



*Autorità Garante  
della Concorrenza e del Mercato*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 26 novembre 2024;

SENTITO il Relatore, Saverio Valentino;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO il D.P.R. del 30 aprile 1998, n. 217;

VISTA la propria delibera del 28 giugno 2023, n. 30679 con la quale è stato avviato un procedimento istruttorio nei confronti della società Hera S.p.A. e Herambiente S.p.A., per presunta violazione dell'articolo 3, comma 1, lettera a), della legge 287/1990 in relazione alle modalità di determinazione del prezzo del servizio di teleriscaldamento a Ferrara a partire dal 2021;

VISTO il proprio provvedimento del 28 novembre 2023 con il quale l'Autorità ha rigettato gli impegni presentati da Hera S.p.A. il 6 novembre 2023, sulla base dell'interesse all'accertamento dell'infrazione;

VISTA la propria delibera del 25 maggio 2024, con la quale il termine di conclusione del procedimento è stato prorogato al 30 novembre 2024;

VISTA la memoria presentata da Hera S.p.A. in data 6 novembre 2024;

SENTITI in audizione finale, in data 11 novembre 2024, i rappresentanti della società Hera S.p.A. che ne avevano fatto richiesta;

VISTI gli atti del procedimento e la documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria;

CONSIDERATO quanto segue:

## **I. LE PARTI**

1. Hera S.p.A. (di seguito anche “Hera”) è una società posta al vertice dell’omonimo gruppo societario *multiutility*, operante nei settori ambientale (gestione e trattamento dei rifiuti), idrico (acquedotto, fognature e depurazione) ed energetico (distribuzione e vendita di energia elettrica, gas e servizi energia), ma anche nel settore dei servizi per l’illuminazione pubblica e telecomunicazioni.

Hera svolge direttamente, tramite proprie divisioni operative, alcune attività, tra cui la distribuzione di gas e acqua e la fornitura del servizio di teleriscaldamento.

Nel 2023 Hera ha realizzato un fatturato consolidato di gruppo di circa 15 miliardi di euro, proveniente per oltre il 75% da vendite in Italia.

2. Herambiente S.p.A. (di seguito anche “Herambiente”) è la società a capo delle attività del gruppo HERA nel settore ambientale, tra le quali rientra la gestione del termovalorizzatore di Ferrara. Il suo capitale è detenuto al 75% da Hera S.p.A. e al 25% dalla società di diritto inglese EWHL European Waste Holdings Limited.

Nel 2023 il fatturato consolidato di Herambiente è stato di circa 556 milioni di euro.

## **II. IL PROCEDIMENTO ISTRUTTORIO**

3. A seguito della ricezione, a partire dal settembre 2022, di alcune segnalazioni che lamentavano l’onerosità delle tariffe del servizio del teleriscaldamento (di seguito anche “TLR”) e le difficoltà di staccarsi dalla rete di TLR e adottare un diverso sistema di riscaldamento, la Direzione ha inviato ai principali operatori italiani del settore delle richieste di informazioni. In particolare, il 2 dicembre 2022 veniva inviata a Hera S.p.A. una richiesta di informazioni<sup>1</sup>, avente a oggetto le reti di teleriscaldamento operate dal gruppo, le relative fonti energetiche impiegate (e il peso delle stesse, in termini di

---

<sup>1</sup> Cfr. doc. 2 del fascicolo istruttorio.

energia prodotta e di spesa per il fornitore del servizio), le modalità di determinazione dei prezzi e l'andamento dei costi delle materie prime, le modalità e i costi di recesso e, eventualmente, il reintegro dell'investimento iniziale, la presenza o meno di eventuali sussidi. La risposta<sup>2</sup> a questa richiesta è pervenuta nel gennaio 2023 ed è stata integrata<sup>3</sup>, su richiesta della Direzione<sup>4</sup>, in data 31 marzo 2023.

**4.** In data 8 maggio 2023, è pervenuta una segnalazione da parte di una rete civica di condomini e cittadini di Ferrara<sup>5</sup>, in cui si evidenziavano delle criticità nella gestione da parte del gruppo Hera del servizio di teleriscaldamento di Ferrara. In particolare, il segnalante lamentava notevoli aumenti delle tariffe del TLR applicati da ottobre 2021 dal gruppo Hera che non parevano giustificabili con l'aumento del costo delle materie prime, atteso che il calore fornito dalla rete di teleriscaldamento di Ferrara deriverebbe principalmente dalla valorizzazione energetica dei rifiuti e dalla geotermia. Il segnalante lamentava, inoltre, che la tariffa fissa applicata alla componente geotermica - in seguito all'accordo siglato fra Hera e Comune di Ferrara a ottobre 2022 che sganciava la componente tariffaria geotermica dal prezzo del gas - fosse comunque iniqua, poiché superiore allo stesso prezzo trasformato del gas.

**5.** Il 28 giugno 2023, l'Autorità deliberava l'avvio di un procedimento istruttorio nei confronti di Hera S.p.A. e Herambiente S.p.A., per presunta violazione dell'articolo 3, comma 1, lettera a), della legge 287/1990 in relazione alle modalità di determinazione del prezzo del servizio di teleriscaldamento a Ferrara a partire dal 2021. In pari data l'Autorità disponeva altresì degli accertamenti ispettivi presso le suddette società.

**6.** Nello specifico, nel provvedimento di avvio si è contestato che le clausole contrattuali di definizione del prezzo del calore imposte da Hera S.p.A., monopolista del servizio, in quanto basate sul "costo evitato" del riscaldamento a gas naturale e prive, almeno fino al settembre 2022, di meccanismi correttivi o clausole di salvaguardia, nel contesto determinato dal rapido e assai significativo aumento dei prezzi all'ingrosso del gas nel 2021-2022 avrebbero trasferito sugli utenti della rete di TLR di Ferrara un onere eccessivo e ingiustificato, esponendoli al rischio delle variazioni del costo del gas naturale in misura significativamente superiore all'impatto di tali

---

<sup>2</sup> Cfr. doc. 5 del fascicolo istruttorio.

<sup>3</sup> Cfr. doc. 7 del fascicolo istruttorio.

<sup>4</sup> Cfr. doc. 6 del fascicolo istruttorio.

<sup>5</sup> Cfr. doc. 9 del fascicolo istruttorio.

variazioni sui costi di approvvigionamento e comportando, nel contesto di elevati prezzi del gas naturale, l'applicazione di prezzi eccessivi. Ciò perché la materia prima gas naturale contribuisce direttamente per meno di un quinto al calore immesso nella rete di Ferrara, mentre il resto del calore proviene invece da fonti energetiche (il calore geotermico e la combustione dei rifiuti) il cui costo non avrebbe registrato aumenti comparabili con quello del prezzo all'ingrosso del gas naturale. Tale condotta avrebbe peraltro impedito agli utenti della rete di TLR ferrarese di beneficiare dei vantaggi economici che l'ampio utilizzo di fonti alternative al gas naturale avrebbe potuto permettere in tale contesto.

Nel provvedimento di avvio si è altresì messa in dubbio l'efficacia della riforma tariffaria intervenuta a Ferrara nell'ottobre 2022 - che ha portato all'individuazione di un prezzo fisso per la quota di energia di fonte geotermica immessa in rete -, in quanto la riforma avrebbe riguardato solo il 40% circa del calore immesso in rete e il prezzo fisso potrebbe essere stato fissato a un livello comunque eccessivo.

Infine, si è ritenuto necessario valutare l'impatto su una eventuale eccessività del prezzo del calore da TLR delle modalità di determinazione dei prezzi di trasferimento del calore fornito da società del gruppo Hera alla rete di Ferrara, e in particolare dal termovalorizzatore gestito da Herambiente, con rispetto ai relativi costi di generazione del calore.

- 7.** Il provvedimento di avvio è stato notificato<sup>6</sup> alle Parti il 6 luglio 2023.
- 8.** Gli accertamenti ispettivi si sono svolti il 6 luglio 2023 presso le sedi di Bologna<sup>7</sup> e Ferrara<sup>8</sup> di Hera e presso la sede di Bologna<sup>9</sup> di Herambiente.
- 9.** Dopo l'avvio del procedimento sono pervenute segnalazioni da parte di altri condomini ferraresi<sup>10</sup>, ai quali sono state richieste ulteriori informazioni in data 3 luglio 2024<sup>11</sup>.
- 10.** Il 1° agosto 2023 l'Autorità, su istanza delle Parti<sup>12</sup>, ha prorogato<sup>13</sup> al 6 novembre 2023 il termine di presentazione degli impegni.
- 11.** Il 6 novembre 2023 è pervenuta una bozza di Impegni, integrata con alcune esemplificazioni il successivo 10 novembre<sup>14</sup>.

---

<sup>6</sup> Cfr. docc. 15, 15bis, 16 e 16bis del fascicolo istruttorio.

<sup>7</sup> Cfr. docc. 17 e 17bis, nonché il doc. 20 del fascicolo istruttorio.

<sup>8</sup> Cfr. doc. 21 e doc. 23 del fascicolo istruttorio.

<sup>9</sup> Cfr. docc. 18 e 18bis, nonché il doc. 20 del fascicolo istruttorio.

<sup>10</sup> Cfr. docc. 24, 29, 33, 34, 36, 40, 41, 46, 47 del fascicolo istruttorio.

<sup>11</sup> Cfr. docc. da 61 a 68 e le risposte docc. da 73 a 79.

<sup>12</sup> Cfr. doc. 26 del fascicolo istruttorio.

<sup>13</sup> Cfr. doc. 35 del fascicolo istruttorio.

<sup>14</sup> Cfr. docc. 50 e 51 del fascicolo istruttorio.

In data 28 novembre 2023, l’Autorità ha rigettato gli Impegni presentati dalle Parti, sulla base dell’interesse all’accertamento dell’eventuale infrazione<sup>15</sup>.

**12.** Le Parti sono state sentite in audizione il 24 ottobre 2023 (audizione richiesta dalle Parti in vista della presentazione degli impegni<sup>16</sup>) e il 7 marzo 2024 (su richiesta degli Uffici<sup>17</sup>).

**13.** In data 25 maggio 2024 l’Autorità ha prorogato il termine di conclusione del procedimento al 29 novembre 2024.

**14.** Il 2 ottobre 2024 l’Autorità ha deliberato la non manifesta infondatezza delle Risultanze Istruttorie che sono state, pertanto, trasmesse alle Parti con comunicazione del 3 ottobre 2024<sup>18</sup>.

**15.** Il 6 novembre 2024 è pervenuta la memoria difensiva finale della società Hera S.p.A.<sup>19</sup>.

**16.** In data 11 novembre 2024 si è tenuta l’audizione finale, dinanzi al Collegio dell’Autorità, dei rappresentanti della società Hera S.p.A., che ne aveva fatto richiesta<sup>20</sup>.

**17.** Le Parti hanno presentato memorie in data 6 novembre 2023<sup>21</sup>, 30 aprile 2024<sup>22</sup>, 30 luglio 2024<sup>23</sup> e 6 novembre 2024<sup>24</sup>.

**18.** Le Parti hanno avuto accesso agli atti in data 26 luglio 2023, 16 luglio e 10 ottobre 2024<sup>25</sup>.

### **III. LE RISULTANZE ISTRUTTORIE**

#### ***III.1. Il settore del teleriscaldamento***

**19.** Oggetto del presente procedimento è il sistema di teleriscaldamento o riscaldamento urbano (*district heating*) gestito da Hera S.p.A. nel Comune di Ferrara.

---

<sup>15</sup> Cfr. doc. 52 del fascicolo istruttorio.

<sup>16</sup> Cfr. doc. 48 del fascicolo istruttorio.

<sup>17</sup> Cfr. docc. 53, 54 e 55 del fascicolo istruttorio.

<sup>18</sup> Cfr. doc. 88 del fascicolo istruttorio.

<sup>19</sup> Cfr. doc. 93 del fascicolo istruttorio.

<sup>20</sup> Cfr. doc. 94 del fascicolo istruttorio.

<sup>21</sup> Cfr. doc. 50 del fascicolo istruttorio.

<sup>22</sup> Cfr. doc. 58 del fascicolo istruttorio.

<sup>23</sup> Cfr. doc. 81 del fascicolo istruttorio.

<sup>24</sup> Cfr. doc. 93 del fascicolo istruttorio.

<sup>25</sup> Cfr. docc. 30, 31, 32, 72 e 91 del fascicolo istruttorio.

### *III.1.1. Il teleriscaldamento in Italia*

**20.** Il teleriscaldamento è una soluzione per il riscaldamento/raffrescamento degli edifici residenziali, terziari e commerciali e la produzione di acqua calda igienico-sanitaria, realizzata prevalentemente su suolo pubblico e basata sulla produzione<sup>26</sup> centralizzata di energia termica<sup>27</sup> mediante una o più fonti energetiche e la sua trasmissione, mediante una rete di tubazioni in cui scorre un appropriato fluido di trasporto<sup>28</sup>, a un insieme di utenti spazialmente concentrati (la rete di distribuzione locale del calore), ma distanti anche alcuni chilometri dalla fonte di produzione del calore.

**21.** Le componenti essenziali di una rete<sup>29</sup> di teleriscaldamento sono dunque (i) gli impianti di generazione del calore che sostengono il carico di base, (ii) le caldaie di integrazione e riserva, che gestiscono i picchi di domanda e le fermate degli impianti di base, (iii) la rete di distribuzione primaria del calore dagli impianti di generazione alle aree di fornitura del calore e (iv) la rete secondaria di distribuzione del calore che si diparte da quella primaria e raggiunge le utenze, presso le quali sono posizionati gli scambiatori di calore<sup>30</sup>. Per sua natura un sistema di teleriscaldamento è dunque un sistema a rete, realizzato prevalentemente su suolo pubblico al servizio di un comparto urbano esistente o programmato.

**22.** Oggetto del contratto di fornitura del servizio di teleriscaldamento non è quindi un combustibile (gas naturale, gasolio, pellet ecc.) o una fonte energetica (energia elettrica) che sono utilizzati per produrre energia termica – come accade in tutti i sistemi di riscaldamento / raffrescamento alternativi al teleriscaldamento – ma l’energia termica stessa (calore, prevalentemente).

La fornitura avviene sulla base di contratti di somministrazione (generalmente di medio-lungo periodo) e il sistema è gestito in modo da consentire, nei limiti di capacità del sistema stesso, l’allacciamento alla rete di ogni potenziale

---

<sup>26</sup> La produzione può avvenire attraverso la combustione di combustibili fossili, rifiuti o biomassa in una centrale termica o in un impianto di cogenerazione, oppure mediante l’estrazione da una sorgente geotermica o il riscaldamento di un fluido mediante energia solare (c.d. solare termico).

<sup>27</sup> Intesa non solo come “calore” ma anche come “energia frigorifera”.

<sup>28</sup> Comunemente acqua calda o surriscaldata, ma anche vapore.

<sup>29</sup> La rete di TLR è una rete chiusa, connessa all’impianto (o agli impianti) di generazione del calore attraverso una doppia rete di tubature: il calore prodotto dagli impianti di generazione circola nella rete attraverso un fluido vettore (acqua calda o surriscaldata a temperature che dipendono dalle specifiche tecniche della rete, vapore). Il fluido vettore distribuisce il calore agli utenti mediante le tubature di “mandata”, e ritorna alla centrale, ormai raffreddato, attraverso le tubature di “ritorno”. Nella centrale il fluido è nuovamente riscaldato e il ciclo ricomincia.

<sup>30</sup> Lo scambiatore è di proprietà del distributore del calore e delimita il confine tra la rete di teleriscaldamento e la rete dell’utente.

cliente secondo principi di non discriminazione<sup>31</sup>.

**23.** La tabella 1 riporta alcuni dati<sup>32</sup> sulla diffusione del teleriscaldamento in Italia, che appare concentrato in Trentino Alto Adige, Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Emilia - Romagna e Veneto.

**Tabella 1: diffusione del teleriscaldamento in Italia**

	Numero di reti	Volumetria allacciata (Mm <sup>3</sup> )	Volumetria allacciata per abitante (m <sup>3</sup> per abitante)
Trentino Alto-Adige	115	43,5	40,5 <sup>(**)</sup>
<i>Alto Adige</i>	82		
<i>Trentino</i>	33		
Piemonte	78	102,6	24,2
Lombardia	66	167,2	16,8
Toscana	63	2,6	0,7
Emilia – Romagna	31 <sup>(*)</sup>	47	10,6
Veneto	11	16,9	3,5
Valle d' Aosta	7	4,0	32,9
Totale Italia	279	392,7	

(\*) Include anche tre reti di Rimini riguardanti complessi di case popolari

(\*\*) AIRU stima ulteriori 23,7 mc per abitante per gli impianti con dati provvisori della provincia di Bolzano

Fonte: Annuario AIRU 2023

**24.** Nel 2021-2022 oltre il 70% dell'energia termica immessa in rete è stata prodotta mediante fonte fossile. In particolare, il 50% circa è stato prodotto in impianti di cogenerazione e poco più del 20% nelle caldaie di integrazione e riserva alimentate da gas naturale o altri combustibili fossili.

Biomasse, biogas e bioliquidi e rifiuti urbani hanno permesso di produrre il 22,3% dell'energia termica immessa in rete nel 2021 e il 23,1% di quella immessa nel 2022. Circa 2/3 di tale energia è stata prodotta in cogenerazione. La geotermia e il solare termico hanno rappresentato la fonte del 2,8% del calore immesso in rete nel 2021-22.

Le pompe di calore e il calore da recupero di gas industriali hanno dato un contributo marginale.

Complessivamente, oltre il 65% dell'energia termica è stato prodotto in impianti di cogenerazione che consentono la contemporanea produzione di energia elettrica e calore.

---

<sup>31</sup> Cfr. IC46 - *Indagine conoscitiva sul settore del teleriscaldamento*, §§. 1-2. Questa definizione "ristretta" esclude i sistemi di produzione centralizzata e distribuzione di calore all'interno di reti interne private (reti interne di stabilimenti industriali, supercondomini, complessi ospedalieri, complessi terziari-commerciali).

<sup>32</sup> Cfr. AIRU - Associazione Italiana per il Riscaldamento Urbano, *Il Riscaldamento urbano - Annuario 2023*, Dicembre 2023.

### III.1.2. *Struttura dell’offerta di teleriscaldamento*

**25.** Come argomentato più ampiamente nell’Indagine Conoscitiva sul teleriscaldamento (IC46), la rete di distribuzione del calore ha ingenti costi di costruzione e manutenzione e può essere considerata un monopolio naturale a livello locale, nel senso che la sua duplicazione sarebbe antieconomica.

Pur essendo astrattamente possibile immaginare assetti concorrenziali nella produzione/vendita all’ingrosso e nella vendita al dettaglio di calore<sup>33</sup>, le reti di teleriscaldamento italiane, tranne rare eccezioni<sup>34</sup>, hanno una struttura verticalmente integrata, in cui il gestore della rete, direttamente o attraverso società che fanno parte del medesimo gruppo societario, produce il calore che immette nella propria rete di distribuzione e vende ai clienti finali.

In alcuni casi parte del calore è acquistata da società facenti parte del medesimo gruppo societario cui appartiene il gestore della rete di TLR o controllate dal gestore della rete<sup>35</sup>, a un prezzo (“prezzo di trasferimento”) definito da appositi contratti *intercompany*.

**26.** I principali operatori del settore sono Iren (che gestisce la rete di Torino, la più grande d’Italia), A2A (che gestisce la seconda più grande rete italiana, quella di Brescia), Hera (che gestisce numerose reti di differenti dimensioni, tra le quali la rete più grande è quella di Ferrara), Egea, AGSM, Engie, Edison, Enel Green Power (che gestisce gran parte delle reti geotermiche toscane). Accanto a essi operano numerose imprese che gestiscono una sola rete di teleriscaldamento.

L’energia termica immessa da Hera nelle proprie reti nel 2022 è stata pari al 5% circa del totale nazionale. Tali reti rappresentano circa il 6% della volumetria riscaldata complessiva.

### III.1.3. *Il quadro normativo*

**27.** Storicamente, lo sviluppo del TLR in Italia è avvenuto in un contesto di inclusione “di fatto” di tale servizio tra i “servizi pubblici locali” (di seguito anche “SPL”), che ha condotto all’affidamento diretto del servizio di TLR alle

---

<sup>33</sup> Cfr. sezioni 3.3 e 3.4 di IC46. Mercati all’ingrosso del calore esistono in alcune realtà locali dell’Europa settentrionale.

<sup>34</sup> In alcune situazioni – per esempio le reti di Piacenza, Mantova e Aosta - una parte significativa del calore immesso nella rete proviene da impianti di cogenerazione o da impianti industriali (calore di recupero) appartenenti a società terze rispetto al gruppo di cui fa parte il gestore della rete.

<sup>35</sup> Questo è il caso della rete di Ferrara, dove Hera S.p.A. controlla Herambiente e ha il controllo congiunto dell’ATI geotermica.

aziende comunali di servizi, più tardi trasformate in società per azioni. Tale inclusione non è avvenuta però sulla base di una dettagliata qualificazione del servizio quale “servizio pubblico locale”; piuttosto, partendo dal fatto che, dal momento che il servizio di distribuzione e vendita del gas e di gestione della relativa rete svolto dalla impresa municipalizzata era considerato un SPL, questa qualifica è stata estesa anche al TLR<sup>36</sup>.

**28.** In questo contesto, i rapporti tra l’Ente Locale, il Comune, e il gestore del servizio di TLR sono generalmente regolati da “convenzioni” o da “contratti di servizio”, nell’ambito di uno schema concessorio, a prescindere dalla qualificazione (peraltro non sempre univoca) del TLR come servizio pubblico locale. Sostanzialmente, tramite tali convenzioni il Comune affida in esclusiva la gestione del TLR in ambito comunale, in cambio di un canone, per un periodo piuttosto lungo (da 20 a 40 anni) e il rischio è sopportato dall’affidatario, che si finanzia con i proventi della vendita del servizio di TLR. In nessun caso è stata espletata una gara, per cui si è trattato sempre di affidamento diretto al proponente la costruzione della rete o al gestore esistente.

**29.** Le convenzioni/contratti di servizio possono comportare una regolamentazione più o meno ampia dell’attività di TLR a livello locale e possono indicare i criteri di determinazione del prezzo del calore oppure lasciare completa libertà al gestore, come nel caso della Convenzione del 2018 tra Hera e il Comune di Ferrara (cfr. *infra*). In assenza di Convenzioni, la determinazione del prezzo del servizio era nella piena disponibilità del gestore.

**30.** Il D.lgs. n. 102 del 4 luglio 2014 ha introdotto la potestà tariffaria dell’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito, “ARERA”) per le reti operanti in contesti dove i regolamenti locali prevedano un obbligo di allaccio al teleriscaldamento. Il medesimo D.lgs. ha conferito all’ARERA poteri regolatori circa la qualità del servizio di teleriscaldamento, che hanno portato all’emanazione, tra gli altri, del TUAR – “*Testo unico della regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio del diritto di recesso da parte dell’utente per i servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento*”.

**31.** A seguito della segnalazione inviata al governo dall’ARERA circa le criticità dei prezzi del teleriscaldamento e nel quadro degli interventi previsti dal PNRR per estendere il teleriscaldamento efficiente, in sede di conversione in legge del DL PNRR (DL 24 febbraio 2023, n. 13, convertito in Legge 21

---

<sup>36</sup> Si veda in proposito il provvedimento di chiusura di IC46.

aprile 2023, n. 41) è stata introdotta una norma che riformulava l'articolo 10, comma 17, lettera e), del D.lgs. n. 102/2014 ampliando le competenze dell'ARERA sul settore del teleriscaldamento, attribuendole il potere di stabilire *“le tariffe di cessione del calore, in modo da armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”*.

**32.** Con la deliberazione n. 277/2023/R/tlr, l'ARERA ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria del servizio di teleriscaldamento, con l'obiettivo di pervenire a una regolazione di tipo *cost-reflective* nel settore.

Nell'ambito del procedimento di regolazione, l'ARERA ha pubblicato un primo documento di consultazione il 3 agosto 2023, n. 388/2023/R/tlr, illustrando gli orientamenti iniziali per la definizione del metodo tariffario transitorio, da applicare nelle more della successiva determinazione di un metodo tariffario definitivo, prevedendo che tale “periodo transitorio” avesse inizio non prima del 1° gennaio 2024.

Con deliberazione 431/2023/R/tlr, l'ARERA ha rinviato i termini di conclusione del procedimento al 31 dicembre 2023, ritenendo necessario effettuare ulteriori approfondimenti istruttori anche al fine di disporre di un set informativo più completo per lo svolgimento di analisi di sensitività al variare dei parametri rilevanti per la determinazione del costo riconosciuto.

A seguito di tale proroga, il 24 novembre 2023 è stato pubblicato un secondo documento di consultazione n. 546/2023/R/tlr, nel quale le iniziali proposte di regolazione sono state ulteriormente sviluppate, al fine di identificare criteri semplificati per la definizione delle tariffe nel periodo transitorio per assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione del regime di tariffe regolate, in linea con quanto previsto dall'articolo 10, comma 18 del D.lgs. n. 102/2014.

Il 28 dicembre 2023, con la delibera 638/2023/R/tlr, l'ARERA ha, quindi, approvato il metodo tariffario teleriscaldamento per il periodo transitorio 1° gennaio 2024 - 31 dicembre 2024 (MTL-T). Con tale provvedimento è stata confermata l'adozione di un approccio multifase, prevedendo: (i) di applicare, per il periodo transitorio (compreso tra l'1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2024), un vincolo ai ricavi basato su logiche di costo evitato, la metodologia di definizione dei prezzi più diffusa nel settore, con la contestuale introduzione di meccanismi correttivi volti a superare le criticità individuate nell'ambito dell'indagine conoscitiva e (ii) di avviare un procedimento per la definizione del metodo tariffario a regime (a partire dall'1° gennaio 2025), con l'obiettivo

di definire il vincolo ai ricavi sulla base dei costi del servizio di teleriscaldamento. La tariffa transitoria è basata sulla formula del costo evitato definita dall'ARERA nell'Indagine Conoscitiva, specificata per un determinato condominio-tipo.

**33.** Il 30 maggio 2024, l'ARERA ha pubblicato un nuovo documento di consultazione n. 214/2024/R/tlr nel quale sono illustrati gli orientamenti iniziali per la definizione della metodologia tariffaria da applicare a regime, quindi a far data dal 1° gennaio 2025. In tale documento sono state approfondite varie tematiche tra cui: (i) la metodologia tariffaria da utilizzare per la definizione del vincolo ai ricavi; (ii) le modalità di trattamento degli impianti di cogenerazione e (iii) le modalità di valorizzazione dell'energia ottenuta tramite il recupero di calore di scarto.

Con riferimento agli impianti di cogenerazione, l'ARERA ha espresso la sua preferenza per una allocazione dei costi basata sul *work method*, ossia sulla proporzione di produzione di energia elettrica rappresentata dal calore ceduto alla rete di teleriscaldamento in termini di energia elettrica non prodotta.

L'ARERA ha, inoltre, annunciato che provvederà a predisporre un ulteriore documento di consultazione (entro il mese di ottobre 2024), in cui saranno puntualmente descritti gli specifici criteri per il calcolo dei costi ammessi al riconoscimento in tariffa, anche individuando i parametri macroeconomici di riferimento. Ciò al fine di approvare il provvedimento finale di regolazione “a regime” entro il mese di dicembre 2024, rispettando quindi il termine previsto nella menzionata delibera n. 638/2023/R/tlr per la conclusione del procedimento.

#### **III.1.4. Il metodo del costo evitato**

**34.** L'Indagine Conoscitiva dell'ARERA sul settore del teleriscaldamento<sup>37</sup> ha confermato che, come già emerso in IC46, tra gli operatori del settore è diffusa la prassi di stabilire i prezzi del servizio di teleriscaldamento in modo da riflettere una stima della spesa che l'utente avrebbe sostenuto se avesse utilizzato un sistema di climatizzazione alternativo (metodo del c.d. “costo evitato”), secondo una metodologia sviluppata dall'Associazione Italiana per il Riscaldamento Urbano (di seguito, “AIRU”) nel contesto di uno studio ricognitivo del 1996 sulle tariffe applicate dai gestori delle reti di teleriscaldamento e poi riproposta nelle “Linee guida per la determinazione

---

<sup>37</sup> Cfr. delibera n. 547/2022, in allegato alla quale è stata pubblicata l'Indagine.

del prezzo di vendita del calore, distribuito a mezzo di reti di teleriscaldamento” del 2006.

Nelle aree metanizzate, quali il comune di Ferrara, il sistema di climatizzazione alternativo di riferimento è quello basato sulla combustione di gas naturale in caldaie installate presso l’utenza (condominio o utente individuale). In tali aree, peraltro, anche le tariffe determinate senza fare riferimento al “costo evitato” sono generalmente indicizzate al prezzo del gas naturale, con il risultato che, secondo l’ARERA, oltre l’80% delle offerte e il 94% dell’energia termica erogata nell’ultimo trimestre 2021 erano caratterizzate da un prezzo dipendente dal gas naturale.

**35.** In termini generali, la formula AIRU che esprime il prezzo del calore da teleriscaldamento sulla base del costo evitato di un sistema di riscaldamento basato sulla produzione di calore mediante combustione del gas naturale è la seguente<sup>38</sup>:

$$P = k_1 * k_2 * \frac{P_{gas}}{PCI * \eta} * conv * t$$

dove:

**P** è il prezzo del calore nel servizio di teleriscaldamento, espresso in €/kWh;  
**k<sub>1</sub>** è il *coefficiente di perequazione dei costi di gestione*, che tiene conto dei minori costi di gestione e amministrativi (per esempio, assenza del terzo responsabile della caldaia e di una serie di incombenze legate alla sicurezza del locale caldaia);

**k<sub>2</sub>** è il *coefficiente per prestazioni aggiuntive e sconti commerciali*, che consente di personalizzare il prezzo applicato all’utente;

**P<sub>gas</sub>/PCI\*η** rappresenta il prezzo del calore<sup>39</sup> ottenibile dalla combustione di un metro cubo di gas naturale e dipende dal prezzo di un metro cubo di gas (P<sub>gas</sub>), dalla quantità di energia primaria contenuta in un metro cubo di gas (potere calorifico inferiore PCI) e dal rendimento stagionale medio di trasformazione della caldaia (η);

**conv** è la costante di conversione dell’energia da kcal o MJ in kWh;

**t** è il coefficiente di perequazione tra le aliquote IVA del gas naturale (10% per i primi 450 mc consumati, 22% per i successivi) e del teleriscaldamento (10%).

**36.** Tale formula può essere poi articolata in una tariffa monomia (cioè, un

---

<sup>38</sup> Cfr. Indagine conoscitiva ARERA, p. 8.

<sup>39</sup> Misurato in chilocalorie (kcal) o megajoule (MJ).

prezzo onnicomprensivo del servizio di teleriscaldamento), binomia (il prezzo del teleriscaldamento consta di una componente fissa, commisurata alla potenza dello scambiatore installato presso l'utente, e una variabile dipendente dalla quantità di calore consumata) o trinomia (con due componenti indipendenti dai consumi).

**37.** L'ARERA ha rilevato che questa formula consente un ampio grado di discrezionalità nella definizione del prezzo del servizio di teleriscaldamento, attraverso la definizione del coefficiente  $k_I$  di perequazione dei costi di gestione e del rendimento della caldaia  $\eta$ , nonché del prezzo del gas naturale. Quest'ultimo è stato spesso identificato nel prezzo del gas naturale nel servizio di tutela, definito dall'ARERA stessa.

Tale discrezionalità, secondo l'ARERA, è stata ampiamente utilizzata dagli esercenti il servizio di teleriscaldamento, dando luogo a una elevata dispersione dei prezzi del servizio.

**38.** Il regolatore ha proposto una propria stima dell'effettivo "costo evitato", che mira a correggere le più significative distorsioni della parametrizzazione adottata dagli esercenti il servizio di TLR, basata sulla seguente formula:

$$P = \left( \frac{P_{gas}}{PCI * \eta_c} * conv * t + c_g \right) * \eta_s$$

dove:

$P$  (in €/MWh),  $P_{gas}$  (in €/Smc),  $PCI^{40}$ ,  $conv$ ,  $t$  hanno lo stesso significato visto in precedenza;

$\eta_c$  è il rendimento medio stagionale di trasformazione di una caldaia a condensazione, fissato convenzionalmente<sup>41</sup> al 90%;

$c_g$  è la componente per la compensazione del differenziale dei costi di manutenzione della sottostazione d'utenza, stimata in modo conservativo a 10 €/MWh; in particolare, l'ARERA assume costi O&M di circa 1.500 €/anno per la caldaia condominiale;

$\eta_s$  è il rendimento dello scambiatore di calore della sottostazione d'utenza, che tiene conto delle perdite di trasferimento dell'energia termica dalla rete di teleriscaldamento all'impianto termico dell'utente ed è fissato convenzionalmente<sup>42</sup> al 97%.

---

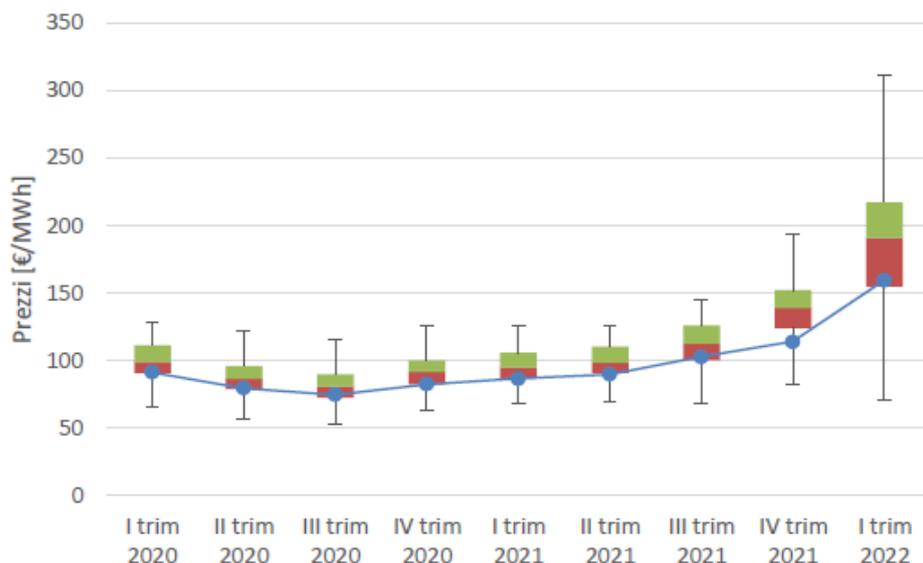
<sup>40</sup> L'ARERA fissa la PCI a 34,5 MJ/Sm<sup>3</sup>, che corrisponde al valore di 8240 kcal/smc utilizzato da Hera e altri operatori nell'applicazione della formula AIRU.

<sup>41</sup> Cfr. DM 26 giugno 2015 (c.d. requisiti minimi degli edifici), tabella 8 dell'Allegato 1, Appendice A.

<sup>42</sup> Cfr. DM 26 giugno 2015 (cd. requisiti minimi degli edifici), tabella 8 dell'Allegato 1, Appendice A.

**39.** Tale stima è risultata in genere inferiore alla mediana delle tariffe pubblicate e prossima o inferiore al primo quartile a partire dalla fine del 2021 (cfr. figura 1).

**Figura 1: Confronto tra i prezzi rilevati e la stima del costo evitato elaborata dall'ARERA**



Fonte: indagine conoscitiva ARERA sull'evoluzione dei prezzi e dei costi del TLR. La linea continua (blu) rappresenta il livello del costo evitato calcolato dall'Autorità, mentre i boxplot mostrano la distribuzione dei prezzi di listino pubblicati dagli esercenti.

**40.** L'ARERA ritiene che tale confronto evidenzi come, nel periodo considerato, la maggior parte delle offerte per il servizio di teleriscaldamento comportassero prezzi superiori all'effettivo costo evitato, che avrebbero dovuto spingere i consumatori ad abbandonare il teleriscaldamento a favore del riscaldamento a gas naturale e in generale a favore di sistemi di riscaldamento alternativi.

Il fatto che non sia stato osservato alcun abbandono "massiccio" dei sistemi di teleriscaldamento da parte degli utenti indicherebbe l'esistenza di significativi *switching costs* (effettivi e percepiti) che ostacolerebbero il passaggio a sistemi di riscaldamento alternativi al teleriscaldamento.

**41.** Il regolatore, nelle conclusioni della propria Indagine Conoscitiva, ha rilevato che l'applicazione di prezzi basati sul costo evitato del riscaldamento a gas o comunque indicizzati al gas può determinare "*potenziali criticità in merito all'equità dei prezzi applicati*" nelle reti alimentate prevalentemente da impianti di termovalorizzazione o geotermici.

Infatti, nelle reti caratterizzate dall'utilizzo di fonti energetiche con bassi costi variabili (rifiuti e geotermico), all'incremento dei prezzi del servizio (tipicamente indicizzati alle quotazioni del gas naturale) non è seguito un corrispondente aumento dei costi variabili di produzione. La divaricazione tra

il livello di costi e ricavi ha determinato una crescita significativa dei margini destinati alla remunerazione del capitale investito, con potenziali extraprofiti per gli operatori del settore.

### *III.1.5. Gli switching costs*

**42.** Come anticipato, il TLR è solo una delle possibili soluzioni a disposizione di un consumatore<sup>43</sup> per riscaldare gli ambienti e per produrre acqua calda sanitaria.

Vi è un'ampia gamma di sistemi di riscaldamento alternativi applicabili al riscaldamento centralizzato e/o individuale tra i quali il consumatore può scegliere, che sono accomunati dalla circostanza che tutti comportano la produzione dell'energia termica da parte dell'utente.

Tali sistemi sono costituiti da differenti componenti, più o meno specifiche al sistema. In linea generale, i generatori di calore e le reti di trasporto fino al consumatore sono specifici ai singoli sistemi<sup>44</sup>, mentre le tubature interne agli stabili e agli appartamenti dove scorre l'acqua calda e i corpi radianti possono essere generalmente utilizzati indifferentemente da vari sistemi, anche se in modo talvolta inefficiente<sup>45</sup>.

La presenza di importanti componenti durevoli specifiche ai singoli sistemi (per esempio, scambiatori, caldaie, tubature per l'acqua calda o per il combustibile) rende i differenti sistemi incompatibili tra loro.

Nella misura non esista un mercato secondario delle componenti durevoli, gli investimenti in essi rappresentano investimenti irrecuperabili che creano degli *switching costs*.

**43.** A tali *switching costs* monetari occorre aggiungere poi gli eventuali ostacoli di carattere normativo che possono rendere più difficoltoso lo switching verso altri sistemi di riscaldamento, nonché eventuali *bias* cognitivi (per esempio, il c.d. *energy efficiency paradox*) che potrebbero limitare l'apprezzamento dei vantaggi di lungo periodo di tecnologie più efficienti del TLR e quindi della relativa convenienza economica.

**44.** In presenza di *switching cost*, il processo concorrenziale può esplicarsi in due momenti: (a) al momento del rimpiazzo del sistema di riscaldamento o

---

<sup>43</sup> Può essere un individuo o un condominio.

<sup>44</sup> Un generatore cogenerativo può tuttavia essere utilizzato da sistemi differenti.

<sup>45</sup> Alcuni condomini destinatari di richieste di informazioni nelle loro risposte hanno rilevato che gli elementi radianti progettati per l'uso con acqua a temperature elevate proveniente dalla rete di teleriscaldamento non sarebbero efficienti in caso di passaggio alle moderne centrali a condensazione, che progettate per funzionare a temperature di mandata più basse (cfr. docc. 73, 74, 75).

della scelta del sistema da installare nella propria abitazione di nuova costruzione o ristrutturata, il consumatore mette in concorrenza tra loro i diversi sistemi di riscaldamento (concorrenza “*ex ante*”); (b) una volta effettuata la scelta del sistema di riscaldamento e acquistati i componenti durevoli (concorrenza “*ex post*”), gli *switching costs* limiteranno in maniera più o meno significativa la possibilità di cambiare sistema di riscaldamento e quindi la concorrenza tra sistemi; tuttavia, alla concorrenza “tra sistemi” si aggiungerà la possibile concorrenza tra fornitori del “bene di consumo” (combustibile o vettore energetico) compatibile con il bene durevole e quindi con il sistema di riscaldamento scelto.

**45.** Nel caso del TLR, l’assetto verticalmente integrato della fornitura del servizio fa sì che l’unica forma di concorrenza possibile sia quella proveniente dai sistemi alternativi di riscaldamento.

Tale concorrenza si esplica certamente *ex-ante* e può essere influenzata da *bias* cognitivi che impediscano di tenere correttamente conto di tutti gli elementi economici rilevanti.

Ai fini del presente procedimento, tuttavia, ciò che interessa maggiormente è la concorrenza che si sviluppa “*ex post*”, cioè una volta che il TLR sia stato scelto da un consumatore come sistema di riscaldamento. Tale concorrenza dipende dagli *switching cost*. Solo degli *switching cost* verso sistemi alternativi sufficientemente bassi permetteranno alla concorrenza potenziale dei sistemi alternativi di controllare l’esercizio del potere di mercato da parte del gestore del teleriscaldamento.

#### III.1.5.1 *Switching costs* monetari

**46.** Gli *switching costs* monetari verso un sistema di riscaldamento alternativo sono dati dalla somma (i) dei costi che non dovrebbero essere sostenuti rimanendo con il TLR e (ii) dagli eventuali vantaggi di varia natura che verrebbero perduti a seguito della disconnessione dalla rete TLR.

Tra i primi vi sono (a) costi di disconnessione contrattuali, attualmente regolati dal “*Testo Unico della Regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio da parte dell’utente del diritto di recesso per i servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento*” (c.d. TUAR, contenuto nell’allegato A alla delibera n. 463/2021 e s.m.i.), che per i contratti sottoscritti dopo il 1° giugno 2018 li limita al solo corrispettivo di salvaguardia, Hera ha dichiarato che a tali contratti non richiede il

corrispettivo di salvaguardia in caso di recesso<sup>46</sup>, (b) il costo di acquisto delle apparecchiature necessarie a utilizzare un'altra tecnologia di produzione del calore<sup>47</sup>, ivi inclusa l'eventuale connessione alla rete di distribuzione del combustibile o vettore energetico (gas, GPL, elettricità), (c) i costi di manutenzione e di gestione delle apparecchiature del sistema alternativo, (d) il costo di costruzione dei locali necessari all'alloggiamento della caldaia e dell'eventuale deposito di combustibile, qualora essi non siano già presenti / disponibili.

Tra i secondi vi sono: (a) il favorevole trattamento fiscale del calore prodotto in impianti cogenerativi e destinato a utenti domestici, per il quale l'IVA è pari al 10% invece che al 22%, (b) eventuali vantaggi fiscali legati all'uso di particolari fonti di calore, quale l'energia geotermica, (c) vantaggi dovuti all'eventuale attribuzione di una classe energetica più elevata a causa dell'allacciamento al teleriscaldamento.

Affinché il passaggio dal TLR a una tecnologia di riscaldamento alternativa sia conveniente, il risparmio di spesa permesso da tale tecnologia deve essere superiore a tali *switching costs*.

**47.** ARERA ha fornito una stima degli *switching cost* verso le moderne caldaie a condensazione a gas naturale nella propria indagine conoscitiva sul teleriscaldamento. Assumendo che non vi siano né costi di disconnessione, né costi di adeguamento dell'edificio o di collegamento alla rete gas, né benefici fiscali o di altro genere legati al TLR, e attribuendo le spese di gestione e manutenzione annuali al costo della fornitura del calore con la tecnologia alternativa, lo *switching cost* si riduce al costo della nuova caldaia a condensazione, il quale, nelle ipotesi dell'ARERA<sup>48</sup>, per una utenza

---

<sup>46</sup> Hera ha dichiarato (cfr. doc. 5) di applicare per le procedure di recesso dal servizio di teleriscaldamento (disattivazione o scollegamento così come definiti dall'articolo 1 del TUAR) quanto stabilito nel TUAR e nel RQCT - "Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento" (delibera n. 661/2018 e delibera n. 526/2021) in merito a tempi, modi e costi oltre ad eventuali indennizzi da corrispondere agli utenti. In particolare, in linea con quanto previsto dall'articolo 6 del TUAR, gli utenti di Hera possono recedere dal contratto di fornitura del TLR in qualunque momento, con un periodo di preavviso di un mese presentando richiesta di disattivazione o scollegamento dalla rete mediante qualunque punto di contatto: sportelli fisici, web, servizi online, telefono e e-mail. All'utente non viene applicato alcun onere per il recesso, né il corrispettivo di salvaguardia previsto dall'articolo 9 del TUAR. Conseguentemente alla richiesta di disattivazione/scollegamento, Hera Spa pone in essere tutte le attività previste dall'articolo 8 del TUAR. Hera ha altresì dichiarato di avere a Ferrara n. 18 contratti in essere, sottoscritti prima della data di entrata in vigore del TUAR, con clausole che prevedono vincoli temporali di durata del contratto. A tali contratti saranno comunque applicate le disposizioni transitorie di cui all'articolo 7.4 del TUAR stesso.

<sup>47</sup> I costi irreversibili di entrata nel sistema, per quanto irrecuperabili, possono legittimamente essere inclusi – per la porzione non ancora ammortizzata - nel calcolo di convenienza relativo alla scelta di cambiare sistema di riscaldamento, in particolare se i decisori sono soggetti a vincoli finanziari (cfr. McAfee R.P., Mialon H.M., Mialon S.H. (2010): *Do Sunk Costs Matter?*, Economic Inquiry, 48(2), pp. 323-336).

<sup>48</sup> Più precisamente, l'ARERA: (i) ha determinato il costo specifico di installazione della caldaia a condensazione a gas naturale sulla base del massimale di costo per il riconoscimento degli incentivi fiscali di

condominiale “tipo”<sup>49</sup> è pari a 21.600 euro<sup>50</sup>; tale valore, tenuto conto dei benefici fiscali, della durata della caldaia e dei consumi attesi, si trasla in un costo attualizzato di realizzazione dell’impianto alternativo di poco più di 20.000 euro (ammortamenti inclusi), corrispondente, sulla base dei consumi di una utenza condominiale “tipo” lungo la vita della caldaia, a 9,3 €/MWh. Tale valore rappresenta il minimo risparmio di costo che deve essere garantito dalla produzione di calore con una caldaia a condensazione affinché sia conveniente lasciare il teleriscaldamento.

Secondo l’ARERA, fino al secondo trimestre 2021 incluso la mediana dei prezzi di listino dell’energia termica fornita con il teleriscaldamento è stata inferiore al prezzo soglia (costo evitato del riscaldamento con caldaia a condensazione, comprensivo delle spese di O&M + *switching cost*) ma superiore al costo evitato ricalcolato da ARERA, segnalando (i) la presenza di un numero significativo di offerte in cui la presenza di *switching costs* impediva l’abbandono del teleriscaldamento e (ii) che solo una minoranza di offerte risultava caratterizzata da un prezzo dell’energia termica inferiore o uguale al costo evitato. Nel periodo ottobre 2021 – marzo 2022 la mediana dei prezzi del teleriscaldamento si era invece portata al di sopra del prezzo soglia, rendendo conveniente lo *switching* per gran parte delle offerte di teleriscaldamento.

ARERA attribuisce l’assenza di *switching* massicci da un lato all’incertezza circa la durata di tale situazione, dall’altro alla razionalità limitata dei consumatori.

**48.** La stima fornita da ARERA deve essere considerata un limite minimo per il vantaggio di costo che il sistema alternativo deve garantire affinché sia conveniente lo *switching*.

Da un lato, infatti, essa non include i costi di installazione e messa in opera delle nuove caldaie e gli eventuali costi di installazione delle canne fumarie e allaccio delle caldaie condominiali alla rete di distribuzione del gas metano.

Dall’altro lato, la normativa nazionale e regionale vigente sembrerebbe di fatto vietare lo *switching* verso tecnologie meno efficienti del teleriscaldamento in termini di consumi di energia primaria e di emissioni in atmosfera e

---

cui all’Allegato I del decreto del ministero dello sviluppo economico 6 agosto 2020, pari a 180 €/kW; (ii) ha assunto che non vi fossero ulteriori costi di adeguamento dell’edificio al nuovo sistema di fornitura del servizio (ad esempio, adeguamento locali e impianto termico di edificio, collegamento alla rete gas); (iii) ha assunto una vita utile per la caldaia di 15 anni; (iv) ha considerato un tasso reale di sconto (costo opportunità del capitale) pari al 4% e (v) ha considerato benefici fiscali pari a una detrazione fiscale del 50% dei costi di investimento, ripartita su un periodo di dieci anni (c.d. “bonus caldaia”).

<sup>49</sup> Potenza pari a 120 kW e consumo annuo di 144 MWh.

<sup>50</sup> Tale valore appare coerente con i costi di acquisto riportati da un condominio (doc. 78).

richiederebbe un significativo contributo da fonte rinnovabile (cfr. *infra*)<sup>51</sup>. Da questo punto di vista, il raffronto dovrebbe essere effettuato con un sistema ibrido, costituito da una caldaia a condensazione affiancata da un impianto fotovoltaico e/o una pompa di calore. Ciò comporta un aumento del costo base del sistema di generazione alternativo e quindi anche del vantaggio di costo richiesto al sistema alternativo al teleriscaldamento per giustificare lo *switching*. Tale aumento può essere significativo: le fatture prodotte da un condominio per l'installazione di un impianto ibrido composto da una caldaia a condensazione e da una pompa di calore indicano un costo base al kW pari a circa tre volte quello considerato da ARERA; considerati i maggiori consumi del condominio in questione, ciò si traduce in un vantaggio minimo di costo che il sistema alternativo deve garantire pari almeno al 160% di quello stimato dall'ARERA.

Si noti che la normativa vigente (per esempio, l'Allegato IV al D.lgs. n. 199/2021) richiede degli elevati livelli minimi di efficienza per gli impianti ibridi, circostanza che concorre ad aumentare il costo di tali impianti.

**49.** Inoltre, in caso di disconnessione dalla rete di teleriscaldamento di Ferrara il consumatore perderebbe lo sconto fiscale pari a 21,9496 €/MWh concesso dall'articolo 8, comma 10, lettera f), della legge n. 448/1998 a causa dell'impiego dell'energia geotermica per alimentare la rete del teleriscaldamento di Ferrara.

Tale beneficio fiscale svolge un ruolo essenziale nell'assicurare la competitività del teleriscaldamento ferrarese, come testimoniato dalla Convenzione sottoscritta nel 2018 tra il Comune di Ferrara e Hera per la gestione del servizio di teleriscaldamento, dove al punto h) delle Premesse si afferma che "*l'applicazione agli utenti finali dei benefici fiscali di cui alla legge 448/98 (sconto fiscale a beneficio degli utenti finali pari a 21,9496 €/MWh) [rende] di fatto conveniente il costo del servizio di teleriscaldamento*".

**50.** Perciò, lo *switching cost* monetario minimo per un utente del TLR ferrarese può essere stimato in oltre 30 €/MWh.

**51.** Infine, i bassi valori del *fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile (fP,nren)* dell'energia termica fornita dalla rete di TLR di Ferrara (cfr. *infra*) si traslano, a parità di condizioni, in valori più elevati di classificazione energetica dell'edificio allacciato alla rete di teleriscaldamento.

---

<sup>51</sup> Cfr. le dichiarazioni in questo senso dei condomini destinatari di richieste di informazioni (cfr. docc. 73-78).

Molti condomini rispondenti hanno sostenuto che molti appartamenti, pur essendo stati costruiti negli anni '70, rientrano nelle classi energetiche B/C/D grazie all'allacciamento al teleriscaldamento<sup>52</sup>. Solo in un condominio la classe risulta essere inferiore, a causa delle elevate dispersioni di calore dovute alle modalità costruttive dell'edificio e alla mancata coibentazione delle condotte che portano il calore agli appartamenti<sup>53</sup>.

Per i condomini che godono di una classe energetica elevata grazie al teleriscaldamento il passaggio a un sistema di riscaldamento a base prevalentemente fossile (qualora possibile) comporterebbe quindi un possibile peggioramento di classe energetica e un deprezzamento del valore degli appartamenti.

*Ostacoli allo switching di carattere normativo: le barriere all'uscita create dalla normativa sulla prestazione energetica degli edifici*

**52.** La normativa nazionale e regionale<sup>54</sup> italiana in tema di uso efficiente delle risorse energetiche contiene un importante plesso normativo volto al contenimento del consumo di energia degli edifici, aggiornato secondo le direttive europee.

**53.** In particolare, l'articolo 8 del D.lgs. 192/2005, concernente l'attuazione delle direttive comunitarie in tema di prestazione energetica dell'edilizia<sup>55</sup>, dispone la redazione di una relazione tecnica di progetto attestante la rispondenza alle prescrizioni per il contenimento del consumo di energia degli edifici e dei relativi impianti termici, da depositare presso le amministrazioni competenti per il rilascio dei prescritti titoli abilitativi e ai fini delle verifiche

---

<sup>52</sup> Cfr. doc. 73-75, 78.

<sup>53</sup> Cfr. doc. 76.

<sup>54</sup> I controlli sul rispetto delle prescrizioni energetiche in edilizia sono di competenza delle amministrazioni locali. Per quanto qui di interesse, le norme nazionali sono state trasposte nella normativa della Regione Emilia, in particolare nell'“Atto di coordinamento tecnico regionale per la definizione dei requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici” di cui alla deliberazione n. 967/2015, modificata da ultimo dalla delibera della Giunta Regionale della Regione Emilia Romagna n. 1261 del 25 luglio 2022, nonché nella deliberazione n. 1275 del 07 settembre 2015 “Approvazione delle disposizioni regionali in materia di attestazione della prestazione energetica degli edifici (certificazione energetica) (articolo 25-ter L.R. 26/2004 e s.m.i.)”, da ultimo modificata con la delibera 1380 del 19 ottobre 2020.

<sup>55</sup> Il D.lgs. n. 192/2005 è stato originariamente promulgato in attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia. È stato in seguito modificato in attuazione delle successive direttive e attualmente reca “Attuazione della direttiva (UE) 2018/844, che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, della direttiva 2010/31/UE, sulla prestazione energetica nell'edilizia, e della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia”.

sul rispetto delle suddette prescrizioni<sup>56</sup>.

Tale relazione deve essere redatta secondo gli schemi di cui al D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico del 26/6/2015, recante “*Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici*”. Tali schemi hanno contenuto analogo a quello dello schema di cui all’Allegato E del medesimo d. lgs., tuttora vigente, che disciplinava originariamente il contenuto della c.d. *Relazione tecnica ex Legge 10*, prevista dall’articolo 28 del D.lgs. n. 10/1991 (ora abrogato) per attestare la rispondenza dell’impianto termico e dell’edificio alle prescrizioni in materia di contenimento del consumo energetico degli edifici<sup>57</sup>.

**54.** L’articolo 4, comma 5, del DPR 59/2009, recante il regolamento di attuazione dell’articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del D.lgs. n. 192/2005, stabiliva altresì che “*nel caso di nuova installazione e ristrutturazione di*

---

<sup>56</sup> Cfr. il testo vigente dell’articolo 8: “*1. Il progettista o i progettisti, nell’ambito delle rispettive competenze edili, impiantistiche termotecniche, elettriche e illuminotecniche, devono inserire i calcoli e le verifiche previste dal presente decreto nella relazione tecnica di progetto attestante la rispondenza alle prescrizioni per il contenimento del consumo di energia degli edifici e dei relativi impianti termici, che il proprietario dell’edificio, o chi ne ha titolo, deve depositare presso le amministrazioni competenti, in doppia copia, contestualmente alla dichiarazione di inizio dei lavori complessivi o degli specifici interventi proposti, o alla domanda di acquisizione del titolo abilitativo [...].*

*1-bis. In attuazione dell’articolo 6, paragrafi 1 e 2, della direttiva 2010/31/UE, in caso di edifici di nuova costruzione, e dell’articolo 7, in caso di edifici soggetti a ristrutturazione importante, nell’ambito della relazione di cui al comma 1 è prevista una valutazione, da effettuarsi in fase di progettazione, della fattibilità tecnica, ambientale ed economica per l’inserimento di sistemi alternativi ad alta efficienza, tra i quali sistemi di fornitura di energia rinnovabile, cogenerazione, teleriscaldamento e teleraffrescamento, pompe di calore e sistemi di monitoraggio e controllo attivo dei consumi. La valutazione della fattibilità tecnica di sistemi alternativi deve essere documentata e disponibile a fini di verifica.*

*2. La conformità delle opere realizzate rispetto al progetto e alle sue eventuali varianti e alla relazione tecnica di cui al comma 1, nonché l’attestato di qualificazione energetica dell’edificio come realizzato, devono essere asseverati dal direttore dei lavori e presentati al comune di competenza contestualmente alla dichiarazione di fine lavori senza alcun onere aggiuntivo per il committente. La dichiarazione di fine lavori è inefficace a qualsiasi titolo se la stessa non è accompagnata da tale documentazione asseverata.*

*3. Una copia della documentazione di cui ai commi 1 e 2 è conservata dal comune, anche ai fini degli accertamenti di cui al comma 4. A tale scopo, il comune può richiedere la consegna della documentazione anche in forma informatica.*

*4. Il Comune, anche avvalendosi di esperti o di organismi esterni, qualificati e indipendenti, definisce le modalità di controllo, ai fini del rispetto delle prescrizioni del presente decreto, accertamenti e ispezioni in corso d’opera, ovvero entro cinque anni dalla data di fine lavori dichiarata dal committente, volti a verificare la conformità alla documentazione progettuale di cui al comma 1. [...].”*

<sup>57</sup> Cfr. docc. 73-78. L’Allegato E del d. lgs. n. 192/2005 nella versione vigente fa tuttora riferimento nel titolo alla relazione tecnica prevista dall’articolo 28 del D.lgs. n. 10/1991, recante “*Norme per l’attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell’energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*”, volta ad attestare la rispondenza dell’impianto termico e dell’edificio alle prescrizioni in materia di contenimento del consumo energetico degli edifici contenute nel D.lgs. n. 10/1991. L’articolo 28 del D.lgs. n. 10/1991 è stato abrogato dal medesimo D.lgs. n. 48/2020 che ha modificato da ultimo il D. lgs. n. 191/2005, adeguandone le prescrizioni alla direttiva UE 844/2018 e mantenendo in vigore l’Allegato E. I contenuti e la funzione di tale relazione sopravvivono integralmente in quelle previste dal D.lgs. n. 192/2005 nella sua formulazione vigente e dai relativi decreti di attuazione.

*impianti termici o sostituzione di generatori di calore [in edifici esistenti], si procede al calcolo del rendimento globale medio stagionale dell'impianto termico e alla verifica che lo stesso risulti superiore al valore limite riportato al punto 5 dell'allegato C al decreto legislativo. Nel caso di installazioni di potenze nominali del focolare maggiori o uguali a 100 kW, è fatto obbligo di allegare alla relazione tecnica di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo [192/2005], una diagnosi energetica dell'edificio e dell'impianto nella quale si individuano gli interventi di riduzione della spesa energetica, i relativi tempi di ritorno degli investimenti, e i possibili miglioramenti di classe dell'edificio nel sistema di certificazione energetica in vigore, e sulla base della quale sono state determinate le scelte impiantistiche che si vanno a realizzare.”<sup>58</sup>.*

**55.** Questa previsione è stata ribadita e ampliata dall'Allegato 1 al citato Decreto 26 giugno 2015 sui requisiti minimi.

Con riferimento infatti agli interventi di riqualificazione degli impianti tecnici<sup>59</sup>, il punto 1 della sezione 5.3 (“Requisiti e prescrizioni per la riqualificazione degli impianti tecnici”) dispone che *“Nel caso di ristrutturazione o di nuova installazione di impianti termici di potenza termica nominale del generatore maggiore o uguale a 100 kW, ivi compreso il distacco dall'impianto centralizzato anche di un solo utente/condomino, deve essere realizzata una diagnosi energetica dell'edificio e dell'impianto che metta a confronto le diverse soluzioni impiantistiche compatibili e la loro efficacia sotto il profilo dei costi complessivi (investimento, esercizio e manutenzione). La soluzione progettuale prescelta deve essere motivata nella relazione tecnica<sup>60</sup> di cui [all'articolo 8, comma 1, del D.lgs. n. 192/2005 e al paragrafo 2.2 del presente D.M.], sulla base dei risultati della diagnosi. La diagnosi energetica deve considerare, in modo vincolante ma non esaustivo, almeno le seguenti opzioni:*

*a) impianto centralizzato dotato di caldaia a condensazione con contabilizzazione e termoregolazione del calore per singola unità abitativa;*

---

<sup>58</sup> Il DPR 59/2009 è stato abrogato dall'emanazione dei decreti ministeriali del 26 giugno 2015 di attuazione del D.lgs. n. 192/2005.

<sup>59</sup> Sono definiti tali tutti gli interventi che abbiano comunque un impatto sulla prestazione energetica dell'edificio e interessino non più del 25% *“della superficie disperdente lorda complessiva dell'edificio e/o consistano nella nuova installazione, nella ristrutturazione di un impianto termico asservito all'edificio o in altri interventi parziali, ivi compresa la sostituzione del generatore”* (cfr. sez. 1.4.2 dell'Appendice 1 al D.M. del 26/6/2015).

<sup>60</sup> Tale Relazione tecnica è dovuta in tutti i casi in cui la sostituzione dei generatori di calore comporti un cambio di combustibile (per esempio, con il passaggio da gas metano a biomassa) o di tipologia di generatore (cfr. punto 2, sezione 2.2 dell'Appendice 1 al D.M. del 26/6/2015).

b) impianto centralizzato dotato di pompa di calore elettrica o a gas con contabilizzazione e termoregolazione del calore per singola unità abitativa;  
c) le possibili integrazioni dei suddetti impianti con impianti solari termici;  
d) impianto centralizzato di cogenerazione;  
e) stazione di teleriscaldamento collegata a una rete efficiente come definita al decreto legislativo n. 102 del 2014;  
[...]

La scelta tra le opzioni considerate dovrà avvenire, secondo le prescrizioni generali del D.M. in questione, in modo da “assicurare, in relazione al progresso della tecnica e tenendo conto del principio di efficacia sotto il profilo dei costi, il massimo contenimento dei consumi di energia non rinnovabile e totale”<sup>61</sup>.

**56.** La normativa della Regione Emilia Romagna ribadisce e specifica gli obblighi imposti dalla legislazione nazionale. L’articolo 8 della delibera n. 967/2015 vigente, rubricato “*Documentazione tecnica, titoli abilitativi, accertamenti*”, ribadisce l’obbligatorietà del rispetto dei requisiti minimi di prestazione energetica (trasposti nell’Allegato 2 alla deliberazione) per tutti gli interventi sul patrimonio edilizio regionale, a prescindere dalla necessità di un titolo abilitativo per eseguirli e del tipo di titolo abilitativo<sup>62</sup>, ove richiesto, nonché l’obbligo di redazione della relazione tecnica di progetto che attesta il rispetto delle prescrizioni per il contenimento del consumo di energia degli edifici e dei relativi impianti termici previsti dalla normativa regionale e con la quale il progettista abilitato assevera che l’intervento da realizzare è conforme ai requisiti di prestazione energetica di cui alla normativa regionale vigente. Tale relazione dovrà essere allegata alla richiesta del titolo abilitativo o, in caso di interventi di edilizia libera, conservato dal proprietario dell’immobile o dall’amministratore del condominio<sup>63</sup>.

---

<sup>61</sup> Cfr. punto 1, sezione 2.3 dell’Appendice 1 al D.M. del 26/6/2015.

<sup>62</sup> “[...] il rispetto dei requisiti minimi di cui all’Allegato 2 è obbligatorio, con la gradualità ivi indicata, per tutti gli interventi di cui all’articolo 3, indipendentemente dal fatto che essi siano soggetti a titolo abilitativo ai sensi della Legge Regionale n. 15/2013, o siano riconducibili ai casi di cui all’articolo 7 della medesima Legge Regionale 15/2013” (articolo 8, comma 1, delibera n. 967/2015).

<sup>63</sup> Cfr. i commi 2-4 dell’articolo 8 della delibera n. 967/2015: “2. Ai sensi dell’articolo 8 comma 1 del Decreto [192/2005], il progettista o i progettisti, nell’ambito delle rispettive competenze, edili, impiantistiche termotecniche, elettriche e illuminotecniche, devono predisporre una relazione tecnica di progetto attestante la rispondenza alle prescrizioni per il contenimento del consumo di energia degli edifici e dei relativi impianti termici di cui al presente atto, tenuto conto delle eventuali eccezioni puntualmente indicate in Allegato 2”.

3. La relazione tecnica di progetto di cui al comma 2 deve essere predisposta sulla base dello schema riportato in Allegato 4, con riferimento alla tipologia di intervento prevista, e contiene la dichiarazione con cui il progettista abilitato assevera che l’intervento da realizzare:

a) è compreso nelle tipologie di intervento elencate nell’articolo 3;

b) è conforme ai requisiti di prestazione energetica di cui all’Allegato 2 applicabili.

**57.** La normativa vigente prevede quindi un confronto tra le opzioni che soddisfano i requisiti minimi di efficienza media stagionale o di efficienza di generazione (per la mera sostituzione del generatore) previsti dal D.M. e prescrive la scelta di quella che permette di contenere l'utilizzo di fonti non rinnovabili e i consumi energetici totali, tenuto conto dei costi relativi.

In tale confronto, il fatto che un edificio sia allacciato a una rete di teleriscaldamento efficiente in cui il calore da teleriscaldamento provenga in maniera sostanziale da fonti rinnovabili, come accade a Ferrara, rende con ogni probabilità perdente l'alternativa basata su caldaie a condensazione a gas naturale.

In tali situazioni, la soluzione alternativa al mantenimento dell'allaccio al teleriscaldamento deve essere identificata in impianti ibridi, più costosi della sola caldaia a condensazione a gas metano.

**58.** Il confronto tra le diverse opzioni a disposizione di un utente è imperniato sui consumi totali di energia primaria, distinti in consumi da fonte rinnovabile e non rinnovabile. Sono tali consumi, che dipendono anche alle caratteristiche edilizie dell'edificio, che determinano la prestazione energetica degli edifici e la classe energetica corrispondentemente assegnata all'edificio e alle unità immobiliari che lo compongono, che ne influenza anche il valore di mercato. La prestazione energetica degli edifici è determinata sulla base della quantità di energia necessaria annualmente per soddisfare le esigenze legate a un uso standard dell'edificio e corrisponde al fabbisogno energetico annuale globale in energia primaria per il riscaldamento, il raffrescamento, per la ventilazione, per la produzione di acqua calda sanitaria.

La quantità di energia primaria è determinata applicando alla quantità dei vettori energetici impiegati nello specifico sistema di riscaldamento degli appositi fattori di conversione<sup>64</sup>.

**59.** Il citato D.M stabilisce per il gas naturale il fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile (fP,nren) è pari a 1,05. Tale fattore è uguale al fattore di conversione in energia primaria totale, dato che il fattore di conversione in energia primaria rinnovabile (fP,ren) è ovviamente nullo.

**60.** Per quanto riguarda il teleriscaldamento, il D.M. 26 giugno 2015 prevede che *“al fine di consentire il calcolo della prestazione energetica degli edifici*

---

4. Ai sensi dell'articolo 8 comma 1 del Decreto, il proprietario dell'edificio, o chi ne ha titolo, allega la relazione tecnica di cui al comma 2 alla richiesta/presentazione del titolo abilitativo o alla comunicazione di inizio attività. Nel caso di attività edilizia libera eseguibile senza comunicazione, la relazione è conservata dal proprietario o da chi ne ha titolo, tra cui l'amministratore di condominio”.

<sup>64</sup> Mediante appositi fattori di emissione possono essere poi determinate anche le emissioni di CO<sub>2</sub> per i diversi vettori energetici.

*e delle unità immobiliari allacciate a impianti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, i gestori si dotano di certificazione atta a comprovare i fattori di conversione in energia primaria dell'energia termica fornita al punto di consegna dell'edificio. Tale certificazione è rilasciata, in conformità alla normativa tecnica vigente da un ente di certificazione accreditato da ACCREDIA, o da altro ente di Accreditamento firmatario degli accordi EA di Mutuo riconoscimento per lo schema specifico. Il certificato ha validità di due anni. Rimane salva la validità temporale degli attestati di prestazione energetica degli edifici già redatti. Il gestore della rete di teleriscaldamento o di tale raffrescamento rende disponibile, sul proprio sito internet, copia del certificato con i valori dei fattori di conversione.”.*

In assenza di valori certificati, si applicherebbero quelli indicati nel D.M. (fP,nren = 1,5 e fP,ren = 0).

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha tuttavia autorizzato, nelle more della definizione della procedura di certificazione, l'utilizzo dei fattori dichiarati e pubblicati sui siti dai fornitori del servizio.

**61.** Hera dichiara attualmente sul proprio sito istituzionale<sup>65</sup> per la rete di teleriscaldamento di Ferrara un fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile (fP,nren) pari a 0,21 e un fattore di conversione in energia primaria rinnovabile (fP,ren) pari a 0,79.

Dalla documentazione agli atti<sup>66</sup> risulta che nel 2022 il fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile (fP,nren) era pari a 0,32.

**62.** Il confronto tra i fattori di conversione forniti da Hera e il fattore di conversione per il gas naturale indicato dal D.M. fa chiaramente emergere come, a parità di altre condizioni dell'edificio, a Ferrara la prestazione energetica risultante dall'allacciamento al teleriscaldamento sia significativamente migliore di quella ottenibile mediante l'adozione di una tecnologia di riscaldamento a fonte fossile oppure ibrida con dominanza della fonte fossile.

Tale circostanza è confermata dal consulente energetico di una società proprietaria di diversi condomini allacciati alla rete di teleriscaldamento ferrarese, secondo il quale la diagnosi energetica prevista dalla legge avrebbe rivelato che la soluzione alternativa individuata per il condominio analizzato (caldaia a condensazione a gas naturale + pompa di calore) non avrebbe raggiunto i *“requisiti di risparmio energetico necessari per poter effettuare*

---

<sup>65</sup> <https://www.gruppohera.it/offerte-e-servizi/casa/teleriscaldamento/dati-per-certificazione-energetica>.

<sup>66</sup> Cfr. doc. 78, allegato 1.

*l'intervento", in quanto "il fattore di conversione del vettore energetico "Teleriscaldamento" (dichiarato da Hera S.p.A.)  $f_{P,nren}$  (fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile) = 0,32 comportava il raggiungimento di prestazioni energetiche così elevate da poter essere ottenute soltanto con pompe di calore supportate da un consistente contributo di impianti fotovoltaici, che nel nostro caso avrebbero dovuto essere di potenza e costo troppo elevati per risultare convenienti anche sul piano economico. Sulla base delle suddette considerazioni è risultata con tutta evidenza l'impraticabilità di soluzioni alternative al TLR per la fornitura di energia termica ai Plessi in oggetto"*<sup>67</sup>.

**63.** In altri termini, il peso delle fonti rinnovabili nel teleriscaldamento ferrarese agisce come un ostacolo all'abbandono del teleriscaldamento, alla luce degli obiettivi di riduzione del consumo energetico degli edifici perseguiti dalla legislazione nazionale e comunitaria e dei corrispondenti stringenti requisiti imposti in caso di modifica dell'impianto termico esistente.

**64.** Infine, l'allacciamento a una rete di teleriscaldamento efficiente consente, sia per la normativa nazionale (cfr. allegato III, D.lgs. n. 199/2021) che per quella regionale (sezione B.7.1, comma 5, della delibera n. 967/2015 della Regione Emilia Romagna), di soddisfare automaticamente gli elevati requisiti di apporto di energia termica da fonti rinnovabili ivi previsti per gli edifici di nuova costruzione o sottoposti a una ristrutturazione rilevante.

Tale circostanza potrebbe disincentivare i condomini che prevedono di doversi sottoporre nel prossimo futuro a una ristrutturazione rilevante (per esempio perché dotati di involucro e impianti interni obsoleti che producono gravi dispersioni termiche) a disconnettersi dalla rete di teleriscaldamento, per evitare di incorrere in ulteriori costi per adeguarsi alla normativa più recente in tema di efficienza energetica.

La medesima normativa, peraltro, incentiva l'allacciamento al teleriscaldamento esponendo i consumatori all'esercizio del potere di mercato *ex post*, che il legislatore ha voluto evitare attribuendo all'ARERA poteri regolatori anche sulle tariffe del servizio di TLR.

### *III.1.5.2 Ostacoli di carattere normativo: le regole condominiali*

**65.** Ulteriori ostacoli all'abbandono del teleriscaldamento all'interno di un condominio sono creati dalla necessità di raggiungere le maggioranze previste

---

<sup>67</sup> Cfr. doc. 78, allegato 1.

dalla legge in caso di passaggio dell'intero condominio a un sistema di riscaldamento alternativo al teleriscaldamento e dalle regole che governano il distacco individuale.

**66.** In linea generale, l'abbandono del sistema di teleriscaldamento da parte dell'intero condominio con contemporanea adozione di una caldaia centralizzata va qualificato come un atto di amministrazione straordinaria<sup>68</sup>, sostituendo un impianto comune con un altro avente la stessa funzione ma comportando una spesa significativa e l'incidenza sull'uso delle parti comuni<sup>69</sup>. Esso richiede quindi, come previsto dagli artt. 1120 e 1136 del Codice Civile, il voto favorevole di tanti condòmini che rappresentino la maggioranza degli intervenuti all'assemblea condominiale e almeno i due terzi del valore dell'edificio se vi sono già delle parti comuni dedicate o facilmente dedicabili alla caldaia condominiale.

**67.** Nell'ipotesi il sistema alternativo al teleriscaldamento contempli l'utilizzo di fonti rinnovabili<sup>70</sup> e comporti il contenimento del consumo energetico rispetto al teleriscaldamento, come attestato da una diagnosi energetica realizzata da un tecnico abilitato o da un attestato di prestazione energetica, è possibile avvalersi dei benefici previsti dall'articolo 26, comma 2, del D.lgs. n. 10/1991, che prevede che in questi casi le decisioni condominiali sono valide se adottate con la maggioranza degli intervenuti, se il numero di voti favorevoli rappresenta almeno un terzo del valore dell'edificio.

Tale ipotesi, come osservato in precedenza, appare di difficile accadimento a Ferrara, data la prevalenza di fonti rinnovabili e i conseguenti bassi valori del consumo di energia primaria non rinnovabile.

**68.** Tuttavia, qualora dovessero essere modificate le destinazioni delle parti comuni (ad esempio, per creare un adeguato locale caldaia), allora la necessità di rispettare l'ultimo comma dell'articolo 1120 ("*Sono vietate le innovazioni [...] che rendano talune parti comuni dell'edificio inservibili all'uso o al godimento anche di un solo condomino*") non permette di escludere a priori che la decisione di modifica della tecnologia di riscaldamento richieda l'unanimità.

**69.** Tali regole rafforzano quindi gli *switching cost* monetari, rendendo essenziale la dimostrazione nella relazione tecnica dei benefici energetici

---

<sup>68</sup> Si tratta di una manutenzione straordinaria, soggetta alle comunicazioni di cui agli articoli 6-bis e 22 del DPR 380/2001.

<sup>69</sup> Cfr. Corte di cassazione (Sez. 2 Civile), ordinanza n. 5663/2024.

<sup>70</sup> Ivi incluse "*le risorse geotermiche [e] la trasformazione dei rifiuti organici*" (articolo 1, comma 3, D.lgs. n. 10/1991).

apportati dal sistema alternativo prescelto rispetto al teleriscaldamento per potersi avvalere delle regole che permettono tale passaggio anche in assenza del consenso di abbastanza condomini da rappresentare la maggioranza assoluta dei millesimi.

**70.** Il passaggio dal teleriscaldamento alle caldaie individuali per tutto il condominio (con conseguente rimozione dello scambiatore) appare invece richiedere l'unanimità dei condòmini, a meno che non sia possibile dimostrare che un sistema di moderne caldaie individuali sia energeticamente più efficiente e non comporti emissioni significativamente maggiori dell'attuale sistema di teleriscaldamento (nel qual caso la decisione potrebbe beneficiare della maggioranza semplice prevista dall'articolo 26 della legge 10/1991).

Assente tale dimostrazione, la decisione di abbandono del riscaldamento centralizzato richiede che tutti i condòmini contemporaneamente esercitino il proprio diritto potestativo di distacco dalla rete di teleriscaldamento. L'unanimità della decisione di abbandono garantisce infatti che nessun condomino voglia continuare a usare le parti comuni dell'edificio costituite dalle tubature che dallo scambiatore portano il calore ai singoli appartamenti e quindi assicura che non si incorra nel divieto di cui all'ultimo comma dell'articolo 1120 del Codice Civile.

Si tratta quindi di una decisione che può essere bloccata anche dal parere contrario di un solo condomino e quindi di difficile attuazione.

**71.** Quanto invece al distacco individuale dal sistema di teleriscaldamento cui è allacciato il condominio, esso è condizionato alla dimostrazione che il distacco dall'impianto di TLR non determini notevoli squilibri di funzionamento dell'impianto stesso o aggravii di spesa per gli altri condòmini, come stabilito dall'articolo 1118 del Codice Civile e confermato dalla Corte di Cassazione<sup>71</sup>.

---

<sup>71</sup> *“Il diritto potestativo di ciascun condomino di abdicare dall'uso dell'impianto comune di riscaldamento, affinché possa costituirsi un impianto autonomo, opera sempre che l'interessato provi che dal distacco deriverà una effettiva proporzionale riduzione delle spese di esercizio e non si verificherà un pregiudizio del regolare funzionamento dell'impianto centrale stesso: segnatamente che da tale disattivazione non derivi né un aggravio di spese per coloro che continuano a fruire del riscaldamento centralizzato, né uno squilibrio termico dell'intero edificio, pregiudizievole per la regolare erogazione dei servizi (Cass. n. 7708 del 2007; Cass. n. 15079 del 2006; Cass. n. 5974 del 2004). Tale facoltà è espressamente recepita dall'ordinamento, posto che l'articolo 1, lett. I), del d.P.R. 26 agosto 1993, n. 412 prevede la possibilità per il condomino di installare un impianto termico a risparmio energetico, previo distacco dall'impianto centralizzato. Da ultimo, l'articolo 1118 c.c., come modificato dalla legge n. 220/2012, consente al condomino di distaccarsi dall'impianto centralizzato - di riscaldamento o di raffreddamento - condominiale allorché una siffatta condotta non determini notevoli squilibri di funzionamento dell'impianto stesso o aggravii di spesa per gli altri condòmini, e dell'insussistenza di tali pregiudizi quel condomino deve fornire la prova, mediante preventiva informazione corredata da documentazione tecnica, salvo che l'assemblea condominiale abbia autorizzato il distacco sulla base di una propria, autonoma valutazione del loro non verificarsi (Cass. n. 22285 del 2016). In siffatta evenienza, il condomino autorizzato a rinunciare all'uso del riscaldamento*

A seguito del distacco, tuttavia, “*il condomino [...] rimane obbligato a pagare le sole spese di conservazione di quest'ultimo - quali, ad esempio, quelle di sostituzione della caldaia -, perché l'impianto centralizzato è comunque un accessorio di proprietà comune, al quale egli potrà, in caso di ripensamento, riallacciare la propria unità immobiliare*”.

Tali spese, secondo alcuni condomini ferraresi, sarebbero comunque significative e potrebbero giungere, in virtù della suddivisione delle quote fisse del teleriscaldamento su base millesimale, anche al 20%-30% della spesa individuale del teleriscaldamento, dissuadendo il distacco individuale.

### *III.1.5.3 Ostacoli allo switching legati alla razionalità limitata dei consumatori*

**72.** La percezione da parte dei consumatori che lo switching dal TLR ad altre tecnologie di riscaldamento più efficienti energeticamente richieda un investimento iniziale troppo ingente per risultare conveniente potrebbe essere rafforzata da note “distorsioni” del comportamento dei consumatori, legate al cosiddetto “*energy efficiency paradox*” – l’incapacità dei consumatori di adottare tecnologie energeticamente più efficienti.

Come argomentato dalla letteratura teorica e dimostrato da quella empirica<sup>72</sup>, tale (apparente) paradosso nasce dalla tendenza dei consumatori a impiegare implicitamente nei propri ragionamenti tassi di sconto molto elevati, che portano a un rapido decadimento del peso dei futuri benefici apportati dalle tecnologie più efficienti, accentuando, per converso, il peso dell’investimento iniziale nel calcolo del valore attuale netto dell’investimento, facendolo risultare negativo.

Tale effetto può essere rafforzato dall’utilizzo di metodi di valutazione degli investimenti più semplici e meno accurati del valore scontato netto (per esempio il *payback period*), portando a valutare negativamente investimenti con tempi di ritorno oltre 5 anni<sup>73</sup>.

**73.** Tali distorsioni possono riguardare anche figure professionali come gli

---

*centralizzato e a distaccare le diramazioni della sua unità immobiliare dall'impianto comune rimane obbligato a pagare le sole spese di conservazione di quest'ultimo - quali, ad esempio, quelle di sostituzione della caldaia -, perché l'impianto centralizzato è comunque un accessorio di proprietà comune, al quale egli potrà, in caso di ripensamento, riallacciare la propria unità immobiliare*” (Ordinanza della Corte di Cassazione n. 26185/2023, pubblicata in data 8 settembre 2023).

<sup>72</sup> Cfr. per esempio, Burlinson, Andrew & Giulietti, Monica & Battisti, Giuliana, 2018. “*Technology adoption, consumer inattention and heuristic decision-making: Evidence from a UK district heating scheme*,” *Research Policy*, Elsevier, vol. 47(10), pages 1873-1886.

<sup>73</sup> Cfr. Giulietti et. altri, cit..

amministratori di condominio, tipicamente coinvolti nella gestione della fornitura del TLR e nelle eventuali discussioni circa la modifica del sistema di riscaldamento.

Nel fascicolo sono presenti infatti tracce di tali “distorsioni”, quali un investimento in un sistema ibrido che presentava un VAN positivo (e quindi avrebbe dovuto essere realizzato), ma che non è stato intrapreso perché l’amministrazione condominiale ha ritenuto che il tempo di ritorno decennale<sup>74</sup> sarebbe stato eccessivo.

### ***III.2. Il servizio di teleriscaldamento ferrarese***

#### ***III.2.1. Le fonti di calore***

**74.** La rete di teleriscaldamento di Ferrara, entrata in attività alla fine degli anni '80, è il risultato di un progetto di valorizzazione della risorsa geotermica come fonte primaria per una rete di TLR a dimensione urbana.

Tale progetto consiste nello sfruttamento del fluido geotermico proveniente dal bacino sotterraneo di acqua calda (100° circa) a forte contenuto salino situato in località Casaglia (FE), scoperto nell’ambito delle attività di ricerca mineraria svolte nell’area di Ferrara congiuntamente da Agip S.p.A. e Enel; il fluido, pompato verso la superficie attraverso due pozzi di prelievo, cede la propria energia termica alla rete di TLR mediante uno scambiatore posto all’inizio del termodotto che convoglia l’energia termica verso la rete di distribuzione del calore di Ferrara; il fluido è poi re-iniettato nel sottosuolo per garantire la stabilità geotecnica di quest’ultimo.

**75.** Il calore di origine geotermica è stato affiancato fin dall’inizio da caldaie di integrazione e riserva alimentate a gas naturale.

Dal 1993 la rete è alimentata anche dal calore proveniente dalla combustione dei rifiuti nel termovalorizzatore di Ferrara, di proprietà di Herambiente S.p.A.. Il nuovo termovalorizzatore è entrato in servizio nel 2017.

La tabella 2 fotografa la consistenza attuale degli impianti di generazione del calore immesso nella rete di Ferrara.

---

<sup>74</sup> Cfr. doc. 73.

**Tabella 2: Impianti della rete di Ferrara**

	Attuale proprietà impianto	Potenza termica (MW <sub>t</sub> )	Potenza elettrica (MW <sub>e</sub> )	Anno di installazione
Pozzo geotermico	RTI Hera / EGP	14		1987
Termovalorizzatore rifiuti urbani	Herambiente	30	16	2017
Caldaie di integrazione e riserva	Hera	46,5		1987
Caldaie di integrazione e riserva	Hera	42		2004
Caldaie di integrazione e riserva	Hera	19		2007-8
Caldaie di integrazione e riserva	Hera	5,2		2019

Fonte: Annuario AIRU 2023

**76.** Quanto al peso dei diversi impianti e quindi delle diverse fonti nel calore immesso nella rete, vanno rilevati la diminuzione nel tempo del ricorso alle caldaie di integrazione e riserva - che dopo essersi stabilizzato intorno al 16% del calore prodotto ha visto una nuova diminuzione nel 2022-23 e risulta essere attualmente dedicato prevalentemente alla produzione di acqua calda – e l'aumento della produzione geotermica nel 2021-23 a oltre [80-90]\* GWh contro una media di circa 65 GWh del periodo 2010-2020.

**Tabella 3: andamento del calore immesso dalle diverse fonti nella rete di Ferrara**

	2010		2013		2017		2018		2019		2020	
	GWh	%										
GEO	66,20	35	71,79	39	71,73	41	63,54	36	67,41	39	47,68	28
WTE	52,61	28	82,26	45	74,20	43	90,15	51	81,58	47	96,89	56
Gas naturale	69,58	37	28,97	16	27,42	16	21,88	12	27,83	14	27,25	16

	2021		2022		2023	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
GEO	[80-90]	44	[90-100]	53	[80-90]	55
WTE	[70-80]	39	[60-70]	39	[60-70]	40
Gas naturale	[30-40]	17	[10-20]	7	[5-10]	5

Fonti: 2010-2013: Annuari AIRU; 2017-23: doc. 38.2, doc. 51.2, doc. 81

**77.** Per quanto riguarda la fonte geotermica, nel 1983 Agip ed Enel hanno concluso con il comune di Ferrara un contratto di somministrazione in esclusiva di energia geotermica, di durata [omissis]<sup>75</sup>, prorogabile di cinque anni in cinque anni sulla base dell'andamento della domanda e delle condizioni del campo geotermico.

Nel 1984 Agip ed Enel hanno ottenuto una concessione mineraria [omissis] per lo sfruttamento dei fluidi geotermici, di cui poi sono divenute titolari ENI S.p.A. e Enel Green Power S.p.A.. Tale concessione è scaduta nel 2014 ed è

\* Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.

<sup>75</sup> Decorrente dall'avverarsi di una serie di condizioni relative al reperimento dei fondi necessari per la costruzione della rete di teleriscaldamento.

stata prorogata dalle competenti autorità della Regione Emilia-Romagna fino al luglio 2018.

La gara per la riassegnazione della concessione è stata aggiudicata nel 2017 al RTI costituito da Enel Green Power Italia S.p.A. (di seguito, “EGPI”) e Hera S.p.A. per la durata di *[maggiore di 20]* anni. Nel RTI Hera svolge il ruolo di mandante e si occupa della gestione delle stazioni di cessione del calore e delle reti di trasporto del fluido, mentre EGPI è impresa mandataria e assume il ruolo di Operatore minerario.

Gli accordi tra i soci dell’ATI prevedono che il prezzo di cessione del calore sia basato sui costi di estrazione del fluido geotermico e sul rendimento del capitale da garantire ai soci.

**78.** Il termovalorizzatore di Herambiente produce energia termica che può essere impiegata per la produzione di energia elettrica o “spillata” e immessa nella rete di teleriscaldamento.

Un contratto *intercompany* stabilisce che il prezzo di cessione del calore sia pari al prezzo di cessione alla rete dell’energia elettrica non prodotta.

### *III.2.2. Assetto proprietario e industriale*

**79.** L’assetto della rete di teleriscaldamento di Ferrara è quello di una rete verticalmente integrata: il calore è prodotto da impianti gestiti da società del gruppo Hera o congiuntamente controllate da tale gruppo ed è distribuito e venduto agli utenti della rete di Ferrara in condizioni di monopolio da Hera S.p.A.

### *III.2.3. La domanda*

**80.** Nell’ottobre 2023<sup>76</sup> la rete del teleriscaldamento di Ferrara serviva *[1.500-2.000]* punti di fornitura, con un’utenza costituita in larga parte da realtà residenziali. Queste ultime rappresentano, infatti, circa il 55% del totale dei consumi della rete, arrivando a servire il 25% circa del totale delle utenze domestiche ferraresi, con la parte restante dei consumi suddivisa tra clienti istituzionali (35%) e aziende (10%). Il 90% circa del consumo relativo a realtà residenziali è sotteso a utenze di tipo condominiale.

---

<sup>76</sup> Cfr. doc. 50.

### ***III.3. Le condotte contestate***

**81.** I comportamenti oggetto di accertamento riguardano le condotte tenute da Hera nella fissazione del prezzo del calore fornito attraverso la rete di teleriscaldamento di Ferrara nel periodo gennaio 2021 - dicembre 2023, nonché le condotte tenute da Herambiente e da Hera nella determinazione del prezzo di trasferimento del calore “spillato” dal termovalorizzatore di Ferrara.

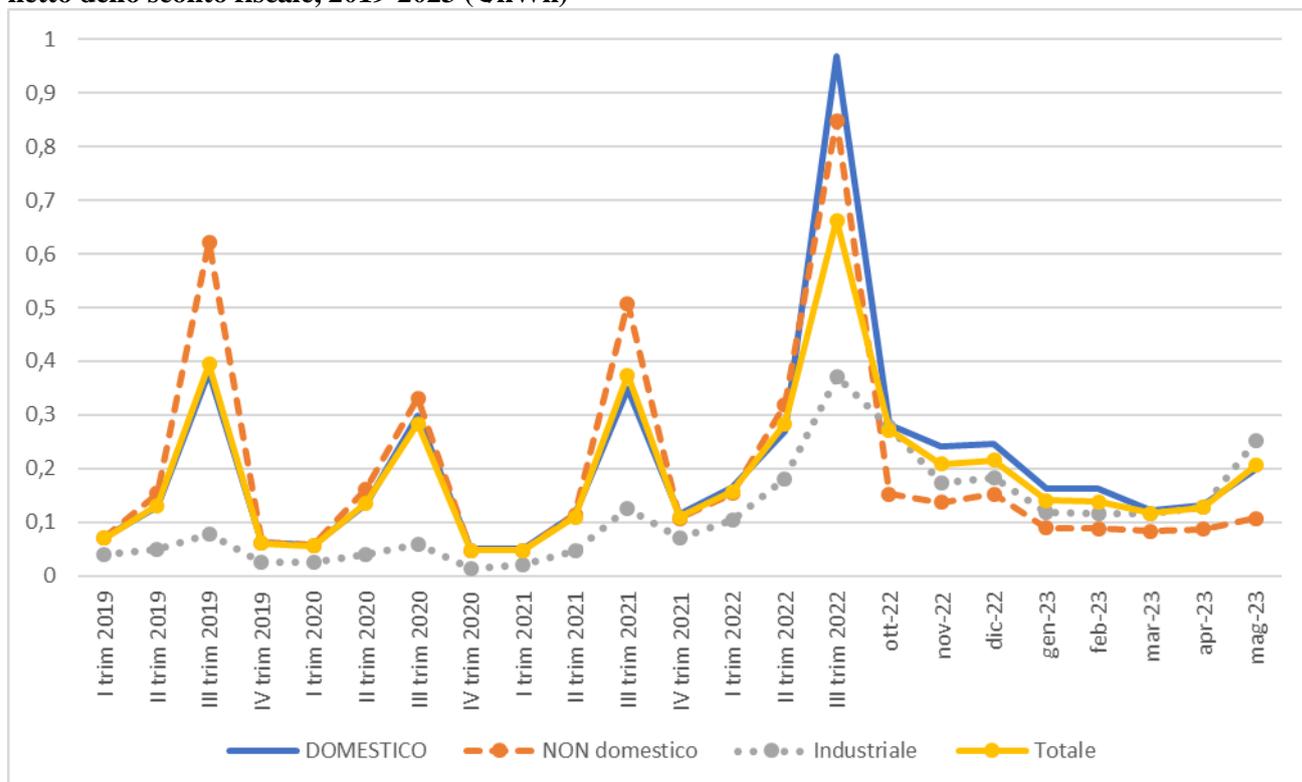
**82.** Nel seguito quindi (i) verranno descritte le modalità di definizione del prezzo del calore per la rete di Ferrara e ne verrà confrontato l’andamento sia con quello delle altre reti di TLR gestite da Hera, sia con un benchmark costituito dal prezzo del riscaldamento a gas; (ii) verranno descritti i costi di approvvigionamento del calore; (iii) si descriveranno i costi sostenuti da Hera, (iv) si confronteranno ricavi e costi di Herambiente. In considerazione degli standard probatori definiti dalla giurisprudenza in tema di prezzi ingiustificatamente gravosi, (v) si individueranno il capitale investito e il suo rendimento, (vi) si confronteranno ricavi e costi di Hera e (vii) si descriveranno gli elementi per la valutazione della c.d. iniquità.

#### ***III.3.1. Andamento del prezzo medio del calore da TLR a Ferrara***

**83.** La figura 2 seguente mostra l’andamento del prezzo medio del servizio di teleriscaldamento offerto da Hera a Ferrara, per diverse categorie di utenti, *al netto* dello sconto fiscale. L’andamento stagionale riflette il fatto che nei periodi di minore domanda (in particolare il terzo trimestre) le quote fisse pesano maggiormente, determinando un innalzamento del prezzo medio.

La figura mette in luce il forte aumento delle tariffe nel corso del 2022 in particolare per gli utenti domestici, che a partire dal terzo trimestre 2022 diventano la tipologia con il prezzo medio più elevato.

**Figura 2: prezzo medio del calore fornito attraverso il teleriscaldamento, IVA inclusa e al netto dello sconto fiscale, 2019-2023 (€/kWh)**



Fonte: elaborazioni su doc. 81.1

**84.** La tabella 4 fornisce un confronto sintetico tra l’andamento del ricavo medio di Hera (al netto dell’IVA e al lordo dello sconto fiscale) e il costo medio di approvvigionamento del calore e con il costo medio totale (calcolato con e senza<sup>77</sup> l’“effetto coperture”, cioè l’impatto della quota allocata alla rete di Ferrara delle perdite sugli strumenti di copertura acquistati realizzate dalla Divisione Teleriscaldamento (cfr. *infra* sez. III.3.12)). Tutti sono calcolati sulla base delle quantità vendute.

<sup>77</sup> Dal doc. 58 emerge che l’importo degli “altri costi operativi” comunicato nel doc. 8 includeva le perdite sulle coperture, mentre il doc. 28 ISP-FE (slide 4) testimonia che le perdite considerate nel giugno 2023 nell’aggiornamento del Piano Industriale 2023-2026 sono state valutate “in linea con quanto comunicato ad AGCM” nel doc. 8. Le perdite sulle coperture nel doc. 28 ISP-FE sono pari a [omissis] euro, come nel doc. 15 ISP-FE. Perciò, ai fini dell’utilizzo dei dati di cui al doc. 8, l’importo di tali perdite è stato fatto pari a [omissis] euro, come nei citati docc. 28 e 15 ISP-FE. Esso è stato attribuito per il [omissis] % ai primi tre trimestri, sulla base della distribuzione delle coperture relative al prezzo del gas naturale riportata nel doc. 139 ISP-FE. I costi totali “senza coperture” sono stati stimati sottraendo dagli “altri costi operativi” comunicati nel doc. 8 l’importo delle coperture così stimato.

**Tabella 4: andamento ricavo medio e costi medi, margine e mark-up 2019-2023 (€/MWh)**

(€/MWh)	2019	2020	2021	I-III 2022	IV 2022	I sem 2023
Costo medio calore venduto	[50-60]	[40-50]	[40-50]	[60-70]	[60-70]	[80-90]
Costo totale medio sul venduto	[80-90]	[70-80]	[80-90]	[120-140]	[160-180]	[90-100]
Costo totale medio netto coperture	[80-90]	[70-80]	[70-80]	[100-120]	[120-140]	[90-100]
Ricavo medio	[110-120]	[90-100]	[110-120]	[210-220]	[230-240]	[170-180]
Mark-up sul costo del calore	[80-90]%	[120-130]%	[190-200]%	[230-240]%	[280-290]%	[110-120]%
Margine (al netto delle coperture) sui ricavi (ROS)	[10-20]%	[20-30]%	[30-40]%	[50-60]%	[40-50]%	[40-50]%
Margine (al lordo delle coperture) sui ricavi (ROS)	[10-20]%	[20-30]%	[20-30]%	[40-50]%	[20-30]%	[40-50]%

Fonte: doc. 58 e doc. 81 per le quantità vendute e i ricavi; doc. 83 per i costi 2019-2020; doc. 8, doc. 38 per i costi 2021-2023 e i ricavi 2023.

**85.** Il ricavo medio, dopo una riduzione nel 2020, nel 2021 oltrepassa il livello del 2019 e cresce velocemente nel 2022, superando i 230 €/MWh; nel primo semestre 2023 il ricavo medio, pur riducendosi rispetto al 2022, si mantiene del 50% più elevato che nel 2021.

Il ricavo medio risulta sempre largamente superiore al costo medio di approvvigionamento del calore venduto<sup>78</sup>, ma nel 2021-22 il *mark-up* applicato si mantiene tra il 190% e il 290%, circa il doppio di quello del 2019-2020 e del 2023. Il ricavo medio si mantiene superiore al costo medio totale<sup>79</sup> al netto delle coperture almeno del 70% nel 2022-23, a fronte del 24%-34% circa del periodo precedente.

Il margine dei ricavi sul costo totale (al netto delle coperture), calcolato in proporzione delle vendite (c.d. return on sales - ROS<sup>80</sup>) aumenta costantemente dal 2019 al 2020 (oltre 6 p.p., indicando che il ricavo medio si è ridotto meno dei costi nel 2020, contrariamente a quanto suggerito dalle Parti nelle proprie memorie) e dal 2020 al 2021 (quasi 8 p.p. in più), e aumenta decisamente nel 2022, mantenendosi superiore al 40% nel 2022-23, con una punta di quasi il [50-60]% nei primi tre trimestri del 2022.

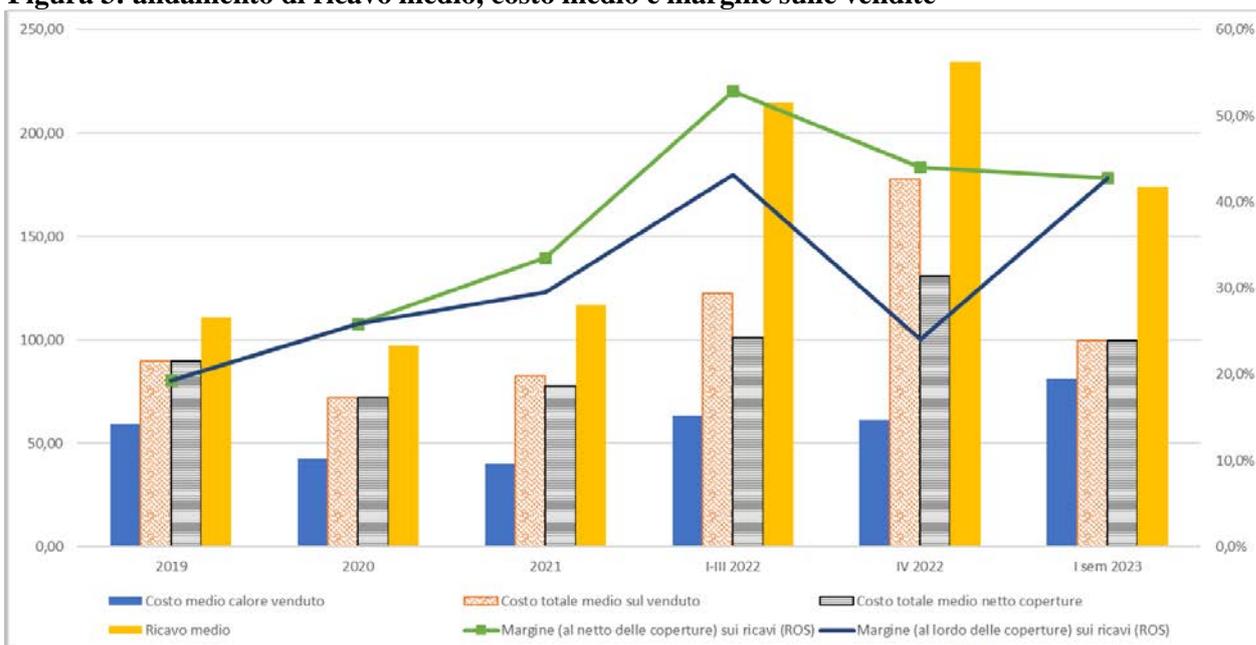
**86.** La figura 3 rappresenta graficamente gli andamenti riportati nella tabella 4, evidenziando l'impatto delle coperture sul costo medio totale e, soprattutto, la sproporzione tra l'incremento del ricavo medio e quello, assai più modesto, del costo di approvvigionamento del calore.

<sup>78</sup> La riduzione del costo medio del calore venduto nel IV trimestre 2022 è frutto di minori perdite di rete in questo trimestre rispetto al resto dell'anno. Il costo medio calcolato sul calore *impresso* in rete aumenta leggermente da [40-50] €/MWh a [40-50] €/MWh.

<sup>79</sup> Comprensivo dei costi di approvvigionamento calore ed energia elettrica, altre spese operative, personale, ammortamenti e costi indiretti.

<sup>80</sup> Il ROS è quindi calcolato pressappoco come EBIT/Ricavi, dato che nei costi totali sono stati inclusi gli ammortamenti.

**Figura 3: andamento di ricavo medio, costo medio e margine sulle vendite**



N.B.: scala a sinistra: ricavo e costo medio, €/MWh; scala a destra: margine, valori percentuali

**87.** Si nota immediatamente come il ricavo medio sia sempre largamente superiore al costo medio del calore (il *mark-up* medio è del 250%) e al costo medio totale, sia al lordo che al netto (cioè, sottraendole al costo totale) delle coperture. L'inclusione o meno delle coperture modifica sensibilmente il costo totale medio nel 2021 e soprattutto nel 2022: la redditività delle vendite aumenta fino al terzo trimestre 2022 e si riduce nel quarto trimestre, per l'operare congiunto dell'aumento dei costi operativi<sup>81</sup> e della riforma tariffaria dell'Addendum, ma in misura molto maggiore se si considerano le ingenti perdite sulle coperture allocate da Hera alla rete di Ferrara. Nel primo semestre 2023 il ROS al netto dell'effetto delle coperture si riduce leggermente, pur mantenendosi ben al di sopra dei valori del 2019-2021, mentre il ROS calcolato includendo tale effetto aumenta significativamente, dato l'effetto quasi neutro delle coperture nel 2023.

### ***III.3.2. La regolamentazione del servizio di teleriscaldamento e dei prezzi a Ferrara***

**88.** Il servizio di teleriscaldamento e la gestione della rete sono stati inizialmente effettuati dalle società in-house del Comune di Ferrara, AMGA e

<sup>81</sup> Nel trimestre pesano proporzionalmente di più i costi operativi dovuti ai pompaggi del calore richiesto nel picco di dicembre, che sono pagati ad un costo unitario più elevato a causa dell'aumento del PUN rispetto all'inizio dell'anno.

poi Agea S.p.A., sulla base di Convenzioni con il Comune relative a tutti i vettori energetici.

Il contratto di servizio per l'affidamento dei servizi energetici del Comune di Ferrara sottoscritto il 17 settembre 2002 tra il Comune e Agea, avente a oggetto *“la gestione del servizio di distribuzione dei vettori energetici per ogni settore di utilizzo”*, stabiliva (articolo 16) che le *“tariffe di erogazione del teleriscaldamento [sarebbero state] fissate [da Hera] in conformità al Regolamento per la Distribuzione Calore”* allegato al Contratto di servizio del 2001 e stabiliva il principio che *“la gestione del servizio [...] deve svolgersi in condizioni che consentano almeno il conseguimento dell'equilibrio economico, comprensivo del recupero degli investimenti e di un adeguato margine di redditività”*<sup>82</sup>.

**89.** A seguito del conferimento del ramo d'azienda relativo al servizio di TLR ad Agea da parte del Comune di Ferrara e della fusione per incorporazione di Agea in Hera S.p.A., a partire dal luglio 2004 Hera è subentrata nella proprietà della rete di teleriscaldamento e in tutti i rapporti con il Comune di Ferrara, tra cui il suddetto contratto di servizio.

**90.** Nel 2018 Hera ha sottoscritto con il Comune la *“Convenzione relativa al servizio di teleriscaldamento nel Comune di Ferrara”* (*“Convenzione 2018”*), di durata pari a 12 anni (ossia, fino al 2030), avente a oggetto la gestione, da parte di Hera, del servizio di TLR nel territorio comunale e il futuro sviluppo della stessa nel territorio di Ferrara.

La Convenzione 2018 prevede (artt. 4.1 e 4.2) che Hera possa liberamente, nel rispetto della normativa vigente, definire il contenuto delle condizioni di contratto applicabili ai propri clienti, nonché l'importo e le modalità di calcolo dei corrispettivi (inclusi i costi di allacciamento alla rete), fermo restando l'impegno della società a illustrare al Comune le offerte e le condizioni di volta in volta vigenti in occasione di incontri periodici di informazione e l'impegno ad applicare sconti/agevolazioni previsti dalla normativa in relazione all'uso di fonti rinnovabili nella produzione di calore<sup>83</sup>.

La medesima Convenzione ha fissato in un milione di euro il canone di concessione annuale del servizio a carico di Hera.

**91.** L'estraneità del Comune di Ferrara al processo di determinazione delle

---

<sup>82</sup> Il testo della Convenzione del 2002 è stato fornito da Hera S.p.A. nel corso di IC46.

<sup>83</sup> Cfr. doc. 37 ISP BO. L'articolo 4.2 stabilisce che *“[...] Resta comunque espressamente inteso tra le Parti che le condizioni del servizio di fornitura calore da teleriscaldamento agli utenti sarà regolato dalle condizioni di contratto (incluse le condizioni economiche) stabilite [da Hera] e proposte ai clienti del servizio nel rispetto della normativa di volta in volta applicabile”*.

tariffe da parte di Hera appare confermata<sup>84</sup> da una richiesta di informazioni inviata via PEC dal Servizio Edilizia - U.O. Energia del Comune di Ferrara a Hera, in cui – in preparazione di un incontro che si sarebbe dovuto tenere il 17/11/2021 sul servizio di teleriscaldamento - si chiedevano: “1) *attuale formula tariffaria adottata ed eventuali sue modifiche dal 2007 a oggi*; 2) *copia delle condizioni generali di contratto applicate attualmente*; 3) *criterio per la determinazione del contributo di allacciamento utilizzato*; 4) *composizione attuale del mix energetico immesso in rete*”.

**92.** La Convenzione 2018 è stata modificata nel 2022 da un “Addendum”, che ha introdotto a partire dall’ottobre 2022 una specifica modalità di determinazione del prezzo del calore, ha prorogato la durata della Convenzione al 2040 e dimezzato il canone annuale dovuto da Hera a partire dal 1° gennaio 2025.

**93.** L’Addendum ricorda nelle Premesse (punto c)) che i corrispettivi applicati alla generalità dei clienti finali per il TLR (c.d. “Listino Prezzi” del servizio di teleriscaldamento) “*sono oggi definiti e aggiornati da Hera S.p.A. sulla base del costo del gas naturale*” e rileva che “*la turbolenza sui mercati energetici degli ultimi 12 mesi ha comportato una crescita significativa dei prezzi del gas e, conseguentemente, delle tariffe del teleriscaldamento*” (punto d) delle Premesse). Perciò, secondo le Premesse dell’Addendum, il Comune di Ferrara e Hera si sono incontrate per individuare misure di mitigazione degli impatti della turbolenza dei mercati, che tenessero in considerazione che la rete di TLR ferrarese è alimentata anche dalla fonte geotermica, in misura storicamente pari al 40%.

A esito di tali incontri, il Comune di Ferrara e Hera “*hanno concordato di introdurre, all’interno dell’attuale modalità di determinazione e aggiornamento del prezzo, una componente fissa, non direttamente correlata all’andamento del gas naturale, che affiancherà le componenti legate all’andamento del gas in tutela dell’attuale schema tariffario, con l’obiettivo di rendere quota parte del prezzo finale (quella avente come sottostante la fonte geotermica) non più legata al gas, nonché considerare in tale componente fissa i costi delle coperture prospettive già poste in essere per l’ultimo trimestre dell’anno 2022* (punto e) delle Premesse).

**94.** L’Addendum ha quindi modificato l’articolo 4 della Convenzione 2018. Il nuovo articolo 4 ribadisce al comma 1 che Hera potrà “*liberamente [...] definire il contenuto delle condizioni di contratto applicabili ai propri clienti*

---

<sup>84</sup> Cfr. doc. 98 ISP-FE.

*nonché l'importo e le modalità di calcolo dei corrispettivi di allacciamento alla rete e dei corrispettivi di fornitura dell'energia termica", ma "fatto salvo quanto previsto al successivo comma 4.2".*

L'articolo 4.2 stabilisce che il corrispettivo di fornitura dell'energia termica sarà determinato come media ponderata tra il "Listino Prezzi" del servizio di TLR del Comune di Ferrara, "definito e aggiornato da Hera S.p.A. sulla base del costo del gas naturale previsto da ARERA per il servizio di tutela" e un prezzo fisso per la quota di energia geotermica. Quest'ultimo è fatto pari a 155 €/MWh per il periodo 1/10/22 – 31/12/2024 e a 149 €/MWh a partire dal 1/1/2025 e fino al termine della Convenzione. I pesi sono costituiti dalle quantità di calore di fonte geotermica e non immessi in rete nell'anno, determinati a consuntivo.

**95.** Ulteriori modifiche alle modalità di determinazione del prezzo del calore sono state apportate nell'ottobre 2023 dall'Atto integrativo alla "Convenzione relativa al servizio di teleriscaldamento nel comune di Ferrara" del 31/7/2018, così come modificata dall'Addendum del 27/10/2022, sottoscritto da Hera e dal Comune di Ferrara il 30 ottobre 2022, ha stabilito che, dal 1/10/2023, che ha abbandonato il prezzo fisso per la componente geotermica e ha introdotto un *cap* al prezzo della stessa basato sul prezzo della materia prima gas.

**96.** L'Atto integrativo è stato applicato per l'ultimo trimestre 2023, essendo poi entrata in vigore la regolamentazione transitoria di ARERA.

### ***III.3.3. L'articolazione tariffaria***

#### ***III.3.3.1 Listino e tariffe "base"***

**97.** Le tariffe praticate da Hera per il servizio di TLR hanno diverse articolazioni, basate sulla dimensione dell'utente (in termini di consumo e potenza) e sul tipo di utilizzo del calore (domestico, non domestico e industriale).

Le tariffe sono calcolate secondo una metodologia comune a tutte le reti di teleriscaldamento di Hera, basata sul principio del costo evitato nel caso delle tariffe monomia e binomia oppure su un prezzo base aggiornato sulla base delle quotazioni all'ingrosso del gas (tariffa TLR condominio Hera). Tale metodologia comune porta a definire un "Listino prezzi" per le tariffe monomia e binomia e il prezzo per le altre offerte standardizzate (come la citata tariffa TLR condominio Hera) allo stesso modo per tutte le reti e località.

Tutti gli utenti del servizio di teleriscaldamento di Hera, quindi, a prescindere dalla localizzazione della rete cui sono allacciati, pagheranno il calore allo stesso modo e sostanzialmente nella stessa misura (se non per leggere differenze nella quantificazione di alcuni parametri tecnici).

L'unica eccezione è quella di Ferrara, dove dall'ottobre 2022 viene applicata una tariffa diversificata in ragione della quota di calore di fonte geotermica immesso nella rete (cfr. *infra*).

Nel seguito il Listino prezzi” e le tariffe definite sulla base di questa metodologia comune saranno indicati come listini o tariffe “base”.

**98.** Gli utenti ferraresi si distribuiscono tra le diverse tariffe in modo differente a seconda che si guardi al numero di contratti o ai consumi. Ciò perché per Hera una “utenza” corrisponde a uno “scambiatore” e nei condomini allo scambiatore corrispondono molti consumatori. La distribuzione nel 2022 è riportata nella tabella 5.

**Tabella 5: distribuzione consumi e numero di contratti per tipologia di tariffa, 2022**

	MWh	peso	Contratti	peso
Monomia domestici	[omissis]	3,8%	[omissis]	55,3%
Binomia domestici	[omissis]	22,1%	[omissis]	9,6%
TLR condominio Hera	[omissis]	27,2%	[omissis]	11,5%
Nuovo TLR Hera	[omissis]	0,2%	[omissis]	3,6%
Binomia non domestici	[omissis]	36,7%	[omissis]	12,6%
Binomia industriale	[omissis]	5,7%	[omissis]	1,6%
Monomia non domestici	[omissis]	0,6%	[omissis]	5,5%
S. Anna	[omissis]	3,5%	[omissis]	0,4%

Fonte: elaborazioni su doc. 97 ISP-FE

**99.** Poco più del 50% dei consumi è attribuibile a utenze domestiche, che rappresentano tuttavia circa l'80% dei contratti.

Tra le utenze domestiche, il 69% dei contratti si riferisce a utenze individuali o piccoli condomini a tariffa monomia, che tuttavia rappresentano soltanto il 7% circa dei consumi. Il resto dei consumi e dei contratti si riferisce a utenze condominiali.

**100.** La formula tariffaria monomia (ossia costituita da un'unica componente) utilizzata da Hera dipende linearmente (in ragione di un parametro fisso uguale per tutte le reti di TLR di Hera, relativo ai costi di trasformazione energetica dei servizi di teleriscaldamento) dal prezzo medio unitario complessivo del gas per un utente del servizio di tutela con consumi pari a 1500 mc/anno, che include la spesa per la materia gas, la spesa per il trasporto e la gestione del contatore, spesa per gli oneri di sistema, le accise a uso civile, le addizionali

regionali<sup>85</sup>.

Tale tariffa fino al terzo trimestre 2022 è stata aggiornata trimestralmente a seguito delle variazioni trimestrali della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale (CMEM, basata sull'indice PFOR<sup>86</sup>) e delle altre componenti regolate.

A partire dal mese di ottobre 2022, a seguito delle modifiche nella determinazione della componente materia prima introdotte dalla delibera 374/22 di ARERA, la tariffa è aggiornata mensilmente sulla base delle variazioni mensili delle componenti regolate. In particolare, da ottobre 2022 la componente CMEMm è pari alla media mensile del prezzo giornaliero all'ingrosso registrato al *PSV (day ahead)*.

**101.** La tariffa binomia domestica è articolata in una componente variabile con la quantità di calore consumato (quota variabile) e in una componente basata sulla potenza impegnata (misurata in kW).

La quota variabile è articolata a sua volta in scaglioni di consumo, corrispondenti a quelli utilizzati da ARERA nella definizione del prezzo regolato del gas naturale nel servizio di tutela. All'interno di ciascuno scaglione, la tariffa è pari al prezzo medio unitario complessivo del gas per un utente del servizio di tutela con quei consumi (che include la spesa per la materia gas, la spesa per il trasporto e la gestione del contatore, spesa per gli oneri di sistema, le accise a uso civile, le addizionali regionali) moltiplicato per un coefficiente uguale per tutte le reti di TLR e più basso per i primi due scaglioni.

Anche la quota potenza dipende dal prezzo del gas: essa è fatta pari al prezzo unitario variabile del gas per il 4° scaglione di consumo (che include la spesa per la materia gas, la spesa per il trasporto e la gestione del contatore, la spesa per gli oneri di sistema, le accise a uso civile, le addizionali regionali) moltiplicato per un coefficiente relativo ai costi di trasformazione energetica del servizio TLR uguale per tutte le reti.

L'aggiornamento anche in questo caso è stato trimestrale fino al terzo trimestre 2022 ed è mensile dall'ottobre 2022.

**102.** La tariffa denominata “Teleriscaldamento condominio Hera” ha anch'essa una struttura binomia.

---

<sup>85</sup> Cfr. doc. 5.2. Le componenti tariffarie considerate per le diverse tipologie di clienti sono quelle previste dalla regolamentazione dell'ARERA (RTDG, RTTG, TIVG).

<sup>86</sup> PFOR,t, espresso in euro/GJ, a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo, pari alla media aritmetica delle quotazioni forward trimestrali OTC relative al trimestre t-esimo del gas, presso l'hub TTF, rilevate, con decorrenza dall'anno termico 2014 - 2015, da ICIS-Heren con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre t-esimo.

La componente prezzo del calore è calcolata facendo evolvere in modo sincronico un prezzo base (0,0745 euro/kWh) secondo la metà della variazione percentuale dell'indice PFOR (anch'esso relativo al prezzo del gas naturale) rispetto al valore assunto da tale indicatore nel periodo base<sup>87</sup>.

Questa tariffa è aggiornata trimestralmente. Fino al terzo trimestre 2022, è stata aggiornata sulla base della pubblicazione dell'indice PFOR da parte di ARERA. In seguito, sulla base degli indici pubblicati da *Thomson Reuters*.

### *III.3.3.2 Le modifiche introdotte dall'Addendum*

**103.** A partire dal mese di ottobre 2022 le modalità di calcolo del prezzo del calore nella città di Ferrara sono state modificate, a seguito dell'entrata in vigore dell'Addendum alla Convenzione tra Hera e il Comune di Ferrara.

A seguito di tale modifica, alla quota dei consumi corrispondente alla quota di energia termica immessa nella rete proveniente da fonte geotermica viene applicato un prezzo fisso pari a 155 €/MWh (0,155 €/kWh) nel periodo 1/10/22 - 31/12/24 e a 149 €/MWh (0,149 €/kWh) a decorrere dal 1/1/25 sino al termine della Convenzione.

Pertanto, per tutti gli utenti del territorio di Ferrara serviti a tariffa monomia o binomia il prezzo del calore viene calcolato come media ponderata tra il "Listino prezzi" del servizio di TLR di Ferrara, composto dalle tipologie tariffarie monomie e binomie (il listino "base" calcolato come descritto in precedenza), e il prezzo del calore da fonte geotermica, con il peso pari alla quota rappresentata da quest'ultima sul totale del calore immesso in rete nell'anno<sup>88</sup>. Nel corso dell'anno viene utilizzato in acconto la quota registrata a consuntivo nell'anno precedente. Alla fine dell'anno gli importi pagati sono poi conguagliati utilizzando la quota a consuntivo dell'anno appena trascorso.

L'articolo 4.2 dell'Addendum precisa che tale modalità di calcolo del prezzo del calore "sarà altresì applicata alle tariffe diverse dal "Listino Prezzi" (c.d. prezzi "personalizzati"), recependo opportunamente le eventuali specificità di ciascuna". Essa perciò si applica anche alla tariffa TLR Condominio Hera.

**104.** Per quanto riguarda invece la quota potenza delle tariffe binomie, questa verrà calcolata moltiplicando la quota potenza del "Listino prezzi" per la quota rappresentata dal calore di origine non geotermica. Di fatto, nel nuovo regime

---

$$P_t = P_0 * [1 + 50\% \left( \frac{PFOR_t - PFOR_0}{PFOR_0} \right)]$$

<sup>87</sup> La formula, in tal caso, è pari a

<sup>88</sup> Nel caso delle tariffe binomie, la media ponderata viene effettuata scaglione per scaglione.

la quota potenza effettivamente pagata dagli utenti sarà tanto minore quanto maggiore la quota di energia termica di fonte geotermica.

### *III.3.3.3: le modifiche introdotte dall'Atto integrativo all'Addendum*

**105.** L'Atto integrativo alla "Convenzione relativa al servizio di teleriscaldamento nel comune di Ferrara" del 31/7/2018, così come modificata dall'Addendum del 27/10/2022, sottoscritto da Hera e dal Comune di Ferrara il 30 ottobre 2022, ha stabilito che, dal 1/10/2023 fino alla data di efficacia della regolazione tariffaria di ARERA (coincidente con l'inizio dell'eventuale periodo transitorio) alla componente non geotermica sarà applicato il "Listino Prezzi" del servizio di teleriscaldamento per il Comune di Ferrara definito da Hera, mentre per quanto riguarda la componente geotermica:

(i) se la componente CMEM definita da ARERA è  $\leq 0,45$  €/Smc (o 0,042056 €/kWh) con riferimento a una PCS di 0,03852 GJ/Sm): alla componente geotermica sarà applicato il "Listino Prezzi" del servizio di teleriscaldamento per il Comune di Ferrara, con uno sconto pari a 0,005 €/kWh sul corrispettivo "prezzo del calore"; la quota potenza verrà interamente valorizzata al "Listino Prezzi" suddetto;

(ii) se la componente CMEM definita da ARERA è  $> 0,45$  €/Smc (o 0,042056 €/kWh) con riferimento a una PCS di 0,03852 GJ/Smc: alla componente geotermica sarà applicato il "Listino Prezzi", "secondo il valore assunto, per ciascuna componente tariffaria (prezzo del calore e quota potenza) in corrispondenza di un valore di CMEM pari a 0,45 €/Smc e con successivo sconto pari a 0,005 €/kWh sul corrispettivo "prezzo del calore"".

**106.** Tali regole si applicano alle tipologie tariffarie monomia domestica, monomia non domestica, binomia domestica, binomia non domestica e binomia industriale.

Nel caso di contratti di fornitura "personalizzati", agli stessi verranno applicati i corrispettivi economici di fornitura previsti dal contratto, "modificati in modo opportuno al fine di recepire la formula generale sopra descritta e comunque in modo da preservare le eventuali specificità di ciascuno".

### *III.3.4. Confronti con il prezzo del riscaldamento a gas metano*

**107.** Il riscaldamento a gas metano è il benchmark della tariffa basata sul costo evitato del riscaldamento a gas naturale e un punto di riferimento per le tariffe indicizzate al prezzo del gas naturale. I segnalanti hanno rappresentato come

il prezzo del teleriscaldamento sarebbe stato assai più alto del costo del riscaldamento a gas nel periodo 2021-22 e anche nel 2023.

L'entità dell'eventuale divario tra il prezzo del teleriscaldamento e il costo del riscaldamento a gas metano, a parità di consumi, rileva anche nell'analisi dell'eccessività dei prezzi praticati da Hera a Ferrara.

Nelle sezioni seguenti si effettuerà quindi tale confronto, mettendo in luce il ruolo delle differenze nelle imposte dirette, dello sconto fiscale e dei costi di gestione e ammortamento delle caldaie a gas.

#### *III.3.4.1 Questioni metodologiche*

**108.** L'esistenza di diverse formule tariffarie per il teleriscaldamento e la loro articolazione per scaglioni, così come la stessa articolazione per scaglioni della tariffa per i servizi di distribuzione del gas e altre componenti di prezzo, rendono impossibile effettuare un confronto tra "prezzi medi" senza fare riferimento a situazioni specifiche.

La formula tariffaria più diffusa, in termini di numero di utenze (contratti) è la tariffa monomia. In termini di consumi, tuttavia, prevalgono le utenze condominiali, dove i contratti principali sono 2: la tariffa binomia e l'offerta per i condomini indicizzata al prezzo all'indice PFOR del prezzo all'ingrosso del gas. Queste tre tariffe rappresentano la quasi totalità dei consumi e delle utenze domestiche ferraresi.

Nel seguito perciò verranno esaminati separatamente gli andamenti delle suddette tariffe, confrontandoli con un appropriato benchmark del prezzo del riscaldamento a gas.

**109.** Nella costruzione di tale benchmark occorre tener conto del fatto che nel riscaldamento a gas naturale sono a carico dell'utente le spese di gestione e manutenzione ordinaria della caldaia.

Tali spese, come riconosciuto anche da ARERA nell'Indagine Conoscitiva sul teleriscaldamento e nella definizione del Metodo Tariffario transitorio e come sostenuto da sempre da Hera e dagli altri operatori del teleriscaldamento, devono essere aggiunte al costo del gas naturale.

Nel seguito si aderirà a questa impostazione, al fine di effettuare un confronto omogeneo, come peraltro ritenuto corretto dalla stessa Hera nelle sue memorie.

**110.** Più controversa appare invece l'inclusione o meno nel costo del riscaldamento a gas delle quote di ammortamento della caldaia.

Hera ha sempre effettuato i confronti di convenienza relativa tra le due

tecnologie di riscaldamento includendo tali quote di ammortamento<sup>89</sup>, in quanto tale inclusione permetterebbe di tener conto del fatto che la caldaia va periodicamente sostituita. La medesima posizione è stata sostenuta anche da altri operatori nel corso della consultazione sul metodo tariffario transitorio<sup>90</sup>. ARERA ha invece ritenuto che non sia corretto includere tali quote di ammortamento nel calcolo dei costi differenziali da sostenere in caso di riscaldamento a gas naturale perché il loro ammontare sarebbe sostanzialmente paragonabile a quello dello scambiatore installato dal fornitore del TLR<sup>91</sup>.

In realtà, Hera si accolla il costo dello scambiatore<sup>92</sup>, e il contributo di allacciamento è chiaramente inferiore al costo della caldaia<sup>93</sup>. D'altro canto, appare opportuno tener conto di un "costo d'uso" della caldaia, che può essere per semplicità fatto pari all'ammortamento.

Nel seguito, in un'ottica favorevole alla Parte, i confronti verranno generalmente effettuati includendo le quote di ammortamento ed evidenziando l'impatto di tale inclusione, qualora rilevante.

**111.** Infine, un fattore non secondario è il rendimento stagionale medio della caldaia. Hera considera un rendimento dell'80%, mentre ARERA nel calcolo del "costo evitato" nel Metodo tariffario transitorio ha fatto riferimento al 90%, cioè al rendimento minimo delle caldaie a condensazione<sup>94</sup>.

Nel seguito il confronto verrà effettuato utilizzando un rendimento stagionale medio dell'80% nel "caso base" e considerando l'impatto di una caldaia più efficiente con rendimento medio stagionale del 90%.

**112.** Il costo del riscaldamento a gas per ciascun scaglione verrà quindi calcolato secondo la formula:

$$[(860 * PV / (PCI * \eta) + \text{accise}) * (1 + IVA)] + \text{costo di gestione.}$$

Dove PV è il prezzo del gas (€/Smc al PCS di Ferrara) per quel particolare scaglione secondo le condizioni di tutela dell'ARERA, 860 è un fattore di conversione da kcal a kWh,  $\eta$  è il rendimento medio stagionale, PCI è pari a 8250 kcal/Smc.

---

<sup>89</sup> Cfr. per esempio i docc. 2, 53, 64, 88 ISP-FE, nonché il doc. 76 e la presentazione disponibile in rete all'indirizzo

[https://old.comune.fe.it/3503/attach/superuser/docs/tlr\\_ferrara\\_geotermia3incontro.pdf](https://old.comune.fe.it/3503/attach/superuser/docs/tlr_ferrara_geotermia3incontro.pdf).

<sup>90</sup> Cfr. DCO 546/2023, §. 5.5.

<sup>91</sup> Cfr. DCO 546/2023, §. 5.6.

<sup>92</sup> L'articolo 16.3 delle Condizioni generali di contratto per la fornitura di calore da teleriscaldamento afferma che "La sottocentrale di utenza [cioè lo scambiatore di calore] [...] rimane di proprietà del Fornitore che ne assume anche gli oneri di manutenzione e sostituzione, anche parziale, di componenti non più funzionali".

<sup>93</sup> Cfr. Per esempio doc. 53 ISP-FE.

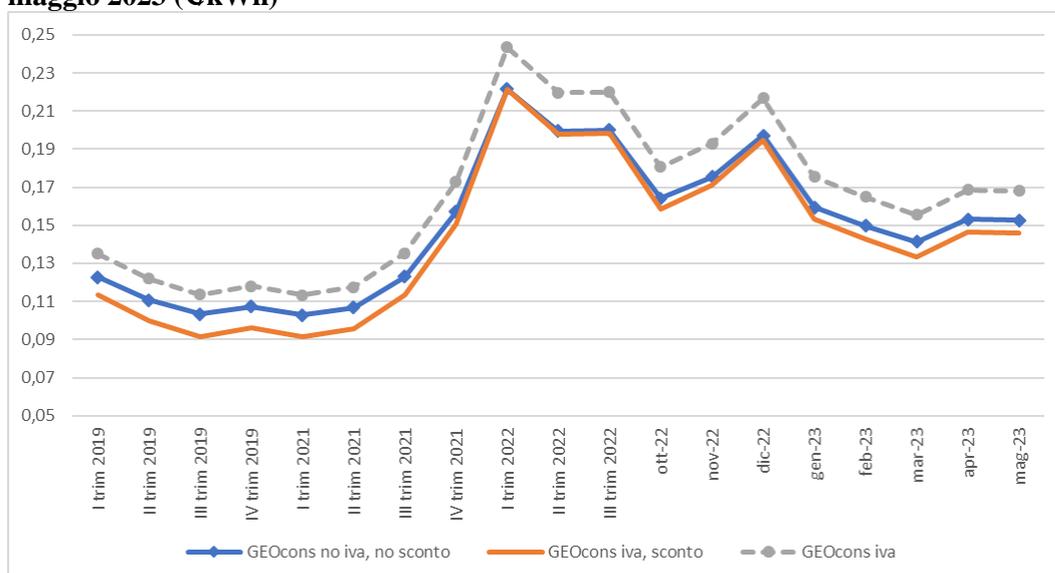
<sup>94</sup> Cfr. [https://www.energiaenergetica.enea.it/media/attachments/2021/02/12/caldaie\\_condensazione.pdf](https://www.energiaenergetica.enea.it/media/attachments/2021/02/12/caldaie_condensazione.pdf).

Il costo complessivo sarà pari alla somma dei costi dei singoli scaglioni.

### III.3.4.2 La tariffa monomia

**113.** Il grafico 4 mostra l'andamento della tariffa monomia, valorizzata alla quota da fonte geotermica calcolata a consuntivo, con l'IVA (10%) e al netto dello sconto fiscale (linea rossa continua). Tale andamento è confrontato con quello della tariffa senza IVA e senza beneficio fiscale (linea continua blu con rombi) e con quello della tariffa inclusiva dell'IVA, ma senza sconto fiscale.

**Figura 4: andamento prezzo del teleriscaldamento con tariffa monomia, gennaio 2019 – maggio 2023 (€/kWh)**



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81

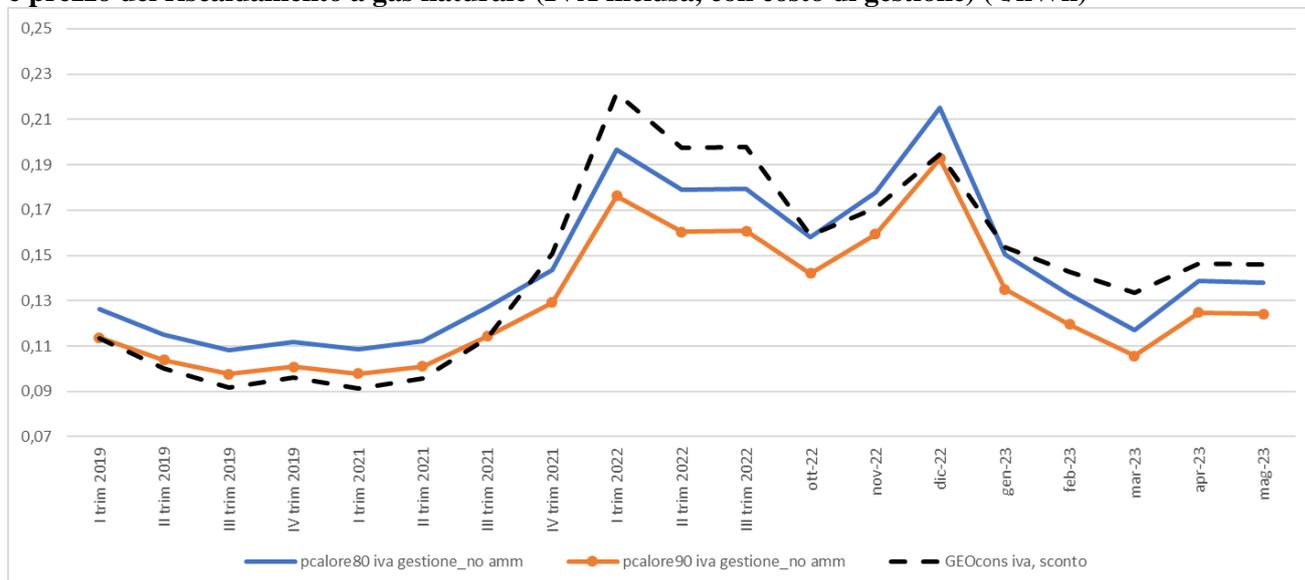
**114.** Il confronto mostra immediatamente l'impatto del beneficio fiscale di 0,0219 €/kWh: tale beneficio permette non solo di recuperare l'IVA, ma anche di ottenere un piccolo risparmio rispetto alla tariffa senza IVA.

**115.** Il grafico 5 confronta invece la tariffa monomia "finale" (cioè, con aggiunta di IVA e applicazione dello sconto fiscale) a consuntivo (linea tratteggiata nera) con il prezzo medio, inclusivo dei costi di manutenzione annuali di 150 euro, che pagherebbe un consumatore che utilizzasse un sistema di riscaldamento a gas (individuale, non condominiale), con un consumo annuo di 1500 mc<sup>95</sup> e un rendimento della caldaia ipotizzato all'80% (linea blu continua). Entrambi sono confrontati con il prezzo del riscaldamento a gas

<sup>95</sup> Si tratta del valore considerato da Hera nella definizione della tariffa al costo evitato. I risultati dell'esercizio resterebbero qualitativamente gli stessi se si considerasse il consumo medio dei clienti monomi, che è pari a circa la metà di 1500 mc.

(manutenzione inclusa) nel caso di una caldaia con rendimento del 90% (linea arancio con pallini).

**Figura 5: confronto tra andamento prezzo del teleriscaldamento (IVA e sconto fiscale inclusi) e prezzo del riscaldamento a gas naturale (IVA inclusa, con costo di gestione) (€/kWh)**



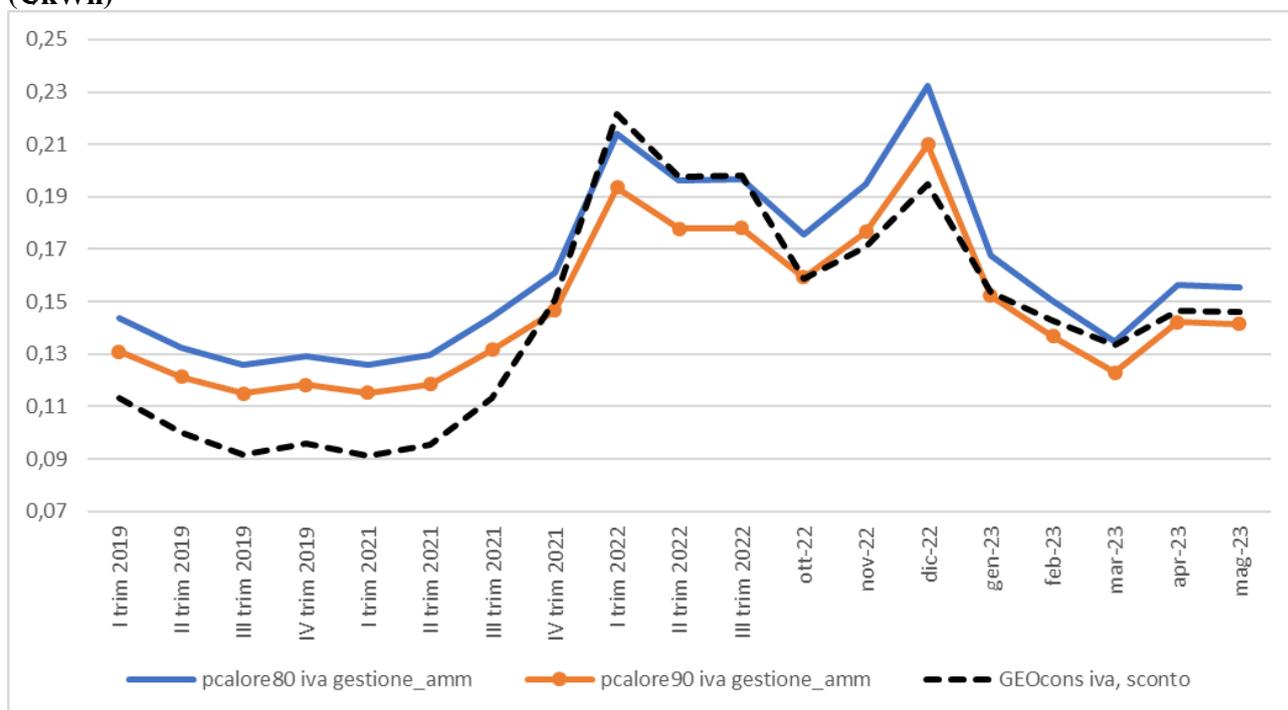
Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81 e dati pubblici ARERA

**116.** La figura mostra innanzitutto come nel 2019 e nei primi tre trimestri del 2021 il TLR (sconto fiscale *incluso*) offrì un vantaggio rispetto al riscaldamento tradizionale a gas metano, anche in presenza di un rendimento della caldaia del 90%. A partire dal quarto trimestre del 2021 il prezzo del calore da teleriscaldamento ha superato quello del riscaldamento a gas metano; il prezzo del TLR si è mantenuto per tutto il resto del periodo considerato superiore a quello del riscaldamento a gas metano con caldaie con rendimenti del 90%; considerando invece un rendimento dell'80%, il prezzo del TLR è tornato più conveniente nel periodo ottobre 2022 – gennaio 2023, grazie all'impatto iniziale del prezzo fisso della componente geotermica. Il grafico mostra anche l'effetto negativo di tale prezzo fisso dopo gennaio 2023: al calare delle quotazioni del gas, parte del prezzo del calore è rimasto ancorato a un livello molto più alto di quello che avrebbe dovuto essere sulla base del solo adeguamento al prezzo del gas.

**117.** Se si includessero anche le quote di ammortamento<sup>96</sup> nel calcolo, parte del vantaggio del riscaldamento a gas sparirebbe (cfr. figura 6).

<sup>96</sup> 200 euro all'anno, assumendo un costo di 3000 euro per la caldaia e una durata di 15 anni. Dalle fatture e dalle stime inviate da alcuni condomini (doc. 75 e doc. 78) emergono prezzi superiori (4800 euro) e inferiori (2000 euro), che non includono però possibili *bonus* fiscali. Il costo assunto appare in linea con i modelli intermedi delle caldaie Vaillant, come risultanti dal listino prezzi della società.

**Figura 6: confronto tra andamento prezzo del teleriscaldamento (IVA e sconto fiscale inclusi) e prezzo del riscaldamento a gas naturale (IVA inclusa, con costo di gestione e ammortamenti) (€/kWh)**



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81 e dati pubblici ARERA

Tra il primo e il terzo trimestre 2022 il calore da TLR risulterebbe altrettanto conveniente del riscaldamento a gas con rendimento della caldaia all'80%, ma non per uno del 90%. Dopo gennaio 2023 la caldaia con rendimento al 90% (linea arancio con pallini) permetterebbe di risparmiare sul TLR, ma non quella con un rendimento dell'80%.

L'ampiezza del vantaggio del costo del teleriscaldamento in caso di aggiunta di tali spese è naturalmente condizionata dalle ipotesi effettuate sul costo della caldaia e quindi sulle quote di ammortamento della stessa. Utilizzando ipotesi meno conservative (p.es., costo della caldaia di 2000 euro, ammortizzabile in 20 anni<sup>97</sup>) il vantaggio si ridurrebbe anche significativamente.

**118.** L'importanza dei costi di gestione e dello sconto fiscale nel determinare la convenienza del teleriscaldamento ferrarese è sempre stata sostenuta da Hera.

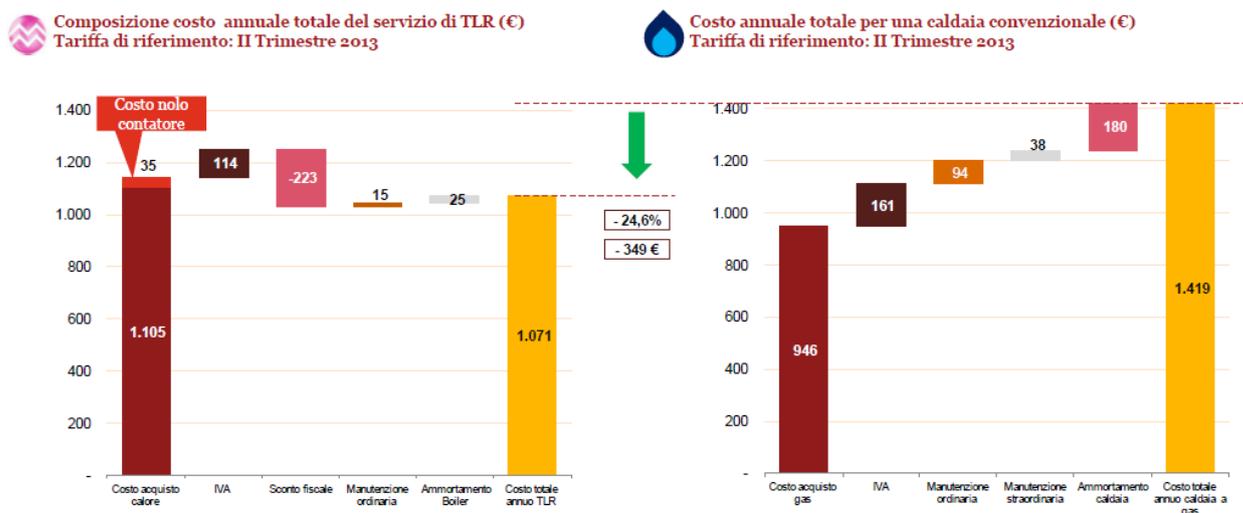
Già nel 2013 Hera, in una presentazione preparata per un incontro in Comune<sup>98</sup>, aveva presentato stime dalle quali emergeva chiaramente che quelli

<sup>97</sup> Cfr. doc. 75.

<sup>98</sup> La presentazione è disponibile in rete all'indirizzo [https://old.comune.fe.it/3503/attach/superuser/docs/tlr\\_ferrara\\_geotermia3incontro.pdf](https://old.comune.fe.it/3503/attach/superuser/docs/tlr_ferrara_geotermia3incontro.pdf).

erano i driver principali della convenienza del teleriscaldamento, come risulta dalla figura seguente, nella quale il costo di acquisto del gas (per produrre una data quantità di calore, con un rendimento della caldaia del 75%) IVA inclusa è inferiore al costo del teleriscaldamento IVA inclusa, mentre la gerarchia dei due sistemi si inverte aggiungendo lo sconto fiscale e ancor di più i costi di gestione.

**Figura 7: confronto tra costo del teleriscaldamento e costo del riscaldamento a gas naturale, tariffa monomia, II trimestre 2013.**



Fonte: elaborazioni PWC su dati Hera

### III.3.4.3 La tariffa binomia

**119.** La presenza di diversi scaglioni di prezzo rende più complessa e difficile la descrizione dell'andamento della tariffa binomia e l'effettuazione di confronti. Pur essendo possibile confrontare gli andamenti di singoli scaglioni particolarmente rilevanti per la spesa dei consumatori, un confronto effettivamente significativo richiede l'individuazione di un cliente tipo per il quale calcolare l'evoluzione della spesa media nel tempo.

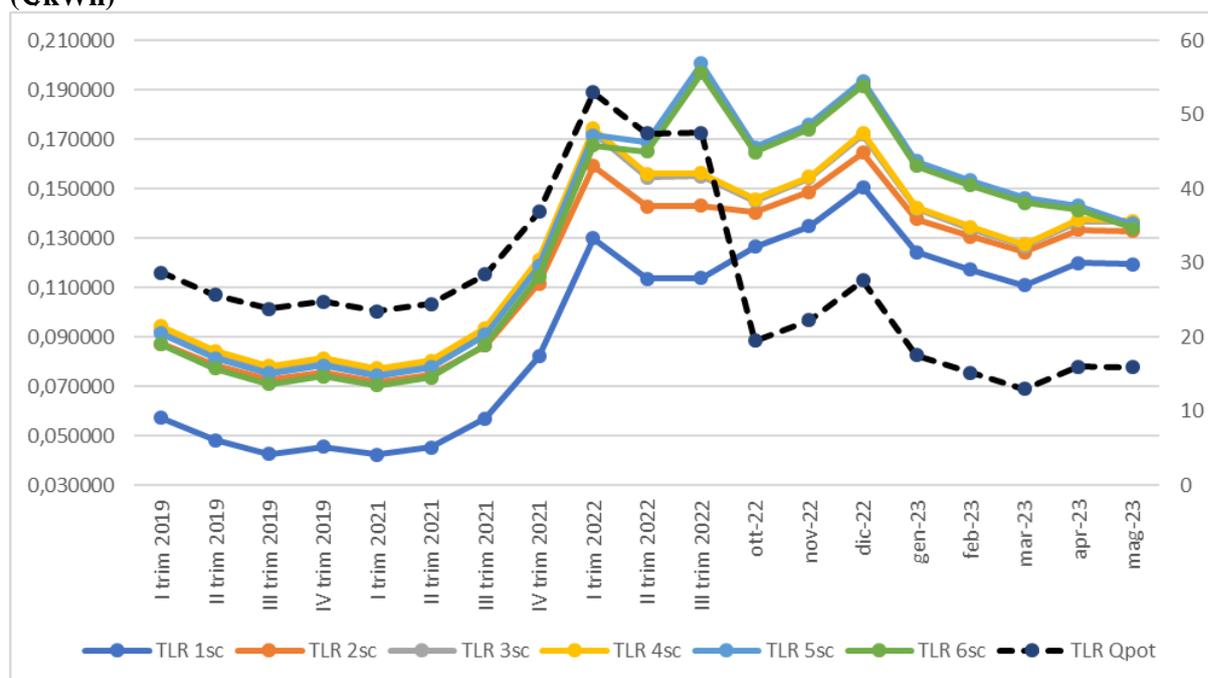
Nel seguito verranno presentati prima il confronto tra gli scaglioni tariffari del TLR e quelli delle condizioni di tutela di ARERA per i condomini e poi il confronto basato sulla spesa di un condominio tipo ferrarese.

In tutti i casi le condizioni di tutela sono state valorizzate utilizzando la PCS di Ferrara fornita da Hera, mentre la trasformazione da €/Smc a €/kWh è stata effettuata sulla base delle formule e dei valori utilizzati da Hera<sup>99</sup>, ipotizzando

<sup>99</sup> La conversione da €/Smc a €/kWh avviene moltiplicando il prezzo espresso in €/Smc per 860/PCI\*rendimento, dove PCI = 8250 kcal/Smc e rendimento = 0,8 oppure 0,9.

un rendimento della caldaia dell'80% laddove non diversamente indicato. Inoltre, è stato considerato anche il coefficiente altimetrico CA, come fa Hera. **120.** La figura seguente mostra l'andamento nel tempo dei sei scaglioni tariffari principali del teleriscaldamento e della quota potenza, che riflette principalmente l'andamento del prezzo all'ingrosso del gas naturale e, da ottobre 2022, la nuova formula di calcolo del prezzo del calore del teleriscaldamento.

**Figura 8: andamento scaglioni tariffari TLR Ferrara, genn. 2019 – maggio 2023 (IVA esclusa) (€/kWh)**



Scala a sinistra: €/kWh; scala destra (quota potenza): €/kW/anno  
Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81

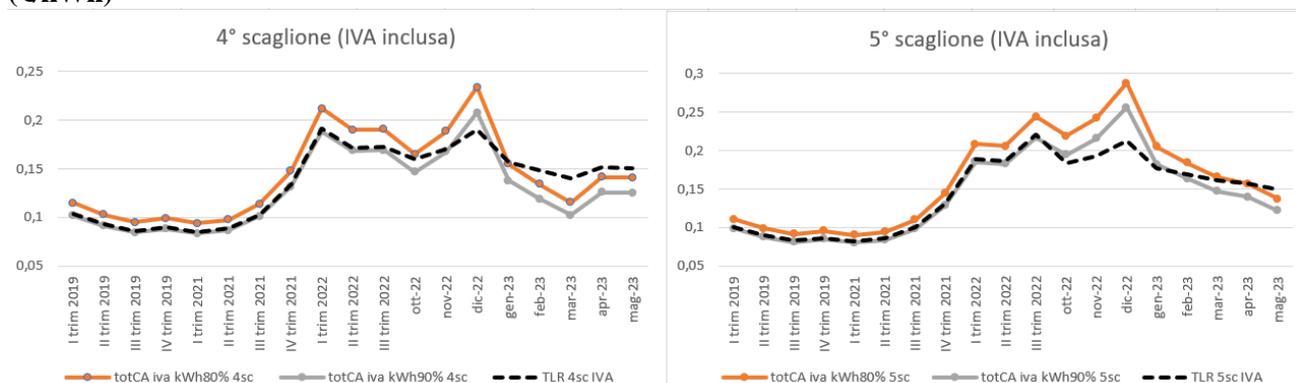
L'allontanamento degli scaglioni a partire dal I trimestre 2022 è frutto dell'andamento dei sottostanti scaglioni tariffari ARERA<sup>100</sup> e in particolare di variazioni nell'allocatione dei costi di distribuzione tra gli scaglioni stessi. L'andamento decrescente della quota potenza (che è basata sulla tariffa per il quarto scaglione) a partire dal medesimo trimestre è frutto prima della medesima riallocazione e poi, dall'ottobre 2022 in poi, dell'entrata in vigore della nuova formula tariffaria GEO.

**121.** La figura seguente mette a confronto gli andamenti del prezzo del TLR e

<sup>100</sup> La parte variabile della tariffa di Hera è basata sugli scaglioni per i clienti domestici, non condominiali, ma tale circostanza non comporta alcuna distorsione: le condizioni di tutela per i condomini domestici nel mercato del gas naturale sono sostanzialmente uguali a quelle dei clienti domestici per la parte variabile (che coincide con quella dei domestici dal IV trimestre 2021) e se ne differenziano solo per le quote fisse più elevate.

del costo del calore ottenuto mediante una caldaia a gas per il 4° e il 5° scaglione tariffari (IVA inclusa), i più rilevanti per le utenze condominiali ferraresi.

**Figura 9: confronto scaglioni tariffari TLR Ferrara e ARERA, genn. 2019 – maggio 2023 (€kWh)**



Fonte: elaborazioni su doc. 81 e tariffe disponibili sul sito ARERA

Come si può osservare, fino al terzo trimestre 2022 incluso lo scaglione del TLR (al lordo dello sconto fiscale) è sempre inferiore al corrispondente costo per il riscaldamento a gas con rendimento all'80% e risulta sempre leggermente superiore al costo del riscaldamento a gas con un rendimento della caldaia del 90%. Le modifiche introdotte dall'Addendum hanno un forte impatto positivo nel quarto trimestre 2022, abbassando il prezzo del TLR. Nel corso del 2023 il quarto scaglione della tariffa TLR si mantiene costantemente al di sopra del corrispondente scaglione del riscaldamento a gas (anche con rendimento all'80%), mentre il quinto scaglione del TLR supera quello del riscaldamento a gas solo nell'aprile 2023 con rendimento all'80% e da febbraio 2023 con rendimento al 90%.

Se si sottrae dallo scaglione del TLR lo sconto fiscale, il 4° scaglione del TLR risulta uniformemente più basso del corrispondente scaglione del riscaldamento a gas se si considera un rendimento dell'80%, mentre con un rendimento del 90% a partire da febbraio 2023 rimane uno svantaggio per il TLR. Il 5° scaglione vede il prezzo netto del TLR uniformemente più basso del corrispondente scaglione per il riscaldamento a gas naturale, a prescindere dal rendimento della caldaia.

**122.** Qualora al posto delle aliquote IVA ordinarie per il gas naturale (10% per i primi due scaglioni, 22% per gli altri) si utilizzassero quelle ridotte al 5% in vigore dal 1/1/2022 al 31/12/2023, il vantaggio del TLR nel 2022 rispetto al riscaldamento a gas (rendimento 80%) rimarrebbe, grazie allo sconto fiscale. Nel 2023 il 4° scaglione del riscaldamento a gas sarebbe più conveniente

nonostante lo sconto fiscale, mentre per il 5° scaglione ciò accadrebbe solo a partire da aprile.

**123.** Il vantaggio del TLR sussiste per tutti gli scaglioni<sup>101</sup> fino al gennaio 2023 incluso. Successivamente emerge una differenza a favore del riscaldamento a gas, che si estende a tutti gli scaglioni più rilevanti di consumo per i mesi di febbraio e marzo (gli scaglioni da 1 a 4) e aprile e maggio (i primi due scaglioni).

**124.** Il prezzo medio che un consumatore effettivamente paga dipende da come il suo consumo si ripartisce tra gli scaglioni tariffari e dal peso delle componenti fisse. Per indagare questi aspetti si sono confrontate le spese di un condominio-tipo ferrarese con il TLR e con il riscaldamento a gas<sup>102</sup>.

**125.** Il condominio tipo è stato costruito considerando il consumo medio di tutti gli utenti ferraresi che nel 2022 avevano la tariffa binomia domestica secondo il database acquisito in ispezione<sup>103</sup>, per i quali risultava una potenza installata > 1 kW e che sono stati allacciati al teleriscaldamento per tutto il 2022, essendo stati loro fatturati consumi sia a gennaio che a dicembre 2022. La tabella 6 seguente ne riporta le caratteristiche. Al fine di confrontare come è variata la spesa al variare dei prezzi, le quantità consumate sono state fissate per tutti i periodi considerati pari a quelle del 2022.

**Tabella 6: il condominio – tipo a tariffa binomia domestica**

Numero di utenti			131			Potenza installata media (kW)			238					
Consumo medio (kWh)														
gen-22	feb-22	mar-22	apr-22	mag-22	giu-22	lug-22	ago-22	set-22	ott-22	nov-22	dic-22	tot		
46.770,58	34.789,64	32.236,18	16.184,95	3.280,91	2.752,42	1.896,90	2.073,75	2.565,12	5.108,46	21.737,18	36.131,26	205.527,34		
		I trim		II trim		III trim				IV trim				
		113.796,39		22.218,28		6.535,77				62.976,90				
Spese di manutenzione (€/kWh)			0,01			Ammortamento caldaia (€/kWh)			0,0139			Totale spese di gestione (€/kWh)		0,0239

N.B: costo della caldaia stimato secondo stime ARERA (108 €/kW), durata 15 anni; spese di manutenzione annuali stimate secondo ARERA in 10 €/MWh.

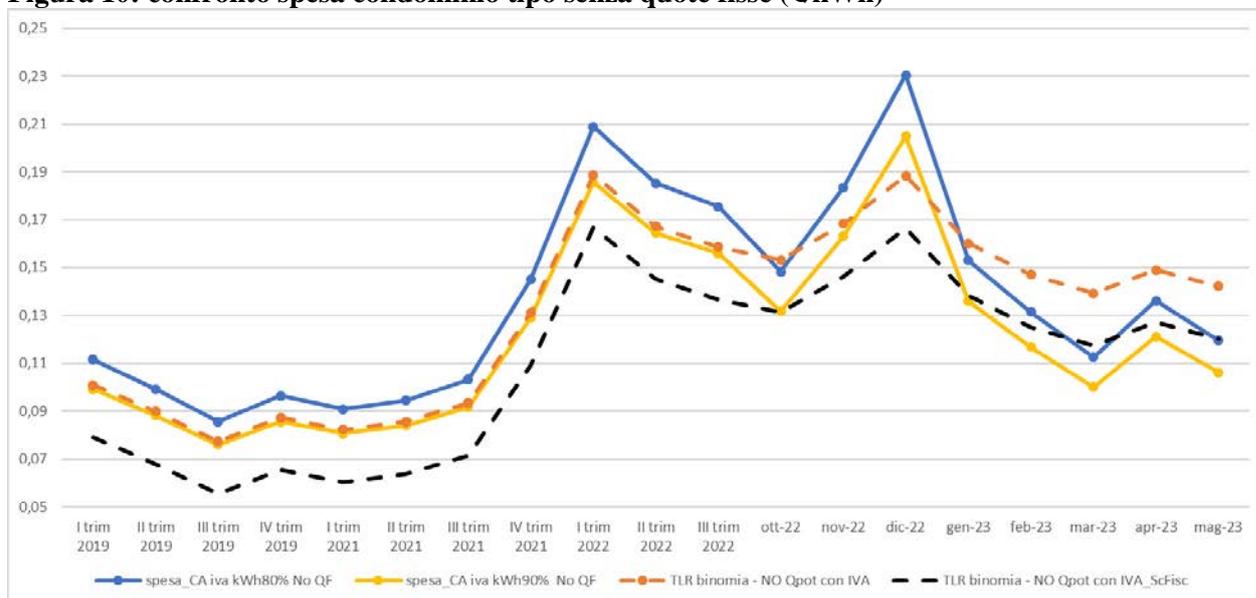
<sup>101</sup> Con l'eccezione del primo scaglione di ottobre 2022 e gennaio 2023.

<sup>102</sup> Al fine di effettuare un confronto significativo, è stato usato l'identico profilo di consumo che risulta per il 2022 dalla documentazione agli atti per l'intero periodo.

<sup>103</sup> Cfr. doc. 97 ISP FE. Sono stati considerati solo i clienti che avevano consumi positivi sia all'inizio che alla fine dell'anno, per escludere i nuovi allacci o le disconnessioni in corso d'anno, nonché i clienti per cui non era riportata la potenza o era posta pari a 1.

**126.** Un primo confronto può essere effettuato sulla sola parte della tariffa commisurata al calore consumato (figura 10).

**Figura 10: confronto spesa condominio tipo senza quote fisse (€/kWh)**



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81

**127.** Fino al terzo trimestre 2022, il prezzo medio del calore nel servizio di teleriscaldamento (parte variabile, iva inclusa ma senza sconto fiscale) risulta inferiore alla corrispondente spesa media (parte variabile) per il riscaldamento al gas con una caldaia con rendimento medio stagionale dell'80% e leggermente superiore a quello sostenibile con una caldaia con un rendimento del 90%. L'aggiunta dello sconto fiscale rende il teleriscaldamento significativamente più conveniente a prescindere dal rendimento della caldaia. Nel periodo ottobre 2022 – gennaio 2023 il teleriscaldamento appare meno competitivo: se si esclude dicembre 2022, è solo grazie allo sconto fiscale che il prezzo del calore da teleriscaldamento riesce a pareggiare la spesa per riscaldamento con una caldaia con efficienza del 90%.

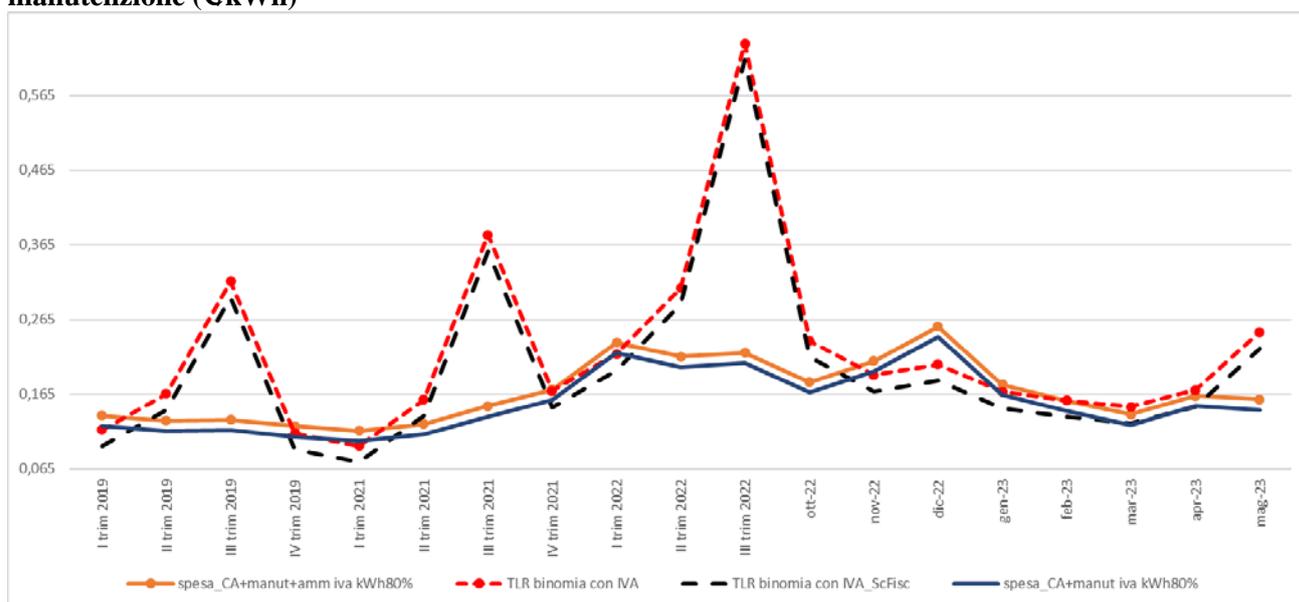
A partire da febbraio 2023, a causa della rigidità indotta dal prezzo fisso per la componente geotermica, il teleriscaldamento risulta meno costoso del riscaldamento a gas naturale con rendimento della caldaia all'80% solo grazie allo sconto fiscale, mentre la maggiore efficienza della caldaia con rendimento del 90% porta la spesa per il riscaldamento a gas (parte variabile) al di sotto del prezzo del calore del teleriscaldamento inclusivo dello sconto fiscale.

**128.** Una comparazione completa della spesa richiede tuttavia la considerazione anche delle componenti indipendenti dal calore consumato (quota fissa, quota potenza) nonché delle spese di manutenzione per la caldaia a gas.

L'inclusione di tali componenti modifica significativamente i risultati del confronto, a causa dell'elevato valore assunto dalla quota potenza inclusa nella tariffa binomia.

Tale quota pesa proporzionalmente di più nel secondo e terzo trimestre, dove la quantità di calore consumata è inferiore, dando alla tariffa del teleriscaldamento un tipico andamento stagionale con un picco durante la stagione estiva (terzo trimestre).

**Figura 11: confronto spesa condominio tipo, incluse quota fissa, quota potenza e spese di manutenzione (€/kWh)**



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81 e dati pubblici ARERA

**129.** Confrontando il prezzo del TLR con la spesa media per il riscaldamento a gas, comprensiva delle spese di manutenzione (linea blu continua), si nota immediatamente che fino all'ottobre 2022 nei trimestri ad alta domanda il prezzo del TLR al lordo dello sconto fiscale (linea rossa tratteggiata) è sostanzialmente uguale alla spesa media del riscaldamento a gas e l'unico risparmio coincide dunque con lo sconto fiscale. L'aggiunta degli ammortamenti renderebbe il TLR più conveniente del riscaldamento a gas a prescindere dello sconto fiscale.

Fino all'ottobre 2022 incluso, invece, nei periodi di bassa domanda il prezzo del calore da TLR è molto più alto della spesa con il riscaldamento a gas, a prescindere dallo sconto fiscale e dall'inclusione degli ammortamenti.

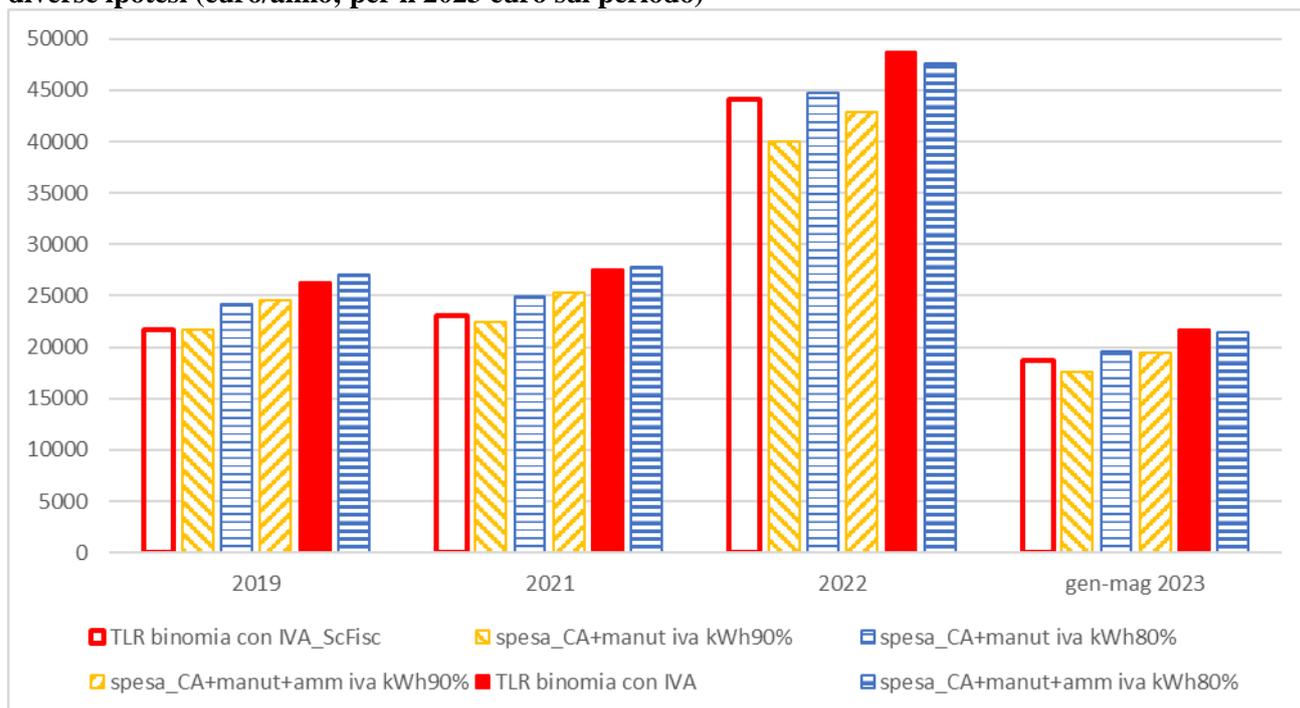
Nel periodo novembre – dicembre 2022 il calore da teleriscaldamento appare più conveniente del riscaldamento a gas, in particolare nel dicembre 2022.

Tale convenienza si erode rapidamente nel 2023: in tutto il periodo gennaio – aprile 2023 il teleriscaldamento risulta più conveniente del riscaldamento a gas

soltanto al netto dello sconto fiscale, e nel maggio 2023 la riduzione della domanda annulla del tutto tale convenienza.

**130.** Il grafico 12 seguente compara la spesa annuale per il teleriscaldamento del condominio tipo a tariffa binomia (al lordo e al netto dello sconto fiscale), con la spesa annuale con il riscaldamento a gas, con e senza ammortamenti e con un rendimento medio stagionale della caldaia dell'80% o del 90%.

**Figura 12: confronto tra le spese del condominio-tipo con il TLR e il riscaldamento a gas in diverse ipotesi (euro/anno; per il 2023 euro sul periodo)**



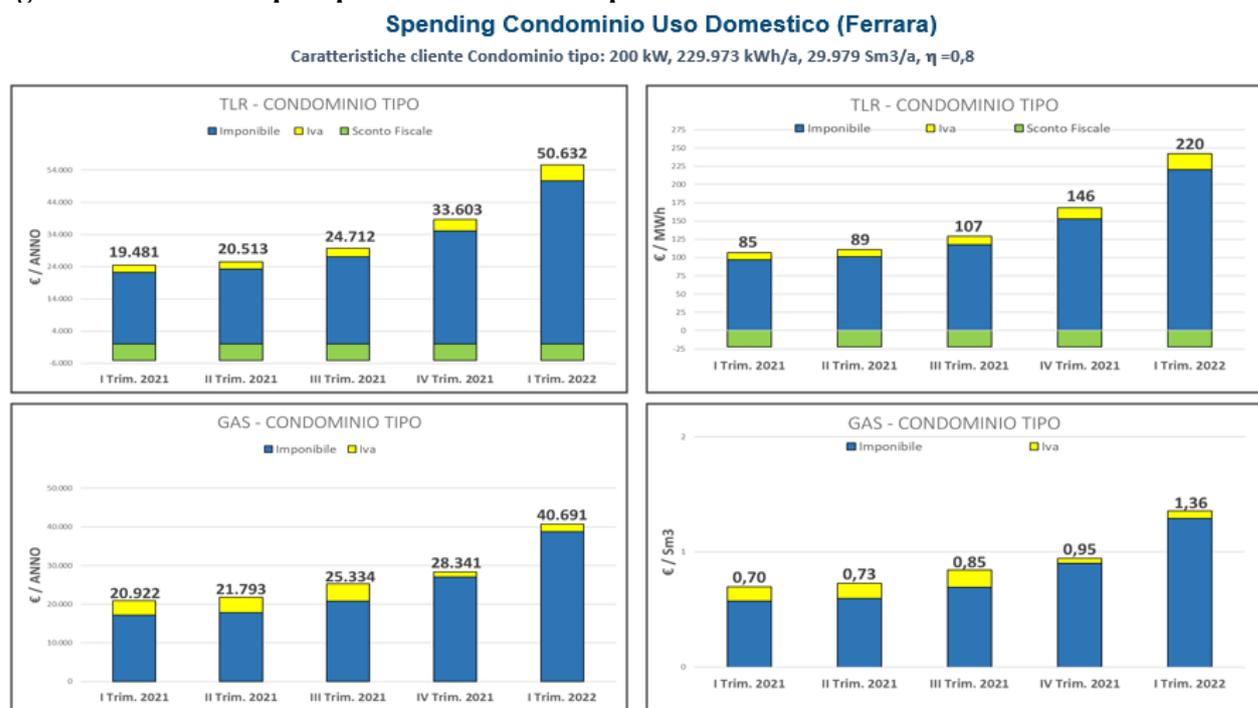
Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 70, 81 e dati pubblici ARERA

**131.** Il confronto tra le spese annuali a parità di quantità consumate mostra come il teleriscaldamento nel 2021-2022 sia diventato progressivamente più costoso, al punto che solo lo sconto fiscale ne ha garantito la competitività rispetto al riscaldamento a gas e soltanto in presenza di caldaie con un rendimento medio stagionale dell'80%: la spesa per il riscaldamento a gas con una caldaia più efficiente (rendimento medio stagionale del 90%) risulta inferiore a quella del teleriscaldamento nel 2022 del 10% considerando i soli costi di manutenzione annuale e del 3% circa considerando anche le quote di ammortamento.

Nel 2023 lo sconto fiscale assicura la competitività del teleriscaldamento rispetto al riscaldamento a gas meno efficiente, mentre il riscaldamento a gas con caldaie efficienti permette una spesa inferiore del 7% circa rispetto al teleriscaldamento qualora non si considerino le quote di ammortamento.

**132.** Questi risultati appaiono coerenti anche con alcune simulazioni<sup>104</sup> svolte da Hera sul periodo I trim. 2021 – I trim. 2022, che mostrano, per un condominio tipo leggermente differente da quello considerato in precedenza, un vantaggio di spesa del riscaldamento a gas rispetto al TLR a partire dall'ultimo trimestre 2021.

**Figura 13: confronto spesa per un condominio -tipo I trim. 2021 – I trim. 2022**



Fonte: documentazione interna HERA

**133.** Anche le analisi effettuate da Hera per dimostrare la convenienza dell'allaccio al TLR per un condominio di Ferrara<sup>105</sup> mostrano come il teleriscaldamento, nel periodo ottobre 2019 – settembre 2022, non sia stato particolarmente conveniente in termini di spesa energetica: la spesa “energetica” per il riscaldamento a gas è inferiore a quella per il teleriscaldamento, anche includendo l’IVA<sup>106</sup>. Il vantaggio del teleriscaldamento deriva da un lato dallo sconto fiscale e, dall’altro lato, dai costi accessori del riscaldamento a gas naturale, oltre metà dei quali sono rappresentati dall’ammortamento delle caldaie (cfr. figura 14).

<sup>104</sup> Cfr. doc. 108 ISP-FE.

<sup>105</sup> Cfr. doc. 53 ISP-FE

<sup>106</sup> Nel periodo ottobre. 2021 - settembre 2022 era in vigore l’IVA ridotta al 5% sul gas metano. Anche con l’IVA al 22%, la spesa energetica per il riscaldamento a gas (77.569 euro) sarebbe stata inferiore a quella per il teleriscaldamento (78.185 euro).

**Fig. 14: confronto spesa TLR – gas per un condominio ferrarese (ott. 2019 – sett. 2022)**

Spesa gas (Inclusa)							
Periodo	Potenza termica caldaie (kW)	Consumo Gas (Smc) da bollette	Costo energetico (€) i.e.	Iva	Costo energetico (€) i.i.	Costi accessori gas (€/a) i.i.	Totale costo servizio gas i.i. (€/a)
ott 2019/sett 2020	300	41.543	25.166,39	5.536,61	30.703,00	7.460,00	38.163,00
ott 2020/sett 2021	300	39.279	23.699,48	5.213,88	28.913,36	7.460,00	36.373,36
ott 2021/sett 2022	300	45.800	63.581,47	3.179,07	66.760,54	7.460,00	74.220,54

Spesa teleriscaldamento (Iva inclusa)							
Periodo	TLR Potenza contrattuale (kW)	Consumo Tlr (kWh)	Costo energetico (€) i.e.	Iva (€)	Costo energetico (€) i.i.	sconto fiscale (€)	Totale Spesa TLR (€/a) i.i.
ott 2019/sett 2020	300	338.599	33.000,77	3.300,08	36.300,85	- 7.432,25	28.868,60
ott 2020/sett 2021	300	320.146	31.761,09	3.176,11	34.937,20	- 7.027,20	27.909,99
ott 2021/sett 2022	300	373.295	71.077,14	7.107,71	78.184,85	- 8.193,83	69.991,03

**Stima dei costi annui di gestione di una 2 caldaie a condensazione**

		Costo (€)
<b>Costo Caldaie</b>	Valutato in €/kW di potenza installata e comprensivo di mano d'opera	60.000,00 €
		<b>Costi evitati (€/a)</b>
<b>Ammortamento</b>	Calcolato considerando una vita utile di 15 anni (costo caldaia/15)	4.000,00 €
<b>Gestione Caldaia</b>	Comprende la manutenzione ordinaria (pulizia caldaia, prova fumi, ecc..) e straordinaria. Sono stati valutati i costi nell'arco temporale di 15 anni e suddivisi poi per anno.	2.400,00 €
<b>Energia elettrica bruciatore</b>	Calcolato in funzione della potenza tecnica della caldaia, sulla base del numero di ore di funzionamento annue della tariffa elettrica attuale.	1.060,00 €
		7.460,00 €

Fonte: doc. 53 ISP-FE, file Presentazione CONDOMINIO 3 P\_V3.pptx

Diversamente, nel periodo ottobre – dicembre 2022 il teleriscaldamento risulta, anche in termini di spesa energetica, più conveniente del riscaldamento a gas.

**134.** Risultati simili emergono anche da una presentazione<sup>107</sup> di risposta ad alcune lamentele di [omissis]: IVA esclusa, la spesa energetica per il TLR (al netto dello sconto fiscale) è più alta di quella per il riscaldamento a gas nel 2022 e di poco inferiore nel 2021; aggiungendo le spese operative il teleriscaldamento diventa invece più conveniente.

Per quanto riguarda il trimestre gennaio-marzo 2023, la spesa energetica per il TLR (al netto dello sconto fiscale) risulta marginalmente superiore a quella del riscaldamento a gas. Aggiungendo le spese operative, il riscaldamento a gas appare meno conveniente, ma in realtà senza lo sconto fiscale il TLR sarebbe meno conveniente del riscaldamento a gas, anche includendo nella spesa le spese operative e gli ammortamenti.

<sup>107</sup> Cfr. doc. 2 ISP-FE

Considerando invece il periodo ottobre 2022 – maggio 2023, la spesa (IVA esclusa) per il riscaldamento a gas, comprensiva di spese operative e ammortamenti, risulta di soli 40 euro superiore a quella del teleriscaldamento (IVA esclusa) senza considerare il beneficio fiscale: la convenienza del teleriscaldamento è data quindi dal beneficio fiscale.

**135.** Infine, anche gli esempi<sup>108</sup> sottoposti al Comune di Ferrara nel corso dell’incontro del 19 giugno 2023 offrono il medesimo quadro: (i) nel periodo ottobre 2022 – aprile 2023, la spesa energetica per il riscaldamento a gas (lordo IVA) è inferiore a quella per il teleriscaldamento al lordo dello sconto fiscale; (ii) nel periodo gennaio – aprile 2023, a parità di IVA la spesa per il teleriscaldamento risulta inferiore alla spesa per il riscaldamento a gas (spese operative e ammortamento inclusi) solo grazie al beneficio fiscale.

Da tali esempi emerge inoltre che nel 2023 la spesa variabile per il teleriscaldamento cresce rispetto alla situazione pre-convenzione, mentre la quota potenza diminuisce nettamente. Il risparmio nella spesa per il teleriscaldamento post-Convenzione nel 2023 è dovuto esclusivamente al risparmio nella quota potenza.

#### III.3.4.4 Offerta condomini

**136.** L’“Offerta condomini” indicizzata al Pfor ha coperto circa metà dei consumi domestici della rete di TLR ferrarese nel 2022. Anche in questo caso è stato costruito, con le stesse modalità descritte per la tariffa binomia, un condominio-tipo, le cui caratteristiche sono riportate nella tabella 7.

**Tabella 7: condominio-tipo a tariffa “offerta condomini”**

Numero di utenti		186		Potenza installata media (kW)		232							
Consumo medio (kWh)													
gen-22	feb-22	mar-22	apr-22	mag-22	giu-22	lug-22	ago-22	set-22	ott-22	nov-22	dic-22	tot	
45.686,59	34.280,75	30.990,18	12.714,57	2.267,69	2.189,94	1.668,04	1.446,51	1.818,89	3.781,48	19.228,88	32.466,43	188.539,95	
		I trim		II trim				III trim				IV trim	
		110.957,51		17.172,20				4.933,44				55.476,80	
Spese di manutenzione (€/kWh)		0,01		Ammortamento caldaia (€/kWh)		0,0148		Totale spese di gestione (€/kWh)				0,0248	

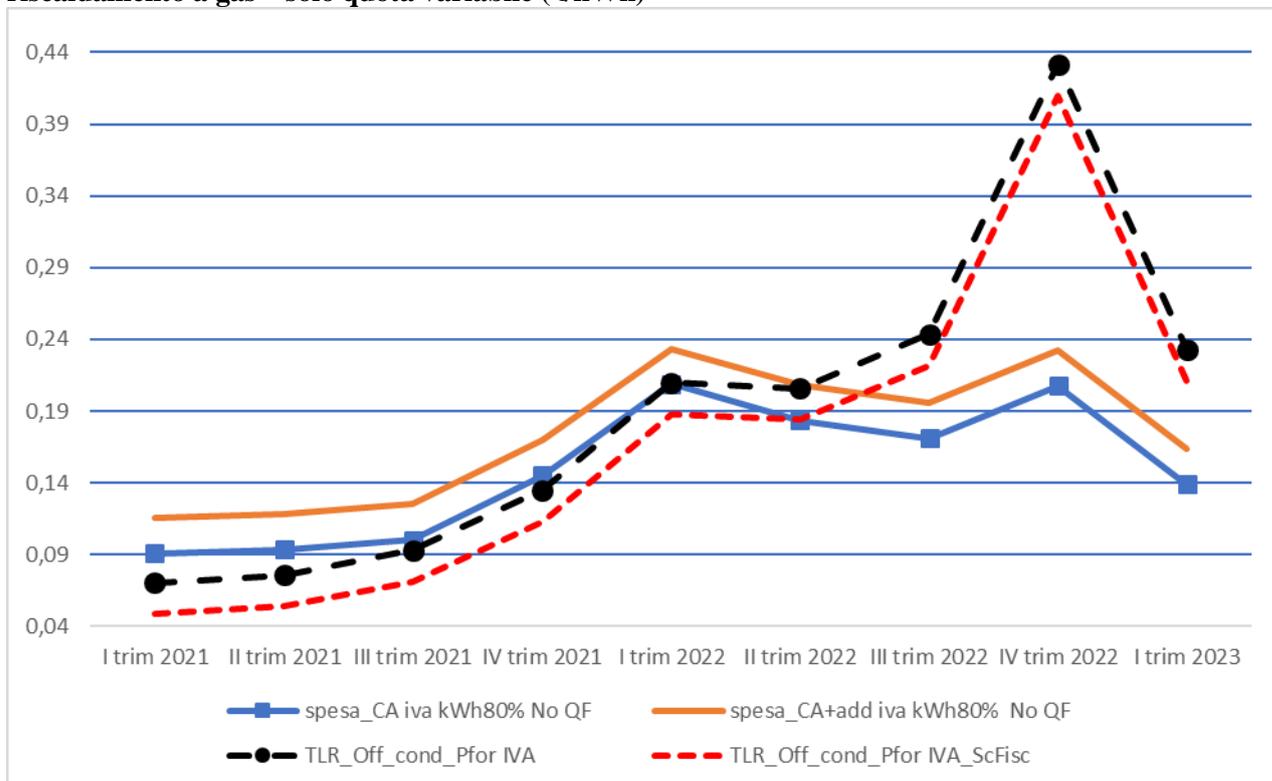
N.B: costo della caldaia stimato secondo stime ARERA (108 €/kW), durata 15 anni; spese di manutenzione annuali stimate secondo ARERA in 10 €/MWh.

**137.** La figura 15 seguente confronta l’andamento dei prezzi di questa offerta,

<sup>108</sup> Cfr. doc. 89 ISP-FE. Gli esempi riguardano specificamente il condominio Il Quartiere e la Coop. Castello, entrambi segnalanti nel presente procedimento.

per la sola parte variabile<sup>109</sup>, con la spesa media (€/kWh) del condominio – tipo (escluse le spese fisse).

**Fig. 15: andamento prezzo del TLR – Offerta Condomini e della spesa media del riscaldamento a gas – solo quota variabile (€/kWh)**



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 64 ISP-FE e dati pubblici ARERA

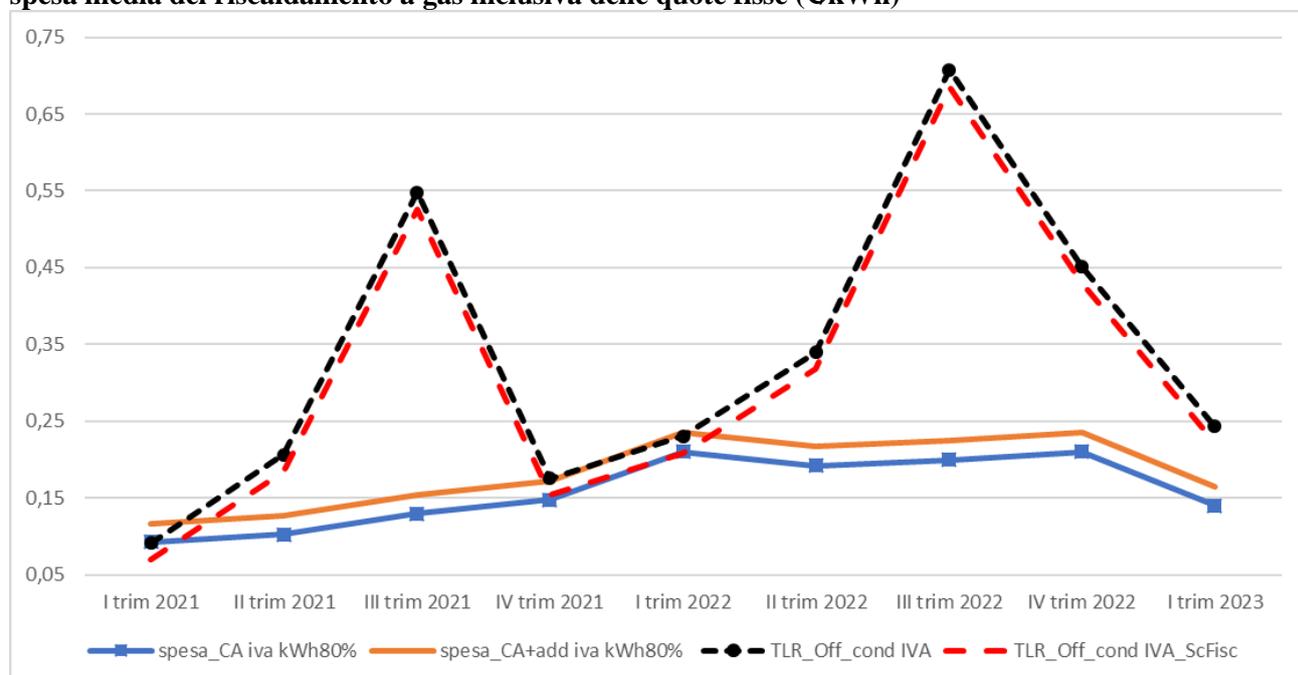
Nel corso del 2021 il prezzo del teleriscaldamento (IVA incluso e al lordo dello sconto fiscale) si avvicina alla spesa media del riscaldamento a gas (IVA inclusa), per raggiungerla nel primo trimestre 2022 e superarla nel secondo trimestre 2022. Se si considerano da un lato lo sconto fiscale (linea tratteggiata rossa) e dall'altro le spese di gestione (linea continua arancione), si vede che il prezzo del TLR al netto del beneficio fiscale risulta superiore alla spesa media per il riscaldamento a gas (spese di gestione incluse) a partire dal terzo trimestre 2022. La differenza risulta particolarmente ampia nel quarto trimestre 2022, raggiungendo il 100% circa.

**138.** Se si considerano anche le componenti che non variano in proporzione al consumo (quote fisse per il riscaldamento a gas, “quota servizio” per l’Offerta

<sup>109</sup> Per il primo trimestre 2023 è stato utilizzato un Pfor pari a 0,12608 €/kWh (cfr. doc. 64 ISP-FE) e la tariffa finale è stata calcolata come media ponderata dell’offerta condominio e del prezzo fisso del calore geotermico, con peso pari alla quota a consuntivo di quest’ultima.

Condomini<sup>110</sup>), l'Offerta Condomini risulta più conveniente del riscaldamento a gas naturale solo nel primo trimestre 2021 (considerando lo sconto fiscale per il TLR e le spese di gestione aggiuntive per il riscaldamento a gas) e nel quarto trimestre 2021 e nel primo trimestre 2022 (esclusivamente grazie allo sconto fiscale che porta il prezzo del TLR al di sotto del costo medio del riscaldamento a gas inclusivo delle spese di gestione). Negli altri trimestri il significativo peso monetario assunto dalla quota proporzionale alla potenza installata erode il vantaggio del teleriscaldamento e accentua il vantaggio del riscaldamento a gas naturale soprattutto nei trimestri a più bassi consumi, dove tale quota incide proporzionalmente di più.

**Fig. 16: andamento prezzo del TLR – Offerta Condomini inclusivo della quota potenza e della spesa media del riscaldamento a gas inclusiva delle quote fisse (€/kWh)**



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, doc. 64 ISP-FE e dati pubblici ARERA

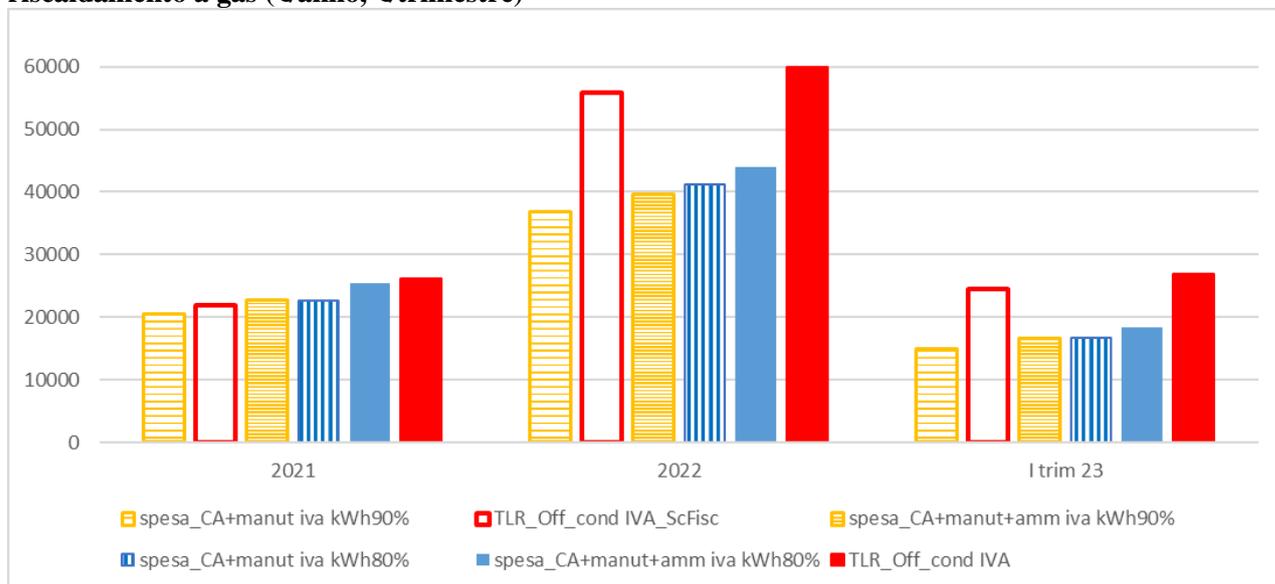
**139.** Se si guarda infine all'andamento della spesa annuale, emerge che l'Offerta Condomini nel 2021 (i) appariva economicamente più conveniente della spesa con riscaldamento a gas e caldaia con rendimento all'80% solo in virtù dello sconto fiscale e (ii) risultava più conveniente del riscaldamento a gas con una caldaia più efficiente solo aggiungendo alla spesa per quest'ultima anche l'ammortamento.

Nel 2022 e nel primo trimestre 2023 la spesa per il teleriscaldamento risulta

<sup>110</sup> Per il quarto trimestre 2022 e il primo trimestre 2023 è stata considerata la sola parte della Quota Servizio attribuibile alla fonte non geotermica.

largamente superiore a quella per il riscaldamento a gas naturale, qualsiasi sia il rendimento delle caldaie e anche includendo in tale spesa l'ammortamento della caldaia.

**Fig. 17: andamento annuale della spesa TLR – Offerta Condomini e della spesa media del riscaldamento a gas (€anno, €trimestre)**

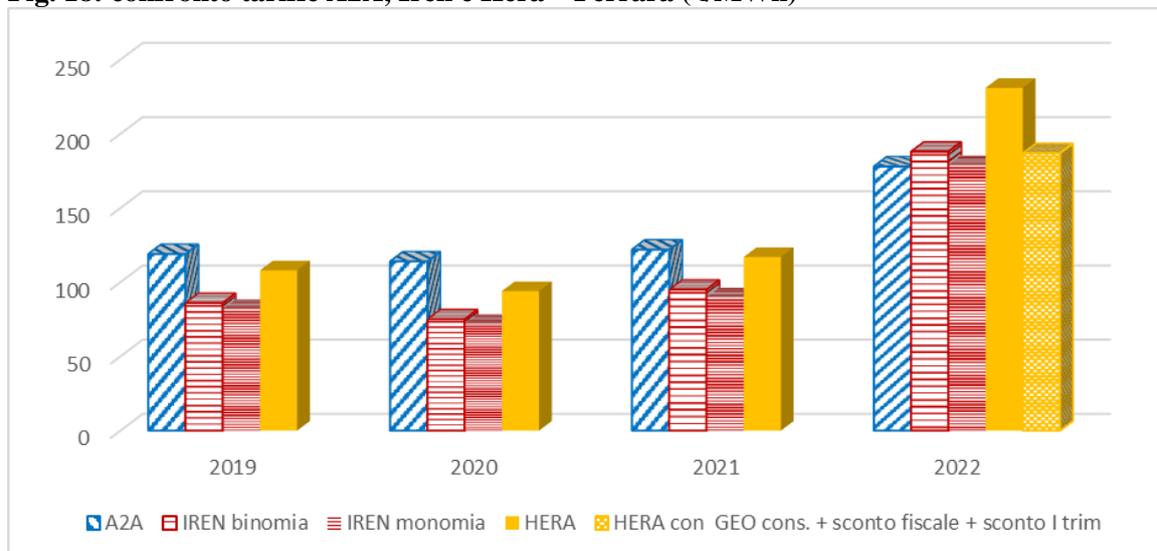


Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, doc. 64 ISP-FE e dati pubblici ARERA

### III.3.5. Confronti con i prezzi praticati da A2A e Iren

**140.** Hera ha svolto nell'aprile 2023 una comparazione tra le tariffe ferraresi e le tariffe praticate da A2A e Iren nel periodo 2019-2022 per un condominio tipo (potenza 200kW, consumo annuale 240 MWh distribuiti secondo un profilo tipico ferrarese). I risultati sono riassunti nella fig. 18.

**Fig. 18: confronto tariffe A2A, Iren e Hera – Ferrara (€/MWh)**



Fonte: documentazione interna Hera

Il grafico mostra come nel 2021 il divario tra le tariffe di A2A (cui sono stati aggiunti le spese di gestione e manutenzione e l'ammortamento della caldaia per ragioni di comparabilità) e quelle di Hera si riduca, per invertirsi completamente nel 2022, quando le tariffe di Hera sono le sole a superare i 200 €/MWh. L'introduzione della tariffa GEO e altri interventi riportano Hera al livello della tariffa binomia di Iren ed entrambe rappresentano le tariffe più elevate tra quelle considerate.

### *III.3.6. Confronto tra l'andamento della tariffa basata sul gas e il prezzo fisso della componente geotermica*

**141.** La modifica tariffaria introdotta con l'Addendum risulta vantaggiosa per gli utenti della rete ferrarese nella misura in cui il prezzo "base" del calore (cioè il prezzo della componente di origine non geotermica) risulti superiore a 155 €/MWh, mentre risulterà svantaggiosa in caso contrario; paradossalmente, tale svantaggio sarà tanto maggiore quanto più elevata è la quota di energia da fonte geotermica.

**142.** La figura 19 confronta l'andamento del prezzo base monomio per gli utenti domestici<sup>111</sup> e dei principali scaglioni<sup>112</sup> della parte variabile della tariffa binomia domestica base con il livello del prezzo fisso per la componente geotermica (GEO)<sup>113</sup> e con l'andamento della CMEM, che rappresenta il principale parametro che determina le variazioni del prezzo nel regime di tutela gas.

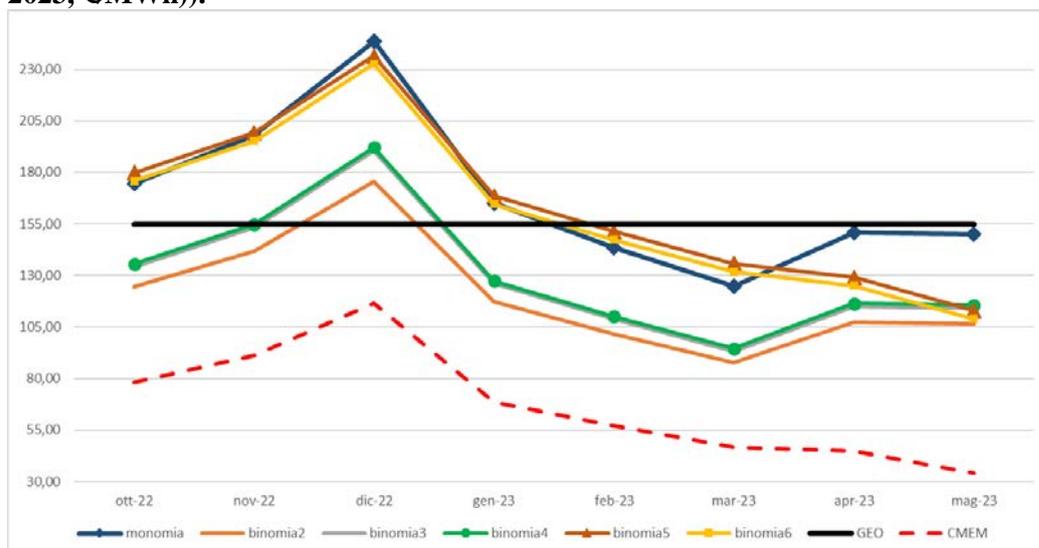
---

<sup>111</sup> La tariffa monomia e i prezzi degli scaglioni di consumo per i clienti non domestici sono inferiori a quelli dei clienti domestici.

<sup>112</sup> Il prezzo del primo scaglione è sempre significativamente inferiore a quello del secondo; quelli del terzo e del quarto sono quasi coincidenti; il prezzo del settimo scaglione è inferiore a quello del sesto.

<sup>113</sup> Nel caso della tariffa binomia, l'applicazione del prezzo fisso per la componente geotermica è effettuata scaglione per scaglione.

**Fig. 19: confronto tra l'andamento del prezzo monomio e dei principali scaglioni della parte variabile della tariffa base, il prezzo fisso del calore geotermico e la CMEM (ott. 2022 – mag. 2023, €/MWh).**



Fonte: elaborazioni su dati docc. 70, 81 e dati pubblici ARERA

**143.** Si osserva immediatamente che il prezzo fisso: (i) è stato *inferiore* alla tariffa monomia da ottobre 2022 a gennaio 2023; (ii) è stato *inferiore* al prezzo del quinto e del sesto scaglione della tariffa binomia base da ottobre 2022 a gennaio 2023; (iii) è stato *inferiore* al prezzo di tutti i principali scaglioni della tariffa binomia base nel mese di dicembre 2022; (iv) è stato *superiore* alla tariffa monomia e agli scaglioni della tariffa binomia a partire da febbraio 2023<sup>114</sup>.

**144.** Dunque l'introduzione del prezzo fisso: (i) ha avvantaggiato fino a gennaio 2023 gli utenti a tariffa monomia, (ii) ha avvantaggiato gli utenti a tariffa binomia nel dicembre 2023, (iii) nel periodo ottobre 2022 – gennaio 2023 ha avvantaggiato i clienti a tariffa binomia più grandi con la maggior parte dei consumi negli scaglioni più elevati e svantaggiato quelli con la maggior parte dei consumi nei primi 4 scaglioni, con l'eccezione del mese di dicembre 2022, (iv) ha svantaggiato tutti gli utenti a partire dal febbraio 2023.

### III.3.7. *L'introduzione del prezzo fisso GEO da parte di Hera a Ferrara*

**145.** Nella presentazione interna del Piano Industriale 2023-2026 avvenuta nel novembre 2022 si ripercorre brevemente la vicenda della modifica della tariffa a Ferrara<sup>115</sup> rilevando che il sistema di TLR di Ferrara è “*alimentato da fonte*

<sup>114</sup> Il valore della CMEM dopo maggio 2023 non ha superato quello di aprile 2023.

<sup>115</sup> Cfr. doc. 84 ISP-FE, p. 73.

*geotermica (40%), WTE (45%) e caldaia (15%). La Geo rende il sistema un «unicum» tra i sistemi TLR di Hera. La turbolenza sui mercati energetici degli ultimi 12 mesi ha comportato una crescita significativa delle tariffe del teleriscaldamento». Quest'ultima circostanza ha determinato, come evidenziato da una grande freccia nella slide, una "Pressante richiesta del territorio ferrarese di bloccare i prezzi del teleriscaldamento per la parte prodotta da fonti non fossili".*

**146.** Dalla documentazione ispettiva emerge che in questo quadro alla fine del 2021 il Comune di Ferrara aveva convocato un tavolo tecnico sulle tariffe del teleriscaldamento<sup>116</sup> e che nella prima metà del 2022 alcuni amministratori di condominio, a fronte degli elevati importi delle bollette, avevano cominciato a protestare con Hera, sottolineando l'opportunità di una revisione tariffaria che facesse pagare un prezzo correlato all'andamento del gas solo la quota da energia non geotermica<sup>117</sup>.

All'inizio di luglio 2022, a seguito di un articolo pubblicato da "La Nuova Ferrara" riguardante un condominio gravemente indebitatosi per far fronte alle bollette del TLR, il gruppo Misto del Consiglio Comunale di Ferrara presenta un'interpellanza al Sindaco, circa "il motivo per il quale una fonte alimentata dal calore geotermico e dal recupero di energia dal termovalorizzatore, che utilizza il gas per una frazione residua (il 10-20%) registra incrementi di costi così elevati ( dal +130 al 160%)" e "la giustificazione del mancato dettaglio in fattura delle voci separate con relativi costi da fonti rinnovabili e da fonti non rinnovabili"<sup>118</sup>.

**147.** La documentazione acquisita in ispezione testimonia una intensa collaborazione tra Hera e le strutture comunali interessate per rispondere in maniera convincente all'interpellanza: Hera a metà luglio prepara un appunto per facilitare la risposta dell'assessore competente<sup>119</sup>.

**148.** È in questo periodo che Hera comincia a svolgere simulazioni circa la profittabilità dell'investimento effettuato nella geotermia ferrarese in presenza di un *cap* di prezzo sul calore di fonte geotermica venduto.

Un documento del 15 luglio 2022 riporta, accanto al piano 2023-26 dell'ATI che gestisce l'estrazione del calore geotermico fornito alla rete di TLR, una

---

<sup>116</sup> Cfr. doc. 98 e doc. 108 ISP-FE.

<sup>117</sup> Cfr. doc. 115 ISP-FE, dove un'amministratrice di condominio a metà giugno scrive "Ferrara è servita da fonte geotermica quindi nei consumi c'è una parte (credo alta perché in tutti i condomini che amministro la temperatura di arrivo viene abbassata) da fonte naturale e una parte che deve essere aiutata con il gas quindi sarebbe trasparente indicare queste quote e farci pagare secondo il prezzo del gas solo quella quota".

<sup>118</sup> Cfr. il testo dell'interpellanza allegato al doc. 108 ISP-FE.

<sup>119</sup> Cfr. doc. 108, cit.

prima previsione dell’impatto di diversi livelli del *cap* sulla redditività dell’investimento<sup>120</sup>. I *cap* considerati vanno da 90 a 130 €/MWh e avrebbero comportato una riduzione del margine operativo lordo, rispetto a quanto previsto nel Piano Industriale 2023-2025, di diversi milioni di euro l’anno, in particolare nell’ultimo trimestre 2022<sup>121</sup>.

Tra la fine di luglio e l’inizio di agosto 2022 le simulazioni del *cap* vengono articolate<sup>122</sup> considerando il prezzo della materia prima gas nelle condizioni di tutela definite da ARERA (rappresentato al tempo dall’indice Pfor), il prezzo di vendita del gas (PV) considerando tutti gli oneri ulteriori (cioè le diverse componenti previste da ARERA a copertura dei costi di commercializzazione, degli oneri di perequazione, del trasporto, della distribuzione e degli oneri di sistema e delle accise e delle addizionali regionali, riferiti, ove necessario, al 5° scaglione della tariffa del gas naturale<sup>123</sup>) - “*per intercettare eventuali interventi di ARERA sulle componenti che incidono sulla tariffa e per permettere un calcolo puntuale delle diverse tipologie di tariffe (per lo stesso valore di PV gas corrispondo €/MWh differenti per le diverse tipologie di tariffe)*”<sup>124</sup> -, i corrispondenti prezzi del calore secondo l’articolazione tariffaria allora vigente e il prezzo medio del calore secondo la *customer base* del tempo.

L’attenzione si concentra sui valori del prezzo di vendita PV (Pfor+oneri) nel *range* effettivamente coperto nel periodo ottobre 2021-marzo 2022 e sui corrispondenti valori del prezzo medio calore ai quali il *cap* può essere fissato, compresi tra 144 e 215 euro/MWh. Dalle simulazioni emerge che la riduzione del margine operativo lordo – che pesa in particolare sull’ultimo trimestre 2022 - si sarebbe azzerata a partire dal 2026 per valori di poco superiori ai 153 €/MWh (cfr. fig. 20).

---

<sup>120</sup> Cfr. doc. 38 ISP-FE. [omissis].

<sup>121</sup> Nel caso di un *cap* di 120 €/MWh o superiore, a partire dal 2026 la riduzione annuale del MOL risulta inferiore al milione di euro.

<sup>122</sup> Docc. 7 ISP-FE e 70 ISP-FE.

<sup>123</sup> Cfr. doc 58.

<sup>124</sup> Cfr. doc. 46 ISP-FE.

**Fig. 20: simulazioni di Hera riguardo le eventuali perdite di margine operativo lordo (MOL) dovute all'introduzione di un cap sull'energia geotermica**

*[omissis]*

**149.** Hera considera anche altri due aspetti<sup>125</sup>: (i) l'andamento della redditività del previsto investimento in nuovi pozzi geotermici (che presenterebbe un tasso di rendimento interno ("TIR") superiore al *[omissis]*% in assenza di *cap*) nell'ipotesi di introduzione di un *cap*; dalle simulazioni emerge come per assicurare il medesimo TIR, il *cap* dovrebbe attestarsi al di sopra di 150 euro/MWh (cioè, al di sopra del Pfor + oneri registrati nel IV trimestre 2021 e pari a 90,9 eurocent/Smc, secondo i dati della tabella precedente); in presenza di un eventuale contributo del Comune di Ferrara di 500.000 euro/anno e/o di un contributo *tantum* proveniente dal PNRR, invece, per ottenere il medesimo TIR il *cap* si sarebbe dovuto attestare oltre i 115 €/MWh; (ii) l'impatto sul margine operativo lordo (MOL) di un eventuale prezzo fisso per la componente geotermica; le elaborazioni<sup>126</sup> indicano che in corrispondenza del Pfor+oneri registrato alla fine del 2021 - cioè, per valori del *cap* superiori a 150 €/MWh - l'impatto sul MOL potrebbe essere addirittura positivo dal 2026.

**150.** Nel corso del mese di agosto la riflessione viene approfondita e *[la situazione viene riassunta nel modo seguente in una corrispondenza tra i vertici di Hera e quelli della Divisione Teleriscaldamento]*: "relativamente alle tariffe TLR Ferrara ho provato a fare una riflessione per la gestione contabile del Q4 [quarto trimestre 2022]. Provo a riassumere anche a beneficio di [...]:

- *A Ferrara la presenza della geotermia e del calore recuperato dal wte [termovalorizzatore] fa sì che sia intollerabile, per comune e clienti, un prezzo del TLR completamente agganciato al gas, in più il gas beneficia delle detrazioni di IVA delle quali non beneficia il TLR;*
- *Da fine dell'anno scorso ci chiedono di intervenire sulle tariffe del TLR, cosa che abbiamo fatto in modo leggero nel Q1 [primo trimestre]*
- *Per il Q4 l'esplosione delle tariffe del gas porterà una ulteriore pressione mediatica.*
- *La soluzione che abbiamo immaginato è:*
  - o *spiegare che il calore del TLR è indicizzato a EE [energia elettrica] e il beneficio ricade nella tariffa dei rifiuti*

---

<sup>125</sup> Docc. 7 ISP-FE e 70 ISP-FE.

<sup>126</sup> Cfr. doc. 70 ISP-FE, slide 22.

○ *inserire il calore prodotto dalla geotermia in tariffa con un prezzo fisso indipendente dal gas*

- *Questo apre un problema in quanto nel q4 22 abbiamo le coperture e utilizzare un prezzo inferiore a quello variabile coperto genera un costo di alcuni milioni di €, per gli anni successivi abbiamo già inserito queste considerazioni sugli obiettivi definiti per il piano.*

*Per gestire questo problema che si genererebbe sul q4 [omissis]”<sup>127</sup>.*

**151.** Dall’inizio di settembre vengono quindi approfonditi i temi del prezzo fisso e della riduzione dell’impatto di questa modifica tariffaria sui conti di Hera, anche nel contesto di una revisione degli scenari di piano industriale alla luce del concreto andamento delle quotazioni del gas e della domanda<sup>128</sup>.

La documentazione raccolta in ispezione testimonia come, almeno dal 18 settembre 2022, il management di Hera abbia identificato un possibile prezzo fisso obiettivo di 149 euro/MWh per la componente geotermica<sup>129</sup>. Tale prezzo corrisponde a quotazioni all’ingrosso del gas (0,55 €/Smc al PSV e un Pfor di 0,382 €/Smc) allineate ai valori più bassi tra quelli registrati nel periodo ottobre 2021 – marzo 2022, nettamente inferiori ai valori stimati al 1° settembre 2022 per il quarto trimestre 2022 e per il 2023: 2,59 €/Smc al PSV e un Pfor di 2,52 €/Smc per il quarto trimestre 2022, 2,226 €/Smc al PSV e un Pfor di 2,16 €/Smc per il 2023<sup>130</sup>. Tali quotazioni all’ingrosso si sarebbero tradotte, secondo Hera, in un prezzo medio del calore di 484,33 €/MWh nel IV trimestre 2022 e di 447,28 €/MWh nel 2023<sup>131</sup>. Hera prevede<sup>132</sup> quindi una riduzione dei ricavi pari a circa [5-10] milioni di euro nel IV trimestre 2022 e a oltre [15-20] milioni di euro nel 2023, che impatta anche sulla redditività dell’investimento nella geotermia, il cui tasso di rendimento interno si mantiene però superiore al 50%<sup>133</sup>.

**152.** Il 28 settembre 2022 avviene un incontro in Comune con l’Assessore competente, in previsione del quale<sup>134</sup> il Responsabile Gestione Operativa e Commerciale Teleriscaldamento prepara delle slide che illustrano una

---

<sup>127</sup> Cfr. doc. 17 ISP-FE.

<sup>128</sup> Cfr. doc. 114, 46, 81 ISP-FE.

<sup>129</sup> Cfr. doc. 81 ISP-FE del 18/9/22, in cui [omissis].

<sup>130</sup> Cfr. Doc. 46 ISP-FE (mail del 26/9/2022), slide 6, 9 e 12. Nella slide 9 si afferma che un cap di 149 €/MWh corrisponde a un prezzo di vendita del gas alle condizioni regolate dall’ARERA (PV) di 1,156 €/Smc (0,55 €/Smc di costo della materia prima al PSV + 0,606 €/Smc di oneri di trasporto, accise ecc). Alternativamente (cfr. doc. 58) il cap corrisponde a un Pfor di 0,382 €/Smc e oneri complessivi di 0,54 €/Smc, per un totale di 0,922 €/Smc.

<sup>131</sup> Cfr. doc. 46 ISP-FE (e-mail del 26/9/2022), slide 9 e 12.

<sup>132</sup> Cfr. *ibidem*, slide 9 e 12.

<sup>133</sup> Cfr. *ibidem*, slide 20.

<sup>134</sup> Cfr. docc. 30 (versione definitiva) e 43 ISP-FE.

proposta di revisione tariffaria basata su un prezzo fisso di 149 €/MWh per la componente geotermica, di cui si stimano gli impatti positivi in termini di minore spesa per alcuni clienti-tipo; si quantifica in circa [5-10] milioni il beneficio per gli utenti nell'ultimo trimestre 2022 (beneficio pari ai minori ricavi stimati da Hera per tale periodo).

Il suddetto Responsabile, nell'inviare le slide al Presidente Esecutivo e Direttore Centrale Mercato di Hera e al Responsabile della Divisione Teleriscaldamento, commenta tale proposta [prospettando la possibilità di proporre al Comune un prezzo fisso più alto, che potrebbe essere portato a 149 €/MWh in cambio di una riduzione del canone concessorio]<sup>135</sup>.

**153.** La documentazione successiva indica come Hera abbia impostato una contrattazione con il Comune riguardo alla valorizzazione del prezzo fisso per la componente geotermica.

In data 11 ottobre 2022 il Responsabile Gestione Operativa e Commerciale Teleriscaldamento invia al Presidente Esecutivo e Direttore Centrale Mercato di Hera un'e-mail<sup>136</sup> contenente *“il documento sulla modulazione della tariffa di Ferrara”* che riporta *“Alla slide 7 le proposte sulla valorizzazione del prezzo fisso geo in relazione a quanto il Comune è eventualmente disposto a mettere sul piatto (riduzione del canone di 500K€, annullamento del canone per intero, annullamento fondo allacci [...])”*. Si tratta di 5 proposte, nelle quali il “prezzo GEO” varia, a seconda di *“quanto il Comune è eventualmente disposto a mettere sul piatto”*, da 140 €/MWh (*“Riduzione del canone pagato da Hera al Comune di 1.000.000 €/anno [...] rinuncia al fondo allacci di 300.000 €/a previsto dalla attuale Convenzione fino al 2024 (con successiva rivalutazione) [;] Prolungamento Convenzione Hera – Comune al 2040”*) e 155,3 €/MWh (*“Nessuna riduzione del canone pagato al Comune [...] rinuncia al fondo allacci di 300.000 €/a previsto dalla attuale Convenzione fino al 2024 (con successiva rivalutazione) [;] Prolungamento Convenzione Hera – Comune al 2040”*).

Il documento, dopo alcune piccole revisioni, viene informalmente sottoposto all'attenzione dei vertici comunali<sup>137</sup>.

**154.** Nei giorni successivi viene raggiunto un accordo, perché in un'e-mail del 17 ottobre<sup>138</sup> il Presidente Esecutivo e Direttore Centrale Mercato di Hera scrive al Responsabile Gestione Operativa e Commerciale Teleriscaldamento:

---

<sup>135</sup> Cfr. doc. 30 ISP-FE.

<sup>136</sup> Cfr. doc. 35 ISP-BO.

<sup>137</sup> Cfr. doc. 35 ISP-BO e doc. 117 ISP-FE.

<sup>138</sup> Cfr. doc. 126 ISP-FE.

*“Ipotesi di modifica tariffe e convenzione TLR geotermia Ferrara:*

- *Riduzione del fondo allacci a 100 k€ fino a fine convenzione*
- *Allungamento della convenzione fino al 2040*
- *Tariffa di 155 €/MWh a partire da ottobre 22*
- *A partire dal 2025 riduzione del canone percepito dal Comune a 500 k€ e contestuale abbassamento della tariffa a 149 €/MWh”<sup>139</sup>.*

La tariffa di 155 €/MWh corrisponde *“a un sottostante costo del gas di 42 c€/smc”<sup>140</sup>.*

Questi saranno poi i contenuti effettivi dell’accordo finale tra Hera e il Comune di Ferrara, cristallizzato in un Addendum alla Convenzione esistente.

**155.** Raggiunto un accordo di massima con il Comune, la suddetta ipotesi viene sottoposta al Consiglio di Amministrazione (“CdA”) di Hera il successivo 19 ottobre. Al CdA la proposta viene presentata come un modo per stabilizzare i margini generati dal servizio di teleriscaldamento ferrarese a un livello superiore a quello medio degli ultimi 10 anni, a fronte del previsto calo delle quotazioni della materia prima gas, ottenendo anche altri benefici (allungamento durata Convenzione, riduzione canone ecc.): *“Alla luce dell’incertezza del contesto normativo, del rischio di un intervento di riduzione anche sui prezzi del calore prodotto da fonti non fossili e in ragione di una previsione di scenario energetico che su un orizzonte pluriennale (coerente con la durata della concessione) vede la commodity gas con un prezzo decrescente a valori coerenti con il precedente periodo precrisi (con conseguente crescente pressione sui margini del TLR in particolare per il calore prodotto da fonte geotermica con una struttura di costi prevalentemente indipendente dal gas), si ritiene opportuno massimizzare l’attuale potere negoziale del Gruppo Hera, cogliendo parzialmente la pressante richiesta del territorio ferrarese di bloccare i prezzi del teleriscaldamento per la parte prodotta da fonti non fossili (83% del totale) oggi indicizzati completamente al gas. [...] In particolare, la scelta operata nel definire il valore del “prezzo fisso Geo” da proporre al Comune ha come sottostante un valore superiore al valore medio del costo del gas nel periodo 2010-2020 e, superiore al valore prospettico atteso fino al 2040. Tale approccio permetterà, in questa fase contingente, di calmierare le tariffe vigenti su Ferrara per gli anni 2023, 2024, 2025, e garantirà al Gruppo come beneficio una marginalità attesa certa e costante sulla quota da produzione*

---

<sup>139</sup> Tali ipotesi sono recepite in alcune slide preparate il 18 ottobre dal Responsabile Sviluppo Commerciale e Regolazione TLR e inviate al Responsabile Gestione Operativa e Commerciale Teleriscaldamento, anche in previsione del CdA del 19 ottobre 2022 (docc. 24-25 ISP-FE).

<sup>140</sup> Cfr. doc. 84 ISP-FE, pag. 73.

*geotermica, fino al 2040, grazie al prolungamento della Convenzione attuale. In sintesi, quindi, la proposta permetterà di:*

- 1. garantire la marginalità del teleriscaldamento di Ferrara per ulteriori 10 anni successivi al 2030;*
- 2. ridurre di circa 10 milioni di euro (sulla durata della concessione) i canoni e i contributi previsti a favore del comune di Ferrara;*
- 3. garantire una marginalità fissa, per i prossimi 17 anni, sul calore generato da fonte geotermica, superiore a quella media degli ultimi 10 anni;*
- 4. mitigare i rischi di una riduzione dei volumi venduti e migliorare la percezione della convenienza del teleriscaldamento per consentire l'ulteriore sviluppo commerciale previsto sul territorio;*

*a fronte di uno sconto medio, calcolato sul totale del calore venduto (tariffa fissa sul calore di provenienza geotermica e tariffa variabile indicizzata al gas sui restanti volumi, coerentemente con gli altri territori), che, con gli attuali scenari di prezzo gas, potrebbe essere del 15-20% per il 2023 e in progressiva riduzione fino al 2025 (scenari di prezzo del gas discendenti)”<sup>141</sup>.*

Dal CdA emerge l'opportunità di sottoporre "l'operazione" al "Comitato Parti Correlate" costituito presso Hera S.p.A., dato che il Comune di Ferrara è anche un azionista di Hera. La bozza di comunicazione al Presidio Operativo per la valutazione delle operazioni con Parti Correlate acquisita in ispezione<sup>142</sup> ripropone la valutazione sottoposta al CdA e riporta l'indicazione (che il Responsabile Sviluppo Commerciale e Regolazione TLR chiede di verificare) "evidenziare dal punto di vista economico il ritorno per HERA della modifica alla convenzione. In particolare che la riduzione del fatturato viene recuperata dall'allungamento della durata della Convenzione, dall'abbassamento del canone e del fondo allacci" (tutto maiuscolo nell'originale).

**156.** Le stime della perdita di ricavi, e quindi del corrispondente "beneficio" per la collettività, appaiono molto sensibili ai valori di confronto utilizzati e all'evoluzione delle aspettative sull'andamento delle quotazioni all'ingrosso del gas naturale.

Per esempio, nelle slide preparate in previsione del CdA<sup>143</sup>, assumendo un prezzo all'ingrosso del gas di 2,59 €/Smc come nello scenario di Piano di Hera,

---

<sup>141</sup> Cfr. doc. 47 ISP-FE (la bozza è nel doc. 10 ISP-FE). Una simile presentazione è nelle bozze del Piano Industriale 2023-26 (Cfr. doc. 84 ISP-FE, p. 73). Nel doc. 46 ISP-FE (slide 8) lo scenario di Piano prevede la discesa delle quotazioni del gas al PSV da 2,59 €/Smc del IV trimestre 2022 al 2,22 €/Smc del 2023 e, quindi, una brusca riduzione a 0,719 €/Smc nel 2024, 0,539 €/Smc nel 2025 e 0,38 €/Smc nel 2026.

<sup>142</sup> Cfr. doc. 44 ISP-FE.

<sup>143</sup> Cfr. docc. 24-25 ISP-FE.

la perdita di ricavi è stimata in 5,3 mln./euro nel quarto trimestre 2022 e in 11,2 mln./euro per il periodo gennaio-settembre 2023. Assumendo invece un prezzo all'ingrosso del gas (al PSV) pari a quello indicato dall'ARERA per la fatturazione in acconto dell'ottobre 2022 (1,96 €/Smc), la perdita si riduce a circa 4,1 mln/euro nell'ultimo trimestre 2022 e a 8,6 mln/euro per il periodo gennaio-settembre 2023.

Un aggiornamento<sup>144</sup> delle stime successivo al CdA riporta dei valori ancora più bassi, a seguito della riduzione dei prezzi all'ingrosso del gas correnti e attesi. Applicando un prezzo all'ingrosso del gas (al PSV) pari a 1,23 €/Smc per il quarto trimestre 2022 e di 1,52 €/Smc per il periodo gennaio-settembre 2023, il beneficio stimato (cioè, la perdita per Hera) si riduce rispettivamente a 2,9 mln/euro e a 5,4 mln/euro. Per il solo mese di ottobre 2022 si stima un beneficio di appena 350.000 euro sulla base del prezzo al PSV del gas di quel mese.

La minor riduzione dei ricavi attesi che si profila alla fine di ottobre rispetto a poche settimane prima viene rilevata dal Responsabile Gestione Operativa e Commerciale Teleriscaldamento in occasione della predisposizione del comunicato stampa per comunicare la firma dell'Addendum, secondo il quale *“i valori economici di beneficio [riportati nella bozza di comunicato stampa circolata] sono coerenti con uno scenario che a oggi non si vede più.....o accettiamo di comunicare dei valori più bassi oppure comunichiamo una forchetta [...]. Definiti i valori che vogliamo comunicare magari il testo potrebbe modificarsi un po”*<sup>145</sup>.

**157.** Nell'ultima decade di ottobre viene definito il testo dell'Addendum alla Convenzione che recepisce l'accordo tra Hera e il Comune di Ferrara.

Il testo non è imposto dal Comune, ma è piuttosto il frutto di un intenso scambio tra i vertici del Comune stesso (Assessore competente e dirigente settore Ambiente) e quelli di Hera (Presidente Esecutivo - Direttore Centrale Mercato, top management della Divisione TLR)<sup>146</sup>.

L'Addendum viene firmato il 27 ottobre 2022.

Hera predispose un comunicato e una lettera per i clienti la cui gestazione è particolarmente difficile, a causa della consapevolezza che le indicazioni dei risparmi fornite sono legate a ipotesi che potrebbero essere smentite dall'andamento delle quotazioni gas<sup>147</sup>. Alla fine si deciderà di non

---

<sup>144</sup> Cfr. doc. 40 ISP-FE del 24/10/22.

<sup>145</sup> Cfr. doc. 29 ISP-BO.

<sup>146</sup> Cfr. docc. 99, 101 e 3, 4, 5, 37 ISP-FE, doc. 23 e 34 ISP-BO. La versione finale firmata è contenuta nel doc. 6 ISP-FE.

<sup>147</sup> Cfr. doc. 29 ISP-BO.

comunicare sconti ma solo il nuovo valore fisso, specificando che vi sarà uno sconto anche sulla quota potenza<sup>148</sup>.

**158.** Nel periodo successivo Hera monitora l'andamento delle quotazioni del gas, in modo da stimare con più accuratezza la perdita di ricavi e quindi i benefici effettivi per i cittadini ferraresi.

Una prima stima del 9 novembre<sup>149</sup> indica uno scostamento del margine primo rispetto al budget nel mese di ottobre 2022 attribuibile per circa 1 milione di euro alla revisione delle tariffe a Ferrara.

All'inizio di gennaio 2023 il minor ricavo per Hera nel quarto trimestre 2022 risulta essere di circa 3,6 mln. di euro, a causa dell'aumento della quota geotermica a fronte della riduzione dei consumi<sup>150</sup>. Ciò corrisponde a una riduzione media di oltre il 28% rispetto alle tariffe originali, anche se a conguaglio alcuni clienti hanno ricevuto sconti più elevati.

**159.** A dicembre 2022 cominciano le lamentele degli amministratori di condominio riguardo a bollette contenenti aumenti estremamente elevati delle bollette del teleriscaldamento. Viene fatta circolare tra il top management di Hera (anche a causa dell'interessamento dell'assessore competente) la bolletta di *“un condominio a campione”* ([omissis]), che per identici consumi nel mese di novembre (71,4 MWh) è stato fatturato a dicembre 2021 per circa 9.958 euro e a dicembre 2022 per 30.588 euro<sup>151</sup>.

A fronte delle lamentele, a metà febbraio 2023 Hera pubblica un comunicato<sup>152</sup> in cui afferma che le bollette del teleriscaldamento per i consumi di gennaio risultano in calo del 60% rispetto a dicembre 2022 nonostante l'aumento dei consumi e che circa metà di tale diminuzione *“deriva dalla nuova Convenzione tra Hera e il Comune di Ferrara”*. Hera afferma inoltre che è improprio paragonare il prezzo fisso di 155 €/MWh con la quotazione del gas al PSV, in quanto la prima si riferisce al calore fornito alle abitazioni degli utenti e la seconda alla sola componente materia prima. Infine, si riporta la stima di 3,6 milioni di euro di beneficio per gli utenti nel quarto trimestre 2022.

**160.** Nonostante il comunicato di Hera, le polemiche non si placano. Il Comune convoca un tavolo di confronto con Hera e un comitato di condomini (Rete Civica), che si riunisce il 4 maggio. In previsione del tavolo, il 26 aprile

---

<sup>148</sup> Cfr. doc. 7 ISP-BO del 15/11/22. Hera ha poi cominciato a lavorare ad un incontro con gli amministratori di condominio, predisponendo una presentazione delle nuove tariffe in cui si ventilava un vantaggio pari al 20% circa grazie alla Nuova Convenzione (cfr. doc. 64 ISP-FE).

<sup>149</sup> Cfr. doc. 55 ISP-FE.

<sup>150</sup> Cfr. doc. 17 ISP-BO.

<sup>151</sup> Cfr. doc. 56 ISP-FE. Si tratta di uno dei condomini segnalanti, il condominio [omissis].

<sup>152</sup> Cfr. doc. 9 ISP-BO. Cfr. anche doc. 2 ISP-BO del 24/2/23, in cui si parla di un *test* effettuato su alcune utenze da cui emergerebbero sconti “tra il 58% e il 70%”.

si tiene una riunione in Comune tra i rappresentanti di Hera e l'assessore competente, che fornisce a Hera indicazioni circa i punti che la Rete Civica vorrà trattare<sup>153</sup>. Le spiegazioni generali fornite da Hera il 4 maggio e la proposta di rivedersi a giugno per una spiegazione completa non soddisfano il comitato, che il 6 maggio invia una segnalazione sul servizio di TLR di Ferrara al Comune di Ferrara, all' ARERA e all' Autorità<sup>154</sup>.

Nel corso del mese di maggio il management di Hera riceve *“sollecitazioni da parte del Comune ([l'assessore competente]) per condividere una tattica di azione per i prossimi mesi/settimane”*. In una mail interna si esprime la preoccupazione che la *“situazione purtroppo ci può sfuggire di mano da un momento all'altro: il Sindaco ha ricevuto centinaia (così mi dice [l'assessore competente]) di richieste di aiuto per il caro teleriscaldamento, la maggioranza consiliare ormai è compatta sulla necessità di richiedere un intervento (e l'opposizione già lo era...)”*<sup>155</sup>. A fine maggio si tiene un incontro tra i vertici di Hera, l'assessore competente e la capo di gabinetto del Sindaco e Hera procrastina al 19 giugno la presentazione dei risultati dell'Addendum in consiglio comunale.

Il 7 giugno l'assessore competente chiama Hera per *“rappresentar[e] alcune riflessioni che opportunamente declinate a loro avviso garantirebbero la tenuta politica di una ipotesi evolutiva dell'addendum. [...] Gli elementi che garantirebbero la tenuta sarebbero:*

- a) Un cap e un floor che siano giustificabili con un'argomentazione di natura industriale (dobbiamo saper spiegare perché quei numeri e non altri)*
- b) Nella forbice interna tra cap e floor introdurre una scontistica % sulla quota geo rispetto alla quota non geo (per dire che a Ferrara il vantaggio resta rispetto ad altri territori)*
- c) Argomentare se ci sono stati casi in cui il prezzo fisso geo ha generato costi superiori rispetto alla quota variabile non geo e in caso ci fossero stati conguagliare (se ben ricordo possiamo argomentare che non ce ne sono stati)*
- d) Nice to have → se riuscissimo a fare qualcosa di efficace sulla comunicazione/trasparenza verso l'utenza sarebbe fantastico”*<sup>156</sup>.

In realtà, già dalla fine di maggio Hera aveva cominciato a lavorare a una revisione dell'Addendum, sull'ipotesi di un cap tariffario sulla componente variabile, abbandonando la differenziazione per componenti<sup>157</sup>.

---

<sup>153</sup> Cfr. doc. 123 ISP-FE.

<sup>154</sup> Cfr. doc. 21 ISP-BO.

<sup>155</sup> Cfr. doc. 22 ISP-BO.

<sup>156</sup> Cfr. doc. 1 ISP-BO.

<sup>157</sup> Cfr. doc. 78 ISP-FE

**161.** All'incontro in Consiglio Comunale il 19/6 Hera ha presentato<sup>158</sup> una stima dei benefici effettivamente realizzati della nuova Convenzione nel periodo ottobre 2022-maggio 2023 (cfr. fig. 21), cui andrebbe aggiunto un ulteriore risparmio stimato di circa 450.000 euro tra luglio e settembre 2023. Si tratta di valori che, pur in presenza di una componente geotermica ben più alta di quella del 30% considerata nelle simulazioni di Hera del settembre-ottobre 2022, sono assai inferiori a quelli inizialmente stimati da Hera, sia per il IV trimestre 2022 che, soprattutto, per il 2023. Essi riflettono infatti la discesa del prezzo del gas nell'ultimo trimestre 2022 rispetto alle previsioni di inizio settembre (già intercettata nelle ultime simulazioni prima della firma dell'Addendum ma non trasferita sul prezzo fisso GEO) e l'accentuazione di tale discesa nel primo semestre 2023.

**Fig. 21: stima di Hera dei benefici realizzati dalla nuova Convenzione**

Periodo	Ott. '22 – dic. '22	Gen. '23 – mag. '23	Tot. periodo
Beneficio Convenzione Geo (IVA esclusa)	-3.627.566 €	-941.418 €	-4.568.984 €
Beneficio Convenzione Geo (IVA inclusa)	-4.111.489 €	-988.489 €	-5.099.979 €

% GEO	52,64% (consuntivo)	40% (acconto)
-------	---------------------	---------------

Prezzo TLR post Convenzione IVA esclusa	235,8 €/MWh	188,9 €/MWh	205,5 €/MWh
Prezzo TLR <u>pre</u> Convenzione IVA esclusa	330,3 €/MWh	202,3 €/MWh	247,5 €/MWh
<b>Beneficio medio (€/MWh)</b>	<b>- 94,5 €/MWh (-29%)</b>	<b>- 13,4 €/MWh (-7%)</b>	<b>- 42,1 €/MWh (-17%)</b>

N.B.: per il 2023 la quota GEO è in "acconto" perché alla fine dell'anno si effettueranno i conguagli sulla base della quota di calore effettivamente proveniente da fonte geotermica

**162.** Da una serie di esemplificazioni su clienti "tipici" emerge che i benefici sono stati maggiori per la pubblica amministrazione (19% nel periodo ottobre 2022 – maggio 2023) e minori per le utenze domestiche più piccole, servite con la tariffa monomia (8%). Per i condomini medi e grandi si stima un risparmio del 14% circa.

**163.** I risultati presentati da Hera sono stati contestati dalle Reti Civiche in un'audizione presso la IV Commissione Consiliare del Comune di Ferrara tenutasi il 27 giugno 2023; lo schema di intervento è stato fatto pervenire a Hera dal Comune in via riservata<sup>159</sup>.

La Rete Civica ha contestato il prezzo "pre-convenzione" dichiarato da Hera,

<sup>158</sup> Cfr. doc. 89 ISP-FE.

<sup>159</sup> Cfr. doc. 122 ISP-FE.

il valore della componente geotermica (che sarebbe largamente superiore ai costi della geotermia, assumendo che i prezzi praticati nel 2020 e nel 2021 fossero remunerativi per la geotermia), l'entità dei risparmi effettivi garantiti dall'Addendum (che potrebbero diventare extra-costi in presenza di una ulteriore discesa dei prezzi del gas). Inoltre paventa una responsabilità erariale per il Comune in relazione all'allungamento della concessione e al dimezzamento degli oneri concessori.

**164.** Ai primi di luglio si svolge una riunione interna tra il top management della Divisione Teleriscaldamento per discutere una revisione dell'Addendum<sup>160</sup>, consistente nell'applicazione della metodologia originaria (senza prezzo fisso per la componente geotermica) con un cap – differenziato per tipologia di utenza – fissato in modo tale da produrre un beneficio per gli utenti rispetto alla situazione attuale a partire, a seconda delle ipotesi utilizzate, da una quotazione all'ingrosso del gas di 30 o 40 €/MWh – cioè di circa 5 €/MWh superiore o inferiore alla quotazione di 35,7 €/MWh su cui sarebbe stata basata la determinazione del prezzo fisso di 149 €/MWh per il calore di origine geotermica<sup>161</sup>.

**165.** Queste discussioni hanno trovato un punto di caduta nell'Atto integrativo sottoscritto il 30 ottobre 2023.

### *III.3.8. I pozzi geotermici e il costo del calore di origine geotermica*

**166.** Per quanto riguarda il calore di fonte geotermica, sono stati acquisiti agli atti (i) l'originario contratto di fornitura<sup>162</sup> del fluido geotermico tra ENI/Agip ed Enel, da un lato, e il Comune di Ferrara, dall'altro, (ii) copia del Memorandum of Understanding ("MoU") del 25 luglio 2017 che regola i rapporti tra i soci dell'ATI tra Enel Green Power S.p.A. e Hera per la partecipazione alla gara per l'assegnazione della concessione per lo sfruttamento dei pozzi geotermici di Casaglia (FE) e la successiva gestione dell'attività in caso di aggiudicazione, (iii) il contratto di costituzione di RTI tra Enel Green Power S.p.A. e Hera del 21/12/2017, stipulato a seguito dell'assegnazione della concessione e (iv) una bozza del 2021 del regolamento interno del RTI<sup>163</sup> che secondo Hera risulta ancora in discussione e dovrebbe integrare il MoU.

---

<sup>160</sup> Cfr. doc. 57 ISP-FE.

<sup>161</sup> Nel doc. 58 Hera dichiara che le valutazioni erano basate su un prezzo all'ingrosso di 38,2 eurocent/Smc, che corrispondono (per una PCS di 38,52 MJ/Smc) ad un prezzo di 35,7 €/MWh.

<sup>162</sup> Cfr. doc. 39 ISP-BO.

<sup>163</sup> Cfr. doc. 38 ISP-BO.

**167.** L'originario contratto tra ENI/Agip ed Enel, da un lato, e il Comune di Ferrara, dall'altro lato, stabilisce (articolo 10) il principio che il prezzo di cessione al Comune debba consentire ai fornitori una adeguata remunerazione di tutti i costi, compresi il rischio minerario e quelli di ricerca tecnologica. Veniva prevista inoltre [omissis].

**168.** Il MoU<sup>164</sup> stabilisce che “*Hera, in qualità di Distributore del calore, si impegna ad acquistare il calore derivante dalla concessione, previa stipula di idoneo contratto di durata pari a quella della concessione, a un prezzo che remunererà adeguatamente tutte le spese effettuate dalla ATI [omissis]*” (cfr. articolo 7.1).

[Omissis].

In ogni caso, occorrerà “*garantire comunque una redditività post-tasse del [omissis]*”, [omissis]<sup>165</sup>.

[Omissis].

**169.** L'articolo 7.4 del MoU chiarisce che [omissis].

In applicazione di tale meccanismo sono state previste le modalità operative che assicurano che Hera - TLR Ferrara ritiri tutto il calore sostenendo, a consuntivo, tutti i costi operativi fissi e variabili sostenuti dall'ATI e tutti i corrispettivi fissi a remunerazione del capitale investito dall'ATI, garantendo ai soci la remunerazione pattuita del capitale investito<sup>166</sup>.

**170.** Di conseguenza, il costo del calore geotermico fornito dall'ATI per la rete di Ferrara è dato dalla somma di (i) costi operativi dell'ATI sostenuti da Hera, (ii) costi operativi dell'ATI sostenuti da EGP, (iii) ammortamenti di competenza di EGP, (iv) remunerazione del capitale investito da Hera e da EGP. Hera include la propria quota di capitale investito nei pozzi geotermici negli asset complessivi della rete di Ferrara e di conseguenza i relativi ammortamenti sono compresi negli ammortamenti della rete di Ferrara.

La tabella 8, sintetizza il conto economico dell'ATI e i flussi prima ricordati. Nella tabella, i ricavi dalla vendita di calore vanno intesi, dal punto di vista di Hera, come la somma dei costi operativi e della propria remunerazione. Il costo complessivo del calore per la rete di Ferrara è dato dalla somma delle componenti prima ricordate.

---

<sup>164</sup> Cfr. allegato 2 doc. 58.

<sup>165</sup> Cfr. *ibidem*.

<sup>166</sup> Cfr. doc. doc. 58.

**Tabella 8: Conto economico dell'ATI di estrazione del calore geotermico (migliaia di euro)**

(migliaia di euro)	2021	2022	2023
<b>Ricavi da calore per Teleriscaldamento</b>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<b>Costi operativi</b>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>Costi Infra-Gruppo</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>energia elettrica uso industriale</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>altri costi per materie prime e materiali</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>manutenzioni</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>Altri servizi</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>Altri Oneri di Gestione</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<i>Personale</i>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<b>Ammortamenti EGP</b>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<b>Costi operativi EGP</b>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<b>Remunerazione EGP</b>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<b>Remunerazione Hera</b>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<b>Costo calore geotermico immesso nella rete di Ferrara</b>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<b>Costo medio calore geotermico immesso in rete (€/MWh)</b>	[30-40]	[30-40]	[40-50]

Fonte: doc. 38, doc. 58

**171.** I costi operativi dell'ATI sono costituiti prevalentemente dall'energia elettrica per le pompe del fluido geotermico e dalle manutenzioni e le loro variazioni determinano in larga misura il costo del calore geotermico acquistato dalla rete di Ferrara.

**172.** Tale costo si è mantenuto relativamente stabile nel tempo, come risulta dalla tabella seguente, anche durante l'aumento del prezzo del gas. Negli aumenti del prezzo medio del calore hanno infatti pesato proporzionalmente di più gli oneri di manutenzione, che appaiono responsabili dell'aumento del costo del calore nel 2023 e che nel 2022 sono cresciuti proporzionalmente di più del costo dell'energia elettrica rispetto al 2021.

**Tabella 9: quantità immesse e costo medio del calore fornito dall'ATI**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Calore immesso (GWh)	63,54	75,38	67,41	47,68	[80-90]	[90-100]	[80-90]
costo medio (€/MWh)	[20-30]	[20-30]	[20-30]	[30-40]	[30-40]	[30-40]	[40-50]

Fonte: elaborazioni su dati doc. 38, 81

**173.** Nel corso del 2021-22 il peso della fonte geotermica è stato inversamente proporzionale ai consumi (cfr. fig. 19); nei periodi di minor domanda, infatti, la maggior parte dei consumi è stata soddisfatta dai pozzi geotermici che hanno immesso in media circa [1-5] GWht al mese; nel picco di domanda invernale, invece, i pozzi geotermici hanno immesso in media oltre [10-15] GWht in rete e sono stati affiancati dal WTE e, in alcuni mesi, dalle caldaie di integrazione

e riserva.

**174.** Il prezzo medio del calore ha seguito un andamento ciclico, crescendo nei mesi estivi a causa delle componenti fisse dei costi operativi e dei costi fissi di ammortamento e remunerazione del capitale<sup>167</sup> (cfr. fig. 22).

In ogni caso, come già rilevato il prezzo medio del calore immesso in rete si è mantenuto piuttosto stabile e ha risentito assai poco dell'aumento del prezzo all'ingrosso del gas<sup>168</sup>: il prezzo medio del calore immesso in rete è passato da [30-40] €/MWh nel 2021 a [30-40] €/MWh nel 2022, con un aumento dell'8,7%.

**Fig. 22: andamento prezzo medio del calore di fonte geotermica immesso nella rete TLR di Ferrara e del peso di tale calore sul totale, 2021-2022**



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 8

**175.** La documentazione acquisita contiene anche il business plan dell'intero progetto di "potenziamento pozzi GEO"<sup>169</sup> per la sola Hera, che comprende gli investimenti nell'ATI sostenuti da Hera, i costi operativi dell'ATI – cioè quelli di estrazione del calore geotermico -, gli investimenti infrastrutturali sostenuti da Hera per l'utilizzo del calore nella rete di TLR, nonché la remunerazione da garantire a ENEL Green Power (considerata come un costo per Hera). Tale business plan, sviluppato per verificare gli effetti di un *cap*

<sup>167</sup> Nell'agosto-settembre 2021 la produzione si è quasi azzerata a causa di manutenzioni e ciò ha fatto aumentare notevolmente il costo medio calcolato.

<sup>168</sup> Il coefficiente di correlazione tra i prezzi del calore geotermico e le quotazioni al PSV è di -0,14.

<sup>169</sup> Cfr. doc. 38, ISP-FE, file *1.Modello ATI PI2023-2026-xi-AS IS.xls*, foglio "DCF Pozzi Hera".

sulle tariffe del teleriscaldamento da energia geotermica, rappresenta a tutti gli effetti i costi complessivi e la redditività dell'impiego dell'energia geotermica nella rete di TLR di Ferrara, di cui l'ATI rappresenta solo una parte.

Il business plan assume che, a partire dal 2021, il calore geotermico rappresenti almeno il 44% del calore immesso nella rete di Ferrara<sup>170</sup>, che *[omissis]*<sup>171, 172</sup>.

Il foglio Excel permette di simulare facilmente la redditività attesa in assenza di *cap* e con valori del *cap* pari al valore fisso su cui Hera si è effettivamente accordata con il Comune di Ferrara (155 €MWh fino alla fine del 2024, 149 €MWh successivamente). Il risultato di queste simulazioni è che, sotto le medesime ipotesi di costi e prezzi della simulazione precedente, il *cap* sarebbe stato efficace (cioè, avrebbe comportato una riduzione dei ricavi attesi) solo fino al 2025 e il TIR sarebbe stato superiore al 70%. In assenza di *cap*, invece, il TIR avrebbe superato il 100%. Nella memoria finale Hera ha sostenuto che i calcoli relativi al RONA contenuti in questo business plan sarebbero imprecisi, in quanto si tratterebbe di un work-in-progress nel quale erroneamente non si è tenuto conto anche degli asset necessari per trasportare e distribuire il calore agli utenti ferraresi. Tenendo conto di tali asset, il RONA risulterebbe compreso tra il *[10%-20%]* con un *cap* pari a 155 €MWh e si ridurrebbe al di sotto del *[10%-20%]* con un *cap* pari a 149 €MWh.

**176.** Dal business plan suddetto risulta altresì che Hera stimava che i costi operativi medi che avrebbe dovuto complessivamente sostenere per estrarre il fluido geotermico e utilizzarlo per fornire calore alla rete di teleriscaldamento di Ferrara sarebbero inferiori a *[60-70] €MWh* (*[70-80] €MWh* includendo anche gli ammortamenti degli impianti geotermici) per tutta la durata dell'ATI, compreso il rendimento per ENEL Green Power.

Di questi, *[oltre la metà]* avrebbero coperto i costi dell'infrastruttura per utilizzare la fonte geotermica nella rete di TLR; poco meno di *[omissis] €MWh* avrebbero garantito a ENEL Green Power il rendimento pattuito; poco più di *[un quarto]* avrebbero coperto i costi variabili di funzionamento dei pozzi geotermici e circa *[omissis] €MWh* avrebbero coperto l'ammortamento delle spese capitali della geotermia.

Tali dati dimostrano che i valori del prezzo fisso fissati nell'Addendum

---

<sup>170</sup> Si tratta di circa *[80-90] GWh/anno*.

<sup>171</sup> Il RONA a livello aziendale viene calcolato tenendo conto anche del capitale circolante netto, che è aggiunto al denominatore. Hera nel business plan relativo ad un impianto non può prevedere l'entità del capitale circolante netto e ha quindi optato per un RONA calcolato sulle sole attività fisse.

<sup>172</sup> Il WACC è una misura del costo medio del capitale necessario per finanziare un investimento, ponderato con le quote di capitale proveniente da terzi finanziatori (banche, istituti finanziari) e da capitale di rischio, anche di provenienza interna. Per quest'ultimo si tiene conto anche della remunerazione per il rischio, rapportata alla effettiva rischiosità dell'investimento.

dell'ottobre 2022 erano largamente superiori ai costi del calore geotermico e che avrebbero garantito a Hera una significativa redditività dell'investimento nella geotermia, considerato che le simulazioni riguardano un *cap* e non il più redditizio prezzo fisso.

**177.** Da diverse presentazioni acquisite in ispezione<sup>173</sup> emerge altresì che Hera e Enel Green Power intendono ampliare le operazioni dell'ATI, investendo in altri due pozzi geotermici a servizio della rete di teleriscaldamento ferrarese, in modo da raddoppiarne la capacità produttiva.

In assenza di *cap*, la redditività del previsto investimento in nuovi pozzi geotermici presenterebbe un tasso di rendimento interno non inferiore a quello garantito all'ATI. Dalle simulazioni effettuate da Hera emerge che per mantenere tale TIR, il *cap* dovrebbe attestarsi al di sopra di 150 euro/MWh in assenza di contributi, mentre in presenza di un eventuale contributo del Comune di Ferrara di 500.000 euro/anno e/o di un contributo *una tantum* proveniente dal PNRR il *cap* dovrebbe essere non inferiore ai 115 €/MWh<sup>174</sup>.

### ***III.3.9. Il termovalorizzatore e il costo del calore proveniente dalla combustione di rifiuti***

**178.** La fornitura di calore alla rete di TLR da parte del termovalorizzatore gestito da Herambiente è regolata da un contratto<sup>175</sup> che specifica i limiti di potenza massimi e minimi e l'energia minima prelevabile, le modalità di programmazione dei prelievi e quelle di determinazione dei corrispettivi.

Il Contratto decennale di fornitura tra Hera ed Herambiente stipulato nel 2009 specifica all'articolo 6 che “[i]l principio generale concordato tra le parti per la valorizzazione dell'energia termica ceduta dal WTE è quello del prezzo equivalente di cessione, cioè del prezzo che garantisce per HERAMBIENTE l'invarianza del ricavo rispetto alla vendita EE [energia elettrica], [omissis]”. Tale “prezzo equivalente di cessione” è identificato nella somma del “prezzo di cessione dell'energia elettrica alla rete” e del prezzo degli eventuali certificati verdi riconosciuti, moltiplicata per un coefficiente di trasformazione dell'energia termica in energia elettrica, fissato a [0,2 - 0,3].

**179.** Il principio espresso sembra coerente con l'AIA rilasciata a Herambiente in data 11/3/2008, in cui si afferma che “il processo di termovalorizzazione messo in atto nell'impianto prevede il recupero del calore di combustione dei

---

<sup>173</sup> Cfr., per esempio, quella allegata allo stesso doc. 38 ISP-FE.

<sup>174</sup> Cfr. doc. 70 ISP-FE.

<sup>175</sup> Cfr. doc. 225 ISP-BO per il contratto del 2009.

*rifiuti con la produzione in caldaia di vapore surriscaldato; il vapore così prodotto viene normalmente inviato ai due turboalternatori per la produzione di energia elettrica, uno a servizio della linea esistente e uno a servizio delle nuove linee. In base alla stagionalità e alle necessità parte del vapore può essere spillato dalle turbine per cedere energia, attraverso scambiatori di calore dedicati, all'adiacente centrale di teleriscaldamento, il cui scopo principale è quello di produrre, accumulare e distribuire alla rete cittadina l'energia termica proveniente da varie fonti, in modo da ottimizzarne l'utilizzo in funzione della richiesta degli utenti. L'impianto di termovalorizzazione rappresenta la fonte di produzione secondaria di tale rete di teleriscaldamento: il sistema infatti si avvale principalmente dell'energia termica derivante dal fluido geotermico estratto dal sottosuolo per mezzo di due pozzi geotermici; un'ulteriore fonte di produzione (detta terziaria) è rappresentata infine da una centrale termica [...] per la produzione di acqua calda.”.*

**180.** Tale principio è stato ribadito in occasione del rinnovo, nel 2021, del contratto alle medesime condizioni e in occasione della verifica interna di conformità sul nuovo contratto compiuta da Herambiente, che ha sostenuto che *“Poiché il processo di cessione di energia termica da parte del termovalorizzatore comporta una riduzione proporzionale del quantitativo di energia elettrica prodotta, la vendita di energia termica dovrà compensare il mancato ricavo per la minore produzione e minore vendita di energia elettrica”*<sup>176</sup>.

**181.** Nella Relazione Tecnica del 2022 tuttavia si precisa che *“In base alla stagionalità e alle necessità, parte del vapore viene spillato dalla turbina, mediante prelievo regolato, per cedere energia termica, attraverso 2 scambiatori di calore dedicati, al sistema di teleriscaldamento, offrendo in questo caso il massimo del rendimento di recupero dalla termovalorizzazione dei rifiuti”*<sup>177</sup> (enfasi aggiunta).

In sintesi, l'impianto è costruito in modo che il calore recuperato dalla combustione dei rifiuti sia immesso nella turbina che permette la trasformazione dello stesso in energia elettrica. Da tale turbina il calore può essere inviato (“spillato”) agli scambiatori e in tal caso si ha il massimo recupero del calore, pari al rendimento dello scambiatore. La “spillatura” necessariamente riduce la quantità di calore disponibile per la produzione di

---

<sup>176</sup> Cfr. doc. 169 ISP-BO.

<sup>177</sup> Cfr. doc. 174 ISP-BO, pag. 16.

energia elettrica; quest'ultima avviene secondo il citato rapporto di  $[0,2 - 0,3]$  kWh per ogni kwht spillato.

**182.** Dalle relazioni annuali prodotte da Herambiente per la verifica dell'efficienza energetica dell'impianto<sup>178</sup> risultano le produzioni di energia elettrica e di energia termica nel 2021-22 riportate in tabella 10.

**Tabella 10: produzione di energia elettrica e di energia termica ceduta al TLR**

	2021	2022
Energia elettrica prodotta (kWh)	75.794.400	82.560.240
Energia termica ceduta al TLR (kWh)	75.845.000	67.304.000

Per valutare in termini omogenei il modo in cui la produzione si è ripartita tra energia elettrica e calore ceduto al TLR conviene utilizzare il c.d. *work method*<sup>179</sup>, trasformando l'energia termica ceduta alla rete di TLR nell'energia elettrica "non prodotta" secondo il coefficiente di trasformazione di  $[0,2 - 0,3]$ . Applicando tale coefficiente risulta che il calore ceduto al TLR ha rappresentato una quota della produzione di energia elettrica producibile dal termovalorizzatore pari al 17,8% nel 2021 e al 15,8% nel 2022.

Nel 2023 il peso del calore ceduto al TLR è risultato non superiore al 15%, a causa della contrazione delle vendite di calore (che si sono ridotte a 63,8 GWh) e del contemporaneo aumento delle vendite di energia elettrica.

**183.** Nel corso del 2021-22 l'impiego del WTE ha seguito un andamento ciclico legato alla domanda di calore del teleriscaldamento – che raggiunge il suo picco nel periodo dicembre – febbraio – e alle manutenzioni dell'impianto. Esso ha inoltre supplito all'indisponibilità del calore geotermico in occasione delle manutenzioni degli impianti di Casaglia.

Il prezzo medio del calore immesso, inferiore ai  $[10-20]$  €/MWh nella prima metà del 2021, è gradatamente aumentato nel periodo successivo, senza mai superare i  $[70-80]$  €/MWh (tranne che nell'agosto e settembre 2022, quando tuttavia il contributo del WTE al calore immesso in rete è stato inferiore al 10%). In occasione dei picchi del prezzo del gas naturale nell'estate 2022 l'impiego del WTE è stato sostanzialmente nullo e quindi tali picchi non hanno impattato direttamente sul costo del calore.

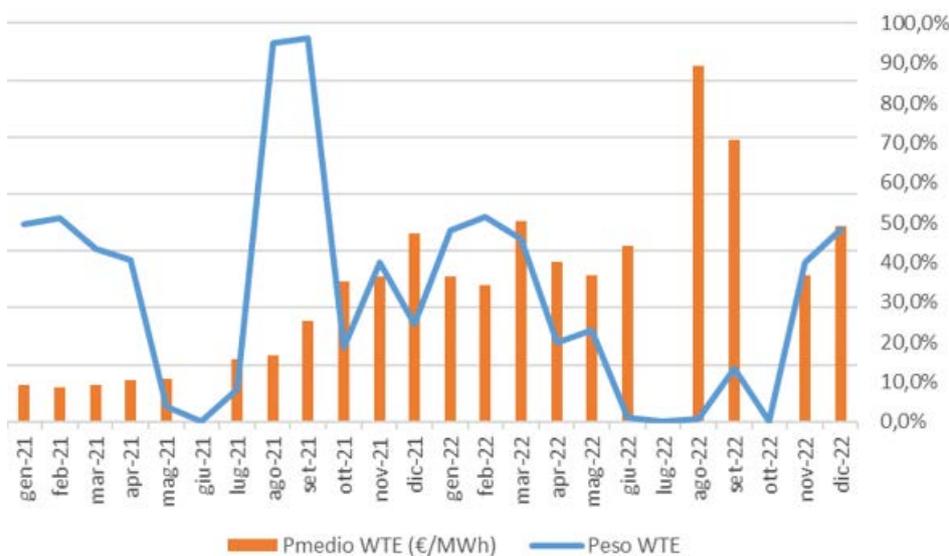
Nel complesso, il costo medio del calore da WTE immesso nella rete di Ferrara è passato da circa  $[20-30]$  €/MWh nel 2021 a circa  $[50-60]$  €/MWh nel 2022, a fronte di un PUN che nello stesso periodo è passato da 125 €/MWh a 303

<sup>178</sup> Cfr. docc. 173-174 ISP-BO.

<sup>179</sup> Cfr. DCO 214/2024 dell' ARERA, pubblicato il 28 giugno 2024.

€MWh.

**Fig. 23: andamento prezzo medio del calore da WTE immesso nella rete TLR di Ferrara e del peso di tale calore sul totale, 2021-2022**



Fonte: elaborazioni su dati docc. 5, 8

**184.** La tabella 11 seguente riporta il conto economico del WTE sulla base dei dati di contabilità industriale, che includono anche i ribaltamenti di costi e ricavi sostenuti da altre unità ma di competenza del termovalorizzatore<sup>180</sup>.

**Tabella 11: conto economico del termovalorizzatore di Ferrara**  
[omissis]

**185.** Oltre metà delle entrate del termovalorizzatore di Ferrara deriva dalla tariffa di conferimento rifiuti. La vendita di energia elettrica ha rappresentato in media il 22% di tali entrate e risulta in crescita dal 14% del 2021 al 28% del 2023. La cessione di energia termica ha contato invece per il 7,7% nel 2021, e per l'11,6% nel 2022 e per il 5,4% nel 2023.

**186.** Alla luce della proposta di ARERA (DCO 214-24) di allocare tra calore ed energia elettrica i costi degli impianti di cogenerazione “a due gradi di libertà” come il termovalorizzatore di Ferrara sulla base del c.d. *work method*, è possibile confrontare il risultato dell'applicazione di tale metodo con quello derivante dall'applicazione del contratto in essere tra Hera e Herambiente. Gli esiti sono riportati nella tabella 12 seguente.

<sup>180</sup> Cfr. doc. 226 ISP-BO, doc. 58.5.

**Tabella 12: confronto tra ricavi vendita calore alla rete TLR e allocazione dei costi di impianti sulla base del work method**

	2021	2022	2023
Ricavi Teleriscaldamento	[1-3]	[3-5]	[1-3]
Costi della produzione (senza Ribaltamenti)	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<b>COSTI DELLA PRODUZIONE</b>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<b>AMMORTAMENTI</b>	[omissis]	[omissis]	[omissis]
Peso calore ceduto alla rete TLR di Ferrara (%)	17,80	15,80	15,00
Costo attribuibile al calore ceduto al TLR secondo il Work Method			
Costi operativi di produzione (senza ammortamenti e ribaltamenti)	[1-3]	[1-3]	[1-3]
Costi operativi + Ammortamenti	[3-5]	[1-3]	[1-3]
Costi operativi + Ammortamenti + Ribaltamenti	[3-5]	[3-5]	[3-5]

Fonte: elaborazioni docc. 226, 58.5

**187.** L'applicazione del *work method* comporta un'attribuzione del costo al calore per il riscaldamento più stabile nel tempo, ma non necessariamente meno onerosa per la rete di TLR, del metodo del "mancato ricavo" costo opportunità" previsto del contratto *intercompany*, che risente maggiormente delle fluttuazioni del prezzo dell'energia elettrica.

La tabella mostra che il *work method* avrebbe comportato l'allocazione di costi operativi al calore del TLR circa in linea con i ricavi al costo opportunità nel 2021 e nel 2023 e inferiore del 50% a tali ricavi nel 2022. Includendo nei costi anche gli ammortamenti, allora nel 2021 e nel 2023 il *work method* alloca al calore da teleriscaldamento costi superiori ai ricavi realizzati dalla cessione del calore sulla base del costo-opportunità; nel 2022 accade invece l'opposto. Includendo anche i ribaltamenti, la differente situazione nel 2022 rispetto agli altri due anni si conferma, ma la differenza tra i due metodi nel 2022 risulta assai attenuata.

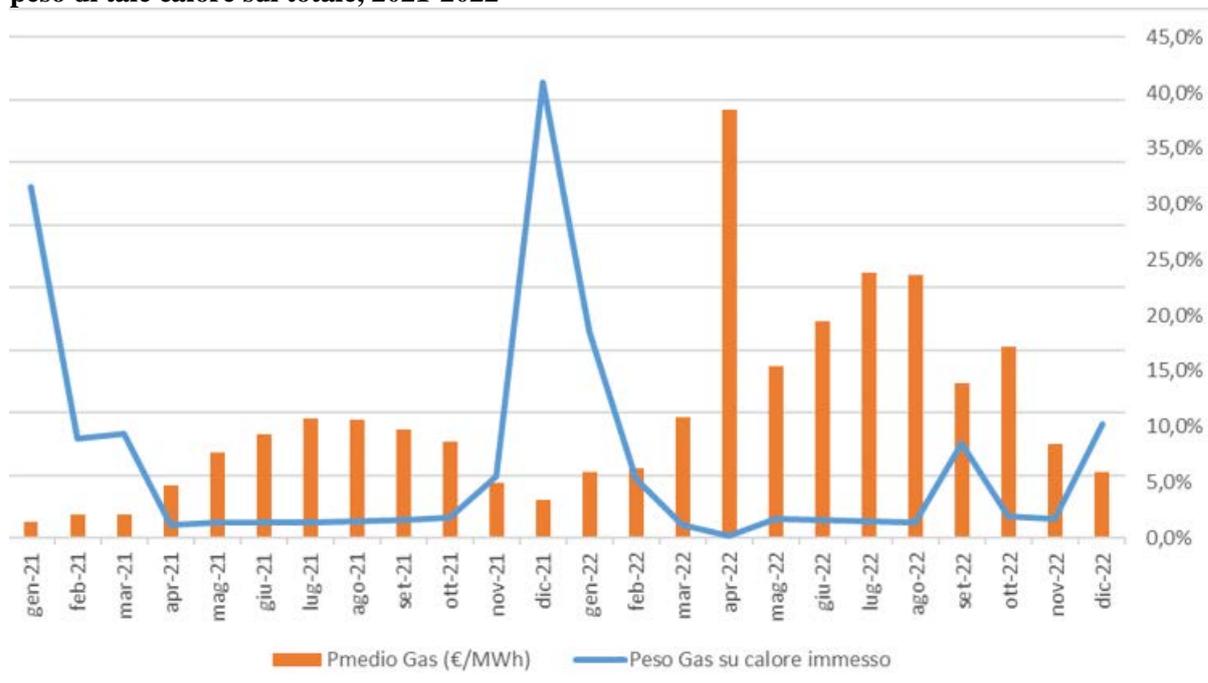
**188.** Se si guarda invece al complesso del triennio, in modo da mediare le fluttuazioni dei ricavi dovute all'applicazione del "costo opportunità", emerge che i costi allocati dal *work method* (inclusivi degli ammortamenti) al calore ceduto alla rete di teleriscaldamento sono maggiori dei ricavi dalla cessione del calore al TLR.

### ***III.3.10. Il costo del calore proveniente dalla combustione del gas***

**189.** Il gas naturale ha visto gradualmente ridurre il proprio peso nel mix di fonti di calore che servono la rete di teleriscaldamento ferrarese, che è giunto nel 2021 al 17% circa, per poi ridursi nel 2022-23 al 6% circa in media.

I dati mensili forniti da Hera per il 2021-22 mostrano che il gas naturale è utilizzato come fonte di integrazione soprattutto nei picchi invernali di dicembre-gennaio: nel dicembre 2021 la sua quota è arrivata al 41%, mentre a gennaio 2021 era stata del 32% circa e nel gennaio 2022 del 18% circa (cfr. fig. 24).

**Fig. 24: andamento prezzo medio del calore da gas immesso nella rete TLR di Ferrara e del peso di tale calore sul totale, 2021-2022**



Fonte: docc 5, 8.

**190.** In termini di prezzi medi annuali, il costo di acquisto del calore da gas immesso nella rete è cresciuto dai valori mediamente inferiori ai [30-40] €/MWh del periodo 2017-2020 ai [40-50] €/MWh del 2021 fino ai [130-140] €/MWh del 2022, per poi tornare a [90-100] €/MWh circa nel 2023.

Tali valori medi nascondono tuttavia costi medi mensili compresi nel 2021 tra i [130-140] €/MWh di maggio e i [150-160] €/MWh di ottobre e compresi nel 2022 tra i [100-110] €/MWh di gennaio e i [600-700] €/MWh di aprile.

**191.** I picchi di prezzo del 2022 hanno tuttavia avuto un impatto minimo, in quanto tra il marzo 2022 e il novembre 2022 la quota di calore fornita dal gas è stata inferiore al 2%, con l'eccezione di settembre (8,4% dell'immesso, a causa della fermata per manutenzione del WTE).

Hera appare infatti aver gestito le immissioni di calore prodotto dalla combustione di gas naturale in maniera sostanzialmente controciclica rispetto all'andamento del prezzo di acquisto del gas naturale.

### *III.3.11. Il costo del servizio di TLR di Ferrara*

**192.** In sede ispettiva sono stati acquisiti<sup>181</sup> i conti economici della rete di TLR di Ferrara relativi al 2021 e al 2022, contenenti i soli costi diretti della rete, nonché i costi dell’ATI che gestisce l’estrazione geotermica. Tali conti sono stati integrati da Hera in data 5 settembre 2023 con il conto economico relativo al primo semestre 2023 e i budget relativi ai medesimi anni<sup>182</sup> e una stima dei costi indiretti e comuni della Divisione Teleriscaldamento allocabili alla rete di TLR di Ferrara, nell’aprile 2024 con il conto economico completo del 2023 e nell’agosto 2024 con una stima dei costi indiretti e comuni della *holding* allocabili alla rete di TLR di Ferrara.

La differenza di maggior rilievo tra le due versioni dei conti economici del 2021 e del 2022 risiede nella quantificazione dell’“effetto coperture”, che nel conto economico del 2022 fornito il 5/9/23 risulta *triplicato* rispetto alla versione acquisita in ispezione<sup>183</sup>. Una versione semplificata dei conti economici nella versione *post* ispettiva è riportata nella tabella 13 seguente, dove viene indicata anche la stima dell’effetto coperture fornita in ispezione.

---

<sup>181</sup> Cfr. doc. 15 ISP-FE.

<sup>182</sup> Cfr. doc. 38 del fascicolo istruttorio.

<sup>183</sup> Per il 2022 si riporta un costo di circa [5-10] milioni di euro nel doc. 38 del fascicolo istruttorio e di [1-5] milioni nel doc. 15 ISP-FE.

**Tabella 13: Conto economico della rete di TLR di Ferrara**

	2021		2022		2023	
	€mln	GWh	€mln	GWh	€mln	GWh
<b>Ricavi</b>	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
<i>di cui: Ricavi da vendita calore TLR</i>	[10-20]	[150-160]	[20-30]	[130-140]	[20-30]	[110-120]
<b>Costi Infra-Gruppo</b>	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
<b>Costi Diretti</b>	[5-10]		[10-20]		[5-10]	
di cui: Calore	[1-5]		[5-10]		[5-10]	
WTE	[1-5]	[70-80]	[1-5]	[60-70]	[1-5]	[60-70]
GEO	[1-5]	[80-90]	[1-5]	[90-100]	[1-5]	[80-90]
di cui: Materiali	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
gas uso industriale	[1-5]	[30-40]	[1-5]	[10-20]	[0-1]	[5-10]
acqua uso industriale	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
energia elettrica uso industriale	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
altri materiali di consumo	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
di cui: Servizi	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
manutenzioni	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
di cui: Godimento Beni di Terzi	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
di cui: Canoni di concessione	1,01		1,01		1,01	
di cui: Altri Oneri di Gestione	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
di cui: Personale	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
<b>TOTALE COSTI OPERATIVI</b>	[5-10]		[10-20]		[5-10]	
Effetto Coperture	[0-1]		[5-10]		-[0-1]	
Ribaltamento Costi Indiretti da DTLR	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
Ribaltamento Costi Indiretti da HOLDING	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	[5-10]		[5-10]		[5-10]	
Ammortamenti	[1-5]		[1-5]		[1-5]	
Ribaltamento Costi Indiretti da HOLDING	[omissis]		[omissis]		[omissis]	
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	[1-5]		[5-10]		[5-10]	
Effetto coperture da doc. 15 ISP-FE	[0-1]		[1-5]		0	

Fonte: doc. 38, doc. 58, doc. 83.2, doc. 15 ISP-FE

**193.** Oltre il 90% dei costi operativi sono costituiti da costi per l'acquisto di calore dal termovalorizzatore e dai pozzi geotermici e per la produzione di calore nelle caldaie di integrazione a gas.

Il calore immesso nella rete (quantità indicate accanto alle fonti) è significativamente maggiore di quello effettivamente fornito (quantità indicate accanto ai ricavi): i dati forniti indicano che il 21-22% del calore immesso nella rete di trasporto e distribuzione è dissipato in perdite di rete. Ciò implica che il costo del calore fornito è significativamente più elevato (27-28% in più) di quello del calore immesso in rete.

**194.** La maggior parte di questo calore proviene da fonte geotermica, il cui contributo appare in aumento tra il 2021 e il 2023.

Il costo di questo calore appare in crescita del 10% tra il 2021 e il 2022, per i motivi già visti collegati al maggior costo per manutenzioni e all'aumento del

costo dell'energia elettrica per i pompaggi, ed è ulteriormente aumentato nel 2023 a causa di ulteriori manutenzioni.

**195.** I costi totali della rete di TLR comprendono, oltre ai costi operativi, gli ammortamenti della rete e delle caldaie di integrazione e riserva, i costi indiretti ribaltati dalla Divisione Teleriscaldamento e dalla *holding*, i canoni di concessione.

Gli ammortamenti rappresentano una quota significativa di tali costi totali, pari al 15% circa in media nel triennio.

Gli oneri concessori hanno inciso per il 7%-8% circa.

**196.** Infine, Hera aggiunge a questi costi totali una quota parte dei costi finanziari delle coperture acquistate per stabilizzare i propri margini rispetto al prezzo di acquisto del gas<sup>184</sup> - il c.d. “effetto coperture”.

Il peso delle coperture sui costi totali inclusivi delle coperture stesse nel periodo considerato è stato molto variabile: il 6% nel 2021, ben il 42% nel 2022, mentre nel primo semestre 2023 vi è stato un contributo negativo (ossia, un guadagno che va a ridurre i costi) dell'1% circa.

**197.** La tabella seguente riporta l'andamento del ricavo medio dal calore fornito, del costo medio del calore e del costo medio totale, quest'ultimo calcolato considerando il costo medio totale al netto o al lordo di costi indiretti e comuni (c.d. ribaltamenti) e dell'effetto coperture<sup>185</sup>.

**Tabella 14: Ricavi e costi medi della rete di Ferrara 2017-2023 (€/MWh)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ricavo medio calore fornito (€/MWh)	[100-110]	[100-110]	[110-120]	[90-100]	[110-120]	[220-230]	[160-170]
Costo medio calore immesso (€/MWh)	[20-30]	[20-30]	[30-40]	[20-30]	[30-40]	[50-60]	[40-50]
Costo medio acquisto calore WTE	[20-30]	[20-30]	[30-40]	[5-10]	[20-30]	[50-60]	[30-40]
Costo medio acquisto calore GEO	[20-30]	[20-30]	[20-30]	[30-40]	[30-40]	[30-40]	[40-50]
Costo medio calore Gas metano	[30-40]	[30-40]	[40-50]	[30-40]	[40-50]	[120-140]	[100-120]
Costo medio calore fornito (€/MWh)	[30-40]	[30-40]	[40-50]	[20-30]	[40-50]	[60-70]	[50-60]
Costo medio acquisto calore WTE	[30-40]	[30-40]	[40-50]	[10-20]	[30-40]	[70-80]	[40-50]
Costo medio acquisto calore GEO	[30-40]	[30-40]	[30-40]	[50-60]	[30-40]	[40-50]	[60-70]
Costo medio calore Gas metano	[40-50]	[40-50]	[50-60]	[40-50]	[60-70]	[160-180]	[120-140]
Costo medio totale (opex + ammortamenti)	[70-80]	[60-70]	[70-80]	[50-60]	[60-70]	[90-100]	[90-100]
Costo medio totale (costi indiretti e comuni inclusi)	[80-90]	[70-80]	[80-90]	[70-80]	[80-90]	[100-120]	[100-120]
Costo totale medio (incluso effetto coperture)	[80-90]	[70-80]	[80-90]	[70-80]	[80-90]	[160-180]	[100-120]

*N.B. il calore fornito è inferiore al calore immesso a causa delle perdite di rete (in media [20-30]%)*

Fonti: elaborazioni su doc. 35, doc. 58, doc. 83.2

<sup>184</sup> Il gestore della rete di TLR, verticalmente integrato nell'acquisto di calore, nella distribuzione dello stesso e nella sua vendita agli utenti, è soggetto sia ad un rischio quantità – le oscillazioni della domanda – che ad un “rischio prezzo” derivante dalle variazioni del prezzo di acquisto del calore e del prezzo di vendita dello stesso, qualora questo sia indicizzato a riferimenti esterni. L'impatto del rischio prezzo sui margini può essere ridotto indicizzando i prezzi di vendita ai driver di costo (per esempio un indice del prezzo del gas all'ingrosso) e/o mediante contratti finanziari che fissano ad un certo livello il costo di acquisto del calore e il suo prezzo di vendita.

<sup>185</sup> Valutato secondo il doc. 38, cioè sulla base della presunta esposizione al rischio delle diverse reti.

**198.** Dalla tabella emerge immediatamente la sostanziale stabilità del ricavo medio sul calore fornito nel 2017-2021, che vede una modesta riduzione del 12,5% nel 2020 rispetto all'anno precedente, più che recuperata l'anno successivo.

La riduzione dei ricavi avvenuta nel 2020 va confrontata con la ben più sostanziosa diminuzione del costo medio del calore fornito (-38%) e del costo medio totale (-22%), che appare dovuta in parte alla riduzione del costo di approvvigionamento del calore da gas metano, ma soprattutto a una riduzione del costo medio di acquisto del calore dal WTE.

Tali dati mostrano che la riduzione del prezzo all'ingrosso del gas metano avvenuta del 2020 è stata traslata in maniera molto parziale sul prezzo medio del calore pagato dai consumatori ferraresi, con la conseguenza che nel 2020 i margini di Hera sono *aumentati*, e non diminuiti, nella rete di Ferrara, come emerge chiaramente dalla tabella 15 seguente, così come EBIT e EBITDA (cfr. tabella 16 seguente).

**199.** Il ricavo medio realizzato da Hera nella rete di Ferrara appare largamente superiore al costo di approvvigionamento del calore - e, in particolare, di quello del calore di origine geotermica e di quello derivante dalla combustione dei rifiuti -, sia che si considerino le quantità acquistate e immesse in rete, sia che si considerino le quantità effettivamente fornite, al netto delle perdite di rete (cfr. tabella 15).

Il ricavo medio risulta sempre significativamente superiore anche ai costi totali comprensivi non solo degli ammortamenti ma anche dei c.d. ribaltamenti, con *mark-up* che nel 2021 superano il 45% per portarsi poi al 105% nel 2022 e tornare al 54% circa nel 2023.

Nel 2022 i *mark-up* sui costi medi totali pressoché raddoppiano rispetto agli anni precedenti, fuorché nel caso si consideri anche l'effetto coperture: questo è l'unico caso in cui il *mark-up* nel 2022 si riduce nettamente raggiungendo il 23% circa.

**Tabella 15: *mark-up* e margini nella rete di Ferrara, 2017-2023 (valori percentuali)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Mark-up su costo medio calore fornito	[160-180]%	[200-200]%	[140-160]%	[240-260]%	[180-200]%	[240-260]%	[180-200]%
Mark-up su Costo medio totale (opex + ammortamenti)	[30-40]%	[70-80]%	[50-60]%	[70-80]%	[60-70]%	[120-140]%	[70-80]%
Mark-up su Costo medio totale (costi indiretti e comuni inclusi)	[10-20]%	[40-50]%	[20-30]%	[30-40]%	[40-50]%	[100-120]%	[50-60]%
Mark-up su Costo totale medio (incluso effetto coperture)	[10-20]%	[40-50]%	[20-30]%	[30-40]%	[30-40]%	[20-30]%	[50-60]%
Margine su costo medio calore fornito	[60-70]%	[60-70]%	[50-60]%	[70-80]%	[60-70]%	[70-80]%	[60-70]%
Margine su Costo medio totale (opex + ammortamenti)	[20-30]%	[40-50]%	[30-40]%	[40-50]%	[40-50]%	[50-60]%	[40-50]%
Margine su Costo medio totale (costi indiretti e comuni inclusi)	[10-20]%	[30-40]%	[10-20]%	[20-30]%	[30-40]%	[50-60]%	[30-40]%
Margine su Costo totale medio (incluso effetto coperture)	[10-20]%	[30-40]%	[10-20]%	[20-30]%	[20-30]%	[10-20]%	[30-40]%

Fonti: elaborazioni su doc. 35, doc. 58, doc. 83.2

**200.** Anche i margini si mantengono su valori elevati e aumentano nel 2022,

raggiungendo i valori massimi, tranne che nel caso si consideri l'effetto coperture.

In particolare, il margine dei ricavi sui costi totali comprensivi di ammortamenti e ribaltamenti – ossia il rapporto EBIT su vendite che misura la redditività delle vendite, al lordo dell'effetto coperture – nel 2022 balza al 51% circa, aumentando di oltre il 40% rispetto al 2021.

**201.** Nel complesso, quindi, l'andamento di *mark-up* e margini al lordo dell'effetto coperture indica un aumento della redditività della rete di Ferrara nel periodo dell'aumento più marcato dei prezzi del gas naturale, in linea con la peculiare struttura dei ricavi e dei costi della rete, caratterizzata da un ampio disallineamento tra l'andamento dei ricavi e quello dei costi.

### *III.3.12. Le coperture*

**202.** I ricavi della Divisione Teleriscaldamento di Hera sono esposti a un rischio quantità (domanda di calore) e a un rischio prezzo. Il rischio prezzo deriva dalla decisione di Hera di definire il prezzo del servizio di TLR sulla base del “costo evitato” del riscaldamento a gas naturale nel servizio di tutela oppure di indicizzarlo esplicitamente a un indice del prezzo all'ingrosso del gas naturale; tale decisione ha creato un legame tra i ricavi del teleriscaldamento e l'andamento del prezzo all'ingrosso del gas naturale. Effetto collaterale dell'adozione del meccanismo del costo evitato è l'esposizione dei ricavi anche a un “rischio regolatorio”, derivante dall'esposizione alle scelte di ARERA in tema di definizione del riferimento per il costo della materia prima gas, dei costi di trasporto e distribuzione e degli oneri di sistema.

I costi della Divisione sono anch'essi legati al gas naturale (per la parte di calore generato dalle caldaie a gas), nonché all'andamento del PUN per quanto concerne il costo dell'energia elettrica per i pompaggi e il calore acquistato dai termovalorizzatori, laddove il suo prezzo sia determinato in funzione del mancato ricavo elettrico.

**203.** A partire dal 2020 la Divisione Teleriscaldamento ha intrapreso alcune azioni di mitigazione di tali rischi, “*attraverso la definizione e attivazione graduale di opportuni strumenti di copertura*”<sup>186</sup>.

**204.** Tali strumenti di copertura (c.d. “coperture”) consistono in contratti

---

<sup>186</sup> Cfr. doc. 68 ISP-FE, p. 36. La rete di Ferrara non presenta profitti o perdite per coperture fino al 2020 incluso (cfr. doc. 58), mentre nel 2020 risultano stipulati alcuni contratti di copertura per il 2021 (cfr. doc. 138 ISP-FE).

finanziari stipulati da Hera con degli Istituti Finanziari per volumi corrispondenti alla “posizione netta” della Divisione Teleriscaldamento di Hera in termini di esposizione ai diversi indici per la produzione di calore e l’offerta di calore, intendendo per “posizione netta” la differenza tra i volumi esposti in vendita e i volumi esposti in acquisto a quel determinato indice.

La differenza ha segno positivo se l’esposizione in vendita supera quella in acquisto, negativo in caso contrario.

Una posizione netta positiva si traduce in un costo se a consuntivo il prezzo risulta più alto di quello contrattualizzato nel contratto di copertura.

Al contrario, una posizione netta negativa si traduce in un costo se a consuntivo il prezzo risulta più basso di quello indicato nel contratto di copertura.

**205.** In particolare, fino a settembre 2022, Hera, per quantità pari al [70-80] % circa del totale delle forniture del settore TLR<sup>187</sup>, effettuava dei contratti di swap con un ente finanziario, di durata variabile, in cui pagava il Pfor e riceveva un certo importo fisso, definito nel contratto. Tali contratti comportavano un pagamento a favore della banca qualora il Pfor medio fosse stato maggiore dell’importo fisso nel periodo del contratto.

A seguito della modifica delle modalità di calcolo del prezzo del servizio di tutela gas apportata da ARERA con decorrenza ottobre 2022 (sostituzione dell’indice Pfor trimestrale con l’indice PSV mensile) Hera ha aggiunto anche un contratto PSV\_DA / Pfor per riallineare, anche in ragione del diverso periodo di riferimento per ciascuna di tali formule (trimestrale/mensile), l’andamento dei costi di approvvigionamento con il prezzo di vendita e quindi con i ricavi. Hera ha quindi stipulato dei contratti che prevedevano: (a) il pagamento del PSV alla banca in cambio di un valore fisso e (b) il pagamento alla banca di un valore fisso in cambio del Pfor.

Infine, in concomitanza con il cambiamento della tariffa ferrarese è stato stipulato un terzo contratto specifico per Ferrara.

**206.** Secondo quanto dichiarato da Hera<sup>188</sup> ed emerge dalla documentazione a fascicolo, nel Piano Industriale 2023-2026 del Servizio di Teleriscaldamento<sup>189</sup>, nel Conto Economico della rete di Ferrara acquisito in ispezione<sup>190</sup> e nei dati sui costi operativi prodotti in fase pre-istruttoria<sup>191</sup>, quota parte dei costi e dei ricavi derivanti dagli strumenti di copertura sono

---

<sup>187</sup> Cfr. doc. 55.1

<sup>188</sup> Cfr. docc. 55 e 58

<sup>189</sup> Cfr. doc. 28 ISP-FE

<sup>190</sup> Cfr. doc. 15 ISP-FE.

<sup>191</sup> Cfr. doc. 9.

stati allocati alla rete di Ferrara in base all'esposizione in vendita di ciascuna rete, cioè sul calore venduto, dato che tutte le formule tariffarie (con l'eccezione del Nuovo Teleriscaldamento Hera, che però ha un peso limitatissimo) sono basate sul costo evitato del riscaldamento a gas naturale o indicizzate al prezzo all'ingrosso del gas naturale.

Tale impostazione ha condotto all'attribuzione alla rete di Ferrara di circa [1-5] milioni di euro di perdite sulle coperture nel 2022 e di una perdita di circa [20.000-40.000] euro nel 2021.

**207.** Nel corso del procedimento, la Parte ha fornito una differente stima dei profitti e delle perdite relativi agli strumenti di copertura di presunta competenza della rete di Ferrara, basata sulla *“allocazione, contratto per contratto, della quota di rischio di oscillazione delle commodities astrattamente riferibile a ciascuna rete, tenendo, ad esempio, conto del fatto che le reti dove il calore è prodotto esclusivamente da impianti di cogenerazione a gas naturale hanno un minore rischio sul prezzo di vendita (perché costi e ricavi fluttuano in maniera simmetrica), mentre tale rischio prezzo è tanto maggiore quanto minore è la quota di calore prodotta con il gas.”*<sup>192</sup>.

In questo contesto: (i) l'“allocazione contratto per contratto” è da intendersi come verifica di quali contratti di copertura certamente non potevano essere riferiti alla rete di Ferrara, perché specifici di altre reti<sup>193</sup>; (ii) il “rischio astrattamente riferibile” alla rete di Ferrara è da intendersi come l'esposizione netta per ciascun indice energetico, sia in vendita che in acquisto, riferibile alla rete di Ferrara *“in funzione delle specifiche caratteristiche del relativo mix di generazione e della relativa base clienti”*<sup>194</sup>.

Tale modalità, seguita nella risposta alla richiesta dell'Autorità di ricostruire il conto economico specifico della rete TLR di Ferrara<sup>195</sup>, ha portato a stimare una perdita sulle coperture pari a circa [5-10] milioni di euro nel 2022 e a circa [500.000-900.000] euro nel 2021, contro un profitto di circa [100.000-120.000] euro nel 2023.

**208.** Nello specifico, per il totale dei contratti riferibili anche alla rete di Ferrara e relativi al gas naturale, la Divisione TLR riporta una posizione netta positiva (cioè, vende più gas di quanto non ne acquisti) e una perdita sulle relative coperture. Tale perdita è stata in larga misura determinata dai contratti

---

<sup>192</sup> Cfr. doc. 55.

<sup>193</sup> Cfr. doc. 58.

<sup>194</sup> Cfr. doc. 58.

<sup>195</sup> Cfr. doc. 38.

che prevedevano di pagare il Pfor e ricevere un prezzo fisso: il prezzo fisso (definito almeno 6 mesi prima del l'inizio del periodo di riferimento) si è rivelato largamente inferiore alla quotazione del Pfor nei periodi cui si riferivano le coperture (primo e quarto trimestre 2022)<sup>196</sup>.

Alla rete di Ferrara è stata allocata una quota del [60-70]% di tali perdite (circa [10-20] milioni di euro), in ragione del maggiore contributo di tale rete alla posizione netta positiva a causa della modesta quota della produzione di calore attraverso il gas naturale.

**209.** Alla rete di Ferrara è stata attribuita interamente la perdita (circa [1-5] milioni di euro) sui contratti stipulati in occasione del passaggio al prezzo fisso geotermico, che prevedevano il pagamento di una somma fissa per ricevere il PSV. La perdita è stata determinata dalla fissazione di un valore che si è rivelato significativamente più alto della quotazione del gas al PSV<sup>197</sup>.

**210.** Per quanto riguarda l'energia elettrica, mentre la Divisione TLR ha una posizione netta positiva (vende più energia di quanta ne acquisti), a causa della presenza di impianti di cogenerazione in alcune reti, la rete di Ferrara è nella situazione opposta perché non ha impianti di cogenerazione<sup>198</sup> e quindi è acquirente netta di energia elettrica per il funzionamento delle pompe che spingono il fluido termovettore nella rete e per i servizi ausiliari. Quindi per la rete di Ferrara l'energia elettrica è esclusivamente un costo.

Le coperture (volte a stabilizzare il prezzo dell'energia elettrica acquistata) hanno permesso alla rete di Ferrara un profitto di [1-5] milioni di euro.

### *III.3.13. La redditività della rete di Ferrara*

**211.** La tabella 16 seguente riporta alcuni indici di redditività delle vendite della rete di Ferrara, da cui emerge il significativo incremento registrato nel 2021 e soprattutto nel 2022.

---

<sup>196</sup> Cfr. doc. 58.1. Per converso, ad una posizione netta positiva sul PSV è corrisposto un profitto, in quanto le coperture prevedevano il pagamento di un prezzo fisso e il ricevimento del PSV, che è risultato più alto del prezzo fisso pattuito.

<sup>197</sup> Il valore era tuttavia coerente con le quotazioni dei *futures* sul PSV al momento della stipula, come emerge dalle quotazioni pubblicate sulle Newsletter del GME relative a tale periodo.

<sup>198</sup> Rispetto alla Divisione TLR, il termovalorizzatore di Ferrara è un impianto gestito da terzi (Herambiente).

**Tabella 16: ricavi, EBITDA e EBIT della rete di Ferrara (milioni di euro)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ricavi	[10-20]	[10-20]	[10-20]	[10-20]	[10-20]	[10-20]	[20-30]
EBITDA	[5-10]	[1-5]	[5-10]	[5-10]	[5-10]	[5-10]	[10-20]
EBIT	[1-5]	-[0-1]	[1-5]	[1-5]	[1-5]	[5-10]	[10-20]
EBITDA / Ricavi	[40-50]%	[10-20]%	[40-50]%	[30-40]%	[40-50]%	[40-50]%	[60-70]%
EBIT / Ricavi	[30-40]%	-[0-1]%	[20-30]%	[10-20]%	[20-30]%	[30-40]%	[50-60]%

Fonti: elaborazioni su dati doc. 58 (2017-2020), doc.74 ISP-FE (2016), doc 28 ISP FE (2021-2022)

Il risultato negativo del 2017 appare dovuto<sup>199</sup> a poste di natura straordinaria (minusvalenze su immobilizzazioni per *[omissis]* milioni di euro), escludendo le quali l'EBIT "ordinario" risulterebbe positivo e pari a circa il *[5-10]*% dei ricavi.

**212.** Dalla tabella 16 emerge come il "margine di profitto" realizzato da Hera nella rete di Ferrara sia stato assai elevato nel 2022 rispetto agli altri anni, attestandosi su valori superiori al 50% anche per il rapporto EBIT/ricavi, che già tiene conto degli ingenti ammortamenti richiesti dal capitale fisso della rete.

**213.** Dalla documentazione interna acquisita in ispezione<sup>200</sup> emerge come Hera utilizzi come misura di redditività nella valutazione delle performance delle diverse reti di TLR il RONA (Return on Net Asset<sup>201</sup>), "*calcolato come rapporto tra EBIT e net asset. È stato preferito l'uso dell'EBIT perché maggiormente rappresentativo della redditività degli investimenti. L'EBIT è al lordo dei costi indiretti e il net asset è calcolato sulla base del costo storico al netto delle quote di ammortamento*"<sup>202</sup>. In audizione<sup>203</sup> Hera ha affermato che nel calcolo del RONA "*non si prende generalmente in considerazione il capitale circolante netto*".

**214.** A livello di rete di teleriscaldamento, il RONA appare analogo al ROI.

**215.** Dalla documentazione interna di Hera<sup>204</sup> e dalle informazioni fornite<sup>205</sup> emerge che la rete di Ferrara è almeno tre volte più redditizia delle altre reti di

<sup>199</sup> Cfr. doc. 83.2.

<sup>200</sup> Cfr., per esempio, docc. 28, 74, 84 ISP-FE.

<sup>201</sup> I *Net Asset* sono di norma calcolati come somma del valore residuo del capitale fisso (valutato al costo storico meno il fondo di ammortamento) e del capitale circolante netto.

<sup>202</sup> Doc. 58 .

<sup>203</sup> Cfr. verbale audizione febbraio doc n. 55.

<sup>204</sup> Cfr. docc. 28 ISP-FE e 74 ISP-FE per i dati sulla rete di Ferrara, 68 ISP-FE e 84 ISP-FE per i dati della Divisione TLR. I RONA del 2021-22 sono calcolati su valori dei Net Asset superiori a quelli che emergono dal libro cespiti (doc. 72 ISP-FE); usando questi ultimi, il RONA sarebbe perfino più elevato.

<sup>205</sup> Cfr. doc. 58.

TLR<sup>206</sup> in termini di RONA. Nel 2022 la rete di Ferrara ha registrato un RONA pari a oltre 6 volte quello medio delle reti di teleriscaldamento di Hera. Emerge inoltre come il RONA registrato nel 2022 da tutte le reti di TLR sia stato superiore a quello degli anni precedenti e a quello previsto per il 2023. La differenza è particolarmente significativa per la rete di Ferrara, per la quale il Piano Industriale 2023-2026 della Divisione Teleriscaldamento<sup>207</sup> riporta un valore del 38,7%, oltre il doppio di quello del 2021 e di quello previsto per il 2023 e oltre il quadruplo del RONA medio del periodo 2017-2020.

**Tabella17: RONA per la rete di Ferrara e l'insieme delle reti di TLR di Hera (milioni di euro)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 F
Ferrara	[10-20]	-[0-1] (*)	[10-20]	[5-10]	[5-10]	[10-20]	[30-40]	[10-20]
Tutte le reti TLR	[1-5]	[1-5]	[1-5]	[1-5]	[1-5]	[1-5]	[5-10]	[1-5]

(\*) include minusvalenze su dismissioni

N.B. I valori in corsivo sono previsioni effettuate nel giugno 2023 per Ferrara e a novembre 2022 per la Divisione Teleriscaldamento

Fonti: elaborazioni su dati doc. 58 (2017-2020), doc.74 ISP-FE (2016), doc 28 ISP FE (2021-2022)

**216.** I dati relativi alla rete di Ferrara riportati nella tabella precedente provengono per il 2021-23 dalla versione aggiornata al giugno 2023 della sezione relativa al Sistema Ferrara del Piano Industriale 2023-2026 del Servizio del Teleriscaldamento (doc. 28 ISP-FE). In tale documento il RONA è calcolato al lordo di profitti/perdite derivanti dagli strumenti di copertura acquistati nel 2021-23, come confermato da Hera in risposta a una richiesta di informazioni<sup>208</sup>.

L'EBIT utilizzato da Hera per il calcolo del RONA sarebbe altresì al lordo dei "ribaltamenti" sulla rete di Ferrara di una quota di costi indiretti e comuni sostenuti dalla Divisione Teleriscaldamento e dalla *holding* Hera<sup>209</sup>.

**217.** Per ciò che concerne il triennio 2021-2023, la tabella 18 seguente riporta il valore del RONA sotto diversi ipotesi riguardanti il calcolo dell'EBIT, prendendo a riferimento il valore dei *Net Asset* del doc. 28 ISP-FE, più favorevole a Hera: (i) tale dato è maggiore di quello desumibile dal libro cespiti acquisito in ispezione; (ii) tale valore include, come detto, la quota di Hera degli *asset* relativi all'ATI che gestisce i pozzi di Casaglia<sup>210</sup>, nonostante gli investimenti dell'ATI siano remunerati dal prezzo del calore geotermico pagato da Hera all'ATI, come prevede il contratto di ATI.

<sup>206</sup> L'unica eccezione sembrerebbe essere il 2017. Tuttavia, i dati forniti da Hera nel doc. 58 appaiono in contraddizione con quelli del doc. 74, nel quale si prevedeva un RONA del [10-20] % per il 2017.

<sup>207</sup> Cfr. doc. 28 ISP-FE.

<sup>208</sup> Cfr. doc. 58.

<sup>209</sup> Cfr. doc. 55. In audizione Hera ha dichiarato che l'EBIT ai fini del Piano Industriale è generalmente calcolato al lordo dei costi indiretti.

<sup>210</sup> Cfr. doc. 15 ISP-FE, doc. 58 e doc. 83.1.

**Tabella 18: stime RONA realizzato nella rete di Ferrara 2021-2023**

<i>dati in milioni di euro</i>		2021	2022	2023
A	Risultato Operativo al lordo di Ribaltamenti e Coperture	[5-10]	[10-20]	[5-10]
B	Risultato Operativo, netto Ribaltamenti e lordo Coperture	[5-10]	[10-20]	[5-10]
C	Risultato Operativo al netto di Ribaltamenti e Coperture doc 15 ISP-FE	[1-5]	[10-20]	[5-10]
D	Risultato Operativo al netto di Ribaltamenti e Coperture	[5-10]	[5-10]	[5-10]
E	Net Asset doc. 28 ISP-FE	[40-50]	[40-50]	[40-50]
	RONA A/E	[10-20]%	[40-50]%	[20-30]%
	RONA B/E	[10-20]%	[30-40]%	[10-20]%
	RONA C/E	[10-20]%	[20-30]%	[10-20]%
	RONA D/E	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%

Fonte: conti economici della rete di Ferrara (doc. 38, doc. 58), doc. 15 ISP-FE, doc. 28 ISP-FE

**218.** L'EBIT, e quindi il rendimento realizzato sul capitale fisso investito, risulta particolarmente alto nel 2022 a prescindere dalla sottrazione o meno dei "ribaltamenti".

L'inclusione delle coperture ha invece un impatto significativo sulla redditività del 2022, soprattutto se si usa la stima dell'"effetto coperture" proposta dalla Parte post-ispezione (caso D), che riporta la redditività a valori intermedi tra quelli del 2021 e del 2023.

L'impiego della stima dell'effetto coperture acquisita in ispezione mantiene la redditività del 2022 a livelli elevati, seppur ridotti rispetto a quelli del caso A).

**219.** L'eventuale esclusione dei pozzi di Casaglia dai net asset avrebbe un impatto significativo, aumentando il RONA di circa 3 punti percentuali.

**220.** Nella propria documentazione interna Hera ha confrontato il RONA delle diverse reti di teleriscaldamento con il WACC medio riconosciuto da ARERA nella distribuzione di gas ed energia elettrica<sup>211</sup>, pari al 6% circa nel 2021.

Tale confronto conferma che il RONA della rete di Ferrara è superiore a tale WACC dal 2018 in poi e che la rete di Ferrara è, assieme a quella di Granarolo (CAAB-Pilastro), la rete più profittevole tra quelle gestite dalla Divisione Teleriscaldamento.

**221.** In altri documenti acquisiti in ispezione la valutazione della convenienza degli investimenti nello sfruttamento del calore geotermico e nell'estensione delle reti di riscaldamento appare basata sul tasso di rendimento interno, che può essere interpretato come il rendimento medio annualizzato atteso da tali investimenti.

Per quanto riguarda lo sfruttamento dei pozzi geotermici di Casaglia, gli accordi tra Hera e EGP relativi all'ATI costituita a tal fine prevedono che "la

<sup>211</sup> Cfr. doc. 68 ISP-FE.

*componente di prezzo a copertura dei costi di investimento” sia determinata [omissis] “in modo da garantire comunque una redditività post-tasse del [omissis]%*” al RTI ossia “*un IRR (Internal Rate of Return) del [omissis]% nominale post-tasse*”<sup>212</sup>. Tale IRR sarebbe stato individuato da EGP sulla base della propria esperienza in progetti simili e quindi verosimilmente comprende un certo grado di potere di mercato, dato che EGP agisce da monopolista nella fornitura di calore geotermico nelle reti di teleriscaldamento basate esclusivamente sul calore geotermico che essa gestisce.

Un analogo tasso di rendimento interno del [omissis]% è stato considerato soddisfacente per l’avvio del progetto di raddoppio dei pozzi di Casaglia, che dovrebbe permettere di soddisfare il 70% della domanda di calore degli utenti del teleriscaldamento ferrarese attraverso l’energia geotermica<sup>213</sup>.

**222.** Si tratta di rendimenti medi annualizzati piuttosto elevati, pari al doppio del costo medio del capitale sperimentato da Hera nel periodo 2012-2021 e superiori al RONA medio annuale della rete di Ferrara nel periodo 2017-2020.

#### ***III.4. Gli elementi relativi alla possibile eccessività dei ricavi di HERA***

**223.** Nel seguito si riporteranno gli elementi utili ad analizzare se l’andamento di prezzi e costi nella rete di Ferrara abbia portato a prezzi eccessivamente gravosi e quindi a profitti eccessivi.

##### ***III.4.1. I tassi di rendimento del capitale***

**224.** L’EBIT realizzato da Hera può essere utilizzato per costruire un indice di rendimento del capitale fisso investito, costituito dal RONA.

**225.** Come già visto, il RONA realizzato a Ferrara è mediamente il triplo di quello medio delle reti di TLR di Hera. Inoltre, il RONA realizzato a Ferrara nel periodo 2021-2023, e in particolare nel 2022, è stato significativamente superiore alla media del periodo precedente.

**226.** Il livello del RONA realizzato a Ferrara nel 2021-23 appare significativamente superiore ai rendimenti considerati dall’ATI che gestisce i pozzi di Casaglia e da Hera per valutare la profittabilità dell’ampliamento di tali pozzi: il RONA del 2022 è pari a oltre il triplo del livello di questi *benchmark* ricavabili dalla documentazione interna, mentre nel 2021 e nel

---

<sup>212</sup> Cfr. Punti 7.2 e 7.4 del Memorandum of Understanding, all. 2 al doc. 58.

<sup>213</sup> Doc. 19 ISP-FE.

2023 la differenza è prossima al 100%.

**227.** Il RONA può essere confrontato anche con il WACC regolatorio per i servizi infrastrutturali del settore del gas, come fatto peraltro anche da Hera stessa. Il confronto corretto è con il WACC nominale, dato che il RONA è calcolato su valori nominali<sup>214</sup>.

Per il 2022, il WACC nominale (pre-tasse) definito da ARERA andava dal 6,9% del trasporto gas all'8% della rigassificazione. Valori analoghi sono validi per il 2023, mentre per il 2021 il tasso nominale è stimabile pari all'8,6%<sup>215</sup>.

Al lordo dell'effetto coperture, il RONA della rete di Ferrara è stato pari a più del quadruplo del WACC nominale della rigassificazione nel 2022 e al doppio del WACC nominale nel 2023, mentre nel 2021 la differenza appare compresa tra il 50% e il 100% a seconda che l'EBIT sia al netto o al lordo dei costi indiretti e comuni attribuiti alla rete di Ferrara dalla Divisione Teleriscaldamento e dalla *holding* Hera.

#### **III.4.2. *Il cost-plus: i ricavi e i costi ammissibili***

**228.** L'approccio privilegiato dalla giurisprudenza comunitaria nell'accertamento dell'eccessività dei prezzi praticati da un'impresa dominante consiste nella comparazione diretta del prezzo al costo, anche se è stata riconosciuta la possibilità di utilizzare una varietà di metodi alternativi quando la comparazione prezzo /costo non sia possibile o affidabile<sup>216</sup>.

La prassi europea<sup>217</sup> e nazionale hanno riconosciuto altresì che, in condizioni di concorrenza normale e sufficientemente efficace, le imprese hanno diritto a una equa remunerazione dell'attività svolta, “*al fine di coprire il proprio costo del capitale*”<sup>218</sup>, che deve essere aggiunta ai costi per stabilire se i prezzi siano eccessivi o no. Questo approccio è conosciuto come “*cost-plus*”.

**229.** Ai fini di questo calcolo occorre innanzitutto determinare quali siano i

---

<sup>214</sup> Cfr. in questo senso il DCO 340/2024 dell'ARERA.

<sup>215</sup> Il WACC - rigassificazione (reale, pre-tasse) è pari al 6,8%. Esso può essere trasformato in un tasso nominale utilizzando la nota formula  $(1+\text{tasso reale}) = (1+\text{tasso nominale})/(1+\text{tasso d'inflazione})$  e utilizzando come tasso d'inflazione l'inflazione attesa per il 2021 impiegata dall'ARERA nella definizione del WACC reale per il 2021, pari all'1,7% (cfr. TIWACC 2016-2021, allegato A alla delibera 583/2015/R/com come modificato e integrato da successive delibere).

<sup>216</sup> Cfr. Corte di Giustizia, caso 27/76, *United Brands vs Commissione*, §§. 252.54.

<sup>217</sup> Cfr. per esempio, AT40394 - *Aspen* del 10 febbraio 2021 e le decisioni dell'Autorità nei casi *Aspen* (A480 - *Incremento prezzi farmaci Aspen*, provvedimento n. 26185 del 29 settembre 2016, in Bollettino n. 36/2016) e *Lediant* (A524 - *Lediant Biosciences/farmaco per la cura della xantomatosi cerebrotendinea*, provvedimento n. 30156 del 17 maggio 2022, in Bollettino n. 21/2022).

<sup>218</sup> Cfr. AT.40394 - *Aspen*, cit. §. 154.

ricavi rilevanti e i costi effettivamente sostenuti per la fornitura del servizio (costi “ammissibili”).

I ricavi rilevanti sono quelli derivanti dalla fornitura del calore, ed escludono quindi i ricavi derivanti da allacciamenti.

I costi operativi per materie prime, servizi direttamente collegati alla produzione del teleriscaldamento e quelli del personale direttamente legati alla fornitura del servizio di TLR a Ferrara sono certamente costi “ammissibili”. Tra di essi va ricompreso anche il costo del canone concessorio pagato al Comune di Ferrara.

Poste rettificative relative al valore delle immobilizzazioni non hanno natura di costi operativi e quindi non dovrebbero essere considerate tra i costi “ammissibili”<sup>219</sup>.

**230.** Per quanto riguarda i costi indiretti (personale, costi di struttura, costi comuni) e di *holding*, Hera ha dichiarato che tale allocazione avviene in base al peso del “valore della produzione” della rete di Ferrara sul valore della produzione totale della rete di TLR.

I dati disponibili<sup>220</sup> indicano che il peso della rete di Ferrara sul totale delle reti di TLR di Hera in termini di ricavi da calore è analogo a quello in termini di volume, con differenze che non appaiono in grado di modificare apprezzabilmente i risultati dell’analisi. Per tale motivo, si utilizzeranno i valori forniti da Hera, pur essendo preferibile in questo tipo di analisi una ripartizione in termini di volumi, meno influenzata dai prezzi<sup>221</sup>.

**231.** Hera ha incluso tra i costi della rete di Ferrara una quota parte delle perdite realizzate dalla Divisione Teleriscaldamento sugli strumenti di copertura acquistati. Tale quota, come rilevato in precedenza, è stata stimata da Hera secondo criteri differenti: l’allocazione sulla base dei ricavi dalla vendita di calore e l’allocazione sulla base dell’esposizione della rete al rischio.

**232.** La tabella seguente riporta per il periodo 2017-2023 i costi operativi ammessi, i costi indiretti (c.d. “ribalamenti”) e i costi degli strumenti finanziari riferibili alla rete di Ferrara, incluse due diverse allocazioni dell’”effetto coperture” alla rete di Ferrara fornite da Hera.

---

<sup>219</sup> Questa peraltro è la prassi dell’ARERA, cfr., per esempio, delibera n. 363/21. Inoltre, si tratta di oneri di natura straordinaria, la cui inclusione nei costi operativi riconosciuti è stata esclusa dal regolatore nel DCO 388/23.

<sup>220</sup> Cfr doc. 81.1 e doc. 86.2.

<sup>221</sup> Cfr. AT.40394 - *Aspen*, cit., §§. 112-3. Fino ad ottobre 2022 le formule di prezzo sono state peraltro le stesse per tutte le reti di TLR.

**Tabella 19: ricavi, costi operativi, coperture e ribaltamenti 2017-2023 (milioni di euro)**  
[omissis]

### **III.4.3. Il cost-plus: gli ammortamenti e l'equo rendimento**

**233.** La prassi nazionale e comunitaria ha considerato diverse misure di profittabilità quali l'EBITDA e l'EBIT. La preferenza è stata accordata all'EBITDA in caso di timori di una eccessiva discrezionalità nel calcolo degli importi degli ammortamenti e del deprezzamento e degli *impairment charges*<sup>222</sup>.

Nel caso presente, tuttavia, non vi sono accantonamenti nel conto economico della rete di Ferrara e gli ammortamenti sono calcolati secondo un criterio lineare basato sulla vita utile di impianti e attrezzature. Si ritiene dunque che i timori legati all'uso dell'EBIT (EBITDA – ammortamenti) non sussistano.

**234.** Accanto ai costi operativi verranno dunque considerati ammissibili e sottratti dai ricavi anche gli ammortamenti, in quanto rappresentativi dei costi d'uso del capitale.

**235.** Dato che il settore del teleriscaldamento è un settore ad alta intensità di capitale materiale, appare ragionevole calcolare l'equo rendimento in termini di rendimento del capitale fisico investito.

Tale rendimento è ottenuto moltiplicando il valore netto del capitale investito per un appropriato tasso di rendimento.

**236.** Il valore netto del capitale investito e il tasso di rendimento possono essere considerati sia in termini nominali, che in termini reali. È importante tuttavia che le grandezze utilizzate siano omogenee.

La prassi regolamentare italiana<sup>223</sup> prevede il calcolo del rendimento applicando un tasso di rendimento reale pre-tasse, fatto pari al costo ponderato del capitale pre-tasse in termini reali ("WACC"). Di conseguenza, anche il capitale netto viene valutato in termini reali, attraverso una complessa operazione di rivalutazione dei cespiti e delle relative quote di ammortamento che porta alla costruzione della c.d. *Regulatory Asset Base* ("RAB").

In alternativa, lo stesso regolatore ha recentemente proposto la possibilità di calcolare il rendimento del capitale "ammesso" utilizzando il capitale investito

---

<sup>222</sup> Cfr. per esempio, Aspen, cit.

<sup>223</sup> Nel DCO 340/2024 ARERA presenta un ampio confronto internazionale, dal quale emerge che l'approccio reale è seguito consistentemente soltanto in Irlanda e Regno Unito, mentre negli altri paesi europei sono diffusi sia l'approccio WACC nominale / RAB non indicizzata all'inflazione che la compresenza di differenti sistemi a seconda dell'età dell'investimento.

netto valutato al costo storico, moltiplicato per un WACC nominale<sup>224</sup>.

**237.** Parallelamente, anche gli ammortamenti devono essere calcolati rispetto al costo storico o devono essere anch'essi rivalutati<sup>225</sup>.

**238.** Secondo la medesima prassi regolatoria, inoltre, anche le immobilizzazioni in corso devono essere prese in considerazione ai fini della determinazione del rendimento sul capitale investito. Tale approccio è stato seguito dalla Parte nel calcolo dell'eccesso dei ricavi sui "costi riconosciuti" effettuato sulla base del costo del capitale rivalutato<sup>226</sup>.

**239.** Dalla documentazione interna di Hera è emerso che la società, in mancanza di un WACC regolatorio specifico per il teleriscaldamento, ha confrontato il rendimento (RONA) delle proprie reti con il WACC fissato dal regolatore per la distribuzione del gas naturale<sup>227</sup> – il settore più vicino al teleriscaldamento dal punto di vista infrastrutturale. Al momento del confronto (2021), il WACC della distribuzione del gas era pari al 6,3% ed era, quindi, superiore al WACC del 5,5% effettivamente sperimentato da Hera per finanziare i propri investimenti nel teleriscaldamento<sup>228</sup>.

Nel corso del procedimento Hera, anche sulla base di alcune osservazioni del regolatore circa il fatto che un eventuale futuro WACC per il settore del teleriscaldamento dovrebbe essere superiore a quello dei servizi a rete<sup>229</sup>, ha rilevato l'inadeguatezza di tale riferimento, proponendo di impiegare come riferimento quantomeno il WACC del settore della rigassificazione, che è il più alto tra i WACC calcolati da ARERA per le infrastrutture dei settori elettrico e gas. La tabella seguente confronta in particolare l'evoluzione dei WACC regolatori per i settori del gas regolati.

**Tabella 20: WACC (reali) per i settori del gas regolati**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Distribuzione</b>	6,1%	6,1%	6,3%	6,3%	6,3%	5,6%	5,6%
<b>Misura</b>	6,6%	6,6%	6,8%	6,3%	6,3%	5,6%	5,6%
<b>Stoccaggio</b>	6,5%	6,5%	6,7%	6,7%	6,7%	6,0%	6,0%
<b>Rigassificazione GNL</b>	6,6%	6,6%	6,8%	6,8%	6,8%	6,1%	6,1%

Fonte: tabella 6.1, doc. 81.4

<sup>224</sup> Cfr. il citato DCO 340/2024, pp. 23-25, nonché il DCO 388/2023 riguardante specificamente il teleriscaldamento (§ 4.14).

<sup>225</sup> Cfr. il DCO 388/2023 (§§. 4.16, 4.17).

<sup>226</sup> Cfr. doc. 81.4.

<sup>227</sup> Cfr. doc. 68 Ferrara.

<sup>228</sup> Cfr. doc. 55, doc. 58, doc. 38 ISP-FE, doc. 19 ISP-FE.

<sup>229</sup> Nel DCO388/2023 ARERA ha osservato, in relazione alle modalità di determinazione dei parametri specifici di settore per il futuro WACC del teleriscaldamento e in particolare del parametro  $\beta^{\text{asset}}$  (che misura il rischio sistematico non diversificabile), che il "rischio sistematico dell'attività di teleriscaldamento dovrebbe infatti essere comparabile a quello legato alla gestione di altri servizi energetici in assetto verticalmente integrato (e pertanto superiore a quello previsto per i soli servizi a rete, tenuto conto delle incertezze legate alla possibile modifica della propria quota di mercato)" (§. 4.13).

**240.** Considerato che il WACC rappresenta il rendimento minimo che occorre offrire a un investitore affinché operi in un dato settore e visto che l'unica certezza sul valore futuro del WACC per il teleriscaldamento è che esso sarà superiore a quello delle reti di distribuzione del gas naturale, si ritiene opportuno valutare l'equo rendimento del capitale non sulla base di un unico valore, ma di una griglia di valori determinata a partire dal WACC della distribuzione del gas, in modo da tener conto dell'incertezza sul WACC futuro del teleriscaldamento e dei rendimenti utilizzati da Hera per i confronti di redditività nei propri documenti interni.

Tale approccio permette peraltro di verificare la sensibilità di un eventuale risultato di eccessività all'aumentare del rendimento garantito all'impresa.

**241.** La tabella 21 seguente riporta dunque i valori impiegati nell'analisi. Per semplicità, per gli anni 2017-2021 è stato utilizzato lo stesso valore del WACC. Per quanto riguarda i valori nominali del WACC, quello del 2022 è stato calcolato da ARERA<sup>230</sup>, mentre quello del 2021 è stato ricavato<sup>231</sup> utilizzando il tasso di inflazione attesa dell'1,7% utilizzato da ARERA per determinare il valore reale.

**Tabella 21: Tassi reali e nominali per il calcolo del rendimento sul capitale**

<b>Tassi reali</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Base (WACC)	6,3 %	6,3 %	6,3 %	6,3 %	6,3 %	5,6 %	5,6 %
Base + 10%	6,9 %	6,9 %	6,9 %	6,9 %	6,9 %	6,2 %	6,2 %
Base + 30%	8,2 %	8,2 %	8,2 %	8,2 %	8,2 %	7,3 %	7,3 %
Base + 50%	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	8,4 %	8,4 %
<b>Tassi nominali</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Base (WACC)	8,1 %	8,1 %	8,1 %	8,1 %	8,1 %	7,4 %	7,4 %
Base + 10%	8,9 %	8,9 %	8,9 %	8,9 %	8,9 %	8,1 %	8,1 %
Base + 30%	10,5%	10,5%	10,5%	10,5%	10,5%	9,6 %	9,6 %
Base + 50%	12,2 %	12,2 %	12,2 %	12,2 %	12,2 %	11,1 %	11,1 %

**242.** Questa griglia di valori:

- include il WACC sui rigassificatori considerato da Hera nella propria memoria economica<sup>232</sup>, che corrisponde infatti al caso Base + 10% sia a valori reali che a valori nominali, e permette di considerare anche valori del rendimento superiori e possibilmente più realistici di tale WACC;
- appare favorevole alla Parte in quanto include il RONA medio storico del

<sup>230</sup> Cfr. Relazione tecnica allegata alla deliberazione 614/2021/R/Com.

<sup>231</sup> La trasformazione è stata effettuata utilizzando la nota formula  $(1 + \text{tasso reale}) = (1 + \text{tasso nominale}) / (1 + \text{tasso d'inflazione})$  e utilizzando come tasso d'inflazione l'inflazione attesa per il 2021 impiegata dall'ARERA nella definizione del WACC reale per il 2021, pari all'1,7%.

<sup>232</sup> Cfr. doc. 81.4.

periodo 2016-2020 realizzato dalla rete di Ferrara, pari all'8,12% e quindi corrispondente al caso base + 10% a valori nominali; ciò significa che gli altri due casi considerati nella griglia dei tassi nominali concedono a Hera *più* di quanto essa abbia guadagnato storicamente nella rete di Ferrara;

- include nel caso base + 50% a tassi nominali il tasso di rendimento interno del 10,5% pre-tasse richiesto da ENEL Green Power per la partecipazione all'ATI geotermica<sup>233</sup>.

La griglia permette quindi di includere in modo sistematico nell'analisi diversi tassi di rendimento che sono stati considerati *benchmark* rilevanti da Hera stessa.

Tali tassi di rendimento sono peraltro sistematicamente più elevati del WACC medio dei bilanci del gruppo Hera del periodo 2012/13-2021, pari al *[omissis]*, considerato da Hera nelle proprie valutazioni di convenienza circa il progetto geotermia<sup>234</sup>.

**243.** La tabella 22 seguente riporta i valori al costo storico non rivalutato del capitale investito fisso netto<sup>235</sup>, delle immobilizzazioni in corso<sup>236</sup>, degli ammortamenti e del rendimento del capitale valutato ai tassi nominali della precedente tabella 21.

**Tabella 22: ammortamenti e capitale fisso al costo storico e remunerazione del capitale a costo storico 2017-2023 (milioni di euro)**

*[omissis]*

**244.** La tabella 23 seguente riporta invece i valori al costo storico rivalutato del capitale investito fisso netto, degli ammortamenti rivalutati e del rendimento del capitale valutato ai tassi reali della precedente tabella 20.

**Tab. 23: ammortamenti e capitale fisso rivalutati e remunerazione del capitale rivalutato 2017-2023 (milioni di euro)**

*[omissis]*

**245.** Come osservato in precedenza, si può dubitare della correttezza dell'inclusione degli impianti relativi ai pozzi di Casaglia nell'asset base della rete di TLR.

L'eventuale esclusione di questi impianti impatta sul valore del capitale fisso

---

<sup>233</sup> Cfr. doc. 38 ISP-FE.

<sup>234</sup> Cfr. doc. 38 ISP-FE, doc. 58.

<sup>235</sup> Valore di inizio periodo per il 2021-2023.

<sup>236</sup> Si è seguita la convenzione della Parte di porre il valore di tali immobilizzazioni per gli anni 2017-2021 pari al valore del 2022.

(a costi storici e rivalutato), sugli ammortamenti e sul rendimento riconosciuto, riducendolo del 6%-8%. Nel seguito quindi si esaminerà anche se l'eventuale esclusione di tali impianti dall'asset base modifichi in maniera significativa i risultati.

#### **III.4.4. Il cost-plus**

**246.** In questa sezione si riportano gli importi del c.d. *cost-plus*, cioè il totale dei costi riconosciuti comprensivo del rendimento del capitale (il “plus”), separatamente per il caso di capitale e ammortamenti al costo storico e rivalutati, nei quattro casi considerati: A) *cost-plus* senza ribaltamenti e effetto coperture (ossia, secondo modalità analoghe al calcolo dell'EBIT impiegato nel Piano Industriale della rete di Ferrara acquisito in ispezione<sup>237</sup>); B) *cost-plus* inclusivo dei ribaltamenti ma senza effetto coperture; C) *cost-plus* inclusivo dei ribaltamenti e dell'effetto coperture quantificato come nei documenti ispettivi; D) *cost-plus* inclusivo dei ribaltamenti e dell'effetto coperture quantificato come indicato da Hera nel corso del procedimento<sup>238</sup>.

**247.** La tabella 24 seguente riporta i ricavi e il *cost-plus* per il caso di capitale e ammortamenti al costo storico, nelle diverse ipotesi considerate.

**Tab. 24: ricavi e totale costi riconosciuti + rendimento capitale (cost-plus), capitale al costo storico (mln di euro)**

[omissis]

**248.** La tabella 25 seguente riporta i ricavi e il *cost-plus* per il caso di capitale e ammortamenti al costo storico rivalutato, nelle diverse ipotesi considerate.

**Tab. 25: ricavi e totale costi riconosciuti + rendimento capitale (cost-plus), capitale al costo storico rivalutato (mln di euro)**

[omissis]

## **IV. LE ARGOMENTAZIONI DELLE PARTI**

**249.** Le Parti hanno svolto le proprie argomentazioni nel corso delle audizioni del 24 ottobre 2023<sup>239</sup> e del 20 febbraio 2024<sup>240</sup>, nella memoria del 6 novembre

---

<sup>237</sup> Cfr. doc. 55 e doc. 28 ISP-FE.

<sup>238</sup> Cfr. doc. 38 e doc. 81.4.

<sup>239</sup> Cfr. doc. 48.

<sup>240</sup> Cfr. doc. 55.1.

2023<sup>241</sup> e nella memoria finale del 6 novembre 2024<sup>242</sup>. Esse hanno fatto inoltre pervenire il 30 luglio una memoria economica redatta dalla società di consulenza economica Oxera<sup>243</sup>.

#### ***IV.1. Il contesto normativo***

**250.** Le Parti hanno rilevato come alla consistente espansione del settore del TLR, che tra il 2000 e il 2021 ha aumentato la volumetria allacciata a un tasso medio annuo del 5,9%, non sia seguita una specifica disciplina normativa e/o regolamentare di riferimento. Gran parte degli operatori del settore, pertanto, ha optato, nell'individuazione di una formula di determinazione dei prezzi del servizio erogato, per un'impostazione basata sulla metodologia del "costo evitato". In particolare, la formula per la determinazione dei prezzi in base al principio del "costo evitato" sviluppata nel 1996 dall'Associazione Italiana per il Riscaldamento Urbano ("AIRU"), nell'ambito di uno studio ricognitivo sulle tariffe applicate dai gestori delle reti di TLR, è stata ampiamente ripresa e fatta propria dagli operatori di settore; tale formula costruisce il costo sostenuto dall'utente del TLR in base al costo che l'utente avrebbe sostenuto se avesse optato per un servizio di climatizzazione alternativo, generalmente la caldaia a gas.

**251.** Il primo intervento normativo specificamente diretto al settore del TLR è rappresentato dal decreto legislativo n. 102 del 4 luglio 2014 ("D.lgs. n. 102/2014"), il quale ha attribuito all'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ("ARERA") specifici poteri in materia di regolazione delle tariffe con riferimento unicamente alle reti realizzate dopo l'approvazione del menzionato decreto, laddove fossero presenti obblighi di allacciamento alla rete di TLR, imposti da Comuni o Regioni, che escludessero quindi ogni forma di concorrenza.

Alla luce dell'assenza nel territorio nazionale di reti entrate in esercizio dopo l'entrata in vigore del D.lgs. n. 102/2014 rispetto cui viga un obbligo di allacciamento, i prezzi del servizio in esame hanno continuato a essere determinati degli esercenti, secondo i principi di mercato, spesso anche alla luce di accordi di tipo convenzionale con le autorità locali.

**252.** A seguito della segnalazione<sup>244</sup> con cui l'ARERA, alla luce dei risultati

---

<sup>241</sup> Cfr. doc. 50.

<sup>242</sup> Cfr. doc. 93.

<sup>243</sup> Cfr. doc. 81.4.

<sup>244</sup> Deliberazione ARERA n. 568/2022/I/TLR del 2 novembre 2022.

della propria Indagine Conoscitiva sul TLR, rappresentava l'opportunità di modificare il quadro normativo di riferimento per il settore del TLR, al fine di assicurare la congruità dei prezzi applicati dagli esercenti e la sostenibilità del servizio per gli utenti (con particolare riferimento agli utenti vulnerabili), e dell'emanazione del regolamento (UE) 2022/1854<sup>245</sup>, che ha previsto l'imposizione di un "cap" di prezzo pari a 180 €/MWh all'energia elettrica prodotta da fonti non fossili, il legislatore ha introdotto una regolamentazione tariffaria del servizio di teleriscaldamento.

**253.** Tale regolamentazione rappresenta, secondo le Parti, un punto di svolta nella disciplina di un servizio che ha visto, storicamente, la definizione delle tariffe del servizio in capo agli esercenti *"secondo i principi di mercato, spesso anche alla luce di accordi di tipo convenzionale con le autorità locali"*<sup>246</sup> e in larga parte indicizzata all'andamento delle quotazioni del gas naturale per ragioni legate sia alla prevalente tecnologia di produzione del calore immesso nelle reti di teleriscaldamento, sia alla circostanza che il riscaldamento tramite caldaia a gas rappresenta la principale alternativa disponibile al TLE per il riscaldamento degli ambienti. Quest'ultima circostanza sarebbe alla base della diffusione delle tariffe basate sul "costo evitato" del riscaldamento a gas naturale, determinate secondo formule riconducibili a quella sviluppata originariamente da AIRU, che permetterebbe, come osservato anche dall'ARERA, *"di applicare prezzi comparabili alle alternative disponibili"*<sup>247</sup>.

**254.** Per quanto concerne la regolamentazione a livello locale, le Parti hanno affermato che *"il servizio di TLR della città di Ferrara, a partire dalla Convenzione stipulata nel 1990 tra il Comune di Ferrara e AMGA, l'allora gestore della rete, ha sempre previsto una metodologia di calcolo direttamente connessa all'andamento del prezzo del gas in tutela secondo la metodologia del costo evitato sopra richiamata"*<sup>248</sup>.

In coerenza con questa impostazione, Hera ha sempre provveduto a fornire ai propri clienti un'informazione chiara e completa circa l'articolazione tariffaria e le relative metodologie di calcolo, sia tramite le informazioni fornite direttamente in bolletta che attraverso il proprio sito internet.

**255.** Nell'audizione del 24 ottobre 2023 Hera, dopo aver sottolineato come il servizio di Teleriscaldamento a Ferrara sia regolato da una Convenzione rinnovata nel 2018 con il Comune di Ferrara e che la revisione della tariffa

---

<sup>245</sup> Regolamento (UE) 2022/1854 del Consiglio del 6 ottobre 2022 relativo a un intervento di emergenza per far fronte ai prezzi elevati dell'energia.

<sup>246</sup> Cfr. memoria finale, p. 3.

<sup>247</sup> Cfr. memoria finale, p. 4.

<sup>248</sup> Cfr. doc. 50 e la memoria finale.

calore contenuta nell'Addendum dell'ottobre 2022 sia il frutto dell'interazione tra Hera e il Comune all'interno di tale Convenzione, ha rilevato che il rapporto esistente tra Hera e l'ente pubblico Comune di Ferrara rende di per sé difficilmente configurabile un abuso di posizione dominante.

**256.** Nella memoria finale Hera ha rilevato che *“L’asserita estraneità del Comune di Ferrara al processo di determinazione delle tariffe (cfr. punto 88 CRI) tiene conto solo del dato letterale delle previsioni della Convenzione 2018 ma non delle effettive interazioni tra Hera e amministrazione comunale sul punto”*.

#### ***IV.2. L’unitarietà della politica di prezzo e della logica gestionale del servizio di teleriscaldamento***

**257.** Hera ha rappresentato come essa, fino all’entrata in vigore dell’Addendum alla Convenzione con il Comune di Ferrara, abbia adottato una politica di prezzo unitaria per tutte le reti di teleriscaldamento, che *“risponde a una logica gestionale unitaria dei servizi di TLR, indipendentemente dai diversi costi di offerta e dalla possibile diversa elasticità della domanda da parte della clientela servita nelle diverse aree”*<sup>249</sup>. Le reti locali non vengono gestite come monopoli locali dei quali bisogna massimizzare la redditività secondo le condizioni di mercato locali, ma in maniera unitaria e gli eventuali calcoli di redditività per le diverse reti sono effettuati a fini di mero confronto interno, senza alcun riflesso sul pricing del servizio. In questo senso, Hera *“non ha applicato un pricing differenziato per la rete di Ferrara volto a sfruttarne le presunte peculiarità”*.

Tale logica gestionale unitaria trova riscontro anche nel fatto che i contratti di copertura sono stipulati sulla base dell’esposizione netta dell’intera Divisione Teleriscaldamento agli indici di prezzo energetici<sup>250</sup>.

**258.** Hera ha argomentato<sup>251</sup> che, in presenza di differenze nelle fonti di produzione del calore impiegate e nelle densità termiche delle reti, nonché nella temperatura di mandata e ritorno dell’acqua che veicola il calore, i costi del servizio di TLR potrebbero variare significativamente, rendendo eventuali tariffe basate sui costi della singola rete non sostenibili per gli utenti di alcune reti. In tale contesto, una politica di prezzo unitaria, pur comportando sussidi incrociati tra utenti di reti diverse, permetterebbe di *“superare questa criticità”*

---

<sup>249</sup> Cfr. doc. 81.4, p. 21.

<sup>250</sup> Cfr. doc. 55.1, doc. 58.

<sup>251</sup> Cfr. doc. 81.4 e memoria finale.

e di favorire la competitività del TLR rispetto ad altri sistemi di riscaldamento. **259.** Nella memoria finale Hera ha altresì osservato che la perequazione tra reti che tale politica unitaria comporta non sarebbe stata utilizzata da Hera per compensare i costi delle altre reti a scapito degli utenti di Ferrara, ma avrebbe prodotto benefici che non sono stati incamerati dalla Parte ma trasferiti agli utenti delle altre reti di TLR.

In particolare, Hera ha sostenuto che applicando “*gli stessi principi dell’Autorità per la costruzione del c.d. cost-plus e ipotesi tipicamente conservative (quali ad esempio il WACC del caso “BASE” dell’Autorità), si può vedere come nel periodo in questione un approccio cost-reflective per singolo sistema anziché per l’intero perimetro TLR avrebbe portato a tariffe “medie” superiori rispetto a quelle effettivamente applicate per la quasi totalità degli altri sistemi. In alcuni casi le tariffe sarebbero dovute crescere in modo particolarmente significativo. Infatti [...] gli utenti degli altri sistemi avrebbero visto la propria tariffa crescere in media di circa il [70-80]% nel 2021, [50-60]% nel 2022 e l’[80-90]% nel 2023”, con un minimo a Imola ([20-30]% nel 2022, [10-20]% nel 2023) e un massimo del [160-180]% circa a Bologna San Biagio nel 2022-23. La “maggiore redditività derivante dal sistema di TLR di Ferrara ha consentito di finanziare anche le misure di supporto introdotte tanto a favore degli utenti di Ferrara quanto degli utenti degli altri sistemi, quali in particolare il Bonus TLR introdotto volontariamente da Hera nel 2011 e successivamente potenziato proprio nel corso della crisi energetica”.*

Hera ha rilevato che lo stesso regolatore avrebbe riconosciuto “*i benefici dall’applicazione di tariffe unitarie su un perimetro più esteso [...] Infatti, nel più recente documento di consultazione 214/2024/R/tlr per la definizione del metodo tariffario (a regime) per il TLR, AREGA ha mantenuto aperta la possibilità per gli operatori di definire il vincolo ai ricavi (e quindi le tariffe) su un ambito più ampio della singola rete di TLR. Come riconosciuto da AREGA, sebbene questo possa comportare sussidi incrociati tra utenti allacciati a reti diverse, una simile possibilità può assicurare maggiore flessibilità agli operatori di TLR nella definizione delle proprie offerte e quindi “favorire la competitività del servizio di teleriscaldamento con altri servizi di riscaldamento alternativi”.*

Infine, secondo Hera “*meccanismi di c.d. perequazione per ripartire i costi del servizio su un perimetro più esteso di quello di una singola rete (o singolo operatore) sono frequentemente usati in altri settori regolati dell’energia, come nella distribuzione elettrica, con una perequazione sull’intero territorio*

*nazionale (e applicazione di una tariffa unica per ciascuna tipologia di utente), e nella distribuzione gas, con le stesse tariffe applicate a livello di macro-area (per un totale di sette macro-aree)”.*

### **IV.3. I benefici del teleriscaldamento per gli utenti**

**260.** Nella memoria finale Hera ha argomentato che il TLR avrebbe “*permesso agli utenti di Ferrara di partecipare ad alcuni dei benefici derivanti dalla presenza della fonte geotermica*”.

**261.** In primo luogo, il TLR “*nel caso di Hera riflette il corrispettivo per un servizio che può essere considerato “chiavi in mano” per la fornitura del calore. Hera, infatti, non fornisce all’utente unicamente l’energia termica (calore), ma anche il servizio di manutenzione ordinaria e straordinaria dello scambiatore e la sua sostituzione periodica [...] Al contrario, un utente del servizio di riscaldamento con caldaia a gas, oltre al costo della commodity rinvenibile in bolletta, deve sostenere ulteriori costi per altri servizi c.d. accessori alla caldaia, ma imprescindibili per l’utilizzo della stessa [quali ad esempio] la manutenzione ordinaria e straordinaria della caldaia, la sua periodica sostituzione (il cui costo è generalmente catturato dall’inclusione dell’ammortamento della caldaia nel confronto rispetto al TLR), l’energia elettrica consumata dal bruciatore che alimenta la caldaia, le pratiche e certificazioni antincendio presso i Vigili del Fuoco e la manutenzione periodica o sostituzione della canna fumaria. [...] Le spese di gestione e di ammortamento della caldaia a gas non rappresentano quindi un fattore estrinseco che rende più competitivo il TLR rispetto all’alternativa, bensì uno degli elementi di cui si deve tenere conto per assicurare un confronto omogeneo tra il costo sostenuto da un utente per il riscaldamento tramite TLR (nel caso di Hera) o caldaia a gas*”.

**262.** In secondo luogo, lo sconto fiscale “*dovrebbe essere considerato intrinseco al TLR di Ferrara [...] Proprio in virtù delle caratteristiche peculiari della rete di Ferrara, alimentata in modo prevalente da calore di fonte rinnovabile (biomassa e geotermia), lo sconto fiscale viene riconosciuto nel suo importo massimo applicabile per ogni kWh venduto. I consumatori hanno accesso al beneficio dello sconto [...] grazie agli investimenti di Hera e alla gestione dei pozzi geotermici e dell’impianto waste-to-energy (WTE)*”.

**263.** In terzo luogo, “*gli utenti della rete di Ferrara beneficiano di vantaggi ulteriori alla sola convenienza economica rispetto a una tecnologia di riscaldamento alternativa per via della presenza della fonte geotermica. Tra*

*questi vantaggi rientra in particolare l'attribuzione di una classe energetica più elevata a molti condomini per via dell'allacciamento al TLR, alla luce dei bassi valori del fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile dell'energia termica fornita dalla rete TLR di Ferrara. Generalmente il riconoscimento di una classe energetica più elevata si traduce in un maggior valore degli immobili. [...] L'allacciamento a una rete di teleriscaldamento efficiente, con calore proveniente in maniera sostanziale da fonti rinnovabili, come nel caso della rete di Ferrara, consente cioè di evitare ulteriori costi che sarebbero altrimenti necessari (in sede di ristrutturazione rilevante dell'edificio) per adeguare gli immobili alla più recente normativa in materia di efficienza energetica”.*

#### **IV.4. L'andamento delle tariffe e l'intervento di Hera**

**264.** Secondo Hera, *“l'applicazione di tale sistema tariffario [basato sul costo evitato] ha generato per gli utenti ferraresi del TLR un risparmio indicativo annuo stimabile, complessivamente, nel range tra il 4,0% e il 14,0%, a seconda del valore del gas in tutela e della tipologia di caldaia presa a riferimento, nel periodo dal 2015 al 2020 rispetto a un utente dotato di un sistema di riscaldamento connesso a una caldaia a gas. Tale convenienza è comprovata dall'ampia diffusione sopra evidenziata del TLR all'interno del territorio comunale, in particolar modo tra le utenze domestiche, pur in assenza di fattori di natura tecnica o economica che impediscano o rendano particolarmente oneroso il ricorso a forme alternative di approvvigionamento del calore”*<sup>252</sup>.

**265.** Hera ha rilevato che il *“meccanismo di indicizzazione del TLR al gas [...] ha agito in modo simmetrico, tanto nei casi di aumenti dei prezzi del gas quanto in quelli di riduzione. Non si tratta quindi di un meccanismo volto a sfruttare la disponibilità a pagare degli utenti del TLR, avendo trovato applicazione sia in contesti “favorevoli” sia “sfavorevoli” per i clienti”*<sup>253</sup>. Per esempio, l'applicazione di tale metodologia avrebbe consentito agli utenti, secondo le Parti, di *“beneficiare pienamente dell'effetto indicizzazione”* quando le quotazioni del gas nei mercati internazionali sono state particolarmente basse, come nel terzo trimestre 2020, quando la componente “Cmem” pubblicata dall'ARERA è stata pari a 8,4832 c€/Smc cioè 7,93

---

<sup>252</sup> Cfr. doc. 50.

<sup>253</sup> Cfr. doc. 81.4 p. 22.

€/MWh<sup>254</sup>.

**266.** In generale, secondo Hera *“le tariffe TLR non sono cresciute in modo sostanzialmente diverso dai prezzi medi di vendita del gas sul mercato finale (al netto delle imposte). In particolare, il prezzo medio del TLR e le tariffe di Ferrara sono cresciuti di circa il 130% nel 2022 rispetto al 2017, mentre il prezzo del gas per un utente con consumo tra 5.000 e 50.000 standard metri cubi (Smc) è cresciuto di circa il 175% (o del 225% circa per il totale dei clienti) sulla base dei prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale”*<sup>255</sup>.

**267.** Tuttavia, gli aumenti intervenuti nel prezzo del gas naturale a partire dall’inizio del 2022, e in particolare nei mesi di agosto e settembre 2022, *“hanno generato una conseguenziale crescita significativa delle tariffe del servizio”* in un *“contesto di mercato caratterizzato in maniera preponderante dall’applicazione del criterio del “costo evitato” o comunque da un’indicizzazione delle tariffe del TLR al prezzo del gas naturale”*<sup>256</sup>, meccanismi che non sarebbero mai stati oggetto di contestazione<sup>257</sup>.

**268.** Sia nella memoria finale che nel corso dell’audizione finale, Hera ha sostenuto la *“infondatezza e contraddittorietà”* delle argomentazioni contenute nella Comunicazione delle Risultanze Istruttorie circa la mancata adozione o comunque l’inefficacia delle misure correttive messe in atto da Hera per far fronte a prezzi del gas estremamente alti.

Hera ha in particolare sottolineato come la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie non tenga *“in considerazione il contesto in cui si inseriscono gli interventi di Hera e addirittura tenta di dimostrare l’inefficacia delle misure di mitigazione sulla base di valutazioni condotte ex post alla luce di scenari del tutto nuovi e diversi”*<sup>258</sup>, mentre le scelte della società e i relativi effetti *“dovrebbero invece essere valutati secondo un approccio “ex-ante”, ponendosi nella stessa prospettiva dei manager di Hera nel 2022, nel mezzo delle difficoltà e incertezze create dall’instabilità del prezzo all’ingrosso del gas naturale e dai picchi di prezzo da questo raggiunti, dall’aumento del numero di bollette non pagate e dell’impossibilità di far fronte con la sola geotermia alla domanda di calore”*<sup>259</sup>.

**269.** Come argomentato nella memoria del 6 novembre 2023 e ribadito nella

---

<sup>254</sup> Cfr. doc. 50.

<sup>255</sup> Cfr. doc. 81.4 p. 23-24.

<sup>256</sup> Cfr. doc. 50.

<sup>257</sup> Cfr. memoria finale, pp. 10-11.

<sup>258</sup> Cfr. memoria finale, p. 10.

<sup>259</sup> Cfr. verbale dell’audizione finale.

memoria finale, Hera, “di fronte a uno scenario impossibile da preconizzare e assolutamente al di fuori della propria sfera di controllo, [si è] tempestivamente attivata facendo quanto in suo potere per arginare gli effetti dell’impennata dei prezzi del gas naturale sul settore del TLR e tutelare in questo modo la propria utenza. A tal fine, ha avviato una fitta interlocuzione con il Comune di Ferrara già a partire dai primi mesi del 2022, allorquando la componente “Cmem” pubblicata da ARERA passava dal valore di 46,66 €/MWh del IV trimestre 2021 al valore di 82,19 €/MWh del I trimestre 2022, operando in quel frangente due interventi mirati sull’utenza ferrarese: (i) il primo di carattere tariffario e rivolto alla generalità delle utenze servite; e (ii) il secondo mirato alle utenze domestiche in situazione di disagio economico”. Riguardo al primo intervento, Hera ha affermato di aver “operato, di concerto con il Comune, una riduzione volontaria del prezzo del calore del TLR applicato ai consumi termici del I trimestre 2022 delle utenze servite a Ferrara e differenziato per tipologia di utenza”.

Con il secondo intervento “Hera ha confermato anche per il 2022 lo strumento del “Bonus teleriscaldamento”, strumento già istituito su base volontaria dal 2011 (quindi in assenza di qualsivoglia obbligo normativo), ma potenziandolo negli importi per il 2022 e anticipandone temporalmente l’erogazione rispetto alle tempistiche consuete degli anni precedenti, e ciò proprio per far fronte in modo tempestivo all’impatto economico sulle forniture di TLR della crisi dei mercati energetici sopra descritta”.

Secondo Hera, il “beneficio economico complessivo rilasciato sul territorio ferrarese mediante le due misure richiamate è stato di circa un milione di euro (più IVA)”.

**270.** Secondo la ricostruzione effettuata da Hera nella citata memoria del 6 novembre 2023, “[a] partire dall’estate del 2022, poi, le interlocuzioni col Comune si sono ulteriormente intensificate, in uno scenario di prezzo del gas all’ingrosso che vedeva la Cmem nel trimestre estivo (luglio-settembre) raggiungere il valore di 105 c€/Smc e nella ricerca, questa volta, di una misura tariffaria strutturale utile a fronteggiare al meglio gli effetti negativi della congiuntura politico-economica globale. Attraverso una serie di incontri articolatasi durante i mesi di settembre e ottobre, anche per le tempistiche richieste dai processi deliberativi interni del Comune, Hera ha ricercato con il Comune la soluzione più idonea al fine di tutelare l’utenza ferrarese, e l’interesse pubblico sottostante, dagli imminenti ulteriori rincari.

Frutto di tale confronto negoziale è stato, infatti, l’Addendum alla Convenzione (“**Addendum**”) siglato da Hera e il Comune di Ferrara il 27

ottobre 2022, con lo scopo di valorizzare la presenza della componente geotermica [...]. Tale obiettivo è stato raggiunto introducendo, all'interno dell'articolazione tariffaria, una componente fissa relativa al calore prodotto da fonte geotermica ("**tariffa GEO**"), slegata dall'andamento del prezzo del gas naturale e fissata a 155 €/MWh fino al 31 dicembre 2024, per poi diminuire a 149 €/MWh dal 1° gennaio 2025 fino al termine della Convenzione, prorogato al 2040 [...] L'applicazione della tariffa GEO è stata disposta dal 1° ottobre 2022 e ha generato una riduzione dei costi e un conseguente beneficio per l'utenza ferrarese, rispetto alla precedente tariffa, pari a 3,6 milioni di euro (più IVA) circa nel solo trimestre ottobre 2022 - dicembre 2022, mesi nei quali il prezzo del gas raggiungeva il picco di periodo nel mese di dicembre, con un valore della componente Cmem di ARERA pari a 116,6 €/MWh, e pari a 1,04 milioni di euro (più IVA) circa tra gennaio 2023 e giugno 2023. Tramite questo tempestivo intervento [Hera ha] assicurato un beneficio immediato, concreto e trasversale per ciascuna tipologia di cliente, indipendentemente dalla struttura tariffaria selezionata (binomia domestica, binomia non domestica, binomia industriale, monomia domestica e monomia non domestica). Al fine di rendere partecipe l'utenza delle iniziative intraprese e dell'entità delle stesse, in un'ottica di massima chiarezza e trasparenza, inoltre, Hera ha provveduto a inviare ai clienti un'apposita comunicazione esplicativa della nuova metodologia di definizione tariffaria prevista nell'Addendum, fornendo contestualmente ogni chiarimento circa le modalità applicative"<sup>260</sup>.

**271.** Hera ha rilevato che i benefici derivanti dall'introduzione del prezzo fisso sono stati pacificamente riconosciuti dagli Uffici nella Comunicazione delle Risultanze Istruttorie, come risulta dalla fig. 19 della CRI e dal relativo commento.

*“Ne consegue, quindi, che le misure di mitigazione adottate da Hera, su base volontaria, in accordo con il Comune e prima dell'avvio del procedimento, si sono rivelate assolutamente efficaci, garantendo che le tariffe del TLR di Ferrara fossero inferiori rispetto a quelle che sarebbero state applicate in assenza di meccanismi correttivi e in forza del cd. “costo evitato”. Ciò è stato riconosciuto dalla stessa Autorità, quantomeno nel periodo ottobre '22-gennaio/febbraio '23” (p. 12).*

**272.** Nella memoria finale Hera ha riconosciuto che, mentre “a settembre 2022, momento in cui era in discussione l'Addendum alla convenzione con il

---

<sup>260</sup> Cfr. doc. 50.

*Comune di Ferrara, Hera stimava che l'introduzione del prezzo fisso avrebbe portato a un risparmio per gli utenti di circa 5,5 milioni di euro nel IV trimestre 2022 e di oltre 17 milioni di euro nel 2023 (sulla base dell'evoluzione attesa dei prezzi del gas)", gli "effettivi risparmi conseguiti si sono poi rivelati inferiori, in quanto i prezzi del gas sono risultati più bassi di quanto inizialmente previsto in sede di definizione del prezzo fisso per la tariffa GEO. Tuttavia, si sottolinea il contesto in cui la decisione è maturata e l'elevata volatilità dei prezzi del gas che ha caratterizzato quel periodo, circostanza che ha contribuito a rendere velocemente obsolete gran parte delle stime circa l'evoluzione dei prezzi del gas e non solo quelle di Hera" (p. 13).*

**273.** Hera ha affermato nella memoria finale che *"la scelta di introdurre un prezzo fisso per la valorizzazione del calore di fonte geotermica rispondeva alla duplice necessità di ricorrere a uno strumento che potesse essere al tempo stesso efficace ma anche facilmente comprensibile da parte dell'utenza. [...] Il prezzo fisso aveva le idonee caratteristiche di semplicità e più facile comprensione da parte degli utenti e rispondeva adeguatamente, oltre che alle istanze del territorio (in primis la richiesta di svincolare il prezzo del TLR da fonte geotermica dal prezzo del gas), anche a esigenze interne a Hera, in quanto la struttura di costo della geotermia è, in prima approssimazione, fissa" (p.12).*

**274.** Con riguardo al livello della componente fissa, Hera ha sottolineato *"due elementi di contesto: (i) al momento della definizione della proposta con il Comune (prevalentemente il mese di settembre), la percezione di mercato relativamente ai valori prospettici del costo del gas vedeva un prezzo forward per l'anno 2023 sul mercato italiano all'ingrosso del gas (PSV) di circa 210,0 €/MWh (valore di componente materia prima che avrebbe generato un livello medio tariffario per il territorio ferrarese superiore ai 400 €/MWh); (ii) la stessa ARERA si trovava a intervenire sulle modalità di definizione della tariffa gas sul mercato tutelato, modificando, a decorrere dal 1° ottobre 2022, il metodo di aggiornamento dei costi della materia prima gas (con il passaggio dal riferimento alle quotazioni a termine del mercato all'ingrosso alla media dei prezzi effettivi del mercato all'ingrosso PSV italiano) e la frequenza di aggiornamento del prezzo (divenuto mensile, non più trimestrale). Ciò si è tradotto nell'indicazione agli operatori gas italiani di un valore del prezzo del gas (riferito alla sola materia prima) da utilizzare per fatturare in acconto i consumi di ottobre pari a 183,4 €/MWh" <sup>261</sup>.*

---

<sup>261</sup> Cfr. doc. 50.

**275.** Per quanto riguarda il foglio Excel alla base delle simulazioni sulla redditività attesa per il calore di fonte geotermica utilizzato nella CRI per valutare l’impatto della tariffa GEO e in particolare la differenza tra i costi del calore geotermico e i ricavi derivanti dal prezzo fisso, nella memoria finale Hera ha sottolineato *“che si tratta di un file work-in-progress acquisito in sede di ispezione e contenente delle imprecisioni. In particolare, il RONA è calcolato utilizzando unicamente i net asset relativi ai pozzi geotermici, senza tenere conto, almeno in quota parte, dei net asset della rete di Ferrara, i cui investimenti sono necessari al fine di distribuire il calore prodotto dai pozzi geotermici e quindi permetterne l’effettivo utilizzo da parte dell’utenza”* (p. 14).

Aggiornando il file Excel allocando alla geotermia solo una quota parte dei net asset di Ferrara, in linea con la quota del calore geotermico rispetto ai volumi totali (pari ad almeno il [40-50]% a partire dal 2021), il RONA ricalcolato si attesta su valori nettamente inferiori rispetto a quelli riportati nella versione work-in-progress del file acquisito in ispezione e, assumendo una tariffa GEO pari a 155 €/MWh, sempre inferiore al [20-30]%, come mostrato nella tabella di seguito.

**Tabella 26: RONA investimento geotermico ricalcolato**  
*[omissis]*

**276.** Hera ha poi affermato<sup>262</sup> che, in applicazione del punto 4.4 dell’Addendum<sup>263</sup>, essa si è adoperata al fine di assicurare incontri periodici con il Comune volti al costante monitoraggio delle tariffe del TLR, anche nel corso del 2023, e ha fornito un elenco delle interlocuzioni avvenute tra il marzo e l’ottobre 2023, per un totale di 11 incontri ai quali hanno partecipato i vertici comunali (l’Assessore competente, accompagnato spesso dal dirigente dell’ufficio competente per il teleriscaldamento e talvolta da altri funzionari comunali) e i responsabili della rete di Ferrara (*[omissis]*), talvolta accompagnati dai vertici della Divisione Teleriscaldamento.

**277.** Tali interlocuzioni avrebbero portato Hera e il Comune di Ferrara *“a una condivisione di intenti in vista della nuova stagione termica ’23-’24,*

---

<sup>262</sup> Cfr. doc. 50.

<sup>263</sup> Il punto 4.4. dell’Addendum dispone che *“in considerazione dell’estrema variabilità dei prezzi del gas che si prevede anche per i prossimi anni, [...] le Parti si impegnano a organizzare periodici incontri di aggiornamento, da effettuarsi indicativamente nel mese di settembre di ogni anno, e volti a una chiara comprensione della documentazione consegnata e anche finalizzati al monitoraggio delle tariffe del teleriscaldamento rispetto all’evoluzione dei prezzi del gas sui mercati energetici”*.

*concordando circa l'opportunità di superare l'assetto tariffario sancito nell'Addendum 2022, nel quale si individuava un prezzo fisso per la tariffa GEO. Se pur confermato, infatti, che fino al mese di settembre 2023 tale addendum avrebbe continuato a garantire benefici economici all'utenza, con l'avvio della nuova stagione termica tale effetto positivo avrebbe potuto subire una riduzione qualora il prezzo del gas fosse sceso sensibilmente”<sup>264</sup>.*

#### **IV.5. Le coperture**

**278.** Nell'audizione del 20 febbraio 2024<sup>265</sup> Hera ha sostenuto che il servizio di teleriscaldamento è un servizio pubblico, fornito dai concessionari ai clienti sulla base di contratti a tempo indeterminato in virtù dei quali Hera è obbligata a fornire il calore richiesto. In questo contesto, l'*hedging* del rischio attraverso gli strumenti di copertura è essenziale per poter garantire tale continuità a fronte delle fluttuazioni dei ricavi e dei costi, assicurando la copertura degli ingenti costi fissi che caratterizzano questo servizio: l'obbligo di continuità significa che Hera è tenuta a fornire il calore qualsiasi sia il costo di approvvigionamento/produzione che deve sostenere e ciò pone sulla società un elevato rischio d'impresa, che è mitigato attraverso gli strumenti di copertura. Gli strumenti di copertura permettono infatti di ridurre il rischio di perdite da parte dell'azienda, garantendo la fornitura di calore agli utenti, in particolare in condizioni eccezionali quali quelle del 2021-22, senza variare l'offerta applicata agli utenti stessi.

Hera ha rilevato che struttura dei ricavi del proprio servizio di teleriscaldamento è fondamentalmente variabile, in quanto le tariffe del TLR prevedono un prezzo di vendita equivalente al costo evitato del riscaldamento con gas naturale da parte di un utente del servizio di tutela gas e sono quindi indicizzate al prezzo del gas naturale nel servizio di tutela dell'ARERA. La struttura dei costi del servizio di TLR è invece molto rigida, a causa, tra l'altro, della presenza di ingenti costi fissi di rete; i costi variabili sono indicizzati principalmente al gas con indici che seguono l'andamento del prezzo mensile al PSV oppure al TTF, dato che Hera non utilizza contratti di approvvigionamento a prezzo fisso. La rigidità della struttura dei costi espone Hera al rischio che, in caso di una significativa riduzione dei ricavi, la società potrebbe sostenere delle perdite per far fronte ai propri obblighi di fornitura.

---

<sup>264</sup> Cfr. doc. 50.

<sup>265</sup> Cfr. doc. 55.2.

Tale circostanza si sarebbe verificata nel 2020, quando la pandemia ha depresso il Pfor al quale era indicizzato il prezzo del gas nel servizio di tutela. Hera sarebbe quindi esposta al “rischio volume (particolarmente sensibile data l’elevata intensità di capitale di questa attività), ovvero la variabilità della domanda” e al “rischio di esposizione ai prezzi di input, quali quelli delle commodity energetiche”, ai quali farebbe fronte attraverso la sottoscrizione di contratti di copertura<sup>266</sup>.

**279.** Hera “fa ricorso agli strumenti di copertura con una logica aggregata relativa, cioè, all’intero perimetro del TLR, ed effettua, quindi, le coperture per ciascun indice sulle posizioni nette di tutto il portafoglio del business”<sup>267</sup>. I contratti di copertura mirano a mitigare - con riferimento ad una percentuale di circa il 70% del totale delle forniture del settore TLR - il rischio di impresa derivante dall’oscillazione dei prezzi delle commodity, assumendo comunque quello relativo all’andamento della domanda<sup>268</sup>.

**280.** “Con i contratti di copertura [...] Hera ha stabilito in anticipo il prezzo a cui sarebbero state regolate le diverse partite, ovvero i propri costi per l’acquisto delle commodity e i propri ricavi per la vendita rispettivamente di TLR ed energia elettrica nel caso di impianti cogenerativi (a fronte di un corrispettivo per il contratto di copertura), così da svincolarli dai prezzi che si sarebbero formati sui mercati all’ingrosso. [Q]uesta necessità deriva dalla natura stessa del servizio di TLR, svolto in regime di libero mercato fino al termine del 2023. [...]. Dopo le criticità sperimentate nel 2020 alla luce dei bassi prezzi del gas, Hera ha quindi deciso di stipulare contratti di copertura per gli anni successivi”<sup>269</sup>.

Di conseguenza, “sebbene le tariffe praticate agli utenti abbiano seguito i costi crescenti del gas (e siano quindi cresciute nella seconda metà del 2021 e nel 2022), Hera non ha di fatto beneficiato di questi aumenti di prezzo, in quanto aveva precedentemente stipulato dei contratti di copertura con le banche, sulla base dei quali, nel caso della commodity gas, ha ricevuto il prezzo fisso concordato e non quanto effettivamente registrato sui mercati (e pagato dagli utenti). [...] Se è vero che gli strumenti di copertura non si sono tradotti in un vantaggio di costo per gli utenti è altrettanto vero che non si sono tradotti in un extra-margine da parte di Hera, in quanto la società non ha “effettivamente” beneficiato dell’aumento delle tariffe del TLR. Inoltre, il

---

<sup>266</sup> Cfr. Memoria finale, p. 16.

<sup>267</sup> Cfr. doc. 58.

<sup>268</sup> Cfr. verbale audizione 20 febbraio 2024.

<sup>269</sup> Cfr. memoria finale, p. 17.

*vantaggio stesso delle coperture, a prescindere dallo scenario energetico che poi si sarebbe manifestato, consiste nell'assicurare solidità alle posizioni di vendita assunte dall'operatore, quindi nell'abilità di continuare a fornire il servizio a prescindere dai prezzi delle commodity che dovessero osservarsi sui mercati all'ingrosso.”<sup>270</sup>.*

**281.** Posto che Hera stipula i contratti di copertura in relazione all'esposizione dell'intero business del TLR ai rischi di oscillazione dei prezzi, *“A fronte però di una richiesta puntuale da parte di codesta Autorità, circa la ricostruzione di un conto economico specifico del sistema di Ferrara, si è reso necessario ricostruire, a partire dalle esposizioni nette di portafoglio per specifico indice, le esposizioni nette per tutti gli indici energetici, sia in vendita che in acquisto, riferibili al sistema di Ferrara in funzione delle specifiche caratteristiche del relativo mix di generazione del calore e della relativa base clienti”<sup>271</sup>*, secondo la stessa logica con cui si erano costruite le posizioni nette sui diversi indici per l'intero portafoglio TLR. Riguardo al metodo di allocazione utilizzato, Hera ha sottolineato che, contrariamente a quanto a suo giudizio sostenuto nella Comunicazione delle Risultanze Istruttorie, *“il metodo di allocazione delle perdite e profitti sugli strumenti di copertura sulla rete di Ferrara non è volto a sterilizzare l'effetto degli alti prezzi di vendita pagati dagli utenti di Ferrara rispetto ai costi sottostanti, bensì risponde alle caratteristiche del sistema stesso e alla sua esposizione al prezzo delle commodity. In presenza di tariffe TLR indicizzate al gas infatti il sistema di Ferrara presenta una maggiore esposizione in vendita rispetto a tutti gli altri sistemi di Hera, proprio perché l'esposizione in vendita non è controbilanciata da una esposizione in acquisto grossomodo equivalente (come avviene invece negli altri sistemi, dove il gas generalmente rappresenta la principale fonte di input)”*.

**282.** Hera ritiene *“corretto tenere conto dei profitti e delle perdite di copertura di competenza della rete di Ferrara rappresentati nel corso del procedimento istruttorio come riportati nello specifico nel sopracitato doc. 38”* nella quantificazione dell'eccessività dei ricavi secondo il metodo del *cost-plus*.

Ciò in coerenza con il precedente A423, nel quale l'Autorità aveva accettato gli impegni proposti da ENEL Produzione S.p.A. che prevedevano la fissazione di un *bid cap* alle offerte presentate sul Mercato del Giorno Prima. Nella presentazione degli impegni, Enel espressamente affermava che *“nella*

---

<sup>270</sup> Cfr. memoria finale, pp. 17-18

<sup>271</sup> Cfr. doc. 58.

*maggior parte dei casi realistici la perdita sulle coperture più che compenserebbe il guadagno dalla strategia di trattenimento” e l’Autorità, nell’acceptare gli impegni proposti, affermava che essi erano in grado di fugare le preoccupazioni concorrenziali “a condizione che il livello delle coperture contrattuali di ENEL non scenda al di sotto del livello dichiarato”, riconoscendo, a parere di Hera, che le coperture devono essere considerate per valutare l’entità dei guadagni derivanti da una determinata strategia di prezzo e che addirittura il livello delle stesse non deve scendere sotto una determinata soglia per fugare le criticità concorrenziali.*

**283.** *Per quanto riguarda il “valore delle coperture riportato nel documento 15 ISP-FE [esso] è lo stesso riportato nel doc. 28 ISP-FE in quanto è stato usato il medesimo driver utilizzato dalla Società per l’elaborazione del Piano Industriale, consistente nel riproporzionamento delle coperture in base alle esposizioni gas in vendita in virtù del fatto che [...] le valutazioni sulle coperture sono effettuate a livello di portafoglio complessivo. [...] l’allocazione esposta nel Piano Industriale, basata appunto sul suddetto driver, non ha una valenza gestionale (i.e., tali dati non sono assunti ai fini delle decisioni aziendali ma, semplicemente, ai fini della presentazione del Piano Industriale). [...] L’allocazione del valore delle coperture sul sistema Ferrara riportato nei documenti 15 ISP-FE e doc. 28 ISP-FE si basa su un driver “pronto all’uso” individuato dalla esposizione gas in vendita, la cui finalità non è ricostruire un conto economico puntuale dello specifico sistema di TLR di Ferrara perché [...] l’approccio del business del TLR rimane in logica aggregata”<sup>272</sup>.*

#### **IV.6. La redditività delle reti di teleriscaldamento**

**284.** *Nella memoria economica del 30 luglio, dopo aver ricordato che l’indice per misurare la redditività del capitale investito tipicamente utilizzato da Hera, come anche discusso in sede di audizione con l’AGCM, è il c.d. Return on Net Assets (RONA), come peraltro discusso anche nella citata audizione del 20 febbraio 2024, Hera afferma che “il RONA esprime il rendimento di un’impresa rispetto al valore netto dei propri asset, ovvero il valore che essa genera dallo stock degli investimenti realizzati”. Hera rileva che il RONA è “un concetto diverso dal WACC, che rappresenta il costo medio ponderato del capitale, ovvero il costo (nozionale) sostenuto da un’impresa per raccogliere*

---

<sup>272</sup> Cfr. doc. 58.

*i fondi necessari dagli investitori o, in altre parole, il tasso di rendimento richiesto dagli investitori per convogliare le proprie risorse finanziarie su uno specifico investimento”.*

Hera ha riportato nella memoria economica dati volti a dimostrare che i valori del RONA conseguiti nella gestione del complesso delle reti di teleriscaldamento sono “*significativamente inferiori*” rispetto al tasso di rendimento del capitale investito netto (WACC) riconosciuto dall’ARERA in altri settori regolati in Italia (cfr. tabella 27 che riproduce la tabella 6.1 memoria Oxera).

**Tabella 27: confronto RONA servizio TLR di Hera e WACC riconosciuto in vari servizi regolati**

*[omissis]*

**285.** Hera ha altresì rilevato che il RONA della rete di Ferrara è largamente superiore a quello delle altre reti, per cui in assenza del contributo della rete di Ferrara la redditività del TLR di Hera sarebbe stata ancora più bassa (cfr. tab. 28 che riproduce la Tab. 6.4 memoria Oxera).

**Tab. 28: confronto RONA servizio TLR di Ferrara / altri sistemi TLR di Hera**

*[omissis]*

Come risulta dalla tabella, infatti, a fronte della *performance* positiva della sola rete di Ferrara, con un RONA tra il [5-10]% e il [10-20]% (con l’eccezione di un RONA negativo nel 2017), negli altri sistemi (considerati in aggregato) il RONA è stato negativo in tutti gli anni considerati.

Le differenze di marginalità delle diverse reti del TLR trovano la loro spiegazione nelle caratteristiche “fisiche” dei diversi sistemi.

**286.** Secondo Hera<sup>273</sup>, la differenza tra il RONA del TLR e il rendimento dei settori regolati in realtà sottovaluta l’effettivo profilo di rischio del TLR.

Quest’ultimo, anche nel periodo oggetto dell’istruttoria, era infatti “*un servizio a mercato e di conseguenza era esposto a un profilo di rischio diverso e sostanzialmente superiore a quello dei settori regolati. A differenza dei settori regolati, il TLR era infatti esposto, tra gli altri, a:*

- *rischio volume, ossia alla variabilità della domanda, mentre per le imprese regolate sono tipicamente previsti meccanismi per assicurare il recupero dei cc.dd. ricavi ammessi;*

---

<sup>273</sup> Cfr.doc. 81.4.

- *rischio unpaid, ovvero il rischio di non incassare gli importi dovuti da parte degli utenti; la riscossione delle fatture è infatti di solito di competenza del venditore al dettaglio e non degli operatori di rete (di distribuzione o trasmissione);*
- *rischio dei prezzi di input, che, per via dei costi di produzione, potrebbe essere più elevato rispetto alle imprese di rete, e simile al rischio delle imprese attive nella produzione e/o nella vendita al dettaglio di energia”.*

Hera conclude che il “diverso rischio del TLR giustificerebbe quindi la necessità di un tasso di rendimento più elevato di quello attualmente previsto per altri settori regolati” e ricorda che la “stessa ARERA, in un precedente documento di consultazione, ha riconosciuto che: “Il rischio sistematico dell’attività di teleriscaldamento dovrebbe infatti essere comparabile a quello legato alla gestione di altri servizi energetici in assetto verticalmente integrato (e pertanto superiore a quello previsto per i soli servizi a rete, tenuto conto delle incertezze legate alla possibile modifica della propria quota di mercato)””.

#### **IV.7. Il modello WACC-RAB**

**287.** “Al fine di mostrare la rispondenza ai costi sostenuti delle tariffe applicate da Hera per il servizio TLR”, i consulenti di Hera hanno sviluppato “un modello c.d. RAB-WACC per identificare quelli che sarebbero stati i ricavi attesi “controfattuali” in uno scenario cost-to-serve, ossia in base all’ipotesi in cui le tariffe fossero orientate ai costi”.

Circa la validità di tale modello, nella memoria economica si argomenta che il metodo RAB-WACC rappresenta “uno dei principali modelli regolatori, ampiamente utilizzato per la definizione dei ricavi ammessi degli operatori di rete attivi in settori infrastrutturali [e che esso] è attualmente utilizzato per tutti i settori regolati dall’ARERA (inclusi quelli dell’idrico e dei rifiuti)”. Inoltre, secondo Hera “la stessa AGCM in precedenti casi di prezzi eccessivi ha svolto un confronto tra i prezzi (o tariffe) applicati e il c.d. cost plus (ovvero i costi sostenuti dall’operatore maggiorati per tenere conto di un utile ragionevole) valutare l’eventuale proporzione dei prezzi rispetto ai costi; nel caso in essere, l’indice utilizzato per definire l’utile ragionevole è il WACC”.

**288.** Il modello RAB-WACC utilizzato “per la definizione dei ricavi ammessi, si basa sui c.d. building block, ovvero (i) la remunerazione del capitale investito netto, con l’applicazione del WACC, (ii) l’ammortamento e (iii) i costi operativi (OPEX) riconosciuti”. Essi sono stati costruiti come di seguito

dettagliato:

**“Costruzione della RAB.** La RAB è stata ricostruita puntualmente, per ciascun cespite, a partire dai valori riportati nel libro cespiti di Hera al 31 dicembre 2023, a partire dal 1997. Nello specifico, in linea con l’attuale regolazione ARERA, ciascun cespite viene iscritto in RAB con un anno di lag rispetto all’anno di entrata in esercizio (ovvero un cespite entrato in esercizio nel 1997 sarà aggiunto in RAB nel 1998, primo anno in cui riceverà quindi la componente di remunerazione).

**Ammortamento.** Allo stesso modo, l’ammortamento è stato calcolato in linea con l’attuale regolazione ARERA, ossia con il riconoscimento della prima quota di ammortamento con due anni di lag rispetto all’entrata in esercizio del cespite. Ciascun cespite è stato ammortizzato secondo la vita utile attualmente in uso da parte di Hera, come riportata nel libro cespiti.

**Lavori in corso.** In linea con la regolazione ARERA, è stato previsto un trattamento separato dei cc.dd. lavori in corso (LIC), che ricevono la componente di remunerazione, ma non sono soggetti ad ammortamento (l’ammortamento è riconosciuto unicamente sugli asset in esercizio). I LIC sono stati ricostruiti puntualmente per il 2022 e 2023, sulla base dei valori riportati nel libro cespiti al 31 dicembre 2023. Per semplicità, negli anni precedenti è stato ipotizzato un valore dei LIC pari a quello del 2022.

**Tasso di remunerazione.** Trattandosi di un settore non regolato fino all’inizio del 2024, non si dispone attualmente di un WACC approvato da ARERA specifico per il TLR. In un’ottica prudenziale, anche alla luce delle considerazioni della stessa ARERA circa i profili di rischio dell’attività TLR rispetto ad altri settori regolati, le analisi sono state svolte a partire da valori del WACC che approssimano quelli effettivamente approvati per la rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL). Nel caso base, il WACC è quindi ipotizzato pari al 6,8%, tuttavia nel modello sono previste possibili ipotesi alternative.

**OPEX.** I costi operativi riconosciuti sono stati costruiti considerando i costi effettivi su base pass-through, con l’esclusione dei cc.dd. costi “non riconoscibili” secondo la definizione ARERA<sup>274</sup>. Tra le OPEX sono stati

---

<sup>274</sup> Il punto 4.21 del DCO 388/2023 esclude “dai costi operativi riconosciuti le seguenti voci, in quanto non pertinenti o già riconosciute nella definizione delle componenti di ricavo relative ai costi di capitale: a) gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi e oneri; b) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie; c) gli oneri straordinari; d) gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi; e) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l’impresa sia risultata soccombente; f) i costi connessi all’erogazione di liberalità; g) i costi pubblicitari e di marketing, a esclusione di oneri che derivino da obblighi normativi la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche”.

*considerati anche i costi sostenuti da Hera per le coperture.*

**Costi comuni e costi indiretti.** *Nel modello è possibile un diverso trattamento per i costi indiretti della Holding riferiti al business TLR e, nel caso di Ferrara, dei costi comuni (o indivisibili) della direzione TLR, secondo driver di allocazione forniti da Hera. Nel caso base, sia i costi operativi indiretti della Holding sia i costi operativi comuni del business TLR sono stati considerati tra i costi riconosciuti.*

**Ricavi.** *Per i ricavi effettivi di Hera sono stati considerati solamente i ricavi conseguiti dalla vendita di calore, escludendo tutti gli altri ricavi considerati come ricavi diversi. Ad esempio, sono stati esclusi i ricavi da vendita di energia elettrica (non presenti nel caso specifico di Ferrara), i ricavi da allacciamenti e i ricavi da prestazione servizi per terzi. I ricavi diversi sono riportati separatamente. Nello specifico, tutti i ricavi diversi da quelli da vendita di calore sono stati portati in abbattimento dei ricavi ammessi a fini tariffari (come avverrebbe nel caso di applicazione di un c.d. meccanismo di single till) [...]. Si tratta quindi dell'ipotesi più stringente [...]*

**289.** L'applicazione del modello RAB-WACC all'intera Divisione Teleriscaldamento porta ai risultati sintetizzati nella tabella 29, che riproduce la tabella 6.3 della memoria economica.

**Tab. 29:** scostamento tra ricavi effettivi e ricavi ammessi per l'insieme delle reti di TLR di Hera

*[omissis]*

**290.** L'analisi svolta da Hera evidenzia per tutti gli anni ricavi per la vendita del calore inferiori di almeno il [10-20]% rispetto ai ricavi ammissibili, pari alla somma dei costi operativi, dei costi comuni e del rendimento del capitale al WACC prescelto. Ciò perché il WACC prescelto è significativamente superiore al RONA medio realizzato da Hera sulle proprie reti di teleriscaldamento. In particolare, per il periodo oggetto di istruttoria i ricavi effettivi risultano inferiori a quelli ammissibili stimati dal modello RAB-WACC del [10-20]%. Hera ne deduce "che se fosse stata applicata una tariffa orientata ai costi e tale da consentire a Hera di remunerare i propri investimenti al WACC, i propri utenti di TLR avrebbero pagato tariffe più elevate".

**291.** I risultati dell'applicazione del modello RAB-WACC alla sola rete di Ferrara sono riportati nella tabella 30, che riproduce la Tabella 6.4 della memoria economica.

**Tab. 30: scostamento tra ricavi effettivi e ricavi ammessi per la rete di Ferrara**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ricavi totali effettivi [A]	omissis						
Altri ricavi (effettivi) [B]							
Ricavi vendita calore (effettivi) [C = A – B]							
Costi ammissibili a riconoscimento [D]							
Ricavi ammessi vendita calore, RAB-WACC [E = D – B]							
Differenza (Ricavi effettivi – Ricavi RAB-WACC) [C-E]							
Scostamento % [(C-E)/E]	-12,40%	7,78%	-2,12%	-0,90%	5,24%	2,41%	15,17%

Note: Gli altri ricavi includono tutti i ricavi diversi da quelli di vendita di calore (quali ad esempio i ricavi da vendita di energia elettrica). Questi sono stati portati in abbattimento dei ricavi ammessi a fini tariffari (come avverrebbe nel caso di applicazione di un c.d. meccanismo di *single till*). Fonte: Elaborazione Oxera su dati Hera.

**292.** Hera osserva che l'applicazione del modello RAB-WACC alla rete di Ferrara conferma come la redditività di tale rete sia superiore rispetto ad altre reti TLR di Hera. Secondo Hera, *“tale maggiore redditività della rete di Ferrara ha consentito, nell'ambito di una gestione unitaria, di mantenere in equilibrio economico l'intera attività del TLR evitando aumenti tariffari sulle altre reti”*. Per converso, *“[s]ebbene l'applicazione di una metodologia tariffaria orientata ai costi della singola rete avrebbe portato all'applicazione di tariffe più basse per Ferrara, la stessa logica si sarebbe riflessa in tariffe più elevate in altri sistemi”*.

**293.** Hera ha altresì sottolineato *“come il valore di WACC utilizzato, ovvero 6,8%, rappresenta un'ipotesi prudentiale, in quanto è sostanzialmente in linea con il valore utilizzato per la rigassificazione del GNL che è un settore regolato e soggetto a minori rischi (su tutti il rischio volume) rispetto al TLR. Ipotesi meno prudentiali darebbero luogo a un incremento nel valore dei ricavi ammessi secondo il modello RAB-WACC e, di conseguenza, un maggior allineamento nelle tariffe applicate da Hera ai suoi utenti. Infatti, all'aumentare del WACC lo scostamento percentuale tra ricavi effettivi e ricavi ammessi in ottica RAB-WACC si riduce data la relazione lineare tra WACC e ricavi ammessi”*.

#### IV.8. *La quantificazione dell'eccesso dei ricavi rispetto al cost-plus*

**294.** Nella memoria finale e nel corso dell'audizione finale Hera ha contestato la solidità dei risultati relativi all'eccessività dei ricavi rispetto al *cost-plus*, sulla base della mancata inclusione delle perdite sulle coperture, del range penalizzante di tassi di rendimento e delle basse soglie di eccessività utilizzate.

**295.** Innanzitutto, Hera ha rilevato che *“nel caso in cui venissero incluse le coperture secondo la valorizzazione riportata nei documenti acquisiti in sede ispettiva (cfr. doc. 15 e 28 ISP-FE), indicato come “Caso C”, l'eccessività verrebbe meno negli anni 2021 e 2023 e si ridurrebbe in maniera significativa anche nel 2022, passando al 21,7% o al massimo al 30,9% a seconda del WACC utilizzato nel calcolo. Già in un caso di second best, i risultati sarebbero sostanzialmente diversi da quelli considerati dall'Autorità. Nel caso invece gli effetti delle coperture venissero valorizzati secondo quanto effettivamente ascrivibile a Ferrara, sulla base delle specificità del sistema stesso e della sua esposizione netta alle diverse commodity, indicato come “Caso D” [...], non si riscontrerebbe alcun eccesso”*, come emerge dalla tabella seguente<sup>275</sup> (cfr. pag. 21 della Memoria finale).

**Tab. 31: eccesso dei ricavi rispetto al cost-plus considerando anche le perdite su coperture (costo del capitale rivalutato)**

CASO C: ribaltamenti inclusi, effetto coperture come in doc. 15 ISP FE incluso nel cost-plus								
Scenario	Range WACC	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Caso base	6,3%-5,6%	-11,4%	7,8%	-4,3%	-1,2%	8,7%	30,9%	18,0%
Scenario 1	6,9%-6,2%	-13,1%	5,4%	-6,2%	-3,5%	6,5%	28,8%	15,5%
Scenario 2	8,2%-7,3%	-16,5%	0,7%	-10,0%	-8,3%	1,9%	25,1%	11,2%
Scenario 3	9,5%-8,4%	-19,7%	-3,5%	-13,5%	-12,6%	-2,3%	21,7%	7,2%

CASO D: ribaltamenti e effetto coperture (come in doc. 38) inclusi nel cost-plus								
Scenario	Range WACC	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Caso base	6,3%-5,6%	-11,4%	7,8%	-4,3%	-1,2%	6,3%	4,1%	18,7%
Scenario 1	6,9%-6,2%	-13,1%	5,4%	-6,2%	-3,5%	4,2%	2,8%	16,1%
Scenario 2	8,2%-7,3%	-16,5%	0,7%	-10,0%	-8,3%	-0,2%	0,5%	11,8%
Scenario 3	9,5%-8,4%	-19,7%	-3,5%	-13,5%	-12,6%	-4,2%	-1,7%	7,8%

**296.** Riguardo ai valori del WACC, Hera ha osservato che le *“ipotesi alla base delle analisi del cost-plus, come tra l'altro anche la soglia individuata per valutare l'eccessività dei prezzi praticati, dovrebbero essere tali da permettere di individuare unicamente casi eccezionali. In questo senso, il WACC indicato come caso base appare penalizzante e non allineato con il rischio a cui un*

<sup>275</sup> Cfr. memoria finale, pp. 21-22.

*settore come quello del TLR è esposto, trattandosi di una attività “a mercato” e non soggetta ad alcuna regolazione di prezzo nel periodo oggetto di analisi. Nel caso c.d. “BASE”, infatti, il WACC è fissato pari ai valori definiti da ARERA per gli operatori attivi nel servizio di distribuzione gas. Tuttavia, la stessa ARERA in un precedente documento di consultazione sul TLR [DCO 388/2023, par. 4.13], ha riconosciuto che “Il rischio sistematico dell’attività di teleriscaldamento dovrebbe infatti essere comparabile a quello legato alla gestione di altri servizi energetici in assetto verticalmente integrato (e pertanto superiore a quello previsto per i soli servizi a rete, tenuto conto delle incertezze legate alla possibile modifica della propria quota di mercato)”<sup>15</sup>. Allo stesso modo, il WACC indicato nello scenario con valori più elevati (scenario 3, con WACC tra 9,5% e 8,4% a seconda degli anni) potrebbe non essere necessariamente “eccessivo” per un servizio “a mercato”, specie per gli anni in cui sono state contestate le condotte di Hera (2022 e 2023, pari a 8,4%).” (p.22).*

**297.** Infine, riguardo alla soglia di eccessività Hera ha osservato che, essendovi un certo grado di discrezionalità nella sua fissazione, occorre esaminare quanto i risultati dell’analisi siano sensibili alle ipotesi adottate su tale valore.

Secondo Hera, nel caso non si utilizzino ipotesi “*eccessivamente restrittive*”, e quindi nei casi C e D visti sopra in cui si considerano le perdite sulle coperture e nei valori più elevati del WACC, emerge che la soglia del 20% sarebbe superata solo di poco nel caso C e non lo sarebbe mai nel caso D.

Inoltre, qualora si considerasse la media dell’eccesso dei ricavi per il triennio 2021-2023 – come sarebbe stato fatto nel caso di Herambiente nella Comunicazione delle Risultanze Istruttorie – l’eccesso risulterebbe superiore al 20% solo nel “caso base” nel caso C e nel caso B considerato nella CRI l’eccesso sarebbe inferiore al 20% nel più realistico “Scenario 3” (ossia, caso “base + 50%”).

#### **IV.9.     *La posizione di Herambiente***

**298.** Nel corso dell’audizione del 20 febbraio Herambiente, dopo aver ricordato che il proprio azionariato è “*distinto da quello di Hera*”, ha affermato che essa “*ritiene di essersi limitata ad assicurare la fornitura del calore proveniente dal WTE secondo una logica di equivalenza economica alla produzione di energia elettrica (c.d. isoricavo elettrico), secondo un contratto che ha una genesi indipendente e autonoma da quella del servizio di*

*teleriscaldamento. La società non è stata in alcun modo coinvolta nella gestione della geotermia ferrarese né vi è stata alcuna gestione “di gruppo” del pricing del servizio di TLR. Herambiente ritiene quindi di essere del tutto estranea alle contestazioni contenute nel provvedimento di avvio*<sup>276</sup>.

#### **IV.10. Sulla quantificazione della sanzione**

**299.** Hera nella memoria finale ha osservato che non sussisterebbero i presupposti per l'applicazione di una *entry fee*, dato che il prezzo del teleriscaldamento a partire dal 1° gennaio 2024 è regolato dall'RERA e quindi l'eventuale illecito non potrebbe essere reiterato.

**300.** Hera ritiene che *“la vicenda oggetto della presente istruttoria si caratterizza per la presenza di significative circostanze attenuanti”*, in ragione delle quali *“si chiede all’Autorità di applicare una sanzione di importo simbolico o comunque mite, o in ogni caso tenendo conto delle descritte circostanze attenuanti”*:

(i) Hera *“ha adottato tempestivamente una serie di iniziative – già prima dell’avvio del procedimento - volte a mitigare gli effetti dell’asserita violazione”*, consistenti in *“una riduzione volontaria del prezzo del calore del TLR applicato ai consumi termici del I trimestre 2022 delle utenze servite a Ferrara”*, nel potenziamento e nell’anticipazione dell’erogazione del *Bonus Teleriscaldamento* per le utenze domestiche in situazioni di disagio economico, nell’introduzione di un prezzo fisso per la componente geotermica; quest’ultimo non solo costituirebbe *“un adeguato “meccanismo correttivo” per livelli del prezzo del gas elevati”*, ma avrebbe anche *“oggettivamente rappresentato un’iniziativa adeguata a mitigare gli effetti della contestata violazione”*, considerato che *“ha generato una riduzione dei costi e un conseguente beneficio per l’utenza ferrarese, rispetto alla precedente tariffa, pari a 3,67 milioni di euro (più IVA) circa nel solo trimestre ottobre 2022 – dicembre 2022 [...] e pari a 1,04 milioni di euro (più IVA) circa tra gennaio 2023 e giugno 2023”*;

(ii) *“la realizzazione della condotta asseritamente illecita è stata favorita, facilitata e in ogni caso autorizzata dal Comune di Ferrara. In proposito, vale la pena ricordare che la disciplina del sistema tariffario applicabile al servizio di teleriscaldamento di Ferrara ha sempre trovato la sua fonte all’interno dei contratti di servizio stipulati con il Comune di Ferrara. Ciò è accaduto, tra*

---

<sup>276</sup> Cfr. doc. 55.1.

*l'altro, anche (e soprattutto, per quanto di particolare interesse ai fini del presente caso) con riferimento all'introduzione del prezzo fisso relativo alla componente geotermica, il quale, come evidenziato in corso di procedimento, è stato introdotto proprio mediante la stipula, da parte di Hera e dell'Amministrazione comunale, di un apposito addendum alla "Convenzione relativa al servizio di teleriscaldamento nel Comune di Ferrara" del 2018. Dunque, il Comune di Ferrara ha sempre avuto un ruolo proattivo e un coinvolgimento diretto nella definizione del sistema tariffario applicabile al servizio di teleriscaldamento di Ferrara. Tale circostanza, dall'altro lato, è suscettibile (quantomeno) di attenuare la posizione [di Hera] nella realizzazione delle condotte asseritamente abusive oggetto del presente caso";*

*(iii) "la vicenda oggetto del procedimento A564 si inserisce in un peculiare contesto di mercato caratterizzato dalla presenza di prassi tariffarie ampiamente consolidate. [In assenza di una] specifica disciplina normativa e/o regolatoria di riferimento [...] storicamente la maggior parte degli operatori TLR ha optato, nell'individuazione di una formula di determinazione dei prezzi del servizio erogato, per un'impostazione basata sulla metodologia del "costo evitato" (i.e. la medesima metodologia che, a distanza di quasi 30 anni dal relativo sviluppo in seno all'AIRU, rappresenta il principale profilo di criticità concorrenziale rilevato dalla CRI). Tale circostanza, evidentemente, ha ingenerato un sostanziale affidamento degli operatori del TLR in generale, e di Hera in particolare, in relazione alla legittimità dell'utilizzo di tale formula. [...] Hera si è limitata a seguire la prassi tariffaria di riferimento nel settore del TLR, e [...] non ha mai agito con l'intento di applicare maggiori costi, generare maggiori ricavi e più in generale di arrecare un pregiudizio agli utenti finali".*

#### **IV.11. I nuovi impegni assunti da Hera**

**301.** A conclusione della memoria finale, Hera "senza prestare in alcun modo acquiescenza alle contestazioni illustrate nell'atto di avvio e nella CRI, in un'ottica di massima buona fede e collaborazione, [ha dichiarato che] intende impegnarsi ad attuare spontaneamente una serie di misure di carattere economico in favore degli utenti del teleriscaldamento della città di Ferrara, ulteriormente rafforzate rispetto a quelle oggetto degli impegni precedentemente presentati, che si ritiene possano far venire meno i presupposti per l'accertamento dell'infrazione e, in ogni caso, per l'applicazione della sanzione".

**302.** Tali misure consistono nelle seguenti iniziative:

*[omissis]*

## **V. VALUTAZIONI**

### ***V.1. La competenza di AGCM***

**303.** Il presente procedimento riguarda il settore del teleriscaldamento e in particolare le condotte tenute da Hera nella fissazione del prezzo del calore fornito attraverso la rete di teleriscaldamento di Ferrara nel periodo gennaio 2021 - dicembre 2023, nonché le condotte tenute da Herambiente e da Hera nella determinazione del prezzo di trasferimento del calore “spillato” dal termovalorizzatore di Ferrara.

In tale periodo il prezzo di vendita del calore agli utenti allacciati alla rete di teleriscaldamento di Ferrara è stato stabilito autonomamente dal gestore della rete Hera, che ha contrattato liberamente con il Comune di Ferrara le modifiche implementate nell’Addendum dell’ottobre 2022 alla Convenzione 2018 e nell’Integrazione a tale Addendum dell’ottobre 2023.

**304.** L’articolo 47 bis della legge 41/2023 ha attribuito all’ARERA piena potestà regolatoria sui prezzi del TLR, allo scopo di introdurre una regolazione *cost reflective* delle tariffe per la generalità delle reti di teleriscaldamento. Il regolatore ha individuato un regime di regolazione transitorio per il periodo gennaio-dicembre 2024 solo con la delibera n. 638/2023 del 28 dicembre 2023, a valle di un complesso processo di consultazione.

**305.** I prezzi del servizio di teleriscaldamento del periodo 2021-2023 non erano dunque prezzi regolati dall’ARERA e le condotte concernenti la loro determinazione a livelli tali da renderli eccessivi rientrano pienamente nell’ambito di intervento dell’Autorità ai sensi dell’articolo 3, comma 1, lettera a), della legge 287/1990.

### ***V.2. La responsabilità di Hera***

**306.** La Convenzione del 2018 tra il Comune di Ferrara e Hera ha lasciato piena libertà a Hera nella determinazione delle tariffe, conferendole il potere di determinare *unilateralmente* i corrispettivi per la fornitura del calore nella rete di Ferrara, senza imporre alcun obbligo in relazione ad un eventuale collegamento di tali tariffe con quelle del gas. Hera ha unilateralmente e

autonomamente scelto di determinarli sulla base del principio del costo evitato del riscaldamento a gas naturale o di altre formule di prezzo, comunque indicizzate al costo del gas naturale, mantenendo il legame storicamente esistente con le tariffe del gas<sup>277</sup>, pur nella consapevolezza che la struttura dei costi di approvvigionamento del calore era per circa metà del calore indipendente da tale prezzo e che per un altro 40% circa del calore la covarianza tra il livello del prezzo del calore e il prezzo all'ingrosso del gas era largamente mitigata<sup>278</sup> dal basso coefficiente di trasformazione dell'energia termica in energia elettrica che caratterizza il termovalorizzatore di Ferrara.

**307.** Per ciò che concerne l'Addendum alla Convenzione 2018 firmato nell'ottobre 2022, gli elementi acquisiti permettono di affermare che esso non è il risultato di un atto deciso e imposto dal Comune di Ferrara. La documentazione ispettiva testimonia che Hera, in risposta ad una richiesta generalizzata dei cittadini di bloccare l'aumento del prezzo del teleriscaldamento per la parte riconducibile al calore geotermico e di fissare il prezzo di quest'ultimo in maniera separata dal gas naturale e alle pressioni politiche del Comune di Ferrara a seguito delle proteste dei cittadini, ha sfruttato il proprio "*potere negoziale*"<sup>279</sup> nei confronti del Comune al fine di ottenere una serie di vantaggi in termini di prolungamento della concessione, riduzione del canone e garanzia di una marginalità superiore al passato per la geotermia.

Come traspare infatti chiaramente dalla comunicazione al CdA e dagli altri elementi acquisiti in ispezione, l'Addendum, pur comportando una significativa riduzione dei margini effettivi di Hera nel 2022 e di quelli *pianificati*<sup>280</sup> per il 2023-2025, ha permesso alla società di ottenere diversi benefici addizionali, quali la proroga della Convenzione di altri dieci anni, il dimezzamento del canone previsto dalla Convenzione e la stabilizzazione di lucrosi margini sul calore di origine geotermica al progressivo ritorno delle quotazioni del gas su livelli normali.

---

<sup>277</sup> Cfr. doc. 84 ISP-FE, p. 73.

<sup>278</sup> Se il prezzo del calore "spillato" è pari a  $\beta \cdot \text{PUN}$ , la covarianza tra tale prezzo e il prezzo all'ingrosso del gas PIg è pari a  $\beta \cdot \text{cov}(\text{PUN}, \text{PIg})$ , che è pari a poco più di un quinto della covarianza tra il prezzo dell'energia elettrica e il prezzo all'ingrosso del gas, dato che  $\beta = [0,2-0,3]$ . Se si considera che il termovalorizzatore fornisce circa il 40% del calore immesso nella rete di TLR di Ferrara, meno del 10% della covarianza tra PUN e prezzo all'ingrosso del gas è trasmessa al costo di acquisizione del calore attraverso il calore acquistato dal termovalorizzatore.

<sup>279</sup> Cfr. doc. 47 ISP-FE.

<sup>280</sup> Tali piani sono basati su quotazioni del gas anche superiori a quelle effettive, per cui a consuntivo la riduzione dei margini potrebbe essere largamente inferiore.

Hera ha definito e valutato diverse soluzioni, scegliendo alla fine quella del prezzo fisso per la componente geotermica. Il livello di tale prezzo è stato definito nelle sue componenti da Hera in relazione alle quotazioni all'ingrosso del gas naturale registrate tra la fine del 2021 e l'inizio del 2022 (invece che a partire dai costi effettivi di produzione e fornitura del calore di origine geotermica, in aderenza alle richieste dei cittadini ferraresi) ed è stato poi declinato a seconda dei vantaggi ottenibili dal Comune per bilanciare i costi di breve periodo della soluzione identificata. Il Comune non ha partecipato alla definizione dei possibili livelli del prezzo fisso, ma ha soltanto contrattato con Hera i vantaggi concedibili e la loro tempistica, all'interno di un quadro definito da Hera stessa.

L'Addendum codifica quindi una soluzione identificata e definita in piena autonomia da Hera, che ha determinato anche il quadro delle soluzioni su cui si è svolta la contrattazione finale con il Comune di Ferrara.

Per tali motivi, si ritiene che anche la nuova formulazione del prezzo del calore e la fissazione del prezzo per la componente geotermica siano condotte pienamente ascrivibili a Hera e quindi rientranti nell'oggetto del procedimento.

**308.** In questo contesto, il Comune di Ferrara appare aver svolto un ruolo di carattere meramente istituzionale nel convogliare a Hera le istanze dei cittadini e nel sollecitare una risposta adeguata nei limiti delle funzioni di vigilanza attribuite dalla Convenzione. La contrattazione finale con Hera per la definizione del prezzo fisso si è svolta nel quadro delle proposte di prezzo in funzione dei vantaggi concessi definito da Hera, all'interno del quale il Comune ha potuto soltanto scegliere la combinazione più coerente con i propri obiettivi politici e vincoli finanziari.

Il Comune non ha dunque imposto alcun vincolo a Hera e si è comportato in maniera non invasiva della libertà di fissazione dei prezzi garantita a Hera dalla Convenzione.

La circostanza che la modifica tariffaria sia stata codificata in un Addendum alla Convenzione deriva dalla necessità di modificare la Convenzione in relazione ai vantaggi concessi dal Comune a Hera (riduzione dei canoni, allungamento della durata), che sono stati giustificati con l'introduzione del prezzo fisso. Quest'ultimo, al contrario di quanto sostiene la Parte nelle proprie difese, è stato definito e proposto da Hera al Comune all'interno di un articolato ventaglio di combinazioni livello del prezzo fisso / interventi sulla Convenzione a vantaggio di Hera e non è stato concordato con il Comune di Ferrara – che ha soltanto scelto tra le opzioni proposte da Hera. In assenza

delle modifiche della Convenzione a vantaggio di Hera, questa avrebbe potuto autonomamente introdurre un cap o un prezzo fisso per la componente geotermica, senza dover stipulare alcun accordo con il Comune.

**309.** I rapporti tra Hera e il Comune di Ferrara in relazione all'integrazione all'Addendum nell'ottobre 2023 vanno letti in maniera analoga, ma in un contesto reso più pressante dall'avvio dell'istruttoria dell'Autorità e dall'evoluzione della posizione dell'ARERA sul metodo tariffario transitorio e dall'evidente insoddisfazione del Comune per gli esiti dell'introduzione del prezzo fisso e le continue proteste dei comitati civici di utenti del teleriscaldamento<sup>281</sup>.

**310.** Gli elementi fattuali sin qui rappresentati rendono evidente come, pur in presenza di un "coinvolgimento" dell'ente locale, la fissazione dei prezzi di vendita del calore almeno a partire dalla Convenzione del 2018, e in particolare nel periodo 2021-2023, sia interamente riconducibile alla responsabilità di Hera, essendo stata quest'ultima ad aver autonomamente deciso e stabilito le modalità di determinazione dei prezzi in questione, di talché la condotta dell'impresa rientra pienamente nell'ambito di applicazione della disciplina antitrust e, segnatamente, dell'articolo 3, comma 1, lettera a), della legge 287/1990.

Al riguardo, giova rammentare che, per costante giurisprudenza europea e nazionale, un comportamento anticompetitivo ricade nel campo di applicazione delle norme in materia di concorrenza laddove esso costituisca una libera scelta imprenditoriale e sia, quindi, il risultato, dell'esercizio dell'autonomia privata del soggetto che lo pone in essere. Pertanto, un'impresa può sfuggire all'applicazione del diritto antitrust soltanto laddove il suo operato sia "*imposto dalla legislazione nazionale, da un quadro giuridico creato da tale legislazione o da una pressione irresistibile delle autorità nazionali*"<sup>282</sup>. In tal caso, infatti, l'esigenza di conformarsi ad un "precetto normativo" è tale da non lasciare al soggetto nessun margine di autonomia, escludendo la possibilità che la concorrenza possa essere ristretta, ostacolata o falsata da comportamenti autonomi dell'impresa.

Si tratta, tuttavia, di una circostanza che - come visto - certamente non ricorre nel caso di specie, non essendo i prezzi di cui si discute espressione di una imposizione da parte dell'ente locale. Del resto, la scriminante della "copertura normativa" rappresenta un'eccezione che va interpretata restrittivamente: una

---

<sup>281</sup> Cfr. doc. 1 ISP-BO.

<sup>282</sup> Cfr. Tribunale UE, T-399/19, para. 54.

denuncia di “*mancaza di autonomia delle imprese interessate*” può essere respinta *solo se risultasse, sulla base di elementi oggettivi, pertinenti e concordanti, che questo comportamento è stato loro imposto unilateralmente dalle autorità nazionali attraverso l'esercizio di una pressione irresistibile, come la minaccia dell'adozione di misure statali suscettibili di causare loro perdite significative*”<sup>283</sup>, elementi nella specie non riscontrabili. Pertanto, il coinvolgimento del Comune nei termini sopra richiamati non vale ad escludere la responsabilità di Hera nell’attuazione della condotta contestata non essendosi in presenza di “*condotte specificamente imposte che rappresentino puntuale attuazione di disposizioni normative inequivocabili*”<sup>284</sup>.

### **V.3. Il mercato rilevante**

**311.** Il teleriscaldamento è un sistema di riscaldamento / raffrescamento che si distingue dagli altri sistemi di riscaldamento / raffrescamento in virtù della circostanza che l’energia termica non è prodotta in loco, attraverso impianti di generazione di proprietà del consumatore che acquista i vettori energetici (combustibili, elettricità ecc.) necessari alla produzione dell’energia termica, ma viene venduta al consumatore da soggetti che la producono in impianti di generazione centralizzati e la distribuiscono attraverso reti chiuse nelle quali scorre un fluido termovettore. Nel teleriscaldamento la cessione dell’energia termica all’utente avviene a mezzo di uno scambiatore posto presso l’utente stesso, il quale non deve dotarsi di alcun impianto di generazione di energia termica.

Tale diversità tecnologica comporta una differente struttura della domanda e dell’offerta nel teleriscaldamento rispetto agli altri sistemi di riscaldamento. Nei mercati liberalizzati dell’energia, il consumatore può scegliere tra diversi fornitori del vettore energetico appropriato al sistema di generazione dell’energia termica prescelto, oltre che tra diversi fornitori degli specifici impianti di generazione. Nel caso del teleriscaldamento, invece, l’offerta di energia termica su una data rete ha di fatto una struttura di monopolio verticalmente integrato. Per converso, l’energia termica fornita da una rete di

---

<sup>283</sup> Cfr. Tribunale UE, T-399/19, para. 55. In senso conforme, cfr. Tribunale UE T-344/17, para. 287-28. A livello nazionale, cfr. Consiglio di Stato, VI, 10 gennaio 2020, nn. 258, 246, 1759 - *Forniture Trentitalia*; Tar Lazio, I, 7 febbraio 2014, n. 1525, A441 - *Applicazione dell’Iva sui servizi postali*.

<sup>284</sup> Cfr. Consiglio di Stato, VI, 15 febbraio 2023, n. 1580, A508 - *Siae/Servizi intermediazione diritti d'autore*; Consiglio di Stato, VI, 19 marzo 2019, nn. 1974 e 1797, 1753 - *Consiglio Notarile di Verona*. Cfr. anche Consiglio di Stato, VI, 11 luglio 2016, n. 3047, 1765 - *Gare gestioni fanghi in Lombardia e Piemonte*; Consiglio di Stato, VI, 30 giugno 2016, n. 2947, 1765 - *Gare gestioni fanghi in Lombardia e Piemonte*.

teleriscaldamento può derivare da fonti precluse agli utilizzatori di sistemi di generazione “in proprio” del calore, quali l’incenerimento dei rifiuti o lo sfruttamento dell’energia geotermica.

Per tali motivi, si ritiene che il teleriscaldamento costituisca un mercato del prodotto distinto da quello degli altri sistemi di riscaldamento.

**312.** Quanto all’estensione geografica del mercato del TLR, essa ha chiaramente una dimensione locale, definita dall’estensione della singola rete di teleriscaldamento.

Nel caso specifico, tale estensione coincide con la rete di Ferrara.

#### ***V.4. La posizione dominante di Hera***

**313.** Come detto, all’interno della rete di Ferrara Hera agisce come distributore e venditore del calore, che è in parte ridotta prodotto da Hera stessa (caldaie a gas di integrazione e riserva) e in larga parte è acquistato da fornitori che sono parte dello stesso gruppo Hera e che hanno un contratto di fornitura esclusiva con Hera in quanto distributore di calore all’interno della rete di Ferrara (e quindi non possono vendere direttamente calore agli utenti della rete).

Hera quindi è a tutti gli effetti il fornitore monopolista del servizio di teleriscaldamento.

**314.** Gli utenti allacciati al teleriscaldamento, principalmente condomini, devono affrontare significativi *switching cost* in caso desiderino sostituire il teleriscaldamento con un diverso sistema di riscaldamento, in particolare a causa di vincoli normativi che di fatto impongono la sostituzione con un sistema di riscaldamento almeno altrettanto efficiente dal punto di vista energetico e ambientale, facendo lievitare il costo del sistema alternativo.

Tali *switching costs* sono rafforzati a Ferrara da due elementi, la cui importanza è stata riconosciuta anche nelle memorie di Hera: la fonte geotermica (che innalza le prestazioni richieste al sistema alternativo, “*alla luce dei bassi valori del fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile dell’energia termica fornita dalla rete TLR di Ferrara*” rilevati da Hera stessa) e il connesso sconto fiscale.

Dalle simulazioni effettuate sulla spesa di condomini-tipo, emerge come questo sconto abbia un ruolo chiave nel rendere il teleriscaldamento economicamente conveniente (al netto dei costi delle nuove caldaie ecc.), anche laddove le tariffe praticate da Hera non lo siano.

**315.** In virtù di questi *switching costs*, Hera è dotata della capacità di comportarsi in maniera indipendente da clienti e concorrenti nella fornitura di

calore nella rete di Ferrara – in altri termini, è in grado di esercitare potere di mercato nella vendita di calore nella rete di Ferrara.

**316.** L'esistenza degli *switching costs* naturalmente non esclude che gli *switching* si verifichino, ma ne limita l'occorrenza ad una misura tale da permettere l'esercizio di tale potere di mercato.

I dati a disposizione indicano che nel 2021, a fronte di un aumento del ricavo medio di Hera del 17,7% rispetto al 2020, il tasso di switching è stato del [5-10]%. Ciò suggerisce una elasticità della domanda di circa 0,5, compatibile con un significativo potere di mercato.

A fronte di aumenti del ricavo medio dell'88% tra il 2022 e il 2021, la base clienti del TLR ferrarese tra il 2021 e il 2022 è aumentata marginalmente<sup>285</sup>, come risultato di un processo di switching compensato dalle azioni di sviluppo commerciale (nuove attivazioni, riattivazioni) perseguito da Hera, pari a oltre [omissis]<sup>286</sup>, pari a circa il [10-20]% delle vendite del 2022. Anche tali dati suggeriscono una bassa elasticità della domanda di calore e la possibilità di esercitare un significativo potere di mercato.

Infine, nei primi mesi del 2023 si registra un tasso di switching del [10-20]% circa<sup>287</sup>, nonostante la riduzione del prezzo medio del TLR, verosimilmente ancora a seguito di decisioni prese nel 2022 e che si sono concretizzate solo al termine dei lavori per l'implementazione dei sistemi alternativi di riscaldamento. L'aggiunta di tali switching a quelli del 2022 non appare tuttavia sufficiente a modificare le conclusioni precedenti circa l'elasticità della domanda di calore da TLR nel 2022.

Nel complesso, quindi, i tassi di switching che emergono dai dati a disposizione appaiono confermare le conclusioni precedenti circa gli ostacoli all'abbandono del teleriscaldamento da parte degli utenti di Hera.

**317.** Per tali motivi, si ritiene che Hera detenga una posizione dominante nel mercato della fornitura di servizi di teleriscaldamento nel comune di Ferrara.

## ***V.5. La condotta abusiva di HERA***

**318.** La condotta in esame va contestualizzata in uno scenario economico che ha visto un rapido aumento delle quotazioni del gas naturale sui principali hub europei in particolare nel periodo ottobre 2021 – agosto 2022 e una significativa instabilità di tali quotazioni, a causa delle incertezze indotte dal

---

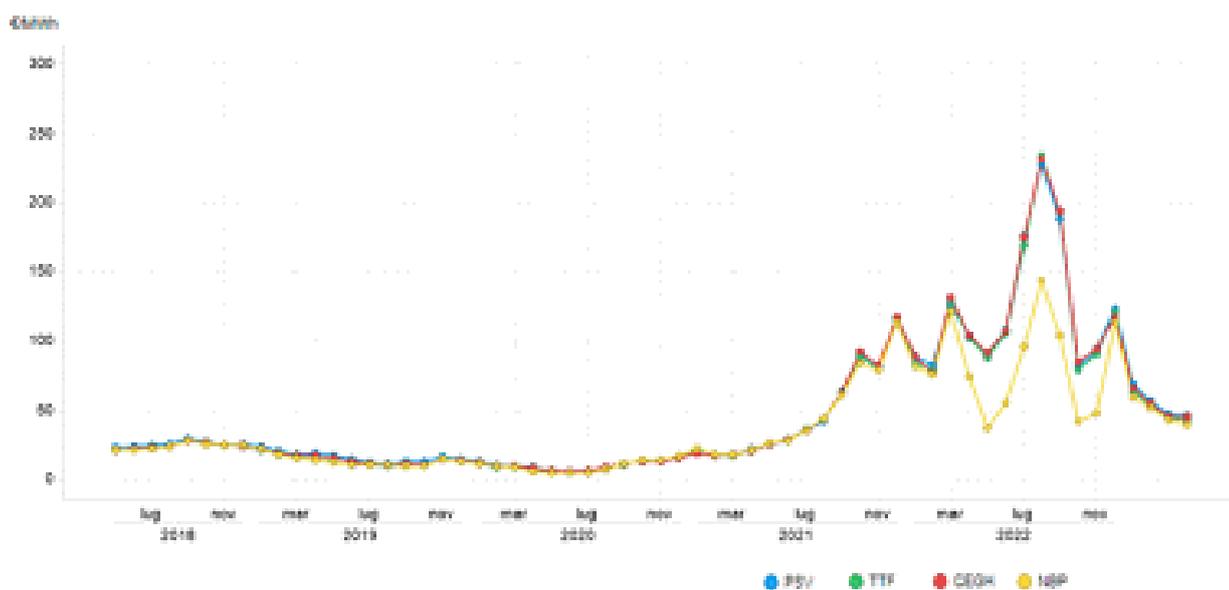
<sup>285</sup> [10 utenze in più].

<sup>286</sup> Cfr. doc. 12 ISP-FE.

<sup>287</sup> Cfr. doc. 12 ISP-FE.

conflitto russo-ucraino che hanno aggravato le tensioni legate alla ripresa post-pandemia e alla scarsità di materie prime che già si erano manifestate nel corso del 2021, portando ad un graduale ma significativo aumento delle suddette quotazioni rispetto agli anni precedenti (cfr. fig. 25).

**Figura 25: andamento del prezzo spot del gas naturale presso i maggiori hub europei, 2018-2023**



Fonte: GME

Dopo il picco dell'agosto 2022, le quotazioni spot del gas naturale si sono sensibilmente ridotte, pur in un contesto di instabilità testimoniato dal momentaneo rialzo di dicembre 2022, a causa della riduzione della domanda causata dalle misure di contenimento dei consumi assunte a livello nazionale e dalle temperature miti. Tale contesto ha fatto sì che le quotazioni a termine nell'ultimo trimestre 2022 seguissero in maniera meno marcata la discesa delle quotazioni spot, per poi allinearsi già dall'inizio del 2023, come risulta dagli andamenti rinvenibili nelle pubblicazioni del GME<sup>288</sup>.

**319.** A fronte della grave situazione venutasi a creare nel corso del 2022, le istituzioni italiane ed europee si sono attivate per mitigare l'impatto di tali aumenti sui consumatori, attraverso misure di carattere fiscale (p.es., riduzione aliquote IVA sul gas naturale) e l'introduzione di un *cap* al prezzo dell'energia.  
**320.** La presente istruttoria, avviata anche a seguito delle segnalazioni inviate

<sup>288</sup> Cfr. le quotazioni annuali e mensili spot e a termine del gas naturale riportate nelle Newsletter di ottobre e novembre 2022 e di febbraio 2023, disponibili sul sito del GME.

da utenti della rete di TLR di Ferrara<sup>289</sup>, concerne un abuso di sfruttamento, posto in essere da Hera, in quanto operatore dominante nella vendita del servizio di teleriscaldamento a Ferrara, attraverso l'applicazione di prezzi e condizioni di vendita ingiustificatamente gravose, in violazione dell'articolo 3, lettera a) della Legge n. 287/90, in questo peculiare contesto economico.

**321.** La condotta abusiva di Hera è da ricondurre all'utilizzazione di una formula tariffaria che lega il prezzo del calore al costo del gas naturale, sebbene tale fonte energetica abbia un ruolo minoritario nella fornitura del calore immesso nella rete di Ferrara, senza prevedere alcun meccanismo correttivo o clausole di salvaguardia in grado di proteggere gli utenti da significativi aumenti del prezzo del gas naturale o almeno di mitigarne gli effetti sul prezzo del calore pagato dagli utenti. L'assenza di meccanismi correttivi o mitigatori fino all'ottobre 2022 ha esposto gli utenti della rete di TLR di Ferrara al rischio delle variazioni del costo del gas naturale in misura significativamente superiore all'impatto di tali variazioni sui costi di approvvigionamento del calore, trasferendo su tali utenti un onere eccessivo e ingiustificato, che si è tradotto, nel contesto degli elevati aumenti del prezzo all'ingrosso del gas naturale del 2021-22, nell'applicazione di prezzi ingiustificatamente gravosi e quindi nello sfruttamento abusivo della posizione dominante detenuta da Hera nella fornitura del servizio di teleriscaldamento a Ferrara. Tale sfruttamento appare essere stato mitigato ma non interrotto dall'introduzione nell'ottobre 2022 del prezzo fisso per la quota di energia di fonte geotermica immessa in rete.

**322.** Oggetto di contestazione non è quindi la metodologia del costo evitato in sé, ma la mancata previsione di adeguati meccanismi correttivi o di salvaguardia che sfruttassero l'ampia disponibilità a Ferrara di fonti alternative al gas naturale – e assai meno costose del gas naturale nel periodo considerato – permettendo ai cittadini ferraresi di godere appieno dei vantaggi dell'utilizzo di fonti energetiche alternative al gas naturale.

Ciò appare coerente con il trattamento di tale metodologia sia in IC46 che nell'Indagine svolta dall'ARERA, che hanno evidenziato l'inefficacia di tale metodologia nel limitare l'esercizio del potere di mercato quando il calore è prevalentemente prodotto non con il gas naturale rispetto al quale è calcolato il costo evitato, ma da fonti quali la geotermia o la combustione dei rifiuti. Da questo punto di vista, la questione del legittimo affidamento di Hera circa l'uso della metodologia del costo evitato non appare fondata.

---

<sup>289</sup> Cfr. doc. 9.

**323.** Inoltre, in avvio è stato ipotizzato un possibile contributo di Herambiente alla strategia abusiva messa in atto da Hera, attraverso la fissazione di un prezzo di cessione del calore da parte del termovalorizzatore non rispondente ai costi del termovalorizzatore stesso.

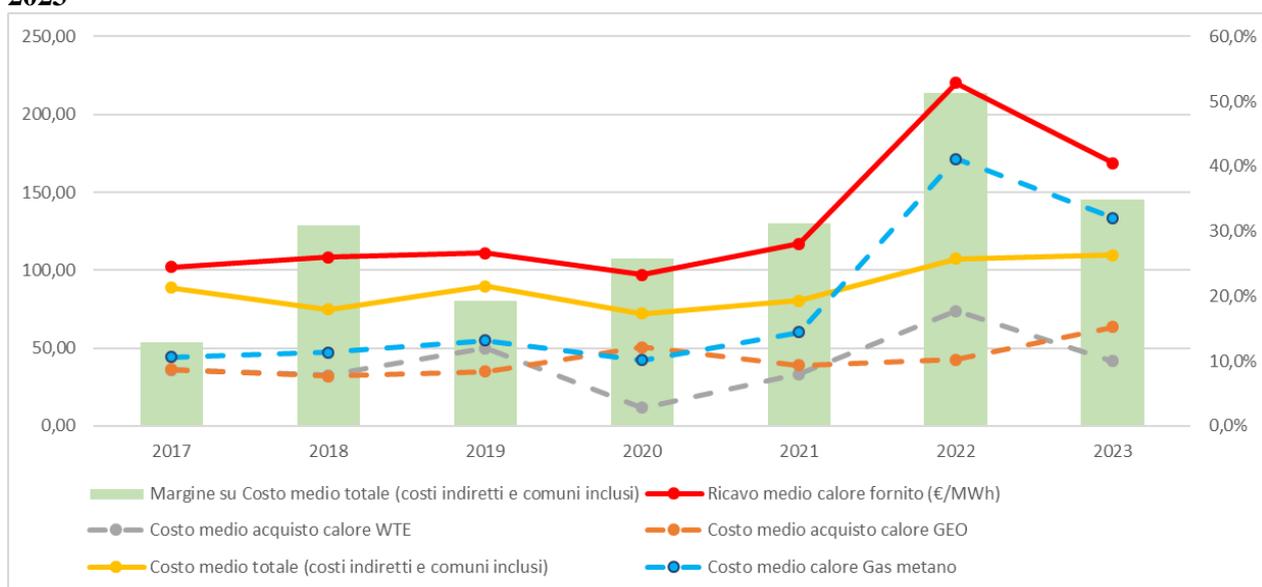
Si anticipa che dalle evidenze raccolte non sono emersi elementi sufficienti a provare un comportamento abusivo da parte di Herambiente.

**V.5.1. Il divario tra prezzi di vendita e costo di approvvigionamento del calore e tra il prezzo di vendita e la spesa media per il riscaldamento a gas**

**324.** Il ricavo medio realizzato da Hera nella rete di Ferrara appare largamente superiore al costo di approvvigionamento del calore e in particolare al costo del calore di origine geotermica.

La differente dinamica dei ricavi di vendita di Hera - che sono agganciati al prezzo del gas naturale - e dei costi di approvvigionamento e distribuzione del calore - i quali invece risentono dell'andamento del prezzo del gas naturale in maniera indiretta e attutita dalle modalità di determinazione del costo del calore di origine geotermica e del costo del calore proveniente dalla combustione dei rifiuti - ha prodotto un forte aumento dei ricavi non accompagnato da un paragonabile aumento dei costi, che ha comportato l'allargamento del divario tra ricavi medi e costi medi nel 2021 e soprattutto nel 2022, nonché il mantenimento di un divario significativo anche nel 2023 (cfr. figura 26).

**Figura 26: ricavo medio, costo medio e margini sul calore venduto nella rete di Ferrara 2017-2023**



Fonti: elaborazioni su doc. 35, doc. 58, doc. 83.2.

**325.** La figura mostra come il ricavo medio sul calore fornito (linea rossa piena) sia stato relativamente stabile nel periodo 2017-2021, con una modesta riduzione (12% circa) nel 2020, per poi crescere repentinamente nel 2022, mantenendosi su livelli elevati anche nel 2023.

L'andamento dei ricavi segue quello del prezzo del gas metano, corrispondente all'andamento della linea tratteggiata blu. L'andamento del costo medio totale appare tuttavia determinato dai costi di approvvigionamento del calore da WTE e da geotermia, nonché dai costi operativi fissi e variabili di rete e segue una dinamica meno pronunciata in tutto il periodo, a testimonianza dell'effetto calmieratore apportato dalla struttura ferrarese di approvvigionamento del calore.

**326.** La figura mette anche in luce che la riduzione del prezzo all'ingrosso del gas nel 2020, più volte richiamata nelle memorie di Parte in merito ai presunti benefici della formula del costo evitato per i consumatori e al rischio di riduzione dei margini, ha avuto un effetto modesto sul prezzo medio del calore pagato dai consumatori ferraresi. A fronte di un più consistente riduzione invece dei costi di approvvigionamento e quindi del costo medio totale di produzione (comprensivo di ammortamenti e costi indiretti), il margine sui costi totali di Hera a Ferrara (cioè, l'EBIT della rete di Ferrara) è addirittura *aumentato* rispetto al 2019.

Ciò indica che il trasferimento sui consumatori ferraresi delle riduzioni del prezzo all'ingrosso del gas naturale attraverso la formula del costo evitato e le altre formule di indicizzazione utilizzate da Hera è assai meno immediato di quanto suggerito dalla Parte nelle proprie memorie.

L'andamento del margine del ricavo medio sui costi totali indica inoltre che la rete di Ferrara non appare aver subito alcuna conseguenza pregiudizievole dalla riduzione del prezzo all'ingrosso del gas naturale richiamato dalla Parte e che dunque si tratti di un rischio di entità minore di quanto rappresentato dalla Parte.

**327.** Hera ha applicato nel 2019-2021 un *mark-up* sul costo di approvvigionamento del calore in media superiore al 100%, che ha superato il 200% nel 2022, raggiungendo un picco di oltre il 230%, per mantenersi al di sopra del 170% nel primo semestre 2023. Nello stesso periodo, il *mark-up* sui costi totali (ammortamenti inclusi, al netto delle coperture) è cresciuto dal 24% circa del 2019 al 50% circa del 2021 e ha raggiunto il 120% nei primi tre trimestri del 2022, per poi rimanere al di sopra del 70% tra l'ottobre 2022 e il giugno 2023.

**328.** Corrispondentemente, Hera ha realizzato a Ferrara dei RONA che

appaiono non solo più elevati di quelli delle altre reti di Hera, ma generalmente superiori ai rendimenti riconosciuti agli operatori attivi nei servizi infrastrutturali relativi all'energia elettrica e al gas.

Nel periodo 2021-2022, e in particolare nel 2022, Hera ha realizzato rendimenti sulle vendite e sul capitale molto superiori a quelli dei periodi precedenti, che non appaiono spiegabili in base a rilevanti miglioramenti di efficienza di cui peraltro non vi è traccia nella documentazione acquisita.

**329.** L'analisi dei prezzi del teleriscaldamento ferrarese appare confermare quanto lamentato da molti condomini e comitati civici ferraresi riguardo all'aumento del prezzo del teleriscaldamento nel 2021-22 e all'effetto negativo del prezzo fisso della componente geotermica al ridursi del prezzo all'ingrosso del gas: l'elevato livello definito per il prezzo fisso della componente geotermica ha infatti indotto una rigidità nell'adeguamento del prezzo del teleriscaldamento alla discesa delle quotazioni del gas naturale.

**330.** Le evidenze a fascicolo indicano infine che il prezzo fisso di 155 €/MWh è stato stabilito ad un livello comunque ampiamente remunerativo per Hera e largamente superiore al costo del calore geotermico.

Il RONA per le infrastrutture di estrazione e distribuzione del calore di origine geotermica, come ricalcolato da Hera nella memoria finale, sarebbe infatti superiore al 20% per tutta la durata della Convenzione.

Il costo medio di estrazione e distribuzione del calore di origine geotermica, secondo quanto riportato nella documentazione ispettiva<sup>290</sup> che include nel calcolo del costo medio del calore geotermico i “costi di infrastruttura TLR” che Hera ha confermato riferirsi “al sistema di TLR di Ferrara”<sup>291</sup>, è di circa [70-80] €/MWh, poco meno della metà del prezzo fisso per la componente geotermica<sup>292</sup>.

**331.** La sproporzione tra prezzi e costi che ha prodotto prezzi ingiustificatamente gravosi si è accompagnata ad una grave iniquità degli stessi riconducibile alla scelta ingiustificata di indicizzare la tariffa al costo del gas naturale, che fino al 2021 forniva non più del 17% del calore immesso nella rete e che nel 2022-23 ha rappresentato meno del 10% di tale calore. assoggettando in tal modo i cittadini ferraresi ad una formula di prezzo priva

---

<sup>290</sup> Cfr. doc. 38 ISP-FE.

<sup>291</sup> Cfr. doc. 58 ISP-FE, risposta alla richiesta di informazioni allegata al verbale dell'audizione del 20 febbraio 2024.

<sup>292</sup> A conferma di quanto affermato nel testo, si noti peraltro che, come riportato nella tabella 14 sulla base dei dati forniti da Hera, il costo medio di acquisto del calore geotermico è stato di circa 42 [40-50] €/MWh nel 2022, valore ben inferiore a quello di [70-80] €/MWh comprensivo dell'ammortamento dei costi per l'infrastruttura del teleriscaldamento.

di significativi legami con la struttura di costo del servizio di teleriscaldamento a Ferrara.

#### V.5.2. *I prezzi ingiustificatamente gravosi*

**332.** Nella prassi nazionale e comunitaria, l'articolo 3, lettera a) della legge n. 287/1990 e l'analogo articolo 102, lettera a), del TFUE vietano a un'impresa in posizione dominante di imporre direttamente o indirettamente prezzi di acquisto o di vendita o altre condizioni commerciali "ingiustificatamente gravose" ovvero "non eque" (*unfair*), e in particolare, proibisce l'applicazione di prezzi eccessivamente onerosi che non risultino giustificati da alcuna ragione legittima.

**333.** L'applicazione di condizioni economiche ingiustificatamente gravose è stata più volte oggetto di analisi *antitrust* e ha dato luogo a una prassi e giurisprudenza consolidate<sup>293</sup>, basate sull'originaria pronuncia della Corte di Giustizia nel caso *United Brands*.

In tale pronuncia la Corte di Giustizia dell'Unione europea (di seguito "CGUE") ha stabilito che un prezzo risulta illecito ai sensi delle disposizioni interessate quando l'impresa, avvalendosi della propria posizione dominante, trae vantaggi commerciali che non avrebbe ottenuto se ci fosse stata una concorrenza normale e sufficientemente efficace nel mercato rilevante<sup>294</sup>. Infatti, in presenza di una condotta abusiva, il prezzo praticato non risulta avere un ragionevole rapporto con il valore economico della prestazione fornita<sup>295</sup>.

**334.** Non esiste un unico metodo, prescritto *ex lege* o risultante dalla giurisprudenza della CGUE, per valutare tale rapporto tra il valore economico di un prodotto o servizio e il suo prezzo. Al contrario, la Corte stessa ha sottolineato che possono essere utilizzati metodi diversi per determinare se un prezzo praticato da un'impresa dominante è eccessivo e iniquo e, pertanto, abusivo<sup>296</sup>.

---

<sup>293</sup> Il riferimento è alla sentenza della CGUE, C-27/76, *United Brands Company e United Brands Continental BV v Commission*; ripresa in seguito in *Banane Chiquita*, sentenza del 14 febbraio 1978; OSA, C-351/12, paragrafo 88; C-52/07, *Kanal 5 and TV 4*; C-226/84, *British Leyland v. Commission*; C-26/75, *General Motors v Commission*.; C-30/87, *Corinne Bodson contro SA Pompes funèbres des régions libérées*; C-323/93, *Crespelle*; nonché nelle decisioni della Commissione europea, COMP/C-1/36.915 - *Deutsche Post AG*; COMP/A.36.568/D3, *Scadlines Sverige AB v. Port of Helsingborg* e COMP/AT.40394, *Aspen*.

<sup>294</sup> Cfr. CGUE, 14 febbraio 1978, in causa 27/76 *United Brands Company e United Brands Continentaal BV c. Commissione delle Comunità europee. Banane Chiquita*, par. 249.

<sup>295</sup> Cfr. *ibidem.*, par. 250.

<sup>296</sup> Cfr. *ibidem.*, par. 253.

**335.** Una di queste modalità si basa sul “*raffronto tra il prezzo di vendita del prodotto in questione e il suo costo di produzione [...] da cui risulterebbe l'entità del margine di profitto*”<sup>297</sup>. Tale analisi di confronto tra prezzo e costi, nella metodologia indicata dai giudici europei, si sviluppa in due fasi: **A)** la prima è volta a verificare “*se vi sia un'eccessiva sproporzione tra il costo effettivamente sostenuto e il prezzo effettivamente richiesto*”; **B)** la seconda ad accertare se il prezzo eccessivo rispetto ai costi sia altresì “*non equo, in assoluto oppure rispetto ai prodotti concorrenti*”<sup>298</sup>.

**336.** I due criteri per verificare l'iniquità di un prezzo eccessivo sono alternativi. Pertanto, per stabilire che un prezzo sia illecito ai sensi dell'articolo 102, lettera a) del TFUE, o dell'analogo articolo 3 lettera a) della legge n. 287/1990, è sufficiente che anche solo una delle due alternative previste nella seconda fase del *test* sia soddisfatta<sup>299</sup>.

#### V.5.3. *L'eccessività dei ricavi di Hera rispetto ai costi: questioni generali*

**337.** Il raffronto tra prezzi applicati e costi sostenuti (l'eccessività) rappresenta il primo passo per analizzare l'ingiustificata onerosità di prezzi o delle condizioni di vendita rispetto al valore economico della prestazione fornita<sup>300</sup>.

**338.** La casistica in materia di *excessive pricing* mostra che la sproporzione del prezzo imposto può essere valutata rispetto a una misura dei costi

---

<sup>297</sup> Cfr. *ibidem*, par. 251.

<sup>298</sup> Cfr. CGUE, *ibidem*, par. 252: “*the questions therefore to be determined are whether the difference between the costs actually incurred and the price actually charged is excessive, and, if the answer to this question is in the affirmative, whether a price has been imposed which is either unfair in itself or when compared to competing products*”. V. anche CGUE, OSA, C-351/12, paragrafo 88; C-52/07, *Kanal 5 and TV 4*; C-226/84, *British Leyland v. Commission*; C-26/75, *General Motors v Commission*; C-30/87, *Corinne Bodson contro SA Pompes funèbres des régions libérées*; C-323/93, *Crespelle*; decisioni della Commissione europea, COMP/C-1/36.915 - *Deutsche Post AG - Intercettazione di posta transfrontaliera* e COMP/A.36.568/D3, *Scadlines Sverige AB v. Port of Helsinborg*.

<sup>299</sup> Cfr. anche CGUE, ordinanza del 25 marzo 2009, in causa C-159/08 P, *Isabella Scippacercola and Ioannis Terezakis c. Commissione*, par. 47.

<sup>300</sup> Cfr. CGUE, C-27/76, *United Brands*, cit., paragrafi 249, 250 e 251: “*Questa sproporzione potrebbe, fra l'altro, essere valutata obiettivamente in base al raffronto tra il prezzo di vendita del prodotto in questione e il suo costo di produzione, raffronto da cui risulterebbe l'entità del margine di profitto*”. Si osserva che al paragrafo 254 la determinazione della sproporzione è ritenuta possibile nonostante: “[...] *le difficoltà non trascurabili e talora enormi che implica la determinazione dei costi di produzione, essendo talvolta necessaria una ripartizione discrezionale delle incidenze indirette e delle spese generali e potendo tali costi differire notevolmente a seconda delle dimensioni dell'impresa, del suo oggetto, della sua complessità, del suo campo d'azione territoriale, dell'uniformità o della varietà dei prodotti, del numero di affiliate e dei loro reciproci rapporti [...]*”. La comparazione tra prezzi e costi non è l'unico criterio per accertare l'“eccessività” del prezzo. La stessa Commissione in *Port of Helsinborg* ha riconosciuto che i margini prezzo/costo possono portare a comparazioni ingannevoli e diverse autorità di concorrenza hanno utilizzato un *test* di “eccessività dei profitti” basato sulla comparazione dei tassi di rendimento degli investimenti e un tasso di riferimento dato dalla media ponderata del costo del capitale di rischio e di quello di debito (WACC).

complessivi sopportati dall'impresa per la realizzazione del servizio che includa, oltre ai costi diretti variabili e fissi, i costi indiretti sostenuti dall'impresa, purché ragionevolmente afferenti alla produzione del bene o servizio oggetto d'esame, i costi d'uso del capitale (ammortamenti) e un "equo" remunerazione del capitale investito. Quest'ultima è stata valutata considerando differenti indicatori della redditività di impresa, che variano dagli indici di ritorno sul capitale investito (ROI, ROE, ROCE) ai tassi di profittabilità delle vendite (ROS, margine di contribuzione).

Questa misura di costo inclusiva del rendimento del capitale è nota come "*cost-plus*". L'analisi della sproporzione tra costi e ricavi dell'impresa dominante viene quindi effettuata confrontando i ricavi con il c.d. *cost plus*.

**339.** Non esistono soglie quantitative o precise relazioni aritmetiche che definiscano quale misura debba assumere la sproporzione tra prezzi e costi per essere considerata indicativa di un abuso di sfruttamento. Al contrario, il giudizio sulla gravosità dei prezzi imposti deve essere condotto tenendo conto delle circostanze del caso concreto ed esaminando l'assenza di "ragionevolezza" del rapporto tra prezzo e valore economico del prodotto, alla luce delle specificità del caso<sup>301</sup>.

**340.** Nel caso presente, la valutazione di eccessività è stata effettuata utilizzando diverse metodologie, come prescritto dalla giurisprudenza nazionale e comunitaria e come indicato dall'Avvocato Generale Wahl nelle conclusioni del caso AKKA/LAA<sup>302</sup>:

a) il confronto tra il rendimento del capitale effettivamente realizzato da Hera nella gestione del servizio di TLR di Ferrara nel 2021-2023 e: (i) un tasso di rendimento di riferimento, identificato nel WACC (nominale) fissato dall'ARERA per determinare il rendimento sul capitale riconosciuto ai diversi servizi infrastrutturali del gas; tale criterio appare appropriato per valutare l'"eccesso di remunerazione dell'investimento" in un'attività ad alta intensità di capitale quale il teleriscaldamento; (ii) il tasso medio di rendimento realizzato da Hera nella rete di Ferrara prima del 2021 e nelle altre reti di Hera; (iii) il tasso di rendimento richiesto da EGP per partecipare all'ATI di gestione dell'impianto geotermico di Ferrara, basato sull'esperienza di EGP in progetti simili e sulla sua conoscenza del mercato;

---

<sup>301</sup> Cfr. CGUE, *United Brands*, cit., paragrafo 250. Ad esempio, in *Deutsche Post* la Commissione ha ritenuto eccessivo un margine del prezzo sul costo del 25%, perché l'impresa operava in un settore regolato dove il margine di profitto usuale era del 3%. In *Aspen*, invece, la Commissione ha considerato che un margine del prezzo sui costi operativi (EBITDA) superiore di meno del 20% al *cost-plus* non avrebbe potuto essere considerato eccessivo.

<sup>302</sup> Conclusioni Avvocato Generale Nils Wahl, 16 aprile 2017, causa C-177/16.

b) il criterio del c.d. *cost-plus*, che valuta la sproporzione tra prezzi e costi attraverso il confronto tra un “costo riconosciuto” inclusivo di un rendimento del capitale e i ricavi effettivi della società; la differenza tra queste due grandezze è l’“eccesso” dei ricavi realizzati. Tale criterio è stato articolato:

b1) valutando il capitale (al netto degli ammortamenti) al costo storico e utilizzando per il calcolo della sua remunerazione un *range* di tassi di rendimento nominali, determinato a partire dal WACC della distribuzione del gas;

b2) valutando il capitale (al netto degli ammortamenti) al costo storico rivalutato, utilizzando per il calcolo della sua remunerazione un *range* di tassi di rendimento reali.

Tutti i *test* effettuati evidenziano l’esistenza di una eccessività dei prezzi praticati da Hera per il servizio di teleriscaldamento a Ferrara.

**341.** I risultati ottenuti sono basati sulla stessa metodologia usata dalle Parti nella Memoria economica<sup>303</sup> e sui medesimi dati impiegati nell’analisi a costi rivalutati.

Per quanto riguarda il rendimento del capitale, è stato considerato un *range* di valori a partire dal WACC della distribuzione del gas naturale (“tasso base”), aumentato del 10%, 30% e 50%. Tale *range* include nel caso “base + 10%” l’unico valore considerato dalla Parte nella propria Memoria Economica.

Tale *range* di valori è sistematicamente superiore al costo medio del capitale sperimentato dal gruppo Hera nel periodo 2012-2021. Inoltre, i rendimenti corrispondenti ai casi Base + 30% e Base + 50% rappresentano rendimenti superiori al rendimento medio storico della rete di Ferrara nel periodo 2017-2020; si tratta dunque di valori assai favorevoli alla Parte, in particolare per quanto riguarda il tasso “base + 50%”. Tale valore corrisponde all’11,1% nominale, che è superiore al rendimento del 10,5% richiesto, ad esempio, da un operatore come EGP per partecipare all’ATI per lo sfruttamento dei pozzi di Casaglia e che è, a sua volta, basato sui rendimenti ottenuti da EGP in situazioni analoghe in cui essa è in grado di esercitare un potere di mercato.

**342.** I valori più elevati del range considerato sono dell’8,4%-9,3% reali e del 11,1 % – 12,2% nominali. Si tratta di tassi di rendimento del capitale significativi, e la Parte non ha fornito esempi concreti del perché essi sottostimerebbero il rendimento di mercato del teleriscaldamento.

**343.** Per ciò che concerne il trattamento delle coperture, si ricorda che Hera, pur avendo utilizzato un criterio di allocazione basato sui ricavi delle reti di

---

<sup>303</sup> Cfr. doc. 81.4.

TLR nei documenti aziendali e nei documenti predisposti in ispezione, ha successivamente sostenuto una diversa allocazione, ritenendo che, essendo i costi della rete di Ferrara per il 50% indipendenti dal costo del gas e indirettamente dipendenti da esso per una proporzione del 40% del calore immesso, la rete di Ferrara presenterebbe una esposizione netta al rischio di variazione dei prezzi del gas naturale significativamente maggiore delle altre reti; nelle altre reti, infatti, l'esposizione di costi e ricavi alle variazioni del prezzo del gas sarebbe tendenzialmente equivalente e quindi la loro esposizione netta sarebbe molto minore di quella di Ferrara.

Tale allocazione ha portato ad attribuire alla rete di Ferrara gran parte delle perdite sui contratti di copertura relativi al prezzo all'ingrosso del gas naturale.

**344.** In realtà, non appare accoglibile la prospettazione della Parte di considerare profitti e perdite sugli strumenti di copertura come dei costi da includere nel cost-plus ai fini dell'analisi dei prezzi ingiustificatamente gravosi a Ferrara.

*In primo luogo*, la variabilità dei ricavi dalla vendita di calore a Ferrara a fronte dell'instabilità del prezzo del gas naturale non è il risultato di dinamiche di mercato al di fuori del controllo di Hera – cioè delle dinamiche a fronte delle quali tipicamente si acquistano gli strumenti di copertura ai quali fanno riferimento le Parti nella memoria economica – ma è il frutto della scelta di Hera di praticare per Ferrara un prezzo del calore ancorato al gas e quindi scollegato dagli effettivi costi di produzione del calore, nonostante l'utilizzo della fonte geotermica sia stato il driver principale dell'intera iniziativa ferrarese, anche nella promozione del servizio presso i cittadini. Tale scelta ha determinato gli esiti oggetto del presente procedimento. Tale scelta, non giustificata dalla struttura attuale dei costi di generazione del calore, ha esposto i prezzi di vendita alla variabilità delle quotazioni del gas naturale. Peraltro, tale variabilità costituisce un rischio effettivo per la rete di Ferrara soltanto in caso di riduzione del prezzo del gas al di sotto dei livelli storici medi, perché solo in tal caso Hera si troverebbe esposta al rischio di non poter coprire i costi fissi di rete.

**345.** *In secondo luogo*, le perdite finanziarie realizzate sugli strumenti di copertura non sono il risultato di attività messe in atto per mitigare il rischio sui costi di approvvigionamento delle materie prime e contenere in tal modo il prezzo del calore da teleriscaldamento agli utenti finali, mantenendo competitivo il servizio. Si tratta piuttosto una misura presa per stabilizzare i margini di Hera al livello desiderato, della quale i consumatori non hanno in alcun modo beneficiato. I consumatori hanno infatti continuato a sopportare

(ex-ante) l'intero onere del rischio derivante dalle fluttuazioni del prezzo all'ingrosso del gas naturale, subendo (ex-post) l'aumento del prezzo del servizio di teleriscaldamento di Ferrara. Il fatto che la stabilizzazione dei margini di Hera sia una garanzia di continuità del servizio e che i consumatori abbiano goduto dei vantaggi delle fluttuazioni al ribasso dei prezzi non appare sufficiente a giustificare la mancata mitigazione dei rischi per i consumatori, soprattutto laddove – come a Ferrara – la differente struttura dei costi di generazione avrebbe permesso ai consumatori di essere esposti a una minore variabilità del prezzo del calore.

**346.** *In terzo luogo*, proprio il fatto che si tratti di strumenti volti a stabilizzare i margini di Hera e non i prezzi pagati dai consumatori, peraltro, appare decisiva ai fini dell'esclusione di tali costi dal calcolo dell'eccesso dei ricavi sui costi nel contesto di un abuso per prezzi eccessivamente gravosi. Non si tratta infatti di un costo sostenuto per la fornitura del servizio ai consumatori. In questo contesto, la circostanza che, nel caso specifico del 2022, Hera non sia stata avvantaggiata dagli strumenti di copertura, accumulando su di essi ingenti perdite, non appare quindi motivo per includere le perdite sulle coperture nei costi rilevanti ai fini del calcolo dell'eccesso sul cost-plus, così come non dovrebbero essere inclusi in tale calcolo i costi discendenti da evidenti inefficienze dell'impresa dominante<sup>304</sup>.

**347.** *In quarto luogo*, lo stesso funzionamento del meccanismo di allocazione individuato da Hera appare in contraddizione con lo scopo dell'analisi dei prezzi eccessivamente gravosi a Ferrara: il meccanismo di allocazione implica infatti che maggiore è la quota di calore indipendente dal gas naturale, e quindi maggiore la possibilità che i prezzi di vendita del calore legati al gas naturale siano privi di un legame con i costi effettivi della società, maggiore sia la quota di perdite o profitti sugli strumenti di copertura allocati alla rete di Ferrara. In altri termini, una quota maggiore delle perdite sarebbe allocata laddove i prezzi praticati appaiono *prima facie* più iniqui, come a Ferrara.

Infatti, il meccanismo sterilizza l'effetto degli alti prezzi di vendita pagati dai consumatori sui margini sui costi di generazione, in quanto i maggiori margini saranno compensati dalle perdite sulle coperture. Un'analisi cost-plus che includesse nei costi riconosciuti anche le perdite sulle coperture registrerebbe quindi un minore eccesso dei ricavi sui costi proprio in corrispondenza degli alti prezzi pagati dai consumatori ferraresi non giustificati, data la struttura dei costi del calore della rete di Ferrara, da un corrispondente aumento dei costi di

---

<sup>304</sup> Cfr. le pronunce della Corte di Giustizia nei casi *SACEM* e *Tournier*.

approvvigionamento<sup>305</sup>.

**348.** *In quinto luogo*, va osservato che il meccanismo di allocazione preferito da Hera, alla luce dell'andamento dei margini rispetto ai costi totali (ammortamenti e costi indiretti inclusi) realizzati da Hera stessa nella rete di Ferrara – che sono stati sempre largamente positivi e addirittura in crescita nei periodi di riduzione del prezzo all'ingrosso del gas naturale citati dalla Parte come evento scatenante dell'acquisto di strumenti di copertura – appare allocare alla rete di Ferrara una quota eccessiva di rischio, dato che non si è mai verificata l'eventualità che in tale rete i ricavi non coprissero largamente i costi, ammortamenti inclusi.

**349.** *In sesto luogo*, appare inappropriato allocare alla rete di Ferrara una elevata quota parte di compensazioni di carattere finanziario, quando proprio nella rete di Ferrara l'*hedging* contro il rischio prezzo delle materie prime può essere effettuato mediante appropriata sostituzione delle fonti di generazione e in particolare la modulazione della fonte geotermica, rendendo necessario solo in seconda battuta il ricorso a strumenti di tipo finanziario. L'analisi dell'utilizzo delle fonti di calore nel 2021-22 ha peraltro mostrato come le fonti siano state utilizzate, compatibilmente con i vincoli tecnici, in modo da minimizzare il costo complessivo di approvvigionamento del calore e come la fonte geotermica sia stata modulata in modo da coprire l'intero fabbisogno del periodo estivo con forniture di calore minimali e abbia poi contribuito a coprire il fabbisogno nei mesi invernali di punta con forniture pari al quadruplo di quelle estive.

**350.** Infine, non appare pertinente il riferimento della Parte al caso A423 per giustificare l'inclusione delle coperture nei costi rilevanti.

Posto che il caso in questione non era stato avviato come caso di prezzi eccessivamente gravosi ma riguardava il «*trattenimento di capacità [che] costituisce una forma di limitazione della produzione a danno dei consumatori, in quanto porta ad un aumento dei prezzi*», esso è stato chiuso con impegni condizionati al mantenimento di un certo livello di coperture contrattuali da parte di ENEL, in modo da disincentivare strategie di trattenimento attraverso le perdite che tali strumenti avrebbero in tal caso generato.

Le coperture impattavano quindi sugli incentivi di Enel al trattenimento di capacità e incidevano perciò direttamente sul prezzo dell'energia all'ingrosso

---

<sup>305</sup> Si tratterebbe di un risultato simile a quello che si otterrebbe considerando i bassi profitti dovuti all'inefficienza dell'impresa dominante come un'esimente dall'eccessiva gravosità dei prezzi. Tale possibilità è stata tuttavia esclusa dalla Corte di Giustizia nelle pronunce nei casi *SACEM* e *Tournier*.

pagato dagli acquirenti e quindi, in ultima analisi, dai consumatori.

Si tratta, quindi, di un caso profondamente diverso da quello in esame, dove le coperture hanno influito sul prezzo pagato da Hera per approvvigionarsi di gas naturale, senza sortire alcun effetto sui prezzi pagati dai consumatori.

**351.** Per tali motivi, si ritiene inappropriato condurre l'analisi dell'eccessività dei prezzi considerando il cost-plus inclusivo dell'effetto coperture.

Si ritiene perciò che l'analisi di eccessività debba essere basata sui casi: A) *cost-plus* senza ribaltamenti e effetto coperture e B) *cost-plus* inclusivo dei ribaltamenti ma senza effetto coperture, e in particolare sul caso B). Il primo caso rispecchia la prassi seguita da Hera nel Piano Industriale del Teleriscaldamento, nel quale l'EBIT è calcolato al lordo di tali ribaltamenti.

**352.** Va peraltro osservato che, anche qualora, in un'ottica estremamente favorevole alla Parte, ma non corretta per le ragioni precedentemente esposte, si prendesse in considerazione la quantificazione dell'effetto coperture che risulta dai documenti interni di Hera (Piano Industriale) e dal Conto Economico della rete di Ferrara acquisiti in ispezione<sup>306</sup>, tale inclusione, pur impattando sull'entità dell'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* per il 2022, non modificherebbe la valutazione della condotta di Hera.

#### ***V.5.4. L'eccessività dei ricavi di Hera rispetto ai costi: confronto dei rendimenti***

**353.** Hera utilizza come metro di valutazione e confronto dei risultati delle proprie reti il RONA, un indice di redditività dato dal rapporto tra EBIT e le attività fisse nette. Nel contesto delle reti di teleriscaldamento, tale indice sostanzialmente equivale al ROI.

**354.** Il WACC (nominale) determinato dall'ARERA per la distribuzione del gas era pari all'8,1% nel 2021 e al 7,4% nel 2022-23; il WACC più elevato era quello per la rigassificazione del GNL, pari all'8,6%<sup>307</sup> nel 2021 e all'8 % nel 2022-23.

La tabella 32 confronta diverse ipotesi di RONA con tali WACC.

---

<sup>306</sup> Cfr. docc. 15 e 28 ISP-FE.

<sup>307</sup> Il WACC – rigassificazione (reale, pre-tasse) è pari al 6,8%. Esso può essere trasformato in un tasso nominale utilizzando la nota formula  $(1+\text{tasso reale}) = (1+\text{tasso nominale})/(1+\text{tasso d'inflazione})$  e utilizzando come tasso d'inflazione l'inflazione attesa per il 2021 impiegata dall'ARERA nella definizione del WACC reale per il 2021, pari all'1,7% (cfr. TIWACC 2016-2021, allegato A alla delibera 583/2015/R/com come modificato e integrato da successive delibere).

**Tabella 32 confronto RONA / WACC**

	2021	2022	2023
RONA con EBIT al lordo di ribaltamenti e coperture	[10-20]%	[40-50]%	[20-30]%
RONA con EBIT al lordo delle coperture	[10-20]%	[30-40]%	[10-20]%
WACC nominale distribuzione gas	8,1%	7,4%	7,4%
WACC nominale rigassificatori GNL	8,6%	8,0%	8,0%

**355.** I RONA realizzati da Hera appaiono pari a oltre il quadruplo dei WACC di riferimento nel 2022 e a oltre il doppio nel 2023, anche sottraendo dall'EBIT i costi indiretti allocati alla rete di Ferrara<sup>308</sup>. Va altresì osservato che l'apparente riduzione dei RONA nel 2023 dipende dalla circostanza che nel secondo semestre di tale anno Hera è intervenuta sul prezzo del calore di Ferrara eliminando il prezzo fisso per la componente geotermica e ciò ha accentuato l'effetto sui ricavi della discesa dei prezzi del gas.

**356.** Si osserva inoltre come il RONA della rete di Ferrara sia mediamente il triplo di quello medio delle reti di TLR di Hera.

Nella rete di Ferrara il RONA del periodo 2021-2023, e in particolare quello del 2022, sono stati significativamente superiori al RONA medio del 2017-2020.

**357.** Infine, il livello del RONA realizzato a Ferrara appare significativamente superiore ai rendimenti considerati da Hera e dall'ATI Hera-EGP per valutare la profittabilità dei progetti di sfruttamento dei pozzi di Casaglia: il RONA del 2022 è oltre il triplo del livello di questi *benchmark* ricavabili dalla documentazione interna.

**358.** Complessivamente, questi risultati costituiscono un chiaro indizio della sussistenza di un "eccesso di rendimento sul capitale investito" nella rete di Ferrara nel 2022 e nel 2023 (e in particolare nella prima parte dell'anno).

#### V.5.5. *L'eccessività dei ricavi di Hera rispetto ai costi: il cost-plus*

**359.** La valutazione dell'eccessività dei prezzi con il criterio del cost-plus indica che Hera ha applicato nella rete di Ferrara delle tariffe eccessivamente gravose nel 2022 e anche nel primo semestre 2023.

**360.** Nel seguito si presenteranno separatamente i risultati del calcolo

---

<sup>308</sup> I RONA realizzati da Hera risulterebbero pari a oltre il triplo dei WACC di riferimento nel 2022 e a oltre il doppio nel 2023 anche allocando le perdite sulle coperture alla rete di Ferrara nella misura indicata nei documenti ispettivi. Utilizzando invece l'allocazione preferita dalla Parte, il RONA di Ferrara risulterebbe comunque pari a poco meno del doppio dei WACC di riferimento nel 2022 e poco superiore al doppio nel 2023.

dell'eccesso dei ricavi effettivi sul cost-plus ottenuti valutando capitale fisso e ammortamenti utilizzando due metodologie di calcolo: quella basata sui costi storici e quella basata sul costo rivalutato.

**361.** La tabella 33 seguente riporta per il periodo 2017-2023 la proporzione dell'eccesso dei ricavi dalla vendita di calore rispetto al costo "riconosciuto" del calore, inclusivo di un equo rendimento del capitale valutato a costo storico, in diversi ipotesi di calcolo del *cost-plus*.

**Tab. 33: Proporzioni dell'eccesso dei ricavi rispetto al cost-plus, con ammortamenti e capitale fisso a costo storico, 2017-2023**

<b>CASO A: ribaltamenti e effetto coperture esclusi dal cost-plus</b>							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Rendimento BASE nominale	-0,5%	<b>21,9%</b>	9,8%	16,2%	<b>21,6%</b>	<b>79,6%</b>	<b>26,5%</b>
Rendimento BASE + 10%	-3,1%	18,3%	6,8%	12,3%	18,3%	<b>75,6%</b>	<b>23,0%</b>
Rendimento BASE + 30%	-7,8%	11,6%	1,2%	5,1%	12,3%	<b>68,2%</b>	16,5%
Rendimento BASE + 50%	-12,1%	5,6%	-3,9%	-1,2%	6,9%	<b>61,4%</b>	10,6%
<b>CASO B: ribaltamenti inclusi, effetto coperture escluso dal cost-plus</b>							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Rendimento BASE nominale	-12,1%	5,9%	-6,3%	-2,7%	9,5%	<b>63,2%</b>	14,0%
Rendimento BASE + 10%	-14,1%	3,1%	-8,5%	-5,5%	6,8%	<b>59,9%</b>	11,1%
Rendimento BASE + 30%	-17,9%	-2,0%	-12,7%	-10,6%	1,9%	<b>53,7%</b>	5,8%
Rendimento BASE + 50%	-21,3%	-6,6%	-16,5%	-15,2%	-2,6%	<b>48,0%</b>	0,9%

N.B. in grassetto i casi in cui l'eccesso è superiore al 25%, in corsivo grassetto quelli in cui è compreso tra il 20% e il 25%.

**362.** Nel caso A (che considera l'EBIT al lordo dei costi indiretti, analogamente a quanto effettuato da Hera in alcuni documenti interni), emerge una eccessività dei ricavi sul cost-plus estremamente elevata nel 2022.

Guardando al caso B, che include nel cost-plus anche i costi comuni e indiretti (c.d. ribaltamenti) allocati alla rete di Ferrara ed è pertanto più favorevole alla Parte, l'eccesso dei ricavi su *cost-plus* nel 2022 appare non inferiore al 48% restituendo un evidente indizio dell'eccessività dei ricavi.

**363.** Tali risultati sono confermati e rafforzati se il capitale netto viene depurato dagli asset relativi ai pozzi di Casaglia.

**364.** Quanto al 2023, invece, sull'intero arco dell'anno emergerebbe un'eccessività dei ricavi rispetto al *cost-plus* soltanto per i tassi di rendimento più bassi del caso A e comunque di livello moderato.

Considerato che Hera nel giugno di tale anno si è attivata per modificare il prezzo fisso GEO<sup>309</sup> (modifica poi effettivamente avvenuta all'inizio della

<sup>309</sup> Cfr. doc. 57 ISP-FE.

stagione termica 2023-2024), l'analisi di eccessività è stata condotta anche limitatamente al primo semestre 2023. Rispetto a tale periodo, emerge un eccesso dei ricavi rispetto al *cost-plus*<sup>310</sup> sempre superiore al 25% in tutti i casi<sup>311</sup> per rendimenti del capitale fino al WACC base + 30%; qualora si consideri l'esercizio rendimento base aumentato del 50% - che restituisce un tasso molto elevato e particolarmente favorevole alla Parte - si ottiene un'eccessività del 23,9% (cfr. tab. 34).

**Tab. 34: eccesso dei ricavi sul *cost-plus* nel primo semestre 2023**

	Rendimento del capitale			
	Base	Base + 10%	Base + 30%	Base + 50%
CASO A (senza ribaltamenti e coperture)	45,9%	43,2%	38,0%	33,1%
CASO B (ribaltamenti inclusi)	34,9%	32,5%	28,1%	23,9%

**365.** Nel caso il capitale sia valutato al costo storico, emerge dunque che: (i) l'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* nel 2022 appare sempre superiore al 48% e ciò costituisce una chiara evidenza dell'eccessività dei ricavi<sup>312</sup>; (ii) per il 2023, emerge un eccesso dei ricavi sul *cost-plus* soltanto per il primo semestre 2023, che risulta superiore al 28% per rendimenti pari almeno fino al tasso base + 30% e sfiora il 24% per un rendimento pari al tasso base + 50%.

**366.** Le elaborazioni effettuate indicano dunque con certezza un'eccessività non giustificata dei prezzi nel 2022, mentre nel 2023 un'eccessività dei ricavi rispetto al *cost-plus* emergerebbe soltanto circoscrivendo l'analisi al primo semestre. L'eccessività permanerebbe anche laddove, per quanto non corretto, si includessero nel *cost-plus* le coperture stimate secondo l'allocazione utilizzata da Hera nella propria documentazione interna e in altre occasioni<sup>313</sup>. Infatti, l'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* per il 2022 assumerebbe valori compresi tra il 28% e il 35% circa per rendimenti pari a quello base aumentato fino al 30%, mentre nel caso di un rendimento pari al tasso base aumentato del 50% l'eccesso risulterebbe del 24% circa. I risultati relativi al primo semestre

<sup>310</sup> Ricavi, costi operativi, ribaltamenti da DTLR, ammortamenti secondo il doc. 38. Ribaltamenti da *holding* e rendimento garantito del capitale pari al 50% di quello dell'intero 2023. Effetto coperture secondo il doc. 15 ISP-FE, che è più favorevole per Hera di quello di cui al doc. 38, essendo posto pari a zero invece di considerare un profitto positivo. Immobilizzazioni in corso come nel doc. 72 ISP-FE.

<sup>311</sup> Si noti che l'effetto coperture stimato per il primo semestre 2023 nel doc. 38 sarebbe pari a un profitto di 103.000 euro. Includendo tale stima nel *cost-plus* le percentuali di eccessività sarebbero perfino leggermente superiori a quelle del caso C, in cui le coperture per il primo semestre 2023 sono poste a zero.

<sup>312</sup> L'eccessività nel 2022 permanerebbe anche raddoppiando il tasso base.

<sup>313</sup> Nel doc. 15 ISP-FE, nel Piano Industriale (doc. 29 ISP-FE) e nella risposta alle richieste di informazioni pre-istruttorie (docc 5 e 8) Hera ha allocato l'effetto delle coperture in maniera proporzionale alle vendite di ciascuna rete.

2023 sarebbero analoghi<sup>314</sup> a quelli del caso B della tab. 34, mentre per l'intero 2023 non si riscontrerebbe un'eccessività sopra le soglie considerate.

**367.** La tabella 35 seguente riporta, per il periodo 2017-2023, la proporzione dell'eccesso dei ricavi dalla vendita di calore rispetto al *cost-plus* del calore stesso calcolato con e senza i c.d. "ribaltamenti" e inclusivo di un equo rendimento sul capitale, nell'ipotesi di valutazione del capitale al costo storico rivalutato.

**Tab. 35: Proporzion e dell'eccesso dei ricavi rispetto al cost-plus, con ammortamenti e capitale fisso al costo storico rivalutato, 2017-2023**

<b>CASO A: ribaltamenti e effetto coperture esclusi dai costi "riconosciuti"</b>							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Rendimento BASE reale	0,6%	<b>24,8%</b>	12,8%	18,9%	<b>23,9%</b>	<b>73,5%</b>	<b>31,5%</b>
Rendimento (BASE + 10%)	-1,5%	<b>21,8%</b>	10,3%	15,5%	<b>21,0%</b>	<b>69,9%</b>	<b>28,4%</b>
Rendimento (BASE + 30%)	-5,8%	15,6%	5,1%	8,8%	15,2%	<b>63,6%</b>	<b>23,1%</b>
Rendimento (BASE + 50%)	-9,8%	10,1%	0,4%	2,8%	9,9%	<b>57,9%</b>	18,3%
<b>CASO B: ribaltamenti inclusi, effetto coperture escluso dai costi "riconosciuti"</b>							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Rendimento BASE reale	-11,2%	8,1%	-4,1%	-0,9%	11,3%	<b>58,1%</b>	18,0%
Rendimento (BASE + 10%)	-12,9%	5,8%	-6,0%	-3,2%	9,0%	<b>55,1%</b>	15,6%
Rendimento (BASE + 30%)	-16,3%	1,1%	-9,7%	-8,0%	4,3%	<b>49,9%</b>	11,3%
Rendimento (BASE + 50%)	-19,4%	-3,2%	-13,2%	-12,3%	-0,1%	<b>45,0%</b>	7,3%

N.B. in grassetto i casi in cui l'eccesso è superiore al 25%, in corsivo grassetto quelli in cui è compreso tra il 20% e il 25%.

**368.** Nel caso A (che considera l'EBIT al lordo dei costi indiretti, come fa Hera in alcuni documenti interni), emerge una elevata eccessività dei ricavi sul *cost-plus* nel 2022.

Guardando al caso B, che include nel *cost-plus* anche i costi comuni e indiretti (c.d. ribaltamenti) allocati alla rete di Ferrara ed è pertanto più favorevole alla Parte, l'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* nel 2022 appare sempre superiore al 45% per qualsiasi tasso di rendimento considerato<sup>315</sup> e ciò appare una chiara indicazione di eccessività dei prezzi.

**369.** Tali risultati non si modificano significativamente se il capitale netto viene depurato dagli asset relativi ai pozzi di Casaglia.

**370.** Per quanto riguarda il 2023, analogamente al caso precedente, non si riscontra un eccesso superiore al 20% nel caso nel *cost-plus* siano inclusi anche i costi indiretti ("ribaltamenti").

Nel primo semestre 2023 un'eccessività dei ricavi intorno alla soglia del 25% emerge nel caso B soltanto per i tassi di rendimento più bassi (Base e

<sup>314</sup> l'effetto delle coperture nel 2023 è di ammontare limitato e rappresenta un profitto piuttosto che una perdita. Nel doc. 15 ISP-FE tale effetto è posto pari a zero per il primo semestre 2023.

<sup>315</sup> Per tassi più elevati la percentuale si ridurrebbe ma resterebbe sempre superiore al 30%.

Base+10%), mentre nel caso Base+30% il livello di eccessività è pari alla soglia del 20% e per il caso Base+30% l'eccessività si colloca al di sotto di tale soglia (cfr. tab. 36).

**Tab. 36: risultati cost-plus per il I semestre 2023, capitale rivalutato**

	Base	Base + 10%	Base + 30%	Base + 50%
CASO A (No ribaltamenti e eff. coperture)	<b>39,2%</b>	<b>36,3%</b>	<b>31,4%</b>	<b>26,8%</b>
CASO B (solo ribaltamenti)	<b>26,6%</b>	<b>24,2%</b>	20,1%	16,2%

**371.** Nel caso il capitale sia valutato al costo storico rivalutato: (i) l'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* nel 2022 appare sempre superiore al 45% per qualsiasi tasso di rendimento considerato<sup>316</sup> e ciò è sicura indicazione di eccessività dei prezzi; (ii) per quanto riguarda il 2023, a livello annuale l'eccesso dei ricavi rispetto al *cost-plus* risulta inferiore al 20% nel caso B (cioè, includendo anche i costi indiretti della rete di Ferrara) per tutti i tassi di rendimento considerati; nel primo semestre 2023, nel caso B emerge un eccesso dei ricavi rispetto al *cost-plus* intorno al 25% per i tassi di rendimento più bassi, mentre per tassi di rendimento più elevati l'eccesso raggiunge appena la soglia del 20% o addirittura rimane al di sotto.

**372.** Le elaborazioni effettuate indicano dunque senza dubbio un'eccessività non giustificata dei prezzi nel 2022, mentre per quanto riguarda il 2023 emerge una moderata eccessività nel caso B solo restringendo l'analisi al primo semestre 2023 e solo per i tassi di rendimento più bassi. L'eccessività per il 2022 permarrrebbe anche laddove, per quanto non corretto, si includessero nel *cost-plus* le coperture stimate secondo l'allocazione utilizzata da Hera nella propria documentazione interna<sup>317</sup>. Infatti, l'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* per il 2022 assumerebbe valori compresi tra il 25,4% e il 31% circa per rendimenti pari a quello base aumentato fino al 30%, mentre nel caso di un rendimento pari al tasso base aumentato del 50% (cioè, di un tasso di rendimento reale dell'8,4%, superiore a quello considerato dalla Parte nei propri esercizi) l'eccesso risulterebbe del 22% circa. I risultati relativi al primo semestre 2023 sarebbero analoghi a quelli del caso B della tab. 36, mentre per l'intero anno 2023 si confermerebbe l'assenza di una significativa eccessività.

**373.** In conclusione, i prezzi praticati da Hera nel 2022 appaiono eccessivi considerando i risultati convergenti di vari metodi di analisi e di diverse ipotesi

<sup>316</sup> Per tasi più elevati la percentuale si ridurrebbe ma resterebbe sempre superiore al 30%.

<sup>317</sup> Nel doc. 15 ISP-FE, nel Piano Industriale (doc. 29 ISP-FE) e nella risposta alle richieste di informazioni pre-istruttorie (docc 5 e 8) Hera ha allocato l'effetto delle coperture in maniera proporzionale alle vendite di ciascuna rete.

sul rendimento del capitale investito.

Per quanto riguarda il *cost-plus*, i prezzi praticati da Hera nel 2022 risultano infatti eccessivi qualsiasi sia la metodologia utilizzata per valutare il capitale fisso e gli ammortamenti e per un ampio *range* di valori del rendimento del capitale, costruito a partire dal WACC della distribuzione del gas naturale (preso a riferimento anche da Hera nella propria documentazione interna).

All'interno di tale *range*, i rendimenti corrispondenti ai casi Base + 30% e Base + 50% sono sistematicamente superiori al rendimento medio storico della rete di Ferrara nel periodo 2017-2020 e al rendimento (reale) utilizzato dalla Parte nella propria analisi<sup>318</sup>; inoltre il tasso per l'esercizio "Base + 50%" è addirittura superiore al rendimento richiesto da EGP per partecipare all'ATI con Hera, a sua volta basato sui rendimenti ottenuti da un operatore come EGP in progetti simili, nei quali essa è verosimilmente in grado di esercitare potere di mercato. Tali rendimenti appaiono quindi particolarmente favorevoli alla Parte.

**374.** Qualora, in un'ottica estremamente favorevole alla Parte, ma non corretta per le ragioni precedentemente esposte, si prendesse in considerazione la quantificazione dell'effetto coperture che risulta dai documenti interni di Hera (Piano Industriale) e dal Conto Economico della rete di Ferrara acquisiti in ispezione, tale inclusione – come peraltro emerge anche dalla memoria di Parte - impatterebbe sull'entità dell'eccesso risultante per il 2022, che si manterrebbe comunque sempre superiore alla soglia del 25% tranne che in un caso (in cui sarebbe superiore alla soglia del 20%). Risulterebbe quindi confermata l'eccessività dei ricavi rispetto al *cost-plus* per il 2022.

**375.** I risultati dell'analisi del *cost-plus* appaiono inoltre corroborati dal confronto tra il RONA della rete di Ferrara e vari benchmark regolatori, da cui emerge che, nel 2022, il primo sia stato un significativo multiplo dei secondi.

**376.** Alla luce di tali risultati, gli elevati *mark-up* osservati nel 2022 sia con riferimento al costo di acquisto del calore (oltre il 200% nel 2022), sia rispetto ai costi totali (100% circa nel 2022), sono indicativi dell'eccessiva gravosità dei prezzi praticati da Hera per il calore da teleriscaldamento a Ferrara.

**377.** Diversamente, per il 2023 i vari metodi considerati non forniscono risultati coerenti né robusti. Considerando l'intero arco dell'anno, infatti, l'eccesso dei ricavi sul *cost-plus* non raggiunge nel caso B la soglia del 20%, nonostante l'elevato RONA.

---

<sup>318</sup> Il WACC reale del 6,8% attribuito dal regolatore ai rigassificatori nel 2021. Nel 2022-23 il medesimo WACC è stato pari al 6,1%.

Limitando l'analisi al solo primo semestre 2023, in ragione della condotta di Hera che aveva già identificato una alternativa al prezzo fisso geotermico tra maggio e giugno 2023, si ottengono risultati sull'eccessività non sufficientemente robusti al variare delle modalità di valutazione del capitale fisso e dei tassi di rendimento considerati: non solo le soglie minime di eccessività non sono superate in tutti i casi considerati, ma nel caso B a capitale rivalutato i livelli di eccesso dei ricavi rispetto al *cost-plus* risultano poco superiori alle soglie in tutti i casi in cui queste sono superate.

Non appare dunque possibile affermare con sufficiente affidabilità che Hera abbia applicato prezzi eccessivamente gravosi nel corso del 2023.

#### V.5.6. *L'iniquità dei prezzi praticati da Hera*

**378.** Nella zona climatica in cui si situa Ferrara il calore per il riscaldamento degli ambienti è un bene irrinunciabile, il cui inevitabile costo incide significativamente sui bilanci dei cittadini ferraresi. In questo contesto, Hera è il concessionario del servizio pubblico di teleriscaldamento.

**379.** Hera ha scelto di determinare il prezzo di vendita del calore nella rete di teleriscaldamento di Ferrara sulla base del prezzo di un combustibile che, almeno a partire dal 2013, ha sempre avuto un ruolo minoritario nella generazione di calore per la rete di Ferrara rappresentando solo il 16% circa del calore immesso nella rete di teleriscaldamento fino al 2021 e meno del 10% nel 2022-23. Il restante calore è stato prodotto da rifiuti e da fonte geotermica; quest'ultima nel 2021-23 ha rappresentato tra il 44% e 55% del calore immesso nella rete.

Hera ha preso questa decisione nella piena consapevolezza che il costo di oltre l'80% del calore immesso in rete (oggi oltre il 90%) non dipende direttamente dal prezzo all'ingrosso del gas, pur essendone influenzato in maniera indiretta: (i) il costo del calore da rifiuti è indicizzato al PUN, che è influenzato dal costo all'ingrosso del gas naturale<sup>319</sup>, ma l'impatto delle fluttuazioni del PUN sul prezzo del calore è mitigato<sup>320</sup> dal coefficiente di trasformazione del calore in energia elettrica; (ii) il costo del calore dell'energia geotermica è influenzato

---

<sup>319</sup> Il costo all'ingrosso dell'energia elettrica è a sua volta correlato al prezzo del gas naturale attraverso la circostanza che la tecnologia marginale più frequente – cioè quella che fissa più spesso il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica – è costituita dagli impianti a ciclo combinato a gas naturale (“CCGT”); i CCGT sono stati l'impianto marginale nel 53,3% delle ore nel 2022 e nel 48,3% delle ore nel 2021.

<sup>320</sup> Il coefficiente di trasformazione dell'energia termica in energia elettrica essendo largamente inferiore all'unità per sua natura mitiga le oscillazioni del costo del calore ceduto rispetto a quelle del PUN e soprattutto riduce il livello di tale costo rispetto a quello del PUN.

dal prezzo dell'energia elettrica necessaria per far funzionare le pompe che prelevano dal e iniettano nel sottosuolo il fluido geotermico<sup>321</sup>, ma tale influenza si è risolta in una correlazione inferiore al 20%.

Tale influenza indiretta e parziale ha fatto sì che, come visto nelle sezioni *III.3.8.*, *III.3.9.* e *III.3.10.*, il costo di approvvigionamento del calore da fonte geotermica e da rifiuti abbia seguito la dinamica di crescita del prezzo del gas naturale in maniera parziale e assai mitigata, attestandosi su livelli largamente inferiori a quelli raggiunti dal gas naturale. Peraltro, le manutenzioni del WTE nel 2022 hanno coinciso con il periodo di massimo picco delle quotazioni dell'energia elettrica, eliminando in tal modo un possibile canale di trasmissione di tali aumenti al costo di approvvigionamento del calore.

**380.** La mancanza di una forte relazione diretta tra il costo di approvvigionamento del calore e l'andamento del prezzo all'ingrosso del gas naturale rende dunque del tutto ingiustificata la relazione tra il prezzo del calore del teleriscaldamento e il prezzo all'ingrosso del gas indotta dalle formule tariffarie offerte da Hera agli utenti del teleriscaldamento ferrarese.

**381.** L'assenza di una ragionevole relazione tra i ricavi del servizio di teleriscaldamento e il costo di generazione del calore ha indotto nel 2021-2023 dinamiche divergenti del prezzo e del costo del calore che si sono tradotte in una crescente sproporzione tra i prezzi e i costi del calore, che ha impattato sui costi pagati dai consumatori per acquistare un bene essenziale quale il calore per il riscaldamento degli ambienti.

**382.** Tale sproporzione si è manifestata innanzitutto nel fatto che i margini e i *mark-up* sui costi sono cresciuti nel 2021-2022 – toccando nel IV trimestre 2022 rispettivamente il [40-50]% (EBIT/vendite) e il [280-290]% (*mark-up* dei ricavi medi sul costo del calore); margini e *mark-up* hanno seguito quindi l'andamento del prezzo del gas, mentre i costi del calore e i costi operativi seguivano un andamento differente, con aumenti molto meno marcati.

**383.** Per alcuni gruppi di consumatori, quali i condomini che pagano la tariffa indicizzata al Pfor, tale sproporzione tra prezzi e costi è stata particolarmente marcata, alla luce degli elevatissimi prezzi medi pagati da tali consumatori per il bene essenziale calore.

**384.** Più in generale, un chiaro sintomo di tale sproporzione è il fatto che il teleriscaldamento ferrarese risulti generalmente più conveniente del riscaldamento a gas solo grazie a fattori estrinseci – lo sconto fiscale, l'IVA

---

<sup>321</sup> L'energia elettrica alimenta le pompe che sollevano e poi reimmettono nel sottosuolo il fluido geotermico e definisce il costo-opportunità della produzione di calore per il termovalorizzatore. Inoltre, essa contribuisce ai costi operativi della rete attraverso il pompaggio dell'acqua calda lungo le tubazioni.

sfavorevole al gas naturale, le spese di gestione e di ammortamento -, nonostante goda di un intrinseco vantaggio di costo grazie all'impiego del calore geotermico e del calore proveniente dalla combustione dei rifiuti.

L'andamento divergente di ricavi e costi dovuto all'adozione di una formula di prezzo che lega il prezzo del teleriscaldamento ferrarese al prezzo all'ingrosso del gas naturale ha esposto gli utenti del TLR ferrarese ad un rischio di prezzo di ampiezza ingiustificata in occasione dell'aumento delle quotazioni del gas naturale durante il 2021-22, che ha portato i medesimi utenti a pagare un prezzo per il calore di oltre il 230% superiore al costo del calore in tali circostanze.

**385.** Un ulteriore sintomo è il fatto che il prezzo pagato da un condominio tipo ferrarese nel 2022 sia stato superiore a quello che avrebbe pagato con le tariffe di A2A o di Iren.

**386.** Hera è intervenuta su tale divergente dinamica con misure palliative volte alla mitigazione degli effetti delle proprie politiche di prezzo sui clienti più vulnerabili e solo tardivamente, a seguito delle pressioni della cittadinanza e del Comune di Ferrara (concedente il servizio e membro del sindacato di controllo di Hera), è intervenuta con misure destinate alla generalità degli utenti, introducendo un prezzo fisso per la componente geotermica.

**387.** Tale prezzo fisso non è stato tuttavia determinato in modo da rendere il prezzo finale pagato dagli utenti più coerente con la struttura di costo del servizio: il prezzo della componente geotermica è stato infatti fissato ad un livello che appare largamente superiore al costo del calore geotermico, anche laddove si includa il costo dell'infrastruttura necessaria per il trasporto del calore alla rete di Ferrara. Tale livello è stato determinato con riferimento alle quotazioni attese del gas naturale e al prezzo del calore basato sul gas naturale, in modo da garantire, a fronte di una iniziale riduzione dei lucrosi margini preventivati, *“la marginalità del teleriscaldamento di Ferrara per ulteriori 10 anni successivi al 2030”, “una marginalità fissa, per i prossimi 17 anni, sul calore generato da fonte geotermica, superiore a quella media degli ultimi 10 anni”* (e in particolare una redditività dell'investimento geotermico superiore al 50% in termini di IRR), nonché al fine di *“migliorare la percezione della convenienza del teleriscaldamento per consentire l'ulteriore sviluppo commerciale previsto sul territorio”*<sup>322</sup>.

**388.** Questa modalità di fissazione dei prezzi appare dunque volta ad appropriarsi dell'ampio surplus creato dall'elevata disponibilità a pagare da

---

<sup>322</sup> Cfr. presentazione al CdA di Hera, doc. 47 ISP-FE.

parte dei consumatori per un bene essenziale (il calore per riscaldamento in un clima freddo e umido quale quello ferrarese), in un contesto dominato da *switching cost* che rendono nel breve periodo gli utenti della rete di TLR *locked-in* in questo sistema di riscaldamento.

**389.** In audizione finale e nella Memoria Finale la Parte ha rilevato che la negativa valutazione degli interventi di mitigazione effettuati da Hera – e in particolare della modifica tariffaria intervenuta con l’Addendum – sarebbe viziata da un approccio di verifica *ex-post* degli esiti delle misure. L’approccio corretto sarebbe invece quello di porsi in una prospettiva *ex-ante*, effettuando la valutazione degli interventi di mitigazione al momento in cui le decisioni relative alla loro definizione sono state prese, alla luce del relativo contesto di mercato.

Sul punto va rilevato che, nel contesto di prezzi spot del gas naturale in calo e di aspettative di una drastica riduzione degli stessi a partire al più tardi dal 2024 (con prezzi previsti per il 2024 pari a 0,719 euro/Smc a fronte di quotazioni superiori ai 2 euro per il 2022/23)<sup>323</sup> di cui Hera aveva piena contezza prima di stipulare l’Addendum<sup>324</sup>, la società ha optato per la proposta di un prezzo fisso per il calore di origine geotermica e per la richiesta di benefici aggiuntivi al Comune di Ferrara a proprio vantaggio<sup>325</sup>. Hera ha preferito il prezzo fisso di 155 €/MWh alla luce delle sue aspettative *ex ante* di ritorno delle quotazioni del gas naturale a livelli “*coerenti con il precedente periodo precrisi*”. Il prezzo fisso è stato, infatti, definito con riferimento a “*un valore superiore al valore medio del costo del gas nel periodo 2010-2020 e, superiore al valore prospettico atteso fino al 2040*” assicurando “*una marginalità attesa certa e costante sulla quota da produzione geotermica, fino al 2040, grazie al prolungamento della Convenzione attuale*”<sup>326</sup>. Al contrario, l’adozione di un *cap* avrebbe permesso al prezzo del calore di seguire la prevista discesa del prezzo del gas naturale, a beneficio dei consumatori.

Ponendosi dunque nella prospettiva *ex-ante* invocata dalla Parte, emerge che Hera, tra le diverse soluzioni considerate, ha scelto *ex-ante* quella in grado di

---

<sup>323</sup> Cfr. doc. 46 ISP-FE, datato 26 settembre 2022, che riporta anche lo scenario al 1° settembre 2022.

<sup>324</sup> Cfr. doc. 40 ISP-FE, datato 24 ottobre 2022, in cui le quotazioni previste del gas al PSV si erano ridotte a 1,23 €/Smc per il IV trimestre 2022 e a 1,516 €/Smc per il periodo gennaio-settembre 2023.

<sup>325</sup> All’inizio di settembre venivano previsti prezzi del gas al PSV estremamente elevati per il quarto trimestre 2022, che si sarebbero tradotti in un prezzo medio del calore pari a 484 €/MWh per il IV trimestre 2022 e di 443 €/MWh per il 2023 (cfr. doc. 46 ISP-FE, che riporta lo scenario del 1/9/22). A ottobre, tuttavia, la situazione era già cambiata e al 24 ottobre 2022, poco prima della firma dell’Addendum, si prevedevano un prezzo medio del calore di 331 €/MWh per IV trimestre 2022 e un valore simile per il 2023 (cfr. doc. 40 ISP-FE).

<sup>326</sup> Si cfr. doc. 47 ISP-FE (la bozza è nel doc. 10 ISP-FE). Una simile presentazione è nelle bozze del Piano Industriale 2023-26 (Cfr. doc. 84 ISP-FE, p. 73).

garantirle significativi benefici nel futuro a fronte della prevista discesa dei prezzi all'ingrosso del gas, peraltro già in atto prima della firma dell'Addendum, e non quella che avrebbe maggiormente protetto i consumatori dalle oscillazioni del prezzo del gas naturale al quale è legato il prezzo di vendita basato sul costo evitato.

**390.** La soluzione scelta da Hera va quindi valutata alla luce non solo del beneficio immediato dei consumatori, ma anche degli effetti negativi che essa avrebbe prodotto per i cittadini nello scenario previsto di riduzione del prezzo del gas, nell'arco della residua durata della Convenzione, a un multiplo dei benefici ricevuti<sup>327</sup>. La mitigazione immediata degli effetti dell'aumento del prezzo del gas sarebbe stata quindi pagata a caro prezzo dai cittadini ferraresi e Hera di questo era ben consapevole al momento della firma dell'Addendum. Per tale motivo, tale intervento mitigatore di breve periodo non appare idoneo a eliminare il carattere iniquo della condotta in quanto usato opportunisticamente per “*massimizzare l'attuale potere negoziale del gruppo Hera*”<sup>328</sup> al fine di ottenere sostanziali benefici per la società fino al 2040, anche a sacrificio dell'interesse dei consumatori.

**391.** A conferma di tale inadeguatezza va altresì osservato che, nonostante la riduzione dei ricavi di Hera e quindi dei costi per i consumatori nel 2022 apportata dall'Addendum, nel 2022 è emerso un eccesso di oltre il 40% dei ricavi sul cost-plus. Un'eccessività più contenuta emerge anche per il primo semestre 2023, nonostante la riduzione dei ricavi causata dall'addendum all'inizio del 2023.

**392.** Questa condotta appare iniqua nella misura in cui ha obbligato i consumatori ferraresi a pagare prezzi del calore che non hanno una ragionevole relazione con i costi di approvvigionamento del calore e ha impedito loro di appropriarsi dei benefici economici dell'utilizzo di una fonte rinnovabile quale il calore geotermico.

Tali benefici sono stati invece incamerati da Hera e utilizzati per compensare i costi di altre reti, all'interno di una logica perequativa dei prezzi del teleriscaldamento offerto da Hera stessa alla quale i cittadini ferraresi non hanno mai dato il proprio esplicito assenso, né riguardo all'*an* né tantomeno riguardo al *quantum*.

**393.** I rilievi della Parte riguardanti la diffusione della perequazione negli

---

<sup>327</sup> Ogni 10 €/MWh di riduzione del prezzo base al di sotto del prezzo GEO comporta per Hera un maggior ricavo di circa 11 milioni di euro dal 2026 (anno in cui ci si attendeva l'azzeramento della differenza di MOL) alla fine della Convenzione – cioè di un ammontare circa pari alla riduzione di ricavi stimata nell'ottobre 2022 per il periodo ott. 22 – dic. 23 a seguito dell'introduzione del prezzo fisso.

<sup>328</sup> doc. 47 ISP-FE.

schemi regolatori di altri servizi e sulla sua inevitabilità a fronte degli elevati costi delle altre reti di teleriscaldamento gestite da Hera non sono condivisibili. In primo luogo, gli ingenti aumenti di prezzo che sarebbero necessari per la maggior parte delle reti diverse da quella ferrarese qualora si adottassero delle tariffe orientate ai costi (inclusivi di un adeguato rendimento fatto pari al “tasso base”) testimoniano la grave inefficienza di tali reti (a causa del mancato raggiungimento di una sufficiente densità degli allacci o di altri motivi). Appare contrario ad ogni logica economica utilizzare la perequazione per far apparire competitivo un sistema di riscaldamento che chiaramente in tali reti non lo è, invece di mettere in grado gli utenti di tali reti di dotarsi di sistemi di riscaldamento più efficienti<sup>329</sup>.

In secondo luogo, la perequazione tra gli utenti connessi alle grandi reti nazionali (ivi incluse le reti di distribuzione locale del gas naturale interconnesse dalla rete di trasporto) appare discendere da generali principi di non discriminazione e di universalità del servizio che potrebbero trovare applicazione all’interno di ciascuna rete di TLR, ma che non hanno ragione di sussistere – se non per scelta aziendale - tra reti di teleriscaldamento differenti non interconnesse tra loro.

**394.** In ogni caso, va osservato che l’analisi antitrust va circoscritta agli effetti della condotta nel mercato rilevante, che è quello della rete di Ferrara. In questo senso, il fatto che la condotta oggetto del presente procedimento potrebbe aver recato benefici agli utenti di altre reti – che appartengono a mercati rilevanti diversi – appare inconferente ai fini della valutazione dell’illiceità della condotta di Hera nel mercato rilevante di Ferrara nei confronti degli utenti ferraresi.

#### *V.5.7. Conclusioni sull’abusività della condotta di Hera*

**395.** Le analisi svolte sulla base delle evidenze acquisite nel corso del procedimento appaiono confermare la sussistenza della condotta abusiva ipotizzata in sede di avvio del procedimento nella misura in cui le tariffe applicate da Hera per il servizio di teleriscaldamento a Ferrara si configurano come un abuso della posizione dominante in violazione dell’articolo 3, lettera a) della Legge n. 287/90.

Nello specifico, l’abuso della posizione dominante di Hera si sostanzia in una

---

<sup>329</sup> E’ appena il caso di notare che giustificare la perequazione sulla base della generica presa di posizione dell’ARERA a favore della perequazione come mezzo per sostenere la competitività del TLR significa travisare o forzare indebitamente la posizione del regolatore.

fattispecie di sfruttamento illecito del potere economico della Parte, consistente nell'applicazione di prezzi ingiustificatamente gravosi nei confronti degli utenti del teleriscaldamento.

L'illiceità della condotta di Hera è stata accertata attraverso un'applicazione rigorosa degli articolati standard probatori richiesti dalla giurisprudenza nazionale e comunitaria e, in particolare, dalla c.d. dottrina *United Brands*.

In tema di sproporzione tra i costi e i ricavi (eccessività) sono stati utilizzati vari *test* (differenti insiemi di costi riconosciuti, differenti tassi di rendimento), ciascuno dei quali è stato sviluppato sotto diverse ipotesi (capitale al 'costo storico' e al 'costo storico rivalutato'). L'ampia varietà dei *test* utilizzati ha fornito risultati univoci per il 2022 ma non per il 2023 rispetto alla sussistenza di una significativa sproporzione tra i ricavi e i costi di Hera nell'offerta del servizio di teleriscaldamento a Ferrara nel caso le perdite sulle coperture non siano incluse nei costi riconosciuti rilevanti per l'esercizio. Tale esclusione appare coerente con lo scopo dell'analisi, dato che le coperture non sono state stipulate per mitigare l'oscillazione dei prezzi del calore pagati dai consumatori.

L'iniquità trova la sua radice nella sproporzione di costo generata dall'impiego di un riferimento di prezzo che non ha alcuna relazione forte con i costi di approvvigionamento del calore.

Rileva altresì sottolineare l'utilizzo di un approccio metodologico sempre favorevole alla Parte. Le analisi sono state svolte utilizzando le informazioni e dati trasmessi da Hera, al netto di alcune rielaborazioni ritenute necessarie.

Infine, si evidenzia che l'illecito concorrenziale risulta in particolar modo significativo considerando che il sistema di Ferrara è un unicum a livello nazionale per la compresenza di tre fonti di approvvigionamento del calore e per l'ampia presenza della componente geotermica che ne accresce il valore di esperimento su larga scala di rete alimentata quasi integralmente da calore geotermico e combustione di rifiuti e quindi da fonti in senso lato "rinnovabili".

Pertanto, l'applicazione di prezzi eccessivi e particolarmente iniqui si pone in netto contrasto con gli obiettivi di sviluppo sostenibile perseguiti dalle politiche per l'energia.

## ***V.6. La condotta di Herambiente***

**396.** In sede di avvio del procedimento si è ritenuto che la complessiva valutazione di una eventuale eccessività dei prezzi praticati da Hera per il

servizio di TLR non potesse prescindere da una analisi delle modalità di determinazione dei prezzi di trasferimento del calore tra Herambiente e Hera, anche con riferimento agli effettivi costi di generazione del calore fornito.

Si ipotizzava in particolare che la scelta da parte di Herambiente e di Hera di valorizzare al costo opportunità dell'energia elettrica non prodotta il costo del calore ceduto dal termovalorizzatore alla rete di TLR di Ferrara potesse aver trasferito a Herambiente parte degli extraprofitti eccessivi generati dalla discrasia tra prezzi di vendita del calore e costi di generazione del calore immesso nella rete di TLR.

**397.** Nel corso dell'istruttoria è emerso come il regolatore, pur considerando il criterio del "costo opportunità" come un criterio ragionevole di allocazione dei costi in un impianto di cogenerazione "a due gradi di libertà" come il termovalorizzatore in questione, ha ritenuto preferibile l'allocazione dei costi sulla base del *work method*, ossia della proporzione della produzione totale di energia termica rappresentata dall'energia ceduta alla rete, valutate in termini di energia elettrica effettivamente prodotta e producibile.

**398.** Al fine di comprendere se la modalità di fissazione del prezzo del calore prescelta (il costo-opportunità) avesse contribuito all'eccessività dei prezzi praticati da Hera per la fornitura di calore nella rete di TLR di Ferrara, è stato stimato il costo dell'energia termica ceduta alla rete di Ferrara secondo il *work method*.

**399.** Dalle verifiche effettuate emerge che l'attribuzione di costi secondo il *work method* nel 2021 e nel 2023 avrebbe comportato costi inferiori ai ricavi effettivi da calore e il contrario nel 2022. Tale differenza appare riflettere le fluttuazioni dei ricavi dalla vendita di calore sulla base del "costo opportunità" al variare del prezzo dell'energia elettrica, a fronte della maggiore stabilità dei costi allocati secondo il *work method*.

**400.** Al fine di pervenire ad un confronto più sistematico dei due metodi appare dunque necessario valutare l'eventuale differenza tra i due metodi nell'arco di un periodo più lungo del singolo anno. Nell'insieme dei tre anni considerati, i ricavi effettivi da cessione del calore al teleriscaldamento, determinati secondo il criterio del costo-opportunità, appaiono inferiori ai costi attribuibili al calore, ammortamenti inclusi, secondo il *work method*.

**401.** Alla luce di tali risultati, non sembra che il metodo del costo opportunità abbia prodotto ricavi eccessivi dalla fornitura di calore rispetto ai costi di produzione allocabili a tale calore.

**402.** Non sembrano quindi emergere elementi che consentano di addebitare una condotta abusiva a Herambiente o quantomeno la collaborazione alla

presunta condotta abusiva di Hera.

## VI. GRAVITÀ E DURATA

**403.** L'articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90 prevede che l'Autorità, nei casi di infrazioni gravi, tenuto conto della loro gravità e durata, disponga l'applicazione di una sanzione amministrativa pecuniaria, fino al dieci per cento del fatturato realizzato in ciascuna impresa o ente nell'ultimo esercizio chiuso anteriormente alla notificazione della diffida adottata ad esito di un procedimento istruttorio.

**404.** Al fine di quantificare la sanzione occorre tenere presente quanto previsto dall'articolo 11 della legge n. 689/1981, come richiamato dall'articolo 31 della legge n. 287/90, nonché i criteri interpretativi enucleati nelle "Linee Guida sulla modalità di applicazione dei criteri di quantificazione delle sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall'Autorità in applicazione dell'articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90" (di seguito, Linee Guida), deliberate dall'Autorità il 22 ottobre 2014.

**405.** Secondo la consolidata giurisprudenza comunitaria e nazionale, "*per valutare la gravità di un'infrazione, si deve tener conto di un gran numero di fattori il cui carattere e la cui importanza variano a seconda del tipo di infrazione e delle circostanze particolari della stessa*"<sup>330</sup>. Tra questi rilevano principalmente la natura dell'infrazione, il ruolo e la rappresentatività sul mercato delle imprese coinvolte, nonché il contesto nel quale le infrazioni sono state attuate<sup>331</sup>. Ai sensi del punto 14 delle Linee Guida, l'Autorità può tener di ulteriori criteri di qualificazione della gravità, quali *i)* le condizioni di concorrenza nel mercato interessato, *ii)* la natura dei prodotti o servizi, *iii)* la rilevanza dell'effettivo impatto economico o, più in generale, degli effetti pregiudizievoli sul mercato e/o sui consumatori.

**406.** Quanto alla natura dell'infrazione e dei prodotti e servizi coinvolti, si tratta di una fattispecie di fissazione di prezzi eccessivamente gravosi per il calore fornito mediante il servizio di teleriscaldamento. Hera, che è fornitore

---

<sup>330</sup> Cfr., *ex multis*, CGUE, C-100/8 a 103/80 (cause riunite), sentenza del 7 giugno 1983, *Musique Diffusion Française*, para. 120.

<sup>331</sup> Cfr., *ex multis*, Consiglio di Stato, sentenze nn. 896 del 9 febbraio 2011 e 5171 e 5172 del 16 settembre 2011, in relazione al caso I694 - *Listino prezzi della pasta*; Corte di Giustizia, sentenza del 15 luglio 1970, C-45/69, *Boehringer Mannheim GmbH c. Commissione*, in Raccolta 1970, p. 769, punto 53. Tale ultima sentenza è stata ripresa e precisata dalla Corte di Giustizia nella sentenza del 7 giugno 1983, cause riunite C-100-103/80, *Musique Diffusion Française*, in Raccolta 1983, p. 1825, nonché nella sentenza del 9 novembre 1983, C-322/81, *Michelin*, in Raccolta 1983, p. 3461.

monopolista di tale servizio ai cittadini ferraresi allacciati alla rete di teleriscaldamento, ha praticato prezzi del calore largamente superiori ai costi, sfruttando il potere di mercato *ex-post* detenuto grazie al fatto che il riscaldamento costituisce un servizio essenziale nei mesi invernali e agli ingenti *switching costs* che gli utenti allacciati alla rete di teleriscaldamento dovrebbero sostenere nel breve periodo per accedere ad un sistema di riscaldamento alternativo .

**407.** Hera è una delle più grandi e note *utilities* italiane, fortemente radicata in Emilia-Romagna, che ha sviluppato la rete di teleriscaldamento di Ferrara, basata sullo sfruttamento del calore di origine geotermica e sul recupero del calore generato dalla combustione dei rifiuti, come una delle proprie eccellenze tecnologiche.

**408.** L'infrazione è avvenuta in un contesto caratterizzato dal disallineamento delle determinanti dei costi e dei ricavi della rete di Ferrara e dal rapido aumento delle quotazioni del gas naturale cui sono direttamente indicizzati i ricavi - senza alcun meccanismo correttivo o di salvaguardia (quale ad esempio un *cap*) in caso di aumenti rilevanti di tale prezzo -, ma non i costi. La rete di Ferrara è invece caratterizzata da una peculiare struttura di costo, dove circa il 40% (nel 2022-23 oltre il 50%) del calore è di origine geotermica e ha un costo indipendente dal prezzo all'ingrosso del gas, mentre un altro 40% almeno del calore proviene dal termovalorizzatore e ha un costo il cui livello dipende in maniera parziale e indiretta dal prezzo all'ingrosso del gas.

I prezzi di vendita del calore hanno dunque subito l'intero impatto del rapido aumento delle quotazioni all'ingrosso del gas naturale, a differenza dei costi. Ciò ha provocato un ampliamento del divario prezzo/costo medio totale (comprensivo di ammortamenti) che ha comportato un margine operativo (al netto di ammortamenti e costi indiretti) superiore al 50% nel 2022.

**409.** In tale contesto, Hera ha messo in atto alcune misure volontarie di riduzione del prezzo del calore nel primo trimestre 2022 e ha rafforzato il *Bonus* Teleriscaldamento che essa volontariamente eroga agli utenti in condizioni economiche disagiate. Inoltre, ha introdotto nell'ottobre 2022 un meccanismo di contenimento del prezzo del calore (un prezzo fisso per la componente geotermica) che ha beneficiato nel breve periodo i consumatori ferraresi ma è stato disegnato *ex-ante* in modo da trasferire a Hera i benefici della discesa dei prezzi del gas naturale (circostanza puntualmente verificatasi già a partire dal febbraio 2023), fissando il livello del prezzo fisso ad un livello largamente superiore ai costi di estrazione e distribuzione del calore di origine geotermica, al fine di garantire una marginalità di tale fonte di calore superiore

a quella storica.

**410.** La condotta di Hera ha avuto un impatto significativo sui consumatori, che hanno pagato prezzi medi che nel 2022 sono risultati superiori di almeno il 45% rispetto ai costi riconosciuti, comprensivi di un equo rendimento sul capitale investito. Le azioni di mitigazione messe in atto da Hera, comportando benefici per poco meno di 5 milioni di euro nel 2022 e poco più di un milione di euro nel 2023, hanno mitigato l'impatto di tali condotte sui consumatori.

**411.** Come ampiamente indicato nella sezione III.3.7 e V.2, non appare, infine, meritevole di considerazione l'argomentazione secondo cui ai fini sanzionatori si dovrebbe tenere conto del fatto che la condotta asseritamente illecita sarebbe stata imposta e/o facilitata dal Comune, risultando al contrario che la condotta in questione rientrava nella piena disponibilità della Parte, che ha agito in autonomia.

**412.** Alla luce di quanto osservato, l'abuso di posizione dominante posto in essere da Hera deve, dunque, considerarsi grave.

**413.** Secondo le *“Linee Guida sulla modalità di applicazione dei criteri di quantificazione delle sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall’Autorità in applicazione dell’articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90”* (di seguito, Linee Guida), deliberate dall’Autorità il 22 ottobre 2014, la durata dell’infrazione ha un impatto sulle conseguenze pregiudizievoli dell’infrazione e, dunque, risulta meritevole di valorizzazione nella determinazione dell’ammontare appropriato della sanzione. Inoltre, le Linee Guida prevedono che *“per le frazioni di anno, la durata sarà calcolata in funzione dei mesi e dei giorni effettivi di partecipazione all’infrazione”*.

**414.** Per quanto concerne la durata, si può assumere che la condotta in esame abbia avuto inizio nel gennaio 2022, quando il gap tra il prezzo di vendita del calore ferrarese e i relativi costi di generazione si è ampliato a causa del rialzo del prezzo all'ingrosso del gas<sup>332</sup>.

In considerazione del fatto che dall'analisi dell'eccessività dei ricavi rispetto al *cost-plus* per il 2023 emerge un livello di eccessività inferiore alle soglie individuate nella giurisprudenza comunitaria e che i risultati relativi al primo semestre 2023 non appaiono sufficientemente robusti rispetto alla variazione dei tassi di rendimento utilizzati e al metodo di valutazione del capitale fisso, si ritiene di dover limitare la durata dell'infrazione al solo anno 2022.

---

<sup>332</sup> Cfr. elaborazioni dei dati Hera alle figure 4, 8 e 10.

## VII. CRITERI PER LA QUANTIFICAZIONE DELLA SANZIONE

**415.** L'articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90 prevede che l'Autorità, nei casi di infrazioni gravi, tenuto conto della loro gravità e durata, disponga l'applicazione di una sanzione amministrativa pecuniaria, fino al dieci per cento del fatturato realizzato in ciascuna impresa o ente nell'ultimo esercizio chiuso anteriormente alla notificazione della diffida adottata ad esito di un procedimento istruttorio.

**416.** Quanto al calcolo della sanzione, seguendo i punti nn. 7 e seguenti delle Linee Guida, si prende a riferimento il valore delle vendite di beni o servizi interessate dall'infrazione al quale si applica una percentuale determinata in base alla gravità e la durata dell'infrazione. Secondo le Linee Guida, in particolare, tale percentuale deve essere fissata a un livello che può raggiungere il 30% del valore delle vendite, "in funzione del grado di gravità della violazione" (punto 11).

**417.** Ai sensi del punto 17, al fine di conferire al potere sanzionatorio dell'Autorità il necessario carattere di effettiva deterrenza, con specifico riferimento alle più gravi restrizioni della concorrenza, indipendentemente dalla loro durata e dalla loro effettiva attuazione, l'Autorità potrà considerare opportuno l'inserimento nell'importo base di un ammontare supplementare, compreso tra il 15% e il 25% del valore delle vendite dei beni o servizi oggetto dell'infrazione (c.d. *entry fee*).

**418.** La quantificazione dell'importo base della sanzione, determinato come precedentemente descritto, potrà altresì essere incrementato per tener conto di specifiche circostanze aggravanti.

**419.** L'Autorità prenderà in considerazione le circostanze e le condotte poste in essere dalle imprese Parti nel corso del procedimento ai fini della determinazione della sanzione, anche ai sensi di quanto stabilito dall'articolo 11 della Legge 24 novembre 1981, n. 689.

**420.** Ciò premesso, al fine di quantificare la sanzione occorre tenere presente, oltre a quanto previsto dall'articolo 15, comma 1, sopra citato, anche il disposto dell'articolo 11 della legge n. 689/1981, come richiamato dall'articolo 31 della legge n. 287/90, nonché i criteri interpretativi dettagliati nelle sopra richiamate Linee Guida.

**421.** In particolare, il punto 7 e seguenti delle Linee Guida, richiedono di prendere a riferimento il valore delle vendite di beni o servizi interessate dall'infrazione, realizzate dall'impresa nel/i mercato/i rilevante/i nell'ultimo anno intero di partecipazione all'infrazione.

**422.** Nel caso di specie, il valore delle vendite è considerato pari al fatturato (al netto dell’IVA e comprensivo dello sconto fiscale) realizzato per la sola vendita di calore agli utenti allacciati alla rete di Ferrara nel 2022, così come emerge dai conti economici della rete forniti da Hera. Pertanto, il valore delle vendite rilevante nel presente procedimento per Hera risulta pari a 29.403.503,56 euro.

**423.** Per la determinazione dell’importo base della sanzione, al valore delle vendite come sopra determinato dovrà essere applicata una specifica percentuale individuata in funzione della gravità della violazione, per la quale si rinvia integralmente a quanto rappresentato alla precedente Sezione VI. Secondo le Linee Guida, in particolare, la proporzione considerata deve essere fissata ad un livello che può raggiungere il 30% del valore delle vendite (punto 11).

**424.** A questo proposito, si rileva che i comportamenti posti in essere integrano una fattispecie di abuso di sfruttamento e, per le valutazioni già espresse alla precedente Sezione V, una grave violazione dell’articolo 3, comma 1, lettera a) della legge 287/1990. Pertanto, si ritiene di individuare una percentuale del valore delle vendite in funzione della gravità dell’infrazione pari al 7,5% del valore delle vendite.

**425.** Secondo le Linee Guida, la durata dell’infrazione ha un impatto sulle conseguenze pregiudizievoli della condotta e, dunque, risulta meritevole di valorizzazione nella determinazione dell’ammontare appropriato della sanzione. Inoltre, le Linee Guida prevedono che *“per le frazioni di anno, la durata sarà calcolata in funzione dei mesi e dei giorni effettivi di partecipazione all’infrazione”*. In proposito, sulla base della chiara documentazione in atti, la condotta di Hera assume rilievo ai fini del presente procedimento dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2022.

**426.** L’importo base della sanzione calcolato moltiplicando il valore delle vendite per la percentuale individuata in funzione della gravità dell’infrazione pari al 7,5% e per il coefficiente di durata, pari a 1, è pari a 2.205.263 euro.

**427.** Tale importo è inferiore al massimo edittale pari al 10% del fatturato totale realizzato dalla società Hera nell’ultimo esercizio disponibile.

**428.** Secondo il paragrafo 19 delle Linee Guida, l’importo di base della sanzione *“potrà essere incrementato per tener conto di specifiche circostanze che aggravano (circostanze aggravanti) o attenuano (circostanze attenuanti) la responsabilità dell’autore della violazione, con particolare riferimento al ruolo svolto dall’impresa nell’infrazione, alla condotta da essa tenuta nel corso dell’istruttoria, nonché all’opera svolta dall’agente per l’eliminazione*

*o l'attenuazione delle conseguenze della violazione e alla personalità dello stesso, anche alla luce di quanto previsto dall'articolo 11 della legge n. 689/81". Viene a tal proposito in rilievo il paragrafo 23 delle Linee Guida, per cui "Le circostanze attenuanti includono, a titolo esemplificativo: - aver adottato tempestivamente iniziative adeguate per mitigare gli effetti della violazione, in particolare ripristinando le condizioni di concorrenza precedenti all'infrazione e/o prevedendo e attuando, spontaneamente o nel contesto di una transazione consensuale conclusa precedentemente alla decisione di accertamento dell'infrazione, misure risarcitorie in favore dei soggetti danneggiati dall'illecito [...]"*.

**429.** Hera ha messo spontaneamente in atto misure di riduzione dei prezzi all'inizio del 2022 e un potenziamento del proprio *Bonus* Teleriscaldamento che possono essere considerate misure volte a mitigare gli effetti della violazione. In ragione di tali interventi, si decrementa l'importo della sanzione base del 10%.

**430.** Non appare invece possibile considerare gli Impegni da ultimo proposti come una circostanza attenuante, trattandosi di Impegni non ancora attuati per i quali Hera non ha fornito alcun elemento che permetta di vincolarla alla loro attuazione.

**431.** In considerazione di quanto sopra, l'importo della sanzione irrogata è fissato nella misura di 1.984.736 euro.

Tutto ciò premesso e considerato:

## DELIBERA

a) che la condotta posta in essere dalla società Hera S.p.A., attuata dal 1° gennaio al 31 dicembre 2022, consistente nell'applicazione di prezzi ingiustificatamente gravosi nei confronti degli utenti della rete di teleriscaldamento di Ferrara, costituisce un comportamento abusivo della posizione dominante della stessa Hera S.p.A., in violazione dell'articolo 3, lettera a), della legge n. 287/90;

b) di irrogare alla società Hera S.p.A., in ragione della gravità e della durata dell'infrazione, una sanzione amministrativa pecuniaria complessiva pari a 1.984.736 €(unmilionenovecentottantaquattromilasettecentotrentasei euro).

La sanzione amministrativa di cui alla precedente lettera b) deve essere pagata entro il termine di novanta giorni dalla notificazione del presente provvedimento, utilizzando i codici tributo indicati nell'allegato modello F24 con elementi identificativi, di cui al Decreto Legislativo n. 241/1997.

Il pagamento deve essere effettuato telematicamente con addebito sul proprio conto corrente bancario o postale, attraverso i servizi di *home banking* e CBI messi a disposizione dalle banche o da Poste Italiane S.p.A., ovvero utilizzando i servizi telematici dell'Agenzia delle Entrate, disponibili sul sito *internet www.agenziaentrate.gov.it*.

Decorso il predetto termine, per il periodo di ritardo inferiore a un semestre, devono essere corrisposti gli interessi di mora nella misura del tasso legale a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino alla data del pagamento. In caso di ulteriore ritardo nell'adempimento, ai sensi dell'articolo 27, comma 6, della legge n. 689/81, la somma dovuta per la sanzione irrogata è maggiorata di un decimo per ogni semestre a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino a quello in cui il ruolo è trasmesso al concessionario per la riscossione; in tal caso la maggiorazione assorbe gli interessi di mora maturati nel medesimo periodo. Degli avvenuti pagamenti deve essere data immediata comunicazione all'Autorità, attraverso l'invio di copia del modello attestante il versamento effettuato.

Ai sensi dell'articolo 26 della medesima legge, le imprese che si trovano in condizioni economiche disagiate possono richiedere il pagamento rateale della sanzione.

Il presente provvedimento sarà notificato ai soggetti interessati e pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al TAR del Lazio, ai sensi dell'articolo 135, comma 1, lettera b), del Codice del processo amministrativo (Decreto Legislativo 2 luglio 2010, n. 104), entro sessanta giorni dalla data di comunicazione del provvedimento stesso, fatti salvi i maggiori termini di cui all'articolo 41, comma 5, del Codice del processo amministrativo, ovvero può essere proposto ricorso straordinario al Presidente

della Repubblica, ai sensi dell'articolo 8 del Decreto del Presidente della Repubblica 24 novembre 1971, n. 1199, entro il termine di centoventi giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso.

IL SEGRETARIO GENERALE

*Guido Stazi*

IL PRESIDENTE

*Roberto Rustichelli*

I.	LE PARTI.....	2
II.	IL PROCEDIMENTO ISTRUTTORIO.....	2
III.	LE RISULTANZE ISTRUTTORIE .....	5
III.1.	Il settore del teleriscaldamento.....	5
III.1.1.	<i>Il teleriscaldamento in Italia</i> .....	6
III.1.2.	<i>Struttura dell’offerta di teleriscaldamento</i> .....	8
III.1.3.	<i>Il quadro normativo</i> .....	8
III.1.4.	<i>Il metodo del costo evitato</i> .....	11
III.1.5.	<i>Gli switching costs</i> .....	15
III.2.	Il servizio di teleriscaldamento ferrarese.....	30
III.2.1.	<i>Le fonti di calore</i> .....	30
III.2.2.	<i>Assetto proprietario e industriale</i> .....	32
III.2.3.	<i>La domanda</i> .....	32
III.3.	Le condotte contestate.....	33
III.3.1.	<i>Andamento del prezzo medio del calore da TLR a Ferrara</i> .....	33
III.3.2.	<i>La regolamentazione del servizio di teleriscaldamento e dei prezzi a Ferrara</i> .....	36
III.3.3.	<i>L’articolazione tariffaria</i> .....	39
III.3.4.	<i>Confronti con il prezzo del riscaldamento a gas metano</i> .....	43
III.3.5.	<i>Confronti con i prezzi praticati da A2A e Iren</i> .....	61
III.3.6.	<i>Confronto tra l’andamento della tariffa basata sul gas e il prezzo fisso della componente geotermica</i> .....	62
III.3.7.	<i>L’introduzione del prezzo fisso GEO da parte di Hera a Ferrara</i> .....	63
III.3.8.	<i>I pozzi geotermici e il costo del calore di origine geotermica</i> .....	75
III.3.9.	<i>Il termovalorizzatore e il costo del calore proveniente dalla combustione di rifiuti</i> ..80	
III.3.10.	<i>Il costo del calore proveniente dalla combustione del gas</i> .....	85
III.3.11.	<i>Il costo del servizio di TLR di Ferrara</i> .....	87
III.3.12.	<i>Le coperture</i> .....	91
III.3.13.	<i>La redditività della rete di Ferrara</i> .....	94
III.4.	Gli elementi relativi alla possibile eccessività dei ricavi di HERA.....	98
III.4.1.	<i>I tassi di rendimento del capitale</i> .....	98
III.4.2.	<i>Il cost-plus: i ricavi e i costi ammissibili</i> .....	99
III.4.3.	<i>Il cost-plus: gli ammortamenti e l’equo rendimento</i> .....	101
III.4.4.	<i>Il cost-plus</i> .....	105
IV.	LE ARGOMENTAZIONI DELLE PARTI.....	105
IV.1.	Il contesto normativo.....	106
IV.2.	L’unitarietà della politica di prezzo e della logica gestionale del servizio di teleriscaldamento.....	108
IV.3.	I benefici del teleriscaldamento per gli utenti .....	110
IV.4.	L’andamento delle tariffe e l’intervento di Hera.....	111
IV.5.	Le coperture .....	117
IV.6.	La redditività delle reti di teleriscaldamento.....	120
IV.7.	Il modello WACC-RAB.....	122
IV.8.	La quantificazione dell’eccesso dei ricavi rispetto al <i>cost-plus</i> .....	126
IV.9.	La posizione di Herambiente.....	127
IV.10.	Sulla quantificazione della sanzione .....	128
IV.11.	I nuovi impegni assunti da Hera.....	129
V.	VALUTAZIONI.....	130
V.1.	La competenza di AGCM .....	130
V.2.	La responsabilità di Hera.....	130
V.3.	Il mercato rilevante.....	134
V.4.	La posizione dominante di Hera.....	135
V.5.	La condotta abusiva di HERA.....	136
V.5.1.	<i>Il divario tra prezzi di vendita e costo di approvvigionamento del calore e tra il prezzo di vendita e la spesa media per il riscaldamento a gas</i> .....	139
V.5.2.	I prezzi ingiustificatamente gravosi .....	142

V.5.3.	L'eccessività dei ricavi di Hera rispetto ai costi: questioni generali .....	143
V.5.4.	L'eccessività dei ricavi di Hera rispetto ai costi: confronto dei rendimenti .....	149
V.5.5.	L'eccessività dei ricavi di Hera rispetto ai costi: il cost-plus .....	150
V.5.6.	L'iniquità dei prezzi praticati da Hera.....	156
V.5.7.	Conclusioni .....	161
V.6.	La condotta di Hera in ambiente .....	162
VI.	GRAVITA' E DURATA .....	164
VII.	CRITERI PER LA QUANTIFICAZIONE DELLA SANZIONE .....	167