

## Consultazione sullo schema di Decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica che definisce le modalità dell'obbligo di incremento di energia rinnovabile termica ai sensi dell'articolo 27, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

### MODULO DI ADESIONE CONSULTAZIONE

#### 1. Nome del soggetto che intende aderire alla consultazione tecnica

**FIPER, Federazione Italiana Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili- ETS**, rappresenta le imprese che operano nella filiera biomassa-energia. Imprese e consorzi forestali, gestori di impianti di teleriscaldamento a biomassa legnosa, insieme per produrre energia termica ed elettrica in cogenerazione programmabile a partire dalla valorizzazione delle risorse locali presenti sul territorio.

Dall'impiego di residui legnosi derivanti dalla manutenzione forestale, obiettivo della Federazione è promuovere fattivamente un modello di economia circolare, che crei sviluppo per le cosiddette "aree interne e marginali" dove hanno sede gli impianti, svolgendo un ruolo di primo piano nella riduzione delle emissioni climalteranti.

Progetti che rappresentano "Comunità dell'Energia rinnovabile" ecosostenibili, realizzati a partire dalla condivisione con gli abitanti, le imprese, le istituzioni del territorio. Un'importante alternativa all'impiego delle fonti fossili, un patrimonio per il Sistema Paese da preservare e consolidare per favorire la transizione ecologica e il raggiungimento degli obiettivi previsti dal *Green Deal* al 2030. La filiera del teleriscaldamento a biomassa crea sviluppo economico locale, favorisce la redistribuzione del reddito, valorizzando le risorse umane, soprattutto quelle più giovani, creando posti di lavoro di medio lungo periodo.

#### Fiper in numeri (giugno 2023)

101 Impianti di teleriscaldamento a biomassa
1156 MW potenza termica caldaie a biomassa
33 MW elettrici in co-generazione
1608 km rete di trasmissione calore
806.0 t biomassa legnosa impiegata
175 milioni di euro fatturati di energia termica
370.000 t di CO <sub>2</sub> risparmiata

**2. Nome della persona di riferimento (se diversa dal soggetto) per la partecipazione alla Consultazione**

Walter Righini- Presidente ([wrighini@fiper.it](mailto:wrighini@fiper.it))

Vanessa Gallo- Segretaria Generale ([vanessagallo@fiper.it](mailto:vanessagallo@fiper.it))

**3. Recapito e-mail del soggetto per le comunicazioni**

[vanessagallo@fiper.it](mailto:vanessagallo@fiper.it)

**4. Categoria del soggetto che intende aderire alla consultazione pubblica**

- PMI operante nel settore energetico
- grande impresa operante nel settore energetico
- altre imprese (singole o associate)
- **associazione di categoria- Fondazione ETS**
- pubblica amministrazione o ente pubblico
- persona fisica
- altro (specificare)

**5. Ritiene di essere soggetto all'obbligo?**

Sì

### 3. Schema di decreto **Obbligo incremento energia rinnovabile termica**

#### 3.1. Ambito di applicazione, finalità e principali definizioni

***Q1. Alla luce del dettato normativo di cui al richiamato articolo 27, d.lgs. n. 199/2021, si chiede di indicare se e per quali motivi vi sono ipotesi di vendita di energia termica, sotto forma di calore per il riscaldamento e il raffrescamento, che debbano essere escluse o ricomprese dallo schema di decreto posto in consultazione.***

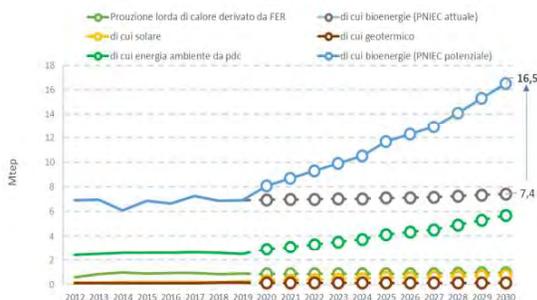
Si condivide il perimetro dei soggetti potenzialmente obbligati.

Si ritiene ciò non di meno necessario segnalare le peculiarità dei contratti denominati “servizio energia”, ossia nelle fattispecie contrattuali in cui oltre alla fornitura di energia sono compresi altri servizi erogati in modalità ESCO, in cui gli operatori energetici non dispongono della proprietà degli impianti ed il cui perimetro applicativo è vincolato allo stesso contratto o concessione in essere. Relativamente a tali contratti, gli operatori non avrebbero leve per adempiere agli obblighi del decreto. Conseguentemente si chiede di escluderli dall’ambito di applicazione della norma in oggetto e rimandando ad altri provvedimenti la definizione delle modalità con cui tali forme contrattuali dovranno contribuire, limitatamente ai nuovi contratti, al raggiungimento dei pertinenti obiettivi nazionali.

### 3.2. Target FER soggetti obbligati

**Q2. In considerazione di quanto sopra esposto, si chiede di indicare, fornendo adeguate argomentazioni, eventuali criticità connesse al raggiungimento del target rinnovabile del 48% da parte dei soggetti obbligati tenendo conto sia degli obblighi imposti dalla normativa primaria sia dell'aggiornamento del PNIEC.**

Non si condivide l'assunzione di partenza, ovvero i valori attribuiti alle bioenergie nella versione del PNIEC trasmessa a Bruxelles nel luglio 2023 che riduce ulteriormente il ruolo delle bioenergie nel settore termico passate da 7,4 a 6,1 Mtep.



Considerando le risorse legnose disponibili sul territorio, ed escludendo quelle già impiegate per i trasporti e l'energia elettrica, è possibile puntare ad un obiettivo complessivo al 2030 di 16,5 Mtep di energia termica prodotta da bioenergia rispetto ai 6,1 Mtep previsti dall'attuale PNIEC. La filiera forestale potrebbe contribuire al raggiungimento di 8,5 Mtep, di cui 3,5 Mtep da gestione forestale e 5 Mtep dal fuori foresta<sup>1</sup>. La filiera consentirebbe di

evitare l'importazione di oltre 10 miliardi di metri cubi annui di gas naturale.<sup>2</sup> Risulta quindi prioritario procedere alla revisione del target del PNIEC e aggiornare i target di riferimento della presente consultazione. Per conseguire la traiettoria indicata urge integrare il target previsto per le biomasse legnose, valorizzate in modo efficiente. A tal fine, risulta prioritario favorire lo sviluppo di nuovi impianti, il mantenimento degli impianti - efficienti e cogenerativi - a biomassa. Tale supporto è dettato dalla natura stessa degli impianti a fonte rinnovabile che utilizzano biomassa solida, data la natura dei costi variabili legata ai combustibili da acquistare.

Si ritiene inoltre indispensabile conteggiare, ai fini del meccanismo OIERT, il recupero di calore di scarto: difatti, la Direttiva RED III, indica la possibilità di contabilizzare e valorizzare il calore di scarto, in sintonia con il principio dell'"energy efficiency first". Per il calore di scarto sarebbe auspicabile un distinguo nella definizione dei fattori di conversione in riferimento alla fonte utilizzata nel processo; per il calore di scarto derivante da processo in cui viene impiegato un combustibile fossile si propone  $k=0,9$ .

Riguardo le principali criticità, si segnala una forte preoccupazione per l'entrata in vigore della Delibera ARERA 638 del 28 dicembre 2023 sulla definizione di un metodo tariffario transitorio (metodo del costo evitato) entrato in vigore dal 1° gennaio 2024 diverso dal definitivo (*cost reflective*) che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2025. Questo provvedimento introdotto *ex post* crea incertezza nel settore, lede i piani di investimento di medio lungo periodo dei gestori/investitori, che hanno basato i *business plan* sulla base delle tariffe definite in un mercato concorrenziale anziché regolato. Di fatto si disincentiva l'attrattività ad investire nel settore (oggetto di profondi cambiamenti privi di una chiara integrazione reciproca, quali appunto la regolazione tariffaria, il nuovo mercato delle GO termiche, l'imminente obbligo OIERT, la futura implementazione dell'ETS

<sup>1</sup> Residui provenienti dalla manutenzione del territorio, potature agricole e verde urbano.

<sup>2</sup> Position paper 2023 Strategia Nazionale Forestale

II) e quindi ad incrementare la quota di energia rinnovabile per conseguire l'obiettivo identificato dalla RED III.

Inoltre, nel comparto del teleriscaldamento a biomassa, evidenziamo le seguenti specifiche criticità:

- Reticenza di alcune province a rilasciare i permessi autorizzativi per la conversione di impianti di teleriscaldamento dall'impiego di gas metano a biomassa legnosa;
- Difficoltà nel conseguire spazi e permessi autorizzativi all'interno dei plessi industriali;
- Inadeguate forme di supporto per favorire lo sfruttamento ottimale e sostenibile della biomassa legnosa disponibile sul territorio (utilizzo in assetti termici, cogenerativi, CER termiche).
- Maggiori oneri per l'implementazione di tali sistemi e linee di finanziamento dedicate insufficienti a rispondere alle esigenze degli operatori (vedasi misura TLR efficiente PNRR)
- Le attuali scelte politiche tendono a penalizzare l'utilizzo di fonti rinnovabili (vedasi biomasse legnose) a favore di quelle fossili (gas naturale) nei comuni metanizzati serviti dal teleriscaldamento.

Tutto ciò premesso, si ritiene che l'obiettivo proposto, pari al 48% del fabbisogno complessivo di energia termica rinnovabile per la climatizzazione al 2030 sia estremamente ambizioso e sfidante. Solo una forte spinta sulle politiche di sostegno e un quadro legislativo chiaro e stabile nel tempo potranno garantire il raggiungimento di tali target. Altrimenti sarà difficile raggiungere anche il target indicato nel PNIEC 2023 del 36,7%.

A tal fine, le diverse azioni intraprese dal MASE con la presente consultazione, da ARERA per la definizione del metodo tariffario, dal GSE con le recenti regole applicative relative a GO, risultano carenti di una visione di sistema sinergica, rischiando di sovrapporsi e depotenziando gli sforzi intraprese.

Per ottimizzare tempi e risorse, si propone la creazione di un tavolo di lavoro tra le istituzioni preposte e gli stakeholder con l'obiettivo comune relativo all'incremento degli obblighi di energia termica rinnovabile.

### 3.3. Definizione dell'Obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica

**Q3. Si chiede di esprimersi con argomentazioni sull'andamento prospettato per gli incrementi annuali: crescita graduale nei primi anni e valore elevato di crescita annua negli ultimi o, in alternativa, un andamento di crescita annua costante?**

La scelta di una crescita graduale nei primi anni consentirebbe da un lato di adeguare le scelte tecnologiche alla nuova normativa e dall'altro di effettuare una ricerca specifica di soluzioni rinnovabili, che stanno emergendo, consentendo un'adeguata pianificazione. A tal fine, è necessario un quadro legislativo e regolatorio stabile. Si sottolinea che rispetto al periodo 2017-2021 in cui la quota FER termica è rimasta sostanzialmente invariata, non vi sono particolari strumenti di supporto che stimolino il mercato verso gli obiettivi assunti. Ad eccezione del biometano e dell'atteso incremento delle pompe di calore, l'unica significativa novità sono le GO termiche (in fase di costituzione). Al momento risulta difficile ipotizzare una crescita così marcata del termico, senza un'adeguata analisi e messa in atto di strumenti di supporto. In tal senso si segnala, infatti, la mancata attuazione di quanto previsto dall'art. 10 del D.lgs. 199/2021 in merito all'introduzione di meccanismi di promozione dell'utilizzo dell'energia termica da fonti rinnovabili. In assenza di simili strumenti, il provvedimento in oggetto rischia di essere un mero esercizio economico (compro GO / pago sanzione). In alternativa, si propone di raggiungere l'obiettivo entro il 2030, visto che si tratta di un settore in cui gli investimenti (vedasi estensione/realizzazione di nuove reti) richiedono tempi amministrativi/burocratici laboriosi non di responsabilità degli operatori. Si suggerisce, inoltre, l'implementazione di due obiettivi intermedi, definiti all'interno di due finestre temporali (presumibilmente una dal 2024 al 2027 e l'altra dal 2028 al 2030) entro le quali raggiungere gli obiettivi stabiliti. Le proposte di modifica esposte non solo offrono ai soggetti obbligati il tempo necessario per adempiere all'obbligo nella sua forma "più virtuosa", cioè andando ad installare nuove fonti di energia rinnovabile per la produzione di energia termica sotto forma di calore, ma anche permetterebbe loro di essere meno esposti alle variazioni annuali legate alla stagionalità delle vendite e causate dalla variabilità delle stagioni termiche.

Si propone inoltre di posticipare gli obblighi almeno di un anno, in linea con la scadenza delle nuove realizzazioni e dei nuovi progetti previsti dalla misura PNRR sulla promozione del teleriscaldamento efficiente e in considerazione della necessità di concedere tempi tecnici adeguati per la pianificazione degli investimenti, che tengano conto delle tempistiche necessarie dettate dagli iter autorizzativi e dall'avvio delle operazioni, fornendo un periodo di preparazione all'attuazione dell'obbligo più realistico per gli operatori del settore.

***Q4. Si chiede di esprimersi con argomentazioni sulla soglia rispetto alla quale si ritiene tecnicamente ed economicamente impraticabile richiedere degli aumenti FER (ad esempio 90% - 95%)? Al riguardo si consideri che la regressività riduce considerevolmente gli sforzi in funzione dei livelli FER già conseguiti e che un eventuale abbassamento della soglia aumenterebbe ancor di più gli sforzi richiesti ai soggetti con ridotta quota FER nel triennio 2021-23.***

L'impiego di caldaie di riserva e/o di back up alimentate a fonti rinnovabili risulta tecnicamente ed economicamente insostenibile. Date le esigue ore di funzionamento delle caldaie di riserva e/o di back up e la garanzia di funzionamento con transitori rapidi e discontinui per sopperire a guasti o a picchi di domanda termica altalenante, l'idea di installare caldaie a fonte rinnovabile, i cui processi di combustione sono lenti e costanti al momento risulta un approccio non percorribile e sostenibile.

### 3.4. Adempimento quota FER

***Q5. Si chiede di esprimersi con argomentazioni sulla valorizzazione convenzionale proposta per le perdite di rete al fine di semplificare e ridurre l'onere di misurazione e di rendicontazione o, in alternativa, prevedere un meccanismo basato su un approccio che contempra misure annue. Sullo stesso tema si richiede di esprimersi anche per i fattori SCOP e SEER dove si chiede di motivare la scelta di valorizzarli in via convenzionale o tramite misure?***

Si condivide l'indicazione del 15% per le perdite di rete convenzionali.

***Q6. Si chiede di proporre, con il supporto di adeguate argomentazioni, in quali casi e con quali modalità prevedere la possibilità di annullare delle GO di gas rinnovabili e di GO energia elettrica per assolvere all'obbligo di incremento di quota di energia termica rinnovabile?***

Si propone di introdurre le Garanzie d'Origine anche per il calore di recupero (ai fini dell'assolvimento dell'obbligo OIERT) o, in alternativa, procedere al conteggio della quota parte di calore recuperato sulla base della metodologia proposta per il calore generato da impianti FER non allacciati a reti di TLR (nelle more della piena implementazione delle GO Termiche). Stante la possibile carenza di GO termiche nel primo periodo di introduzione dell'obbligo, si ritiene necessario poter valorizzare nel meccanismo in oggetto tutte le GO attribuibili agli impianti esistenti sul territorio nazionale, siano essi esistenti o di nuova realizzazione.

***Q7. Si chiede di proporre, con il supporto di adeguate argomentazioni, ulteriori meccanismi di flessibilità che consentano di utilizzare le eccedenze di quota rinnovabile rispetto all'obbligo imposto negli anni successivi***

La fornitura di energia termica è fortemente influenzata dalle condizioni climatiche; si propone quindi di prevedere un sistema di compensazione delle quote d'obbligo entro tre anni dalla data di chiusura. In alternativa, al fine di adottare un modello in grado di garantire maggiore flessibilità, anche in considerazione delle spesso ampie tempistiche (maggiori di un anno) necessarie per la pianificazione e implementazione di investimenti nel settore delle energie rinnovabili, si suggerisce di adottare, in sostituzione al modello annuale posto in consultazione, un modello basato su una base temporale maggiore, come delineato nella risposta al quesito Q3. Si propone quindi di far riferimento ad obblighi riferiti a periodi di tempo più estesi: un unico periodo (2024-2030) oppure un primo periodo (2024-2027) ed un secondo periodo (2028-2030) d'obbligo, all'interno dei quali raggiungere i target prefissati. Questa modifica consentirebbe uno sviluppo più ponderato degli investimenti nel settore, oltre a garantire una maggiore flessibilità, intrinseca nella definizione di una finestra temporale più estesa. Inoltre, tale approccio eviterebbe la necessità di implementare ulteriori meccanismi per gestire le eccedenze rispetto al singolo anno d'obbligo. La struttura così proposta mira ad ottimizzare l'adempimento degli obblighi, consentendo alle parti interessate di pianificare e attuare gli investimenti in modo strategico e coerente, con una visione di lungo periodo.

***Q8. Si chiede di proporre, con il supporto di adeguate argomentazioni, eventuali integrazioni e proposte di modifica alle modalità di conteggio dell'energia rinnovabile nelle more della piena implementazione del sistema delle GO Termiche.***

Si propone che non rientrino nel regime delle GO termiche gli impianti termoelettrici CHP alimentati a rifiuti visto che già beneficiano di agevolazioni per le GO elettriche e altre forme di sostegno; il rischio è di disparità di trattamento tra le varie FER, che potrebbe compromettere il mercato delle GO termiche.

Si propone di ricomprendere, tra le tecnologie riconosciute al fine conseguire la quota d'obbligo di rinnovabili termiche, i recuperi di calore: come evidenziato anche nel quesito Q2, l'inclusione del calore di scarto permetterebbe di valorizzare in modo adeguato ed efficiente l'energia termica. Difatti, per sfruttare il calore di scarto e il suo potenziale, risulta cruciale promuovere sinergie tra l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e l'impiego di recuperi di calore. Infatti, seppur non propriamente assimilabile a fonte rinnovabile, non risulta corretto, ma anzi distorsivo, proporre il medesimo approccio e conteggio per energia termica prodotta da fonti fossili ed energia termica sotto forma di calore di scarto.

### 3.5 Contributo compensativo

**Q9. Si chiede di proporre, con il supporto di adeguate argomentazioni, quale tecnologia di produzione dell'energia rinnovabile possa essere assunta come benchmark rappresentativo del costo di produzione dell'energia termica rinnovabile**

Con riferimento al contributo compensativo, si segnala come risulti particolarmente complesso individuare una tecnologia di riferimento univoca per il settore termico a partire dall'eterogeneità del territorio.

A partire dalla eterogeneità dei territori del nostro Paese, caratterizzati da specificità climatiche, differenti dotazioni di risorse rinnovabili locali, dalla presenza di reti di teleriscaldamento dimensioni e caratteristiche completamente differenti tra loro (basti pensare al TLR urbano e al TLR di montagna) l'idea di individuare un prezzo di riferimento unico si ritiene poco efficace e rischiosa. Attualmente le due fonti rinnovabili più usate, rifiuti e biomasse, coprono esigenze di reti molto diverse in termini dimensionali (1 cluster dimensione piccoli-Medi TLR sino a 50 MW di potenza di centrale) e di domanda servita. Decidendo di considerare le biomasse come riferimento, si propone di suddividere i comuni in 2 cluster, rispettivamente in comuni metanizzati e comuni non metanizzati.

A seconda del cluster di riferimento, si definisce il *benchmark*.

- 1) *Benchmark* comuni metanizzati
  - 1.1. Fonte fossile: caldaia alimentata a gas naturale
  - 1.2. Fonte rinnovabile: caldaia alimentata a biomassa
  
- 2) *Benchmark* comuni non metanizzati
  - 1.1. Fonte fossile: caldaia alimentata a gasolio
  - 1.2. Fonte rinnovabile: caldaia alimentata a biomassa

Riteniamo che la caldaia alimentata a biomassa legnosa possa al momento essere considerata la tecnologia di produzione dell'energia termica rinnovabile rappresentativa del costo di produzione da assumere come *benchmark*. Questa tecnologia, infatti, presuppone costi di investimento appropriati, produce energia rinnovabile, valorizza le risorse locali (residui legnosi da filiera corta), creando un indotto economico positivo e occupazione sul territorio, dove hanno sede gli impianti. Le altre tipologie di impianto, direttamente o indirettamente, impiegano risorse fossili necessarie per il loro funzionamento. Inoltre, altre tecnologie potrebbero rappresentare dei costi di produzione inferiori in quanto impiegano tipologie di biomasse (rifiuti) a costo negativo o beneficiare di altri incentivi, quali i TEE o le GO elettriche, con l'effetto di una distorsione del costo di produzione come riferimento.

**Q.10 Fornire i valori di costo per le seguenti tecnologie**

Tecnologia	(€/kWt, €/mq)	(€/kW anno)
Boiler Biomassa	5000	
CHP biomassa	1200	
Solare termico		
Geotermia usi diretti		
Pompe di calore		
Boiler gas		
...		

**Q11. Si chiede di fornire un valore del costo aggiuntivo del TEP di energia termica ottenuto mediante la metodologia di calcolo proposta o un'altra formulata dal proponente, fornendo tutti gli elementi che consentano di dimostrare il processo di calcolo.**

Assumendo la caldaia a biomassa come *benchmark* il costo aggiuntivo del TEP è pari a:

$$LCOH_{FER} = \frac{[C_{BIO} + C_{O\&M}]}{\eta_{Caldaia} \cdot (1-p)} = 126,7 \text{ €/MWh}$$

dove:

$LCOH_{FER}$  = costo unitario attualizzato dell'unità di energia termica prodotta da rinnovabile

*Dove (caldaia biomassa):*

$$C_{BIO} = 24 \text{ €/m}^3$$

$$PCN_{biomassa} = 2,51 \text{ MWh/t}$$

$$PS = 0,31 \text{ t/m}^3$$

$$\eta_{CALDAIA} = 0,85$$

$$C_{O\&M} = 50 \text{ €/MWh}$$

dove Caldaia gas:

$$C_{gas} = 59,6 \text{ €/MWh};$$

$$C_{O\&M} = 30 \text{ €/MWh};$$

$$\eta_{CALDAIA} = 0,9$$

***Q12. Si chiede di proporre, con il supporto di adeguate argomentazioni, quali tempistiche si ritengono più idonee per l'aggiornamento del costo addizionale del TEP di energia termica rinnovabile.***

Si propone un aggiornamento del costo addizionale del TEP con cadenza annuale come media pesata dei 3 anni precedenti a valle del monitoraggio dell'andamento del prezzo della biomassa legnosa sul mercato locale e al costo del lavoro.

### 3.5 Comunicazione dell'obbligo

***Q13. In considerazione di quanto sopra esposto, si chiede di indicare, fornendo adeguate argomentazioni, eventuali criticità connesse alla fornitura dei dati richiesti.***

Si desidera sottolineare, come già in parte esposto nel quesito Q1, la problematica legata alla determinazione della quantità di energia termica venduta sotto forma di calore per riscaldamento e raffrescamento nel triennio 2021-2023 e nei successivi anni d'obbligo, nelle configurazioni impiantistiche definibili come "ibride". In queste configurazioni, l'energia termica prodotta e venduta viene utilizzata sia per riscaldamento e raffrescamento sia come calore di processo, rimanendo nelle facoltà del cliente finale come disporre. A riguardo, si propone di escludere la casistica presentata dal perimetro di applicazione dell'obbligo o di prevedere una metodologia che consenta al venditore di quantificare la quota parte di energia termica venduta e utilizzata dall'utente finale per riscaldamento e raffrescamento.

Inoltre non essendo ancora disponibili riferimenti puntuali e dettagliati sul quantitativo di dati da raccogliere per tale compilazione, si richiede di prorogare la prima scadenza al 31 agosto 2024.

***Q14. Si chiede di esprimersi, con il supporto di adeguate argomentazioni, su eventuali particolari criticità per il rispetto delle scadenze proposte ed eventuali ipotesi alternative di scadenze compatibili con il meccanismo posto in consultazione.***

Le tempistiche ipotizzate nel documento di consultazione appaiono difficilmente perseguibili, sia perché non vi è piena evidenza di cosa debba intendersi per dati identificativi degli impianti sia perché le scadenze risultano davvero troppo ravvicinate (28 febbraio 2024 e 31 marzo 2024) rispetto all'attuale fase di consultazione del provvedimento. Si suggerisce di posticipare tali date di sei mesi. Si desidera avanzare una proposta alternativa riguardo alla scadenza annuale, attualmente fissata al 31 marzo, per la comunicazione dell'ammontare di energia termica venduta e dei dati necessari per la determinazione della quota rinnovabile d'obbligo. La scadenza attualmente proposta si sovrappone con altre scadenze che interessano il settore del teleriscaldamento (qualifiche CAR e TLR efficiente). Si ritiene quindi opportuno posticipare la scadenza per evitare sovrapposizioni con altri meccanismi.

### 3.6 Attività di controllo

***Q15. Si chiede di esprimersi, con il supporto di adeguate argomentazioni, se la documentazione sopra elencata attestante il conseguimento dell'obbligo è da ritenersi esaustiva ovvero necessità di integrazioni.***

La documentazione è ritenuta ben più che esaustiva. Al contrario, non si condivide la richiesta di allegare i contratti di vendita di energia termica ai clienti finali, essendo sufficienti per le attività di controllo le sole fatture.

Per alcune tipologie contrattuali, si veda, inoltre, quanto già osservato in risposta al quesito 1 circa la mancanza di contratti e fatture di vendita di energia termica.

***Q16 Si chiede di proporre, con il supporto di adeguate argomentazioni eventuali documenti da includere tra quelli necessari per attestare il conseguimento dell'obbligo.***

Non si propone alcuna modifica.

***Q17 Si chiede di esprimersi, con il supporto di adeguate argomentazioni in merito ad eventuali criticità per il soggetto obbligato concernenti le modalità descritte di espletamento delle attività di controllo.***

Si raccomanda che la richiesta documentale preveda tempi ragionevoli per consentire agli operatori di adempiere alla redazione dei documenti medesimi.