


RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Il decreto legislativo mira a dare attuazione nell'ordinamento interno, sulla base dei criteri stabiliti dagli articoli 12 e 19 della legge 22 aprile 2021, n. 53 recante "*Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione degli altri atti dell'Unione europea – legge di delegazione europea 2019-2020*" (nel seguito legge di delegazione), alla direttiva UE n. 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 (rifusione). Sono state anche inserite disposizioni integrative e modificative delle norme vigenti per tenere conto della entrata in vigore del regolamento (UE) 943/2019 (rifusione), del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore elettrico e che abroga la direttiva 2005/89/CE. Le norme europee oggetto di recepimento fanno parte del c.d. *Clean Energy Package* della Commissione europea, ossia il pacchetto normativo dell'UE volto a facilitare il perseguimento degli obiettivi del Consiglio europeo dell'ottobre 2014 che ha definito i target al 2030 in materia di emissioni di gas serra (in coerenza con gli impegni poi assunti alla conferenza di Parigi sul clima), sviluppo delle fonti rinnovabili, promozione dell'efficienza energetica, sviluppo delle interconnessioni elettriche, assicurando mercati concorrenziali, prezzi accessibili, sostenibilità ambientale degli investimenti e sicurezza dell'approvvigionamento.

La direttiva UE n. 2019/944 stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione, l'accumulo e la fornitura dell'energia elettrica, unitamente a disposizioni in materia di protezione dei consumatori, di funzioni e organizzazione dei gestori delle reti di trasmissione e distribuzione e di indipendenza delle autorità di regolazione, al fine di creare nell'Unione europea mercati dell'energia elettrica effettivamente integrati, competitivi, flessibili, equi e trasparenti.

In particolare, le disposizioni contenute nella direttiva UE n. 2019/944 definiscono un quadro normativo in cui si mette il consumatore al centro delle misure necessarie per lo sviluppo del mercato integrato, nella prospettiva di un sistema elettrico in cui cresce il ruolo delle risorse distribuite e decentrate e quindi diventa essenziale l'esigenza di flessibilità per garantire la sicurezza delle forniture. A tal fine si prevedono disposizioni volte, da un lato, a promuovere la partecipazione attiva e consapevole del consumatore; dall'altra, a promuovere la diffusione di sistemi di accumulo e di ricarica dei veicoli elettrici, secondo criteri di mercato, funzionali all'integrazione nel sistema della crescente generazione da fonti rinnovabili. A tal riguardo, sono state introdotte anche novità di rilievo, in particolare in tema di sviluppo delle comunità energetiche dei cittadini, volte a valorizzare la partecipazione attiva dei cittadini e il ruolo delle comunità nei diversi ambiti di attività del settore elettrico (dalla produzione alla vendita alla fornitura di servizi al sistema) e di sviluppo e promozione dei sistemi di accumulo secondo logiche di mercato. Si tratta di novità importanti nel disegno complessivo di un sistema che dovrà governare, in condizioni di sicurezza e secondo principi di efficienza e contenimento dei costi, l'integrazione della crescente quota di generazione da fonti rinnovabili. Nell'ottica di promuovere un sistema più decentrato e flessibile, la direttiva rafforza inoltre il ruolo dei gestori della rete di distribuzione, prevedendo un quadro di regole in materia di approvvigionamento di servizi di flessibilità.

Il regolamento UE 2019/943 mira ad armonizzare le regole di funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica con l'obiettivo di definire condizioni effettive che consentano:

-  a) un accesso non discriminatorio, anche in termini di responsabilità e partecipazione ai costi, a

tutti i fornitori di risorse e ai clienti dell'energia elettrica, con particolare attenzione all'integrazione nei mercati dell'energia e dei servizi della gestione della domanda, dei sistemi di accumulo e della generazione da fonti rinnovabili;

b) la formazione di segnali di prezzo dei mercati efficienti.

In tale ottica sono rafforzate le norme per promuovere gli scambi transfrontalieri, volte ad un'effettiva integrazione dei mercati all'ingrosso a livello europeo, attraverso regole comuni in materia di allocazione della capacità e gestione delle congestioni; da ultimo, le norme UE prevedono ulteriori sforzi di armonizzazione a livello europeo delle norme e procedure operative per i gestori di rete di trasmissione e rafforzano il quadro di riferimento per la cooperazione regionale/europea necessaria a gestire sistemi sempre più interconnessi, con l'istituzione di entità di coordinamento sovranazionali, sottoposte alla supervisione congiunta delle autorità di regolazione nazionali, che dovranno supportare i gestori di rete nello svolgimento delle proprie funzioni.

Il regolamento UE 2019/941, infine, stabilisce norme in materia di cooperazione tra gli Stati membri al fine di prevenire e gestire le crisi nel settore dell'energia elettrica anche attraverso l'armonizzazione dei Piani nazionali di prevenzione e gestione degli eventi critici e delle misure negli stessi contenuti previa individuazione secondo criteri armonizzati dei principali scenari di rischio sia nazionali sia europei.

L'Italia ha avviato da tempo, anche in attuazione di quanto previsto dal precedente Terzo pacchetto energia, recepito a livello nazionale con il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, diverse riforme sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato al dettaglio volte ad una maggiore liberalizzazione e all'integrazione con gli altri mercati europei.

L'intervento normativo proposto, nel recepire le nuove disposizioni dell'UE innanzi descritte, va quindi nella direzione di integrare e rafforzare le riforme già avviate, coerentemente con gli obiettivi e le misure contenuti nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), salvaguardando ove necessario le specificità del sistema elettrico nazionale. Le disposizioni introdotte contribuiscono inoltre a definire il quadro normativo di riferimento per l'attuazione delle azioni del Piano nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) riguardanti la "Rivoluzione verde e la transizione ecologica".

In tale contesto vengono in particolare introdotte disposizioni volte a disciplinare le nuove configurazioni delle comunità energetiche dei cittadini in modo coordinato con le disposizioni previste dalla direttiva 2001/2018 in materia di comunità energetiche rinnovabili, a rafforzare i diritti dei clienti finali in termini di trasparenza (delle offerte, dei contratti e delle bollette), a completare la liberalizzazione dei mercati al dettaglio salvaguardando i clienti più vulnerabili, ad aprire maggiormente il mercato dei servizi a nuove tipologie di soggetti quali la gestione della domanda e i sistemi di accumulo, a prevedere un ruolo più attivo dei gestori di sistemi di distribuzione, a regolare la possibilità di istituire sistemi di distribuzione chiusi, ad aggiornare gli obblighi di servizio pubblico per le imprese operanti nel settore della generazione e della fornitura di energia elettrica, ad introdurre un sistema di approvvigionamento a lungo termine di capacità di accumulo con l'obiettivo di promuovere lo sviluppo degli investimenti necessari per l'attuazione degli obiettivi del PNIEC.

I destinatari dell'intervento normativo proposto sono essenzialmente i consumatori e i produttori di energia elettrica nelle diverse configurazioni soggettive, nonché i soggetti che rivestono un ruolo



pubblico concernente la gestione del sistema elettrico (gestori di rete di trasmissione e distribuzione, gestore dei mercati elettrici e l'Autorità di regolazione).

L'**articolo 1**, (*Principi generali di organizzazione del mercato dell'energia elettrica*), ribadisce e rafforza i principi alla base della disciplina del mercato dell'energia elettrica quali la libertà degli scambi, l'armonizzazione con il mercato europeo, la trasparenza dei prezzi, la libertà di scelta del fornitore, la partecipazione attiva dei consumatori, la protezione dei clienti vulnerabili e in povertà energetica. Viene inoltre sancita l'esigenza di dare stabilità agli investimenti necessari per la transizione energetica previsti dal piano nazionale integrato energia e clima e quelli necessari per l'aumento della capacità di interconnessione di cui al regolamento UE 2018/1999. Sono fatte salve le disposizioni tributarie in materia di accisa sull'energia elettrica.

L'**articolo 2** (*Modifiche e integrazioni all'articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79*) introduce modifiche all'articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, come integrato dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, per recepire le nuove definizioni previste dalla direttiva UE n. 2019/944 o per rendere coerenti con il quadro europeo alcune definizioni già presenti nella disciplina nazionale.

L'**articolo 3** (*Definizioni*), prevede le definizioni che discendono dalla introduzione dei nuovi istituti introdotti dalla direttiva UE n. 2019/944, tra cui si segnalano quelle di cliente attivo, comunità energetica, aggregazione, stoccaggio dell'energia, centro di coordinamento regionale, le componenti di rete pienamente integrate.

L'**articolo 4** (*Partecipazione al mercato degli operatori dei Paesi terzi*) stabilisce, in recepimento delle disposizioni di cui all'articolo 3, paragrafo 5, della direttiva, che i partecipanti al mercato provenienti dai Paesi non appartenenti all'Unione europea sono tenuti al rispetto del diritto applicabile dell'Unione europea e del diritto italiano ivi comprese le normative in materia di ambiente e sicurezza.

L'**articolo 5** (*Diritti contrattuali dei clienti*), in primo luogo, ribadisce i diritti dei clienti di ricevere una fornitura di energia elettrica di loro scelta, anche di produttore o fornitore di un altro Stato membro, e di poter anche avere più di un contratto di fornitura allo stesso tempo, a condizione che siano stabiliti i necessari punti di connessione, beneficiando, ai sensi del *comma 2*, dei diritti contrattuali previsti dai commi successivi. Il *comma 3* indica i contenuti dell'informazione che deve essere indicata nel contratto di fornitura di energia elettrica concluso dal cliente finale, mentre il *comma 4* stabilisce il diritto a ricevere, a pena di nullità, prima della conclusione del contratto, un documento informativo recante una sintesi, scritta in un linguaggio semplice e conciso, dei diritti di cui al *comma 3* e delle ulteriori condizioni contrattuali. Il *comma 5* disciplina gli effetti della modifica delle condizioni contrattuali ed il *comma 6* il correlato esercizio del diritto di recesso. Il *comma 7* prevede che i fornitori trasmettano ai clienti finali informazioni chiare e trasparenti sui prezzi e sulle tariffe praticati, nonché sulle condizioni contrattuali generalmente praticate e il *comma 8* che gli stessi fornitori offrano diversi metodi di pagamento. Il *comma 9* prevede che i moduli o formulari recanti le condizioni contrattuali siano redatti in termini equi e trasparenti, in un linguaggio semplice e univoco e il *comma 10* che i clienti finali hanno diritto a un buon livello di prestazione dei servizi e di gestione dei propri eventuali reclami da parte dei fornitori, in modo semplice, equo e rapido e, ai sensi del *comma 11*, di essere prontamente e adeguatamente informati sui propri diritti derivanti dagli obblighi di servizio pubblico universale imposti ai fornitori. Il *comma 12* disciplina il diritto del cliente finale di essere informati in modo adeguato dai fornitori



sulle misure alternative alla disconnessione del servizio, con sufficiente anticipo rispetto alla data prevista per l'interruzione della fornitura, comunque non inferiore a un mese. Il *comma 13* prevede che i clienti finali ricevano una fattura di conguaglio definitivo dal fornitore entro sei settimane dall'effettuato cambiamento di fornitore. Il *comma 14* demanda all'Autorità di regolazione per l'energia, le reti e l'ambiente (di seguito anche ARERA o Autorità di regolazione o Autorità) l'adozione delle misure necessarie al fine di rendere effettivi i diritti previsti dalle disposizioni contenute nell'articolo. Per ragioni di coordinamento legislativo il terzo comma dell'articolo 35 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, è abrogato (comma 15).

L'articolo 6 (Bollette e informazioni di fatturazione) ribadisce i diritti dei clienti finali in materia di bollette e informazioni di fatturazione. In particolare, il comma 1 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. Il *comma 2* precisa che tutte le bollette e le informazioni di fatturazione devono essere fornite gratuitamente. Il *comma 3* disciplina le modalità di comunicazione delle bollette e delle informazioni da parte del fornitore e stabilisce il diritto del cliente finale di accedere a soluzioni flessibili di pagamento. Il comma 4 prevede che nel caso in cui il contratto di fornitura preveda variazioni dei prodotti e dei servizi offerti ovvero del prezzo di fornitura, dette variazioni siano indicate nella bolletta, unitamente alla data della prevista variazione. Il *comma 5* individua, con rinvio all'allegato I al provvedimento, i requisiti minimi cui i fornitori sono tenuti a conformarsi nella compilazione delle bollette e delle informazioni di fatturazione. Il *comma 6* demanda all'Autorità il compito di adottare, sentite le organizzazioni rappresentative dei consumatori, gli atti regolatori necessari a rendere effettivi i diritti dei consumatori in materia di bollette e informazioni di fatturazione.

L'articolo 7 (Diritto a cambiare fornitore) disciplina il diritto del cliente a cambiare il proprio fornitore senza discriminazioni legate a costi, oneri o tempi. Il *comma 1* stabilisce, in particolare, che tale cambio avvenga 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. Il *comma 2* introduce l'obbligo in capo ai fornitori di comunicare, nei documenti informativi precontrattuali, nel contratto stesso o nelle bollette periodiche, le modalità per il suddetto cambio fornitore. Il *comma 3* demanda all'ARERA il compito di avviare, entro un anno dalla data di entrata in vigore del decreto, una consultazione degli operatori attivi nel mercato interno dell'energia elettrica e delle organizzazioni rappresentative dei consumatori registrate al fine di adottare gli atti regolatori volti a garantire che il cambio fornitore avvenga, a partire dal 1 gennaio 2026, entro ventiquattrore dalla richiesta. Il *comma 4*, stabilisce che l'esercizio del recesso da parte dei clienti civili e delle piccole imprese non può essere soggetto ad alcun onere. Il *comma 5* prevede la possibilità per il fornitore di imporre oneri di natura economica per il cliente finale che receda anticipatamente da un contratto a tempo determinato e a prezzo fisso. Tale onere deve essere chiaramente comunicato sia prima della stipula del contratto sia nel contratto stesso, deve essere stato specificamente approvato e sottoscritto dal cliente e deve essere proporzionato, senza eccedere la perdita economica direttamente subita dal fornitore in conseguenza dello scioglimento anticipato del contratto. All'Autorità è demandato il compito di adottare la regolazione necessaria in materia di diritto al cambio fornitore e di recesso (*comma 6*). Infine, il *comma 7* disciplina il diritto dei clienti civili di accedere a programmi collettivi di cambio fornitore, prevedendo che, in caso di pratiche abusive nei confronti degli aderenti al programma, le organizzazioni rappresentative dei consumatori possano agire in giudizio ai sensi dell'articolo 140 del decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206, mentre i singoli partecipanti possono promuovere l'azione di classe di cui all'articolo 140-bis del codice civile.



L'articolo 8 (*contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica*) disciplina il diritto dei clienti finali ad un contratto con prezzo dinamico, ovvero un 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 *comma 1* stabilisce in primo luogo il diritto del cliente finale, che dispone di un contatore intelligente, a stipulare tale contratto, su espressa richiesta, con ciascun fornitore che abbia più di 200.000 clienti finali. Il *comma 2* prevede che il contratto si basi sui dati effettivi di consumo del cliente, come rilevati dal contatore intelligente, e riportati anche nella bolletta e negli altri documenti di fatturazione. Il *comma 3* sancisce l'obbligo per i fornitori di informare in modo chiaro il cliente finale sulle condizioni di tali contratti nonché sulle opportunità e sui rischi, demandando all'Autorità il compito di rafforzare gli strumenti per la tutela dei clienti finali che stipulano contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica da eventuali pratiche abusive. Il *comma 4* prevede il monitoraggio per dieci anni da parte dell'ARERA, nell'ambito della relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, sulla diffusione e lo sviluppo nel mercato di tale tipologia di contratti, con particolare riguardo ai rischi, all'impatto sulle bollette e al livello di volatilità dei prezzi. Il *comma 5* infine, prevede che l'ARERA possa adottare, anche in base ai risultati del monitoraggio del mercato e delle offerte, gli atti regolatori volti ad 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 (*sistemi di misurazione intelligenti e diritto al contatore intelligente*) sancisce il diritto dei clienti finali di avere l'accesso a contatori intelligenti e individua i requisiti minimi che questi ultimi devono rispettare. A tal riguardo, il *comma 1*, attribuisce all'ARERA 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.

All'ARERA (*comma 2*) spetta anche la definizione delle modalità di contribuzione dei clienti ai costi connessi all'introduzione di detti sistemi di misurazione intelligenti, in modo trasparente e non discriminatorio, tenendo conto dei benefici a lungo termine per l'intera filiera.

Con il *comma 3* viene quindi chiarito che le suddette disposizioni si applicano agli impianti futuri e a quelli che sostituiscono gli esistenti, precisandosi che, i sistemi di misurazione intelligenti già installati o i cui lavori siano stati avviati prima del 4 luglio 2019 possono restare in funzione per l'intera durata del loro ciclo di vita.

Ai sensi del *comma 4* l'ARERA elabora e pubblica un programma temporale degli interventi di sostituzione e ammodernamento dei sistemi di misurazione intelligenti, in dieci anni dall'entrata in vigore del decreto in esame, assicurando che entro il 31 dicembre 2024 l'ottanta per cento dei clienti finali disponga di contatori intelligenti.

Il *comma 5* sancisce il diritto dei clienti finali a richiedere l'installazione o l'adattamento, a proprie spese, di contatori intelligenti, a condizioni eque, ragionevoli ed efficaci, nelle more degli interventi pianificati. Il contatore intelligente richiesto dal cliente finale deve presentare gli stessi requisiti elencati nell'articolo. Si prevede, inoltre, che il cliente finale che richiede l'installazione di un contatore intelligente ha diritto a ricevere un'offerta che espliciti, in forma chiara, le funzioni, anche in chiave di interoperabilità, e i realistici vantaggi del contatore, nonché i costi a suo carico e che il



contatore intelligente deve essere installato o adattato entro un termine ragionevole dalla richiesta, comunque non superiore a quattro mesi.

Infine, si dispone che i clienti che ancora non dispongano di contatori intelligenti (*comma 6*) hanno comunque diritto ad avere contatori convenzionali individuali in grado di misurare con precisione i propri consumi effettivi e facilmente leggibili.

L'articolo 10 (*Strumenti di confronto delle offerte*), 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 di cui all'articolo 1, comma 61, della legge 4 agosto 2017, n. 124, attribuendo all'ARERA il compito di assicurarne il rispetto.

L'articolo 11 (*Clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica*) fa riferimento al criterio direttivo indicato dalla legge di delegazione all'articolo 12, comma 1 lettera e), concernente l'aggiornamento del quadro normativo in materia di protezione dei clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica e a quanto previsto dalla direttiva negli articoli 5, 9, 28 e 29. Al *comma 1* 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; 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; che rientrano tra gli aventi diritto ai sensi della legge 5 febbraio 1992, n. 104; 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 in considerazione delle maggiori difficoltà che possono essere riscontrate da questa categoria di utenti nella partecipazione consapevole al mercato libero dell'energia.

Al *comma 2*, è introdotto l'obbligo per le imprese fornitrici di energia elettrica, a decorrere dalla cessazione del servizio di maggior tutela stabilito dalla legge 124 del 2017, di proporre ai clienti civili vulnerabili che ne facciano richiesta un'offerta ad un prezzo che riflette il prezzo all'ingrosso e i costi efficienti del servizio di commercializzazione e a condizioni contrattuali e di qualità del servizio, come definiti dall'ARERA con proprio provvedimento periodicamente aggiornato. Il *comma 3*, con l'obiettivo di promuovere la tutela dei consumatori in termini di maggiore consapevolezza sul mercato, affida all'Autorità di regolazione la definizione di un indice mensile del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso che possa costituire un riferimento del prezzo della *commodity* nel processo di superamento del regime dei prezzi tutelati per tutti gli utenti domestici e le microimprese.

Il *comma 4* stabilisce che il Ministro della transizione ecologica, sulla base del riesame della Commissione europea sugli interventi pubblici nella fissazione dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica ai clienti civili in condizioni di povertà energetica o vulnerabili previsto dall'articolo 5, paragrafo 10 della direttiva 944/2019, propone al Consiglio dei Ministri, entro il 31 dicembre 2025, un disegno di legge per l'eventuale superamento dell'obbligo di offerta introdotto dal comma 2, prevedendovi contestualmente misure sociali di sostegno ai clienti vulnerabili alternative.

Al *comma 5*, coerentemente con quanto delineato al riguardo dal PNIEC, si prevede l'istituzione, presso il Ministero della transizione ecologica, di un Osservatorio nazionale della povertà energetica composto da sei membri. L'Osservatorio è un organo collegiale composto da sei



membri, nominati con decreto del Ministro della transizione ecologica. Dei sei membri, due, compreso il Presidente dell'Osservatorio, sono designati dal Ministro della transizione ecologica; uno dal Ministro del lavoro e delle politiche sociali; uno dal Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili; uno dalla Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano; uno dall'ARERA. L'Osservatorio si avvale del supporto tecnico del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. e di Acquirente Unico S.p.A.. L'Osservatorio ha il compito di rilevare e monitorare il fenomeno della povertà energetica, anche ai fini della comunicazione integrata sulla povertà energetica di cui all'articolo 24, del Regolamento (UE) 2018/1999; di elaborare criteri per la misurazione e la valutazione del fenomeno della povertà energetica; di supportare il decisore pubblico nell'individuazione di opportune politiche di contrasto anche attraverso azioni di comunicazione, formazione e assistenza a soggetti pubblici ed enti rappresentativi dei portatori di interesse. L'istituzione dell'osservatorio non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica (comma 6).

Con l'obiettivo di promuovere l'accesso ai benefici di una maggiore partecipazione alle opportunità del mercato anche dei clienti in condizioni di disagio economico, al *comma 7* si prevede che gli enti territoriali, ove partecipanti alle comunità energetiche dei cittadini, adottino iniziative affinché anche tali soggetti possano partecipare e godere dei benefici a livello di comunità, quali ad esempio la condivisione dell'energia autoprodotta o l'offerta di servizi di efficienza energetica, che possono avere un ruolo importante nella riduzione della spesa energetica di tali categorie di clienti finali considerato che queste potrebbero avere maggiori difficoltà di accesso a tali opportunità a livello individuale. Gli enti territoriali operano nell'ambito delle risorse disponibili a legislazione vigente nei propri bilanci e senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica

L'articolo 12 (*Contratti di aggregazione e gestione della domanda attraverso l'aggregazione*), in coerenza con gli articoli 13 e 17 della direttiva e integrando quanto previsto dal d.lgs. 102 del 2014, reca disposizioni in materia di aggregatori e partecipazione degli stessi ai mercati. Il *comma 1* stabilisce il diritto dei clienti 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 di loro scelta. In particolare, si prevede che i clienti possono stipulare contratti di aggregazione senza il consenso del proprio fornitore di energia elettrica. Il *comma 2* stabilisce il diritto dei clienti di essere informati, in maniera esaustiva, dai partecipanti al mercato coinvolti in un'aggregazione sui termini e sulle condizioni dei contratti offerti, nonché di ricevere gratuitamente tutti i dati di gestione della domanda e quelli relativi all'energia elettrica fornita e venduta. Il *comma 3* precisa che i suddetti diritti sono garantiti a tutti i clienti senza discriminazioni quanto a costi, oneri o tempi e i clienti non possono subire oneri o procedimenti discriminatori ad opera dei propri fornitori per la loro partecipazione a un contratto di aggregazione. Si stabilisce che i clienti hanno diritto di partecipare ad aggregazioni per la gestione collettiva della propria domanda di energia elettrica e che le aggregazioni di clienti finali partecipano, insieme ai produttori e in modo non discriminatorio, al mercato interno dell'energia elettrica (*comma 4*) e che il gestore del sistema di trasmissione e il gestore del sistema di distribuzione dell'energia elettrica, in caso di acquisto di servizi ancillari, assicurano la parità di trattamento tra partecipanti ad aggregazioni nella gestione della domanda e produttori, sulla base delle rispettive capacità tecniche (*comma 5*).

Il *comma 6* attribuisce all'ARERA il compito di definire, entro sei mesi dall'entrata in vigore del provvedimento in esame, le regole tecniche e le regole di dettaglio per la partecipazione al mercato



interno dell'energia elettrica dei soggetti coinvolti in un'aggregazione nella gestione di una domanda di energia, nel rispetto di specifici criteri ivi indicati.

L'articolo 13 (*Formazione dei prezzi nei mercati dell'energia elettrica*), introduce al *comma 1* disposizioni per l'avvio, con provvedimento del Ministero della transizione ecologica, sentita l'ARERA e previo parere della Commissioni parlamentari, di un processo graduale volto al superamento del meccanismo del prezzo unico nazionale (PUN) nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, in linea con il criterio contenuto nella legge di delegazione europea all'articolo 19, comma 2, lettera a). La disposizione è funzionale a promuovere un contesto di mercato che stimoli, attraverso segnali di prezzo, la partecipazione più attiva della gestione della domanda ai mercati elettrici. Il PUN è un meccanismo in base al quale i consumatori finali pagano un prezzo medio ponderato indipendentemente dalla zona di mercato in cui sono localizzati in luogo di prezzi zionali. In tal senso il PUN ha rivestito anche una funzione di calmierazione di prezzi diversi tra le diverse zone di offerta, mitigando possibili svantaggi competitivi di specifiche aree territoriali per motivi di congestione di rete e carenza di offerta rispetto alla domanda. Per tali motivi, la norma introdotta stabilisce che il superamento del PUN sia subordinato ad una valutazione sull'impatto sui mercati dell'energia elettrica e sui consumatori, tenuto conto della modifica del mix tecnologico di generazione in presenza di una crescente quota 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. A tale scopo, il *comma 2* stabilisce che il Ministero della transizione ecologica, entro 12 mesi dall'adozione del decreto legislativo, avvalendosi della società per azioni Ricerca sul Sistema Energetico (RSE) che opera nell'ambito delle risorse della ricerca del sistema elettrico, elabora un rapporto contenente una valutazione degli impatti attesi sulla base dei suddetti elementi.

L'articolo 14 (*Clients attivi e comunità energetiche dei cittadini*) introduce disposizioni con riferimento a un tema innovativo, riconducibile al fenomeno dei clienti attivi e delle comunità energetiche dei cittadini, il quale presenta aspetti di delicatezza per il sistema elettrico oltreché esigenze di coordinamento con l'atto di recepimento della direttiva 2018/2001/UE in materia di promozione delle fonti rinnovabili, la quale disciplina, con diverse specificità, l'autoconsumo. Le disposizioni previste tengono conto, oltre che dello specifico criterio di cui all'articolo 12, comma 1, lettera a), della legge di delegazione, anche della disciplina transitoria di cui all'articolo 42-*bis* del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, che ha trovato attuazione a seguito dell'adozione della regolazione. La fase transitoria avviata con quest'ultima norma ha consentito di acquisire primi dati ed elementi che rappresentano un riferimento per le disposizioni proposte.

In primo luogo, con il *comma 1*, si stabilisce il diritto dei clienti attivi di partecipare al mercato dell'energia elettrica come clienti attivi. Il *comma 2* precisa che la partecipazione al mercato può avvenire in forma singola o aggregata; che i clienti hanno il diritto di vendere sul mercato l'energia elettrica autoprodotta, anche stipulando accordi per l'acquisto di energia elettrica e di partecipare a meccanismi di flessibilità e a meccanismi di efficienza energetica; che la gestione degli impianti può essere attribuita a soggetti terzi; che i clienti 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 e che sono responsabili, dal punto di vista finanziario, degli



squilibri che apportano alla rete elettrica. Si stabilisce che i clienti attivi proprietari di impianti di stoccaggio dell'energia (*comma 3*): hanno diritto alla connessione alla rete elettrica entro un termine ragionevole dalla richiesta, purché assumano su di sé la responsabilità del bilanciamento e assicurino una misurazione adeguata; non possono essere assoggettati a una duplicità di oneri, per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella loro disponibilità o per la prestazione di servizi di flessibilità ai gestori dei sistemi; non possono essere assoggettati a requisiti od oneri sproporzionati per il rilascio di autorizzazioni e sono autorizzati a fornire diversi servizi contemporaneamente.

È quindi disposto che i clienti attivi che agiscono collettivamente regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato, individuando un soggetto responsabile precisandosi che la titolarità e la gestione degli impianti di produzione e di stoccaggio, ubicati nell'edificio o condominio nonché in siti diversi nella disponibilità dei clienti attivi medesimi, la cui produzione rileva ai fini della condivisione dell'energia, può essere in capo a un soggetto terzo, purché quest'ultimo sia soggetto alle istruzioni di uno o più clienti attivi facenti parte del gruppo (*comma 4*)

Il *comma 5* prevede che i soci delle comunità energetiche di cittadini regolano i loro rapporti tramite un contratto di diritto privato, che può assumere qualsiasi forma, individuando al loro interno un soggetto responsabile. Sono elencati quindi (*comma 6*), in conformità all'art. 16 della direttiva UE n. 2019/944, requisiti soggettivi delle comunità, quali la finalità principale ossia il perseguimento di benefici ambientali, economici e sociali all'interno della comunità, le responsabilità del soggetto giuridico comunità. È inoltre sancito il diritto dei clienti che aderiscono alla comunità energetica di cittadini di mantenere i propri diritti come clienti finali (anche attivi), nonché la possibilità di recedere dal contratto di associazione. Si individuano gli ambiti di possibile operatività della comunità: generazione, fornitura, consumo, distribuzione, aggregazione, stoccaggio dell'energia, prestazione di servizi di efficienza energetica, servizi di ricarica dei veicoli elettrici, altri servizi energetici

Il *comma 7* chiarisce che la condivisione dell'energia elettrica eventualmente prodotta dalle comunità energetiche dei cittadini possa avvenire per mezzo della rete di distribuzione esistente, anche in virtù di contratti di locazione o di acquisto di porzioni della medesima rete ovvero reti di nuova realizzazione. Si stabilisce che nei casi di gestione della rete di distribuzione da parte della comunità, il gestore, previa autorizzazione del Ministero della transizione ecologica, stipuli una convenzione di sub-concessione con l'impresa di distribuzione territorialmente interessata e, in qualità di sub-concessionario, è tenuto all'osservanza degli stessi obblighi e delle stesse condizioni cui è sottoposto il concessionario. Si precisa che le reti di distribuzione gestite dalle comunità energetiche dei cittadini sono considerate reti pubbliche di distribuzione con obbligo di connessione dei terzi, indipendentemente dalla proprietà e che gli oneri di locazione ovvero di sub-concessione richiesti dal gestore del sistema di distribuzione devono in ogni caso risultare equi e essere sottoposti alla valutazione dell'ARERA.

Il *comma 8* disciplina, con riferimento alle comunità e ai clienti attivi che agiscono in forma aggregata, i criteri di determinazione dell'energia condivisa precisando che: l'energia è condivisa nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa zona di mercato e che la condivisione può avvenire anche per il tramite di impianti di stoccaggio; per le comunità energetiche dei cittadini è inoltre previsto che gli impianti di accumulo e di generazione di energia elettrica oggetto di condivisione devono essere nella piena disponibilità della comunità che è responsabile della loro gestione; si precisa che l'installazione e gestione degli impianti necessari per le attività energetiche può essere demandata ad un soggetto terzo, fermi restando in capo al soggetto giuridico comunità i poteri di indirizzo e controllo sull'operatività degli impianti. Il *comma 9*, precisa che sull'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche di distribuzione con obbligo di connessione di terzi, tra cui



ricadono anche le reti delle comunità energetiche, si applicano gli oneri generali di sistema ai sensi dell'articolo 6, comma 9, del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244.

Il *comma 10* reca i compiti di regolazione affidati all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente per rendere operativo il sistema, attraverso l'emanazione di propri provvedimenti. In particolare, si prevede che l'ARERA: assicuri che le comunità possano partecipare, anche attraverso aggregatori, a tutti i mercati dell'energia elettrica e dei servizi e siano finanziariamente responsabili degli eventuali squilibri arrecati al sistema (*lettera a*); assicuri che siano rispettate le modalità di applicazione degli oneri generali di sistema elettrico, stabilite all'articolo 6, comma 9, del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244 convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2017, n.19, all'energia prelevata dalla rete pubblica, anche se condivisa (*lettera b*). Quindi, ogni cliente finale anche se incluso nelle nuove configurazioni paga interamente gli oneri generali di sistema su tutti i prelievi dalla rete elettrica, ivi inclusa l'energia condivisa per autoconsumo. Tale scelta ha il vantaggio di tenere sotto controllo gli oneri derivanti da possibili esenzioni implicite delle nuove configurazioni di autoconsumo e, al contempo, di consentire il mantenimento dell'attuale tariffa di raccolta degli oneri generali di sistema senza dover provvedere a nuove notifiche. È previsto inoltre che la stessa Autorità individui (*lettera c*), anche in via forfetaria, il valore delle componenti tariffarie regolate (di rete e non) che non devono essere applicate all'energia condivisa nell'ambito della porzione di rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria ed istantaneamente autoconsumata, in quanto corrispondenti a costi evitati per il sistema, in funzione della localizzazione sulla rete elettrica dei punti di immissione e di prelievo di ciascuna configurazione, in quanto risulterebbero non proporzionali o discriminatorie. Ciò considerando che tale energia risulta istantaneamente prodotta e, in funzione della localizzazione dei punti di consumo, può essere equiparata all'autoconsumo fisico *in situ* ovvero determinare dei costi evitati per il sistema. Da ultimo si prevede che l'Autorità adotti provvedimenti per la sperimentazione, attraverso progetti pilota, di criteri di promozione dell'auto bilanciamento all'interno delle suddette configurazioni, valorizzando i benefici dell'autoconsumo sull'efficienza di approvvigionamento dei servizi ancillari, anche prevedendo che le configurazioni siano considerate utenti del dispacciamento in forma aggregata.

Al Ministro della transizione ecologica è demandata (*comma 11*), l'adozione di indirizzi affinché: a) i gestori della rete di distribuzione e Terna cooperino per consentire l'attuazione delle disposizioni previste nell'articolo in merito, in particolare, alle modalità per rendere disponibili le misure dell'energia condivisa e alle modalità per la partecipazione ai mercati dei servizi, nel rispetto dei vincoli di sicurezza; sia istituito presso il Gestore dei servizi energetici un sistema di monitoraggio delle configurazioni realizzate unitamente alla previsione dell'evoluzione dell'energia soggetta al pagamento degli oneri e delle diverse componenti tariffarie.

L'articolo 15 (*Accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione e linee dirette*), recepisce gli articoli 6 e 7 della direttiva UE n. 2019/944 nel rispetto dei criteri di cui alla lettera b), dell'articolo 12 della legge di delegazione. Il *comma 1* sancisce il diritto dei clienti finali, anche in forma aggregata o di comunità, 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 in maniera obiettiva e non discriminatoria. Si stabilisce che le tariffe ovvero le metodologie di calcolo delle stesse devono essere approvate dall'ARERA (*comma 2*) e che il gestore del sistema di trasmissione o di distribuzione può rifiutare l'accesso unicamente nel caso in cui manchi la capacità necessaria, motivando il rifiuto su criteri oggettivi e giustificati, previamente definiti dall'ARERA, precisandosi che, 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 (*comma 3*).

Il *comma 4* dispone che il cliente finale in caso di rifiuto dell'accesso può richiedere al gestore di trasmettere all'ARERA informazioni sulle misure necessarie per potenziare la rete elettrica e che la trasmissione di tali informazioni è in ogni caso dovuta, anche in mancanza di una richiesta del cliente, in caso di rifiuto dell'accesso a un punto di ricarica, precisandosi che il soggetto che richieda le informazioni, fatta eccezione per l'ipotesi di cui al periodo precedente, è tenuta a pagare al gestore una somma corrispondente al costo del rilascio delle informazioni richieste.

I clienti finali (*comma 5*), in forma singola o aggregata, in caso di rifiuto della connessione da parte di un gestore della rete di trasmissione o distribuzione o nel caso di attivazione della procedura di risoluzione delle controversie presso l'Autorità, possono richiedere l'autorizzazione alla costruzione di una linea elettrica diretta, al fine di realizzare un collegamento privato con un'unità di produzione dell'energia elettrica non localizzata presso il sito del cliente finale. Ai soli fini del rilascio della necessaria autorizzazione amministrativa, la linea diretta è equiparata a una linea di trasmissione o di distribuzione nazionale (*comma 6*).

La disposizione, subordinando la realizzazione della linea diretta al diniego della connessione alla rete pubblica con obbligo di connessione di terzi in avvalimento della facoltà prevista dal *comma 4* del richiamato articolo 7 della direttiva, è orientata all'utilizzo di reti pubbliche esistenti per connettere produzioni e consumi ubicati in siti distinti, in considerazione del fatto che tale assetto garantisce una maggiore efficienza complessiva del sistema e una base imponibile più stabile per il pagamento degli oneri di sistema elettrico. Ad ARERA (*comma 7*) è demandata l'individuazione delle condizioni per l'espressione del rifiuto da parte del TSO o DSO da allegare all'istanza di autorizzazione. Per quest'ultima si applicano le procedure autorizzative previste per la linea di distribuzione o trasmissione nazionale.

L'**articolo 16** (*Sistemi semplici di produzione e consumo*), in attuazione del criterio di delega previsto dall'articolo 12, *comma 1*, lettera b), della legge di delegazione europea, intende intervenire sul quadro normativo esistente derivante da norme stratificate nel tempo con l'obiettivo di promuovere una semplificazione e razionalizzazione delle diverse configurazioni di autoconsumo, partendo dalla definizione di sistemi semplici di produzione e consumo. Trattasi di sistemi all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Nel dettaglio, il *comma 1* definisce il sistema semplice di produzione e consumo come sistema direttamente o indirettamente connesso alla rete con obbligo di connessione di terzi, in cui una linea elettrica collega una o più unità di produzione riconducibili alla medesima proprietà ad uno o più unità di consumo riconducibili alla stessa proprietà. Il *comma 2* chiarisce che i sistemi di cui al *comma 1* devono essere localizzati interamente sulle particelle catastali nella disponibilità dei soggetti che ne fanno parte. Il *comma 3* dispone che l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente aggiorni e adegui la regolazione in materia con l'obiettivo di razionalizzare e semplificare le diverse configurazioni e definizioni di autoconsumo che si sono succedute nel tempo con l'obiettivo di fornire un quadro regolatorio più omogeneo e certo a beneficio degli utenti e ferma restando la disciplina vigente in materia di applicazione degli oneri di sistema e di rete solo all'energia prelevata dalla rete cui tali configurazioni sono connesse.



L'articolo 17 (*Sistemi di distribuzione chiusi*), recependo la facoltà prevista dall'articolo 38 della direttiva UE n. 2019/944 e in attuazione del criterio di cui all'art.12, comma1, lettera b) della legge di delegazione, introduce una nuova disciplina dei sistemi di distribuzione chiusi (nel seguito 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. La disposizione propone il superamento dell'assetto vigente dei sistemi di reti elettriche private, consolidatosi con l'articolo 38, comma 5, del d.lgs. 93 del 2011 che non consentiva la definizione di nuovi SDC, affermando il principio che, dall'entrata in vigore del decreto si possono realizzare nuovi SDC e ferma restando l'esigenza di non modificare gli effetti sui SDC esistenti della norma introdotta con l'articolo 6, comma 9, del (c.d., "milleproroghe 2016")- , ossia la regola generale per la raccolta degli oneri di sistema, ivi stabilita, per cui gli oneri si applicano solo sul prelievo nel punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi. Nel dettaglio, il *comma 1* stabilisce che sono classificati come SDC i sistemi per la distribuzione di energia elettrica a unità di consumo industriali, commerciali o di servizi condivisi, collocate all'interno di un'area geograficamente limitata, nei casi in cui le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema sono integrati per ragioni tecniche o di sicurezza, oppure il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore stesso o alle imprese correlate, in un'area insistente sul territorio di non più di due Comuni adiacenti. Sono quindi individuati, al *comma 2*, alcuni requisiti per la costituzione dei nuovi SDC i quali sono considerati "reti pubbliche di distribuzione con obbligo di connessione dei terzi" (*comma 3*), differenziandosi così rispetto agli SDC esistenti. In quanto tali, i gestori degli SDC sono soggetti alla stipula di una sub-concessione con il gestore titolare della concessione della rete a cui l'SDC è connesso, previa autorizzazione del Ministero della transizione ecologica, e sono tenuti all'osservanza degli obblighi e delle condizioni cui è sottoposto il concessionario *comma 3*. Sono fatte salve le deroghe sull'*unbundling* di cui ai commi 5-bis e 5-ter dell'articolo 38 del d.lgs. n. 93 del 2011 e sono previste esenzioni dai seguenti obblighi: di approvazione da parte dell'Autorità delle tariffe o delle metodologie di calcolo delle stesse, di presentazione dei piani di sviluppo rete, di approvvigionamento dei servizi di flessibilità e di copertura delle perdite di rete e di approvvigionamento secondo regole di mercato degli eventuali servizi per la sicurezza della rete (*comma 4*). Al *comma 5* si prevede invece la facoltà di sviluppare e gestire punti di ricarica di veicoli elettrici, garantendone un accesso aperto e non discriminatorio, e di realizzare e gestire sistemi di stoccaggio. Con il *comma 6* è attribuito all'Autorità il compito di adottare il quadro regolatorio necessario alla costituzione e gestione degli SDC. Al *comma 7* si prevede che con decreto del Ministro della transizione ecologica siano disciplinati l'istituzione dell'albo dei nuovi SDC, la procedura per l'autorizzazione della sub-concessione al nuovo soggetto, nonché la procedura per l'iscrizione nell'albo degli SDC esistenti. Con riferimento a questi ultimi, con il *comma 8*, si prevede che in caso di modifiche del perimetro degli stessi si applica la disciplina prevista per i nuovi SDC. Da ultimo, il *comma 9* prevede che le nuove disposizioni, ad eccezione delle previsioni riguardanti la stipula di una subconcessione, si applicano anche ai porti e agli aeroporti per i quali, ai sensi delle norme vigenti, l'attività di distribuzione di energia elettrica è svolta sulla base di concessioni rilasciate rispettivamente dall'autorità portuale competente ovvero dall'Ente nazionale dell'aviazione civile (ENAC).



L'articolo 18 (*Sviluppo di capacità di stoccaggio*), introduce disposizioni per promuovere gli investimenti per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio funzionali agli obiettivi di crescita della generazione da fonti rinnovabili e di integrazione di quest'ultima nei mercati dell'energia elettrica, prevedendo:

- la definizione per aree territoriali del fabbisogno di capacità di stoccaggio da parte del gestore della rete di trasmissione;
- la messa a punto di un meccanismo di contrattualizzazione a lungo termine per la realizzazione di sistemi di stoccaggio centralizzati, basato su procedure competitive tecnologicamente neutrali, in base al quale all'investitore che realizza tali sistemi viene riconosciuta, con oneri a carico del sistema, la piena copertura di tutti i costi fissi e variabili, nonché un equo ritorno sul capitale investito;
- l'obbligo da parte del soggetto aggiudicatario, in cambio della remunerazione, di rendere disponibile, attraverso meccanismi concorrenziali, la capacità di accumulo realizzata a soggetti terzi interessati ad impiegarla nei vari mercati in cui partecipano;
- l'utilizzo dei proventi derivanti dall'utilizzo nei mercati della capacità di accumulo a copertura dei costi di sviluppo della capacità stessa.

La norma interviene altresì sulla qualificazione dell'uso della risorsa idrica in caso di sistemi di stoccaggio idroelettrico (pompaggi) e sulle procedure di autorizzazione dei relativi impianti.

Con le predette disposizioni si dà attuazione - al criterio direttivo di cui all'articolo 12, lettera c), della legge di delegazione europea, in cui si prevede l'adozione di strumenti funzionali all'adozione di soluzioni di mercato con un orizzonte a lungo termine, al fine di dare stabilità agli investimenti.

In particolare, nel *comma 1* si prevede che sia Terna a definire, in coordinamento con i gestori delle reti di distribuzione, il fabbisogno di capacità di stoccaggio, in considerazione degli obiettivi definiti nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, da sottoporre all'approvazione del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA.

Nel *comma 2* si precisa che la proposta di fabbisogno oltre ad essere articolata su base geografica deve rappresentare le esigenze anche sotto il profilo del tipo di accumulo in relazione alle funzioni cui si riferisce il fabbisogno.

Il *comma 3* individua i criteri per la definizione di un sistema di approvvigionamento a lungo termine della capacità di stoccaggio ritenuta necessaria, basato su aste concorrenziali, trasparenti, non discriminatorie, orientato a minimizzare gli oneri per i consumatori e su requisiti minimi di garanzia e affidabilità dei progetti; si prevede, in particolare, che in esito alle aste sia riconosciuta una remunerazione annua su un orizzonte temporale di lungo termine, a fronte dell'obbligo degli aggiudicatari di rendere disponibile tale capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi connessi.

Il *comma 4* stabilisce che nel caso in cui mediante le aste non risultasse aggiudicato, in tutto o in parte, il fabbisogno previsto, il gestore della rete di trasmissione sottoponga all'approvazione del Ministro della transizione ecologica, previo parere favorevole dell'ARERA, un piano per la realizzazione diretta della capacità di stoccaggio mancante.

Con il *comma 5* si dispone che la capacità di stoccaggio approvvigionata con le procedure previste dall'articolo sia poi allocata agli operatori di mercato attraverso prodotti e meccanismi di mercato definiti dal Gestore dei mercati energetici GME i cui proventi siano poi utilizzati a riduzione del costo di approvvigionamento della capacità di stoccaggio.

Il *comma 6* prevede che per la definizione del sistema di approvvigionamento di cui al comma 2 Terna sulla base dei criteri fissati dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente elabori e



presenti al Ministero della transizione ecologica una proposta di disciplina per la relativa approvazione, precisandosi che l'attuazione della misura è subordinata all'approvazione della Commissione europea.

Con il *comma 7* si prevede che l'Autorità definisca i criteri per la remunerazione della capacità di stoccaggio approvvigionata, le condizioni e le modalità per lo sviluppo del sistema della capacità di stoccaggio da parte del gestore della rete di trasmissione nazionale nel caso in cui altri soggetti non hanno espresso interesse a realizzarla, fermo restando il divieto per il gestore della rete di gestire gli impianti di stoccaggio, nonché i criteri per l'allocazione sui mercati della capacità suddetta, le modalità di copertura dei costi del meccanismo a valere sulla bolletta elettrica e le modalità per il monitoraggio degli effetti del sistema di approvvigionamento in relazione agli obiettivi perseguiti.

Il *comma 8* prevede che la disciplina dei meccanismi di mercato per l'allocazione della capacità di stoccaggio approvvigionata, proposta dal GME, sia approvata, sentita l'ARERA, con decreto del Ministro della transizione ecologica.

Il *comma 9* stabilisce che la costruzione e l'esercizio degli impianti idroelettrici di accumulo mediante pompaggio, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili, nonché le modifiche sostanziali degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica rilasciata con gli effetti e secondo le modalità procedurali e le condizioni previste dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 387 del 2003.

Il *comma 10* chiarisce che ai fini di cui all'articolo 6 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, l'uso delle acque per l'esercizio degli impianti idroelettrici di accumulo mediante pompaggio si qualifica quale uso per sollevamento a scopo di riqualificazione di energia. Si stabilisce inoltre che in caso di impianto idroelettrico di accumulo mediante pompaggio che si avvale con continuità dell'apporto di acqua tramite una derivazione da un corso naturale che alimenta il serbatoio di monte, si prevede che lo scopo predominante è l'uso per sollevamento a scopo di riqualificazione di energia.

Il *comma 11* dispone l'abrogazione dei commi 4 e 5 dell'articolo 36 del d.lgs 93 del 2011, fermi restando gli effetti già prodotti, che prevedevano rispettivamente la realizzazione e gestione da parte dei gestori di rete delle batterie e lo svolgimento di procedure di approvvigionamento di capacità di accumulo mediante pompaggio.

L'*articolo 19* (*Sistemi di stoccaggio facenti parte dei sistemi di distribuzione e del sistema di trasmissione*), in considerazione di quanto previsto agli articoli 36 e 54 della direttiva UE n. 2019/944, introduce al d.lgs. 93/2011 una nuova disposizione, l'articolo 38-bis, che, in deroga al divieto generale per i gestori di rete di possedere, sviluppare e gestire sistemi di stoccaggio elettrico, prevede la possibilità per il gestore della rete di trasmissione e per i gestori delle reti di distribuzione di sviluppare, detenere e gestire impianti di stoccaggio solo nei casi in cui tali impianti si configurino, previa approvazione da parte dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, come componenti pienamente integrate, ovvero dispositivi facenti parte della rete di trasmissione utilizzate al solo scopo di assicurare un funzionamento sicuro e affidabile del sistema di trasmissione o distribuzione e non per il bilanciamento o la gestione della congestione.

Con l'*articolo 20* (*Obblighi di servizio pubblico per le imprese elettriche*), in ottemperanza al criterio direttivo di cui all'articolo 12, comma 1, lettera h), della legge di delegazione europea e a quanto previsto dall'articolo 9 della direttiva UE n. 2019/944, sono introdotte, con i *commi 1 e 2*, disposizioni finalizzate all'aggiornamento della disciplina degli obblighi di servizio pubblico a carico dei gestori degli impianti di generazione elettrica e delle procedure di messa fuori servizio in



relazione alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico. A tal fine, si novellano le disposizioni di cui all'articolo 1-*quinquies* del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 ottobre 2003 n. 290, prevedendo che il Ministro della transizione ecologica, sentita l'Autorità di regolazione per l'energia reti e ambiente, disciplini: gli obblighi di servizio pubblico a carico dei gestori degli impianti di produzione di energia elettrica e di accumulo di energia; i criteri e le modalità con cui il gestore della rete di trasmissione nazionale valuta la domanda di messa fuori servizio definitiva nonché le relative condizioni e tempistiche tenuto conto delle ricadute sul sistema in termini di sicurezza, adeguatezza e costi con riferimento alla chiusura degli impianti; i criteri per il reintegro dei costi fissi degli impianti per i quali la domanda di dismissione non possa essere accolta per motivi di sicurezza; le modalità e le tempistiche con cui il Gestore della rete di trasmissione nazionale predispone, aggiorna e rende disponibili al Ministero le valutazioni in materia di sicurezza e di adeguatezza del sistema elettrico. Si stabilisce infine che il Ministero della transizione ecologica provvede a notificare immediatamente alla Commissione europea le misure riguardanti gli obblighi di servizio pubblico e a informare periodicamente la Commissione circa le eventuali modifiche alle stesse.

L'articolo 21 (*Preparazione ai rischi per la sicurezza del sistema elettrico e disposizioni per l'adeguatezza*) modifica il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, relativamente alle disposizioni riguardanti le misure di salvaguardia in caso di crisi del sistema elettrico, al fine di dare attuazione a quanto previsto dal regolamento UE n. 941/2019. In particolare, viene aggiunto dopo l'articolo 8, l'articolo 8-*bis* relativo alla preparazione ai rischi per la sicurezza del sistema elettrico. Nello specifico si prevede che sia il Ministero della transizione ecologica l'amministrazione competente per l'Italia alla valutazione dei rischi per il sistema elettrico e alla predisposizione del Piano di preparazione ai rischi avvalendosi del gestore della rete di trasmissione nazionale tenendo conto delle disposizioni di cui agli articoli 10, 11 e 12 del Regolamento UE 941/2019, che definiscono il processo di adozione e i contenuti del piano, con riferimento sia alle misure nazionali, sia alle misure regionali e bilaterali. Si stabilisce che il Piano, coerente con gli scenari di rischio del settore elettrico regionali e nazionali, individuati ai sensi degli articoli 6 e 7 del medesimo regolamento UE, sia predisposto previa consultazione pubblica e adottato dal Ministro per la transizione ecologica entro il 5 gennaio 2022 e aggiornato ogni quattro anni, salvo una minore frequenza dettata dalle condizioni di rischio del sistema elettrico. Infine si dispone che il Ministero della transizione ecologica trasmetta 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.

L'articolo 22 (*Funzioni e responsabilità del Gestore della rete di trasmissione*) integra il quadro normativo vigente in relazione alle funzioni e responsabilità del gestore della rete di trasmissione, in considerazione dei nuovi adempimenti previsti dalla direttiva (UE) n. 2019/944 e dal regolamento (UE) n. 2019/943. In particolare, il comma 1 inserisce i commi 2-*bis*, 2-*ter*, 2-*quater*, 2-*quinques*, 2-*sexies* e 2-*septies* all'articolo 3, comma 2 del d.lgs. 16 marzo 1999, n. 79, chiarendo gli obblighi in capo al gestore della rete e le modalità di funzionamento del mercato dei servizi ancillari. Nello specifico, si prevede l'obbligo del gestore 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; si prevede che i servizi di bilanciamento siano acquisiti secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate



sul mercato, sulla base di requisiti tecnici stabiliti d'intesa con l'ARERA; si prevede che il gestore della rete di trasmissione, previa approvazione dell'ARERA, stabilisca 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. Il *comma 2* integra le disposizioni del d.lgs. n.79 del 1999 in materia di obbligo del gestore di rete di riservatezza sulle informazioni commerciali acquisite nello svolgimento dei propri compiti. Il *comma 3* integra le disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011 n. 93, prevedendo il divieto di trasferimento di personale dal gestore di rete a imprese elettriche attive nella generazione e fornitura di energia elettrica. Il *comma 4* prevede, integrando le disposizioni in materia del d.lgs. n. 93 del 2011, la verifica da parte dell'ARERA circa la coerenza del piano decennale di sviluppo della rete predisposto dal gestore della rete di trasmissione con il piano decennale di sviluppo della rete dell'Unione europea di cui all'articolo 30, paragrafo 1, lettera b), del regolamento (UE) 2019/943. I *commi 6, e 7* integrano le norme del d.lgs. 93 del 2011 in materia di certificazione del gestore della rete di trasmissione, disciplinando i casi ove sia necessario un riesame da parte dell'ARERA nonché l'ipotesi in cui un soggetto stabilito in uno Stato terzo, non appartenente all'Unione europea, ne acquisisca il controllo; si prevede in tale ultimo caso che con decreto del Ministro della transizione ecologica siano definiti i criteri, tra i quali quello della sicurezza energetica dell'Italia e dell'UE. Con il *comma 8* infine si interviene affinché il Gestore della rete di trasmissione nazionale implementi il quadro di cooperazione con i Centri di coordinamento regionale, ovvero le entità a *governance* sovranazionale costituite dai gestori di rete degli Stati membri per lo svolgimento dei compiti a livello di aree regionali europee in materia di procedure operative per la sicurezza e l'adeguatezza secondo quanto previsto dal regolamento UE n. 2019/943. A tal riguardo, il gestore della rete dovrà tener conto delle raccomandazioni adottate dai Centri regionali. Si prevede altresì che il gestore della rete di trasmissione nazionale partecipi alla predisposizione delle valutazioni di adeguatezza del sistema elettrico a livello europeo e nazionale, utilizzando le metodologie previste dal medesimo regolamento UE n. 2019/943.

L'**articolo 23** (*Funzioni e responsabilità del Gestore della rete di distribuzione*) integra il quadro normativo vigente e in particolare le disposizioni dell'articolo 38 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 sul ruolo e gli obblighi dei gestori della rete di distribuzione. Il *comma 1* chiarisce che l'indipendenza del gestore del sistema di distribuzione nell'ambito dell'impresa elettrica verticalmente integrata fa salve le esigenze di coordinamento a livello di gruppo societario. Il *comma 2* prevede che il programma di adempimenti elaborato dal gestore del sistema di distribuzione con le misure per escludere i possibili comportamenti discriminatori individui anche gli obblighi in capo ai dipendenti. Il *comma 3*, in linea con gli articoli 31 e 32 della direttiva UE n. 2019/944 e i criteri direttivi di cui all'articolo 12, comma 1 lettera d) e f), della legge di delegazione, prevede 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. La disposizione risponde altresì al criterio indicato nella legge di delegazione all'articolo 19, comma 2, lettera a), numero 2), in cui 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, ecc.). 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 disciplina 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.

Il *comma 4* modifica il comma 2-bis dell'articolo 38 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 affinché le deroghe dagli obblighi previsti dai commi 1 e 2 per i gestori di rete di distribuzione che facciano parte di un'impresa verticalmente integrata e che servono meno di 25.000 punti di prelievo siano applicabili anche alle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie ai sensi dell'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

Il *comma 5* sostituisce il comma 3 dell'articolo 18 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, riguardante l'adozione dei piani di sviluppo di rete da parte dei gestori di rete di distribuzione. Nello specifico, nell'ottica del rafforzamento del ruolo attivo dei gestori dei sistemi di distribuzione, si prevede l'adozione con cadenza biennale, sulla base di modalità stabilite dall'Autorità di regolazione, e in coordinamento con il gestore delle reti di trasmissione nazionali, di piani di sviluppo della rete di competenza con un orizzonte temporale almeno quinquennale che individuino altresì il fabbisogno di servizi di flessibilità che possono essere forniti dalla gestione della domanda, dagli impianti di stoccaggio e dalle unità di generazione connessi alla rete di distribuzione in alternativa all'espansione della rete stessa, nonché gli investimenti programmati con particolare riferimento alle 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* propedeutiche all'ottenimento dei risultati previsti dalla strategia del *Clean Energy Package*.

Il *comma 6* interviene sul decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, integrandone le disposizioni che riguardano la diffusione dei punti di ricarica per la mobilità elettrica. In particolare, in linea con quanto previsto dall'articolo 33 della direttiva UE n. 2019/944, si stabiliscono le condizioni in base alle quali i gestori dei sistemi di distribuzione possono possedere, sviluppare gestire ed esercire punti di ricarica per veicoli elettrici: nello specifico si prevede il divieto in linea generale di possedere, sviluppare, gestire o esercire punti di ricarica per i veicoli elettrici, fatta eccezione per i punti di ricarica privata dei gestori, ad uso esclusivamente proprio. I gestori di rete sono tenuti pertanto, in relazione al fabbisogno previsto di punti di ricarica accessibili al pubblico nei tratti di rispettiva competenza, a svolgere procedure d'asta trasparenti e non discriminatorie. In caso, in esito alle predette aste, non risultino aggiudicazioni a soggetti terzi interessati, il gestore di rete può derogare al divieto generale sopra indicato, previa approvazione da parte dell'ARERA. Si prevede inoltre che, in caso di punti di ricarica sviluppati e gestiti dai gestori dei sistemi di distribuzione,



l'ARERA con cadenza almeno quinquennale verifichi l'eventuale disponibilità e interesse di soggetti terzi a investire nei punti di ricarica nella disponibili dei gestori di rete e disponga, in caso di esito positivo della verifica, la dismissione degli stessi da parte dei gestori di rete; in tale ultimo caso si prevede che l'ARERA possa riconoscere al gestore di rete un'adeguata compensazione volta a consentire il recupero del valore residuo dell'investimento realizzato.

L'articolo 24 (*Funzioni e compiti dell'Autorità di regolazione*), integra gli articoli 42 e 43 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, in materia di previsioni riguardanti obiettivi della regolazione e funzioni e compiti dell'Autorità di regolazione, anche al fine di dare evidenza delle nuove competenze assegnate all'Autorità ai fini dell'attuazione della direttiva UE n. 2019/944 e del regolamento UE n. 2019/943.

In particolare il *comma 1* novella le vigenti disposizioni in materia di obiettivi dell'attività di regolazione prevedendo che tra gli stessi siano ricompresi 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, e soprattutto l'efficienza energetica, delle prestazioni dei sistemi, promuovendo l'integrazione dei mercati.

Il *comma 2* assicura che i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi distribuzione nonché qualsiasi impresa elettrica o di gas naturale e altri partecipanti al mercato, ottemperino agli obblighi che ad essi incombono ai sensi della normativa nazionale vigente e a norma dei regolamenti (UE) 2019/943 e 2009/715, dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli 58, 60 e 61 del regolamento (UE) 2019/943 e di altre disposizioni della pertinente normativa dell'Unione, anche per quanto riguarda le questioni transfrontaliere, nonché delle decisioni dell'ACER.

Al *comma 3* sono integrate le competenze dell'Autorità di regolazione, anche per quanto riguarda le verifiche, congiuntamente alle Autorità di regolazione degli altri Stati membri dell'UE, sulle funzioni e i compiti dei Centri di coordinamento regionali previsti dal regolamento UE 2019/943. L'Autorità è inoltre competente sulla deroga dall'obbligo di ridispacciare gli impianti di generazione in base al criterio di mercato e sul rispetto dell'obbligo in capo ai gestori dei sistemi di trasmissione di mettere a disposizione le capacità di interconnessione nella massima misura stabilita dalle norme UE in materia. Sono infine integrati i compiti dell'Autorità di regolazione con riguardo alla disciplina dell'applicazione dei codici di rete europei e degli orientamenti adottati ai sensi degli articoli 58, 60 e 61 del regolamento (UE) 2019/943 e al monitoraggio delle prestazioni dei Gestori dei sistemi di trasmissione e dei Gestori dei sistemi di distribuzione relativamente agli interventi di sviluppo delle *smart grids* e sull'eliminazione degli ostacoli e delle restrizioni ingiustificati allo sviluppo dell'autoconsumo di energia elettrica e alle comunità energetiche dei cittadini. Il *comma 4* prevede la possibilità per l'Autorità di regolazione cui per legge sia riconosciuto il potere di verificare le tariffe ovvero le metodologie di calcolo delle stesse, di definire, in caso di ritardo, tariffe o metodologie di calcolo provvisorie e di prevedere misure di compensazione in caso di scostamenti rispetto a quelle poi adottate in via definitiva. Il *comma 5*, infine, stabilisce e disciplina il diritto dei partecipanti al mercato di presentare un reclamo avverso le decisioni dell'Autorità di regolazione in materia di tariffe e metodologie di calcolo. Si dispone infine che le decisioni sui reclami siano pubblicate in un'apposita sezione del sito web dell'ARERA, ferma la riservatezza



delle informazioni commercialmente sensibili e che la partecipazione delle imprese elettriche alle procedure di risoluzione delle controversie è obbligatoria.

L'articolo 25 (Poteri sanzionatori) individua, mantenendo fermo quanto previsto dalla legge n. 481 del 1995 e dall'articolo 45 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, le disposizioni, la cui inosservanza comporta l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie da parte dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente. In particolare è sanzionata l'inosservanza delle prescrizioni e degli obblighi previsti dalle seguenti disposizioni: articoli 5, commi da 1 a 13, 6, commi da 1 a 5, 7, commi 1,2,4 e 5, 8, commi da 1 a 3, 9, commi 6 e 7, 11, comma 2, 12 commi da 1 a 5, 15, comma 3, del decreto in esame; articoli 6, paragrafi 13 e 14, 7, 8, 9, 10, 12, paragrafo 1, 13, paragrafi 4, 5, e 7, 16, paragrafi 1,2,8 e 11, 17, articolo 23, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2019/943; articoli 37, 42 e 46 del regolamento (UE) 2019/943 con riferimento ai Centri di coordinamento regionale o loro sedi distaccate aventi sede in Italia effettuando ispezioni, anche senza preavviso, presso i loro locali; articoli 3, comma 2, e 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79; articolo 35, comma 9, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93; codici di rete adottati a norma dell'articolo 59 del Regolamento (UE) 2019/943 e orientamenti vincolanti adottati a norma dell'articolo 61 del Regolamento (UE) 2019/943.

L'articolo 26 (Esenzione per i nuovi interconnettori tra Stati membri dell'UE) prevede che a decorrere dall'entrata in vigore del decreto in esame, le decisioni sulle nuove richieste di esenzione, ovvero di modifica di un'esenzione già concessa, dal diritto di accesso dei terzi, in relazione allo sviluppo di nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici degli Stati membri nel rispetto di quanto stabilito dall'articolo 63 del regolamento (UE) n. 2019/943, sono adottate dall'Autorità di regolazione. 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 (Clausola di invarianza finanziaria) precisa che dal provvedimento in oggetto non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica e che le amministrazioni interessate provvedono all'attuazione delle disposizioni contenute nel provvedimento medesimo con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.



Tabella di concordanza per il recepimento della Direttiva 944/2019

DIRETTIVA UE 944/2019 del Parlamento europeo del 5 giugno 2019 relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE	Norme vigenti che già recepiscono le disposizioni della Direttiva	Norme previste dal d.lgs. di recepimento
CAPI I e II - artt. 1-9		
ARTICOLO 1 - Oggetto	D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79 D.lgs. 1 giugno 2011, n. 93	Articolo 1
ARTICOLO 2 - Definizioni	Recepite con: D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79 (art. 2) D.lgs. 1 giugno 2011, n. 93 (art. 34) D.lgs. 4 luglio 2014 n. 102 D.lgs. 30 maggio 2008, n. 115 (art. 2) D.lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 (art. 2) D.lgs. 16 dicembre 2016, n. 257 (art. 2) DM 19 dicembre 2003 DM 18 aprile 2005 Delibere ARERA: 302/2016, 501/2014, 99/08, 568/2019, 209/2016, 463/2016, 87/2016 111/06	Articolo 2 e Articolo 3
ARTICOLO 3 - Mercato dell'energia elettrica competitivo, incentrato sui consumatori, flessibile e non discriminatorio	Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 Delibera Arera Arg elt 99/08, 413/2016, 568/2019, 463/2016, 209/2016	Articolo 4
ARTICOLO 4 - Libertà di scelta del fornitore	D.L. 18 giugno 2007, n.73 D.lgs. 1 giugno 2011, n. 93	Articolo 5
ARTICOLO 5 - Prezzi di fornitura basati sul mercato	D.lgs. 1 giugno 2011, n. 93 (art. 35) D.L. 18 giugno 2007, n.73 (art. 1) Legge 23 dicembre 2005, n. 266 (art. 1 comma 375) Legge 4 agosto 2017, n.124 (art. 1, commi 59, 60, 75, 76) DM 31 dicembre 2020	Articolo 11
ARTICOLO 6 - Accesso di terzi	D.lgs 16 marzo 1999, n. 79. (Art. 3)	Articolo 15
ARTICOLO 7 - Linee dirette	D.lgs n. 79/99 (art. 3, comma 14).	Articolo 15
ARTICOLO 8 - Procedura di autorizzazione per nuova capacità	Legge 9 aprile 2002, n. 55 D.lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 Legge 27 ottobre 2003, n. 290 Legge 23 agosto 2004, n. 239 D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28	



Tabella di concordanza per il recepimento della Direttiva 944/2019

ARTICOLO 9 - Obblighi di servizio pubblico	D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79 D.lgs. 1 giugno 2011, n. 93	Articoli 11 e 20
CAPO III artt. 10-29		
ARTICOLO 10 - Diritti contrattuali di base	D.lgs. 1 giugno 2011, n. 93 (art. 35) Legge Delibere ARERA 366/2018, 144/07	Articolo 5
ARTICOLO 11 - Diritto a un contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica		Articolo 8
ARTICOLO 12 - Diritto di cambiare e norme sui relativi oneri	D.lgs 93/2011 Delibera Arera 487/2015	Articolo 7
ARTICOLO 13 - Contratto di aggregazione		Articolo 12
ARTICOLO 14 - Strumenti di confronto	Legge 124/2017 (art 1, comma 61) e delibera ARERA 51/2018	Articolo 10
ARTICOLO 15 - Clienti attivi	DL 30 dicembre 2019, n. 162 (art. 42-bis) Delibere ARERA : 458/2016, 419/2017, 574/2014	Articolo 14
ARTICOLO 16 - Comunità energetiche dei cittadini		Articolo 14
ARTICOLO 17- Gestione della domanda mediante aggregatori	D.lgs 4 luglio 2014 n. 102, (art.11) Delibera ARERA 300/2017	Articolo 12
ARTICOLO 18 - Bollette e informazioni di fatturazione	Dlgs 102/2014, (art. 9) Delibera ARERA 463/2016, 366/2018	Articolo 6
ARTICOLO 19 - Sistemi di misurazione intelligenti	D.lgs 93/2011 (art. 35) D.lgs 102/2014 (Art.9) Delibera ARERA 646/2016	Articolo 9
ARTICOLO 20 - Funzionalità dei sistemi di misurazione intelligenti	Delibera ARERA 87/2016	Articolo 9
ARTICOLO 21 - Diritto a un contatore intelligente	Delibera ARERA 87/2016	Articolo 9
ARTICOLO 22 - Contatori convenzionali	Non applicabile. Attualmente in corso di installazione contatori di 2° generazione.	
ARTICOLO 23 - Gestione dei dati	Legge 13 agosto 2010, n. 129/10 legge 24 marzo 2012, n. 27/2012 Legge 27 dicembre 2017 n. 205 Delibere ARERA: 201/10, 79/2012, 270/2019.	
ARTICOLO 24 - Requisiti di interoperabilità e procedure per l'accesso ai dati	Non da recepire (in attesa degli atti di esecuzione della COMM)	
ARTICOLO 25 - Sportelli unici	Delibera ARERA 28/2008	
ARTICOLO 26 - Diritto alla risoluzione extragiudiziale delle controversie	D.lgs 93/2011, art. 44 Delibera ARERA 209/2016	
ARTICOLO 27 - Servizio universale	D.L. 18 giugno 2007, n.73 (art. 1) Legge 4 agosto 2017, n.124	
ARTICOLO 28 - Clienti vulnerabili	Legge 23 dicembre 2005, n. 266 (art. 1, comma 375) Decreto interministeriale 28 dicembre 2007 Legge 4 agosto 2017, n.124 (art. 1, comma 75)	Articolo 11



Tabella di concordanza per il recepimento della Direttiva 944/2019

ARTICOLO 29 - Povertà energetica		Articolo 11
CAPO IV artt. 30-39		
ARTICOLO 30 - Designazione dei gestori dei sistemi di distribuzione	D.lgs n. 79/99 (art. 9)	
ARTICOLO 31 - Compiti dei gestori dei sistemi di distribuzione	D.lgs n. 93/2011 (art. 38)	Articolo 23
ARTICOLO 32 - Incentivi per l'impiego della flessibilità nelle reti di distribuzione		Articolo 23
ARTICOLO 33 - Integrazione dell'elettromobilità nella rete elettrica	D.lgs n. 257/2016	Articolo 23
ARTICOLO 34 - Compiti dei gestori dei sistemi di distribuzione riguardo alla gestione dei dati	Delibera ARERA 296/2015/R/Com	Articolo 23
ARTICOLO 35 - Separazione dei gestori dei sistemi di distribuzione	D.lgs 93/2011 (art. 38) Delibera ARERA 296/2015/R/Com Delibera ARERA 15/2018/R/Com	Articolo 23
ARTICOLO 36 - Proprietà degli impianti di stoccaggio dell'energia dei gestori dei sistemi di distribuzione		Articolo 19
ARTICOLO 37 - Obbligo di riservatezza dei gestori dei sistemi di distribuzione	Delibera ARERA 296/2015/R/Com	Articolo 23
ARTICOLO 38 - Sistemi di distribuzione chiusi	D.lgs 93/2011 (art. 38)	Articolo 17
ARTICOLO 39 - Gestore di un sistema combinato (trasmissione e distribuzione)	Non applicabile	
CAPI V e VI artt. 40-56		
ARTICOLO 40 - Compiti dei gestori dei sistemi di trasmissione	D.lgs n. 79/99 (art. 1 e 3) D.lgs n. 93/2011 (art.36)	Articolo 22
ARTICOLO 41 - Obbligo di riservatezza e di trasparenza dei gestori e dei proprietari dei sistemi di trasmissione	D.lgs n. 79/99 (art.3) Delibera ARERA 296/2015/R/Com	Articolo 22
ARTICOLO 42 - Poteri decisionali in materia di connessione di nuovi impianti di generazione e nuovi impianti di stoccaggio dell'energia al sistema di trasmissione	D.lgs n. 79/99 (art.3) Delibera ARERA ARG/elt 99/08	Articolo 22
ARTICOLO 43 - Separazione proprietaria dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di trasmissione	93/2011 (art.36)	
ARTICOLO 44 - Gestore di sistema indipendente	Non applicabile per il modello nazionale prescelto	
ARTICOLO 45 - Separazione dei gestori di sistema indipendente	Non applicabile	
ARTICOLO 46 - Beni, apparecchiature, personale e identità	Non applicabile	
ARTICOLO 47 - Indipendenza del gestore del sistema di trasmissione 1. (NON APPLICABILE)	Non applicabile	
ARTICOLO 48 - Indipendenza del personale e della gestione del gestore del sistema di trasmissione	Non applicabile	
ARTICOLO 49 - Organo di sorveglianza	Non applicabile	



Tabella di concordanza per il recepimento della Direttiva 944/2019

ARTICOLO 50 - Programma di adempimenti e responsabile della conformità	Non applicabile	
ARTICOLO 51 - Sviluppo della rete e poteri decisionali in materia di investimenti	D.lgs n.93/2011 (art.36)	Articolo 22
ARTICOLO 52 - Designazione e certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione	D.lgs n.93/2011 (art.36) Delibera ARERA 153/11 Arg/Com Delibera ARERA 142/12/R/Eel	Articolo 22
ARTICOLO 53 - Certificazione in relazione ai paesi terzi	D.lgs n.93/2011 (art.36)	Articolo 22
ARTICOLO 54 - Proprietà degli impianti di stoccaggio dell'energia da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione	D.lgs 93/2011 (art. 36)	Articolo 19
ARTICOLO 55 - Diritto di accesso alla contabilità	L. n. 481/95	
ARTICOLO 56 - Separazione della contabilità	D.lgs n. 79/99 (art. 1) Delibera ARERA 231/14/R/Com	
CAPO VII artt. 57 - 64		
ARTICOLO 57 - Designazione ed indipendenza delle autorità di regolazione	L. n. 481/95	
ARTICOLO 58 - Obiettivi generali dell'autorità di regolazione	D.lgs n. 93/2011 art. 42	Articolo 24
ARTICOLO 59 - Compiti e competenze delle autorità di regolazione	L. n. 481/95 D.lgs n. 79/99 D.lgs 93/2011 L. n. 124/17	Articolo 24
ARTICOLO 60 - Decisioni e reclami	Delibera ARERA Arg/Com 164/08	Articolo 24
ARTICOLO 61 - Cooperazione regionale tra autorità di regolazione sulle questioni transfrontaliere		Articolo 24
ARTICOLO 62 - Compiti e competenze delle autorità di regolazione relativamente ai centri di coordinamento regionali		Articolo 24
ARTICOLO 63 - Osservanza dei codici di rete e degli orientamenti		Articolo 24
ARTICOLO 64 - Obbligo di conservazione dei dati	D.lgs n. 93/2011 (art. 5)	
CAPO VIII artt. 65-70		
ARTICOLO 65 - Parità di condizioni	Non da recepire	
ARTICOLO 66 - Deroghe	Non previste deroghe	
ARTICOLO 67 - Esercizio della delega	Non di competenza	
ARTICOLO 68 - Procedura di comitato	Non di competenza	
ARTICOLO 69 - Controllo, riesame e relazione a cura della Commissione	Non di competenza	



RELAZIONE TECNICA

Va premesso che le disposizioni di cui al presente schema di d.lgs. non hanno in generale impatto diretto sul bilancio dello Stato in quanto di natura essenzialmente ordinamentale, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Non si possono tuttavia escludere effetti indiretti in termine di maggior gettito, in relazione agli eventuali investimenti aggiuntivi da parte degli operatori e dei consumatori, attivati dalle disposizioni in argomento.

Preme rilevare che parte delle disposizioni introdotte con il presente schema di decreto legislativo sono già diffusamente disciplinate, oltreché nelle norme nazionali, nell'ambito della regolazione adottata dall'Autorità di regolazione per reti energia e ambiente e sono, pertanto, finalizzate a razionalizzare il quadro normativo primario nazionale e a meglio raccordarlo con quello eurounitario, con riflessi attuativi estremamente contenuti.

Nello specifico delle singole disposizioni, gli articoli 1, 2, 3 e 4 non determinano impatti finanziari in quanto trattano rispettivamente principi generali per l'organizzazione del mercato dell'energia elettrica, l'integrazione del quadro delle definizioni di settore funzionali all'adeguamento alle disposizioni comunitarie, l'obbligo in capo a soggetti provenienti da Paesi terzi che partecipano ai mercati dell'energia elettrica di rispettare il diritto nazionale e dell'Unione.

Gli articoli da 5 a 10 dispongono in ordine ai diritti dei consumatori nei rapporti con le imprese del settore elettrico, in materia di bollette e fatturazione, sistemi di misurazione intelligenti e strumenti di confronto delle offerte. Si tratta di una elencazione e razionalizzazione di diritti e principi che, per la quasi totalità, hanno già trovato attuazione con disposizioni previgenti e attraverso la regolazione dell'ARERA che ha operato anche nell'ambito dei poteri generali conferiti dalla legge 481/95. Come detto, le disposizioni previste in questi articoli hanno l'obiettivo di legificare principi, diritti e criteri della Direttiva, in gran parte già sanciti dalle previgenti direttive comunitarie in materia, che hanno già trovato implementazione attraverso le norme secondarie e la regolazione, ma che non sono presenti in norma primaria. Gli adeguamenti e aggiornamenti che dovranno essere effettuati alla disciplina della vendita nel mercato finale dell'energia elettrica in conseguenza delle disposizioni qui introdotte sono decisamente contenuti e attengono funzioni proprie dell'Autorità svolte nell'ambito delle risorse disponibili a regolazione vigente. Alla luce di quanto premesso le disposizioni in parola non determinano impatti sulla finanza pubblica.

L'articolo 11 introduce una disciplina per la protezione dei clienti finali considerati vulnerabili e quindi meritevoli di misure specifiche con particolare riguardo alle condizioni economiche delle offerte da parte delle imprese fornitrici e alla trasparenza dei prezzi che si formano sui mercati; si prevede inoltre l'istituzione di un Osservatorio istituzionale per il monitoraggio del fenomeno della povertà energetica. Relativamente al primo aspetto non si rilevano impatti finanziari né diretti né indiretti in quanto la disposizione incide sulle modalità di offerta e di partecipazione ai mercati delle imprese fornitrici e rafforza i diritti delle categorie di consumatori più fragili per condizioni di reddito, salute, posizione geografica e età anagrafica. Per quanto riguarda l'Osservatorio sulla povertà energetica, si prevede esplicitamente che la sua istituzione non comporti nuovi o maggiori oneri della finanza pubblica e che ai membri partecipanti non siano riconosciuti compensi, rimborsi spese, gettoni di presenze ed altri emolumenti. Ciò anche in ordine all'avvalimento delle società Gestore dei servizi energetici e Acquirente Unico, le cui spese operative comunque trovano copertura nelle tariffe del servizio elettrico applicate ai clienti finali.

Anche con riferimento al comma 7, laddove viene stabilito il ruolo degli enti locali per favorire la partecipazione dei clienti vulnerabili alle comunità energetiche dei cittadini, affinché questi ultimi



possano accedere ai benefici ambientali, economici e sociali assicurati dalla comunità, è stata inserita la clausola di invarianza della spesa pubblica precisando che le attività sono svolte dagli enti locali nell'ambito delle risorse disponibili a legislazione vigente. Le disposizioni dell'articolo non determinano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

L'articolo 12 reca principi e criteri in materia di contratti di aggregazione e gestione della domanda attraverso l'aggregazione e integra per alcuni aspetti le disposizioni in tema di contratti stipulati con i soggetti aggregatori e le procedure per la risoluzione delle controversie che dovessero verificarsi tra le parti interessate. Relativamente al primo aspetto la norma non determina impatti finanziari in quanto volta a rafforzare il quadro dei diritti dei clienti finali e degli obblighi delle imprese fornitrici. Il meccanismo di risoluzione delle controversie, in tale nuovo ambito contrattuale, rientra nel quadro delle procedure già disciplinate dall'Autorità di regolazione con il Servizio di Conciliazione (209/2016/E/COM - Testo integrato in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità) che, in attuazione della legge istitutiva dell'Autorità e del Codice del consumo, definisce la procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale, nonché individua le procedure alternative esperibili, mediante un testo ricognitivo e organi e che trovano copertura nelle tariffe del servizio elettrico. La norma non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

L'articolo 13 incide sulle regole di funzionamento del mercato elettrico prevedendo un graduale superamento del meccanismo del prezzo unico nazionale pagato da tutti i consumatori e l'applicazione di prezzi per la fornitura di energia elettrica a seconda della zona di mercato in cui i consumatori si trovano. La norma non ha impatti sul bilancio dello Stato ma potrebbe avere effetti indiretti, non quantificabili, correlati all'eventuale sviluppo di attività e investimenti riguardanti la gestione della domanda e all'efficientamento dei consumi in risposta alla maggiore dinamicità dei prezzi di mercato. Per quanto attiene l'avvalimento da parte del Ministero della transizione ecologica della società Ricerca di Sistema Energetico Spa per l'elaborazione di cui al presente articolo, si precisa che lo stesso trova copertura nelle risorse destinate allo svolgimento delle attività di ricerca e sviluppo finalizzate all'innovazione tecnica e tecnologica di interesse generale per il settore poste a carico delle tariffe elettriche. In ogni caso è stata rafforzato il principio di invarianza della spesa pubblica con una specifica disposizione.

L'articolo 14 introduce una disciplina per i clienti finali attivi, in forma singola o aggregata, nonché per la costituzione e l'operatività delle comunità energetiche dei cittadini. La norma di natura ordinamentale non prevede misure di promozione o incentivazione ma definisce un quadro di regole abilitanti nonché di diritti e obblighi in capo a tali nuove configurazioni collettive. Non si rilevano impatti finanziari sul bilancio dello Stato. La una maggiore dinamicità del mercato che dovrebbe favorire investimenti attivati dalla possibilità di costituire nuove configurazioni, realizzazione di nuovi servizi e nascita di nuove figure professionali, attivi nell'ambito dell'autoconsumo e della condivisione dell'energia non esclude possibili effetti indiretti positivi, non quantificabili in ragione della difficile stima dell'effettivo sviluppo di tali configurazioni

L'articolo 15 disciplina l'accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione e le linee dirette. Sul primo aspetto la norma reca principi che hanno già trovato attuazione non determinando maggiori oneri a carico della finanza pubblica. In ordine alle linee dirette, ossia collegamenti tra siti di consumo e siti di produzione, si evidenzia che la loro realizzazione è limitata al caso di rifiuto della connessione da parte di un gestore della rete di trasmissione o distribuzione o nel caso di attivazione della procedura di risoluzione delle controversie. Si tratta in sostanza di una casistica residuale, in



considerazione dell'obbligo in capo al gestore della rete di distribuzione o trasmissione di effettuare la connessione, suscettibile di promuovere nuovi investimenti connessi alla realizzazione dell'intervento, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

L'articolo 16 detta disposizioni per semplificare e razionalizzare le configurazioni di autoconsumo, in un panorama molto articolato di configurazioni che si sono sedimentate nel tempo, dando all'Autorità il compito di adeguare la disciplina regolatoria. La natura ordinamentale dell'intervento normativo, volto a semplificare le definizioni oggi vigenti in materia a fornire un quadro regolatorio più omogeneo e certo, che non modifica la disciplina vigente in materia di applicazione degli oneri di sistema e di rete, non comporta effetti finanziari sul bilancio dello Stato anche alla luce del fatto.

L'articolo 17 disciplina lo sviluppo di nuovi sistemi di distribuzione chiusi ovvero di assetti di rete di distribuzione dell'energia elettrica all'interno di siti industriali, commerciali e di servizi. Le disposizioni dettagliano i criteri e i requisiti per la costituzione dei nuovi SDC che sono considerati "reti pubbliche di distribuzione con obbligo di connessione dei terzi". In quanto tali, i gestori degli SDC sono soggetti alla stipula di una sub-concessione con il gestore titolare della concessione della rete a cui l'SDC è connesso, e sono tenuti all'osservanza degli obblighi e delle condizioni cui è sottoposto il concessionario, fatte salve alcune deroghe di natura tecnica. È invece prevista la facoltà di sviluppare e gestire punti di ricarica di veicoli elettrici e di realizzare e gestire sistemi di stoccaggio. Le disposizioni introdotte salvaguardano le configurazioni esistenti. Al fine di monitorare l'evoluzione degli SDC è prevista l'istituzione dell'albo dei nuovi SDC attraverso provvedimento del Ministro della transizione ecologica, senza che siano introdotti nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. Le disposizioni qui introdotte non comportano impatti finanziari a carico della finanza pubblica. L'istituzione del nuovo albo sarà realizzata nell'ambito delle infrastrutture esistenti sfruttando sistemi già in essere per altri albi già gestiti dall'amministrazione.

L'articolo 18 prevede un meccanismo di contrattualizzazione a lungo termine per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio funzionale agli obiettivi di crescita e integrazione nel mercato della generazione da fonti rinnovabili nonché disposizioni per la semplificazione dei processi autorizzativi. La misura, che intende promuovere e sostenere lo sviluppo di nuovi impianti di accumulo attraverso procedure concorsuali rivolte a soggetti qualificati, non ha effetti diretti sul bilancio dello Stato in quanto la copertura dei relativi oneri avviene attraverso componenti tariffarie definite dall'Autorità di regolazione e a carico dei clienti finali attraverso le bollette.

L'articolo 19 dispone in merito alle condizioni e ai termini per lo sviluppo e alla gestione di specifiche tipologie di impianti di stoccaggio di energia elettrica asserviti alla sicurezza e alla stabilità delle reti da parte dei gestori della rete di trasmissione e dei gestori delle reti di distribuzione, in deroga al generale divieto per tali soggetti di gestire sistemi di stoccaggio di energia elettrica. La norma non ha impatto sul bilancio dello Stato in quanto è di natura ordinamentale ed è volta a limitare la possibilità di realizzazione e gestione di impianti da parte dei gestori di rete in virtù degli obblighi di separazione delle attività della filiera del settore energetico cui gli stessi sono soggetti a norma delle vigenti disposizioni.

L'articolo 20 detta nuove norme in materia di obblighi di servizio pubblico a carico degli impianti di generazione elettrica in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema. La remunerazione prevista, alle condizioni che saranno definite con successivi atti normativi, a fronte degli obblighi posti a carico delle imprese di produzione non ha effetti sul bilancio dello Stato in quanto la relativa copertura avverrà nell'ambito delle tariffe applicate agli utenti del sistema elettrico attraverso le bollette, con le modalità che saranno definite dall'ARERA.



L'articolo 21 disciplina la predisposizione dei piani di preparazione ai rischi da parte del Ministero della transizione ecologica in attuazione di quanto previsto dal Regolamento 941/2019. Non si rilevano effetti finanziari sul bilancio dello Stato, in quanto i nuovi compiti previsti dalla norma sono gestiti con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente e senza maggiori oneri per la finanza pubblica. Inoltre, la possibilità di avvalersi del gestore di rete di trasmissione concessionario, rientra nelle obbligazioni già previste dalla convenzione in essere tra il Ministero della transizione ecologica e Terna e pertanto i relativi oneri trovano copertura nelle tariffe a carico degli utenti del sistema elettrico attraverso le bollette.

L'articolo 22 aggiorna l'elenco dei compiti e degli obblighi in capo al gestore della rete di trasmissione concessionario relativamente a: non discriminazione degli utenti nell'accesso alla rete e ai servizi, obblighi di riservatezza, procedure di approvvigionamento dei servizi per la sicurezza, procedure di certificazione del gestore, cooperazione con i gestori di rete degli altri Paesi europei. Le disposizioni hanno natura ordinamentale e non producono effetti per il bilancio dello Stato, in quanto incidono sulle obbligazioni già previste dalla convenzione in essere tra il Ministero della transizione ecologica e Terna i cui oneri sono coperti dalle tariffe di rete attraverso le bollette.

L'articolo 23 introduce nuove funzioni per i gestori della rete di distribuzione concessionari in materia di acquisizione di servizi di flessibilità per la gestione della rete di competenza e di predisposizione dei piani di sviluppo della rete stessa; le disposizioni non hanno effetti finanziari diretti in quanto gli oneri derivanti dall'attuazione di quanto previsto trovano copertura con le tariffe di rete a carico degli utenti del servizio attraverso le bollette, con le modalità che saranno stabilite dall'ARERA.

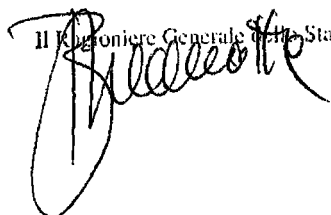
Relativamente agli articoli 24, 25 e 26, che aggiornano rispettivamente le funzioni dell'Autorità di regolazione in relazione ai nuovi adempimenti previsti dalla direttiva UE n. 2019/944, dal regolamento UE n. 2019/943 e dalle relative disposizioni di recepimento, i poteri sanzionatori in relazione agli obblighi in capo alle imprese elettriche e le nuove competenze in materia di rilascio dell'esenzione dalla disciplina del diritto di accesso dei terzi per le nuove interconnessioni con i Paesi UE, non producono effetti per il bilancio dello Stato: i nuovi compiti sono omogenei alle attività già svolte dall'Autorità, ai sensi della relativa legge istitutiva – legge 481/95, del d.lgs. n. 79/99, del d.lgs. 93/2011 e delle altre normative settoriali nazionali ed europee vigenti, i cui oneri sono finanziati mediante contributo versato dai soggetti destinatari degli effetti della propria attività di regolamentazione, senza oneri a carico della finanza pubblica.

L'articolo 27 contiene la clausola di invarianza finanziaria.

La verifica della presente relazione tecnica, effettuata ai sensi e per gli effetti dell'art. 17, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196 ha avuto esito

tu

POSITIVO
05 AGO. 2021

NEGATIVO
Il Ragioniere Generale dello Stato




ANALISI TECNICO-NORMATIVA

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 (RIFUSIONE) E ADEGUAMENTO DELLA NORMATIVA NAZIONALE ALLE DISPOSIZIONI DEL REGOLAMENTO (UE) 2019/943, SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA (RIFUSIONE), E DEL REGOLAMENTO (UE) 2019/941, SULLA PREPARAZIONE AI RISCHI NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA E CHE ABROGA LA DIRETTIVA 2005/89/CE

PARTE I. ASPETTI TECNICO-NORMATIVI DI DIRITTO INTERNO

1) Obiettivi e necessità dell'intervento normativo. Coerenza con il programma di Governo.

Gli articoli 12 e 19 della legge 22 aprile 2021, n. 53 recante “*Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l’attuazione degli altri atti dell’Unione europea – legge di delegazione europea 2019-2020*” (nel seguito legge di delegazione), hanno delegato il Governo a recepire nell’ordinamento giuridico nazionale la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27 (di rifusione della direttiva 2009/73/CE). Sono state anche inserite disposizioni o modificate le norme esistenti per tenere conto della entrata in vigore del regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell’energia elettrica e del Regolamento (UE) 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore elettrico e che abroga la direttiva 2005/89/CE. Le norme europee oggetto di recepimento fanno parte del c.d. *Clean Energy Package* della Commissione europea, ossia il pacchetto normativo dell’UE volto a facilitare il perseguimento degli obiettivi del Consiglio europeo dell’ottobre 2014 che ha definito i *target* al 2030 in materia di emissioni di gas serra (in coerenza con gli impegni poi assunti alla conferenza di Parigi sul clima), sviluppo delle fonti rinnovabili, promozione dell’efficienza energetica, sviluppo delle interconnessioni elettriche, assicurando mercati concorrenziali, prezzi accessibili, sostenibilità ambientale degli investimenti e sicurezza dell’approvvigionamento.

Il decreto legislativo pertanto si colloca nel quadro dell’attuazione delle politiche dell’Unione europea nel campo del mercato interno dell’energia elettrica, in adesione alle disposizioni contenute nella legge 24 dicembre 2012, n. 234, recante norme generali sulla partecipazione dell’Italia alla formazione e all’attuazione della normativa e delle politiche dell’Unione europea. In tale ambito, il provvedimento reca disposizioni volte, da un lato, a promuovere la partecipazione attiva e consapevole del consumatore; dall’altro lato, a promuovere la diffusione di sistemi di accumulo e di ricarica dei veicoli elettrici, secondo criteri di mercato, funzionali all’integrazione nel sistema della crescente generazione da fonti rinnovabili. A tal riguardo, sono state introdotte anche novità di rilievo, in particolare in tema di sviluppo delle comunità energetiche dei cittadini, volte a valorizzare la partecipazione attiva dei cittadini e il ruolo delle comunità nei diversi ambiti di attività del settore elettrico (dalla produzione alla vendita alla fornitura di servizi al sistema) e di sviluppo e promozione dei sistemi di accumulo secondo logiche di mercato. Si tratta di novità importanti nel disegno complessivo di un sistema che dovrà governare, in condizioni di sicurezza e secondo principi di efficienza e contenimento dei costi, l’integrazione della crescente quota di generazione da fonti

rinnovabili. Nell'ottica di promuovere un sistema più decentrato e flessibile, la direttiva rafforza inoltre il ruolo dei gestori della rete di distribuzione, prevedendo un quadro di regole in materia di approvvigionamento di servizi di flessibilità.

2) Analisi del quadro normativo nazionale.

Il decreto legislativo attua un' incisiva opera di legificazione di diversi istituti che connotano il mercato interno dell'energia, con particolare riguardo alla tutela del consumatore elettrico, e che sono stati oggetto dell'intervento di regolazione da parte dell'Autorità per l'energia, reti e ambiente a cui, conformemente alle previsioni di cui alla legge 14 novembre 1985, n. 481. Destinatari dell'intervento normativo proposto sono essenzialmente i consumatori e i produttori di energia elettrica nelle diverse configurazioni soggettive, nonché i soggetti che rivestono un ruolo pubblico concernente la gestione del sistema elettrico (gestori di rete di trasmissione e distribuzione, gestore dei mercati elettrici e l'Autorità di regolazione).

Il decreto mira, pertanto, non solo al recepimento dei nuovi istituti contenuti nella Direttiva 944, ma anche all'integrazione e all'aggiornamento delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, che ha introdotto nell'ordinamento nazionale diverse riforme sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica, volte ad attuare una più spinta liberalizzazione del settore e all'integrazione del mercato nazionale con gli altri mercati europei, come anche, seppure in forma più contenuta del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che ha liberalizzato le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico definiti dal medesimo decreto.

3) Incidenza delle norme proposte sulle leggi e sui regolamenti vigenti.

Il decreto legislativo incide sulla legge 14 novembre 1985, n. 481; sul decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79; sul decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93; sul decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 ottobre 2003, n. 290; sul decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257; sul decreto legislativo n. 387 del 2003; sul Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775.

4) Analisi della compatibilità dell'intervento con i principi costituzionali.

Il decreto è coerente con i principi costituzionali sulla delegazione legislativa e sulle norme che garantiscono efficienza e legittimità dell'azione della pubblica amministrazione.

5) Analisi della compatibilità dell'intervento con le competenze e le funzioni delle regioni ordinarie e a statuto speciale nonché degli enti locali.

Il presente decreto è stato predisposto nel rispetto della ripartizione delle competenze legislative, delineate dall'articolo 117 della Costituzione, fra Stato e Regioni. Costituisce, infatti, funzione fondamentale dello Stato quello della disciplina della concorrenza nei diversi mercati in cui si articola l'ordinamento economico nazionale.

6) Verifica della compatibilità con i principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza sanciti dall'articolo 118, primo comma, della Costituzione.

Il presente provvedimento è compatibile con i principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza sanciti dall'articolo 118, primo comma, della Costituzione.

7) Verifica dell'assenza di rilegificazioni e della piena utilizzazione delle possibilità di delegificazione e degli strumenti di semplificazione normativa.

Il decreto interviene anche su materie già disciplinate con norme di rango secondario introdotte mediante atti di regolazione dell'Autorità attribuendo il rango di normativa primaria alle disposizioni disciplinanti istituiti volti alla tutela degli utenti del sistema elettrico e ai compiti ed alle funzioni dei concessionari del servizio pubblico. La finalità perseguita è di semplificare, razionalizzare e coordinare la disciplina generale della materia, mediante la predisposizione di un corpus normativo contenente la regolazione di un servizio di interesse economico generale.

8) Verifica dell'esistenza di progetti di legge vertenti su materia analoga all'esame del Parlamento e relativo stato dell'iter.

Non si segnalano disegni di legge di analogo portata presentati in Parlamento.

9) Indicazione delle linee prevalenti della giurisprudenza ovvero della pendenza di giudizi di costituzionalità sul medesimo o analogo oggetto.

Non risultano giudizi di costituzionalità pendenti incidenti su aspetti specifici trattati dal decreto legislativo in esame.

PARTE II. CONTESTO NORMATIVO DELL'UNIONE EUROPEA E INTERNAZIONALE

1) Analisi della compatibilità dell'intervento con l'ordinamento dell'Unione europea.

Il decreto legislativo in esame mira a raggiungere gli obiettivi della Direttiva 944/2019 e del Regolamento 2019/943 volti ad armonizzare le regole di funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica con l'obiettivo di definire condizioni effettive che consentano:

- a) l'organizzazione di mercati dell'energia elettrica transfrontalieri competitivi,
- b) il mercato interno dell'energia elettrica, la cui progressiva realizzazione in tutta l'Unione è in atto dal 1999, che persegue lo scopo di offrire a tutti i clienti finali dell'Unione, privati o imprese, una reale libertà di scelta, di creare nuove opportunità commerciali, garantire prezzi competitivi, inviare segnali di investimento efficienti e offrire più elevati livelli di servizio, contribuendo anche alla sicurezza degli approvvigionamenti ed allo sviluppo sostenibile
- c) un accesso non discriminatorio, anche in termini di responsabilità e partecipazione ai costi, a tutti i fornitori di risorse e ai clienti dell'energia elettrica, con particolare attenzione all'integrazione nei mercati dell'energia e dei servizi della gestione della domanda, dei sistemi di accumulo e della generazione da fonti rinnovabili;
- d) la formazione di segnali di prezzo dei mercati efficienti.

2) Verifica dell'esistenza di procedure di infrazione da parte della Commissione europea sul medesimo o analogo oggetto.

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.

3) Analisi della compatibilità dell'intervento con gli obblighi internazionali.

Le disposizioni del provvedimento non comportano problematiche di compatibilità con gli obblighi internazionali.

4) Indicazione delle linee prevalenti della giurisprudenza ovvero della pendenza di giudizi innanzi alla Corte di giustizia dell'Unione europea sul medesimo o analogo oggetto.

Non risultano pendenti giudizi innanzi alla Corte di giustizia dell'Unione europea in ordine alle materie che sono oggetto delle disposizioni contenute nel decreto legislativo

5) Indicazione delle linee prevalenti della giurisprudenza ovvero della pendenza di giudizi innanzi alla Corte europea dei diritti dell'uomo sul medesimo o analogo oggetto.

Non risultano indicazioni prevalenti di giurisprudenza della Corte europea dei diritti dell'uomo o giudizi pendenti davanti alla stessa.

6) Eventuali indicazioni sulle linee prevalenti della regolamentazione sul medesimo oggetto da parte di altri Stati membri dell'Unione europea.

Non risultano particolari indicazioni di linee prevalenti della regolamentazione in altri Stati membri dell'Unione europea rilevanti ai fini degli interventi specifici in esame.

PARTE III. ELEMENTI DI QUALITÀ SISTEMATICA E REDAZIONALE DEL TESTO

1) Individuazione delle nuove definizioni normative introdotte dal testo, della loro necessità, della coerenza con quelle già in uso.

L'intervento normativo, in piena coerenza con le indicazioni della normativa nazionale e comunitaria, fa proprie alcune delle definizioni ivi contenute, tra le quali si segnalano le definizioni di:

“cliente finale”

“cliente attivo”

“comunità energetica dei cittadini”

“impianto di stoccaggio dell'energia”

“aggregazione”

2) Verifica della correttezza dei riferimenti normativi contenuti nel progetto, con particolare riguardo alle successive modificazioni e integrazioni subite dai medesimi.

Sono stati verificati i richiami esterni, facendo riferimento alla versione vigente degli stessi.

3) Ricorso alla tecnica della novella legislativa per introdurre modificazioni e integrazioni a disposizioni vigenti.

Si è fatto ricorso anche alla novella legislativa avendo introdotto modificazioni alla legge 14 novembre 1985, n. 481; sul decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79; sul decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93; sul decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 ottobre 2003, n. 290; sul decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257; sul decreto legislativo n. 387 del 2003

4) Individuazione di effetti abrogativi impliciti di disposizioni dell'atto normativo e loro traduzione in norme abrogative espresse nel testo normativo.

L'intervento normativo non comporta effetti abrogativi impliciti, ma sono presenti abrogazioni espresse.

5) Individuazione di disposizioni dell'atto normativo aventi effetto retroattivo o di reviviscenza di norme precedentemente abrogate o di interpretazione autentica o derogatorie rispetto alla normativa vigente.

Il decreto legislativo non contiene norme aventi effetto retroattivo o di reviviscenza di norme precedentemente abrogate o di interpretazione autentica o derogatorie rispetto alla normativa vigente.

6) Verifica della presenza di deleghe aperte sul medesimo oggetto, anche a carattere integrativo o correttivo.

Non risultano presenti deleghe legislative su punti oggetto degli interventi specifici in esame.

7) Indicazione degli eventuali atti successivi attuativi; verifica della congruità dei termini previsti per la loro adozione.

Con il presente decreto legislativo si prevede l'adozione di decreti ministeriali attuativi da adottarsi ai sensi dell'articolo 17, comma 3, della legge 400/1988, limitati agli indirizzi su alcuni aspetti delle materie trattate - clienti vulnerabili, promozione degli impianti di stoccaggio, obblighi di servizio pubblico per le imprese di produzione - demandando ove possibile alla regolazione da parte dell'Autorità per l'energia, reti e ambiente, la quale in particolare dovrà disciplinare, anche adeguando la regolazione vigente:

- i diritti contrattuali dei clienti, inclusi il diritto a cambiare fornitore, l'informazione e la bollettazione;
- i contratti a prezzo dinamico;
- i sistemi di misurazione intelligente;
- gli strumenti di confronto delle offerte;
- i clienti vulnerabili, i contratti di aggregazione della domanda;
- i clienti attivi e comunità energetiche dei cittadini;
- l'accesso ai sistemi di distribuzione e trasmissione e le linee dirette;
- i sistemi semplici di produzione e consumo;
- i sistemi di distribuzione chiusi;
- lo sviluppo della capacità di stoccaggio;
- funzioni e responsabilità del gestore della rete di trasmissione;
- funzioni e responsabilità del gestore della rete di distribuzione.

8) Verifica della piena utilizzazione e dell'aggiornamento di dati e di riferimenti statistici attinenti alla materia oggetto del provvedimento, ovvero indicazione della necessità di commissionare all'Istituto nazionale di statistica apposite elaborazioni statistiche con correlata indicazione nella relazione tecnica della sostenibilità dei relativi costi.

Per la predisposizione dell'intervento normativo sono stati utilizzati i dati già disponibili presso le amministrazioni e gli enti interessati.

ANALISI DELL'IMPATTO DELLA REGOLAMENTAZIONE

(D.P.C.M. 15 settembre 2017, n. 169)

Provvedimento: 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 (rifusione) e adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2019/943, sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione), e del regolamento (UE) 2019/941, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE

Amministrazione competente: Ministero della transizione ecologica

Referente dell'amministrazione competente: ufficio legislativo

SINTESI DELL'AIR E PRINCIPALI CONCLUSIONI

L'intervento normativo riguarda l'attuazione nell'ordinamento interno, sulla base dei criteri stabiliti dagli articoli 12 e 19 della legge 22 aprile 2021, n. 53 – legge di delegazione europea 2019-2020 (nel seguito legge di delegazione), 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 (rifusione). Sono state anche inserite disposizioni o modificate le norme esistenti per tenere conto della entrata in vigore del regolamento (UE) 943/2019 (rifusione), del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica e del Regolamento (UE) 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore elettrico e che abroga la direttiva 2005/89/CE.

La direttiva 2019/944 stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione, l'accumulo e la fornitura dell'energia elettrica, unitamente a disposizioni in materia di protezione dei consumatori, di funzioni e organizzazione dei gestori delle reti di trasmissione e distribuzione e di indipendenza delle autorità di regolazione, al fine di creare nell'Unione europea mercati dell'energia elettrica effettivamente integrati, competitivi, flessibili, equi e trasparenti.

In particolare, le disposizioni contenute nella direttiva 944/2019 definiscono un quadro normativo in cui si mette il consumatore al centro delle misure necessarie per lo sviluppo del mercato integrato, nella prospettiva di un sistema elettrico in cui cresce il ruolo delle risorse distribuite e in cui diventa altresì cruciale l'esigenza di promuovere la flessibilità per garantire la sicurezza del sistema. In tal senso, le nuove disposizioni dell'UE mirano a rafforzare il quadro dei diritti dei consumatori, per promuoverne il ruolo attivo nei mercati, anche attraverso aggregazioni e configurazioni collettive e di comunità, e il quadro delle responsabilità e degli obblighi per le imprese energetiche.

Il regolamento 2019/943 mira ad armonizzare le regole di funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica in modo da garantire un accesso non discriminatorio, anche in termini di responsabilità e partecipazione ai costi, a tutti i fornitori di risorse e ai clienti dell'energia elettrica, con particolare attenzione all'integrazione nei mercati dell'energia e dei servizi di tutte le risorse in modo non discriminatorio e trasparente. Le disposizioni del Regolamento 2019/943 rafforzano inoltre il processo di cooperazione regionale tra i gestori di rete, con l'istituzione di entità di coordinamento

sovrnazionali, sottoposte alla supervisione congiunta delle autorità di regolazione nazionali, che dovranno supportare i gestori di rete nello svolgimento delle proprie funzioni.

Il regolamento 2019/941, infine, stabilisce norme in materia di cooperazione tra gli Stati membri al fine di prevenire e gestire le crisi nel settore dell'energia elettrica anche attraverso l'armonizzazione dei Piani nazionali di prevenzione e gestione degli eventi critici e delle misure negli stessi contenuti previa individuazione secondo criteri armonizzati dei principali scenari di rischio sia nazionali sia europei.

La legge di delegazione europea n. 53/2021 agli articoli 12 e 19 ha individuato gli specifici criteri di delega concernenti il recepimento nell'ordinamento nazionale delle disposizioni della normativa europea descritta. Nell'ambito dei criteri di delega è stata richiamata l'attenzione sulla necessità di coordinare le disposizioni attuative con quelle richiamate all'articolo 5 della medesima legge di delegazione, concernenti il recepimento della direttiva 2018/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili.

L'intervento normativo proposto ha quindi dato specifica attuazione ai criteri della legge di delegazione che, per la maggior parte delle disposizioni previste nello schema proposto, hanno fortemente condizionato le opzioni oggetto di valutazione. Nello specifico sono state individuate le misure necessarie a:

- a) rafforzare il quadro dei diritti dei consumatori e delle tutele per quanto riguarda quelli più vulnerabili nel contesto di un mercato dell'energia più dinamico, aperto e integrato a livello europeo;
- b) semplificare e razionalizzare il quadro normativo e regolatorio vigente in materia di configurazioni di autoconsumo, sistemi di distribuzione e linee dirette, disciplinando le modalità e gli obblighi di servizio pubblico e prevedendo un'adeguata partecipazione ai costi di sistema e di rete;
- c) promuovere lo sviluppo delle comunità energetiche che rappresentano importanti soggetti promotori del cambiamento verso un ruolo attivo dei cittadini nel processo di transizione energetica, privilegiando l'utilizzo della rete di distribuzione esistente ma non escludendo lo sviluppo e la gestione di una propria rete;
- d) stimolare gli investimenti degli operatori nella capacità di stoccaggio dell'energia elettrica, un asset essenziale per il raggiungimento in condizioni di sicurezza degli obiettivi di crescita della generazione da fonti rinnovabili, sia attraverso adeguati strumenti di mercato a lungo termine sia attraverso la semplificazione del quadro normativo in materia di autorizzazioni e di quello regolatorio concernente l'abilitazione della partecipazione ai mercati;
- e) promuovere il ruolo attivo dei distributori, 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, prevedendo l'approvvigionamento dei servizi ancillari necessari alla gestione sicura ed efficiente delle reti e la predisposizione di piani di sviluppo delle reti, con particolare riferimento al fabbisogno di servizi di flessibilità e allo sviluppo delle infrastrutture necessarie per collegare nuova capacità di generazione e nuovi carichi inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici;
- f) adeguare la disciplina dei mercati elettrici e del dispacciamento, in direzione di una maggiore partecipazione dei consumatori, nonché dell'integrazione delle fonti rinnovabili e dei sistemi

di accumulo, anche promuovendo la diffusione di contratti a prezzo dinamico e sperimentando modelli di dispacciamento locale e autodispacciamento basati su accordi tra generatori e consumatori;

- g) aggiornare le responsabilità del gestore della rete di trasmissione nel quadro di una cooperazione europea rafforzata e dei vincoli derivanti dalla crescente integrazione dei mercati e delle infrastrutture a livello UE;
- h) aggiornare il quadro delle norme in materia di sicurezza sia con riferimento alla previsione di obblighi di servizio pubblico sia di prevenzione dei rischi;
- i) aggiornare le funzioni e i poteri dell'Autorità di regolazione in ragione del crescente peso della regolazione sovranazionale che ha introdotto nuove responsabilità e obblighi, armonizzati a livello europeo, in capo ai diversi soggetti che a vario titolo operano nel settore elettrico (produttori, gestori di rete, aggregatori, ecc);
- j) Indirizzare i principi tariffari verso una tariffazione dinamica dell'energia riducendo il peso delle componenti fisse.

I destinatari dell'intervento proposto sono essenzialmente i consumatori e i produttori di energia elettrica nelle diverse configurazioni soggettive, nonché i soggetti che rivestono un ruolo pubblico concernente la regolazione e la gestione del sistema elettrico (gestori di rete di trasmissione e distribuzione, gestore dei mercati elettrici e l'Autorità di regolazione).

Nel suo complesso la proposta normativa va nella direzione di rafforzare molte riforme già avviate negli anni addietro e soprattutto di definire un quadro complessivo funzionale agli obiettivi e alle misure contenute nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC). In termini di effetti si prevede:

- a) Un aumento del livello di concorrenza nei mercati dell'energia e dei servizi ancillari, con una maggiore opportunità per le diverse categorie di operatori, in particolare per i consumatori, di partecipare attivamente e di beneficiare dei vantaggi della maggiore apertura dei mercati e, auspicabilmente, una maggiore pressione concorrenziale sui prezzi dell'energia elettrica e dei servizi;
- b) Un quadro rafforzato dei diritti dei consumatori e delle tutele per i consumatori più vulnerabili unitamente ad una nuova disciplina per la promozione di una cittadinanza più attiva, affinché a tutti i consumatori siano assicurate condizioni trasparenti e non discriminatorie, sia promossa una maggiore consapevolezza e informazione e siano forniti strumenti per combattere la povertà energetica;
- c) Uno stimolo agli investimenti funzionali al processo di decarbonizzazione e di transizione energetica.

1. CONTESTO E PROBLEMI DA AFFRONTARE

La nuova direttiva 2019/944 e i Regolamenti 2019/943 e 2019/941 fanno parte del Pacchetto per l'energia pulita, unitamente ad altri provvedimenti in materia di promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, di definizione della governance dell'Unione dell'energia e di rafforzamento del ruolo e delle funzioni dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori nazionali dell'energia (ACER).

Il nuovo pacchetto normativo è volto a facilitare il perseguimento degli obiettivi del Consiglio europeo dell'ottobre 2014 che ha definito i target al 2030 in materia di emissioni di gas serra (in coerenza con gli impegni poi assunti alla conferenza di Parigi sul clima), sviluppo delle fonti rinnovabili, promozione dell'efficienza energetica, sviluppo delle interconnessioni elettriche, assicurando mercati concorrenziali, prezzi accessibili, sostenibilità ambientale degli investimenti e sicurezza dell'approvvigionamento. Si tratta di novità importanti nel disegno complessivo di un sistema che dovrà governare, in condizioni di sicurezza e secondo principi di efficienza e contenimento dei costi, l'integrazione della crescente quota di generazione da fonti rinnovabili.

Le nuove norme dell'UE intendono consolidare il processo di armonizzazione delle norme di funzionamento dei mercati e delle procedure di gestione dei sistemi elettrici in tutti gli Stati membri: l'obiettivo è creare condizioni effettive affinché tutti i consumatori dell'UE possano effettivamente godere dei benefici in termini di prezzo e opportunità di scelta grazie ad un mercato concorrenziale ed efficiente, rafforzando i diritti dei consumatori in termini di trasparenza (delle offerte, dei contratti e delle bollette), di libertà di scelta del fornitore e di tempestività dei processi di switching, promuovendo parallelamente un ruolo più attivo dei consumatori nella partecipazione ai mercati e nella fornitura di servizi al sistema.

In particolare, il nuovo quadro normativo europeo chiede agli Stati membri di promuovere il ruolo attivo del consumatore, non solo individualmente ma anche attraverso l'adesione a nuovi schemi di aggregazione e condivisione con altri soggetti (incluse le nuove comunità energetiche dei cittadini), e di definire un quadro funzionale allo sviluppo e alla diffusione, secondo regole di mercato, dei sistemi di accumulo. In particolare tra le innovazioni introdotte c'è sicuramente la promozione delle comunità energetiche dei cittadini, in coordinamento con le analoghe disposizioni della direttiva 2018/2001 sulle comunità energetiche rinnovabili; tali nuove entità, non lucrative, basate proprio sul concetto di comunità e sul motore della cittadinanza attiva vengono considerate una ulteriore opportunità per promuovere la partecipazione e il coinvolgimento dei cittadini e consumatori, anche quelli più vulnerabili, nel processo di transizione energetica: tale processo passa anche attraverso la maggiore consapevolezza e capacità di impegno di quei soggetti che finora hanno subito passivamente le trasformazioni commerciali e tecnologiche del settore elettrico.

Parimenti, con riferimento ai mercati all'ingrosso, l'obiettivo, con particolare riguardo alle disposizioni contenute nel Regolamento 2019/943, è assicurare sulla base di norme comuni per tutti gli Stati membri, condizioni di accesso non discriminatorio ai mercati di tutte le categorie soggetti, eliminando le barriere ancora esistenti, e promuovere la formazione di prezzi efficienti, secondo meccanismi trasparenti e armonizzati, che possano orientare le decisioni degli investitori. A tale ultimo riguardo, le nuove norme UE individuano requisiti e condizioni per gli interventi pubblici nazionali nel settore, quali i meccanismi di remunerazione della capacità, in modo da contenere i possibili effetti distorsivi sui mercati dell'energia elettrica.

L'intervento normativo proposto risponde all'esigenza di procedere al recepimento nel contesto normativo e regolatorio nazionale, salvaguardando ove necessario le specificità del sistema elettrico italiano, delle nuove norme dell'UE sul mercato elettrico integrato, tenendo in considerazione gli obiettivi e le misure previste dal PNIEC, in particolare quelli afferenti alle dimensioni del mercato e della sicurezza energetica. In tale contesto, i criteri di delega di cui agli artt. 12 e 19 della legge di delegazione europea n. 53/2021 hanno caratterizzato pertanto gli obiettivi dell'intervento proposto e orientato le scelte circa le misure previste.

Occorre osservare che l'Italia ha avviato da tempo, anche in attuazione di quanto previsto dal Terzo pacchetto energia del 2009, diverse riforme sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato al dettaglio volte ad una maggiore liberalizzazione e all'integrazione con gli altri mercati europei. Il recepimento delle nuove norme UE di cui all'intervento proposto va quindi nella direzione di potenziare e completare ove necessario le misure nazionali vigenti e in fase di implementazione, tenendo conto delle esigenze e delle criticità esistenti.

A tale riguardo, occorre infatti evidenziare che in prospettiva si andrà verso un sistema elettrico più decentrato e basato sul contributo delle risorse distribuite, con un aumento di complessità che richiederà un attento monitoraggio dei mercati e dei sistemi sia dal punto di vista della tutela dei consumatori e della concorrenza, sia ai fini della garanzia degli standard di sicurezza e adeguatezza.

In tale ottica i principali elementi di attenzione riguardano:

- d) Le barriere ancora esistenti alla partecipazione attiva dei consumatori al mercato dell'energia elettrica e dei servizi ancillari per la sicurezza del sistema elettrico;
- e) Le condizioni di povertà energetica;
- f) Le condizioni di sicurezza del sistema elettrico, nel futuro scenario di peso predominante delle fonti rinnovabili non programmabili e in particolare delle risorse distribuite, di crescente fabbisogno di flessibilità e di coordinamento del sistema e di rafforzata cooperazione a livello regionale europeo tra i gestori delle reti;
- g) La stratificazione nel tempo di norme e assetti regolatori per quanto riguarda le configurazioni di autoconsumo e i sistemi di distribuzione chiusi;
- h) La difficoltà dei mercati dell'energia a breve termine a orientare e sostenere le decisioni degli investimenti, con particolare riguardo a quelli funzionali alla decarbonizzazione e alla transizione energetica.

Relativamente al **punto a)**: seppure i mercati dell'energia elettrica, sia all'ingrosso sia al dettaglio, siano stati da tempo interessati da processi di liberalizzazione e di regolazione pro-consumatori e concorrenza, la partecipazione effettiva lato consumatori è ancora caratterizzata da una limitata consapevolezza delle opportunità delle trasformazioni in atto e da una diffidenza rispetto alle dinamiche di mercato; ciò unitamente alla complessità di un settore, quale quello delle forniture energetiche, che continua a frenare la capacità di iniziativa dei consumatori il cui ruolo tende ad essere più passivo e di scarsa iniziativa. Con riferimento al mercato all'ingrosso, lo sviluppo, anche in termini concorrenziali, del mercato dei servizi ancillari, ovvero dei servizi utilizzati dal gestore della rete di trasmissione per assicurare il bilanciamento e la sicurezza del sistema, richiede che le fonti rinnovabili non programmabili, la gestione della domanda e i sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica, siano messi nelle condizioni di partecipare al mercato in relazione al contributo che le stesse possono offrire, nel rispetto dei vincoli di sicurezza e di minimizzazione dei costi per i consumatori.

Relativamente al **punto b)**: il problema della povertà energetica richiede un'attenzione specifica, anche in considerazione del rischio che dai benefici della transizione energetica siano marginalizzati alcuni settori della popolazione con minori capacità di comprendere le opportunità del mercato, soprattutto in termini di occasioni di risparmio sui consumi energetici e sulle bollette. Ad oggi non esiste una definizione standard di povertà energetica e la condizione di vulnerabilità è stata ricondotta essenzialmente alle condizioni di disagio economico, definite in funzione del livello di ISEE e alle gravi condizioni di salute tali da richiedere l'uso continuativo di apparecchiature elettriche salvavita.

Tuttavia la complessità delle trasformazioni in corso nel settore, e in particolare il completamento della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica (insieme a quello del gas), con il superamento delle tutele di prezzo per i clienti finali domestici e le microimprese a partire dal 2023, pone all'attenzione il rischio che i clienti più vulnerabili si trovino in balia delle dinamiche del mercato non avendo ancora gli strumenti per esserne parte attiva e consapevole.

Relativamente al **punto c)**: il sistema elettrico sempre più complesso e decentrato, caratterizzato dall'accresciuto fabbisogno di flessibilità, richiede nuovi strumenti e regole affinché il processo di transizione ecologica si svolga in condizioni di sicurezza e efficienza. In tale ambito vanno riconsiderati i ruoli e le responsabilità dei vari soggetti della filiera del settore elettrico e le implicazioni della crescente integrazione con gli altri sistemi elettrici europei anche per effetto del progressivo rafforzamento dei processi di cooperazione tra gli Stati membri che vede un crescente peso della regolazione sovranazionale e dei meccanismi di coordinamento operativo tra i gestori delle reti e i gestori dei mercati dei diversi Paesi.

Relativamente al **punto d)**: la liberalizzazione del settore elettrico è stata avviata con il D.lgs 79/99 e nel tempo ha visto lo stratificarsi di norme e assetti regolatori in un settore, come detto in precedenza, che si è evoluto rapidamente sia sotto il profilo tecnologico sia sotto il profilo delle esigenze di regolazione, dovendosi nel contempo salvaguardare gli effetti di misure preesistenti. In tale ambito va considerata l'evoluzione del quadro normativo e regolatorio concernente le configurazioni di autoconsumo, i sistemi di distribuzione chiusi e le linee dirette. La molteplicità di definizioni e trattamenti regolatori differenziati richiede un'opera di semplificazione e di razionalizzazione, secondo criteri di efficienza ed equa partecipazione ai costi di sistema e di rete.

Relativamente al **punto e)**: il mercato dell'energia elettrica e dei servizi ancillari esprimono segnali di prezzo, caratterizzati da un'elevata volatilità, che si rivelano efficaci per le decisioni degli operatori di breve periodo ma che non sono in grado di orientare decisioni di investimento in un settore di per sé in continuo mutamento, di dimensione economica significativa e con un orizzonte di lungo periodo e quindi caratterizzati da un profilo di rischio elevato. In tale categoria di investimenti ricadono alcune tipologie che sono considerate essenziali per raggiungere gli obiettivi della decarbonizzazione indicati nel PNIEC, in particolare quelli riguardanti lo sviluppo di un'adeguata capacità di accumulo elettrico centralizzato. Gli investitori, con solo i ricavi delle negoziazioni nel mercato dell'energia, non sarebbero quindi in grado di coprire i costi e remunerare il capitale: si verifica un problema quindi di missing money che, in assenza di interventi e strumenti adeguati, porterebbe alla mancata realizzazione delle opere ritenute necessarie.

2. OBIETTIVI DELL'INTERVENTO E RELATIVI INDICATORI

2.1 Obiettivi generali e specifici.

A fronte delle criticità sopra esaminate e tenuto conto degli orientamenti contenuti nei criteri della legge di delegazione n 53/2021 l'intervento normativo proposto ha quindi individuato un set di obiettivi generali e specifici.

- A. Con riferimento al tema delle barriere ancora esistenti alla maggiore consapevolezza e partecipazione ai mercati dell'energia elettrica dei consumatori e delle altre risorse distribuite, anche dei sistemi di accumulo:

1. L'obiettivo generale delle misure previste dall'intervento normativo è quello di rafforzare il quadro dei diritti e di definire un quadro regolatorio chiaro che promuova il ruolo attivo dei clienti finali.
 2. In tale contesto gli obiettivi specifici consistono in:
 - definizione di un quadro chiaro e completo sul diritto di scelta dei fornitori, di informazione pre-contrattuale, sul diritto a bollette chiare e trasparenti nonché sugli altri diritti contrattuali dei clienti, al fine di stimolare una maggiore fiducia nel mercato;
 - definizione di una disciplina di riferimento per i contratti di aggregazione dei clienti in funzione di una più attiva partecipazione al mercato dei servizi anche di risorse finora non abilitate;
 - definizione di un quadro normativo e regolatorio abilitante per le configurazioni collettive di clienti attivi e le comunità energetiche dei cittadini in funzione di stimolo all'autoconsumo e alla condivisione dell'energia;
 - revisione del processo di formazione dei prezzi all'ingrosso in funzione di stimolo della gestione della domanda;
 - revisione della regolazione in materia di dispacciamento, anche attraverso meccanismi che stimolino produttori e consumatori a bilanciare le proprie posizioni a livello locale e a promuovere il ruolo dei sistemi di accumulo;
 - revisione principi tariffari secondo una logica dinamica, volta a ridurre il peso delle componenti fisse, in funzione delle esigenze di promozione della gestione della domanda e dell'efficienza energetica negli usi finali.
- B. Con riferimento al problema della povertà energetica:
1. l'obiettivo generale è quello di definire un quadro chiaro per il monitoraggio del fenomeno e misure per la protezione dei clienti vulnerabili.
 2. Gli obiettivi specifici sono riconducibili a:
 - individuazione dei clienti vulnerabili in funzione delle esigenze di tutela degli interessi di quelle categorie meno preparate a fronteggiare in modo consapevole le trasformazioni di mercato e tecnologiche in corso;
 - definizione di misure di tutela transitorie per accompagnare i clienti finali nel percorso di transizione delineato dal PNIEC;
 - definizione di un sistema di monitoraggio del fenomeno funzionale ad adeguare nel tempo le misure necessarie per contrastare la povertà energetica.
- C. Con riferimento all'esigenza di gestire un sistema elettrico più complesso e integrato a livello europeo:
1. L'obiettivo generale è quello di rivedere il quadro normativo e regolatorio esistente in termini di modalità di preparazione e gestione dei rischi nonché di condivisione di responsabilità tra i diversi soggetti della filiera settoriale (produttori, gestori delle reti di trasmissione e distribuzione).
 2. Ai fini sopra indicati, gli obiettivi specifici riguardano:
 - Rafforzamento dei compiti e degli obblighi dei gestori della rete di trasmissione e delle reti di trasmissione, anche in relazione all'elaborazione dei piani di sviluppo delle reti affinché tengano conto dell'evoluzione in atto del settore energetico e delle nuove responsabilità dei medesimi gestori, e ai requisiti di separazione (unbundling) tra attività

- diverse, con particolare attenzione allo sviluppo di risorse strategiche per il settore, quali i sistemi di accumulo elettrico e i punti di ricarica per i veicoli elettrici;
- Definizione di un quadro funzionale ad un ruolo più attivo dei distributori, in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione, anche in termini di approvvigionamento di servizi per la sicurezza delle reti di competenza e di sperimentazioni di modelli di auto-dispacciamento a livello locale;
 - Definizione di modalità e criteri per la predisposizione dei piani di preparazione ai rischi secondo regole armonizzate a livello europeo;
 - Previsione di obblighi di servizio pubblico sulle imprese di produzione in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema elettrico e secondo modalità coerenti con il processo di decarbonizzazione del parco di generazione;
 - Rafforzamento della cooperazione del gestore della rete di trasmissione con i centri di coordinamento regionali UE.
- D. In relazione al tema della stratificazione nel tempo di norme e assetti regolatori per l'autoconsumo, gli SDC e le linee dirette:
1. l'obiettivo generale consiste nella semplificazione e razionalizzazione delle definizioni e delle discipline esistenti, secondo criteri di efficienza e di equa partecipazione ai costi.
 2. gli obiettivi specifici a tal riguardano:
 - la definizione di una disciplina per i nuovi sistemi di distribuzione chiusi (SDC) che contemperino l'esigenza di autonomia degli assetti industriali, commerciali e di servizi con i vincoli derivanti della gestione efficiente e sicura della rete di distribuzione esistente;
 - la razionalizzazione e semplificazioni delle configurazioni di autoconsumo esistenti;
 - Un quadro chiaro per la realizzazione di collegamenti privati tra unità di produzione e unità di consumo (linee dirette).
- E. Con riferimento alla criticità riguardante i fallimenti del mercato nel promuovere gli investimenti funzionali alla crescita e all'integrazione nel sistema elettrico della generazione da fonti rinnovabili:
1. l'obiettivo generale è definire un quadro di strumenti di mercato a lungo termine affidabili per gli investimenti e coerente con il funzionamento dei mercati elettrici basati su regole trasparenti e non discriminatorie;
 2. gli obiettivi specifici sono riconducibili essenzialmente a:
 - introduzione di una misura di contrattualizzazione a lungo termine per lo sviluppo di nuova capacità di accumulo elettrico centralizzata, basato su procedure concorrenziali e criteri di minimizzazione degli oneri per il sistema;
 - semplificazione delle norme in materia di autorizzazione degli impianti e concessione dell'uso della risorsa idrica nell'ambito degli impianti di accumulo attraverso pompaggio.

2.2 Indicatori e valori di riferimento

Si riportano gli indicatori, preferibilmente quantitativi, associati agli obiettivi e i relativi valori di riferimento.

Il contesto di riferimento dell'intervento proposto è quello delineato nel PNIEC dell'Italia, di cui come si è detto, le principali Dimensioni¹ di interesse, per quanto qui rileva, sono quelle del mercato interno e della sicurezza energetica. Gli obiettivi dell'intervento normativo, come descritti nella sezione 2.1, sono quindi funzionali agli obiettivi del PNIEC con riferimento alle suddette Dimensioni.

Per quanto riguarda la Dimensione sicurezza energetica gli obiettivi nazionali oggetto del PNIEC riguardano infatti:

1. incrementare la diversificazione delle fonti di energia dei relativi approvvigionamenti da paesi terzi, nell'ottica di ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia;
2. aumentare la flessibilità del sistema energetico nazionale;
3. affrontare limitazioni o interruzioni di approvvigionamento di una fonte di energia, nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali, compreso un calendario delle scadenze per il raggiungimento degli obiettivi.

Per quanto riguarda la Dimensione mercato interno dell'energia, gli obiettivi nazionali riguardano:

1. livello di interconnessione con gli altri Stati membri dell'UE al 2030;
2. sviluppo delle infrastrutture energetiche, di trasmissione e distribuzione, inclusi i sistemi di accumulo, funzionali al raggiungimento dei target di crescita delle fonti rinnovabili e di efficienza energetica;
3. sviluppo dei mercati energetici in relazione ad aspetti fondamentali quali l'aumento della flessibilità del sistema, la formazione di prezzi dell'energia elettrica in modo competitivo, l'integrazione dei mercati europei al fine di aumentare l'interscambio e l'utilizzo efficiente della capacità di interconnessione, lo sviluppo dell'aggregazione, della gestione della domanda, dei sistemi di accumulo, della generazione distribuita e la revisione del dispacciamento funzionale alle predette esigenze.
4. Il contrasto alla povertà energetica.

Il PNIEC, attualmente in fase di revisione, con riferimento ai predetti obiettivi nazionali ha previsto la definizione di un sistema di monitoraggio basato sulla definizione di specifici indicatori, funzionali alla verifica dello stato di attuazione delle misure previste e del raggiungimento dei target riguardanti la crescita dei consumi coperti da fonti rinnovabili, il risparmio energetico e la riduzione delle emissioni.

Si rinvia pertanto in primo luogo agli indicatori individuati nel PNIEC per la valutazione dei risultati delle misure indicate nell'intervento normativo proposto in funzione del relativo contributo ad assicurare il raggiungimento dei predetti target².

Inoltre, nello specifico di alcune disposizioni previste dall'intervento normativo si evidenziano i seguenti possibili indicatori la cui esatta definizione è rinviata a successivi atti normativi e regolatori:

- a) Diritto dei clienti finali a contratti con prezzo dinamico: numero delle offerte attivate con prezzo dinamico;

¹ Il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima è delineato, ai sensi del Regolamento UE n. 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018, sulla base di 5 Dimensioni su cui deve concretizzarsi l'Unione dell'energia: la sicurezza energetica; il mercato interno dell'energia; l'efficienza energetica; il processo di decarbonizzazione; la ricerca, l'innovazione e la competitività.

² Il Gestore dei servizi energetici, GSE, ha il compito di realizzare una piattaforma informatica di monitoraggio del PNIEC con le relative attività di raccolta, condivisione e diffusione dei dati e la comunicazione tra sistemi informativi geografici a livello nazionale e regionale. L'attività è prevista nel Piano degli indicatori di Budget 2021 del GSE. Il documento è stato approvato dal C.d.A. della società in data 22 dicembre 2020.

- b) Disciplina abilitante per le nuove configurazioni collettive quali le comunità energetiche e i gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente: numero delle configurazioni attivate; energia elettrica condivisa (kWh); energia elettrica autoconsumata (kWh); potenza in MW degli impianti di generazione elettrica e stoccaggio facenti parte delle configurazioni attivate;
- c) Misure a tutela dei clienti vulnerabili: numero e categorie dei clienti finali vulnerabili che hanno richiesto e attivato la fornitura a condizioni regolate;
- d) Sviluppo di nuova capacità di accumulo centralizzata: potenza degli impianti di nuova realizzazione (MW);
- e) Disciplina per i nuovi sistemi di distribuzione chiusi (SDC): numero dei nuovi SDC autorizzati e iscritti in un apposito albo; energia elettrica distribuita (potenza in MW e energia in MWh).

3. OPZIONI DI INTERVENTO E VALUTAZIONE PRELIMINARE

I criteri di delega per il recepimento della Direttiva 2019/944 individuati dalla legge 22 aprile 2021, n. 53, dettano gli orientamenti delle scelte di intervento per il integrare le previsioni comunitarie nell'ordinamento nazionale sugli aspetti principali e più innovativi oggetto del recepimento. Si riportano di seguito le principali opzioni di intervento esaminate e le relative valutazioni preliminari, in relazione ai diversi obiettivi indicati nei paragrafi precedenti.

3.1 Con riferimento al rafforzamento del quadro dei diritti dei clienti finali e alla promozione del ruolo attivo degli stessi nel mercato, si osserva che la direttiva pone il consumatore al centro del mercato ritenendo il suo ruolo fondamentale per conseguire la flessibilità del mercato necessaria ad adattare il sistema elettrico nel suo complesso alla crescente penetrazione della generazione distribuita e variabile da fonti rinnovabili. Da qui l'esigenza di valorizzare la partecipazione attiva dei cittadini nei diversi ambiti di attività del settore elettrico, in forma singola e aggregata.

3.1.1 In primo luogo le disposizioni sono volte a rafforzare i diritti dei consumatori sotto diversi profili, legificando principi e diritti già presenti nell'ambito della regolazione e integrandoli: libertà scelta del fornitore, diritto di ricevere informazioni chiare, semplici e univoche sui contratti e sulla fatturazione, diritti sui tempi di cambio fornitore e sulla disciplina degli eventuali oneri, laddove previsti per il cambio fornitore. In ottemperanza allo specifico criterio di delega è stato sancito il diritto di poter sottoscrivere un contratto a prezzo dinamico dell'energia elettrica nonché per fornitura di servizi di gestione della domanda con un aggregatore. Il rafforzamento dei diritti dei clienti e la previsione di nuove facoltà contrattuali rappresentano presupposti perché il cliente finale possa concretamente essere parte attiva nel mercato dell'energia e avere nel contempo adeguate forme di tutela sui diritti di base.

3.1.2 La disciplina dei clienti attivi, che operano in forma singola o collettiva, e delle comunità energetiche rappresenta uno degli aspetti più innovativi della direttiva, che apre quindi nuovi scenari e prospettive per i clienti finali di energia elettrica che intendono diventare "prosumers". Nel recepire le pertinenti disposizioni della direttiva si è tenuto conto, oltre che dello specifico criterio di delega, anche di una prima sperimentazione delle configurazioni rientranti nell'autoconsumo rinnovabile e nelle comunità energetiche rinnovabili realizzate in attuazione dell'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162. Detta sperimentazione ha infatti fornito elementi utili non solo al recepimento della direttiva (UE)

2018/2001 sulle fonti rinnovabili di energia, ma anche alla direttiva mercato che abilita la realizzazione di configurazioni a più ampio spettro di operatività.

In particolare è emersa l'opportunità di consentire la realizzazione di comunità energetiche di cittadini senza stabilire un perimetro geografico definito, diversamente dalla scelta adottata con il richiamato art. 42-bis che ha posto il vincolo di realizzazione dell'autoconsumo alle sole utenze sottese alla cabina di trasformazione media tensione/bassa tensione. La scelta operata è volta a consentire una più ampia possibilità di realizzare queste configurazioni anche alla luce della molteplicità degli ambiti di attività della comunità che non sono esclusivamente a finalità energetica. In ogni caso, la condivisione dell'energia elettrica può avvenire solo nell'ambito della porzione di rete di distribuzione sottesa alla stessa zona di mercato e, ai fini della definizione delle componenti che non devono essere applicate all'energia condivisa, l'Autorità tiene conto della localizzazione sulla rete dei punti di prelievo e immissione per valutare i costi evitati per il sistema localizzati sotto la stessa cabina primaria.

Sempre con riferimento alla condivisione dell'energia elettrica nell'ambito delle comunità o del gruppo di clienti che agiscono collettivamente, la stessa condivisione dell'energia prodotta dagli impianti delle configurazioni avviene anche utilizzando la rete di distribuzione esistente, anche a titolo di locazione o di acquisto. Rispetto alla sperimentazione avviata in attuazione dell'art. 42-bis, si è voluto consentire la gestione della rete di distribuzione da parte delle comunità energetiche dei cittadini. Si tratta quindi di una maggiore flessibilità consentita, che permette di condividere l'energia non solo attraverso un modello virtuale ma anche fisico. In quest'ultimo caso, le reti di distribuzione delle comunità sono considerate reti pubbliche di distribuzione con obbligo di connessione dei terzi, indipendentemente dalla proprietà e sono soggette alla stipula di una convenzione di sub-concessione con il distributore territorialmente competente.

3.1.3 Con l'obiettivo finale di predisporre un contesto atto a favorire e promuovere il ruolo attivo del consumatore e un mercato più efficiente, sono state previste misure per un graduale superamento del meccanismo del prezzo unico nazionale (PUN) nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, in linea con il criterio contenuto nella legge di delegazione europea all'articolo 19, comma 2, lettera a). La disposizione è funzionale a promuovere un contesto di mercato che stimoli, attraverso segnali di prezzo, la partecipazione più attiva della gestione della domanda ai mercati elettrici. Il PUN è un meccanismo in base al quale i consumatori finali pagano un prezzo medio ponderato indipendentemente dalla zona di mercato in cui sono localizzati in luogo di prezzi zonali. In tal senso il PUN ha rivestito anche una funzione di calmierazione di prezzi diversi tra le diverse zone di offerta, mitigando possibili svantaggi competitivi di specifiche aree territoriali per motivi di congestione di rete e carenza di offerta rispetto alla domanda. Per tali motivi, la norma introdotta stabilisce che il superamento del PUN sia subordinato ad una valutazione sull'impatto sui mercati dell'energia elettrica e sui consumatori, tenuto conto della modifica del mix tecnologico di generazione in presenza di una crescente quota 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 zonali sui clienti finali e dell'esigenza di adeguamento degli strumenti di tutela dei clienti vulnerabili.

3.2 Con riferimento al rafforzamento della tutela dei clienti vulnerabili si è inteso agire su due fronti: da una parte l'individuazione degli stessi e di strumenti specifici di tutela applicabili, dall'altra azioni ad hoc per la povertà energetica.

3.2.1 Sul primo punto si è posta l'esigenza di identificare i clienti vulnerabili, non solo in relazione alle condizioni di povertà o di salute, per i quali già esistono strumenti ad hoc (bonus energetici), ma anche rispetto all'età, al diritto ai sensi della legge 5 febbraio 1992, n. 104, a specifiche condizioni geografiche nonché situazioni contingenti legate situazioni emergenziali puntuali. Infatti, oltre ai soggetti titolari di bonus già di fatto individuati dal quadro normativo nazionale come meritevoli di forme specifiche di tutela (il bonus energetico), si tratta da una parte di consumatori per i quali le condizioni geografiche (isolamento) o le situazioni contingenti (utenze provvisorie per calamità) rendono più difficile l'accesso ad una pluralità di offerte, dall'altra dei consumatori più anziani che tendenzialmente hanno una minore consapevolezza del funzionamento del mercato e delle opportunità ad esso connesse. Si tratta infatti di categorie di soggetti che possono riscontrare maggiori difficoltà nella partecipazione consapevole nel mercato libero dell'energia

Ad oggi, sulla base dei dati forniti dall'Arera, i clienti vulnerabili risultano essere:

Utenti in condizioni economiche svantaggiate (bonus): circa 2,5 milioni

Utenti in gravi condizioni di salute: circa 20.000

Utenti delle isole minori: 40/50.000

Utenti over 75:

	Mercato Libero	Maggior Tutela	Totale	% libero	% tutela
Fascia 75-84	2.314.237	2.125.464	4.439.701	52%	48%
Fascia 85-94	1.013.055	1.438.303	2.451.358	41%	59%
Fascia da 95 in su	136.720	408.130	544.850	25%	75%
TOTALE	3.464.012	3.971.897	7.435.909	47%	53%

Per questi consumatori, in concomitanza con il superamento del regime di maggior tutela stabilito al 1° gennaio 2023 dalla legge 124/2017, è stato previsto l'obbligo da parte degli esercenti la vendita di proporre, su richiesta, un'offerta ad un prezzo e a condizioni contrattuali e di qualità del servizio definiti dalla Autorità. Tale impostazione è stata valutata a confronto sia con l'assenza di misure specifiche sia con l'opzione di mantenere per detti clienti l'assetto attualmente previsto per il mercato tutelato, ovvero la fornitura a condizioni regolate applicate da operatori collegati al distributore di riferimento territoriale attraverso l'approvvigionamento effettuato dall'Acquirente Unico Spa. In primo luogo, si osserva che tale ultimo meccanismo non appare coerente con il dettato della legge 124/2017 che ne prevede l'abrogazione e non agevola il processo di apertura dei mercati rischiando di consolidare la posizione dominante dell'incumbent e, più ingenerale, il vantaggio degli operatori verticalmente integrati, a detrimento di un mercato concorrenziale. Viceversa, si è valutato che la misura proposta appare maggiormente idonea a contemperare da una parte le esigenze di tutela dei soggetti più vulnerabili e dall'altra a porre nelle medesime condizioni tutti gli esercenti la vendita di energia elettrica promuovendo la concorrenza e consentendo ai consumatori la scelta del proprio fornitore ancorché per una fornitura a condizioni regolate. Resta ferma la possibilità di sottoscrivere contratti di fornitura a condizioni di libero mercato ovvero l'accesso al ai

meccanismi per il superamento del regime dei di maggior tutela che dovranno essere disciplinati dal Ministero dello sviluppo economico e da Arera ai sensi della legge 124/2017 (comma 60).

3.2.2 Per quanto riguarda la povertà energetica, alla luce della misura vigente del bonus energetico, recentemente reso automatico per gli aventi diritto, e di quanto assunto anche nell'ambito del PNIEC, è stata prevista l'istituzione di un Osservatorio nazionale della povertà energetica con il compito di monitorare il fenomeno e proporre misure di contrasto. Si intende in tal modo rafforzare il contrasto alla povertà energetica mediante una trattazione organica del fenomeno.

3.3 Con riferimento al crescere della complessità del sistema elettrico e dei rischi per la sicurezza dello stesso connessi al peso crescente delle risorse distribuite sono proposte disposizioni volte a integrare il quadro esistente del mercato in termini di preparazione e gestione dei rischi, condivisione di responsabilità e nuove funzioni.

3.3.1 Al riguardo sono state introdotte obblighe di servizio pubblico per le imprese elettriche alla luce del criterio di delega di cui all'articolo 12, comma 1, lettera h) della legge di delegazione europea e della facoltà previsto all'articolo 9 della direttiva 944/2019. Si è previsto l'aggiornamento della disciplina degli obblighi di servizio pubblico a carico dei gestori degli impianti di generazione elettrica e delle procedure di messa fuori servizio in relazione alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico, integrando le disposizioni vigenti in materia. La disposizione è volta a supportare una razionale fuoriuscita degli impianti di generazione maggiormente inquinanti³, tenendo in debito conto le esigenze di sicurezza, adeguatezza ed economicità del sistema elettrico e garantendo al contempo, laddove ne ricorreranno le condizioni, meccanismi di reintegrazione dei costi per le imprese per le quali la domanda di dismissione non può essere accolta.

L'obiettivo consiste nella riduzione del rischio di contenzioso nella gestione delle procedure di dismissione degli impianti e di assicurare sostenibilità nel lungo termine delle azioni per la decarbonizzazione.

3.3.2 Per quanto riguarda le misure per il ruolo attivo dei distributori da una parte i criteri di delega della legge 53/2021 dall'altra le disposizioni della direttiva 944/2019 hanno guidato la scelta sulle misure introdotte. Le disposizioni integrano pertanto il quadro normativo vigente e in particolare le disposizioni dell'articolo 38 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 sul ruolo e gli obblighi dei gestori della rete di distribuzione. In particolare è stato previsto un maggior coordinamento dei gestori di rete di distribuzione con il gestore della rete di trasmissione nazionale per agevolare la gestione sempre più complessa del sistema elettrico e tenere conto del peso delle risorse distribuite e che sono attese in crescita al fine di conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione. È stata altresì prevista la definizione di una disciplina per 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

³ La progressiva riduzione delle emissioni degli impianti di generazione elettrica stabilita dal PNIEC, determina le condizioni per la fuoriuscita della generazione a carbone entro il 2025. La capacità complessiva coinvolta è pari circa 7 GW e riguarda 7 impianti di generazione a carbone localizzati nelle Regioni Friuli Venezia Giulia, Liguria, Lazio, Puglia e Sardegna.

di flessibilità), definendo le specifiche, i ruoli, le procedure di approvvigionamento, le modalità di remunerazione dei servizi e di copertura dei costi.

In taluni casi si è ritenuto necessario, per motivi di natura tecnica, promuovere una prima fase di sperimentazione al fine di individuare elementi utili alla definizione di una disciplina definitiva a regime. È questo il caso, della disciplina attribuita ad Arera per 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.

3.3.3 Da ultimo, si evidenziano le disposizioni in materia di piani di preparazione ai rischi e di cooperazione del gestore del sistema di trasmissione con i centri di coordinamento regionali UE. Si tratta di interventi volti a recepire il nuovo quadro comunitario in materia (Regolamento UE n. 941/2019 e Direttiva 944/2019), con l'obiettivo di assicurare l'elaborazione del piano di rischio di sistema elettrico in modo coerente con gli scenari di rischio del settore, a livello regionale e nazionale, e di promuovere la cooperazione con i Centri di coordinamento regionale, ovvero le entità a governance sovranazionale costituite dai gestori di rete degli Stati membri per lo svolgimento dei compiti in materia di procedure operative per la sicurezza e l'adeguatezza.

3.4 In relazione alle configurazioni di autoconsumo (sistemi semplici di produzione e consumo), sistemi di distribuzione chiusi (SDC) e linee dirette, in ottemperanza al criterio di delega di cui all'art. 12, comma 1, lettera b), della legge 53/2021, si è prevista la semplificazione e razionalizzazione delle configurazioni attribuendo specifici poteri all'Arera per fornire un quadro regolatorio più omogeneo e certo a beneficio degli utenti e ferma restando la disciplina vigente in materia di applicazione degli oneri di sistema e di rete solo all'energia prelevata dalla rete cui tali configurazioni sono connesse, assicurando comunque un'equa partecipazione ai costi del sistema. A tal fine sono stati preventivamente classificati i nuovi assetti realizzabili e dettati criteri per le specifiche discipline.

3.4.1 Per quanto concerne gli SDC, in un'ottica di maggiore apertura a queste configurazioni al ricorrere di determinate condizioni, è stata prevista il superamento dell'assetto vigente dei sistemi di reti elettriche private prevedendo la possibilità di nuove realizzazioni che sono classificate come reti di distribuzioni con obbligo di connessioni di terzi e, in quanto tali, ne seguono la relativa disciplina, fatte salve alcune eccezioni in coerenza con le disposizioni comunitarie in materia. È stata valutata l'esigenza di non modificare gli effetti sui SDC esistenti della norma per la raccolta degli oneri di sistema onde salvaguardare gli assetti sviluppati in un contesto normativo previgente.

3.4.2 Relativamente alle linee dirette si è ritenuto di avvalersi della previsione di cui all'art. 7, par. 4 della direttiva 944/2019, subordinando la loro realizzazione al diniego di accesso a sistemi di distribuzione e trasmissione (per i quali sussiste l'obbligo di connessione e la possibilità di rifiuto al ricorrere di puntuali condizioni), al fine di privilegiare l'utilizzo della rete pubblica esistente.

3.5 Con riferimento all'obiettivo di prevedere strumenti di mercato a lungo termine atti a supportare una crescente penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili nel mercato in

condizioni di sicurezza, sono state previste misure per lo sviluppo della capacità di accumulo centralizzata. Si tratta di uno strumento fondamentale per accompagnare gli obiettivi nazionali di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti dal PNIEC. Lo stesso piano ha evidenziato, in assenza di misure adeguate, un elevato rischio di non poter dispacciare completamente la crescente produzione da fonti rinnovabili nelle ore di maggior produzione delle stesse, con un'overgeneration concentrata in particolare nelle aree meridionali e insulari del paese a maggiore vocazione di crescita di tale generazione. L'introduzione della misura si fonda sul presupposto che, in assenza di intervento, il mercato dell'energia elettrica e dei servizi di rete di per sé non sono in grado di remunerare in modo adeguato gli investimenti degli operatori in tali risorse, investimenti caratterizzati da un elevato profilo di rischio. Si consideri inoltre che, per la sostenibilità degli obiettivi previsti dal PNIEC, si auspica lo sviluppo di nuova capacità di accumulo in misura consistente nelle aree geografiche interessate e secondo tempistiche sfidanti, considerato peraltro la tipologia prevalente di impianti da realizzare (impianti di accumulo idroelettrico). A tale ultimo riguardo, si è infatti ritenuto di intervenire, con lo schema normativo proposto, anche sul tema della semplificazione del processo amministrativo di autorizzazione degli impianti e di concessione all'uso della risorsa idrica.

4. **COMPARAZIONE DELLE OPZIONI E MOTIVAZIONE DELL'OPZIONE PREFERITA**

Come già rappresentato nei paragrafi che precedono, i criteri di delega per il recepimento della Direttiva 944/2019, dettati con gli artt. 12 e 19 della legge 53/2021, dettano gli orientamenti delle scelte di intervento per integrare le previsioni comunitarie nell'ordinamento nazionale sugli aspetti principali e più innovativi oggetto del recepimento.

Ciò premesso, non sempre le disposizioni introdotte con il decreto legislativo sono basate su una comparazione di opzioni alternative in quanto fortemente condizionate dagli stessi criteri di delega e dalla disciplina comunitaria che su gran parte degli aspetti trattati interviene in modo dettagliato, lasciando contenuti margini agli Stati membri

Per quanto attiene l'adeguamento delle norme nazionali ai Regolamenti 2019/943 e 2019/941, si evidenzia che l'intervento normativo è finalizzato a riordino e coordinamento delle disposizioni vigenti, in quanto i suddetti regolamenti sono direttamente applicabili.

Nel suo complesso la proposta normativa va nella direzione di rafforzare molte riforme già avviate negli anni addietro e soprattutto di definire un quadro complessivo funzionale agli obiettivi e alle misure contenute nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC). In termini di effetti si prevede:

- a) Un aumento del livello di concorrenza nei mercati dell'energia e dei servizi ancillari, con una maggiore opportunità per le diverse categorie di operatori, in particolare per i consumatori, di partecipare attivamente e di beneficiare dei vantaggi della maggiore apertura dei mercati e, auspicabilmente, una maggiore pressione concorrenziale sui prezzi dell'energia elettrica e dei servizi;
- b) Un quadro rafforzato dei diritti dei consumatori e delle tutele per i consumatori più vulnerabili unitamente ad una nuova disciplina per la promozione di una cittadinanza più attiva, affinché a tutti i consumatori siano assicurate condizioni trasparenti e non discriminatorie, sia

promossa una maggiore consapevolezza e informazione e siano forniti strumenti per combattere la povertà energetica;

- c) Uno stimolo agli investimenti funzionali al processo di decarbonizzazione e di transizione energetica.

5. MODALITÀ DI ATTUAZIONE E MONITORAGGIO

Le norme introdotte con il decreto legislativo hanno carattere di inquadramento generale che troveranno attuazione nella normativa di secondo livello o nelle disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità di settore ai sensi della legge 481/1995. Pertanto, nell'ambito delle diverse disposizioni introdotte è stato di volta in volta individuato il soggetto competente nell'adozione delle disposizioni di dettaglio. I soggetti preposti sono il Ministero della transizione ecologica e l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente.

Per quanto attiene l'adeguamento delle norme nazionali ai Regolamenti 2019/943 e 2019/941, si evidenzia che l'intervento normativo è finalizzato al riordino e coordinamento delle disposizioni vigenti, in quanto i suddetti regolamenti sono direttamente applicabili. E' prevista in capo al Ministero della transizione ecologica la responsabilità di definire i piani di preparazione ai rischi, in coordinamento con gli altri Stati membri.

6. CONSULTAZIONI SVOLTE NEL CORSO DELL'AIR

Per l'elaborazione dello schema di decreto legislativo non sono state svolte consultazioni *ad hoc*. Si tratta infatti di norme di inquadramento generale che troveranno attuazione nella normativa di secondo livello o in specifiche disposizioni regolatorie dell'ARERA che, entrando maggiormente nel merito tecnico delle scelte nell'ambito dei criteri e principi individuati con il presente decreto, saranno sottoposti al processo di consultazione previsto in via obbligatoria per le Autorità di settore previste dalla legge 481/1995.

7. PERCORSO DI VALUTAZIONE

La proposta di provvedimento è stata predisposta dalla Divisione II - mercati energetici - della Direzione generale per l'approvvigionamento, l'efficienza e la competitività energetica (DGAECE) del Ministero della transizione ecologica dotata di adeguate professionalità sia in campo tecnico che giuridico.

L'Ufficio ha seguito la fase ascendente di definizione dei contenuti della Direttiva 2019/944, del Regolamento 943/2019 e del Regolamento 944/2019 fornendo elementi di supporto nell'ambito delle discussioni in sede europea preliminari alla adozione degli atti normativi richiamati.

L'attività di predisposizione dello schema è avvenuta in collaborazione con quella della Segreteria tecnica della DGAECE e con la competente Divisione III - energie rinnovabili - del Ministero della transizione ecologica, in relazione all'esigenza di coordinamento con il recepimento della Direttiva 2001/2018 sulla promozione delle fonti rinnovabili.