

MEMORIA

391/2021/I/COM

**MEMORIA DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI AMBIENTE IN MERITO ALLO SCHEMA DI DECRETO
LEGISLATIVO RECANTE ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA (UE)
2018/2001 SULLA PROMOZIONE DELL'USO DELL'ENERGIA DA
FONTI RINNOVABILI (292)**

Memoria per le Commissioni riunite 10^a Industria, commercio, turismo e 13^a Territorio,
ambiente, beni ambientali del Senato della Repubblica

27 settembre 2021

Premessa

Il presente documento, che si affianca ed integra la memoria del 16 settembre scorso, in merito allo schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 941/2019 (n. 294), prende le mosse da quanto già espresso da questa Autorità con la memoria del 21 maggio 2021 relativa al disegno di legge di delegazione europea 2019 (AS 1721), ai fini del recepimento nell'ordinamento nazionale della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione) (cd. "*direttiva rinnovabili*").

Vale sottolineare come la direttiva rinnovabili costituisca parte integrante del *Clean Energy Package* e contribuisca a delineare un quadro normativo che pone il consumatore al centro di un sistema energetico caratterizzato da un ruolo crescente delle risorse rinnovabili spesso decentrate e distribuite.

Come già sottolineato anche nella memoria del 2 maggio 2017 presentata alla Commissione Attività produttive della Camera dei Deputati nell'ambito dell'esame del pacchetto di proposte della Commissione europea "Energia pulita per tutti gli europei" (*Clean Energy For All Europeans*), in ragione dell'incertezza che caratterizza il futuro del sistema energia-clima e delle ampie differenze strutturali che ancora contraddistinguono i diversi mercati nazionali, l'Autorità ritiene che gli strumenti tecnici e le modalità per il raggiungimento degli obiettivi condivisi debbano essere demandati alla regolazione di secondo livello, al fine di essere selezionati con adeguati margini di flessibilità e selettività e consentire, dunque, un processo virtuoso di apprendimento e di adattamento delle regole.

Nei paragrafi che seguono si intendono fornire elementi di contesto e/o di precisazione con riferimento alle specifiche disposizioni legislative che potrebbero dimostrarsi utili a coordinare coerentemente le previsioni in esame con i criteri e le indicazioni già adottate dalla regolazione o in corso di attuazione, secondo il canone previsto espressamente dalla normativa comunitaria e ormai consolidato nell'ordinamento nazionale, in base al quale il Legislatore fissa i principi, gli obiettivi e gli indirizzi di politica energetica e la relativa cornice entro la quale poi viene rimessa all'Autorità amministrativa indipendente di settore la declinazione tecnica e la conseguente disciplina attuativa.

1. Configurazioni per l'autoconsumo e valorizzazione del medesimo

Il concetto di “autoconsumo” identifica il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui è consumata, sia istantaneamente sia per il tramite di sistemi di accumulo, indipendentemente dai soggetti - anche diversi tra loro - che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale, purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato, e indipendentemente dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione. Per questo motivo, appare importante che, in sede di recepimento della direttiva, **si precisi che l'autoconsumatore di energia rinnovabile operi entro un unico sito dai confini definiti, escludendo altri siti. Peraltro, la stessa direttiva (UE) 2018/2001 prevede che l'autoconsumatore di energia rinnovabile operi in propri siti posti entro confini definiti e che possa agire in altri siti solo se consentito da uno Stato membro.**

L'Autorità propone, pertanto di espungere l'articolo 30, comma 1, lettera a), punto 2, dello schema di decreto legislativo in esame.

Inoltre, l'Autorità sottolinea la necessità di allineare il presente schema di decreto legislativo con quanto previsto dallo schema di decreto di recepimento della direttiva (UE) 2019/944, esplicitando che l'autoconsumatore di energia rinnovabile deve operare nell'ambito di un sistema semplice di produzione e consumo come definito nel citato schema di decreto di recepimento della direttiva 2019/944. Si rimanda alle considerazioni già formulate in merito ai sistemi semplici di produzione e consumo nella menzionata memoria dello scorso 16 settembre.

L'Autorità suggerisce poi di precisare che l'autoconsumatore di energia rinnovabile non ha l'obbligo di offrire servizi ancillari, come appare dalla lettura del citato articolo 30, comma 1, dello schema in analisi, ma la sola facoltà. Peraltro, la fornitura di tali servizi presuppone che l'unità in esame, eventualmente su base aggregata, abbia i requisiti tecnici necessari per l'abilitazione alla fornitura dei servizi. Pertanto, **si propone di formulare l'articolo 30, comma 1, lettera b), prevedendo che l'autoconsumatore di energia rinnovabile (ovvero il produttore terzo rispetto al cliente finale) “b) vende l'energia elettrica rinnovabile che eccede l'autoconsumo in sito e può offrire servizi ancillari e di flessibilità, eventualmente per il tramite di un aggregatore”.**

Per quanto riguarda il gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e le comunità di energia rinnovabile, l'Autorità apprezza che la formulazione adottata consenta di confermare, anche a regime, il modello regolatorio virtuale adottato dalla stessa per il periodo transitorio, in attuazione del decreto-legge n. 162/19. Tale modello, infatti:

- consente a ogni soggetto partecipante di modificare le proprie scelte, sia in relazione alla configurazione di autoconsumo sia (ed indipendentemente) alle proprie scelte di approvvigionamento dell'energia, senza dover al contempo richiedere nuove connessioni o realizzare nuovi collegamenti elettrici;
- garantisce trasparenza e flessibilità per tutti coloro che intendono prendervi parte, nonché ne salvaguarda i relativi diritti;
- consente di valorizzare l'autoconsumo in funzione della miglior stima possibile dei benefici indotti dall'autoconsumo medesimo sul sistema elettrico;
- evita soluzioni che dipendono da tecnologie (presenza di collegamenti elettrici diretti o da particolari assetti societari, date di entrata in esercizio degli impianti di produzione), in quanto l'autoconsumo prescinde da tutto ciò.

L'Autorità ritiene, tuttavia, necessario che siano apportate alcune precisazioni allo schema di decreto legislativo oggetto della presente memoria, come nel seguito indicato.

In relazione al gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, **si reputa necessario che sia precisato che, non solo gli autoconsumatori devono trovarsi nello stesso edificio o condominio, ma anche gli impianti di produzione la cui energia elettrica rileva ai fini della condivisione dell'energia elettrica.** Solo in tal modo è, infatti, possibile garantire la realizzazione dell'autoconsumo in sito.

Si valuta, pertanto, necessario riformulare l'articolo 30, comma 2, lettera a), prevedendo che, nel caso in cui più clienti finali si associno per divenire autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente: “a) gli autoconsumatori e gli impianti di produzione, la cui energia elettrica rileva ai fini della condivisione dell'energia elettrica, devono trovarsi nello stesso edificio o condominio”.

In relazione alla definizione di “energia condivisa” di cui all'articolo 2, comma 1, lettera o), l'Autorità **considera preferibile individuare separatamente il caso del gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente dal caso delle comunità di energia rinnovabile, riformulando la lettera “o) “energia condivisa”:** *in una comunità di energia rinnovabile è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili detenuti dalla comunità e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali facenti parte della comunità e situati nella stessa zona di mercato; in un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali facenti parte del medesimo edificio o condominio e l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili gestiti da*

membri del gruppo ovvero da produttori terzi soggetti alle istruzioni di uno o più membri del gruppo”.

L’Autorità non concorda con la previsione in base alla quale l’Autorità medesima è tenuta ad individuare le modalità con le quali i clienti domestici possono richiedere alle rispettive società di vendita, in via opzionale, lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa, di cui all’articolo 32, comma 3, lettera c). Tale scorporo, infatti, limita la flessibilità consentita alle comunità di energia rinnovabile o ai gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, poiché esclude a priori diverse modalità di ripartizione del valore dell’energia condivisa (per esempio, la ripartizione potrebbe essere effettuata in funzione della parte di investimento sostenuta, oppure di aspetti sociali nel caso di clienti disagiati). Inoltre, esso comporterebbe rilevanti complessità gestionali, che potrebbero indurre le società di vendita a rinunciare ai clienti finali che fanno parte di tali configurazioni e presuppone, altresì, la definizione di modalità di ristoro dei minori ricavi derivanti alle società di vendita per motivi a loro non imputabili (i ricavi associati all’energia immessa ai fini della condivisione dovrebbero, cioè, essere utilizzati per compensare lo scorporo in bolletta operato dalle società di vendita al dettaglio).

È in ogni caso necessario specificare, anche al fine di evitare la mancata applicazione delle componenti tariffarie e fiscali delle bollette, che lo scorporo non riguarda la quota dell’energia condivisa (come attualmente specificato) ma, al più, il suo valore.

Infine, si evidenzia al riguardo che, fino al 2008, erano previste forme di scorporo in bolletta nell’ambito dello scambio sul posto (*net metering*, con scorporo in bolletta di una quantità di energia pari al minimo tra l’energia elettrica prelevata e l’energia elettrica immessa dall’impianto di produzione); tale scorporo in bolletta è stato sostituito da soluzioni concettualmente simili al sopra richiamato “*modello virtuale*”, a seguito dell’emergere delle predette criticità oltre che di ulteriori criticità associate alla mancata applicazione delle accise, delle addizionali regionali e provinciali e dell’imposta sul valore aggiunto all’energia scambiata con la rete.

Si ritiene, pertanto, opportuno espungere l’articolo 32, comma 3, lettera c), dallo schema di decreto in parola; in subordine, precisare che lo scorporo non riguarda la quota dell’energia condivisa ma il suo valore.

Per quanto riguarda l’utilizzo delle reti per la condivisione dell’energia elettrica, il provvedimento in esame rimanda alla disciplina prevista dallo schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva (UE) 2019/944. Al riguardo, si richiamano le relative considerazioni già formulate nella memoria del 16 settembre scorso.

2. Definizione degli strumenti di incentivazione e delle semplificazioni per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

L'articolo 20 stabilisce che, *“con uno o più decreti del Ministro della Transizione ecologica di concerto con il Ministro delle Politiche agricole, alimentari e forestali, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all’articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, da adottare entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, siano stabiliti principi e criteri omogenei per l’individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all’installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili.”*

Le aree idonee sono individuate compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda elettrica, nonché tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa. In esse vengono previste procedure autorizzative più semplici e rapide.

Al riguardo, l’Autorità esprime condivisione, in quanto l’individuazione delle aree idonee dovrebbe consentire di fornire indicazioni in merito alle aree in cui realizzare impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili, riducendo le tempistiche di autorizzazione e di sviluppo delle iniziative, nonché i rischi in capo agli investitori.

Questo intervento dovrebbe, tuttavia, essere correlato alla definizione degli strumenti per l’incentivazione delle fonti rinnovabili come definiti nell’articolo 6. Più nel dettaglio, lo schema di decreto legislativo dovrebbe richiedere che almeno i contingenti per le procedure d’asta al ribasso siano differenziati per aree geografiche, tenendo conto dell’esito dell’individuazione delle aree idonee, al fine di orientare in modo più efficace gli operatori a sviluppare gli impianti laddove possano essere più utili al raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici. Infatti, gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati dalle diverse fonti rinnovabili, oltre a differenti costi di produzione, hanno un diverso impatto sul sistema elettrico e sui mercati elettrici. È, quindi, importante conoscere *ex ante* come tali impianti di produzione siano dislocati sul territorio, per valutare il conseguente effetto sui mercati, sul dispacciamento e sulle reti elettriche, allo scopo di intervenire in tempi adeguati implementando le logiche di gestione finalizzate a massimizzare la penetrazione della generazione da fonti rinnovabili, minimizzando, al contempo, i costi sistemici.

L’Autorità propone, pertanto, che l’articolo 6 specifichi che i contingenti per le procedure d’asta al ribasso siano differenziati per aree geografiche, tenendo conto dell’esito dell’individuazione delle aree idonee.

In relazione alla definizione dei meccanismi di incentivazione di cui all’articolo 5 dello schema di decreto, **l’Autorità considera opportuno che non siano previsti incentivi che promuovano l’abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo.** Si stima, infatti, più efficiente che tali sistemi siano utilizzati in funzione delle esigenze del sistema elettrico, sulla base dei segnali di prezzo provenienti dai mercati dell’energia e dal mercato per il servizio di dispacciamento. Ciò non presuppone il loro abbinamento diretto con le fonti rinnovabili; anzi, l’abbinamento diretto rischierebbe di ridurre l’efficienza dei sistemi di accumulo, che potrebbero non essere esercitati nell’interesse sistemico. **Perciò, pur essendo consentito l’abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo, l’Autorità suggerisce di evitare di promuoverlo con incentivi specifici, ovvero con una maggiorazione degli incentivi previsti per le fonti rinnovabili. L’Autorità chiede, quindi, che l’articolo 5, comma 5, lettera a), sia espunto dallo schema di decreto *de quo*.**

Si considera, infatti, che lo strumento previsto dall’articolo 18 dello schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2019/944 rappresenti la soluzione più efficiente per consentire l’installazione e l’utilizzo di sistemi di accumulo in modo coerente con le esigenze di esercizio del sistema elettrico nazionale.

L’Autorità esprime ancora il proprio apprezzamento in merito alla previsione di cui all’articolo 15, comma 1, in base alla quale, *“a decorrere dall’anno 2022, una quota dei proventi annuali derivanti dalla messa all’asta delle quote di emissione di CO₂ di cui all’articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, di competenza del Ministero della Transizione ecologica, è destinata alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell’efficienza energetica mediante misure che trovano copertura sulle tariffe dell’energia”*. Al fine di compensare, almeno parzialmente, le conseguenze degli incentivi molto elevati fissati dai meccanismi di incentivazione degli anni scorsi, i cui effetti si sommano nei prezzi sostenuti dai consumatori a quelli della CO₂, **si auspica, da un lato, che tale quota sia definita** (con il decreto di cui all’articolo 23, comma 4, del decreto legislativo n. 47/20) **in modo da non risultare trascurabile, e, dall’altro, si valuta appropriato prevedere apposite ulteriori modalità di finanziamento degli oneri, perlomeno fintanto che gli incentivi riconosciuti in detti regimi saranno attivi..**

Per quanto riguarda le semplificazioni per l’installazione di impianti di produzione da fonti rinnovabili al servizio di edifici, di cui all’articolo 25, **l’Autorità considera preferibile che il modello unico semplificato di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo economico 19 maggio 2015** (ossia, il modello unico che sostituisce le

comunicazioni a fini autorizzativi, ai fini delle connessioni e ai fini dell'attivazione dello scambio sul posto), attualmente previsto solo per gli impianti fotovoltaici fino a 20 kW o cogenerativi ad alto rendimento fino a 50 kW, **non sia esteso solo al ritiro dedicato e agli impianti fotovoltaici fino a 50 kW, ma anche alle altre tipologie impiantistiche e ai sistemi di accumulo ubicati presso gli edifici.** Ciò consentirebbe di prevedere forme di semplificazione più generali, che prescindano dalle tecnologie.

Infine, in merito alle garanzie di origine di cui all'articolo 46, l'Autorità crede che le stesse debbano essere emesse e contestualmente trasferite a titolo gratuito al Gestore dei servizi energetici (GSE), non solo nei casi in cui il produttore riceva un sostegno economico nell'ambito di un meccanismo di incentivazione che prevede il ritiro dell'energia elettrica da parte dello stesso GSE, ma anche in tutti gli altri casi in cui le garanzie d'origine non spettino al produttore (ossia, come previsto dall'articolo 46, comma 4, qualora il sostegno economico non sia concesso mediante una procedura di gara o un sistema di titoli negoziabili o qualora il valore di mercato delle garanzie di origine non sia preso in considerazione nella determinazione del livello di sostegno economico nell'ambito dei meccanismi di incentivazione). Una maggiore disponibilità di garanzie d'origine in capo al GSE contribuirebbe alla riduzione, pur limitata a pochi milioni di euro annui, del gettito da raccogliere tramite la componente tariffaria Asos. **Pertanto, l'Autorità chiede che l'articolo 48, comma 5, lettera a), dello schema di decreto oggetto del presente documento sia modificato nel senso indicato.**

3. Accordi di compravendita di energia a lungo termine e gruppi di acquisto

La partecipazione attiva dei consumatori, domestici e non domestici, connessi in bassa e media tensione, nell'acquisto di energia elettrica a lungo termine prodotta da impianti a fonti rinnovabili, anche per il tramite dei gruppi di acquisto, è prevista dallo schema di decreto all'articolo 28, comma 5, che demanda all'Autorità di integrare le Linee guida da questa predisposte, ai sensi della legge 4 agosto 2017, n. 124, per promuovere l'approvvigionamento, anche mediante contratti a lungo termine, e affinché i consumatori ricevano adeguata assistenza per l'adesione alla piattaforma gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME) per la negoziazione di lungo termine (cfr. comma 1 del citato articolo).

Vale ricordare che tali Linee guida prevedono l'adesione volontaria da parte dei c.d. "*gruppi di acquisto energia*", ossia da parte di soggetti intermediari la cui finalità è quella di selezionare uno o più venditori per la fornitura di energia elettrica e/o gas naturale ai clienti finali (sia domestici sia piccole imprese) riuniti nel gruppo, senza diventare parte del contratto con il fornitore né tantomeno rifornire direttamente tali clienti. In altre

parole, i gruppi di acquisto energia non svolgono alcuna attività di approvvigionamento e rivendita né svolgono attività di aggregazione in base alla definizione della direttiva (UE) 2019/944.

L'obiettivo delle Linee guida è, a sua volta, quello di istituire specifiche regole di comportamento, che i gruppi di acquisto che vi aderiscono devono osservare con lo scopo di garantire ai clienti che partecipano a tali gruppi un'adeguata informazione e assistenza in tutte le fasi delle campagne di acquisto collettivo. Non sono invece previste regole che impongano ai gruppi di acquisto criteri da seguire nella scelta dei venditori chiamati a rifornire i clienti ivi riuniti né rispetto alle modalità di approvvigionamento di energia da parte di questi ultimi, atteso che il ruolo di questi gruppi è proprio quello di scegliere il venditore e la specifica tipologia di offerta che possa soddisfare al meglio le esigenze dei partecipanti ai gruppi, in ragione delle loro peculiari caratteristiche, legate, per esempio, alla tipologia di clientela, ai consumi dichiarati, ecc.

In considerazione degli obiettivi appena illustrati, **sarebbe quindi opportuno riformulare il comma 5 dell'articolo 28, prevedendo che l'Autorità, con riferimento alle Linee guida in questione, imponga a tali gruppi di acquisto di informare adeguatamente i clienti che vi partecipano, qualora i fornitori selezionati per il gruppo si approvvigionino o si approvvigioneranno tramite contratti a lungo termine negoziati sulla costituenda piattaforma del GME.**

4. Raccolta e gestione dei dati di misura dell'energia elettrica ai fini della fatturazione e a fini statistici

In un contesto di crescente digitalizzazione del settore energetico, il tema della raccolta, della gestione e della distribuzione dei dati di misura dell'energia elettrica ha assunto nel corso degli anni un'importanza sempre maggiore, non solo per una necessaria attività di monitoraggio, ma anche, e principalmente, per una più efficiente gestione dei processi del mercato energetico, nonché per permettere ai consumatori di conoscere i propri consumi, al fine di permettere la loro partecipazione alle nuove configurazioni previste, quali l'autoconsumo di energia rinnovabile o le comunità energetiche rinnovabili.

Tali tematiche devono, quindi, essere trattate, il più possibile, in modo organico, coinvolgendo i soggetti a vario titolo interessati.

Più in dettaglio, **si ritiene che la disciplina del sistema di misura dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per l'attribuzione degli incentivi, di cui all'articolo 36, spetti al Regolatore nazionale, il quale promuoverà – come di consueto - il più ampio coinvolgimento dei soggetti interessati, attraverso forme di consultazione pubblica.**

Pertanto, risulta preferibile evitare di attribuire fin da subito al Sistema informativo integrato (SII) il ruolo di interfaccia unica per i dati di misura dell'energia elettrica immessa e prodotta da impianti incentivati, senza trattare il tema in termini generali, tenendo conto di tutti gli impianti di produzione di energia elettrica e di tutte le loro possibili configurazioni.

Peraltro, tali valutazioni dovrebbero essere effettuate anche considerando l'esistenza, presso Terna, del sistema GAUDÌ di gestione dell'anagrafica unica degli impianti di produzione, nonché del fatto che attualmente la stessa Terna già svolge il ruolo di soggetto, cui tutte le imprese distributrici inviano i dati di misura dell'energia elettrica immessa in rete ai fini del *settlement* elettrico.

L'Autorità teme che possano sorgere criticità qualora, ai soli fini della determinazione e del pagamento degli incentivi degli impianti di nuova realizzazione, venga previsto un tempo massimo, comunque non superiore a due anni, rispetto a quello di effettiva produzione dell'impianto per la trasmissione e per l'eventuale rettifica dei dati di misura. Ciò, infatti, comporterebbe un disallineamento tra i dati che rilevano ai fini dell'incentivo e quelli che rilevano ai fini del *settlement*, con inevitabili complessità da gestire (alle medesime grandezze potrebbero essere, infatti, attribuiti differenti dati di misura per lo stesso periodo temporale).

Pertanto, l'Autorità chiede che l'articolo 36 sia espunto dal provvedimento di cui si tratta o, quantomeno, modificato, salvaguardando le funzioni dell'Autorità nell'ambito della regolazione dell'attività di misura dell'energia elettrica, e il suo necessario ruolo di coordinamento di tutti i soggetti regolati coinvolti nel processo.

Riguardo alla raccolta e alla gestione dei dati per finalità statistiche, l'Autorità ritiene, in generale, utile prevenire la moltiplicazione dei ruoli, allo scopo di impedire che i medesimi dati (o dati similari) siano resi disponibili da soggetti diversi, con il rischio di non disporre più di dati definitivi e ufficiali.

Attualmente, in ordine al settore elettrico, i soggetti coinvolti sono molteplici: TERNA che, oltre ad essere responsabile della raccolta e della gestione dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa nella rete elettrica nazionale ai fini del corretto funzionamento del sistema, è anche responsabile della raccolta e dell'elaborazione, a fini statistici, dei dati afferenti al sistema elettrico nazionale; il GSE, che è responsabile della raccolta e dell'elaborazione a fini statistici dei soli dati afferenti alle fonti rinnovabili, per il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi europei; l'Acquirente unico che, in qualità di gestore del SII, sulla base delle indicazioni fornite da questa Autorità, riceve i dati di misura dell'energia elettrica prelevata dai circa 40 milioni di punti di prelievo attivi; tali dati, rilevati dalle imprese distributrici, sono messi a disposizione dei venditori

per la fatturazione ai clienti finali e, in forma aggregata, anche a Terna per le attività inerenti al *settlement*.

Lo schema di decreto legislativo, all'articolo 48, attribuisce nuovi ruoli al GSE e all'Acquirente unico, che sembrano in parte sovrapporsi ad attività che l'Autorità ha già avviato sulla base delle informazioni che ha organizzato presso il SII. In particolare, il comma 1, lettera e), pone in capo al GSE *“la produzione e l'informazione statistica sui consumi finali di energia attraverso la loro disaggregazione territoriale, settoriale e funzionale, in coerenza con le linee del sistema statistico europeo, anche al fine di monitorare i fenomeni della mobilità sostenibile e della povertà energetica”*. In proposito, si evidenzia che, ad oggi, il GSE non raccoglie né elabora dati di consumo e che l'introduzione di tale disposizione genererebbe l'ulteriore necessità di trasferimento di queste informazioni.

Inoltre, il comma 7 prevede che l'Acquirente Unico *“sulla base dei dati disponibili nel Sistema Informativo Integrato (SII) [...] fornisce al Ministero della transizione ecologica i consumi annuali di energia elettrica e gas naturale relativi all'anno precedente per ciascuna tipologia di cliente e codice ATECO, nonché le informazioni rilevanti ai fini dell'attività di governo che si rendano di volta in volta necessari”* e *“pubblica, sul proprio sito internet, dati aggregati di consumo di gas ed elettricità di interesse generale, nel rispetto dei principi di riservatezza statistica disciplinati dal Sistema Statistico Nazionale, con modalità e tempistiche definite in accordo con ARERA”*.

Su tali aspetti si evidenzia, in particolare, che questa Autorità ha già intrapreso da qualche tempo l'attività di monitoraggio dei dati aggregati di prelievo di elettricità e gas, prevedendone a breve la pubblicazione in modalità *open data* nel proprio sito internet, così da renderli fruibili alla collettività.

In generale, quindi, **l'Autorità reputa che le attività previste dall'articolo 48 debbano essere ricondotte tra le mansioni del Regolatore di settore, che già definisce le modalità di utilizzo dei dati rinvenuti dal SII, anche alla luce del necessario coordinamento con Terna nell'ambito del Sistema statistico nazionale, evitando la moltiplicazione e la frammentazione delle competenze, con il rischio di avere dati meno accurati e non compatibili tra loro e con costi maggiori.**

5. Integrazione del biometano e dell'idrogeno nelle reti del gas naturale

Con riferimento all'art. 37 comma 1, l'Autorità condivide l'esigenza di integrare le produzioni stimate relative agli impianti di biometano nel Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale. Tuttavia, si considera troppo breve il termine di 30

giorni dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo di recepimento, entro il quale l'Autorità è tenuta a definire *“i criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto formula una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni di detti impianti di biometano sulla rete del gas compresa le reti di distribuzione”*. Tale considerazione discende sia dall'ampia portata del provvedimento che coinvolge la distribuzione e la trasmissione, sia dall'obbligo di effettuare le dovute procedure di consultazione, necessarie per il coinvolgimento dei soggetti interessati.

Pertanto, l'Autorità propone che detto termine sia prolungato almeno sino a 180 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, in modo da consentire alla medesima di definire i criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto formuli una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni tese a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano sulla rete del gas, comprese le reti di distribuzione.

L'articolo 37, comma 2, attribuisce un mandato molto ampio all'Autorità per l'aggiornamento e la semplificazione delle *“proprie disposizioni inerenti alle modalità e le condizioni per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas, includendo anche altre tipologie di gas rinnovabili ivi compreso l'idrogeno, anche in miscela”*. Il comma 2 prevede implicitamente la possibilità che l'idrogeno (sia in miscela con il gas naturale sia puro) sia immesso nelle reti del gas naturale. Al riguardo, la normativa nazionale, ed in particolare il decreto ministeriale 18 maggio 2018, non contiene indicazioni sulle percentuali di idrogeno ammissibili nelle reti di gas naturale. Al fine di definire i criteri che devono presiedere all'immissione in rete dell'idrogeno, salvaguardando la sicurezza delle reti stesse, è necessario definire le caratteristiche di qualità dei gas, compreso l'idrogeno e la miscela idrogeno-gas naturale, da poter immettere in rete, nonché aggiornare le relative norme di sicurezza. Questi aspetti sono sempre stati di competenza del Ministero dello Sviluppo economico e degli organismi di normazione tecnica.

L'Autorità, dunque, evidenzia la necessità che l'articolo 37 specifichi che, al fine della definizione da parte della medesima dei criteri che devono presiedere all'immissione in rete dell'idrogeno, il Ministero per la Transizione ecologica aggiorni le specifiche di qualità del gas naturale, individuando le percentuali ammesse di idrogeno, e definisca contestualmente le specifiche di qualità per l'immissione in rete di miscele gassose che contengono prevalentemente idrogeno.

6. Ricarica dei veicoli elettrici

L'articolo 45 dello schema di decreto legislativo in esame contiene disposizioni volte alla semplificazione delle procedure relative allo sviluppo delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici.

Le disposizioni di cui alle lettere e), f) e g), del comma 1 abrogano quanto attualmente previsto dall'articolo 57, comma 12, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120, in tema di tariffe per i punti di ricarica dei veicoli elettrici, che era già stato oggetto di precedenti osservazioni da parte sia di questa Autorità (memorie n. 300/2020/I/com e 370/2020/I/eel) sia dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (segnalazione 23 marzo 2021, S4143).

Come già sottolineato nella memoria 384/2021/I/eel, l'Autorità condivide che la nuova disposizione persegue la **finalità di “favorire la diffusione di veicoli alimentati ad energia elettrica assicurando lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche”**; proprio a tal fine, l'Autorità ritiene che – laddove sia realmente necessario intervenire per ridurre le spese sostenute per la ricarica dei veicoli elettrici – **sarebbero, in generale, da preferire forme di incentivazione esplicita**, che non distorcano il principio di *cost-reflectivity* sancito da ultimo anche dall'articolo 18 del Regolamento (UE) 943/2019.

A tal proposito, è bene osservare come le **“misure tariffarie” rischierebbero di tradursi in incentivi impliciti, che non possono consentire la necessaria selezione degli utenti beneficiari e/o l'aggiornamento nel tempo dell'intensità di un “pilotaggio” dell'incentivazione.**

Oltre a un'attenta valutazione dell'assetto ottimale del servizio di misura relativo all'energia utilizzata per la sola ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, che dovrà tenere conto, con l'opportuna flessibilità della varietà di soluzioni possibili nell'includere o meno i punti di ricarica negli impianti elettrici di utenza esistenti e, quindi, della necessità di nuovi punti di prelievo con proprio misuratore distinto da quello già esistente, la natura implicita delle **“misure tariffarie”** comporterebbe anche l'avvio di un'impegnativa attività di *enforcement* volta alla verifica della corretta attuazione dell'effettivo trasferimento del beneficio ai fruitori finali del servizio di ricarica (ovvero, gli utilizzatori dei veicoli elettrici), secondo quanto previsto dal nuovo comma 12-ter dell'articolo 57 del citato decreto-legge n. 76/20, definito alla già menzionata lettera f) dell'articolo 45, comma 1, dello schema in esame. Al riguardo si rammenta che l'attività svolta dagli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico

di cui all'articolo 4 del decreto legislativo n. 257/16 non rientra nella sfera di regolazione e di controllo attribuita a questa Autorità dalla legge n. 481/95.

Da ultimo, l'Autorità esprime il proprio apprezzamento in merito alle previsioni dello schema di decreto legislativo relative ad eventuali interventi di agevolazione in merito agli oneri generali di sistema, alla durata transitoria degli stessi, con l'intervento decisionale del Governo, nonché alla verifica della compatibilità di eventuali misure in tal senso con la disciplina europea degli aiuti di Stato.

7. Teleraffrescamento e teleriscaldamento

L'Autorità concorda, in via generale, con le finalità e le modalità di recepimento della normativa europea in materia di reti di teleraffrescamento e di teleriscaldamento.

Per quanto concerne le modalità di attuazione dell'obbligo di incremento del contributo delle fonti rinnovabili nella fornitura di energia termica (articolo 27, comma 1), si evidenzia che il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento è costituito da reti di dimensione locale, non integrate tra loro. Il costo derivante da un incremento del contributo delle fonti rinnovabili può essere molto differenziato tra le reti presenti sul territorio nazionale, a seconda del tipo di fonte disponibile localmente e del grado di saturazione della capacità produttiva esistente. Per consentire la minimizzazione degli oneri derivanti dal raggiungimento degli obiettivi previsti a livello nazionale, si potrebbero individuare meccanismi di flessibilità nell'attribuzione degli obblighi ai singoli operatori (per esempio, tramite un sistema di diritti negoziabili), e favorire così la realizzazione di interventi più efficienti.

Sempre in un'ottica di efficienza e di minimizzazione dei costi è, inoltre, fondamentale assicurare che siano inclusi nel meccanismo anche il calore e il freddo di scarto ottenuti tramite il recupero di cascami termici.

Per quanto concerne le disposizioni in materia di diritto di recesso (articolo 34, comma 2), si evidenzia, infine, che l'Autorità ha già previsto la possibilità per tutti gli utenti di recedere dal contratto di fornitura, al fine di promuovere la concorrenza con altri sistemi di climatizzazione alternativi. La disciplina vigente in ambito nazionale risulta, pertanto, già coerente con le disposizioni introdotte tramite il recepimento della direttiva europea.