

**INDAGINE CONOSCITIVA SUL SETTORE DEL
TELERISCALDAMENTO
(IC 46)**

| | |
|--|----|
| IC 46 - <i>Executive Summary</i> | 7 |
| Premessa: genesi e finalità dell'indagine | 22 |
| 1. Introduzione..... | 24 |
| 1.1 definizione | 24 |
| 1.2 configurazione di una rete di teleriscaldamento (“TLR”)..... | 25 |
| 1.3 Cenni storici | 29 |
| 1.4 Cenni storici sul TLR in Italia..... | 31 |
| 1.5 Stadio di sviluppo del TLR in Europa..... | 32 |
| 2. Il settore del TLR in Italia e in alcuni paesi europei | 35 |
| 2.1 Stadio di sviluppo in Italia | 35 |
| 2.2 Capacità di generazione, energia prodotta e fornita, tipologia di impianti e fonti di energia | 36 |
| 2.3 I principali operatori..... | 39 |
| 2.4 L’assetto regolatorio..... | 41 |
| 2.5 Sviluppo e struttura del settore del TLR in alcuni paesi europei | 42 |
| 2.5.1 il TLR in Danimarca | 42 |
| 2.5.1.1 Sviluppo..... | 42 |
| 2.5.1.2 Struttura del mercato | 44 |
| 2.5.1.3 Finanziamento degli investimenti | 45 |
| 2.5.2 il TLR in Svezia | 45 |
| 2.5.2.1 Sviluppo..... | 45 |
| 2.5.2.2 Struttura del mercato | 46 |
| 2.5.3 Il TLR in Finlandia..... | 47 |
| 2.5.3.1 Sviluppo..... | 47 |
| 2.5.3.2 Struttura del mercato | 47 |
| 3 Le determinanti strutturali..... | 48 |
| 3.1 Il TLR come “servizio a rete” | 48 |
| 3.2 La rete di distribuzione..... | 50 |
| 3.2.1 L’estensione della rete di TLR e il costo di distribuzione: perdite di rete e densità termica..... | 50 |
| 3.2.1.1 Le perdite di rete e l’estensione della rete..... | 50 |
| 3.2.1.2 Densità termica e costo di distribuzione | 51 |
| 3.2.1.3 La domanda di calore | 53 |
| 3.2.1.4 Sostenibilità economica di una rete di TLR e densità termica lineare | 53 |
| 3.2.1.5 Estensioni della rete e densità termica | 54 |
| 3.2.2 Il costo della rete di distribuzione | 55 |
| 3.2.2.1 Costo di fornitura e posa delle tubazioni..... | 55 |
| 3.2.2.2 Gli scambiatori, le apparecchiature di misurazione e i regolatori di pressione | 56 |

| | |
|---|----|
| 3.2.2.3 L'ingombro stradale | 57 |
| 3.2.3 Conclusioni sulla replicabilità della rete di distribuzione | 57 |
| 3.3 La generazione del calore | 58 |
| 3.3.1 Dimensione, numero e localizzazione degli impianti | 58 |
| 3.3.1.1 La taglia dell'impianto | 58 |
| 3.3.1.2 I termovalorizzatori | 59 |
| 3.3.1.3 La localizzazione dell'impianto | 60 |
| 3.3.1.4 La configurabilità della generazione come monopolio naturale..... | 60 |
| 3.3.2 Le determinanti del costo del calore | 61 |
| 3.3.2.1 Stime del costo industriale del calore prodotto nelle centrali termiche | 61 |
| 3.3.2.2 Il costo del calore prodotto in cogenerazione | 61 |
| 3.3.2.3 Costo del calore prodotto da terzi | 63 |
| 3.3.2.4 Costo del calore prodotto da rifiuti | 63 |
| 3.3.2.5 Limitata flessibilità della produzione di calore..... | 65 |
| 3.4 Integrazione verticale tra produzione, distribuzione e vendita, vendita all'ingrosso di calore e Third Party Access..... | 66 |
| 3.4.1 I modelli di organizzazione della filiera del TLR e lo sviluppo di un mercato all'ingrosso del calore | 66 |
| 3.4.2 Le problematiche dell'accesso dei terzi alla rete | 69 |
| 3.4.3 L'interconnessione tra le reti esistenti e lo sviluppo del mercato all'ingrosso del calore: l'esperienza danese e alcune esperienze italiane in corso di sviluppo | 71 |
| 3.4.3.1 Il mercato all'ingrosso del calore nel sistema integrato di Copenaghen | 71 |
| 3.4.3.2 Il caso Torino: interconnessione tra reti locali di gestori diversi e servite da diversi impianti di produzione del calore | 74 |
| 3.4.3.3 Gli sviluppi milanesi: il progetto di interconnessione delle reti gestite da A2A e il progetto di dorsale | 77 |
| 3.5 I benefici ambientali..... | 78 |
| 4. Le politiche pubbliche | 81 |
| 4.1 L'incentivazione delle reti di TLR..... | 82 |
| 4.1.1 Incentivi per la realizzazione delle reti di TLR..... | 83 |
| 4.1.1.1 Incentivi in conto capitale previsti da leggi nazionali..... | 83 |
| 4.1.1.2 I contributi erogati dalle Regioni e dalle Province Autonome | 85 |
| 4.1.1.3 L'ammissibilità dei contributi in conto capitale ai sensi della normativa sugli aiuti di Stato. | 87 |
| 4.1.1.4. Il Fondo di Garanzia istituito dal d.lgs. 28/2011..... | 87 |
| 4.1.1.5 Finanziamenti BEI e Fondo Europeo per l'Efficienza Energetica..... | 88 |
| 4.1.2 Gli incentivi "in conto esercizio" alle reti di TLR e agli impianti di cogenerazione..... | 88 |
| 4.2.2.1 Titoli di Efficienza Energetica" (cd. "certificati bianchi") | 89 |

| | | |
|--|---|-----|
| 4.1.2.2 | Certificati Verdi e altre forme di incentivazione sull'energia elettrica prodotta..... | 90 |
| 4.1.2.3 | Benefici fiscali sull'acquisto di combustibile | 90 |
| 4.2 | Il TLR nella Strategia Energetica Nazionale | 91 |
| 4.3 | Le normative che favoriscono la connessione alla rete di TLR..... | 93 |
| 4.3.1 | Opere di urbanizzazione e predisposizione al collegamento con la rete di TLR..... | 93 |
| 4.3.2 | Il caso degli insediamenti residenziali di edilizia popolare | 94 |
| 4.3.3 | Il TLR come mezzo per soddisfare gli obblighi ambientali | 95 |
| 4.3.4 | L'allacciamento al TLR come mezzo per attribuire una classe energetica più alta agli edifici..... | 96 |
| 4.3.5 | Incentivi agli utenti delle reti di TLR..... | 98 |
| 4.3.6 | Alcune esperienze europee..... | 98 |
| 4.3.6.1 | Obbligo di connessione alle reti di TLR e "zonizzazione" in Danimarca..... | 98 |
| 4.3.6.2 | La normativa edilizia svedese e finlandese..... | 99 |
| 4.3.7 | Alcune considerazioni conclusive..... | 100 |
| 4.4 | La regolamentazione del TLR a livello locale in Italia..... | 100 |
| 4.4.1 | La qualificazione del TLR come "servizio pubblico locale" nelle Convenzioni esaminate..... | 100 |
| 4.4.2 | L'evoluzione recente dei rapporti con gli Enti Locali | 102 |
| 4.4.3 | la regolamentazione dei prezzi nelle Convenzioni | 103 |
| 4.4.4 | la regolamentazione delle connessioni..... | 103 |
| 4.4.5 | la giurisprudenza amministrativa sulla qualificazione del servizio di TLR come SPL..... | 104 |
| 4.5 | La regolamentazione del TLR in alcuni paesi europei | 105 |
| 4.5.1 | La regolamentazione del prezzo in Danimarca..... | 106 |
| 4.5.2 | L'evoluzione della regolamentazione del prezzo del TLR in Svezia | 107 |
| La posizione dell'Autorità di concorrenza svedese | 107 | |
| La legge sul teleriscaldamento | 108 | |
| 4.5.3 | La regolamentazione del prezzo del TLR in Finlandia..... | 109 |
| 4.6 | Alcune considerazioni conclusive..... | 110 |
| 5. | Concorrenza, prezzi e margini nel settore del TLR | 113 |
| 5.1 | La concorrenza tra sistemi di riscaldamento..... | 113 |
| 5.1.1 | La diffusione dei diversi sistemi di riscaldamento..... | 113 |
| 5.1.2 | Le modalità di concorrenza tra sistemi di riscaldamento..... | 116 |
| 5.2 | La concorrenza in presenza di switching costs nella teoria economica..... | 120 |
| 5.3 | Le modalità di concorrenza attese nel settore del TLR..... | 123 |
| 5.4 | Costi di cambiamento (switching costs) dal TLR verso altri sistemi | 125 |
| 5.4.1 | Identificazione degli <i>switching costs</i> | 125 |
| Costi contrattuali di disconnessione dalla rete di TLR | 126 | |
| I costi di impianto e di connessione | 127 | |

| | |
|---|------------|
| Spese di gestione | 128 |
| 5.4.2 Una stima indicativa degli <i>switching cost</i> | 128 |
| 5.4.3 Il caso delle nuove urbanizzazioni | 129 |
| 5.5 Il costo dei componenti durevoli (scambiatori e allacciamento) e le politiche di creazione della “base installata” | 130 |
| 5.6 Strutture tariffarie e misura del calore..... | 131 |
| 5.6.1 Prezzi monomi e binomi | 131 |
| 5.6.2 La misura del calore | 132 |
| 5.7 Le modalità di determinazione del prezzo del TLR nel campione di gestori . | 134 |
| 5.7.1 La diffusione delle strutture tariffarie nel campione di gestori..... | 134 |
| 5.7.2 La determinazione della tariffa monomia e la formula AIRU | 134 |
| 5.7.3 Le tariffe binomie e trinomie | 136 |
| 5.7.4 La variazione del prezzo del calore..... | 138 |
| 5.7.5 Il caso degli insediamenti di edilizia popolare allacciati al TLR..... | 139 |
| 5.7.8 Gli sconti per la rinuncia all’allacciamento al gas o allo switch..... | 139 |
| 5.7.9 La trasparenza delle condizioni contrattuali | 139 |
| 5.8 Un confronto tra i prezzi del TLR e del riscaldamento mediante sistemi alternativi..... | 140 |
| 5.8.1 Confronti con il riscaldamento a gasolio nelle zone non metanizzate..... | 141 |
| 5.8.2 Confronti con il riscaldamento a gas naturale nelle zone metanizzate | 142 |
| 5.9 La profittabilità delle reti di TLR: una prima esplorazione | 146 |
| 5.9.1 Il margine di profitto sulle vendite di energia elettrica e calore | 147 |
| 5.9.2 Il margine di profitto sulle vendite di calore | 148 |
| 5.9.3 Il rendimento del capitale investito | 151 |
| 5.10 Il prezzo del TLR in alcuni paesi europei | 153 |
| 5.10.1 Il livello dei prezzi del TLR in Danimarca | 153 |
| 5.10.2 Il livello dei prezzi del TLR in Svezia | 155 |
| 5.10.3 Il livello dei prezzi del TLR in Finlandia..... | 156 |
| 5.10.4 Il livello dei prezzi del TLR in Germania | 156 |
| 5.11 Alcune valutazioni conclusive | 157 |
| 6. Sintesi dell’Indagine e considerazioni conclusive..... | 159 |
| 6.1 La qualificazione giuridica del servizio di TLR | 159 |
| 6.2 I risultati dell’Indagine | 162 |
| 6.2.1 Le caratteristiche tecnico economiche del servizio di TLR | 162 |
| 6.2.2 La concorrenza tra sistemi di riscaldamento alternativi..... | 163 |
| 6.2.3 I risultati dell’analisi sui prezzi ed i margini: concorrenza tra sistemi di riscaldamento, regolazione locale ed autoregolazione..... | 165 |
| 6.3 La concorrenza “per il mercato”..... | 168 |
| 6.4 La capacità dei meccanismi di mercato di garantire nel settore del TLR prestazioni soddisfacenti dal punto di vista dell’interesse generale..... | 169 |
| 6.5 Le proposte di intervento normativo sul settore..... | 171 |
| Il rafforzamento della concorrenza <i>ex ante</i> | 172 |

| | |
|---|------------|
| <i>Aspetti problematici connessi con la pratica di agganciare il prezzo del TLR a quello del combustibile alternativo</i> | <i>174</i> |
| <i>Il potenziale conflitto tra norme ambientali e tutela della concorrenza</i> | <i>175</i> |

IC 46 - Executive Summary

Nel dicembre 2011 l’Autorità ha aperto una indagine conoscitiva al fine di verificare l’esistenza di criticità concorrenziali nel settore del teleriscaldamento, con riguardo alle modalità di determinazione del prezzo del calore, alle incentivazioni concesse, alle facilitazioni dell’allacciamento alla rete di TLR e alle difficoltà di disconnessione; con riferimento a questi aspetti lo scopo dell’indagine era di valutare l’opportunità di prevedere interventi antitrust tesi a ristabilire condizioni concorrenziali. Più in generale, l’indagine aveva anche il fine di inquadrare il servizio di teleriscaldamento sotto un profilo giuridico ed, eventualmente, suggerire interventi di carattere normativo e/o regolatorio finalizzati ad una sua più corretta sistematizzazione.

1. Il teleriscaldamento

Per teleriscaldamento (“TLR”), o riscaldamento urbano, si intende un sistema a rete, realizzato prevalentemente su suolo pubblico, al servizio di un comparto urbano esistente o programmato, destinato alla fornitura di energia termica (nella duplice valenza di “caldo” e “freddo”), prodotta in una o più centrali, ad una pluralità di edifici appartenenti a soggetti diversi, ai fini di climatizzazione di ambienti e di produzione di acqua calda ad uso igienicosanitario; la fornitura avviene sulla base di contratti di somministrazione e alla rete possono avere accesso tutti gli utenti che ne facciano richiesta, nei limiti di capacità del sistema.

In un sistema di TLR il calore prodotto dagli impianti di generazione circola in una 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”.

Normalmente la rete è alimentata da almeno una centrale di generazione che sostiene il carico di base e può quindi funzionare in maniera efficiente. Ad essa vengono affiancate una o più caldaie di integrazione e riserva destinate a coprire le punte o eventuali guasti alla centrale principale. Il dimensionamento e il numero delle centrali di generazione dipende, oltre che dalla domanda complessiva, dall’estensione della rete e dalla densità della domanda (cfr. *infra*). Talvolta la rete include anche dei serbatoi di acqua calda utilizzati per far fronte ai picchi di domanda e per assicurare un funzionamento più regolare degli impianti di generazione.

Per generare calore può essere utilizzata una grande varietà di combustibili: gas naturale, biomasse, rifiuti solidi urbani, carbone, olio combustibile. Il calore può anche essere prodotto da terzi (p.es., impianti industriali) o da fonti naturali (p.es., fenomeni geotermici) e poi convogliato nella rete di distribuzione.

Gli impianti di generazione del vapore possono essere di due tipi: *semplici* - caldaie che producono esclusivamente calore o *combinati* – impianti costituiti da gruppi che consentono la produzione contemporanea di energia elettrica e calore (cogenerazione). Gli

impianti di cogenerazione sono sempre più frequentemente utilizzati per sostenere il carico di base, mentre gli impianti di integrazione e riserva sono sempre di tipo semplice.

La rete di distribuzione – costituita da tubazioni coibentate - può essere distinta in due parti: la *rete primaria* o dorsale, che trasporta il fluido dalla centrale di generazione all'area dove si trovano le utenze, ed è posata in suolo pubblico sotto la sede stradale, e la *rete secondaria*, costituita dalle tubazioni che conducono dalla dorsale alle utenze.

Il sistema di distribuzione utilizzato nella maggior parte delle reti italiane di TLR è il c.d. “sistema indiretto”, nel quale gli *scambiatori di calore* –apparecchiature nelle quali si trasferisce il calore dalla rete esterna all'impianto di distribuzione interna dell'edificio ed in corrispondenza delle quali sono installati i contatori- costituiscono l'interfaccia tra la rete di TLR e la rete interna all'edificio da riscaldare (condomini/uffici con riscaldamento centralizzato o negozi ed edifici unifamiliari). Il sistema indiretto, a fronte di maggiori costi di investimento, consente di utilizzare componenti a bassa pressione per l'impianto dell'utente, semplifica la manutenzione e l'individuazione delle perdite, rende più efficiente la regolazione e la contabilizzazione del calore e semplifica l'allacciamento di edifici già esistenti alla rete di TLR¹.

Sul piano dell'efficienza energetica, il TLR, permette (i) la produzione di calore con rendimenti medi più elevati di altre modalità di riscaldamento (a parità di combustibile impiegato) e (ii) di risparmiare risorse energetiche attraverso l'uso del calore altrimenti disperso generato dalla produzione di energia elettrica e da vari processi industriali, nonché dall'incenerimento dei rifiuti. Sul piano ambientale, a parità di calore prodotto, il TLR può consentire una significativa riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, rispetto alla somma di quelle prodotte dalla combustione nelle caldaie individuali o condominiali sostituite², a causa sia della maggiore facilità di implementazione in impianti centralizzati delle tecnologie di riduzione e controllo delle emissioni, sia di una intrinseca maggiore efficienza ambientale. Gli studi empirici disponibili appaiono supportare la conclusione che il TLR comunque assicuri una riduzione delle emissioni totali nocive (ossidi di azoto (NOx) e di zolfo (SOx)) e climalteranti (CO2) provenienti dalla produzione di energia termica.

Le potenzialità offerte dal TLR come mezzo per utilizzare calore che verrebbe altrimenti disperso hanno reso il teleriscaldamento / teleraffrescamento efficiente l'opzione preferita per il risparmio energetico nella nuova direttiva 27/2012 sull'efficienza energetica, che fa dei sistemi efficienti di riscaldamento e raffrescamento uno dei cardini della politica energetica dell'Unione Europea, fondamentale per raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico fissati per il 2020³.

¹ In questi casi, infatti, l'impianto di distribuzione interno agli edifici allacciati alla rete resta inalterato e lo scambiatore di calore sostituisce la caldaia convenzionale.

² L'associazione di categoria AIRU stima che nel 2011 il TLR abbia permesso in Italia di evitare emissioni di CO2 pari a 1,3 milioni di tonnellate (Mtonn), pari al 28% delle emissioni dei sistemi sostituiti. A fronte di una produzione di CO2 di 488 Mtonn a livello nazionale e di un obiettivo di riduzione di tali emissioni – rispetto al livello del 1990 – di circa 40 Mtonn (dati tratti da ISPRA, Annuario dati ambientali 2012.) nel solo 2011 le emissioni evitate del TLR rappresentano quindi il 2,5% circa dell'obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni derivante dal Protocollo di Kyoto.

³ Gli orientamenti europei sono stati recepiti nel documento di Strategia Energetica Nazionale del marzo 2013, che afferma la necessità di sviluppare le potenzialità offerte dal teleriscaldamento e dal teleraffrescamento mediante

2. Il TLR in Italia

Il TLR si è sviluppato in Europa soprattutto nei paesi scandinavi e baltici, dove la popolazione servita varia dal 42% (Svezia) al 64% (Lettonia). In Islanda, il 99% della popolazione è servita dal TLR (in questo caso tuttavia si tratta di sfruttamento della risorsa geotermica). L'Italia è uno dei paesi europei dove il TLR è meno sviluppato, servendo circa il 4-5% della popolazione e soddisfacendo circa il 5% della domanda di calore.

Lo sviluppo del TLR in Italia è avvenuto molto in ritardo rispetto al resto d'Europa⁴. A ciò hanno contribuito sia le condizioni climatiche – mediamente meno rigide –, sia il programma di metanizzazione avviato nell'Italia Settentrionale – l'area più promettente per lo sviluppo del TLR - già negli anni '50 con lo sfruttamento dei giacimenti della Pianura Padana.

L'85% della attuale volumetria teleriscaldata è concentrato in Lombardia (45%), Piemonte (27%) e Emilia Romagna (14%), ma in termini di m³ per abitante le regioni più teleriscaldate risultano il Piemonte (16,7 m³ per abitante) e il Trentino Alto Adige (16,5 m³ per abitante), seguite dalla Lombardia e dalla Valle d'Aosta (circa 13 m³/abitante) e dall'Emilia Romagna (circa 9,5 m³/abitante)⁵. Tra il 2000 e il 2011 la volumetria allacciata è aumentata ad un tasso medio annuo del 7,5%, passando da 109,8 a 260,3 milioni di metri cubi. L'associazione di categoria AIRU stima che in Italia alla fine del 2011 fossero in esercizio almeno 200 reti di TLR, almeno 90 delle quali alimentate prevalentemente o esclusivamente a biomasse (esclusi i rifiuti soli urbani).

La maggior parte delle reti è di dimensione medio-piccola, con una volumetria allacciata inferiore a 5 milioni di mc, ed utilizza una varietà di tecnologie di generazione del calore, anche in combinazione tra loro. Le reti a biomassa sono estremamente numerose ma anche generalmente molto piccole. Nella maggior parte dei casi, la loro sostenibilità economica è strettamente legata alla disponibilità locale di biomassa. Nelle reti più grandi prevale nettamente la cogenerazione a metano, affiancata dal calore proveniente dai termovalorizzatori che bruciano rifiuti solidi urbani. Tecnologie alternative affiancano una o entrambe a Ferrara (geotermia) e a Milano (pompe di calore).

interventi mirati (p.es., l'attivazione del fondo di garanzia per gli investimenti in reti di teleriscaldamento, istituito presso Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) ed alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano) e l'incentivazione delle "rinnovabili termiche" (caldaie a biomassa, pompe di calore, solare termico, ecc.).

⁴ Le prime realizzazioni risalgono agli anni '70: le reti di Modena (Quartiere Giardino, 1971), Brescia (1972), Mantova (prima e più importante rete alimentata dal calore di recupero di un impianto industriale, nel caso specifico la raffineria IES, 1972), Verona (Forte Procolo, 1973), Reggio Emilia (Rete 1 e Pappagnocca, 1979). Mentre la rete di Modena – Quartiere Giardino è nata in connessione con un progetto isolato di nuova urbanizzazione, le realizzazioni a Mantova, Brescia, Verona e Reggio Emilia si riferiscono ai nuclei di reti che si sono progressivamente estese a gran parte del territorio cittadino. Tra di esse, la rete di Brescia è stata quella che si è sviluppata più rapidamente, raggiungendo nel 1990 i 20 milioni di mc teleriscaldati, pari alla metà della volumetria teleriscaldata in Italia al tempo.

Negli anni '80-'90 entrarono in attività reti in numerose città italiane, alcune di dimensioni limitate e collegate a specifiche iniziative residenziali (p.es., Roma), altre facenti parte di un organico progetto volto a teleriscaldare porzioni significative della città (Alba, Cuneo, Cremona, Vicenza, Ferrara, Torino ecc.). A partire dagli anni '90, sono inoltre entrate in esercizio in numerosi piccoli centri montani reti di TLR alimentate da impianti a biomassa.

⁵ Fonte: AIRU, Annuario 2012.

Circa metà della produzione di calore proviene dagli impianti a cogenerazione a combustibile fossile (che rappresentano solo il 30% della capacità installata). Gli impianti a fonte rinnovabile e le pompe di calore, pur rappresentando solo il 10% della capacità disponibile, hanno contribuito per oltre un quinto del calore generato. Il rimanente quarto del calore generato proviene dalle caldaie di integrazione e riserva o di base a combustibili fossili (che costituiscono circa il 60% della capacità installata).

Gran parte degli operatori del settore sono società controllate da Comuni. Tra questi i più importanti sono A2A S.p.A. e IREN S.p.A. (che da sole coprono circa la metà della volumetria teleriscaldata in Italia) e HERA S.p.A.. Gli operatori privati più importanti sono EGEA S.p.A., SEI S.p.A. (società del gruppo Kinexia) e T.C.V.V.V. S.p.A. Il settore appare solo moderatamente concentrato, essendo il valore dell'indice HHI inferiore a 1800. Il settore appare quindi avere un livello di concentrazione intermedio tra quello registrato in Svezia (dove una società vende circa la metà del calore da TLR) e quello finlandese (tre compagnie coprono il 50% circa del mercato) e danese (settore piuttosto polverizzato).

3. Le determinanti dei costi

I costi di distribuzione

Il costo medio della rete di distribuzione di calore, che deve trovare copertura attraverso il prezzo del servizio, dipende sia dalla quantità di calore fornita per metro lineare di rete sia dal costo della tubazione. Date le peculiari caratteristiche della rete di TLR (doppio tubo coibentato, da posare in apposite trincee studiate per contenere la dilatazione termica), i costi di costruzione e posa al metro lineare risultano superiori di 1,5-3 volte a quelli delle tubature del gas di analogo diametro.

L'estensione di una rete di TLR è fisicamente limitata. Infatti, la temperatura del fluido che trasporta il calore decresce (esponenzialmente) al crescere della distanza percorsa. Perciò, il calore prodotto da una data centrale termica può essere distribuito solo entro un raggio limitato, pari ad alcune decine di chilometri. Ciò significa che il teleriscaldamento implica una concorrenza limitata ad un ambito locale.

La quantità di calore che viene dissipata durante il trasporto del calore dalla centrale termica all'utenza è la c.d. "perdita di rete" (pari in media al 15% in Italia). Le perdite di rete dipendono – oltre che da fattori tecnici legati alle caratteristiche del tubo (isolamento, attrito ecc.) - anche dalla distribuzione della domanda di calore lungo la rete, la c.d. "densità termica" della rete. La "densità termica" è il *driver* fondamentale dei costi di distribuzione, assieme alla differenza tra la temperatura di mandata e quella di ritorno. In generale, il costo di distribuzione – in euro per unità di calore fornita all'utenza - diminuisce al crescere della densità termica della rete⁶.

⁶ La misura della densità termica comunemente utilizzata è la *densità termica lineare (linear heat density)* della rete, definita come la quantità di calore domandata per metro lineare di rete e misurata in MWh/m/anno: maggiore tale densità, più efficiente il funzionamento della rete.

Valori di densità termica lineare intorno ai 2,5 MWh/m sono ritenuti idonei a rendere economicamente fattibile una rete di TLR. Le grandi reti urbane di Torino, Brescia e Milano sono caratterizzate da densità molto elevate: 3,5 a Torino, 3,9 in media nelle reti milanesi, 3 a Brescia (dove sono state allacciate anche aree a minore densità termica, caratterizzate da villette unifamiliari). Una densità lineare superiore a 2,5 si registra anche in città di medie dimensioni come Mantova e Ferrara. Le reti delle cittadine minori risultano invece caratterizzate da densità inferiori, comprese tra 1,5 e 2. Le reti montane hanno invece valori diversificati, generalmente inferiori a 2 (la fattibilità economica di alcune di queste reti è infatti fortemente dipendente dai contributi in conto capitale e dall'incentivazione dell'elettricità prodotta).

Non vi sono ostacoli “fisici” alla posa parallela di due reti di TLR in tutte le strade aventi una larghezza della carreggiata di circa 5 metri. Da un punto di vista tecnico-economico, tuttavia, la concorrenza tra due reti che insistano sul medesimo territorio (un quartiere, una città ecc.) è generalmente inefficiente, perché le reti di distribuzione saranno caratterizzate da una densità termica non superiore a quella di una sola rete che copra il territorio suddetto, con un aggravio di costo più che proporzionale. Date queste circostanze, entro un determinato (e limitato) territorio, una rete di distribuzione di TLR può essere qualificata quale monopolio naturale.

I costi di generazione del calore

Gli impianti di generazione

Nelle reti che utilizzano impianti dedicati, la scala dell'impianto di generazione calore è dimensionata sulla base dell'estensione prevista della rete e del prevedibile grado di saturazione dell'utenza potenziale, eventualmente prevedendo la costruzione in sequenza di diversi gruppi di generazione o di più centrali separate. Al fine di minimizzare la capacità in media inutilizzata e sfruttare le economie di scala nella generazione del calore (e dell'elettricità, negli impianti di cogenerazione), nonché di disporre di capacità di riserva in caso di guasti o manutenzioni, la configurazione tipica di una rete di TLR prevede un impianto che soddisfi la domanda di base e una o più caldaie di integrazione e riserva.

La tecnologia di generazione, come illustrato nel cap. 3 dell'indagine, offre una ampia gamma di soluzioni tecniche che rende “modulabile” l'investimento negli impianti di generazione, in modo che, in molte situazioni, sia possibile individuare uno specifico impianto – di una certa taglia e tecnologia – in grado di soddisfare efficientemente i bisogni di base della rete di TLR, tale che la costruzione di (almeno) due impianti della stessa taglia risulti inefficiente.

In questi casi, la generazione di calore può risultare –nelle specifiche circostanze – un monopolio naturale.

Tale situazione di monopolio naturale nella fase di generazione calore si verifica più spesso nelle reti di minore dimensione spazialmente concentrate ed appare generalmente limitata all'estensione della rete iniziale e alla domanda ivi prevista.

Essa è invece tipicamente assente quando la rete è alimentata da calore di recupero proveniente da impianti non dedicati.

La localizzazione dell'impianto di generazione dovrebbe essere quanto più possibile baricentrica rispetto alla rete da servire, per minimizzare le perdite di rete e massimizzare la densità termica della rete. Una architettura di compromesso è quella in cui più impianti di generazione – magari di taglia inferiore – sono posizionati agli estremi della rete. La tecnologia di generazione di calore offre una ampia gamma di soluzioni tecniche che rende possibile dimensionare in maniera efficiente l'investimento in impianti di generazione. Nei casi di reti di minori dimensioni questo porta quasi sempre alla presenza di un solo impianto di generazione connesso alla rete.

Il costo del calore

Le determinanti fondamentali del costo industriale del calore sono il costo dei combustibili necessari a produrlo e l'efficienza dell'impianto di generazione. Le caldaie termiche alimentate a gas naturale presenti nelle reti censite nell'Annuario AIRU hanno avuto nel 2011 un rendimento medio effettivo del 88,7%. Le centrali termiche alimentate a biomassa hanno invece avuto un rendimento medio del 82,9%. Utilizzando il prezzo all'ingrosso del gas naturale al PSV (Punto di Scambio Virtuale sulla rete gestita da Snam Rete Gas S.p.A.), si può stimare che il costo industriale di un MWht fornito all'utenza e prodotto mediante un impianto di generazione calore a gas naturale è stato quindi in media di circa 41,5 €/MWht (circa 49,9 €/MWht se si aggiungono le perdite di rete medie del 15%). Utilizzando i dati AIEL sul costo del cippato (biomassa legnosa), si può stimare che il costo industriale medio del calore prodotto dalle caldaie a biomassa era nel 2011 non inferiore (essendo al netto di costi di trasporto ed eventuali imposte) a circa 36,19 €/MWht (51,74€/MWht se si considera una perdita di rete media, nelle reti che utilizzano queste caldaie, del 25%).

Circa metà del calore fornito attraverso reti di TLR in Italia è prodotto in cogenerazione, sfruttando il calore prodotto dalla generazione di energia elettrica che verrebbe altrimenti dissipato nell'ambiente. Tale calore non può essere considerato, tuttavia, un puro sottoprodotto della generazione elettrica, avente costo "zero". Da un punto di vista tecnico, infatti, la produzione di calore determina una riduzione nell'efficienza della produzione elettrica – e quindi nella quantità di energia elettrica prodotta. Inoltre, l'asservimento di una centrale cogenerativa ad una rete di TLR fa sì che il ciclo produttivo sia dominato, dal punto di vista tecnico, dalle esigenze di produzione del calore e quindi che, nei periodi di elevato carico termico, l'impianto potrebbe perdere profittevoli opportunità di vendita nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. Perciò, appare più corretto attribuire al calore prodotto in cogenerazione una quota parte del costo dei combustibili (nonché degli altri costi) sostenuti dal gestore della rete di TLR.

4. L'integrazione verticale tra produzione, distribuzione e vendita e il Third Party Access

La rete di TLR e l'impianto di generazione calore vengono generalmente disegnati in maniera integrata, dal medesimo soggetto che si occuperà anche della vendita del calore agli utenti. Esse quindi nascono come strutture verticalmente integrate, tranne nelle situazioni in cui, fin dall'inizio, gran parte del calore provenga da impianti non dedicati di soggetti terzi rispetto al gestore della rete.

Tale assetto verticalmente integrato è rafforzato dall'esistenza di concessioni esclusive per lo svolgimento del servizio di TLR sull'intero territorio comunale (cfr. *infra*).

Attualmente in Italia l'unico caso in cui il servizio di TLR sia alimentato da calore prodotto anche da soggetti indipendenti dal gestore della rete è quello di Mantova, dove il calore proviene principalmente dal recupero del calore prodotto dalla centrale termoelettrica EniPower e dalla raffineria IES. Si tratta tuttavia di un caso isolato, dovuto a circostanze storiche specifiche.

L'assetto verticalmente integrato delle reti di TLR è prevalente anche negli altri paesi europei.

Una importante eccezione è la Finlandia, dove il 30% del calore fornito agli utenti delle reti di TLR è acquistato all'ingrosso dai gestori delle reti, soprattutto da impianti industriali, sulla base di contratti di lungo periodo. In Danimarca, la rete di Copenaghen è anch'essa servita da diversi generatori, le cui offerte sono selezionate su base oraria dal gestore della rete di trasporto che connette le differenti reti di distribuzione integrate nella rete di Copenaghen. In Svezia, è tuttora in corso un'accesa discussione sui pro e contro dell'accesso dei terzi produttori di calore alle reti di TLR.

Queste esperienze indicano che esistono alternative all'assetto verticalmente integrato prevalente.

In primo luogo, la fase di generazione del calore può essere aperta alla concorrenza, mediante la creazione di mercati all'ingrosso del calore che possono essere organizzati secondo modalità che vanno dalla più totale informalità fino alla "borsa del calore" di Copenaghen.

In secondo luogo, l'apertura della generazione del calore alla concorrenza rappresenta il primo passo del cosiddetto accesso dei terzi alla rete (c.d. TPA, *third party access*), cioè della fornitura del calore agli utenti della rete da parte di soggetti diversi dal gestore della rete. Tale accesso può infatti avvenire secondo varie modalità, che possono essere raggruppate nel c.d. modello dell'acquirente unico – in cui il gestore della rete mantiene il ruolo di unico compratore all'ingrosso ed unico venditore del calore agli utenti e l'unica fase aperta alla concorrenza è la generazione – e nel modello dell'accesso pieno alla rete – dove ciascun produttore di calore vende direttamente il calore agli utenti allacciati alla rete pagando una *fee* di accesso alla rete di distribuzione.

Il perseguimento di queste alternative richiede una qualche forma di separazione verticale delle attività svolta dall'impresa integrata nelle varie fasi e la risoluzione di alcuni problemi tecnici, organizzativi e di coordinamento tra produttori e tra i produttori e il gestore della rete (a meno che ogni produttore non serva esclusivamente una porzione separata della rete)⁷.

Attualmente in Italia si sta sviluppando un importante progetto di integrazione tra le reti di TLR dell'area torinese, che potrebbe creare una rete di dimensioni paragonabili a quella di Copenaghen, costituita da diverse reti interconnesse e collegate da una lunga e

⁷ Ad esempio, occorre assicurarsi che il fluido nella rete conservi determinate condizioni di pressione e temperatura, che dipendono dalle specifiche caratteristiche della rete di TLR e degli impianti che la servono. Inoltre, vi è la necessità di misurazioni precise del calore fornito a ciascun utente e di meccanismi di compensazione tra produttori riguardo alle immissioni e ai prelievi di calore, nonché di regole per lo *switching* delle utenze.

articolata rete di trasporto, nella quale immettono calore impianti gestiti da soggetti differenti. L'*unbundling* societario già realizzato dal gruppo IREN per la gestione della rete torinese potrebbe favorire la creazione, per la prima volta in Italia, di un mercato all'ingrosso del calore che potrebbe evolvere verso il modello danese, per soddisfare in maniera ottimale il fabbisogno di calore della rete interconnessa.

Ciò significa che appare importante affrontare, già da ora, la questione di quale sia il miglior assetto regolamentare del TLR, in modo da favorire l'apertura del settore alla concorrenza (senza tuttavia correre il rischio di imporre acriticamente schemi applicati in due settori – il gas e l'energia elettrica – dai quali il TLR si differenzia nettamente a causa degli stringenti vincoli fisici alla trasmissione del calore che impongono un sistema chiuso di mandata e ritorno, reti locali ecc.).

5. L'intervento pubblico

In Italia si sono avute storicamente due tipologie di intervento pubblico nel TLR. Da un lato, obiettivi di carattere ambientale e di efficienza energetica hanno spinto ad incentivare in vario modo lo sviluppo del settore, anche in coerenza con l'evoluzione delle politiche comunitarie in materia. Dall'altro lato, il TLR è stato assoggettato ad una qualche forma di regolamentazione da parte dei Comuni, con l'imposizione di una serie di obblighi (anche in merito ai prezzi praticati) a favore degli utenti del servizio.

L'incentivazione delle reti di TLR

Lo sviluppo del settore del TLR in Italia è stato il frutto sia dell'investimento di capitali privati, ma anche, in rilevante misura, di capitale pubblico, proveniente sia dalle imprese municipalizzate che hanno sviluppato gran parte delle reti, sia da vari incentivi di carattere ambientale e di risparmio energetico.

Gli incentivi in conto capitale hanno riguardato sia gli impianti di generazione del calore (la legge 308/82 e la legge 10/91 hanno concesso fino al 1995 contributi statali fino al 50% del valore dell'investimento previsto, con un tetto massimo al livello del contributo), sia le reti di distribuzione (soprattutto contributi regionali, in misura variabile dal 30% al 50% delle spese ammissibili). Ad essi si sono poi aggiunti diversi incentivi "in conto esercizio", che hanno preso la forma sia di vere e proprie sovvenzioni al costo del combustibile (i provvedimenti del Comitato Interministeriale Prezzi a favore di alcuni impianti di cogenerazione, benefici fiscali sull'acquisto di metano), sia di ricavi aggiuntivi premianti l'efficienza energetica del TLR e degli impianti di generazione del calore collegati (certificati bianchi e verdi).

Le normative sull'efficienza energetica in edilizia che favoriscono la connessione alla rete di TLR

La normativa statale o regionale riguardante il perseguimento dell'efficienza energetica nell'edilizia ha evidentemente un importante impatto sulla concorrenza effettiva tra sistemi di riscaldamento, nella misura in cui stabilisca una scala di priorità tra sistemi di riscaldamento in funzione di tale obiettivo di efficienza. La normativa italiana in tema di efficienza energetica e prestazione energetica degli edifici ha concesso una priorità al TLR

rispetto ai sistemi di riscaldamento (centralizzati o individuali) basati su combustibili fossili, di fatto equiparandolo all'adozione di impianti di produzione di calore basati su fonti rinnovabili ai fini dell'aumento dell'efficienza energetica degli edifici.

Tali normative, nel favorire la connessione al TLR, e nella misura in cui permettono agli utenti di risparmiare dei costi che avrebbero dovuto essere sostenuti in assenza di tali discriminazioni, creano uno *switching cost* che ostacola il passaggio dal TLR ad un altro sistema di riscaldamento, con il rischio di creare una distorsione della concorrenza tra sistemi di climatizzazione degli ambienti.⁸

La normativa nazionale in tema di rendimento energetico prevede che tutti gli edifici di nuova costruzione che distino non più di 1 km da una rete di TLR devono essere predisposti in modo da favorire il collegamento a tali reti. Tale previsione è stata rafforzata dall'art. 22, comma 1, del D.Lgs 28/2011, che dispone che le infrastrutture destinate all'installazione di reti di distribuzione di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento sono assimilate ad ogni effetto alle opere di urbanizzazione primaria. Ciò significa che la predisposizione di tali infrastrutture potrà essere obbligatoria nelle nuove iniziative residenziali, pena il mancato rilascio del permesso di costruire. Tale normativa riduce l'incentivo a sostenere anche i costi relativi alla predisposizione all'uso di altri sistemi di riscaldamento (caldaia condominiale, sistemi autonomi, pannelli solari ecc.).

Un caso estremo in cui sussiste, di fatto, un "obbligo di connessione" alla rete di TLR è quello dei nuovi insediamenti residenziali di edilizia popolare realizzati a cura dei competenti enti. Talvolta gli insediamenti sono stati allacciati alle reti di TLR esistenti, ma nella maggior parte dei casi sono state costruite delle reti isolate di TLR. In diversi casi l'allacciamento alla rete del gas o non è avvenuto, oppure è stato fatto solo per alimentare i fornelli delle cucine.

L'art. 11 del D.Lgs. 28/2011 dispone (a partire dal 2012 e per una quota che sarà progressivamente portata al 50% del fabbisogno termico dell'edificio) un obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili nella produzione di calore e di freddo negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, la cui inosservanza comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio. Tale obbligo non si applica qualora l'edificio sia allacciato ad una rete di teleriscaldamento che ne copra l'intero fabbisogno di calore per il riscaldamento degli ambienti e la fornitura di acqua calda sanitaria" (comma 5). In tal modo il D.Lgs. considera il TLR equivalente all'integrazione delle fonti rinnovabili nella climatizzazione degli ambienti, anche laddove la rete di TLR sia alimentata da un impianto a combustibili fossili.

⁸ Si noti che non si tratta soltanto di un fenomeno italiano: in Svezia la normativa sull'efficienza energetica degli edifici favorisce il TLR rispetto al riscaldamento elettrico – suo maggior concorrente – mentre in Danimarca si è adottata anche la cosiddetta "zonizzazione", cioè l'assegnazione di singole aree al riscaldamento mediante TLR piuttosto che con sistemi alternativi (p.es., riscaldamento individuale o centralizzato a metano).

La regolamentazione del TLR: la situazione in Europa

Il problema della regolamentazione del servizio di TLR si è posto ripetutamente nei paesi scandinavi e dell'Europa centro-orientale, dove la domanda di calore è elevata e il TLR soddisfa una quota importante – e talvolta preponderante – di tale domanda. In Danimarca, Russia ed Estonia si adottata a livello nazionale una regolamentazione del tipo *cost-plus*⁹. In Danimarca, in particolare, il TLR è definita una attività no-profit. In Polonia, Lettonia e Lituania è stata adottata una regolamentazione *cost-plus*, integrata da forme di *benchmarking*. In Norvegia la regolamentazione di prezzo è basata sulle alternative al TLR (*heating systems competition*). In Svezia, Finlandia e Germania non vi è una regolamentazione formale ma solo l'intervento *ex-post* dell'Autorità Antitrust.

In Svezia, in particolare, il prezzo del TLR è stato deregolamentato nel 1996. A seguito del forte aumento dei prezzi registrato successivamente, si sono avute discussioni sull'opportunità di ri-regolare il prezzo. E' stata emanata una legge quadro che fissa gli obblighi di comportamento dei gestori ed è in discussione la possibilità di pubblicare un indice dei costi del TLR, che funga da guida per le scelte dei consumatori.

L'Autorità di concorrenza svedese nel 2013 ha pubblicato un nuovo rapporto sul settore del TLR in cui afferma che, nonostante la presenza di monopoli naturali, i prezzi del TLR sono più bassi di quelli che ci si attenderebbe e che essi sono inoltre cresciuti meno del costo dei combustibili.

All'inizio del 2012 l'Autorità di concorrenza finlandese ha chiuso un'indagine aperta nel 2009, al termine della quale ha stabilito che i prezzi del servizio di TLR, pur essendo elevati, non apparivano tali da configurare un abuso di sfruttamento della posizione dominante detenuta dai gestori nei singoli mercati locali. In particolare, l'Autorità finlandese ha rilevato che la possibilità che i gestori delle reti di TLR praticino prezzi eccessivamente gravosi dipende dal livello di concorrenza (*ex ante*) esistente al momento della scelta del sistema di riscaldamento da parte dei nuovi consumatori e dei consumatori che devono rimpiazzare il proprio impianto, e da come tale livello di concorrenza si riflette sugli incentivi dei gestori a sfruttare i clienti già acquisiti piuttosto che a mantenere prezzi bassi per far concorrenza ai sistemi alternativi. Secondo l'Autorità finlandese, i risultati dell'indagine svolta indicano che l'effetto competitivo prevale sull'incentivo a sfruttare i consumatori già allacciati. In particolare, è emerso come in Finlandia nessun gestore differenzia il prezzo del servizio di TLR a seconda si tratti di consumatori nuovi o già allacciati alla rete di TLR.

La regolamentazione del TLR in Italia

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

⁹ La tariffa è pari ai costi di gestione riconosciuti dal regolatore, più il rendimento del capitale. Non è un tipo di regolazione incentivante e l'asimmetria informativa favorisce l'inflazione dei costi da parte del regolato.

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.

In tutti questi casi, quindi, i rapporti tra l'Ente Locale – il Comune – e il gestore del servizio di TLR sono stati regolati da “convenzioni” o da “contratti di servizio”, con i quali 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). 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. Tali Convenzioni hanno comportato una regolamentazione più o meno ampia dell'attività di TLR a livello locale.

Lo strumento della Convenzione è stato meno utilizzato in tempi recenti, quando i Comuni hanno partecipato allo sviluppo delle iniziative di TLR in maniera indiretta, oppure in maniera diretta ma impiegando gli strumenti del diritto privato piuttosto che quello della concessione, oppure non vi hanno partecipato affatto.

Nelle zone montane non è raro imbattersi in cooperative di utenti o società private che gestiscono reti di TLR anche di una certa consistenza, al di fuori di schemi concessori.

Nell'ambito di tali schemi concessori, vi sono forme di regolamentazione sia delle connessioni (in genere, previsioni di non discriminazione e di obbligo di connessione, specificando in quali casi l'utente deve corrispondere il contributo di allacciamento), sia dei prezzi.

Riguardo ai prezzi, nelle zone metanizzate una previsione ricorrente è la parametrizzazione del prezzo del calore al “costo evitato” del riscaldamento a gas metano, inclusivo dei costi di manutenzione e gestione. A tale parametrizzazione si accompagna un meccanismo di indicizzazione di tale prezzo alle variazioni del prezzo regolato del gas per i consumatori domestici.

Tale parametrizzazione è talvolta il risultato di specifiche clausole delle Convenzioni che prevedono la non discriminazione tra utenti del TLR e utenti che utilizzino il gas per il riscaldamento, oppure l'indifferenza degli utenti tra i due sistemi di riscaldamento.

In assenza di Convenzioni, la determinazione del prezzo del servizio è esplicitamente lasciata alla libertà del gestore. I gestori delle aree montane fanno talvolta esplicito riferimento al prezzo del riscaldamento attraverso il gasolio come *benchmark* per fissare i propri prezzi¹⁰.

¹⁰ Le Convenzioni tra A2A e i Comuni di Milano e Sesto San Giovanni (MI) prevedono esplicitamente la non discriminazione tra utenti gas e TLR (Milano) o l'equivalenza (Sesto S.G.) dei prezzi dei due servizi. Le convenzioni tra il Comune di Alba (CN) e il gestore privato della rete cittadina di TLR (EGEA S.p.A.), tra MetanAlpi e il Comune di Sestrièrè, tra TEA e il Comune di Mantova e tra HERA e il Comune di Bologna contengono una più dettagliata regolamentazione delle modalità di determinazione del prezzo del servizio, che è agganciato al gas nel caso di Alba, Mantova e Bologna e al gasolio nel caso di Sestrièrè. La Convenzione tra HERA e il Comune di Ferrara afferma esplicitamente che le tariffe devono permettere il conseguimento dell'equilibrio economico, incluso recupero investimenti e adeguata redditività.

Le formule di determinazione del prezzo possono essere di tipo “monomio” (prezzo unitario per unità di calore consumata) oppure “binomio” (composta da una parte proporzionata alla “potenza impegnata” ed un’altra al consumo di calore).

Le formule e le relative spiegazioni non sono quasi mai rese disponibili sul sito dei gestori – e dove lo sono, non in maniera esauriente.

Per ciò che concerne le connessioni, le Convenzioni prevedono sempre obblighi di non discriminazione nella connessione dei cittadini richiedenti, talvolta temperati da previsioni riguardanti la ripartizione dei costi di connessione tra l’utente e il gestore nel caso di connessioni “non standard”. In linea generale, il contributo di connessione richiesto all’utente copre tutti i costi di connessione se l’utente è entro una certa distanza dalla rete di distribuzione primaria. Oltre tale distanza, vi è una maggiorazione proporzionata alla maggior distanza.

7 Concorrenza, prezzi e margini nel TLR

La concorrenza tra sistemi di riscaldamento

Un consumatore per riscaldare gli ambienti e per produrre acqua calda sanitaria, ha a disposizione un’ampia gamma di alternative, che variano a seconda che si tratti di riscaldamento centralizzato o individuale e di una zona metanizzata o meno. Nel caso di abitazioni esistenti, i maggiori concorrenti del TLR nelle zone metanizzate sono le caldaie (individuali o centralizzate) a gas metano (con le quali il TLR concorre sia nella sostituzione dei vecchi impianti sia nella sostituzione degli impianti a gasolio e GPL), mentre nelle zone montane il TLR sostituisce facilmente le caldaie a gasolio ma subisce la concorrenza delle nuove tecnologie del riscaldamento individuale a biomassa legnosa. Nel caso di nuove abitazioni, che sono soggette a più stringenti requisiti di efficienza energetica, i concorrenti del TLR sono in primo luogo i sistemi più innovativi, quali il solare termico e le pompe di calore, ed inoltre le caldaie a gas a condensazione.

La scelta tra tali soluzioni è caratterizzabile come scelta tra differenti *sistemi* di riscaldamento, con ciascun sistema costituito da attrezzature specifiche che utilizzano le fonti primarie di energia o i vettori energetici¹¹ propri di tale tecnologia, nonché da altre apparecchiature per la distribuzione e la diffusione del calore all’interno dell’edificio e delle unità immobiliari. Alcuni di tali sistemi richiedono l’allacciamento ad una rete di distribuzione della fonte primaria (p.es. gas naturale) o del vettore energetico.

Ognuno di questi sistemi di riscaldamento è costituito da un componente durevole (lo scambiatore e le tubature di allacciamento alla rete per il TLR; la caldaia, le tubature di allacciamento alla rete o il serbatoio/deposito del combustibile per gli altri sistemi) e un “bene di consumo” (l’acqua calda per il TLR, il combustibile per gli altri sistemi). I

¹¹ Per *vettore energetico* (*energy carrier*) si intende una forma di energia secondaria (cioè, prodotta da una fonte primaria quale il gas naturale) che si presta a essere trasportata (spesso mediante apposite reti) fino al luogo di utilizzazione. Esso è costituito da una sostanza trasportabile che può facilmente rilasciare l’energia in essa contenuta (come nel caso di combustibili quali gasolio e GPL, del vapore, dell’acqua calda, ecc.) o dall’elettricità (energia elettrica).

componenti di ciascun sistema sono incompatibili tra un sistema all'altro e quindi il costo del bene durevole è da ritenere un costo irrecuperabile nel passaggio ad un altro sistema.

La necessità di dotarsi di attrezzature specifiche ad un certo sistema di riscaldamento, ed incompatibili con altri sistemi, crea dei costi di cambiamento da un sistema di riscaldamento ad un altro e quindi un effetto di "cattura" dei consumatori di calore ottenuto mediante una determinata tecnologia¹². Tali costi (definiti *switching cost* nella letteratura economica) decrescono nel tempo, in una misura legata al tasso di deprezzamento delle attrezzature specifiche: alla fine della vita utile di tali attrezzature, infatti, il consumatore potrà scegliere se adottare un sistema di riscaldamento diverso o rimpiazzare soltanto le attrezzature specifiche.

Tutto ciò comporta che la forma di concorrenza maggiormente rilevante per la determinazione del prezzo del calore sia quella *tra* sistemi di riscaldamento al momento della scelta dell'utente su quale sistema adottare, cioè la concorrenza cosiddetta *ex-ante*.

Tale forma di concorrenza *ex-ante* appare particolarmente forte nel caso del TLR. La teoria economica suggerisce infatti che il venditore del sistema integrato di TLR – a differenza dei venditori dei singoli componenti dei sistemi di riscaldamento concorrenti – sia in grado di internalizzare tutti i benefici della vendita del sistema e quindi abbia incentivo a competere vigorosamente *ex-ante* con gli altri sistemi di riscaldamento (i quali invece devono anche competere all'interno del sistema stesso tra diversi fornitori del medesimo vettore energetico).

I prezzi di vendita del calore saranno inoltre influenzati dagli *switching costs* (il cui valore delimita il potere di mercato *ex-post* del fornitore di TLR sui clienti allacciati). Al riguardo, va peraltro ricordato che l'indagine ha individuato normative da cui derivano vantaggi economici dovuti alla connessione alla rete di TLR (cfr. capitolo 4 dell'indagine) che inducono ulteriori *switching costs* nel caso si sia scelto il TLR¹³. La teoria economica suggerisce tuttavia che l'esercizio di tale potere di mercato *ex-post* da parte del gestore della rete di TLR può essere significativamente mitigato dalla concorrenza *ex-ante* per l'acquisizione dei clienti tra il TLR e i sistemi di riscaldamento alternativi¹⁴. L'effetto mitigante della concorrenza *ex-ante* dipende da vari fattori, tra i quali: (i) la capacità dei consumatori di confrontare il costo complessivo del calore fornito dai vari sistemi di riscaldamento (inclusivo dei costi di gestione annuali e delle quote annuali di ammortamento delle attrezzature); (ii) i vincoli alla capacità delle imprese di differenziare il prezzo del calore tra vecchi e nuovi consumatori; (iii) la quota di clienti già serviti dal TLR nell'area rispetto ai potenziali clienti; (iv) il valore del tasso di sconto delle imprese (un

¹² Nel caso di un utente insoddisfatto del TLR (p.es., un condominio), tali costi sono pari al costo della caldaia e ai costi di gestione e manutenzione della caldaia, nell'ipotesi che sia presente un locale per alloggiare la caldaia e che non siano necessari ulteriori lavori (allacciamento alla rete del gas, costruzione di un locale per alloggiare il serbatoio del gasolio o del gpl, ecc.). Tali costi di cambiamento sono significativi e variano dal 10% ad oltre il 20% della spesa complessiva per il riscaldamento (IVA esclusa).

¹³ Per esempio, la classe energetica superiore e quindi il maggior valore di un appartamento connesso alla rete di TLR, nonché l'esenzione dall'obbligo di produrre almeno metà dell'energia termica da fonte rinnovabile.

¹⁴ Tale concorrenza vede il TLR come sistema di riscaldamento "nuovo entrante" nel mercato quando la posa delle reti avviene in ambiti urbanizzati dove i potenziali clienti sono già in possesso di un sistema di riscaldamento alternativo, mentre nel caso di nuovi insediamenti il TLR è uno dei possibili sistemi di riscaldamento concorrenti che possono essere installati.

basso tasso di sconto, dando una maggiore enfasi su guadagni futuri tende a ridurre il prezzo di penetrazione del TLR per allargare la base installata di clienti; l'esistenza nel TLR di concessioni di lunga durata, da 20 a 40 anni, tende ad abbassare il tasso di sconto).

A parità di tasso di sconto delle imprese, quanto più grandi saranno la capacità di confronto dei consumatori (e dunque la trasparenza delle varie offerte) e i vincoli alla possibilità di differenziare tra clienti nuovi e già allacciati, e quanto minore la quota di clienti già allacciati al TLR nell'area, tanto maggiore sarà l'effetto della concorrenza *ex-ante*, e di conseguenza minore sarà lo sfruttamento del potere di mercato *ex-post* da parte dei gestori del TLR. Vedremo più oltre che alcune di queste condizioni, in particolare quelle relative alla trasparenza delle offerte, non sono particolarmente presenti allo stato nel settore del TLR.

Prezzi e margini del servizio di TLR

I dati disponibili indicano che le tipologie di prezzo più diffuse nel settore del TLR in Italia sono la c.d. tariffa monomia e la tariffa binomia. La metodologia di prezzo comunemente utilizzata nelle aree metanizzate è quella che fa riferimento al "costo evitato" del combustibile del sistema di riscaldamento alternativo, aumentata di una componente che tiene conto in misura parziale o totale degli oneri evitati di gestione e di ammortamento della caldaia. Tale costo è indicizzato alle variazioni del prezzo di riferimento del gas metano definita dall'AEEG e risulta quindi già oggi indirettamente regolato da quest'ultima.

L'applicazione di tale metodologia di prezzo richiede una stima sia dei costi di gestione e manutenzione, sia del rendimento termico della caldaia a metano. Entrambe le stime sono soggette ad un certo margine di arbitrarietà, che si riflette sulla stima della convenienza del TLR rispetto a sistemi di riscaldamento alternativi.

Le stime effettuate sulle reti del campione indicano che con un rendimento dell'85% solo alcune reti che utilizzano rifiuti o energia geotermica risultano competitive con il riscaldamento a gas metano, mentre con un rendimento dell'80% la posizione competitiva del TLR migliora sensibilmente. Tale posizione migliora ulteriormente includendo anche i costi di gestione e manutenzione.

Per quanto concerne le aree non metanizzate, il prezzo del riscaldamento a gasolio è un *benchmark* competitivo per tutti i gestori di TLR di tali aree e talvolta vi sono espliciti riferimenti alla differenza tra il prezzo del calore da TLR e il prezzo del calore ottenuto con il gasolio, ma non si riscontrano formule di prezzo esplicitamente parametrizzate al costo del combustibile alternativo. L'analisi svolta sul campione di imprese a cui sono state chieste informazioni indica che il prezzo del TLR appare inferiore a quello del riscaldamento a gasolio.

Il livello medio dei prezzi del TLR nel campione esaminato nell'indagine è pari a circa 97 €/MWh, IVA inclusa e al netto degli sconti ai clienti pari; esso appare inferiore a quello registrato in media in Danimarca (117 €/MWh), ma superiore a quello finlandese e svedese (rispettivamente, 67 €/MWh e 80 €/MWh circa). In tutti questi paesi, tuttavia, il TLR emerge tuttavia come il sistema di riscaldamento meno caro, una conclusione che non

sembra poter essere tratta per l'Italia, forse anche a causa della netta prevalenza del gas naturale nel mix di combustibili italiano, a fronte della diffusione dell'incenerimento dei rifiuti negli altri paesi.

I margini di profitto (sia sulle vendite di elettricità e calore, sia sulla sola gestione calore) appaiono in media inferiori al 20% e quindi non eccessivi. Ciò sembra indicare che almeno una parte della differenza di prezzo tra il TLR e il riscaldamento a gas naturale potrebbe essere spiegata dalla necessità di coprire i maggiori costi di rete che caratterizzano il TLR. L'analisi dei margini dei fornitori di calore evidenzia inoltre come la profittabilità delle reti di TLR minori – ma anche di una grande rete come quella di Torino – sia fortemente influenzata dall'esistenza di incentivazioni sull'elettricità cogenerata. Tali incentivazioni sono essenziali infatti per assicurare la redditività positiva di diverse reti montane.

Una analisi preliminare dei tassi di rendimento del capitale investito conferma l'importanza delle incentivazioni: senza di esse, solo tre reti nel campione presentano una redditività superiore all'8%, cioè al WACC definito dall'AEEG per i gestori delle reti di distribuzione gas. Includendo tali incentivazioni, 6 reti su 21 mostrano un rendimento superiore all'8%.

Questi risultati suggeriscono che i prezzi del TLR, per quanto elevati, non indicano una situazione di sistematico sfruttamento eccessivo del potere di mercato *ex-post* da parte dei gestori del TLR.

Ciò appare dovuto sia all'effetto della regolamentazione locale (che ha imposto vincoli alle politiche di prezzo dei gestori coerenti con quelli che la teoria economica indica come necessari per mitigare lo sfruttamento del potere di mercato *ex-post*), sia all'effetto della concorrenza tra sistemi di riscaldamento (in particolare, nelle zone montane).

Premessa: genesi e finalità dell'indagine

Nel tempo l'Autorità ha ricevuto numerose segnalazioni relative al settore del teleriscaldamento ("TLR"), riguardanti sia il livello dei prezzi (liberamente fissati dai vari operatori del servizio), sia i vincoli relativi alla scelta di connettersi o meno alla rete di teleriscaldamento, sia alle modalità di affidamento della gestione del servizio.

A seguito di queste denunce, nel dicembre 2011 l'Autorità ha aperto la presente indagine conoscitiva, per verificare – dopo aver analizzato il settore - in quale misura alcune sue caratteristiche – il prezzo fissato dagli operatori utilizzando come parametro la miglior alternativa disponibile (generalmente gas metano) comprensivo degli oneri evitati di gestione e sostituzione caldaia, la apparente preferenza accordata all'allacciamento alla rete di TLR nella realizzazione di nuovi complessi residenziali, le incentivazioni concesse, gli elevati costi di disconnessione dalla rete di TLR, il carente quadro normativo – generassero criticità concorrenziali tali da richiedere un intervento dell'Autorità o comunque suggerissero interventi di carattere normativo/regolatorio.

Dopo l'apertura dell'indagine, sono state sentite in audizione le due principali associazioni di categoria di operatori del TLR (AIRU e FIPER) e l'associazione dei produttori di caldaie e altri impianti termici che offrono soluzioni per la produzione del calore in concorrenza con il TLR (Assotermica).

Nell'autunno 2012 è stata inviata una complessa richiesta di informazioni ad un campione di operatori, scelto in modo che fosse rappresentativo dell'universo del servizio di fornitura TLR in Italia in termini di volumetria teleriscaldata, che in esso fossero comunque presenti differenti tipologie di sistemi di TLR e che fossero incluse anche reti di TLR oggetto delle ricordate segnalazioni all'Autorità da parte di consumatori. Tale richiesta di informazioni è stata poi estesa ad altre società, accrescendo la rappresentatività del campione¹⁵, che è arrivato a coprire circa il 60% della volumetria teleriscaldata nel 2011.

L'indagine, dopo una breve introduzione sul servizio di TLR (cap. 1), descrive la struttura del settore in Italia e in alcuni paesi europei (cap. 2) e i principali aspetti tecnico-economici che lo caratterizzano, anche al fine di qualificare la natura del monopolio che, per lo meno in Italia, caratterizza la fornitura di servizio di TLR (cap. 3). Il tema dell'intervento pubblico nel settore è affrontato nel cap. 4, dove sono descritti gli incentivi di cui il TLR ha goduto e gode tuttora e sono discusse le forme di regolamentazione locale cui è stato sottoposto, nonché il tema della recente evoluzione

¹⁵ Il campione include alcune delle reti servite dai principali operatori (A2A S.p.A.: Brescia, Milano Bovisa, Milano Figino, Milano Famagosta, Milano S. Giovanni; IREN S.p.A.: Torino e Reggio Emilia; HERA S.p.A.: Bologna Cogen Barca, Modena Quartiere Giardino, Ferrara), alcune reti servite da operatori di medie dimensioni (EGEA S.p.A.: Alba (CN), BEA S.p.A.: Desio (MB), TEA S.p.A.: Mantova, AMGA Legnano S.p.A.: Legnano), una rete servita da un operatore di piccole dimensioni (MetanAlpi Sestriere s.r.l.: Sestriere (TO)), le due maggiori reti a biomassa (Dobbiaco (BZ) e Tirano (SO)) e le reti gestite in Alto Adige da società controllate o partecipate da SEL S.p.A. (Bolzano, Chiusa, Lazfons, Sesto, Silandro; le ultime tre sono alimentate prevalentemente a biomassa). Il campione rappresenta circa il 60% della volumetria teleriscaldata in Italia nel 2011.

giurisprudenziale sulla qualificazione del TLR quale “servizio pubblico locale”; a fini comparativi, sono presentate alcune esperienze riscontrate in paesi europei dove il settore del TLR è più sviluppato che in Italia. Nel cap. 5 è discussa la concorrenza tra sistemi di riscaldamento e la *performance* del settore in termini di prezzi e margini. L’Indagine è chiusa da un capitolo conclusivo in cui si presentano delle proposte per una disciplina pro-concorrenziale del settore.

1. Introduzione

1.1: definizione

1. Il *Teleriscaldamento* (“TLR”) è una soluzione alternativa per la produzione di acqua calda igienico-sanitaria e il riscaldamento degli edifici residenziali, terziari e commerciali, basata sulla produzione centralizzata di calore mediante una centrale termica, un impianto di cogenerazione¹⁶ o una sorgente geotermica e la sua trasmissione, mediante una rete di tubazioni in cui scorre un appropriato fluido di trasporto (vapore o, più comunemente, acqua calda o surriscaldata¹⁷), ad un insieme di utenti spazialmente concentrati (la rete di distribuzione locale del calore), ma distanti anche alcuni chilometri dalla fonte di produzione del calore.

La concentrazione degli utenti in un’area ben definita, come un quartiere, un’area commerciale o industriale, un insieme di utenze pubbliche prossime tra loro (prevalentemente scuole o impianti sportivi), o loro combinazioni, è necessaria per la sostenibilità economica del servizio: il collegamento di utenze isolate e sparse, lontane tra loro, è tecnicamente possibile ma comporterebbe costi proibitivi per l’utenza stessa. Non a caso, il termine inglese per teleriscaldamento - “*district heating*” - richiama proprio questa caratteristica di riscaldamento “distrettuale”.

2. Per teleriscaldamento, o riscaldamento urbano, si può quindi intendere *un sistema a rete, realizzato prevalentemente su suolo pubblico, al servizio di un comparto urbano esistente o programmato, destinato alla fornitura di energia termica (nella duplice valenza di “caldo” e “freddo”), prodotta in una o più centrali, ad una pluralità di edifici appartenenti a soggetti diversi, ai fini di climatizzazione di ambienti e di produzione di acqua calda ad uso igienicosanitario, sulla base di contratti di somministrazione e tale da consentire, nei limiti di capacità del sistema, l’allacciamento alla rete di ogni potenziale cliente secondo principi di non discriminazione*¹⁸.

3. Tali sistemi a rete, avendo dimensione prettamente locale, possono essere disegnati in modo da sfruttare le specifiche fonti di energia disponibili nel territorio su cui insiste la rete e in quello immediatamente circostante.

Lo sfruttamento di risorse energetiche locali può costituire un beneficio ambientale specifico permesso dall’adozione di sistemi di TLR.

¹⁶ Per “*cogenerazione*” si intende la produzione congiunta di elettricità e calore. La produzione di elettricità produce sempre calore; una centrale cogenerativa, tuttavia, è in grado di recuperare questo calore e fornirlo ai consumatori a fini di riscaldamento.

¹⁷ Per “*acqua surriscaldata*” si intende acqua ad una temperatura non inferiore a 120°, mantenuta ad una pressione tale da evitarne la vaporizzazione. L’uso dell’acqua surriscaldata è economicamente più vantaggioso di quello del vapore, consentendo un contenuto termico della rete diverse volte superiore a quello di una rete alimentata a vapore, a parità di investimento (cfr. Calza F. (a cura di), *Manuale degli impianti termici e idrici*, Tecniche Nuove, 2005, p. 5-44).

¹⁸ Il riferimento alla non discriminazione è contenuto nell’ art. 2, comma 3, lett. a) del decreto 24 ottobre 2005 (*Direttive per la regolamentazione dell’emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all’articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239*).

4. E' controversa¹⁹ l'inclusione nelle reti di TLR urbano propriamente dette dei sistemi di produzione centralizzata e distribuzione di calore quali (i) la rete interna di stabilimento industriale destinata al trasporto di calore parzialmente o totalmente destinato alla climatizzazione degli edifici di esso facenti parte, (ii) una rete interna ad un complesso edilizio privato (supercondominio, complesso di edilizia popolare), (iii) una rete interna ad un complesso terziario-commerciale, (iv) una rete al servizio esclusivo di un complesso ospedaliero.

Alcune tipologie di tali sistemi centralizzati risultano storicamente incluse nelle rilevazioni dell'AIRU, perché avrebbero dovuto costituire i nuclei di reti di TLR vere e proprie, ma la maggior parte non lo sono.

5. La definizione normativa di TLR accolta ai fini della concessione degli incentivi all'energia da fonti rinnovabili invece sembra far riferimento ad un concetto molto ampio di TLR: “*teleriscaldamento*» o «*teleraffrescamento*»: *la distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la fornitura di acqua calda sanitaria*” (art. 2, comma 1, lett. g), D. Lgs. 28/2011). In tale definizione possono rientrare anche i semplici sistemi di produzione centralizzata del calore.

6. In questa indagine, anche alla luce delle problematiche storicamente denunciate all'Autorità, si farà riferimento ad una definizione “ampia” di TLR, che includa, almeno in una certa misura, anche i “supercondomini” e agglomerati residenziali simili, nonostante le indubbie peculiarità che caratterizzano i sistemi di produzione centralizzata del calore di questo tipo rispetto al teleriscaldamento propriamente detto.

1.2: configurazione di una rete di teleriscaldamento (“TLR”)

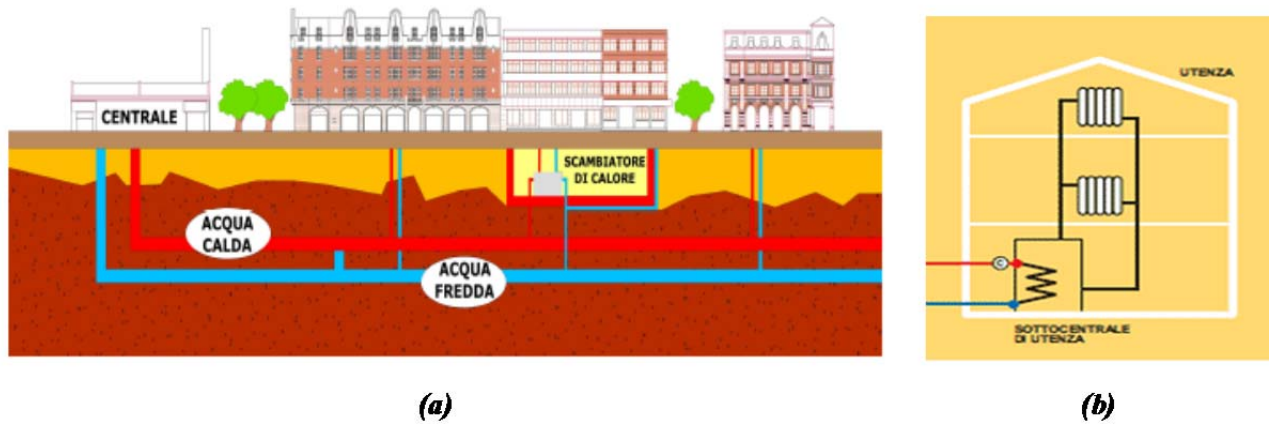
7. In una rete di TLR il calore prodotto dagli impianti di generazione circola nella rete attraverso un fluido vettore (acqua calda o surriscaldata a temperature che dipendono dalle specifiche tecniche della rete, vapore). Il fluido vettore distribuisce il calore agli utenti mediante le tubature di “mandata”, e ritorna alla centrale, ormai raffreddato, attraverso le tubature di “ritorno”. Nella centrale il fluido è nuovamente riscaldato e il ciclo ricomincia.

La rete di TLR è quindi una rete chiusa, connessa all'impianto (o agli impianti) di generazione del calore attraverso una doppia rete di tubature.

8. Come evidenziato in Figura 1, le componenti principali di un sistema di teleriscaldamento sono: una **centrale termica**, ove viene prodotto il calore, una **rete di trasporto e distribuzione**, costituita da speciali condotte sotterranee, e un insieme di **sottocentrali d'utenza**, dove è posto uno scambiatore di calore.

¹⁹ Cfr. Bottio I., Caminiti N.M., Gangale F., Stefanoni M., Magnelli T., *Teleriscaldamento e sistemi energetici integrati*, ENEA, 2008.

Figura 1 – Rappresentazione schematica di un sistema di teleriscaldamento

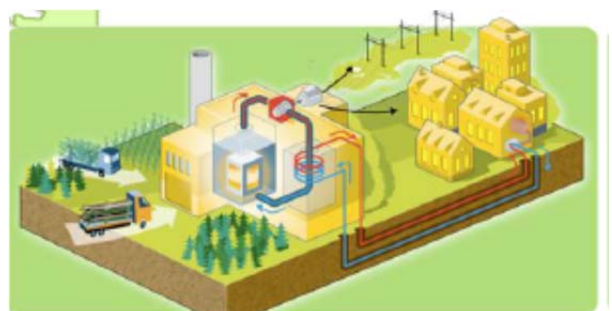


9. Normalmente la rete è alimentata da una centrale di generazione che fornisce il carico di base e può quindi funzionare in maniera efficiente, alla quale vengono affiancate una o più caldaie di integrazione e riserva – costituite sempre da impianti di sola generazione calore – destinate a coprire le punte o eventuali guasti alla centrale principale. Il dimensionamento e il numero delle centrali di generazione dipende, oltre che dalla domanda complessiva, dall'estensione della rete e dalla densità della domanda: reti più estese con domanda meno densa possono richiedere più caldaie di integrazione, per far giungere la necessaria quantità di calore a tutti gli utenti.

10. Per generare calore può essere utilizzata una grande varietà di combustibili: gas naturale, biomasse, rifiuti solidi urbani, carbone, olio combustibile. Il calore può anche essere prodotto da terzi (p.es., impianti industriali) o da fonti naturali (p.es., fenomeni geotermici) e poi convogliato nella rete di distribuzione.

11. Gli impianti di generazione del vapore possono essere di due tipi: **semplici** - caldaie che producono esclusivamente calore, utilizzate solitamente solo nei primi anni di avviamento, quando l'utenza è in fase di acquisizione, mentre a regime sono usati come generatori di integrazione (per coprire i picchi di richiesta termica) o di riserva – o **combinati** – impianti costituiti da gruppi che consentono la produzione contemporanea di energia elettrica e calore (cogenerazione).

Sempre più spesso la produzione di calore avviene in impianti di cogenerazione, nei quali viene sfruttato il calore prodotto dalla generazione di energia elettrica. Il teleriscaldamento basato su tali impianti riesce a raggiungere elevati livelli di efficienza nella trasformazione dei combustibili in energia.



12. Tra le tecnologie a cogenerazione più utilizzate nel teleriscaldamento troviamo i motori a combustione interna²⁰, i cicli a vapore²¹, turbine a gas²², cicli combinati²³, microturbine²⁴. La frontiera tecnologica è rappresentata dalle pompe di calore²⁵ e dal solare termodinamico²⁶.

13. La rete di distribuzione può essere distinta in due parti: la *rete primaria* o *dorsale*, che trasporta il fluido dalla centrale di generazione all'area dove si trovano le utenze ed è posata in suolo pubblico sotto la sede stradale, e la *rete secondaria*, costituita dalle tubazioni che conducono dalla dorsale alle utenze.

²⁰ I motori a combustione interna comprendono i grandi motori diesel a gasolio o olio combustibile di tecnologia navale e i motori a ciclo Otto a gas naturale. Nelle applicazioni per teleriscaldamento si recupera il calore dai gas di scarico e dai processi di raffreddamento dell'olio e dell'acqua. I principali vantaggi offerti dai motori a combustione interna sono:

- disponibilità per taglie a partire già da soli 15 kW;
- facile modularità;
- elevati rendimenti anche a carichi ridotti;
- elevata flessibilità rispetto alle variazioni di domanda di calore e di energia elettrica.

Necessitano però di manutenzione piuttosto complessa e le unità di taglia elevata possono presentare problemi di trasmissione delle vibrazioni.

²¹ Sistemi caldaia-turbina a vapore che possono operare a condensazione, a spillamento oppure a contropressione. Con questi sistemi il calore è prodotto prelevando dalla turbina una parte del vapore prima che abbia completato l'espansione, oppure utilizzando il vapore prodotto dal recupero del calore dei gas di scarico della turbina.

La turbina a spillamento consente una maggiore flessibilità operativa in funzione delle variazioni del carico elettrico e termico, mentre quella a contropressione ha una resa complessiva maggiore.

I principali vantaggi di questi sistemi sono:

- rendimenti elevati;
- possibilità di utilizzare combustibili meno pregiati;
- alta affidabilità di esercizio.

Gli aspetti più critici, invece, sono la mancanza di taglie disponibili per piccole installazioni e la limitata flessibilità rispetto alle variazioni di domanda di calore ed energia elettrica.

²² Sono tecnologie di derivazione aeronautica o industriale e presentano il vantaggio di rapida messa in produzione, ridotti costi di investimento e possibilità di esercizio completamente automatico. Nel teleriscaldamento si sfrutta l'elevata temperatura dei gas di scarico per la produzione di vapore o più raramente di acqua calda.

Presentano un basso rendimento elettrico e problemi di rumorosità, ma hanno l'enorme vantaggio di poter essere regolate, in fase di funzionamento, per inseguire le esigenze di carico, semplicemente agendo sulla quantità di gas immesso, esattamente come avviene per il motore di un aereo.

²³ Questi sistemi abbinano le turbine a gas con il ciclo a vapore, cioè il gas di scarico dalla turbina fornisce calore ad una caldaia a recupero in cui si produce vapore ad alta pressione, utilizzato per azionare una turbina a vapore. Entrambe le turbine sono associate a generatori elettrici e si raggiungono rendimenti molto elevati. Per il teleriscaldamento si utilizza il calore refluvo della turbina a vapore, riducendo però il rendimento elettrico.

Questo tipo di impianto oltre ad un alto rendimento consente anche una grande flessibilità operativa che permette di bilanciare la produzione termica o elettrica in base alle esigenze. I cicli combinati rappresentano oggi la tecnologia termoelettrica più avanzata a disposizione.

²⁴ Sono sistemi costituiti da turbine a gas a singolo stadio per potenze elettriche da 30 a 100 kW. Sono sistemi adatti per la cogenerazione diffusa sul territorio, in alternativa ai piccoli motori a combustione interna. Presentano un buon rendimento rispetto alla taglia, bassi costi di manutenzione, flessibilità per quanto riguarda il combustibile utilizzabile (gas naturale, benzina, kerosene gasolio) e basse emissioni inquinanti.

²⁵ I sistemi a pompa di calore possono alimentare reti di TLR. La pompa di calore è in grado di trasferire calore da un corpo a temperatura più bassa a uno a temperatura più alta, utilizzando il principio di funzionamento del frigorifero, capace di invertire il flusso naturale del calore che in natura, come noto, fluisce da un livello (temperatura) più alto a uno più basso. Ciò avviene utilizzando appositi compressori. La maggior parte delle applicazioni esistenti (p.es. Milano – Canavese) utilizza acqua di falda a circa 14° C. Possono essere alimentate anche da energia geotermica.

²⁶ Si tratta di sistemi nei quali l'energia solare è utilizzata per riscaldare un fluido termoconvettore dotato di modesto calore specifico alla temperatura desiderata. Il fluido è poi utilizzato per trasportare il calore alle utenze.

Nel caso di reti molto grandi, con centrali di generazione anche distanti dalla rete di distribuzione, è possibile distinguere anche una “rete di trasporto”, formata da grandi tubature, che trasportano il calore dalle centrali di generazione fino alla vera e propria rete primaria di distribuzione.

14. L'architettura di rete può essere varia: *ad albero, ad anello, a maglie*. La prima è utilizzata più spesso nelle reti più piccole, perché minimizza la lunghezza delle tubature, pur esponendo più utenze alle conseguenze di guasti nella rete; le altre due sono utilizzate in aree urbane estese e più densamente popolate.

15. Il sistema di distribuzione può essere diretto o indiretto.

Nel sistema diretto, un unico circuito idraulico collega la centrale di produzione con le unità terminali, ossia i corpi scaldanti (termosifoni, radiatori, pannelli radianti, etc.) dell'utente.

Nel sistema indiretto – utilizzato nella maggior parte delle reti italiane - sono presenti due circuiti separati, in contatto tra loro attraverso uno scambiatore di calore collocato nei pressi dell'utenza. Giunta allo scambiatore, il fluido della rete trasferisce al fluido dell'impianto di distribuzione interna dell'edificio il calore necessario per riscaldare gli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria.

16. Nel sistema indiretto, quindi, gli scambiatori di calore costituiscono l'interfaccia tra la rete di TLR e la rete interna all'edificio da riscaldare (condomini con riscaldamento centralizzato o edifici unifamiliari). Essi costituiscono le “sottocentrali di utenza”, in corrispondenza delle quali viene installato un contatore (rappresentato dal simbolo © nella figura 1b) che serve a misurare la quantità di calore ceduta complessivamente all'utenza collegata allo specifico scambiatore di calore.

Nel caso in cui allo scambiatore siano allacciate più utenze, presso ciascuna di esse è installata una apposita apparecchiatura che consente di gestire autonomamente le temperature dei locali e di registrare i relativi consumi.

17. Il sistema indiretto, a fronte di maggiori costi di investimento, consente di utilizzare componenti a bassa pressione per l'impianto dell'utente, semplifica la manutenzione e l'individuazione delle perdite e rende più efficiente la regolazione e la contabilizzazione del calore. Esso è tipicamente utilizzato nelle reti maggiori dimensioni. Esso inoltre può semplificare l'allacciamento di edifici già esistenti e con un proprio sistema indipendente di generazione calore alla rete di TLR. In questi casi, infatti, l'impianto di distribuzione interno agli edifici allacciati alla rete resta inalterato e lo scambiatore di calore sostituisce la caldaia convenzionale.

18. Le tubazioni da cui è costituita la rete possono essere in acciaio, ghisa, vetroresina o materiale plastico, coibentate con lana di roccia o di vetro o schiuma di poliuretano espanso, ed esternamente sono protette con una guaina bituminata o con resine termoindurenti. Le più utilizzate ora sono le tubazioni pre-coibentate, specifiche per reti di teleriscaldamento, con un sistema integrato di localizzazione delle perdite.

19. Il TLR permette di realizzare alcuni benefici energetici e ambientali.

Sul piano dell'efficienza energetica, *a parità di combustibile impiegato*, esso permette di produrre calore mediante impianti con rendimenti più elevati e, soprattutto, permette di utilizzare il calore altrimenti disperso generato dalla produzione di energia elettrica.

Sul piano ambientale, *a parità di calore prodotto*, il TLR può consentire una significativa riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, rispetto alla somma di quelle prodotte dalla combustione nelle caldaie individuali o condominiali sostituite.

Infine, il TLR fornisce un modo per impiegare il calore generato dall'incenerimento dei rifiuti, con evidenti benefici ambientali (minor ricorso allo smaltimento in discarica) ed energetici.

La dimensione dei benefici indicati cambia caso per caso e va paragonata ai costi di costruzione ed esercizio della rete di TLR.

1.3: Cenni storici²⁷

20. L'idea di trasportare calore mediante tubi in cui scorre acqua calda è fatta risalire da alcuni addirittura ai sistemi termali romani. Nel corso del Medioevo furono attivi alcuni sistemi basati su acqua calda termale. Uno di essi – risalente al XIV secolo e basato su una fonte geotermica che riscalda l'acqua a 82°C, poi distribuita attraverso tubature di legno – è ancora in funzione in Francia a Chaudes-Aigues. I cittadini di Chaudes-Aigues, come risulta dalla documentazione storica, erano tenuti al pagamento di un canone per l'uso dell'acqua già nel 1332.

Nel diciottesimo secolo si moltiplicarono gli esperimenti dimostrativi, tra cui quello condotto da Benjamin Franklin a Filadelfia nel 1748 (una serie di edifici riscaldati attraverso il vapore prodotto da una fornace posta in una cantina sotterranea) e quello del riscaldamento mediante aria calda della reggia prussiana di Potsdam (1769).

21. Il primo sistema di teleriscaldamento ad avere successo commerciale fu inventato dall'ingegnere idraulico statunitense Birdsill Holly. Holly mise a punto nel 1876 un sistema circolare basato su condutture interrate che trasportavano vapore nel proprio giardino e il successivo ottobre 1877 installò il primo sistema di teleriscaldamento a Lockport, New York, USA. Tale sistema era costituito da una grande caldaia centralizzata che forniva



²⁷ Cfr. Werner S., *Possibilities with more district heating in Europe – Ecoheatpower Project Final Report*, Euroheat & Power, 2005-2006 e Gallo G., *Skyscrapers and District Heating, an inter-related History 1876-1933*, *Construction History*, 19, 2003. Varie notizie sono state tratte anche dal sito dell'Associazione Danese per il Teleriscaldamento, dalla voce *District Heating* della Wikipedia e dai siti Internet di associazioni che si occupano di TLR.

vapore moderatamente pressurizzato a un gruppo di edifici circostanti attraverso un sistema chiuso di tubazioni di mandata e di ritorno, pesantemente isolate per ridurre le perdite di calore; ogni consumatore pagava la quantità di vapore consumata, determinata attraverso la misurazione dell'acqua derivante dalla condensazione del vapore. Il successo di tale primo sistema spinse diverse città nordamericane ad installare sistemi di teleriscaldamento basati su tubature che trasportavano vapore prodotto dalla combustione del carbone. Il sistema di produzione centralizzata del calore appariva infatti non solo più efficiente, ma anche capace di ridurre i rischi di incendio derivanti dall'uso domestico di bracieri e stufe a carbone. Nel 1882 entrò in funzione il sistema di teleriscaldamento a vapore di New York, che è tuttora in attività e fornisce calore e raffrescamento a oltre 100.000 strutture commerciali e residenziali situate nell'isola di Manhattan.

22. Il successo statunitense stimolò vari piccoli esperimenti nei paesi nel Nord Europa, specialmente in Germania, dove nel 1896, ad Amburgo, fu anche sperimentata la prima centrale di generazione del calore alimentata dai rifiuti urbani. Nel 1900 a Dresda fu costruito un più ampio sistema di teleriscaldamento, destinato a riscaldare senza creare rischi di incendio 11 edifici reali e pubblici situati nell'antico centro cittadino e contenenti tesori artistici di inestimabile valore. Nel 1903 entrò in attività la prima rete di TLR danese, a Frederiksberg, nei pressi di Copenaghen; tale rete era alimentata da un impianto di cogenerazione di elettricità e calore che impiegava come combustibile i rifiuti cittadini; il calore prodotto, trasportato attraverso vapore, riscaldava l'ospedale, un Albergo per i poveri e una casa per i bambini.

23. Dopo la Prima Guerra Mondiale, le reti di TLR si diffusero in vari paesi europei. In Germania, le difficili condizioni economiche del paese e l'occupazione militare della Ruhr nel primo dopoguerra fecero emergere il TLR come un modo efficiente per far fronte alla scarsità di fonti di energia. Reti commerciali di TLR entrarono in attività ad Amburgo nel 1921, a Kiel nel 1922, a Lipsia nel 1925 e a Berlino nel 1927. Le reti di TLR conobbero un certo sviluppo anche in Danimarca (quella di Copenaghen è del 1925 e ancora oggi la parte più antica della rete della capitale danese funziona a vapore) e, in misura minore, in Svezia e in Finlandia. La rete geotermica di TLR di Reykjavik, in Islanda, iniziò ad operare nel 1930; altre reti entrarono in attività a Utrecht (1927), Parigi (1930) e Zurigo (1933).

24. Nella neonata Repubblica Socialista Sovietica il TLR trovò posto già nel primo piano di elettrificazione del 1920, assieme alla co-generazione, come mezzo per contenere la domanda di combustibili per riscaldamento. La prima rete di TLR entrò in funzione a Leningrado (oggi San Pietroburgo) nel 1924, mentre il primo nucleo di quella moscovita – che oggi è la più grande al mondo – cominciò a distribuire calore nel 1928. Dopo la Seconda Guerra Mondiale, lo sviluppo del TLR proseguì, estendendosi nei paesi del blocco socialista – dove il TLR divenne la modalità di riscaldamento urbano per eccellenza - e in quelli scandinavi (nel 1953 entrarono in attività le reti di Stoccolma e

di Helsinki). Lo sviluppo delle reti fu favorito anche dall'invenzione dei tubi pre-isolati, che ridusse significativamente il costo della rete.

25. Un forte impulso allo sviluppo del TLR – in particolare accoppiato alla cogenerazione e all'utilizzo dei rifiuti come combustibile – venne dalla crisi energetica dei primi anni '70. La rete di Parigi, per esempio, fu ampliata e potenziata²⁸, mentre in Danimarca il TLR divenne uno degli assi portanti della politica energetica nazionale.

1.4: Cenni storici sul TLR in Italia

26. Lo sviluppo del TLR in Italia è avvenuto molto in ritardo rispetto al resto d'Europa. A ciò hanno contribuito sia le condizioni climatiche – mediamente meno rigide –, sia il programma di metanizzazione avviato nell'Italia Settentrionale – l'area più promettente per lo sviluppo del TLR – già negli anni '50 con lo sfruttamento dei giacimenti della Pianura Padana.

Le prime realizzazioni risalgono agli anni '70: le reti di Modena (Quartiere Giardino, 1971), Brescia (1972), Mantova (prima e più importante rete alimentata dal calore di recupero di un impianto industriale, nel caso specifico la raffineria IES²⁹, 1972), Verona (Forte Procolo, 1973), Reggio Emilia (Rete 1 e Pappagnocca, 1979). Mentre la rete di Modena – Quartiere Giardino è nata in connessione con un progetto isolato di nuova urbanizzazione, le realizzazioni a Mantova, Brescia, Verona e Reggio Emilia sono stati i nuclei di reti che si sono progressivamente estese a gran parte del territorio cittadino. Tra di esse, la rete di Brescia³⁰ è stata quella che si è sviluppata più rapidamente, raggiungendo nel 1990 i 20 milioni di mc teleriscaldati, pari alla metà della volumetria teleriscaldata in Italia al tempo.

27. Negli anni '80-'90 entrarono in attività reti in numerose città italiane, alcune di dimensioni limitate e collegate a specifiche iniziative residenziali (p.es., Roma), altre facenti parte di un organico progetto volto a teleriscaldare porzioni significative della

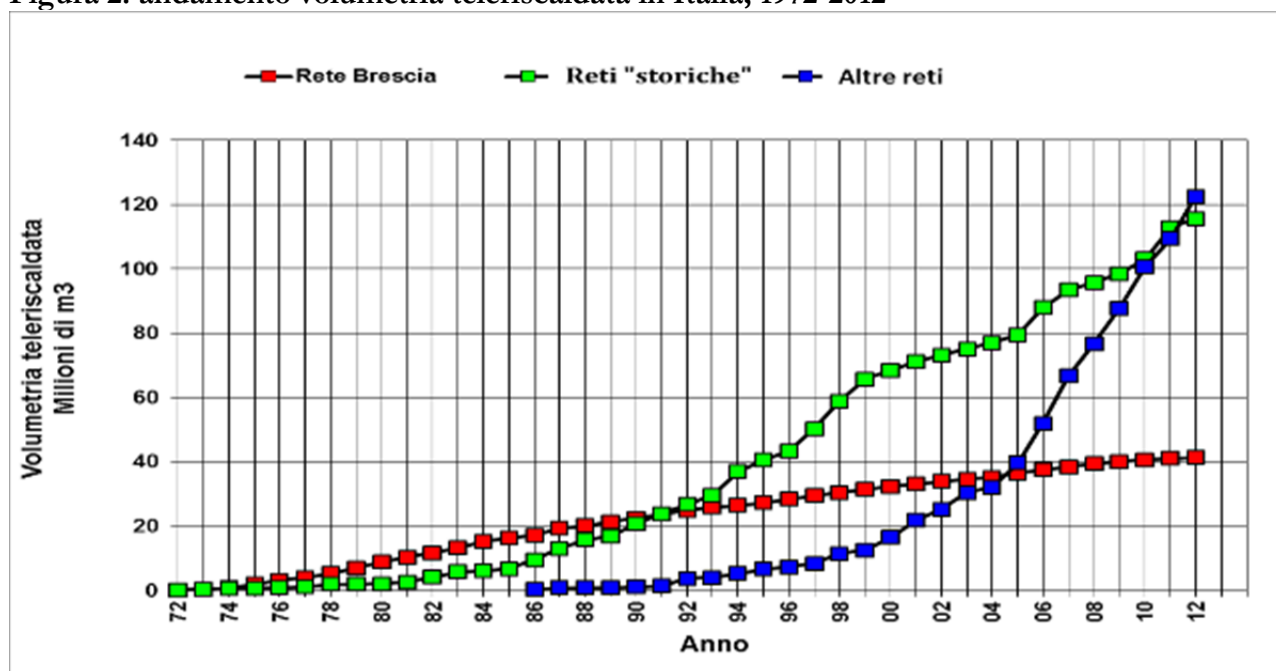
²⁸ Oggi la rete di TLR parigina soddisfa circa un quarto della domanda di calore per riscaldamento della città. Essa comprende circa 413 km di tubazioni ed è servita da due impianti di cogenerazione. I combustibili principali sono i rifiuti (50%) e il carbone (30%).

²⁹ Oggi il calore proviene dall'impianto EniPower di Mantova.

³⁰ Alla fine degli anni '60, precedentemente alla prima crisi energetica, l'Azienda Servizi Municipali ("ASM") di Brescia ha sviluppato il progetto di massima del teleriscaldamento che prevedeva, a quel tempo, di riscaldare un terzo della città, con calore recuperato da impianti di produzione di energia elettrica. Nel 1972 è stato avviato l'esperimento pilota nel quartiere di Brescia Due in costruzione, mediante un impianto di riscaldamento centralizzato, alimentato da una piccola centrale termica tradizionale, provvisoriamente installata in loco. La buona accoglienza del nuovo servizio di teleriscaldamento da parte della popolazione ha fatto sì che lo stesso si sviluppasse velocemente in termini di acquisizione di nuove utenze e, conseguentemente, di potenziamento della rete e della centrale di produzione. Nel 1974 è stato approvato il piano per l'intera città, da realizzarsi in fasi successive. Dal 1972 al 1977 il calore è stato prodotto mediante caldaie semplici ad alto rendimento, installate nell'area della Centrale Sud Lamarmora, che hanno costituito il primo nucleo degli attuali impianti. Uno di questi generatori è tuttora disponibile all'esercizio con funzioni di produzione di calore a copertura delle punte invernali oltre che di riserva. Dal 1978, con l'entrata in esercizio del primo gruppo di cogenerazione della Centrale Sud Lamarmora, alla produzione di solo calore si è aggiunta quella di energia elettrica. Agli inizi del 1981 la Centrale Sud Lamarmora è stata potenziata con un secondo gruppo di cogenerazione con caratteristiche analoghe al primo e, nella stagione termica 1987-88, da una caldaia policombustibile, funzionante cioè a gas metano, olio combustibile e carbone, anche in combustione mista. Nel 1992 è stato installato un'ulteriore gruppo turbina-alternatore ed infine nel 1998 è entrato in funzione il termovalorizzatore.

città (Alba, Cuneo, Cremona, Vicenza, Ferrara, Torino ecc.). La maggior parte di queste reti sono alimentate da impianti di cogenerazione di calore ed elettricità. A Ferrara fu avviato nel 1987 un servizio basato sull'utilizzo di acqua calda geotermica, che costituisce, accanto a quelle di minori dimensioni realizzate in Toscana (p.es., Pomarance, Castelnuovo Val di Cecina, Larderello, ecc.), un punto di riferimento internazionale per lo sviluppo di reti di TLR basate sulla geotermia. A partire dagli anni '90, sono inoltre entrate in esercizio in numerosi piccoli centri montani reti di TLR alimentate da impianti a biomassa.

Figura 2: andamento volumetria teleriscaldata in Italia, 1972-2012



Fonte: AIRU

28. La prima fase di sviluppo del TLR è stata segnata dall'impegno delle Amministrazioni Comunali, attraverso le aziende municipalizzate incaricate della distribuzione del gas e di altri servizi pubblici. Grazie ai successivi avanzamenti tecnologici – in particolare negli impianti cogenerativi -, è diventato possibile costruire reti di TLR anche da parte di soggetti privati, che appaiono oggi gli investitori più interessati al settore, anche grazie all'incentivazione dell'efficienza energetica, della cogenerazione e delle rinnovabili termiche.

1.5 Stadio di sviluppo del TLR in Europa

29. L'allarme per le conseguenze delle emissioni climalteranti – in particolare, CO₂ – ha portato ad individuare nella cogenerazione di elettricità e calore una delle principali modalità di riduzione di tali emissioni, attraverso un uso efficiente dell'energia. Ciò ha condotto ad un rinnovato interesse per il TLR, come modalità principe di utilizzazione del calore generato sia da fonti fossili, sia da fonti rinnovabili. Inoltre, gli avanzamenti tecnologici permettono sempre più spesso di creare sistemi in grado sia di teleriscaldare

che di *teleraffrescare* gli utenti, permettendo non solo un ulteriore risparmio di energia, ma anche una potenziale riduzione delle tariffe agli utenti, grazie alla distribuzione dei costi fissi d'impianto anche sulle *frigorie* fornite.

30. Lo sviluppo della cogenerazione – il cui calore è impiegato primariamente nel TLR - è stato l'asse portante della Direttiva 8/2004 sull'efficienza energetica.

La nuova direttiva 27/2012 sull'efficienza energetica fa dei sistemi efficienti di riscaldamento e raffrescamento uno dei cardini della politica energetica dell'Unione Europea, fondamentale per raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico fissati per il 2020.

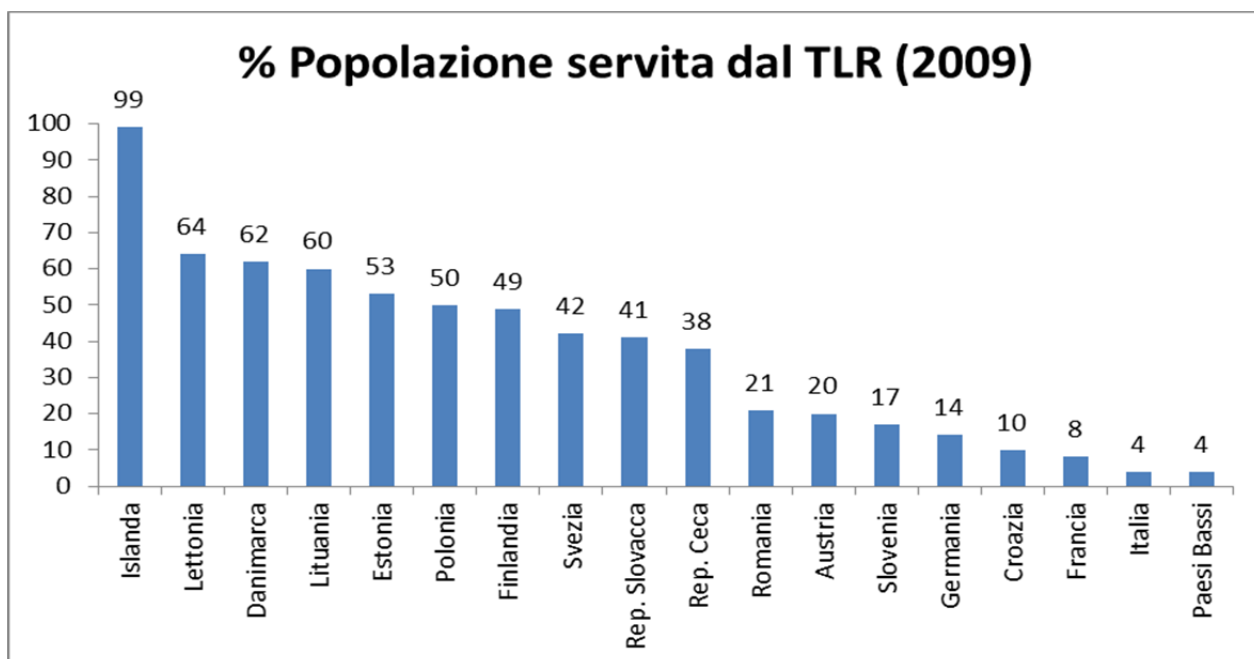
La Direttiva definisce all'art. 2(41) come *“teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti”* *“un sistema di teleriscaldamento o teleraffreddamento che usa per almeno il 50 % energia rinnovabile, il 50 % calore di scarto, il 75 % calore cogenerato o il 50 % una combinazione di tale energia e calore”*.

Nel medesimo articolo, al punto 42, il *“riscaldamento e raffreddamento individuale efficiente”* viene definito rispetto al teleriscaldamento / teleraffrescamento come *“ un'opzione di fornitura individuale di riscaldamento e raffreddamento che, rispetto al teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti, riduce in modo misurabile l'apporto di energia primaria non rinnovabile necessaria per rifornire un'unità di energia erogata nell'ambito di una pertinente delimitazione di sistema o richiede lo stesso apporto di energia primaria non rinnovabile ma a costo inferiore, tenendo conto dell'energia richiesta per l'estrazione, la conversione, il trasporto e la distribuzione”*.

La Direttiva individua quindi nel teleriscaldamento / teleraffrescamento efficiente l'opzione preferita per il risparmio energetico, date le potenzialità che esso offre di utilizzare calore che verrebbe altrimenti disperso.

31. Il TLR ha un grado di sviluppo molto diversificato nei diversi paesi europei, come emerge dalla figura seguente. In Italia, il 4% della popolazione era servito dal TLR nel 2009.

Fig. 3: popolazione servita dal TLR nell'Unione Europea, 2009



Fonte: Euroheat & Power, District Heating and Cooling - Country by Country 2011 Survey

32. Il TLR è molto diffuso nei paesi scandinavi (con l'esclusione della Norvegia) e baltici e, in misura minore, nell'ex-Cecoslovacchia. Alcune tra le maggiori città svizzere, rumene, austriache, slovene, tedesche e croate dispongono di reti di TLR, che talvolta coprono gran parte della città. In Francia il fenomeno riguarda Parigi e un pugno di cittadine, mentre in Olanda la rete di maggior rilievo è quella che copre parte di Amsterdam. Nel Regno Unito vi sono diverse reti – tra cui la maggiore è quella di Sheffield – che servono meno del 4% della popolazione, mentre in Norvegia il TLR è pochissimo sviluppato (1% della popolazione). Una rete di TLR è stata recentemente costruita anche in Spagna, a Barcellona.

Al di fuori dell'Unione Europea, il TLR ha conosciuto uno sviluppo significativo in Russia (la rete di Mosca è la più grande del mondo) e Corea del Sud (8% della popolazione). Negli Stati Uniti, oltre alla rete di Manhattan, vi sono altre 130 reti minori, ma complessivamente meno dell'1% degli abitanti è servita dal TLR.

33. Circa il 75% del calore utilizzato nelle reti di TLR europee può essere classificato come "calore riciclato", cioè calore proveniente da impianti di cogenerazione alimentati da combustibili fossili o rinnovabili (tra cui i rifiuti) e da processi industriali. Meno del 10% proviene da impianti di sola generazione calore alimentati da fonti rinnovabili, mentre il rimanente proviene da caldaie alimentate a combustibili fossili.

2. Il settore del TLR in Italia e in alcuni paesi europei

2.1 Stadio di sviluppo in Italia

34. L'AIRU stima che in Italia alla fine del 2011 fossero in esercizio almeno 200 reti di TLR, almeno 90 delle quali alimentate prevalentemente o esclusivamente a biomasse (esclusi i rifiuti soli urbani). Le reti a biomassa, di piccole o piccolissime dimensioni, risultano difficili da censire e quindi il loro numero esatto è ignoto.

Le reti di TLR sono presenti in almeno 170 città di ogni dimensione, da Milano e Torino a Coredò (TN).

Nella maggior parte delle reti il vettore del calore è l'acqua calda (80-95°C di mandata). L'acqua surriscaldata (110–120°C di mandata) è utilizzata in 40 reti e il vapore in 6 reti.

35. La domanda di energia per riscaldamento e raffrescamento rappresentava in Italia nel 2010 – secondo i dati riportati nel documento del marzo 2013 che delinea la Strategia Economica Nazionale – circa il 45% dei consumi finali di energia. Circa il 5% della domanda di calore è attualmente soddisfatta attraverso il TLR.

Le reti di TLR si sono sviluppate soprattutto nell'Italia Settentrionale, a causa di fattori climatici e del basso livello di metanizzazione delle aree montane.

Attualmente, circa il 5% della volumetria abitativa dell'Italia Settentrionale è teleriscaldata, concentrata in un centinaio di città medie e grandi e in una settantina di piccoli Comuni alpini, corrispondenti a 2,5-3 milioni di abitanti.

L'85% della volumetria teleriscaldata è concentrato in Lombardia (45%), Piemonte (27%) e Emilia Romagna (14%), ma in termini di m³ per abitante le regioni più teleriscaldate risultano il Piemonte (16,7 m³ per abitante) e il Trentino Alto Adige (16,5 m³ per abitante), seguite dalla Lombardia e dalla Valle d'Aosta (circa 13 m³/abitante) e dall'Emilia Romagna (circa 9,5 m³/abitante)³¹.

Torino è la città più teleriscaldata d'Italia (circa metà della volumetria abitativa è allacciata alla rete di TLR torinese, che fornisce calore ad oltre 500.000 persone) ed una delle maggiori realtà del TLR in Europa.

36. Tra il 2000 e il 2011 la volumetria allacciata è aumentata ad un tasso medio annuo del 7,5%, passando da 109,8 a 260,3 milioni di metri cubi. Negli ultimi anni la volumetria teleriscaldata è aumentata prevalentemente grazie all'ampliamento delle reti esistenti. Accanto ad esse sono entrate in attività diverse reti di piccole dimensioni³², nonché la rete di Piacenza, alimentata dal calore proveniente dalla centrale elettrica a ciclo combinato di Enipower di Piacenza. Nella maggior parte dei casi, le piccole nuove reti sono gestite da nuovi operatori.

³¹ Fonte: AIRU, Annuario 2012.

³² Nel 2010-2011, le reti di Cairo Montenotte (SV), Modena – Comparto ex-Mercato, Mirandola (MO), Coredò (TN), Temù e Ponte di Legno (SO), Cesena – Polo Ospedaliero Bufalini, Busto Arsizio (VA), Castegnato (BS), La Thuile (AO).

37. Nel 2011 la lunghezza complessiva delle tubazioni era di 2952 km, 2,7 volte più che nel 2000. A causa della minore densità abitativa delle reti più recenti, il calore prodotto per km di rete è passato da circa 4 GWh del periodo 1986-2000 a valori medi di poco superiori a 3 GWh/km del periodo 2007-2011.

2.2 Capacità di generazione, energia prodotta e fornita, tipologia di impianti e fonti di energia

38. Alla fine del 2011 era installata una capacità di generazione del calore a servizio delle reti di TLR di quasi 7.000 MWt, costituita per il 16% circa da impianti di cogenerazione dedicati, per il 15% circa da centrali termoelettriche che cedono il calore generato nel corso della produzione di energia elettrica, per il 9% da impianti di combustione di biomasse e rifiuti solidi urbani, per l'1% da impianti a fonte geotermica, pompe di calore e recupero del calore industriale e per il restante 59% da caldaie di integrazione e riserva dedicate (cfr. tabella 1).

Tab. 1: capacità di generazione installata al 31/12/2011, per tecnologia, e variazioni rispetto al 2010

| | Potenza installata al 31/12/2011 | | Numero impianti | Variazioni 2010 - 2011 | | |
|--|----------------------------------|---------------|-----------------|------------------------|--------------|---------|
| | Elettrica (MWe) | Termica (MWt) | | MWe | MWt | N. imp. |
| Impianti di cogenerazione dedicati | 772 | 1.031 | | | | |
| <i>Turbina a vapore (combustibili fossili)</i> | 157,7 | 347,4 | 4 | - | - | - |
| <i>Motore alternativo a gas</i> | 273,1 | 274,6 | 136 | 2,7% | 1,9% | +6 |
| <i>Ciclo combinato TG-TV</i> | 258,4 | 267,3 | 8 | | | 0 |
| <i>Turbina a gas</i> | 82,3 | 141,2 | 9 | -22,3% | -21,1% | -3 |
| <i>Microturbina a gas; motore alternativo diesel</i> | 0,655 | 0,906 | 4 | 133% | 90,3% | +1 |
| Centrali Termoelettriche | | 1.065 | 3 | | 26% | +1 |
| Termovalorizzatori RSU | | 392 | | | 11,6% | |
| Impianti a biomassa di sola combustione | | 197 | | | 7,2% | |
| Impianti a biomassa di cogenerazione | 33,3 | 67 | | 2,1% | 4,8% | |
| <i>Turbina a vapore (biomasse)</i> | 29,9 | 63,3 | 3 | 2%,4 | 5,1% | +1 |
| <i>Motore alternativo a biogas</i> | 3,3 | 4,1 | 3 | | | 0 |
| Fonte geotermica | | 41 | | | | |
| Recupero da processo industriale | | 10,6 | | | | |
| Pompe di calore | | 20,3 | | | | |
| Caldaie di integrazione e riserva | | 4.115 | | | 11,9% | |
| Totale | 805 | 6.940 | | -5,5% | 10,1% | |

Fonte: AIRU, *Annuario 2012*

39. Questa capacità è stata utilizzata per produrre nel 2011 circa 8.645 GWh di energia termica e 95,4 GWh di energia frigorifera, oltre a energia elettrica. Circa l'85% dell'energia termica prodotta è stata fornita agli utenti. Il rimanente 15% è stato assorbito dalle perdite di rete, nonché dagli autoconsumi di centrale. La tabella 2 riporta i dati relativi all'energia prodotta e fornita agli utenti nel 2009-2011.

Tab. 2: produzione lorda ed energia fornita all'utenza, 2009-2011

| Energia | Produzione lorda | | | Fornita all'utenza | | | Energia fornita / Energia prodotta | | |
|---------------------|------------------|-------|-------|--------------------|-------|-------|------------------------------------|-------|-------|
| | 2011 | 2010 | 2009 | 2011 | 2010 | 2009 | 2011 | 2010 | 2009 |
| Termica (GWht) | 8.645 | 8.999 | 7.786 | 7.322 | 7.746 | 6.734 | 84,7% | 86,1% | 86,5% |
| Frigorifera (GW hf) | 95 | 98 | 129 | 94 | 97 | 128 | 99,0% | 99,0% | 99,0% |
| Elettrica (GWhe) | 5.435 | 5.592 | 4600 | 5.201 | 5.357 | 4.406 | 95,7% | 95,8% | 95,8% |

Fonte: AIRU, *Annuario 2012*

40. Circa metà della produzione di calore proviene dagli impianti di cogenerazione a combustibile fossile (che rappresentano solo il 30% della capacità installata). Gli impianti a fonte rinnovabile e le pompe di calore, pur rappresentando solo il 10% della capacità disponibile, hanno contribuito per oltre un quinto del calore generato. Il rimanente quarto del calore generato proviene dalle caldaie di integrazione e riserva o di base a combustibili fossili (che costituiscono circa il 60% della capacità installata).

Tab. 3: Energia termica prodotta (GWht), per tipologia di impianto, 2009-2011

| | 2011 | | 2010 | | 2009 | |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Cogenerazione fossile (*) | 4.361 | 50,4% | 4.565 | 50,7% | 4.075 | 52,3% |
| Caldaie a combustibili fossili | 2.277 | 26,3% | 2.587 | 28,7% | 2.284 | 29,3% |
| Fonti rinnovabili (**) | 1.974 | 22,8% | 1.843 | 20,5% | 1.426 | 18,3% |
| Pompe di calore | 32,4 | 0,4% | 3,66 | 0,04% | 1,29 | 0,02% |

(*) Centrali dedicate e centrali termoelettriche

(**) Biomasse, geotermia, recupero da processi industriali, rifiuti solidi urbani

Fonte: AIRU, *Annuari 2011 e 2012*

41. Come emerge dal confronto tra la tabella 1 e la tabella 3, quindi, gran parte della capacità termica installata viene utilizzata solo per coprire le punte di consumo. La copertura del carico di base sembra affidata soprattutto agli impianti di cogenerazione e agli impianti alimentati da rifiuti solidi urbani e rinnovabili.

La quota di calore generato da fonti rinnovabili è cresciuta di oltre il 24% tra il 2009 e il 2011.

42. Nel 2011 il TLR ha impiegato meno dell'1% delle fonti di energia disponibili³³. La tabella seguente riporta il contributo dei diversi combustibili e delle fonti di energia geotermica e da recupero utilizzati per la generazione di calore nel 2011, confrontata con quella del 2010 e del 1995.

³³ Secondo il bilancio energetico nazionale contenuto nella Relazione Annuale 2012 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, nel 2011 le fonti di energia disponibili per il consumo interno ammontavano a circa 184 Mtep. Di queste, solo 1,5 Mtep sono state utilizzate per il TLR.

Tab. 4: Fonti di energia utilizzate (2011, 2010 e 1995)

| | 2011 | 2010 | 1995 |
|---|------------------|------------------|----------------|
| Fossili | 80% | 85% | 97% |
| <i>Gas naturale</i> | 75,9 | 77,1 | 68,9 |
| <i>Carbone</i> | 2,9 | 2,4 | 12,5 |
| <i>Olio Combustibile</i> | 0,4 | 0,9 | 14,3 |
| <i>Energia prelevata dalla rete elettrica</i> | 1,0 | 4,5 | 1,4 |
| Rinnovabili | 20% | 15% | 3% |
| <i>Termovalorizzazione RSU</i> | 12,6 | 9,0 | 1,2 |
| <i>Biomasse</i> | 6,3 | 5,3 | 0 |
| <i>Geotermia</i> | 0,7 | 0,6 | 0,8 |
| <i>Recupero da processo industriale</i> | 0,1 | 0,2 | 0,8 |
| Totale fonti energetiche (TEP) | 1.554.770 | 1.607.520 | 556.631 |

TEP: tonnellate equivalenti di petrolio

Fonte: AIRU, *Annuari 2011 e 2012*

Emerge immediatamente il crescente ruolo delle fonti rinnovabili, costituite sia da rifiuti solidi urbani (+35% tra il 2010 e il 2011), sia da biomasse (+15%). Tuttavia, la fonte energetica largamente prevalente resta il gas naturale, che ha contribuito per oltre tre quarti dell'energia utilizzata per produrre calore (ed elettricità, nonché frigoriferie) nelle reti di TLR.

43. La distribuzione delle reti per numero, volumetria teleriscaldata e tecnologia prevalente di generazione del calore è riportata nella fig. 4 seguente.

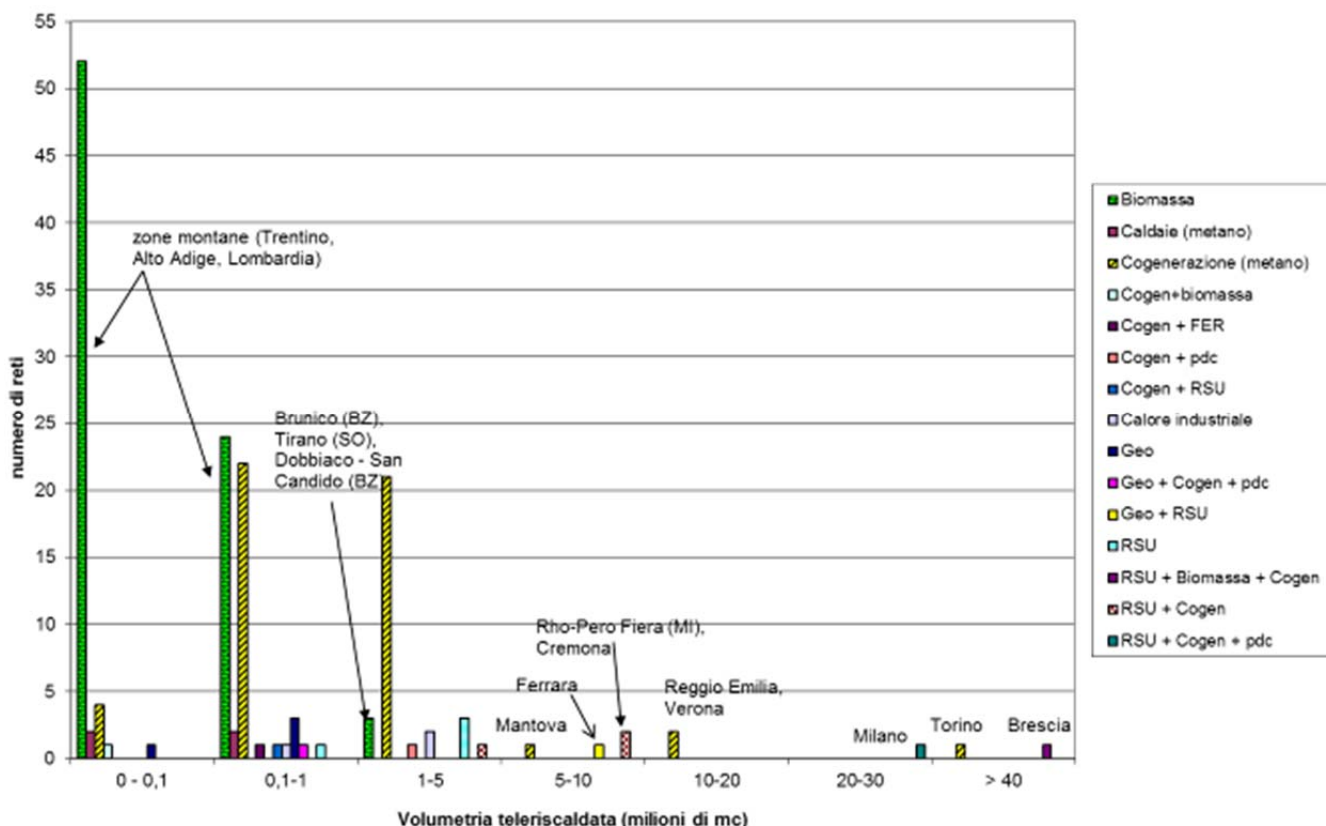
Emerge immediatamente come le reti a biomassa siano estremamente numerose ma anche generalmente molto piccole. Si tratta di reti la cui sostenibilità (economica e ambientale) è strettamente legata alla disponibilità locale di biomassa. I casi di Tirano, Brunico e Dobbiaco sono delle eccezioni, che si approvvigionano in ambiti più ampi delle piccole reti.

Anche astraendo dalle reti montane, dalla figura è evidente che la maggior parte delle reti è di dimensione medio-piccola, con una volumetria allacciata inferiore a 5 milioni di mc, ed utilizza una varietà di tecnologie di generazione del calore, anche in combinazione tra loro.

Nelle reti più grandi³⁴ prevale nettamente la cogenerazione a metano, affiancata dal calore proveniente dai termovalorizzatori. Tecnologie alternative affiancano una o entrambe a Ferrara (geotermia) e a Milano (pompe di calore).

³⁴ Le reti di Milano sono state raggruppate insieme.

Fig. 4: numero di reti di TLR per tecnologia di generazione del calore prevalente e volumetria teleriscaldata (2011)



Fonte: elaborazioni su dati AIRU

2.3 I principali operatori

44. Gran parte degli operatori del settore sono società controllate da Comuni. Tra questi i più importanti sono A2A S.p.A., IREN S.p.A., HERA S.p.A..

Gli operatori privati più importanti sono EGEA S.p.A., SEI S.p.A. (società del gruppo Kinexia) e T.C.V.V.V. S.p.A..

La maggior parte degli operatori è di piccola dimensione. In questo senso, il settore appare solo moderatamente concentrato, essendo il valore dell'indice HHI³⁵ inferiore a 1800.

La tabella seguente elenca le maggiori società presenti nel settore, riportando la quota sul totale dei metri cubi teleriscaldati a livello nazionale e l'assetto proprietario.

³⁵ L'indice di concentrazione Hirschman-Herfindahl è pari alla somma delle quote di mercato al quadrato, moltiplicata per 10.000.

Tab. 5: principali operatori del TLR (2011)

| | Assetto proprietario e di controllo | Quota su m3 teleriscaldati | Reti principali |
|-------------------------------|---|----------------------------|--|
| A2A Calore e Servizi S.p.A. | 100% A2A S.p.A., società quotata a sua volta controllata dai Comuni di Milano e Brescia | 27,9% | Milano, Brescia, Bergamo |
| Gruppo Iren ³⁶ | società quotata controllata dai Comuni di Torino, Genova e Reggio Emilia | 27,6% | Torino, Parma, Reggio Emilia, Piacenza, Genova Sanpierdarena |
| HERA S.p.A. | società quotata, controllata da un patto di sindacato tra vari comuni dell'Emilia-Romagna nonché Padova e Trieste | 6,7% | Bologna, Ferrara, Modena |
| AGSM Verona S.p.A. | Controllata dal Comune di Verona | 4,4% | Verona |
| EGEA S.p.A. | controllata da azionisti privati | 2,7% | Alba (CN), Acqui Terme (AL), Fossano (CN), Piosasco (TO), Canale (CN), Cortemilia (CN) |
| NET s.r.l. | Controllata dai comuni di Rho, Pero e Settimo Milanese | 2,6% | Rho (MI), Pero (MI) |
| AEM Gestioni S.p.A. | Controllata da LGH, a sua volta controllata congiuntamente dal Comune di Cremona | 2,0% | Cremona |
| Tea SEI Mantova | Controllata dal Comune di Mantova | 2,0% | Mantova |
| SEI | controllata da azionisti privati (gruppo Kinexia) | 1,7% | Grugliasco (TO), Rivoli (TO), Collegno (TO) |
| EniServizi | 100% ENI S.p.A., società quotata con partecipazione pubblica < 30% | 1,6% | San Donato Milanese (MI) |
| Azienda Pubbliservizi Brunico | Controllata dal Comune di Brunico | 1,2% | Brunico (BZ) |
| T.C.V.V.V. | circa 80% disperso tra molti azionisti privati, rimanente in mano a vari enti pubblici | 1,2% | Tirano (SO), Sondalo (SO) e Santa Caterina Valfurva (SO) |
| AGAM Monza | Gruppo ACSM-AGAM, controllato dai Comuni di Como e Monza; A2A ha il | 1,2% | Monza (MB) |

³⁶ Nel gruppo IREN la gestione della rete di TLR di Torino è effettuata da AES S.p.A., joint venture tra IREN e Italgas S.p.A. La vendita di calore e la sua produzione sono affidate a società separate del gruppo.

| | | | |
|-------|--|-------|------|
| | 21,9% | | |
| ACEA | società quotata controllata dal Comune di Roma | 1,1% | Roma |
| altri | | 16,2% | |

Fonte: elaborazioni su dati AIRU

45. Il forte peso delle aziende a controllo pubblico nel TLR – e in particolare delle ex-municipalizzate – deriva dal ruolo propulsivo svolto da tali aziende nello sviluppo storico delle reti di TLR.

Infatti, tutte le reti “storiche” – quelle avviate negli anni ‘70-‘80 – sono state costruite da aziende municipalizzate, e anche nel ventennio successivo le reti sono state costruite soprattutto da società pubbliche – aziende municipalizzate costituite in S.p.A.. Negli anni ‘90 i privati sono entrati nel settore sia in Piemonte (EGEA, MetanAlpi Sestriere), sia nella provincia di Bolzano.

Negli ultimi anni si è assistito ad un maggiore intervento dei privati, concentrato tuttavia nelle piccole reti montane.

2.4 L’assetto regolatorio

46. Il settore del TLR non è attualmente regolato a livello nazionale.

Come si vedrà meglio in seguito, il ruolo svolto dai Comuni ha fatto sì che il servizio di TLR venisse gestito nell’ambito di schemi concessori, nei quali il servizio di TLR – inteso come servizio di distribuzione del calore attraverso reti - è, esplicitamente o implicitamente, qualificato come servizio pubblico locale. Ciò avviene sia nei casi in cui il TLR è gestito dalla stessa società che ha già la concessione del servizio di distribuzione del gas – che sono la grande maggioranza dei casi delle reti “storiche” e di quelle avviate negli anni ‘90 -, sia nei pochi casi in cui gas e TLR sono distribuiti da soggetti differenti.

Fanno eccezione molte iniziative recenti avviate nelle zone montane, soprattutto dell’Alto Adige, dove tale schema concessorio sembra assente, sia che si tratti di servizi gestiti da società pubbliche, sia che il servizio sia gestito da società private. Il servizio è svolto quindi in condizioni di concorrenza – limitata solo dalle caratteristiche tecnologiche del TLR.

47. Nell’ambito di tali schemi concessori, vi sono forme di regolamentazione sia delle connessioni (in genere, previsioni di non discriminazione e di obbligo di connessione, specificando in quali casi l’utente deve corrispondere il contributo di allacciamento), sia dei prezzi.

Riguardo ai prezzi, una previsione ricorrente è l’agganciamento al prezzo regolato delle forniture di gas metano ai clienti domestici. Ciò può riguardare il solo meccanismo di aggiornamento di un prezzo base definito nel Contratto di Servizio, oppure il livello del prezzo del servizio di TLR. In quest’ultimo caso, si richiede che il prezzo del TLR sia sostanzialmente pari al prezzo regolato del gas, tenuto conto dei costi evitati di manutenzione ecc..

In assenza di Convenzioni, la determinazione del prezzo del servizio è esplicitamente lasciata alla libertà del gestore. L’evidenza disponibile mostra che i gestori

delle aree montane hanno fatto esplicito riferimento al prezzo del riscaldamento attraverso il gasolio come benchmark per fissare i propri prezzi.

48. Nel complesso, quindi, il settore del TLR non può essere definito come un settore completamente “non regolato”, in quanto la maggior parte della volumetria teleriscaldata è sottoposta ad una qualche forma di (implicita) regolamentazione dei prezzi e dei costi di connessione, che ha comunque vincolato i gestori dei differenti servizi.

Laddove tale regolamentazione non c'è stata, apparentemente la concorrenza *interfuel* ha imposto un evidente limite superiore al prezzo del TLR.

2.5: Sviluppo e struttura del settore del TLR in alcuni paesi europei

2.5.1: il TLR in Danimarca

49. La Danimarca è il paese nel quale il teleriscaldamento ha avuto il maggior sviluppo tecnico ed economico, grazie ad un imponente sforzo pianificatore sia a livello nazionale che locale che ha fatto dell'esperienza danese un caso paradigmatico. Attualmente, circa il 60% della popolazione danese è riscaldato attraverso reti di teleriscaldamento.

2.5.1.1 Sviluppo

50. La prima rete di teleriscaldamento danese entrò in attività nel dicembre 1903 nel comune di Frederiksberg, nei pressi di Copenaghen. Essa era basata su un impianto di cogenerazione di calore ed energia elettrica alimentato dalla combustione dei rifiuti e fu sviluppata a partire dalla necessità di smaltire le crescenti quantità di rifiuti urbani generati dallo sviluppo economico della zona. Negli anni seguenti altre città, tra cui Copenaghen, si dotarono di reti di TLR. Durante gli anni '60 una nuova spinta allo sviluppo delle reti di TLR venne dall'invenzione dei tubi pre-isolati e di un appropriato sistema di saldatura, che permise l'utilizzo di acqua calda a 90°-120°; ciò da un lato diminuì il costo delle reti e della produzione di calore, e dall'altro rese possibile un più ampio utilizzo degli impianti di incenerimento rifiuti (caratterizzati da un basso rendimento termico) come generatori di calore. Lo shock petrolifero provocò una profonda revisione della politica energetica danese, che fu aiutata dalla scoperta di giacimenti di gas naturale nel Mare del Nord.

51. La nuova politica energetica danese fu costruita intorno ai principi del risparmio energetico e della minimizzazione del costo dell'energia per i cittadini e comprendeva diverse iniziative, tra cui:

a) Pianificazione sistematica della domanda e dell'offerta di calore a livello locale

La prima legge sulla fornitura del calore fu approvata nel 1979 e prevedeva una intensa attività di ricognizione dei fabbisogni di calore e delle modalità di soddisfacimento di tali bisogni a livello locale, che avrebbe dovuto formare la base per una pianificazione dello sviluppo e delle modifiche da apportare alle reti locali di TLR e di distribuzione del gas naturale. A supporto di tale pianificazione furono

messi a disposizione degli Enti Locali un prontuario con i costi dei differenti sistemi di produzione del calore, le modalità di calcolo dei fabbisogni di calore e le previsioni degli andamenti dei prezzi dei diversi combustibili, in modo da permettere l'individuazione delle modalità di fornitura del calore più economiche in ogni singola area; uno degli esiti di tale pianificazione è stata la cosiddetta zonizzazione, cioè l'individuazione, sulla base della densità abitativa e di altri parametri, delle aree in cui la minimizzazione dei costi di fornitura del calore sarebbe stata assicurata dalle reti di TLR oppure dalla distribuzione del gas; grazie a tale zonizzazione, le reti di TLR sono diventate parte dell'infrastruttura urbana e la pianificazione dei nuovi insediamenti urbani include anche la pianificazione delle reti di TLR, al pari delle fognature, dell'elettricità ecc..

b) Massimo sviluppo possibile della cogenerazione sulla base di tali piani

La legge sulla fornitura di calore ha imposto la trasformazione di tutti gli impianti di produzione del calore di potenza superiore a 1 MW in impianti di cogenerazione. Tra il 1972 e il 2011 l'elettricità prodotta in cogenerazione è passata dal 18% al 63%; nelle aree rurali, anche molto piccole (250-500 abitanti), grazie ai sussidi statali sono stati costruiti degli impianti di cogenerazione "decentralizzati" - alimentati a metano, biomassa o biogas-, disegnati sulla base della domanda di calore; nelle grandi città, le reti locali sono state consolidate in reti più grandi, nelle quali viene distribuito il calore prodotto da impianti di cogenerazione, inceneritori, imprese industriali ecc., mentre le vecchie centrali termiche sono state mantenute come impianti di integrazione nei momenti di picco e di riserva; tutte le reti di TLR – in particolare quelle servite da impianti di cogenerazione di piccola dimensione – sono state equipaggiate con accumulatori di calore, in modo da controllare ed ottimizzare la generazione congiunta di calore ed elettricità, livellare le variazioni giornaliere della domanda di calore e mantenere la pressione nella rete

c) Isolamento degli edifici

L'introduzione di normative edilizie via via più restrittive dal punto di vista energetico, ha portato ad una significativa riduzione della domanda di calore (attualmente, la domanda di riscaldamento domestico per abitante è circa la metà di quella del 1973, mentre la domanda di calore di una nuova abitazione è il 25% di quella del 1977)

d) Sviluppo di tubazioni pre-isolate per reti di TLR con alte proprietà isolanti e bassi costi di posa

Oggi i tubi pre-isolati (posati direttamente nel terreno o sottacqua senza l'uso di accorgimenti per ridurre le sollecitazioni cui sono sottoposti) hanno una vita utile di almeno 30 anni;

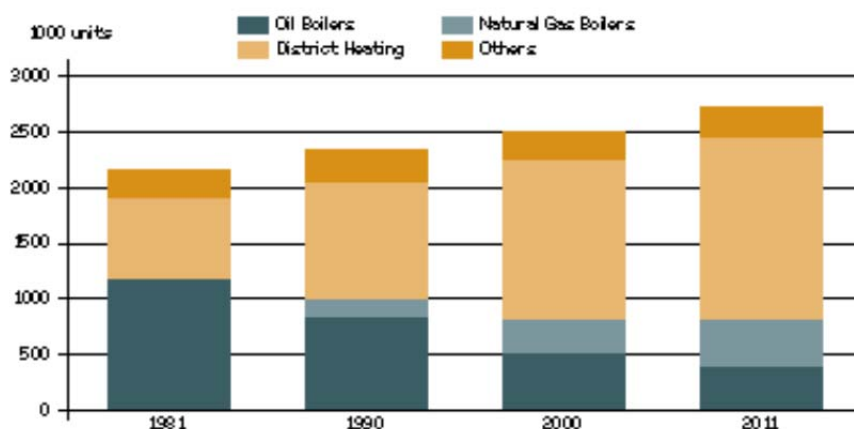
e) Riduzione della temperature operative delle reti di TLR e utilizzazione di pompe per gestire flussi variabili nelle tubature

Ciò ha permesso di gestire nella maniera più economica il sistema di produzione e distribuzione del calore.

52. Grazie a tali iniziative, oggi la Danimarca è l'unico paese europeo completamente autosufficiente dal punto di vista energetico.

53. La quota del TLR sulla domanda netta di energia per riscaldamento è passata dal 20% dei primi anni '70 al 48% degli anni '90 fino al 55% attuale. In termini di apparecchiature per il riscaldamento installate, la quota del TLR è pari ad oltre il 61%.

Fig. 5: sviluppo delle apparecchiature per riscaldamento installate in Danimarca



Fonte: DBDH Annual Report, 2012

54. Nel 2011 circa il 44% dei combustibili utilizzati era costituito da biomasse e altri combustibili rinnovabili (inclusi i rifiuti rinnovabili), l'8,5% da rifiuti non rinnovabili, per il 26% circa da gas naturale, per il 18,5% da carbone, per il 3% da olio combustibile.

Nel tempo vi è stato un costante aumento della quota delle biomasse e dei rifiuti, che hanno progressivamente sostituito il carbone.

2.5.1.2 Struttura del mercato

55. In Danimarca operano circa 430 distributori di calore attraverso reti di TLR. Il settore è relativamente concentrato a livello nazionale: i 60 maggiori operatori distribuiscono il 65% del calore. Il 75% del calore è prodotto in impianti di cogenerazione.

56. Il settore è dominato dalle imprese pubbliche o possedute direttamente dai consumatori, come emerge dalla tabella seguente.

Tab. 6: distribuzione dei gestori di TLR danesi per tipo di assetto proprietario

| Proprietà | % numero di operatori | % della domanda di TLR soddisfatta |
|-----------------------|-----------------------|------------------------------------|
| Comuni (*) | 15 | 65 |
| Cooperative di utenti | 83 | 34 |
| Privati | 2 | 1 |

(*) Azienda del comune o società completamente controllata

Fonte: Gullev L., History and structure of DH in Denmark, 2010.

2.5.1.3 Finanziamento degli investimenti

57. Il finanziamento della costruzione delle reti di TLR è avvenuto in larga misura grazie a prestiti internazionali a bassi tassi di mercato, ottenuti grazie alla sicurezza offerta agli investitori: politica energetica stabile, prestiti garantiti dai comuni, obbligo di connessione e di pagamento almeno di una tariffa fissa per i consumatori, maturità della tecnologia ed efficace manutenzione delle reti, ampia disponibilità di conoscenze tecniche per valutare i progetti in maniera indipendente.

In alcuni casi un importante contributo è venuto anche dalla produzione in cogenerazione. A partire dagli anni '80, infatti, gli investimenti nella rete della regione di Copenaghen sono stati finanziati dai risparmi di combustibile (pari al 30% circa) dovuti alla produzione combinata di elettricità e calore rispetto alla produzione separata. In particolare, per i primi 12 anni di funzionamento della centrale di cogenerazione la riduzione di costo è stata interamente conferita alle società di trasmissione e distribuzione del calore, mentre per gli anni successivi sono stati divisi equamente tra generatori ed utilizzatori del calore.

2.5.2: il TLR in Svezia

2.5.2.1 Sviluppo³⁷

58. Il TLR è stato sviluppato in Svezia dopo la seconda guerra mondiale, come risposta alle preoccupazioni sulla sufficienza dell'energia elettrica di fonte idroelettrica a soddisfare la crescente domanda civile ed industriale. Le centrali di cogenerazione furono infatti identificate come una conveniente tecnologia in grado di fornire contemporaneamente elettricità da fonte non idroelettrica e calore alle abitazioni. La prima rete di TLR entrò in servizio a Karlstad nel 1948, seguita poi da quelle delle principali città svedesi negli anni '50. Lo sviluppo delle reti di TLR seguì quello delle nuove iniziative residenziali promosse dalle municipalità, che fornivano anche l'energia alle nuove abitazioni. Dopo la crisi petrolifera il TLR è stato sviluppato soprattutto come mezzo per utilizzare l'ampia disponibilità di energia elettrica da fonte nucleare per riscaldare l'acqua da distribuire poi nella rete di TLR per riscaldare le case. Attualmente, il TLR è visto come un importante veicolo di efficienza energetica e lo sviluppo di nuovi impianti di cogenerazione basati su fonti rinnovabili – tra cui i rifiuti urbani – è sostenuto dalle autorità statali.

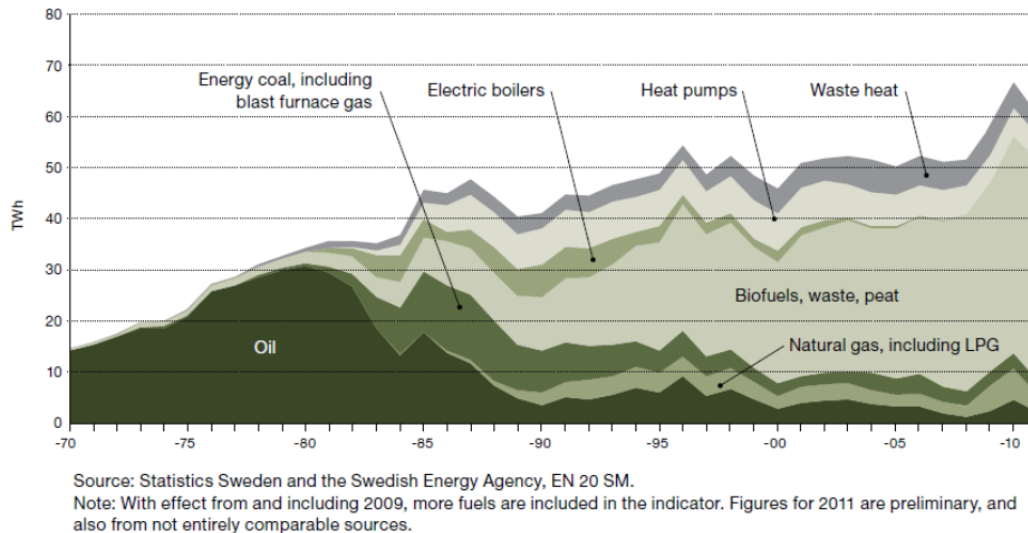
59. In Svezia il teleriscaldamento soddisfaceva nel 2010 il 93% della domanda di calore proveniente dai condomini residenziali e il 12% di quella proveniente dalle abitazioni unifamiliari. Esso soddisfa inoltre l'83% della domanda di calore proveniente dagli esercizi commerciali.

Nei condomini e negli edifici commerciali il concorrente del TLR è il riscaldamento elettrico. Nelle abitazioni unifamiliari, invece, i concorrenti sono il riscaldamento elettrico, il riscaldamento a olio combustibile e le pompe di calore.

³⁷ Westin P., Lagergren F. (2002): Re-regulating district heating in Sweden, *Energy Policy*, 30, pp. 583-596.

60. I combustibili maggiormente utilizzati sono le biomasse, la torba e i rifiuti solidi urbani.

Fig. 6: combustibili usati per produrre calore nel TLR svedese



2.5.2.2 Struttura del mercato

61. La forte tradizione di autogoverno locale ha fatto sì che il TLR sia stato fornito tipicamente da società comunali, spesso parte di un gruppo attivo nella fornitura di vari servizi (gas, elettricità, edilizia pubblica, acqua ecc.) controllato dal Comune.

Nel 1999, circa 2/3 del calore da TLR era fornito da società municipali, un quinto da società private e il rimanente in-house dai comuni.

A partire dal 1996, dopo la liberalizzazione del prezzo del TLR, i Comuni hanno cominciato a vendere le proprie quote nelle società di gestione del TLR a operatori privati.

62. Attualmente il settore appare relativamente concentrato, con Fortum Varme³⁸ che ha venduto quasi la metà del calore richiesto nelle reti di TLR svedesi. Ciò tuttavia dipende dal fatto che Fortum opera nella rete più grande, quella di Stoccolma. Gli altri operatori di rilievo detengono quote del 7% circa (Norrenergi, Goteborg Energi, Lunds Energi, Tekniska Verken i Linköping), del 3% circa (Goteborg Energi, Malarenergi) o inferiori.

³⁸ E' una società del gruppo finlandese Fortum, controllato dallo Stato Finlandese (50,1% del capitale). Il gruppo è il maggior operatore del settore termico e della distribuzione di energia dei paesi scandinavi.

2.5.3 Il TLR in Finlandia

2.5.3.1 Sviluppo

63. La prima rete di TLR fu sviluppata a Helsinki nei tardi anni '40. Oggi il TLR soddisfa il 90% della domanda di calore della città, mediante impianti di cogenerazione che assicurano un altissimo livello di efficienza energetica.

64. Attualmente in Finlandia circa il 45% della domanda di calore proveniente dai settori residenziale e commerciale è soddisfatta dal TLR. Il TLR è diffuso soprattutto nei condomini e nelle strutture commerciali, mentre è meno utilizzato nel riscaldamento di abitazioni isolate. Le alternative più diffuse sono il riscaldamento elettrico (20% circa della domanda di calore), il riscaldamento a legna (13%) e le pompe di calore (8%). Quasi $\frac{3}{4}$ del calore utilizzato nelle reti di TLR è prodotto in cogenerazione. L'elettricità prodotta da tali impianti rappresenta oltre il 17% dell'elettricità prodotta in Finlandia.

65. Il settore finlandese è considerato uno dei più efficienti al mondo dal punto di vista delle ridotte perdite di rete (8%), della continuità delle forniture e della diffusione (circa il 70% del calore prodotto) ed efficienza (83%) della cogenerazione.

66. I combustibili più diffusi sono il gas naturale (27,4%), il carbone (24,5%), le biomasse (24,2%), la torba (15,6%).

2.5.3.2 Struttura del mercato

67. In Finlandia operano circa 150 gestori di reti di TLR, quasi tutti (97%) controllati da Comuni. Le dimensioni di tali gestori sono molto variabili, e il settore risulta moderatamente concentrato: i primi tre operatori hanno una quota cumulata del calore distribuito di poco inferiore al 50%.

68. Il 30% circa del calore fornito agli utenti delle reti di TLR è costituito da calore prodotto da società terze, che agiscono come venditrici all'ingrosso del calore nei confronti dei gestori delle reti di TLR.

Le vendite all'ingrosso avvengono sulla base di accordi commerciali e non sono sottoposte ad alcuna specifica regolamentazione.

3 Le determinanti strutturali

3.1 Il TLR come “servizio a rete”³⁹

69. Il servizio di TLR si presenta fisicamente come un “servizio a rete”, anche se dotato di caratteristiche peculiari.

Innanzitutto, è basato su una rete unidirezionale, perché il calore fluisce attraverso le tubature soltanto dagli impianti di generazione verso gli utenti⁴⁰. Per tale motivo, le uniche “esternalità di rete” possibili sono quelle indirette⁴¹, e in particolare quelle che nascono dal fatto che, al crescere del numero di utilizzatori – gli utenti allacciati alla rete – il costo del servizio per utente diminuisce.

Il costo del servizio di TLR ha una componente fissa - il costo della rete di distribuzione e il costo degli impianti di generazione, oltre ai costi di struttura indipendenti dalla quantità venduta – ed una parte variabile con la produzione - il costo dei combustibili. Ciò significa che il costo medio per unità di calore venduta tende a diminuire al crescere dell’utenza allacciata; tale tendenza può essere controbilanciata dalle maggiori perdite di rete che si sostengono quando si allacciano utenze più lontane dalla dorsale o quando l’utenza è dispersa sul territorio servito.

Le economie di scala sono dunque limitate da fattori tecnici, anche se, all’interno di una data rete, le economie di densità sono significative. L’ampiezza geografica della singola rete e la convenienza di collegare differenti reti tra loro risultano limitate, favorendo la creazione di reti rifornite da un unico impianto principale.

70. Come accade in tutte le industrie a rete, l’investimento nella rete e negli impianti è elevato ed è in larga misura non riutilizzabile in altri settori, e quindi *irrecuperabile*. L’entità dell’investimento irrecoverabile rende improbabile la costruzione di due reti nello stesso ambito geografico e quindi crea le condizioni perché ciascuna rete si configuri come un monopolio naturale.

71. Come accade in tutte le industrie a rete basate sulla connessione ad una rete fisica, l’utente ha la possibilità di scegliere a quale rete connettersi; nel caso del TLR, tuttavia, la scelta non è quasi mai tra reti di TLR differenti, ma piuttosto tra reti che permettono di accedere a differenti modalità di produzione del calore.

La scelta di una rete determina degli *switching costs* per passare ad altre reti; qualora tali costi siano sufficientemente elevati, essi possono scoraggiare il cambiamento, determinando un effetto di *lock-in* (“imprigionamento”).

³⁹ Cfr. Aronsson B., Hellmer S., *An international comparison of district heating markets*, Rapporto redatto per Svensk Fjärrvärme AB, 2009.

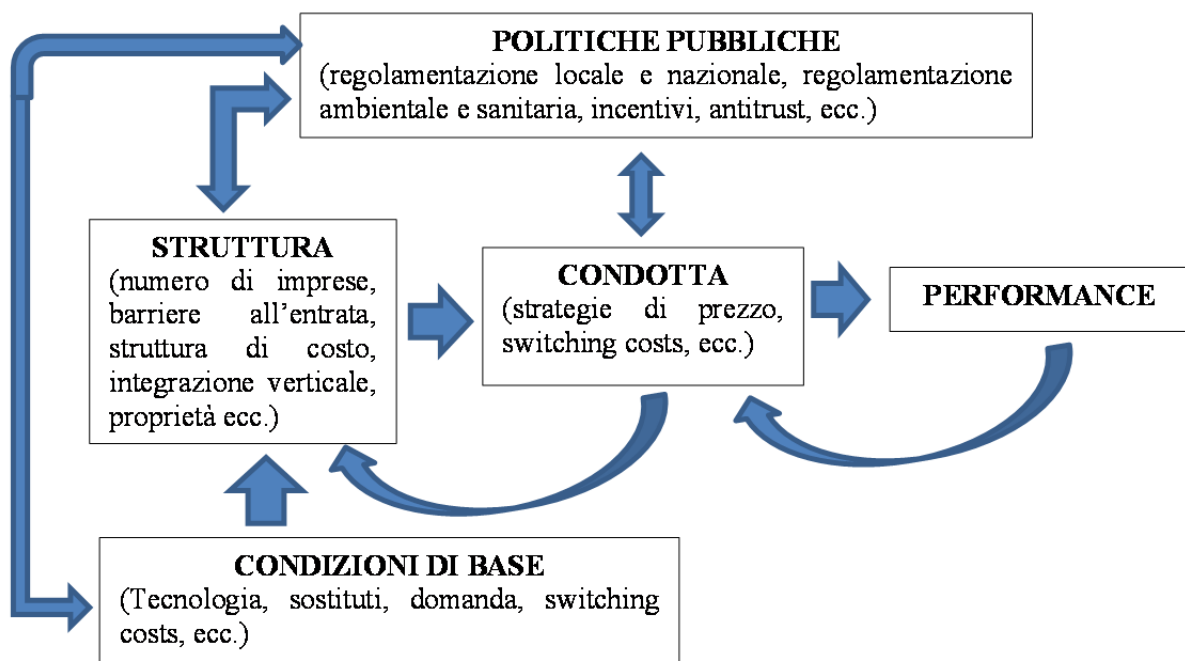
⁴⁰ Le reti di comunicazioni sono invece un tipico esempio di reti bidirezionali.

⁴¹ Quando al crescere del numero di utilizzatori di un servizio aumenta anche l’utilità di ciascun utilizzatore del servizio stesso (come avviene tipicamente per il telefono), si parla di effetti di rete (o “esternalità di rete”) diretti. Quando invece il numero di utilizzatori influenza caratteristiche del servizio che, a loro volta, si riflettono sull’utilità di ciascun utilizzatore, allora si parla di effetti di rete “indiretti” - tipicamente, le economie di scala legate alla ripartizione su un maggior numero di utenti di alcuni costi.

72. Il TLR sembrerebbe quindi condividere alcuni caratteri strutturali tipici delle “industrie a rete” (significativi investimenti irrecuperabili nella rete, *switching costs* e *lock-in*) e, inoltre, presentare tratti peculiari che potrebbero accentuare le caratteristiche di monopolio naturale che alcune reti – soprattutto le reti di distribuzione unidirezionali⁴², quali quelle del gas e dell’acqua – generalmente presentano. Contemporaneamente, tuttavia, nel TLR la concorrenza tra reti di operatori diversi – tipica per esempio delle telecomunicazioni – ha una sua specifica declinazione come “*concorrenza tra sistemi di riscaldamento*”.

73. Al fine di analizzare le peculiarità strutturali del TLR come “servizio a rete”, e il modo in cui esse influenzano la performance concorrenziale, appare opportuno organizzare la discussione degli elementi rilevanti secondo il tradizionale schermo Struttura-Condotta-Performance: i fattori tecnici e produttivi che fanno del TLR una industria a rete determinano la struttura del settore e dei singoli sistemi di TLR. Questi, a loro volta, determinano, la condotta delle imprese che vi operano e la *performance* complessiva del settore stesso. La performance retroagisce sulla condotta, che a sua volta retroagisce sulla struttura del mercato. Sia la struttura del mercato che la condotta e le condizioni di base sono influenzati dalle politiche pubbliche.

Fig. 7: il paradigma struttura – condotta - performance



⁴² Si noti che, nell’attuale fase tecnologica che vede i consumatori in grado di immettere in rete l’energia in eccesso prodotta da impianti a fonte rinnovabile, la rete di distribuzione dell’energia elettrica si va configurando come una rete bidirezionale.

74. Nel capitolo 2 è stata già vista la struttura del settore del TLR in termini di numero di imprese e proprietà.

In questo capitolo si analizzeranno invece le condizioni di base e altri elementi strutturali. Nei due capitoli successivi si analizzeranno invece le politiche pubbliche e poi la condotta degli operatori e la *performance* del settore.

3.2 La rete di distribuzione

75. Il costo medio della rete di distribuzione, che deve trovare copertura attraverso il prezzo del servizio, è composto da un termine che dipende dalla quantità di calore fornita per metro lineare di rete, e da un altro termine che dipende dal costo della tubazione.

Nel seguito queste due componenti verranno analizzati separatamente.

3.2.1 L'estensione della rete di TLR e il costo di distribuzione: perdite di rete e densità termica

3.2.1.1 Le perdite di rete e l'estensione della rete

76. La temperatura del fluido che trasporta il calore decresce (esponenzialmente) al crescere della distanza percorsa, secondo una proporzione che dipende dalle caratteristiche del fluido, dalla velocità, dal diametro della tubatura e dalle proprietà isolanti del tubo coibentato e del “letto” in cui è posato, dalla temperatura di mandata del fluido stesso e dalla temperatura ambientale⁴³.

Perciò, il calore prodotto da una data centrale termica può essere distribuito solo entro un raggio limitato, pari ad alcuni chilometri. Posizionando appropriatamente delle caldaie di integrazione o degli impianti di base, la dimensione complessiva di una rete di TLR può essere estesa anche ad alcune decine di km.

La rete di Copenaghen, composta da una dorsale che integra diverse reti locali ed è servita da diverse centrali, ha l'eccezionale lunghezza di 50 km. La maggior parte delle reti ha una estensione assai minore, al massimo di 10-15 km.

Perciò, l'estensione di una rete di TLR è fisicamente limitata. Ciò significa che il teleriscaldamento implica una concorrenza limitata ad un ambito locale.

77. La quantità di calore che viene dissipata durante il trasporto del calore dalla centrale termica all'utenza è la c.d. “perdita di rete”. La differenza tra il calore prodotto in centrale e quello fornito (venduto) all'utenza, divisa per il calore prodotto, è la c.d. perdita di rete relativa.

⁴³ La legge fisica che regola la perdita di temperatura è $T = T_a + (T_m - T_a) * \exp(-kL)$, dove T_a è la temperatura ambientale, T_m la temperatura di mandata del fluido, L è la distanza da percorrere e k è una costante che dipende dal diametro della tubazione, dalla capacità isolante del tubo stesso (trasmittanza), dalla portata del calore specifico del fluido. La temperatura diminuirà, al crescere della distanza percorsa, tanto meno quanto maggiori la capacità isolante del tubo, la portata e il calore specifico del fluido, e tanto più quanto maggiore il diametro del tubo. Per tale motivo, per esempio, anche il diametro dei tubi della dorsale è contenuto.

In generale, le perdite di rete nel TLR tendono ad essere maggiori di quelle che si registrano nella distribuzione del gas e dell'energia elettrica. In Italia, per esempio, le perdite di rete medie per il TLR sono stimabili⁴⁴ in circa il 15%, contro perdite nel trasporto / distribuzione del 2,3% per il gas e del 6,2% per l'elettricità. Il confronto tra tali perdite è tuttavia improprio: nel caso del gas, viene trasportata una fonte primaria di energia, che viene poi trasformata in calore presso l'utente, con un rendimento che dipende dagli impianti utilizzati; nel caso dell'elettricità, essa viene utilizzata per azionare apparecchiature che a loro volta producono calore.

78. Il dato medio riportato per il TLR va interpretato con una certa prudenza: tale media nasconde infatti una ampia variabilità di situazioni, dipendente dalla variabilità delle conformazioni della rete e dalle norme che regolano gli allacciamenti⁴⁵.

Dai dati AIRU 2010-2011, emerge l'esistenza di reti cittadine con perdite inferiori al 10%, a fronte di reti montane con perdite di rete superiori al 25%.

Tenendo a mente il *caveat* precedente, il dato medio italiano può essere confrontato con quello di altri paesi.

Dai dati a disposizione emerge che le perdite di rete medie in Danimarca sono del 18%, in Svezia del 16% e in Finlandia dell'8%. Sembra quindi emergere una buona performance del TLR italiano riguardo alle perdite di rete.

79. Le perdite di rete dipendono – oltre che da fattori tecnici legati alle caratteristiche del tubo (isolamento, attrito ecc.) - anche dalla distribuzione della domanda di calore lungo la rete: se la domanda è concentrata in un numero limitato di punti di prelievo relativamente vicini all'impianto di generazione di calore, le perdite saranno minori che nel caso in cui la domanda sia diffusa in modo simile lungo la rete o concentrata lontano dagli impianti di generazione, perché una maggior quantità di calore sarà trasportata per un percorso più breve.

Le perdite di rete dipendono quindi dalla “densità termica” della rete: reti con bassa densità – per esempio, reti di abitazioni sparse o di cittadine caratterizzate da una prevalenza di abitazioni unifamiliari o piccoli condomini ed edifici bassi - avranno perdite maggiori, mentre reti ad altra densità lineare – tipicamente, reti installate in città più densamente popolate, con una prevalenza di condomini di medie e grandi dimensioni e di edifici con molti piani – saranno caratterizzati da perdite relative di rete basse.

3.2.1.2 Densità termica e costo di distribuzione

80. Il concetto di “densità termica” è un concetto chiave nella determinazione della profittabilità di una rete di TLR, perché è il driver fondamentale dei costi di distribuzione, assieme alla differenza tra la temperatura di mandata e quella di ritorno.

⁴⁴ Dai dati AIRU emerge che nel 2011 sono stati erogati all'utenza circa 7.322 GWh di energia termica, pari all'85% dell'energia termica prodotta in centrale.

⁴⁵ P.es., l'eventuale impossibilità di rifiutare l'allacciamento, a fronte del pagamento dei contributi previsti, può determinare l'allacciamento di clienti distanti, con conseguente aumento delle perdite di rete.

Infatti, data la quantità di calore domandata dall'utenza, la potenza termica da immettere in rete per fornire il calore domandato dagli utenti dipende dalle perdite di rete, che a loro volta dipendono dalla densità termica della rete e dalla differenza tra la temperatura di mandata e di ritorno.

La potenza termica, a sua volta, determina (assieme alla differenza tra temperatura di mandata e di ritorno e al calore specifico del fluido termovettore) la portata volumetrica delle tubazioni. La portata volumetrica, assieme alla velocità del fluido e quindi alla sua pressione, determina il diametro delle tubazioni, la quale, a sua volta, ne determina il costo al metro lineare.

Al crescere della densità termica e della differenza di temperatura, la portata volumetrica richiesta dei tubi diminuisce e così, a parità di condizioni, il costo al metro lineare della rete.

In generale, il costo di distribuzione – in euro per unità di calore fornita all'utenza - diminuisce al crescere della densità termica della rete.

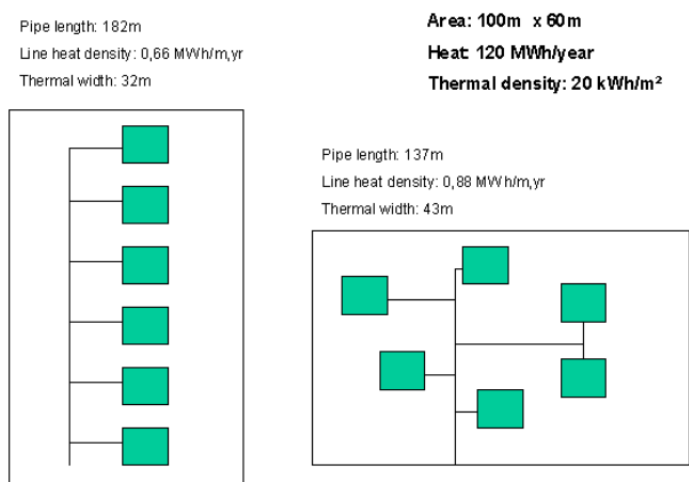
81. La “densità termica” della rete dipende sia dalla tipologia di utenza connessa (una rete di utenze condominiali ha una maggiore densità termica), sia dalla configurazione della rete (una minore lunghezza delle tubature riduce le perdite di rete).

La misura della densità termica comunemente utilizzata è la *densità termica lineare* (*linear heat density*) della rete, definita come la quantità di calore domandata per metro lineare di rete e misurata in MWh/m/anno: maggiore tale densità, più efficiente il funzionamento della rete.

82. Tale misura è preferita alla densità termica per unità di superficie (misurata in kWh/mq/anno) perché quest'ultima non tiene conto del fatto che una appropriata conformazione della rete può ridurre la sua estensione e quindi aumentarne la densità termica.

Nella figura seguente, è riportato un esempio che mostra come a parità di densità termica per mq, la densità lineare sia inferiore per la rete “circolare” rispetto a quella “lineare”, perché la lunghezza delle tubazioni è inferiore.

Fig. 8: densità termica lineare per reti con la medesima densità termica per mq



Fonte: Zinko H. (ed.), *District heating distribution in areas with low heat demand density*, IEA, 2008

3.2.1.3 La domanda di calore

83. A parità di rete, la densità termica è ovviamente determinata dalla domanda di calore.

La domanda di calore, date le caratteristiche degli edifici, è proporzionale ai c.d. “gradi giorno”, un indice dato dalla somma, sull’anno, delle differenze (positive) giornaliere tra la temperatura media effettiva ed una temperatura di riferimento, pari in Italia a 20 °C.

84. In Italia si ritiene che le zone votate al TLR siano quelle con un valore dei “gradi-giorno” superiore a 2100, cioè quelle classificate come appartenenti alle zone climatiche E e F dal DPR 412/93 – in pratica, quasi tutta l’Italia settentrionale.

Nelle zone con gradi giorno tra 1400 e 2100 (zona climatica D, in cui rientra gran parte dell’Italia centrale e delle zone appenniniche dell’Italia Meridionale) la domanda di calore sufficiente a sostenere un sistema di TLR dipende dalle caratteristiche del sistema.

3.2.1.4 Sostenibilità economica di una rete di TLR e densità termica lineare

85. Nella letteratura tecnica ed economica sono state identificate alcune regole empiriche per determinare la sostenibilità (*viability*) economica di una rete di TLR sulla base della sua densità termica lineare.

A tale regole empiriche fa anche riferimento un recente documento della Commissione Europea riguardante le modalità per effettuare la valutazione del potenziale delle nuove iniziative di cogenerazione e teleriscaldamento efficienti, in applicazione dell’art. 14 della Direttiva sull’Efficienza Energetica⁴⁶.

86. Secondo la Commissione, affinché una rete di TLR sia “direttamente fattibile”⁴⁷ la sua densità termica lineare dovrebbe essere non inferiore alla soglia di 2,5 MWh/m, basata su una domanda di calore di 130 kWh/mq.

In un documento prodotto nell’ambito di un progetto pilota sulla pianificazione urbana nell’ambito del programma Intelligent Energy Europe, alcuni ricercatori finlandesi hanno indicato una soglia di 2 MWh/m per identificare i sistemi di TLR commercialmente sostenibili⁴⁸, con riferimento ad una domanda di calore di 140 kWh/mq.

⁴⁶ Commission Staff Working Document, *Guidance note on Directive 2012/27/EU on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC Article 14: Promotion of efficiency in heating and cooling, accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament and the Council implementing the Energy Efficiency Directive – Commission Guidance*, SWD (2013) 449, 6 novembre 2013.

⁴⁷ Nel documento non viene data un definizione di “*direttamente fattibile (directly feasible)*”, ma dal contesto si può ipotizzare che si riferisca ad una situazione di assenza di incentivazioni.

⁴⁸ *M6 – Energy Distribution: District Heating and Cooling*, Intelligent Energy Europe, UP-RES (Urban Planners with Renewable Energy Skills) Project, slides del modulo. Informazioni sul progetto e i materiali prodotti sono disponibili all’indirizzo <http://aaltopro2.aalto.fi/projects/up-res/materials.html>.

Nel 2006, l'Energy Charter⁴⁹ aveva indicato una soglia più severa per ipotizzare che la realizzazione di una rete di TLR fosse economicamente giustificata, pari a 3 MWh/m. In caso di densità lineari comprese tra 0,5 e 3 MWh/m, il TLR veniva considerato un'opzione possibile, ma la cui sostenibilità economica avrebbe dovuto essere verificata caso per caso.

Studi empirici, riferiti in particolare a reti a bassa densità termica svedesi, hanno individuato una soglia minima di densità termica lineare di 0,8 MWh/m/anno per una gestione economicamente sostenibile di una rete di TLR⁵⁰.

87. La densità lineare media è pari a 1 in Danimarca, 2,4 in Svezia e 2,7 in Finlandia. Tali valori riflettono il fatto che in Danimarca sono state costruite reti con una densità termica molto bassa, mentre in Svezia e Finlandia le reti sono state costruite prevalentemente in aree caratterizzate da densità termiche medie o elevate, come le città.

88. Per quanto riguarda le reti italiane, emerge una grande differenziazione, che riflette i principi fin qui esposti. Le grandi reti urbane di Torino, Brescia e Milano sono caratterizzate da densità molto elevate: 3,5 a Torino, 3,9 in media nelle reti milanesi, 3 a Brescia (dove sono state allacciate anche aree a minore densità termica, caratterizzate da villette unifamiliari). Una densità lineare superiore a 2,5 si registra anche in città di medie dimensioni come Mantova e Ferrara.

Valori molto elevati della densità termica lineare si registrano per le piccole reti che servono insediamenti molto concentrati, tra cui Bologna – Cogen Barca (7,8).

Questi valori suggeriscono che queste reti sono economicamente sostenibili, a prescindere dalle incentivazioni ricevute e dai maggiori ricavi derivanti dalla produzione di energia elettrica in cogenerazione.

89. Le reti delle cittadine minori – p.es. Alba – risultano invece caratterizzate da densità inferiori, comprese tra 1,5 e 2.

Le reti montane hanno valori diversificati, che vanno dall'1,2 circa di Dobbiaco all'1,7 circa di Tirano e al 5,2 di Sestriere e che riflettono le differenti conformazioni della rete e della densità abitativa delle zone connesse, nonché la differente domanda di calore.

La profittabilità di queste reti potrebbe essere fortemente dipendente da incentivi in costo capitale o dai ricavi della vendita di energia elettrica cogenerata.

3.2.1.5 Estensioni della rete e densità termica

90. L'importanza della densità termica fa sì che vi sia una fondamentale differenza tra estensioni della rete di TLR intese come infittimento della rete secondaria all'interno di un perimetro di rete già definito – la c.d. “saturazione” dell'area interessata dalla rete di

⁴⁹ Energy Charter Secretariat, *Cogeneration and District Heating Best Practices for Municipalities, Energy Charter Protocol on Energy Efficiency and Related Environmental Aspects (PEEREA)*, 2006.

⁵⁰ Zinko H. (ed.), *District heating distribution in areas with low heat demand density*, IEA, 2008, p. 8. Questo valore si riferisce ad una rete che serve abitazioni unifamiliari.

TLR esistente – e le estensioni della rete che riguardano ampliamenti della rete esistente a nuove aree.

Nel primo caso, infatti, vengono sfruttate le “economie di densità” derivanti dal fatto che i nuovi utenti possono essere serviti mediante modesti ampliamenti della rete secondaria.

Nel secondo caso, invece, l'estensione deve avere una sua economicità che dipende dal rispetto di una densità termica minima nella nuova area da servire. Al di sotto di questo livello, l'estensione porterà ad un aumento dei costi unitari complessivi, e quindi a delle diseconomie di scala.

91. La distinzione tra “saturazione” dell'area già interessata dalla rete e “ampliamento spaziale” della rete stessa è simile alla distinzione che si fa tra “economie di densità” – che si verificano a parità di ampiezza della rete – ed “economie di scala”, che implicano anche un ampliamento della rete⁵¹.

Essa mette in luce come le reti di TLR siano inerentemente limitate spazialmente e, soprattutto, come le esternalità di rete indirette siano collegate più alla saturazione – e quindi alle economie di densità – che alle economie di scala.

La realizzazione di economie di scala propriamente dette può essere invece raggiunta attraverso l'interconnessione di reti esistenti.

3.2.2 Il costo della rete di distribuzione

3.2.2.1 Costo di fornitura e posa delle tubazioni

92. Date le peculiari caratteristiche della rete di TLR (doppio tubo coibentato, da posare in apposite trincee studiate per contenere la dilatazione termica), i costi di costruzione e posa al metro lineare risultano superiori di 1,5-3 volte a quelli delle tubature del gas di analogo diametro.

93. Questa differenza emerge consistentemente sia dai progetti che è stato possibile consultare attraverso Internet, sia da altre pubblicazioni, quale il Manuale sulla posa delle reti tecnologiche della Regione Lombardia⁵².

Il Manuale predisposto dalla Regione Lombardia contiene delle stime parametriche dei costi completi⁵³ al metro lineare di fornitura e posa di una tubatura di gasdotto e di una

⁵¹ In generale, si dice che esistono “economie di densità” quando, a parità di rete servita, a fronte di un aumento dell'x% di tutti gli input utilizzati, il costo totale cresce meno che proporzionalmente dell'output e quindi i costi unitari diminuiscono (cfr. *Caves, Christensen, Tretheway, (1984), Economies of Density versus Economies of Scale: Why Trunk and Local Service Airline Costs Differ, Rand Journal of Economics*). Le eventuali economie di scala sorgono quando cresce anche l'estensione della rete.

⁵² Regione Lombardia, *Manuale per la posa razionale delle reti tecnologiche nel sottosuolo*, 2007 (pubblicato nel BURL 47/2007).

⁵³ Il costo completo per metro di tubazione tiene conto di: taglio e demolizione della pavimentazione stradale, scavo, trasporto a discarica del materiale di risulta, armatura dello scavo, fornitura e posa della tubazione (per il TLR, doppia tubatura), rinfiacco e ricoprimento con sabbia, rinterro con materiale vagliato di scavo, ripristino della pavimentazione stradale, incidenza dei pozzetti di ispezione, oneri dovuti sia a sottoservizi che ad opere provvisorie stimati tramite una percentuale pari al 15% del totale. I costi fanno riferimento a valori 2005.

tubatura per teleriscaldamento, comprensivi dei lavori di taglio, demolizione e ripristino della pavimentazione stradale e dei pozzetti di ispezione.

Da tali stime, emerge chiaramente che il costo completo di una tubazione per TLR è maggiore del 50% circa rispetto alla distribuzione gas per le tubazioni di minor diametro (quelle che conducono dalla dorsale alle utenze), e del 150%-250% per le tubazioni che costituiscono la dorsale della rete di TLR.

94. Dai dati riportati dai gestori del campione emerge che i costi di rete (al lordo di eventuali contributi in conto capitale) variano da oltre 200 €/m.l. per le reti minori a oltre 500 €/m.l. per le reti più grandi, dove la dorsale ha una maggiore estensione. Nel caso di reti che si sviluppano su territori di montagna, i costi delle reti (necessariamente di piccole dimensioni) sono compresi tra i 400 e i 500 €/m.l., con una punta superiore ai 600 €/m.l. a Tirano.

A fronte di tali valori, non stupisce che molte Regioni e Province autonome abbiano concesso contributi a fondo perduto o finanziamenti a tasso agevolato per la costruzione delle reti di TLR (cfr. cap. 4).

95. Con una adeguata manutenzione, tuttavia, la vita utile delle tubature è di alcune decine d'anni.

Ciò significa che la disponibilità di finanziamenti a lungo e lunghissimo termine permetterebbe di spalmare il costo della rete di distribuzione nel tempo, riducendo sensibilmente l'incidenza degli ammortamenti di tali investimenti sui prezzi praticati agli utenti.

3.2.2.2 Gli scambiatori, le apparecchiature di misurazione e i regolatori di pressione

96. Nei sistemi di distribuzione indiretti un elemento fondamentale sono gli scambiatori di calore, che delimitano anche la rete di distribuzione secondaria di competenza del gestore della rete di TLR rispetto agli impianti di distribuzione del calore interni all'edificio teleriscaldato.

Il costo di queste apparecchiature dipende dalla loro potenza e può variare da meno di diecimila euro per gli scambiatori di potenza pari a 100 kW a oltre 40.000 euro per quelli di potenza pari a 1500 kW. In linea di principio, reti meno dense richiederanno più scambiatori di dimensioni minori e quindi si può dire che vi è una relazione inversa tra densità termica della rete e investimento in scambiatori.

Ad esempio, per una rete con una densità termica relativamente bassa quale quella di Pinerolo, il costo previsto degli scambiatori era pari al 20-25% del costo complessivo stimato della rete di distribuzione.

97. Per ogni scambiatore occorre poi considerare il costo del relativo misuratore di calorie fornite.

98. Il fluido vettore calore fluisce nella rete spinto da apposite pompe. Il fluido nelle tubature deve essere tenuto ad una pressione costante, in modo da assicurarne una uniforme distribuzione a tutti gli utenti.

Le perdite di calore lungo la rete e le variazioni altimetriche nelle zone da servire possono indurre riduzioni della pressione della rete, che vanno compensate attraverso l'installazione di appositi regolatori di pressione lungo la rete.

3.2.2.3 L'ingombro stradale

99. La larghezza della trincea relativa alla dorsale, sulla base del medesimo manuale, per doppia tubazione da 35 cm di diametro nominale e di 50 cm di diametro effettivo (cioè, inclusa la guaina di protezione) è di almeno 1,6 metri. Al fine di permettere la posa, occorre demolire la pavimentazione stradale per almeno 2,4 metri⁵⁴.

3.2.3 Conclusioni sulla replicabilità della rete di distribuzione

100. Le informazioni a disposizione indicano quindi che, in astratto, non vi sono impedimenti fisici alla posa di due reti di TLR separate in tutte le strade aventi una larghezza della carreggiata di circa 5 metri.

101. Per ciò che concerne invece la replicabilità economica della rete, la densità termica influenza sensibilmente l'incidenza del costo della rete di distribuzione sul costo complessivo della rete stessa.

Alcune simulazioni svolte nell'ambito del programma UP-RES (Urban Planners with Renewable Energy Skills)⁵⁵ mostrano che, a parità di condizioni⁵⁶, il costo della rete di distribuzione (scambiatori esclusi), può rappresentare oltre il 60% dei costi della rete di TLR per una densità inferiore a 1 MWh/m, a fronte del 40% per una densità di 2,7 MWh/m e del 30% circa per una densità di 4 MWh/m. In termini assoluti, il costo della rete passa da 57 milioni di euro a 24, per raggiungere i 15 milioni di euro nel caso dell'area più densamente popolata. La relazione tra i costi di distribuzione e la densità termica della rete appare quindi decrescente e non lineare, con un aumento più rapido dei costi passando a densità inferiori a 2.

102. La concorrenza tra due reti che insistano sul medesimo territorio (un quartiere, una città ecc.) appare dunque inefficiente: le reti di distribuzione saranno caratterizzate da una densità termica non superiore a quella di una sola rete che copra il territorio suddetto, con un aggravio di costo più che proporzionale.

⁵⁴ Questi calcoli trovano conforto anche in alcuni studi di fattibilità di reti di TLR, riguardanti aree al di fuori della Lombardia, per esempio quello realizzato da ACEA Pinerolese S.p.A. nel 2008 per l'estensione della rete di TLR di Pinerolo.

⁵⁵ *M6 – Energy Distribution: District Heating and Cooling*, cit.

⁵⁶ Domanda di punta di 100 MW, domanda termica annuale di 250 GWh, una caldaia a biomassa da 50 MW, 100 MW di caldaie a gas e altri combustibili fossili di integrazione e riserva, 120 MW di scambiatori presso i clienti. Nel caso base, la densità termica è di 2,7 MWh/m e la rete è lunga 93 km, con tubature da 150 din.

In altri termini, una sola rete di distribuzione permette un costo di distribuzione del calore minore, e quindi la rete di distribuzione del calore destinato al TLR può essere qualificata quale monopolio naturale.

103. Tale conclusione è peraltro coerente con il fatto che il costo di costruzione della rete di TLR è più elevato di quello della rete per la distribuzione del gas naturale, comunemente considerata un monopolio naturale.

3.3 La generazione del calore

3.3.1 Dimensione, numero e localizzazione degli impianti

104. La generazione del calore distribuito attraverso la rete di TLR avviene in uno o più impianti. Tali impianti possono essere asserviti alla rete – cioè, dedicati primariamente a soddisfare il fabbisogno di calore degli utenti della rete – oppure può trattarsi di impianti che cedono alla rete del calore altrimenti disperso e la cui produzione avviene come “sottoprodotto” di altre attività, tipicamente industriali. In questa seconda categoria ricadono tutte le situazioni di sfruttamento del calore industriale di recupero, mentre non è corretto includervi, come si vedrà nel seguito, tutti gli impianti di cogenerazione di elettricità e calore.

3.3.1.1 La taglia dell'impianto

105. Una tipica rete è alimentata da un impianto di generazione dedicato che soddisfa la domanda di calore degli utenti allacciati e da una o più caldaie termiche⁵⁷ di riserva (generalmente alimentate a gas naturale), da utilizzare in caso di indisponibilità dell'impianto di generazione principale.

La capacità massima (“taglia”) dell'impianto di generazione dedicato dipende sia dal profilo della domanda di calore, sia – nel caso degli impianti di cogenerazione – da considerazioni riguardanti la remuneratività della vendita di energia elettrica nei diversi periodi dell'anno e della giornata. In linea di principio, si sceglierà una taglia che eviti che una parte significativa della capacità di generazione resti per troppo tempo inutilizzata. Qualora tale taglia non permetta di coprire i probabili picchi di domanda di calore, all'impianto principale verrà affiancato da centrali termiche di integrazione (generalmente alimentate a gas naturale), che entreranno in funzione proprio per far fronte ai picchi di domanda.

106. La taglia dell'impianto dovrà essere dimensionata sulla base dell'estensione prevista della rete e del prevedibile grado di saturazione dell'utenza potenziale, eventualmente prevedendo la costruzione in sequenza di diversi gruppi di generazione. Nel caso il servizio abbia un particolare successo e la domanda di calore sia maggiore di quella preventivata nell'area servita o la rete venga ampliata rispetto al piano originario,

⁵⁷ Si ricordi che una “caldaia termica” è un impianto di sola generazione del calore, mentre il termine “impianto” comprende sia caldaie termiche che impianti di cogenerazione.

potranno essere aggiunte delle ulteriori caldaie di integrazione o altri impianti cogenerativi.

Tale struttura produttiva è quella che si riscontra nelle reti urbane italiane di media e grande dimensione.

107. A seconda della taglia dell'impianto, differenti tecnologie possono dimostrarsi più convenienti di altre.

In linea di principio, gli impianti a biomassa e gli impianti basati su motori alternativi a gas sono più adatte a reti di piccole dimensioni, mentre per le reti di dimensioni maggiori la scelta preferita è quella di utilizzare impianti a ciclo combinato.

In ogni caso, l'evoluzione della tecnologia ha messo a disposizione una ampia gamma di soluzioni impiantistiche, che permettono di sfruttare le economie di scala possibili per una data configurazione di rete e di domanda.

3.3.1.2 I termovalorizzatori

108. Nei paesi scandinavi e in Germania una parte importante dell'energia termica del teleriscaldamento è ottenuta dall'incenerimento dei rifiuti nei c.d. termovalorizzatori, inceneritori costruiti in modo da poter recuperare il calore prodotto dalla combustione dei rifiuti per produrre vapore, poi utilizzato nella generazione di elettricità e/o di calore per alimentare reti di TLR.

In Italia i rifiuti solidi urbani alimentano diverse reti di dimensione media e medio-grande⁵⁸, nonché la rete di Brescia, attraverso termovalorizzatori operanti in assetto cogenerativo. Tali termovalorizzatori hanno origini differenti: talvolta sono progettati come parti di un sistema integrato rivolto ad un utilizzo efficiente delle risorse energetiche locali (p.es., Brescia, Ferrara), talvolta nascono come soluzione alternativa allo smaltimento in discarica dei rifiuti solidi urbani.

Nel primo caso, l'utilizzo del calore per alimentare una rete di TLR è *in re ipsa*. Nel secondo caso, la costruzione di una rete di TLR che utilizzi il calore generato dal termovalorizzatore è parte delle misure di compensazione ambientali offerte ai cittadini dei Comuni interessati dalle emissioni di fumi e altro prodotte dal termovalorizzatore (p.es., Torino).

109. La taglia e il funzionamento di questi impianti seguono logiche in parte indipendenti dal fabbisogno di calore alla rete di TLR.

La taglia del termovalorizzatore è determinata innanzitutto dalla dimensione del flusso di rifiuti da incenerire. Perciò, se il fabbisogno della rete è superiore alla produzione di calore del termovalorizzatore, questo dovrà essere affiancato da caldaie di integrazione e riserva. In alternativa, la rete stessa può essere dimensionata in funzione della capacità di generazione calore del termovalorizzatore⁵⁹ oppure si può avere che il termovalorizzatore abbia una capacità produttiva superiore a quella delle reti inizialmente

⁵⁸ Bologna Frullo, Bolzano, Como, Cremona, Ferrara, Milano Figino, Bergamo, Rho-Pero- Fiera (MI), Desio-Bovisio-Varedo (MB).

⁵⁹ Cfr. p.es. la rete di Desio-Varedo-Bovisio, basata sul termovalorizzatore di Desio (MB).

collegate e che quindi il calore prodotto dall'incenerimento sia progressivamente impiegato allacciando nuove utenze / reti⁶⁰.

Il profilo di produzione del calore è governato dall'afflusso dei rifiuti solidi urbani, per cui potranno esservi periodi in cui la domanda di calore è inferiore al calore producibile e quindi parte di quest'ultimo è disperso⁶¹.

3.3.1.3 La localizzazione dell'impianto

110. La localizzazione dell'impianto di generazione dovrebbe essere quanto più possibile baricentrica rispetto alla rete da servire, per minimizzare le perdite di rete e massimizzare la densità termica della rete.

Tuttavia, anche per motivi ambientali – nei pressi dell'impianto sono concentrate le emissioni di gas potenzialmente nocivi di un numero più o meno grande di impianti individuali o condominiale – quando possibile le centrali sono costruite in posizione decentrata rispetto all'area da servire, sostenendo il costo di più elevate perdite di rete. Una architettura di compromesso è quella in cui più impianti di generazione – magari di taglia inferiore – sono posizionati agli estremi della rete.

3.3.1.4 La configurabilità della generazione come monopolio naturale

111. La tecnologia di generazione offre una ampia gamma di soluzioni tecniche che rende più “modulabile” l'investimento negli impianti di generazione.

Tale modulabilità implica che, in molte situazioni, sia possibile individuare uno specifico impianto – di una certa taglia e tecnologia – in grado di soddisfare efficientemente i bisogni di base della rete di TLR, tale che la costruzione di (almeno) due impianti risulti inefficiente.

In questi casi, la generazione di calore può risultare –nelle specifiche circostanze – un monopolio naturale.

112. Tale situazione di monopolio è generalmente limitata alle reti di minore dimensione, ed appare generalmente limitata all'estensione della rete iniziale e alla domanda ivi prevista.

Estensioni della rete oppure una maggiore saturazione potrebbero facilmente creare le condizioni per un aumento della capacità produttiva e quindi per una configurazione non monopolistica della fase di generazione del calore.

⁶⁰ Questo sembra essere il caso del termovalorizzatore Silla 2 di Milano, il cui calore è stato utilizzato prima dalla sola rete di Figino (gestita da A2A Calore&Servizi) e poi dalla rete di Rho-Fiera (gestita da Net S.p.A.).

⁶¹ Nel caso di termovalorizzatori che producano anche energia elettrica, tale energia viene considerata prodotta in cogenerazione solo nel caso il calore non sia disperso.

3.3.2 Le determinanti del costo del calore

3.3.2.1 Stime del costo industriale del calore prodotto nelle centrali termiche

113. Le determinanti fondamentali del costo industriale del calore sono il costo dei combustibili e l'efficienza del generatore, cioè la sua capacità di convertire in calore l'energia contenuta nel combustibile.

Le caldaie termiche alimentate a gas naturale presenti nelle reti censite nell'Annuario AIRU hanno avuto nel 2011 un rendimento medio effettivo del 88,7%, con un massimo del 98,5% e un minimo del 70,4%. Circa metà di esse hanno prodotto almeno il 50% del calore immesso nella rete di TLR, contribuendo in maniera determinante a soddisfare il carico termico, mentre le altre hanno funzionato soprattutto come integrazione e riserva.

Le centrali termiche alimentate a biomassa hanno invece avuto un rendimento medio del 82,9%, con un minimo di 74,6% e un massimo del 92,2%.

Posto che il prezzo all'ingrosso del gas naturale al PSV nel 2011 è stato in media 28,27 euro/MWh e che imposte e tariffa di trasporto incidono per circa un terzo di tale prezzo, il costo industriale di un MWht fornito all'utenza e prodotto mediante un impianto a gas naturale è stato quindi in media di circa 41,5 €/MWht (circa 49,9 €/MWht se si aggiungono le perdite di rete medie del 15%).

Per ciò che concerne le caldaie a biomassa, dalle elaborazioni AIEL sul costo dell'energia primaria di vari tipi di combustibili emerge che nel 2011 il costo del cippato M30 era di circa 30 €/MWh (al netto dei costi di trasporto e delle imposte). Perciò, il costo industriale medio del calore prodotto da tale caldaie era nel 2011 non inferiore a circa 36,19 €/MWht (51,74€/MWh se si considera una perdita di rete media, nelle reti che utilizzano queste caldaie, del 25% (stima su dati Annuario AIRU 2012)).

3.3.2.2 Il costo del calore prodotto in cogenerazione

114. Come si è visto, circa metà del calore fornito attraverso reti di TLR in Italia è prodotto in cogenerazione, sfruttando il calore prodotto dalla generazione di energia elettrica che verrebbe altrimenti dissipato nell'ambiente.

Tale modalità diverrà ancora più prevalente nel futuro, trattandosi di una tecnologia energeticamente efficiente e quindi variamente incentivata nel quadro delle politiche di derivazione comunitaria di efficienza energetica.

115. La produzione di elettricità e calore rappresenta un tipico caso di produzione congiunta⁶². Nel caso specifico, non è possibile considerare tuttavia il calore un semplice

⁶² Si ha "produzione congiunta" in due casi distinti: (i) quando esiste una interdipendenza tecnica tra due processi produttivi - in modo che un prodotto non può essere ottenuto senza contemporaneamente produrre anche l'altro - , come nel caso della produzione di zucchero e melassa o di lana e latte di pecora; (ii) quando è economicamente più efficiente svolgere contemporaneamente due o più processi produttivi, per saturare alcuni fattori produttivi fissi; in questo caso, si dice che esistono economie di produzione congiunta, o *economies of scope* (cfr. Panzar J., Willig R., *Economies of Scope, American Economic Review*, Vol. 71(2), 1981, pp. 268-272). La cogenerazione rientra nel primo

“sottoprodotto” della produzione di energia elettrica, per motivi sia tecnici che economici.

Da un punto di vista tecnico, la produzione di calore determina una riduzione nell'efficienza della produzione elettrica – e quindi nella quantità di energia elettrica prodotta –, che dipende dalla temperatura e dalla pressione alla quale viene “spillato” il vapore necessario a riscaldare il fluido vettore (e quindi dalla temperatura di esercizio della rete di TLR).

116. L'asservimento di una centrale cogenerativa ad una rete di TLR fa sì che il ciclo produttivo sia dominato, dal punto di vista tecnico, dalle esigenze di produzione del calore⁶³ e quindi che, in un certo senso, la produzione di energia elettrica sia un “sottoprodotto”⁶⁴. Ciò significa che, nei periodi di elevato carico termico, l'impianto potrebbe perdere profittevoli opportunità di vendita nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

117. Perciò, né dal punto di vista fisico, né da quello tecnico ed economico, appare corretto considerare il calore prodotto dall'impianto di cogenerazione uno scarto della produzione di energia elettrica né un prodotto “a costo zero”.

Il prezzo del calore prodotto in cogenerazione deve dunque necessariamente riflettere una quota parte del costo dei combustibili ecc. attribuibili alla produzione di calore.

118. Trattandosi di una produzione congiunta, i costi comuni alla produzione di energia e calore – in particolare quelli del combustibile – devono essere allocati in maniera convenzionale.

I vari metodi di allocazione dei costi utilizzati per gli impianti di cogenerazione si distinguono per il modo il cui sono allocati i benefici della cogenerazione⁶⁵. Essi verranno illustrati in dettaglio nel capitolo 5.

119. In generale, il rendimento termico degli impianti di cogenerazione è in media inferiore a quello delle caldaie termiche. Per tale motivo, il costo industriale del solo

caso; in particolare, la produzione di energia elettrica produce sempre calore, che in genere è trattato come un sottoprodotto e scartato; gli impianti di cogenerazione sono disegnati per sfruttare questo calore.

⁶³ In virtù del suddetto asservimento, inoltre, l'energia elettrica prodotta dall'impianto gode della c.d. priorità di dispacciamento sul Mercato del Giorno Prima. Con questo termine si intende la priorità, a parità di prezzo offerto, nell'ordine di merito economico con cui vengono ordinate le offerte sul Mercato del Giorno Prima. La priorità di dispacciamento non costituisce garanzia di dispacciamento. Essa si applica nell'ordine a: offerte riferite ad unità *must run*; offerte riferite ad unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili; offerte riferite ad unità alimentate da fonti rinnovabili programmabili; **offerte riferite ad unità di produzione di cogenerazione**, offerte riferite ad unità CIP6, offerte di vendita delle unità di produzione alimentate esclusivamente da fonti nazionali di energia combustibile primaria, per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata; offerte relative a contratti bilaterali.

⁶⁴ Cfr. Verbruggen A. Cogeneration — allocation of joint costs. *Energy Policy* 1983;11(6):171–6, citato in Sjodin J., Henning D., Calculating the marginal costs of a district-heating utility, *Applied Energy* 78 (2004) 1–18.

⁶⁵ Cfr. Gochenour C., *Regulation of heat and electricity produced in combined heat and power production plants*, World Bank Technical Paper n. 27201, 2003. Cfr. anche International Energy Agency, *Coming In From The Cold - Improving District Heating Policy In Transition Economies*, 2004

calore prodotto in cogenerazione sarà comunque non inferiore a quello indicato in precedenza per le caldaie.

3.3.2.3 Costo del calore prodotto da terzi

120. Nelle reti che utilizzano calore prodotto da terzi, il prezzo di cessione di tale calore al gestore della rete può essere determinato in vario modo: sulla base della migliore alternativa disponibile, del costo di generazione, del valore della produzione cui si è rinunciato per produrre tale calore.

Un esempio interessante è quello di Enipower Mantova S.p.A., società che fornisce a TEA, gestore della rete di TLR di Mantova e possessore del 13% del capitale della società, il calore prodotto dal funzionamento in assetto cogenerativo della centrale di produzione di energia elettrica di Mantova del gruppo ENI. Dai dati di bilancio, emerge come il prezzo medio di cessione del calore sia stato pari a circa 21 €/MWh, largamente inferiore al costo variabile dell'energia elettrica non generata a causa della produzione di tale calore⁶⁶, ma approssimabile al costo del gas naturale impiegato per produrre quel vapore⁶⁷.

3.3.2.4 Costo del calore prodotto da rifiuti

121. Nel caso di calore prodotto da termovalorizzatori, occorre ricordare che la normativa italiana prevede che il gestore del servizio di raccolta dei rifiuti solidi urbani paghi un prezzo al proprietario del termovalorizzatore perché questi smaltisca, incenerendoli, i rifiuti conferiti all'impianto. Perciò, il proprietario del termovalorizzatore non ha un costo di acquisizione del combustibile utilizzato per produrre calore (ed energia elettrica, nel caso si tratti di un impianto in assetto cogenerativo). Il prezzo di vendita del calore dovrà quindi coprire soltanto i costi (incluso eventualmente un equo rendimento del capitale) che non siano già stati coperti dalla tariffa di conferimento dei rifiuti all'impianto.

122. Questa situazione impatta sul prezzo del calore immesso nella rete di TLR in maniera differente a seconda del grado di integrazione esistente tra il gestore del termovalorizzatore e il gestore della rete di TLR, nonché delle condizioni concorrenziali prevalenti nella vendita di calore al gestore della rete di TLR. Tenuto conto che in Italia non vi è concorrenza nella vendita all'ingrosso di calore (tranne un'unica eccezione), i

⁶⁶ Il Bilancio di Sostenibilità 2012 di Enipower Mantova contiene informazioni sul consumo specifico di combustibile per MWh elettrico prodotto (che tiene conto dell'inefficienza indotta dalla "spillatura" del vapore) e una stima della produzione elettrica equivalente al vapore venduto a TEA Mantova e agli utilizzatori industriali del vapore prodotto dalla centrale, cioè dell'energia elettrica che sarebbe stato possibile produrre se il vapore non fosse stato "spillato". Usando il costo medio del gas naturale al PSV nel 2012, è stato possibile stimare il costo complessivo di produzione variabile dell'energia elettrica prodotta dallo stabilimento e quindi il costo medio di produzione dell'energia elettrica equivalente (che è risultato di circa 49 €/MWh).

⁶⁷ Tenuto conto dei vari fattori di conversione relativi alla produzione di vapore destinato alla rete di TLR (pressione, temperatura ecc.) e del fatto che il prezzo medio del gas naturale al PSV nel 2012 è stato di 28,73 €/MWh e che si tratta di un valore verosimilmente superiore a quello del costo di approvvigionamento di ENI.

due casi polari sono quindi quelli in cui vi è o meno una separazione societaria tra il gestore della rete e il gestore del termovalorizzatore.

123. Nel caso in cui vi sia separazione societaria tra il gestore della rete di TLR e il gestore del termovalorizzatore, quest'ultimo cederà il calore ad un prezzo che ha un minimo pari ai costi di gestione (incluso lo smaltimento dei residui di combustione) e ammortamento che la tariffa di conferimento non copre, ed un massimo pari al costo del calore ottenuto con un combustibile alternativo.

Il campione analizzato include quattro situazioni in cui vi è separazione societaria tra il gestore del termovalorizzatore (che coincide con il gestore della raccolta di rifiuti urbani) e il gestore della rete di TLR, due riconducibili al gruppo A2A⁶⁸, una al gruppo IREN⁶⁹ e una al gruppo SEL⁷⁰. Nel caso di A2A, il calore è stato ceduto ad un prezzo *[omissis]*(*) che sembrerebbe parametrato al costo del combustibile alternativo (il gas naturale, con un prezzo medio al PSV nel 2011 di 28,27 €/MWh) (netto da imposte e tariffa di trasporto).

Nel caso di IREN e di SEL, invece, si osserva un prezzo più elevato, *[omissis]* che appare equivalente al costo di acquisto del gas naturale (comprensivo di imposte e tariffa di trasporto).

124. Nel caso invece il gestore dell'impianto di termovalorizzazione e quello della rete di TLR coincidano, allora in ragione dell'integrazione verticale il costo del combustibile dovrebbe essere virtualmente nullo (al netto di quello eventualmente necessario per integrare i rifiuti) e ciò dovrebbe riflettersi in un prezzo finale del calore da TLR relativamente basso, in quanto il costo di gestione del termovalorizzatore e gli ammortamenti dell'impianto dovrebbero essere coperti dalla tariffa di conferimento al termovalorizzatore e quindi il "costo" del calore da recuperare nel prezzo del servizio di TLR dovrebbe essere commisurato ai soli costi di gestione e agli ammortamenti della rete di TLR. Infatti, anche in caso di monopolio, i minori costi dovrebbero riflettersi in un prezzo più basso, a parità di altre condizioni.

Nel caso di Desio, i ricavi dai Comuni per i servizi di smaltimento sembrerebbero in effetti essere più che sufficienti a coprire i relativi costi di incenerimento dei rifiuti e smaltimento dei residui.

125. Le peculiarità di funzionamento dei termovalorizzatori illustrate in precedenza si ripercuotono in rendimenti complessivi piuttosto bassi⁷¹, dovuti anche alla parziale

⁶⁸ Si tratta di Milano, dove AMSA (gestore dei rifiuti urbani) gestisce il termovalorizzatore Silla 2 e vende il calore a A2A Calore & Servizi, che lo immette, tra l'altro nella rete di TLR denominata "Figino", e di Brescia, dove Aprica (gestore dei rifiuti urbani) vende il calore del termovalorizzatore di Brescia ad A2A Calore & Servizi.

⁶⁹ Si tratta di Reggio Emilia, dove il gestore del servizio di igiene urbana gestisce anche il termovalorizzatore e cede il calore a IREN Emilia, che si occupa della gestione della rete di TLR e della vendita del calore agli utenti.

⁷⁰ Si tratta della rete di Bolzano, gestita da Ecotherm, società del gruppo SEL che acquista il calore proveniente dal termovalorizzatore gestito da un'altra società del gruppo.

(*) *In questa versione alcuni dati sono stati omissati per tutelarne la riservatezza.*

⁷¹ Tutti questi impianti hanno un rendimento complessivo inferiore alle soglie fissate dalla Commissione Europea (direttiva 8/2004) per considerare l'intera produzione come "cogenerativa". Parte della produzione elettrica è considerata quindi avvenire dissipando il calore, soprattutto nei mesi in cui la domanda di calore è inferiore.

dissipazione del calore prodotto o dalle inefficienze nella produzione di elettricità quando il vapore prodotto è destinato primariamente alla rete di TLR.

Secondo le stime AIRU⁷², tuttavia, durante i cicli di funzionamento in assetto cogenerativo tali impianti hanno un rendimento termico che va dal 51% circa del termovalorizzatore bresciano al 78% circa dei termovalorizzatori di Reggio Emilia e Desio.

3.3.2.5 Limitata flessibilità della produzione di calore

126. La generazione di calore è caratterizzata da un diverso livello di flessibilità a seconda che si consideri la variazione stagionale o quella giornaliera di domanda.

La flessibilità rispetto alla variazione stagionale è significativa, dato che la rete deve essere in grado di funzionare efficientemente anche d'estate, quando la domanda di calore si riduce alla sola produzione di acqua calda sanitaria.

127. Diverso è invece il discorso riguardo alla flessibilità durante la giornata. Gli impianti di teleriscaldamento sono infatti meno flessibili di quelli individuali riguardo ai "salti" nei livelli di consumo che avvengono in determinati momenti della giornata, p.es. al mattino o alla sera. Ciò è correlato al fatto che l'acqua ha un elevato calore specifico e ne fa un ottimo mezzo di trasporto del calore, ma fa anche sì che sia necessaria una maggiore quantità di energia termica per aumentare di un grado la temperatura di una data quantità di acqua. Ciò significa che soddisfare un "salto" di domanda di calore concentrato in un breve intervallo di tempo richiederà un consumo di energia termica più che proporzionale al "salto" stesso. Tale effetto è più sensibile in un sistema di teleriscaldamento, piuttosto che con una caldaia individuale.

Per tale motivo, il funzionamento efficiente di un sistema di teleriscaldamento si ha in corrispondenza di una fornitura di calore quanto più costante possibile nel corso della giornata, con una variazione contenuta nell'ordine di un paio di gradi centigradi.

128. Peraltro, un profilo di domanda di calore caratterizzato da picchi repentini può richiedere l'intervento delle caldaie di integrazione alimentate a gas, che impiegheranno più combustibile per riscaldare velocemente l'acqua necessaria a soddisfare il picco di domanda.

129. E' per questo motivo che i gestori delle reti di TLR invitano gli utenti a mantenere un profilo di consumo di calore piuttosto costante nella giornata: i "salti" di domanda si tradurranno infatti in consumi di energia termica più che proporzionali e quindi in maggiori costi per l'utente stesso.

La figura seguente, tratta da un opuscolo diffuso da HERA, mette a confronto la potenza termica richiesta da un utente con un profilo di consumo caratterizzato da significativi salti di temperatura ("picco", in viola), ed uno più piatto, con minori salti

⁷² AIRU ed ENEA hanno sviluppato una metodologia per stimare i rendimenti degli impianti cogenerativi che non raggiungono le soglie fissate dalla Direttiva 8/2004, descritta nell'Annuario AIRU, i cui risultati sono riportati, impianto per impianto, nell'Annuario stesso.

termici (“flat”, in giallo). E’ evidente la differenza di potenza termica richiesta, che si riflette in un differente costo per l’utente.

Fig. 9: confronto potenza richiesta in corrispondenza di profili di consumo differenti

| Ora | Temperatura (picco) | Potenza (picco) | Temperatura (flat) | Potenza (flat) |
|-----|---------------------|-----------------|--------------------|----------------|
| 1 | 16 | 0 | 18 | 20 |
| 2 | 16 | 0 | 18 | 0 |
| 3 | 16 | 0 | 18 | 0 |
| 4 | 16 | 0 | 18 | 20 |
| 5 | 16 | 40 | 18 | 0 |
| 6 | 18 | 40 | 18 | 0 |
| 7 | 21 | 90 | 21 | 40 |
| 8 | 21 | 90 | 21 | 40 |
| 9 | 21 | 90 | 21 | 40 |
| 10 | 19 | 0 | 20 | 30 |
| 11 | 18 | 0 | 20 | 30 |
| 12 | 16 | 0 | 20 | 20 |
| 13 | 16 | 0 | 20 | 20 |
| 14 | 16 | 0 | 20 | 20 |
| 15 | 16 | 40 | 20 | 20 |
| 16 | 18 | 40 | 20 | 20 |
| 17 | 20 | 90 | 20 | 20 |
| 18 | 21 | 90 | 21 | 40 |
| 19 | 21 | 50 | 21 | 40 |
| 20 | 21 | 40 | 21 | 20 |
| 21 | 20 | 0 | 20 | 20 |
| 22 | 18 | 0 | 20 | 20 |
| 23 | 16 | 0 | 18 | 0 |
| 24 | 16 | 0 | 18 | 0 |

Fonte: HERA

3.4 Integrazione verticale tra produzione, distribuzione e vendita, vendita all’ingrosso di calore e Third Party Access

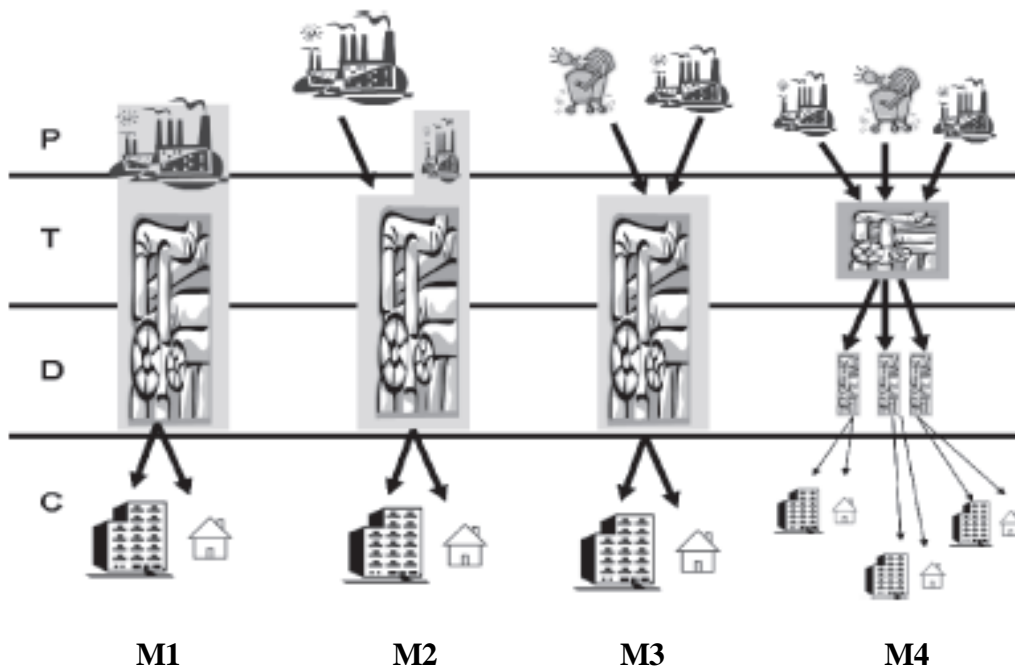
3.4.1 I modelli di organizzazione della filiera del TLR e lo sviluppo di un mercato all’ingrosso del calore

130. Come evidenziato in precedenza, la configurazione tipica di una rete di TLR prevede un impianto di generazione calore dedicato (affiancato da almeno una caldaia di integrazione e riserva), le cui caratteristiche sono state scelte in modo da ottimizzare il funzionamento complessivo della rete, data una serie di vincoli esterni – p.es., la possibilità di accedere ad incentivi specifici per gli impianti alimentati a biomassa o a fonti rinnovabili. La rete e l’impianto vengono quindi disegnati in maniera integrata, dal medesimo soggetto che gestirà sia la rete di distribuzione del calore, sia l’impianto di generazione. Il distributore si occuperà anche della vendita del calore agli utenti.

Questo assetto verticalmente integrato – che trova la sua giustificazione in elementi storici e, in parte, in elementi tecnici, ma contrasta profondamente con quello che si osserva nel gas e nell’elettricità - non è l’unico possibile e vi sono esempi concreti di assetti differenti, non solo in Europa ma persino in Italia, caratterizzati da vari gradi di separazione tra le attività di generazione, trasmissione e distribuzione del calore.

La figura successiva rappresenta quattro possibili organizzazioni verticali della filiera del TLR:

Fig. 10: Organizzazioni verticali della filiera del TLR



P = produzione, T = trasmissione, D = distribuzione, C = consumo

Fonte: Hellmer (2009), An International Comparison of District Heating Markets

131. Il modello M1 rappresenta il modello verticalmente integrato.

I modelli M2 e M3 rappresentano situazioni in cui vi è concorrenza nella generazione di calore. Essi sono diffusi in Finlandia (dove il 30% del calore utilizzato nelle reti di TLR è fornito da terzi), ma vi sono esempi sia in Svezia che in Danimarca ed Italia.

Il modello M4 rappresenta una situazione di concorrenza nella generazione di calore e di separazione tra trasmissione e distribuzione, che si riscontra a Copenaghen.

132. In M2 il gestore della rete di trasmissione e distribuzione resta integrato nella produzione, ma acquista parte del proprio fabbisogno da un fornitore terzo, per esempio un impianto produttivo che genera come sottoprodotto del calore che può essere impiegato per riscaldare l'acqua utilizzata nella rete di TLR.

L'acquisto del calore avviene in genere sulla base di contratti di fornitura di medio-lungo periodo, a fronte degli investimenti necessari per rendere disponibile il calore alla rete. Le modalità e i prezzi di fornitura sono oggetto di libera negoziazione tra le parti.

Questo modello si ritrova – oltre che in Finlandia – in alcune città svedesi e a Mantova, dove la rete è stata fino ad oggi alimentata non solo dal calore proveniente dalla centrale di cogenerazione di EniPower, ma anche dal calore proveniente dalla raffineria IES. In alcuni casi (p.es., Goteborg in Svezia) sono presenti più impianti terzi fornitori di calore.

Studi condotti in Svezia suggeriscono che l'offerta potenziale di calore da parte di terze parti potrebbe essere elevata.⁷³

133. In M3, invece, il gestore della rete di TLR non è integrato nella generazione e acquista il calore da diversi impianti, in concorrenza tra loro.

In questo caso – ma anche nel modello M2, in presenza di più impianti terzi - si sviluppa un *mercato all'ingrosso* informale del calore, quanto meno al momento in cui la domanda di forniture di calore da parte del gestore del calore si manifesta e gli impianti interessati a soddisfarla presentano le loro offerte. Anche in questo caso i rapporti di fornitura saranno regolati da contratti di somministrazione di lungo periodo negoziati liberamente tra le parti.

134. In entrambi i modelli M2 e M3 il gestore della rete di TLR acquista il calore e lo rivende ai consumatori.

Il gestore quindi agisce da “*acquirente unico*” per i consumatori allacciati alla propria rete. Gli eventuali benefici della concorrenza all'ingrosso potranno essere trasferiti ai consumatori soltanto se il gestore fronteggia una concorrenza da parte di altri sistemi di riscaldamento e la competitività del TLR è influenzata dal calore fornito dai terzi.

135. Nel modello M4 (descritto in maniera dettagliata in seguito) la separazione tra trasmissione e distribuzione è funzionale allo sviluppo di un mercato all'ingrosso più strutturato. La necessità di un tale sviluppo nasce dal fatto che, in un contesto di separazione tra generazione e distribuzione del calore, la gestione oraria e giornaliera del dispacciamento del calore pone problematiche alle quali si può far fronte senza grandi difficoltà in un modello di parziale integrazione verticale (M2), ma che possono divenire difficilmente gestibili in un contesto di totale separazione come M3, soprattutto in presenza di impianti di cogenerazione che seguono logiche di produzione non asservite a quelle della fornitura del calore necessario alla rete di TLR.

Nel modello M4, è il gestore della rete di trasmissione che acquista il calore in un mercato all'ingrosso in cui competono i diversi generatori e che lo rivende ai distributori, i quali a loro volta lo rivendono ai consumatori. L'aggregazione della domanda di calore al livello di trasmissione permette di contemperare meglio i vincoli derivanti dalla distribuzione oraria e giornaliera della domanda di calore con la programmazione della produzione di calore da parte degli impianti connessi alla rete, basata sui segnali di prezzo provenienti non solo dal mercato del calore, ma anche da altri mercati (elettricità ecc.).

136. I modelli M2-M4 si sono sviluppati progressivamente, in due contesti: (i) l'ampliamento di reti esistenti e (ii) l'integrazione tra reti esistenti.

Nel primo contesto, l'acquisto di calore da terzi può rivelarsi una soluzione più efficiente della costruzione di una nuova centrale di base o di una caldaia di integrazione,

⁷³ Broberg S, Backlund S., Karlsson M. Thollander P., *Industrial excess heat deliveries to Swedish district heating networks: Drop it like it's hot*, 2012, *Energy Policy*, (51), 332-339.

soprattutto laddove nei pressi della rete di TLR vi siano impianti industriali che producono calore recuperabile nel corso dei propri processi produttivi.

Nel secondo contesto, i modelli visti emergono generalmente spontaneamente, come accaduto a Goteborg e a Copenaghen. Il modello M4 richiede tuttavia l'esistenza di reti molto grandi per potere efficacemente funzionare.

Sono quindi questi i contesti nei quali più facilmente può svilupparsi un mercato all'ingrosso del calore.

3.4.2 Le problematiche dell'accesso dei terzi alla rete

137. Tutti i modelli esaminati vedono il distributore (o il gestore della rete di trasmissione) nel ruolo di “acquirente unico”. L'accesso degli utenti della rete al calore generato da terzi diversi dal gestore della rete o da società collegate avviene solo in via mediata.

Il modello di accesso diretto dei generatori terzi agli utenti allacciati alla rete di TLR – analogo a quello sperimentato nel gas e nell'elettricità e noto come “accesso pieno dei terzi alla rete”⁷⁴ (full third party access o full TPA) – non è stato invece considerato perché non esistono esempi noti in cui ciò sia avvenuto.

La possibilità di un accesso pieno alla rete di TLR stata oggetto di ampio dibattito, soprattutto in Svezia⁷⁵. Tale dibattito ha messo in luce l'esistenza di difficoltà sia tecniche che organizzative che spiegano l'assenza di esperienze di accesso pieno alla rete, nonché l'esistenza di costi che potrebbero più che compensare i benefici di un “full TPA”.

138. Le difficoltà tecniche sono legate innanzitutto al fatto che il calore deve essere trasportato da un fluido che deve essere immesso e circolare nella rete mantenendo determinate specifiche di pressione e temperatura - che dipendono dalle particolari caratteristiche della rete di TLR e degli impianti che la servono⁷⁶ - il cui rispetto è necessario sia per assicurare il funzionamento efficiente della rete di TLR, sia per evitare differenze nella “qualità” del calore fornito agli utenti della rete, sia per assicurare l'efficiente funzionamento degli impianti di cogenerazione (la cui efficienza è strettamente legata alla temperatura di ritorno dell'acqua).

Esiste inoltre il problema di coordinare impianti la cui produzione di calore è poco flessibile.

Tali problemi nei modelli M2-M4 sono generalmente risolti mediante opportuni accorgimenti tecnici (scambiatori, pompe, compressori ecc.) e, in ogni caso, è responsabilità del *single buyer* assicurare che la qualità del servizio fornito sia uniforme all'interno della rete.

⁷⁴ Nella letteratura sul TLR la locuzione “accesso dei terzi alla rete” (o “third party access”, TPA) è usata spesso in maniera generica, per ricomprendere tutte le situazioni in cui le fasi di produzione, distribuzione e vendita non siano completamente integrate in un unico soggetto. Per indicare la nozione più specifica di TPA – cioè la separazione tra generazione, distribuzione e vendita e l'accesso dei generatori ai singoli utenti finali – si parla di “full TPA”.

⁷⁵ Cfr. Wårell, L., T. Sundqvist (2009), *Market opening in local district heating networks*. In: Proceedings of the 10th IAEE European Conference, Vienna, 7–10 September.; Söderholm, P., Wårell, L. (2011). Market opening and third party access in district heating networks, *Energy Policy*, vol. 39(2), pp 742-752.

⁷⁶ Cfr., p.es., Werner S., *District Heating Systems Institutional Guide*, BRE – DHCAN Project, 2004.

In assenza di un “acquirente unico”, la risoluzione di tali problemi di coordinamento tecnico appare più complessa.

139. Un TPA pieno comporta invece diversi problemi organizzativi⁷⁷, riguardanti, tra l'altro: (i) la determinazione corretta del prezzo di accesso alla rete, (ii) la separazione piena tra le differenti fasi (generazione, trasmissione / distribuzione, vendita), (iii) la definizione di strumenti analoghi ai “codici di rete” (nei quali identificare le condizioni tecniche che dovrebbero essere soddisfatte dal calore immesso in rete dai differenti generatori, le responsabilità dei diversi soggetti riguardo alla qualità della fornitura di calore all'utente finale ecc.), (iv) la gestione di eventuali meccanismi di compensazione tra produttori riguardo alle immissioni e ai prelievi di calore, (v) procedure per lo switching da un venditore di calore ad un altro, (vi) la predisposizione di meccanismi che incentivino l'affidabilità della generazione, in particolari riguardo alla fornitura di capacità di picco.

140. Dal punto di vista economico, invece, l'accesso alla rete di fornitori diretti dei clienti finali, in concorrenza con il distributore integrato nella generazione, potrebbe creare delle significative inefficienze. Infatti, soprattutto nel caso di venditori di calore di recupero industriale, il prezzo del calore offerto potrebbe risultare significativamente inferiore a quello praticato dal distributore integrato, a causa dei minori costi che il venditore di calore industriale deve coprire mediante il prezzo di vendita⁷⁸; la perdita di clienti da parte del distributore si tradurrà in una perdita di economie di scala e quindi in costi più alti di generazione.

Tale situazione è più probabile laddove l'accesso alla rete fosse in qualche misura obbligatorio e non riguardasse reti in espansione, dove l'accesso di terzi è evidentemente una alternativa all'aggiunta di nuova capacità da parte del distributore integrato.

Inoltre, gli investimenti potrebbero essere scoraggiati, nella misura in cui la concorrenza comporti maggiori rischi imprenditoriali e una possibile minore remunerazione degli impianti di cogenerazione.

141. Per tali motivi, molti ritengono che i costi di transazione e le inefficienze legati all'implementazione del *full TPA* potrebbero sopravanzarne i benefici.

Posto che la possibilità di concorrenza *ex-post* nel TLR potrebbe stimolare innovazioni volte a ridurre i problemi tecnici e di coordinamento ricordati⁷⁹, va comunque osservato che le difficoltà identificate sono, in larga misura, quelle che sono state affrontate nel corso della liberalizzazione dei settori del gas e dell'energia elettrica. Le specificità fisiche ed economiche del TLR potrebbero rendere tali problematiche di più difficile, ma non impossibile, risoluzione. Esse quindi non possono giustificare un abbandono totale della prospettiva del *full TPA* nel teleriscaldamento, soprattutto nelle

⁷⁷ Cfr. Korhonen H. (2011): *Effective and competitive heat markets - structural, economical and technical aspects*, ERRA licensing committee meeting, San Pietroburgo, 19 maggio. L'autore era al tempo un importante dirigente di Fortnum, società finlandese che è uno dei maggiori operatori europei del TLR.

⁷⁸ Si ricordino, a tal proposito, le stime riportate in precedenza relative alla rete di Mantova, nella quale il prezzo di cessione del calore generato da Enipower alla rete di TLR sono commisurati al solo costo del combustibile.

⁷⁹ Cfr. Korhonen (2011), *cit.*

grandi realtà urbane dove la domanda di calore esistente già allacciata alla rete è sufficiente a rendere economicamente sostenibile sia un unbundling tra le diverse fasi della filiera del TLR, sia la concorrenza tra diversi operatori non integrati.

142. E' in questa prospettiva che va interpretata la decisione delle autorità svedesi di inserire nella legge sul TLR una regolamentazione minimale del TPA “negoziato”.

Il TPA “negoziato” – cioè l’accesso diretto agli utenti da parte dei generatori, a condizioni specifiche negoziate con il gestore della rete locale – è l’evoluzione naturale dei modelli M2-M3 verso l’accesso diretto dei generatori e costituisce un importante veicolo di sperimentazione di soluzioni per risolvere i problemi tecnici e organizzativi menzionati. Al fine di garantire che tale sperimentazione possa avvenire, la legge svedese ha quindi obbligato i gestori delle reti di TLR a discutere le richieste di accesso alla propria rete che dovessero pervenire loro e a spiegare dettagliatamente i motivi per i quali eventualmente decideranno di non concedere l’accesso. In tal modo, potrà accumularsi una esperienza sulle effettive prospettive economiche dell’accesso alla rete da parte di fornitori terzi.

143. Nel frattempo, la concorrenza nella filiera del TLR resterà limitata alla concorrenza tra sistemi di riscaldamento e alla concorrenza tra generatori di calore per rifornire un “acquirente unico”.

[3.4.3 L’interconnessione tra le reti esistenti e lo sviluppo del mercato all’ingrosso del calore: l’esperienza danese e alcune esperienze italiane in corso di sviluppo](#)

144. Lo sviluppo di un mercato all’ingrosso del calore può essere anche il risultato dell’integrazione di reti separate, gestite da soggetti differenti.

L’esempio più noto è quello della rete di Copenaghen, dove le offerte di vendita di calore sono ordinate e scelte sulla base dell’ordine di merito economico da parte di un coordinatore creato dai gestori delle reti di trasporto e si è proceduto ad un *unbundling* tra generazione, trasporto e distribuzione del calore. Attualmente in Italia si stanno sviluppando due importanti progetti di interconnessione, a Torino e a Milano. Essi sono interessanti perché sia la situazione preesistente sia le modalità di interconnessione si prestano in maniera differente allo sviluppo di un mercato all’ingrosso del calore.

3.4.3.1 Il mercato all’ingrosso del calore nel sistema integrato di Copenaghen

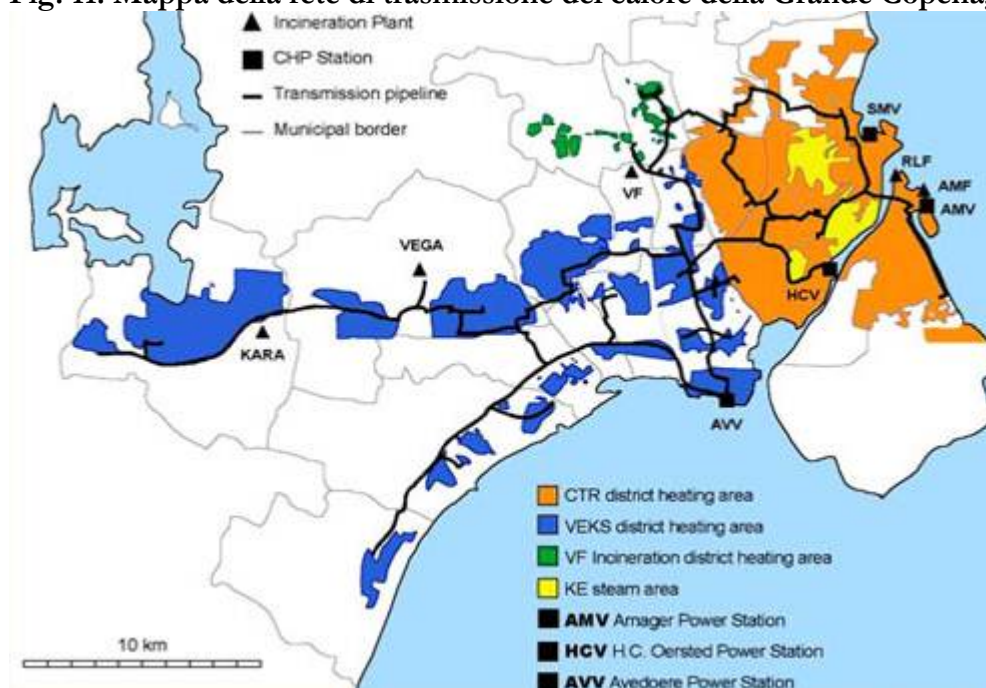
145. Il sistema di TLR della regione di Copenaghen è uno dei più ampi del mondo: circa 50 milioni di m² di superficie riscaldata sono riforniti da un gruppo di impianti gestiti come un unico sistema, che producono annualmente circa 30,000 TJ (circa 8,3 TWh). Il 98% degli edifici sono connessi alla rete. Esso rappresenta circa il 20% della domanda di calore danese.

Il sistema di TLR integrato della regione di Copenaghen è costituito da 3 reti di trasmissione ad acqua calda interconnesse e da una rete di trasmissione del vapore⁸⁰, cui sono allacciate 25 reti di distribuzione dislocate sul territorio di Copenaghen e altri 17 comuni minori. La distanza tra i punti estremi serviti è di circa 35 km. Alle reti di trasmissione sono allacciati diversi impianti di generazione calore: (i) 4 impianti di cogenerazione, due alimentati a metano, uno a metano e biomassa ed uno a biomassa; tre sono di proprietà di DONG Energi A/S e l'altro è di Vattenfall A/S; (ii) 4 termovalorizzatori di rifiuti, operanti in cogenerazione, che forniscono circa il 30% del calore richiesto e sono di proprietà comunale; (iii) oltre 50 caldaie di integrazione e riserva.

146. Le reti di trasmissione sono gestite da quattro società pubbliche (CTR, VEKS, Vestforbrænding e Copenaghen Energy), che rivendono il calore alle società di distribuzione locali. Le società di trasmissione agiscono quindi come “single buyer” nei confronti delle società di distribuzione.

Nel sistema integrato di Copenaghen vi è quindi una separazione proprietaria tra le fasi della generazione e della trasmissione del calore e quantomeno una separazione societaria tra la trasmissione e la distribuzione del calore. della distribuzione.

Fig. 11: Mappa della rete di trasmissione del calore della Grande Copenaghen



147. Prima della liberalizzazione del mercato elettrico danese tutti gli impianti di cogenerazione era posseduti da un'unica società (Energi E2), che si coordinava con i gestori delle reti di trasmissione per fornire il calore richiesto. Con la liberalizzazione del mercato elettrico (gennaio 2003), gli impianti di Energi E2 di Copenaghen sono stati acquisiti da DONG ed è entrata nell'area anche Vattenfall. Si è posto dunque il problema

⁸⁰ Si tratta della rete estesa nella parte centrale di Copenaghen, che è in corso di conversione ad acqua calda. Completata la conversione, anch'essa verrà interconnessa alle altre reti.

di come assicurare l'approvvigionamento al minimo costo dei distributori di calore – i soli soggetti a conoscenza dei profili di domanda di calore, ma esclusi dal mercato elettrico – da parte dei cogeneratori, evitando che questi scambiassero informazioni sui reciproci piani di produzione. La soluzione prescelta è stata quella di creare un sistema di ottimizzazione continua della produzione di calore e di elettricità simile a quello del mercato elettrico liberalizzato.

148. Per gestire tale sistema di ottimizzazione in maniera indipendente i gestori delle maggiori reti di trasmissione (CTR, VEKS e Copenhagen Energy) hanno creato è Varmelastheden (VLE, oggi Varmelast.dk), che agisce sostanzialmente come gestore della rete di trasmissione integrata e, in tale veste, agisce come gestore di una sorta di “mercato del calore del giorno prima” e di ottimizzatore dei piani di generazione del calore per tener conto dei vincoli della rete di trasmissione del calore.

Ogni giorno VLE invia la domanda *oraria* di calore prevista per il giorno successivo agli impianti di generazione; i generatori inviano a VLE le proprie curve di offerta del calore, basate sui profili di domanda ricevuti, sul prezzo di vendita dell'elettricità, sui costi dei combustibili e sulla capacità disponibile; VLE calcola quindi quanto calore acquistare da ciascun impianto al fine di minimizzare il costo orario di approvvigionamento del calore e invia i propri ordini di acquisto orari ai vari impianti; sulla base di questi ordini, i generatori decidono i propri piani di produzione (di elettricità e calore) ottimali e inviano a VLE un prospetto contenente la quantità di calore che intendono produrre in ciascuna ora e il costo marginale di modifica della produzione pianificata; VLE, sulla base di questi prospetti, ottimizza il funzionamento orario dell'intero sistema di trasmissione e distribuzione del calore, tenendo conto dei vincoli di trasmissione e distribuzione, e ottiene i piani definitivi della domanda oraria di calore per ciascun impianto; tali piani sono inviati agli impianti di generazione, che li usano per i loro piani definitivi di produzione. Durante il giorno di generazione, il piano di domanda viene rivisto 3 volte da VLE per tener conto di modifiche della domanda o problemi agli impianti o alle reti o di mutamenti nei prezzi dell'energia elettrica che modifichino il costo marginale di produzione del calore.

149. Al fine di facilitare l'ottimizzazione della produzione degli impianti di cogenerazione e quindi la minimizzazione del costo del calore, la rete di TLR della regione di Copenhagen comprende tre impianti di stoccaggio del calore – sostanzialmente dei grossi serbatoi di acqua calda. Quando la produzione di elettricità è più conveniente, questi serbatoi sono utilizzati per fornire calore, mentre nei periodi in cui la produzione di calore è più conveniente essi vengono ricaricati.

150. Questo sistema si è rivelato particolarmente flessibile sia nell'assicurare l'approvvigionamento di calore al minimo costo di generazione, sia nella gestione di impianti basati su differenti tecnologie e combustibili. Grazie ad esso, si è creato un mercato giornaliero del calore nel quale le società di trasmissione comprano il calore dagli impianti che, in ciascuna ora, lo vendono a meno e a loro volta lo rivendono alle

società di distribuzione connesse alla rete di trasporto, le quali a loro volta lo trasportano ai singoli consumatori.

3.4.3.2 Il caso Torino: interconnessione tra reti locali di gestori diversi e servite da diversi impianti di produzione del calore

151. All'inizio degli anni '80, la azienda energetica torinese AEM Torino (oggi IREN SpA) definì un primo “*Piano strategico di sviluppo della cogenerazione e del teleriscaldamento in Torino*”, imperniato su due grandi impianti di cogenerazione posti a Sud (la centrale termoelettrica di Moncalieri) e a Nord del centro cittadino, collegati da una tubatura di grosso diametro (rete di trasporto), dalla quale, in corrispondenza dei c.d. “baricentri di carico termico”, si diramava la rete di distribuzione volta a servire capillarmente gli utenti. Tale rete di teleriscaldamento doveva essere realizzata in modo da valorizzare le sinergie con altri impianti di cogenerazione presenti nell'area torinese e da rendere possibile lo scambio di calore con gli altri impianti di generazione presenti sul territorio, inclusi quelli utilizzabili per l'integrazione e riserva.

152. AEM ha messo in atto questo piano partendo dalla costruzione di una centrale di cogenerazione azionata da motori diesel nel 1982 nel quartiere le Vallette. Grazie all'esperienza maturata sono stati realizzati nel 1988 la rete di Mirafiori Nord, servita dall'impianto di cogenerazione e teleriscaldamento Mirafiori Nord e poi, nel 1994, la rete di Torino Sud, inaugurata nel 1994 e alimentata dal calore proveniente dalla centrale termoelettrica di Moncalieri e da due centrali di integrazione e riserva (Moncalieri e BIT). Nel 1999 le reti di Mirafiori Nord e di Torino Sud sono state direttamente interconnesse.

153. Nel 2001, a seguito degli accordi intercorsi tra AEM ed Italgas per la costituzione della società AES Torino S.p.A. (Azienda Energia e Servizi), il piano del teleriscaldamento e quello della distribuzione del gas vengono rivisti al fine di ottenere un piano di sviluppo integrato che prevede lo sviluppo del teleriscaldamento in due nuove zone distinte della città, denominate “Torino Centro” e “Zona Spina 3”, alimentate grazie all'ampliamento della centrale di Moncalieri e della centrale di integrazione e riserva Politecnico. A seguito di tali iniziative, circa il 40% degli abitanti di Torino era servito dal TLR nel 2009.

Nel 2006 è stato avviato un progetto di ampliamento della rete di TLR nella zona Nord della città.

154. Parallelamente alle iniziative promosse dalle società appartenenti oggi al gruppo IREN, altri operatori iniziarono, a partire dalla fine degli anni Novanta, ad impegnarsi nel settore della cogenerazione e del teleriscaldamento.

Attualmente nella cintura torinese sono in attività 3 reti di TLR:

- la rete di Settimo Torinese, attualmente gestita da Pianeta s.r.l. e alimentata dalla centrale di cogenerazione a ciclo combinato di Leini, di proprietà di GDF-SUEZ;
- la rete di Rivoli-Grugliasco-Collegno, nata dall'interconnessione delle reti di dei tre Comuni, sviluppate da società partecipate da SEI S.p.A., che attualmente la gestisce; essa

è alimentata dalla centrale di cogenerazione a ciclo combinato di Rivoli e da centrali termiche a Rivoli e Grugliasco;
- la rete di Borgaro Torinese, gestita da CogenPower S.p.A. e alimentata da un motore alternativo a gas cogenerativo.

155. A seguito di questi sviluppi e (a) della decisione di costruire un termovalorizzatore a Gerbido, nella parte occidentale della cintura torinese, e della conseguente richiesta da parte dei Comuni interessati di misure compensatorie sul piano ambientale, tra cui l'utilizzo del calore prodotto dal termovalorizzatore per ampliare le reti di teleriscaldamento esistenti, nonché (b) della volontà delle amministrazioni pubbliche di estendere il TLR alla zona Est di Torino e ad altri Comuni della cintura torinese (Nichelino, Venaria, Beinasco), il 29 giugno 2009 la Provincia e il Comune di Torino e le imprese che gestiscono reti di TLR nell'area torinese, nonché TRM S.p.A., incaricata della realizzazione del termovalorizzatore di Gerbido, hanno sottoscritto un *Protocollo per lo sviluppo del servizio di teleriscaldamento nell'area torinese*, che prevede una progressiva integrazione ed ampliamento delle reti esistenti nell'area torinese.

Tale progetto prevede (i) l'utilizzazione del calore del termovalorizzatore per l'ampliamento delle reti di Rivoli-Grugliasco-Collegno e la creazione di quella di Beinasco, (ii) la realizzazione di un nuovo termodotto per connettere il termovalorizzatore alla rete di Torino, (iii) lo sviluppo di una rete "Torino Est", da connettere alla rete "Torino Nord" in fase di realizzazione, (iv) la connessione della centrale di Leinì alla rete di Torino attraverso la realizzanda rete di Torino Est e la costruzione di una nuova centrale a servizio di tale rete. La figura successiva, tratta dal Protocollo, illustra gli interventi previsti.

156. Il Protocollo prevede a carico di tutti gli operatori firmatari l'impegno a non frapporre ostacoli allo sviluppo delle attività di produzione, trasporto e vendita del calore da parte di altri operatori nelle aree interessate dal Protocollo.

Inoltre, si prevede a carico di IREN l'impegno a realizzare un sistema di TLR che utilizzi in maniera efficiente le risorse messe a disposizione da tutti gli impianti di cogenerazione e a commercializzare il calore messo a disposizione dai produttori.

Infine, a carico di TRM si prevede un obbligo di fornitura di almeno 100 MWht di calore nel periodo invernale.

Fig. 12: lo sviluppo previsto del teleriscaldamento nell'area torinese



Fonte: Regione Piemonte, Protocollo per lo sviluppo del servizio di teleriscaldamento nell'area torinese

157. Nel 2011 è entrata in funzione la nuova centrale di cogenerazione di Torino Nord ed è iniziato l'allacciamento degli utenti interessati al servizio. La dorsale della nuova rete è stata collegata alla rete di Le Vallette, permettendo di chiudere l'ormai obsoleta centrale di Le Vallette.

Nel 2012 IREN Ambiente – controllata congiuntamente da IREN e dal fondo di investimento F2I - ha acquisito il controllo di TRM, subentrando negli impegni assunti con il suddetto Protocollo.

Il termovalorizzatore è attualmente funzionante, ma solo in esercizio provvisorio al fine di calibrarne il funzionamento. Attualmente non si prevede che le forniture di calore saranno operative prima del 2016.

158. Attualmente, circa il 55% degli abitanti di Torino sono serviti dal TLR. La rete è gestita da AES Torino, controllata congiuntamente da IREN e da Italgas S.p.A. La vendita del calore è invece effettuata da IREN Energia, controllata al 100% da IREN. Le centrali sono invece gestite da IREN Produzione, anch'essa controllata al 100% da IREN.

Nella rete di Torino è stato quindi realizzato un *unbundling* societario tra le fasi della produzione, della distribuzione e della vendita di calore.

159. Con la realizzazione dell'interconnessione tra Gerbido e le reti di Grugliasco-Rivoli-Collegno e di Torino si verrà a creare una rete di dimensioni paragonabili a quella di Copenaghen, costituita da diverse reti interconnesse e collegate da una lunga e articolata rete di trasporto, nella quale immettono calore impianti gestiti da soggetti differenti.

L'*unbundling* già realizzato dal gruppo IREN per la gestione di tale rete potrebbe favorire la creazione di un mercato all'ingrosso del calore sul modello di quello danese, per soddisfare in maniera ottimale il fabbisogno di calore della rete interconnessa.

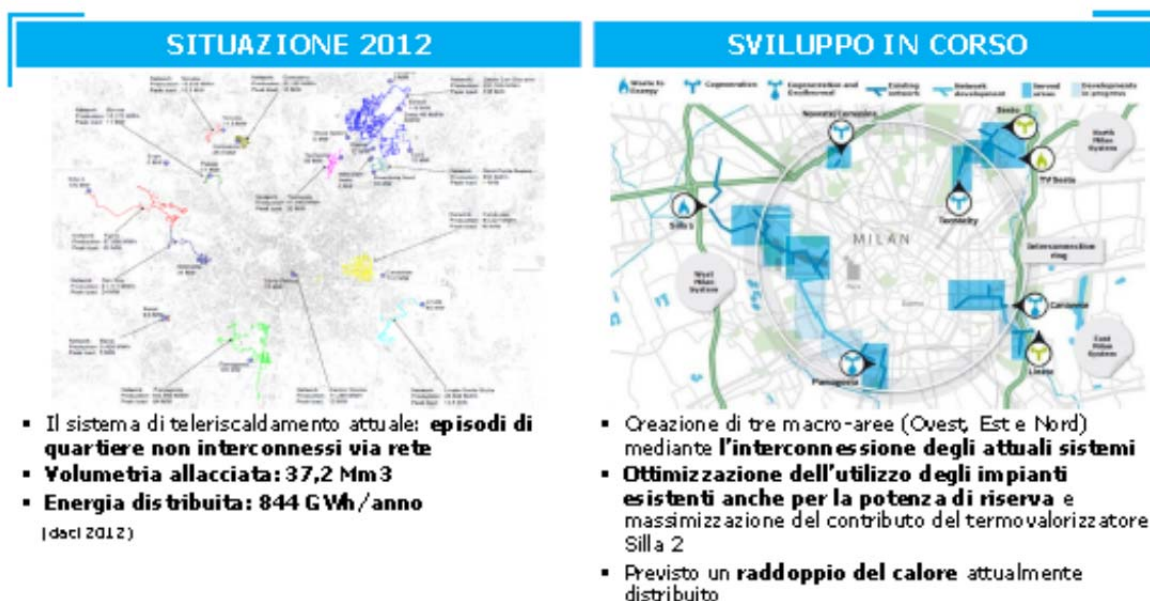
3.4.3.3 Gli sviluppi milanesi: il progetto di interconnessione delle reti gestite da A2A e il progetto di dorsale

160. Il TLR a Milano si è sviluppato mediante una serie di “episodi” di quartiere, che utilizzano una grande varietà di tecnologie di generazione del calore, dal recupero del calore proveniente dall'incenerimento dei rifiuti nel termovalorizzatore Silla 2 alle pompe di calore installate nella centrale Canavese al calore generato dalla centrale termoelettrica di Sesto San Giovanni.

161. Nel 2013 A2A ha annunciato un ampio progetto di sviluppo del TLR a Milano, da svolgersi in due fasi.

Nel breve-medio periodo, l'interconnessione tra le reti di quartiere adiacenti e il loro progressivo ampliamento, al fine di sviluppare completamente le potenzialità di generazione degli impianti esistenti e in particolare del termovalorizzatore;

Fig. 13: evoluzione della rete di TLR milanese nel breve-medio periodo

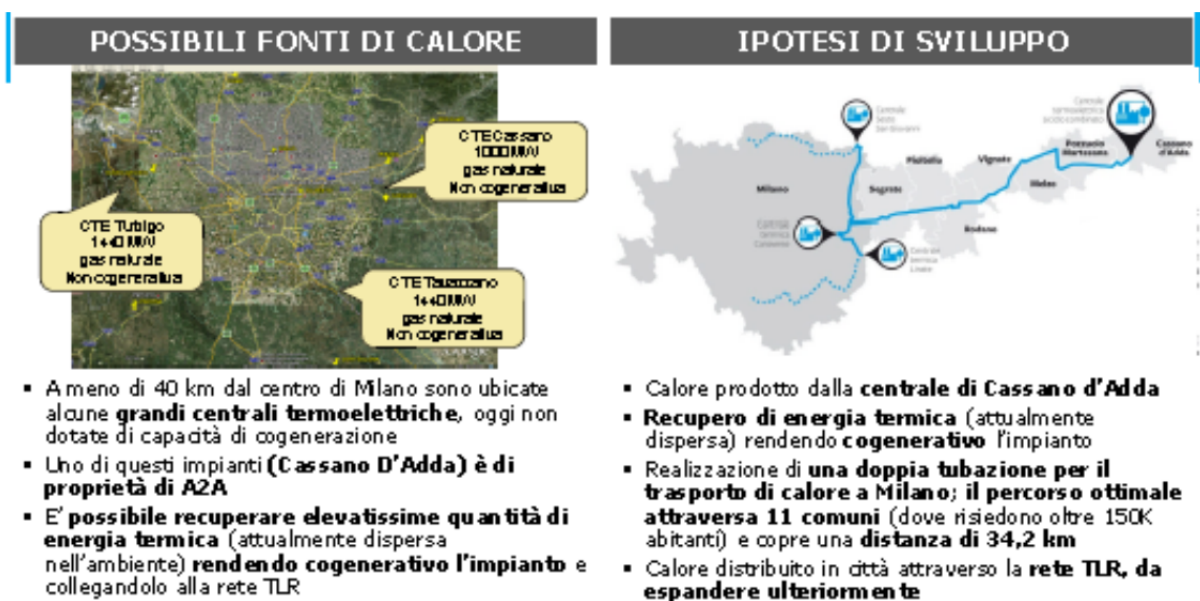


Fonte: A2A SpA

162. Nel lungo periodo, l'interconnessione tra le reti così create ed un'ulteriore estensione del TLR dipende dalla possibilità di individuare fonti competitive di produzione del calore. Una possibilità è la trasformazione della centrale termoelettrica a ciclo combinato di Cassano d'Adda in una centrale di cogenerazione e la costruzione di un termidotto per il trasporto a Milano del calore così generato. Il calore potrebbe essere venduto anche a reti esistenti o da realizzare lungo il percorso,

con la possibilità quindi di configurare tale termidotto come la dorsale di una rete di TLR regionale.

Fig. 14: evoluzione della rete di TLR milanese nel lungo periodo



Fonte A2A Spa

163. A differenza che nel caso di Torino, l'evoluzione dell'area milanese da un lato appare frutto di una scelta imprenditoriale indipendente e non la conseguenza della pianificazione energetica provinciale o regionale, e dall'altro lato non prevede l'apporto di calore da parte di terzi, se si esclude quello storico dalla centrale di Sesto San Giovanni di Edison S.p.A., in larga misura dedicato a servire la rete locale. In altri termini, essa non appare, almeno nel breve periodo, in grado di sviluppare un mercato all'ingrosso del calore e quindi non avrà alcun effetto sulla struttura monopolistica integrata del TLR nell'area milanese.

Nel lungo periodo, lo sviluppo di un mercato all'ingrosso del calore appare dipendente dalla realizzazione di reti lungo il percorso del realizzando termidotto.

3.5 I benefici ambientali

164. I sostenitori del TLR presentano usualmente questa tecnologia come apportatrice di significativi benefici ambientali, dovuti al risparmio di emissioni nocive causato dalla sostituzione della produzione centralizzata – maggiormente efficiente - a quella decentralizzata.

Da questo punto di vista, il calore fornito attraverso le reti di TLR sarebbe un calore “di qualità”, tanto maggiore quanto più la produzione di calore nelle centrali che alimentano le reti di TLR è effettuata attraverso materie prime rinnovabili.

165. Dal punto di vista di una Autorità antitrust, i benefici ambientali del TLR rilevano solo nella misura in cui da essi discendano discriminazioni a favore di tali sistemi di

riscaldamento, in termini di incentivi all'adozione, trattamento fiscale ecc., oppure se essi costituiscono un mezzo di differenziazione del prodotto e quindi di concorrenza rispetto agli altri sistemi di riscaldamento.

Come si vedrà nel cap. 4, i benefici ambientali del TLR sono alla base di vari recenti interventi di sostegno al settore.

166. AIRU stima che nel 2011 il TLR abbia permesso di evitare emissioni di CO₂ pari a 1,3 milioni di tonnellate (Mtonn), pari al 28% delle emissioni dei sistemi sostituiti. A fronte di una produzione di CO₂ di 488 Mtonn a livello nazionale e di un obiettivo di riduzione di tali emissioni – rispetto al livello del 1990 – di circa 40 Mtonn⁸¹, nel solo 2011 le emissioni evitate del TLR rappresentano quindi il 2,5% circa dell'obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni derivante dal Protocollo di Kyoto.

167. La metodologia utilizzata da AIRU per determinare le emissioni evitate si basa sulla determinazione delle caratteristiche dei sistemi termici ed elettrici "sostituiti" dall'impianto di TLR. In particolare, il (i) *sistema termico sostituito* è costituito dall'insieme delle caldaie "convenzionali" che hanno prodotto la medesima quantità di calore tramite l'utilizzo di combustibili fossili (gas naturale, gasolio, olio combustibile fluido, GPL), mentre (ii) il "*sistema elettrico sostituito*" è costituito dal Sistema Elettrico Nazionale, la cui produzione viene spiazzata per un quantitativo di energia pari all'elettricità immessa in rete dall'impianto cogenerativo che fornisce calore alla rete di TLR.

Per determinare le prestazioni di tali sistemi, l'AIRU ha sviluppato nel 2008, in collaborazione con ENEA, una metodologia⁸² disegnata appositamente per trattare specifiche problematiche poste dal funzionamento degli impianti di cogenerazione asserviti alle reti di TLR, e in particolare (i) quegli impianti di cogenerazione che siano stati esercitati durante l'anno anche ai fini di produrre energia elettrica per sfruttarne i picchi di prezzo e quindi dissipando parte del calore prodotto in assenza di domanda da parte della rete, e (ii) quegli impianti (p.es., i termovalorizzatori) che siano stati costruiti con una capacità di generazione ben superiore a quella richiesta dalla rete di TLR, proprio per immettere elettricità sul mercato.

In tutti questi casi, utilizzando i limiti minimi di rendimento indicati dalla Direttiva 8/2004, il metodo AIRU permette di scorporare la produzione dell'impianto avvenuta in cogenerazione effettiva da quella avvenuta in regime dissipativo, attribuendo alla rete di TLR soltanto le emissioni della produzione in cogenerazione.

168. Nel caso dei sistemi termici, si assume un impianto alimentato a gas naturale con un rendimento del 90%, mentre il rendimento del Sistema Elettrico Sostituito è assunto pari al 46%, come previsto dalle norme in vigore relative ai Titoli di Efficienza Energetica.

⁸¹ Dati tratti da ISPRA, Annuario dati ambientali 2012.

⁸² AIRU-ENEA, *Teleriscaldamento e sistemi energetici integrati – Metodologia di valutazione dei benefici energetici ed ambientali*, 2008. Tale metodologia è stata rivista per adeguarla alle previsioni del DM 4 agosto 2011 che ha recepito la direttiva 2004/8/CE.

169. Il limite di questo metodo sta, evidentemente, nel modo in cui sono costruiti i “sistemi sostituiti”: se essi riflettono una composizione impiantistica irrealisticamente inefficiente dal punto di vista ambientale, le emissioni evitate risulteranno sovrastimate.

Questa problematica è stata sollevata in audizione da Assotermica, secondo la quale il “sistema termico sostituito” comprenderebbe una percentuale troppo bassa di moderne caldaie a condensazione, sovrastimando le emissioni risparmiate dal TLR.

Più in generale, Assotermica ha sostenuto che il vantaggio del TLR sulle caldaie a metano sia assai modesto riguardo alle emissioni e alla stessa efficienza energetica. Tale limitato vantaggio sussisterebbe sia per gli impianti centralizzati che per quelli monofamiliari.

Infine, Assotermica ha rilevato che i termovalorizzatori, essendo stati costruiti con dimensioni eccessive rispetto al fabbisogno termico dell'area in cui insistono, sono energeticamente inefficienti e hanno emissioni di nocive superiori a quelli delle caldaie monofamiliari che vanno a sostituire se collegati ad una rete di TLR.

170. Gli studi empirici disponibili appaiono supportare la conclusione che comunque il TLR assicuri una riduzione delle emissioni nocive (ossidi di azoto (NO_x) e di zolfo (SO_x)) e climalteranti (CO₂).

Uno studio⁸³ svolto da un gruppo di ricercatori italiani su un caso concreto italiano di sostituzione di caldaie individuali a metano con un sistema di TLR, anch'esso alimentato da una centrale cogenerativa a metano, ha riscontrato che le emissioni annuali totali di SO_x, PM e NO_x sono minori con il TLR, ma risultano più concentrate. In particolare, nel caso concreto vi era un'area penalizzata dalle emissioni di NO_x. Le emissioni di CO₂ sono del 33% inferiori nel caso del sistema di TLR.

171. Vari studi promossi da Assotermica, riguardanti il confronto dell'efficienza e delle emissioni di vari sistemi di riscaldamento autonomi e centralizzati (ma non il TLR) ha rilevato come, per tecnologie tradizionali o per le caldaie a condensazione, il sistema centralizzato abbia emissioni minori, mentre i sistemi autonomi termosolari hanno emissioni minori anche dei corrispondenti sistemi centralizzati.

Tali studi indicano inoltre che il livello delle emissioni di CO₂ per edifici conformi alle più recenti normative edilizie in tema di efficienza energetica sono più basse di quelle ipotizzate da AIRU per il sistema termico sostituito, anche in presenza di sistemi di riscaldamento autonomo tradizionali.

Ciò significa che la stima AIRU potrebbe riflettere meglio le caratteristiche correnti del patrimonio abitativo italiano.

⁸³ Torchio M.F., Genon G., Poggio A., Poggio M. (2009): *Merging of energy and environmental analyses for district heating systems*, *Energy* (34), pp. 220–227.

4. Le politiche pubbliche

172. Le politiche pubbliche hanno un importante ruolo nel determinare le modalità di concorrenza tra il TLR e gli altri sistemi di riscaldamento e la condotta degli operatori del TLR.

Le modalità di sviluppo del settore del TLR e le condotte di prezzo delle imprese del settore sono infatti influenzate dalle politiche pubbliche di incentivazione degli investimenti in questo sistema di riscaldamento, in quanto tali politiche da un lato aumentano artificialmente la domanda di TLR e, dall'altro lato, modificano il peso dei diversi incentivi che determinano il livello dei prezzi del servizio di TLR.

In particolare, obblighi di allacciamento alle reti esistenti di TLR evidentemente aumentano l'incentivo ad alzare i prezzi per sfruttare i clienti allacciati, dato che tali prezzi non scoraggeranno nuovi allacciamenti a causa dell'obbligo di legge. Benefici concessi agli utenti finali connessi al riscaldamento via TLR possono aumentare gli *switching costs*, come visto nel cap. 3. Infine, contributi sugli investimenti di rete, se adeguatamente modulati, potrebbero invece aumentare l'incentivo ad applicare un prezzo per il calore basso per connettere più utenti alla rete⁸⁴.

Inoltre, l'intervento di regolamentazione dell'attività di TLR comporta vincoli alle condotte di prezzo degli operatori, riguardo sia al livello dei prezzi del TLR sia alla possibilità di discriminare tra clienti vecchi e nuovi del TLR oppure – nel caso di gestori esercenti anche il servizio di distribuzione e vendita di gas naturale - tra clienti utilizzanti differenti sistemi di riscaldamento.

173. In Italia si sono avute entrambe le tipologie di intervento pubblico.

Da un lato, obiettivi di carattere ambientale e di efficienza energetica hanno spinto ad incentivare in vario modo lo sviluppo del settore del TLR, anche in coerenza con l'evoluzione delle politiche comunitarie in materia.

Dall'altro lato, il TLR è stato assoggettato ad una regolamentazione da parte dei Comuni, in quanto la prima fase di sviluppo del TLR è stata caratterizzata da un ruolo preponderante delle aziende municipalizzate e dalla effettuazione del servizio di TLR in regime di concessione di servizio pubblico locale, con l'imposizione di una serie di obblighi a favore degli utenti del servizio.

174. Nel seguito si offrirà una breve panoramica delle differenti modalità di intervento pubblico applicate in Italia e all'estero e del modo in cui esse possono influenzare la concorrenza tra sistemi di TLR e la condotta degli operatori del TLR.

⁸⁴ I contributi in conto capitale sono stati severamente criticati (in termini di distribuzione tra le reti e commisurabilità agli effettivi risultati conseguiti); al loro posto, sono stati proposti dei contributi in conto esercizio basati sull'energia termica effettivamente prodotta e differenziati in base al contributo ambientale (emissioni di CO₂ evitate) della fonte utilizzata per produrre calore. Dato che tali contributi sarebbero commisurati alla quantità di calore erogata, essi potrebbero aumentare l'incentivo a tenere i prezzi del calore bassi in modo da allacciare nuovi clienti e guadagnare l'incentivo a copertura dei costi di investimento. Cfr. Bottio I., Caminiti N.M., Gangale F., Stefanoni M (2008): *Teleriscaldamento e sistemi energetici integrati - Metodologia di valutazione dei benefici energetici ed ambientali e strumenti di incentivazione*, ENEA.

Nella prima parte del capitolo verranno discusse le varie tipologie di incentivi di cui hanno beneficiato le reti di TLR; si tratta di contributi diretti a ridurre i costi di investimento e di esercizio della rete, e a premiare il contributo all'efficienza energetica complessiva dato dallo sviluppo di tali sistemi di riscaldamento. Nella seconda parte del capitolo, dopo aver descritto il ruolo del TLR nella Strategia Energetica Nazionale, verranno invece discusse tutta una serie di normative legate al miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici, che discriminano a favore della connessione alle reti di TLR. Nella terza parte del capitolo viene invece esaminato il modo in cui gli Enti Locali hanno regolamentato il servizio di TLR in Italia. Nella quarta parte, verrà esaminato il modo in cui il TLR è regolato in alcuni paesi europei. Infine, si svolgeranno alcune brevi riflessioni conclusive sull'intervento pubblico nel TLR, anche alla luce delle esperienze internazionali.

4.1 L'incentivazione delle reti di TLR

175. La climatizzazione degli edifici rappresenta una delle fonti più importanti di emissioni di CO₂, NO_x e SO_x nell'aria e la maggior fonte di consumi di energia sia nel settore civile che nell'intera economia⁸⁵. L'incentivazione dell'efficienza nella produzione ed utilizzazione del calore può dunque rappresentare una fonte primaria di risparmi di energia per il sistema economico. Per tale motivo, le politiche comunitarie e nazionali volte all'efficienza energetica si sono concentrate sul miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici e sull'uso di tecnologie di climatizzazione che permettano di risparmiare energia primaria e di contenere le emissioni nocive.

176. In questo quadro, lo sviluppo del teleriscaldamento in Italia ha potuto beneficiare fin dal 1982 di varie tipologie di incentivazione destinate alla realizzazione di risparmi energetici.

L'investimento nelle reti di TLR in Italia, soprattutto nella fase di *start-up* del settore, ha goduto infatti di diversi incentivi in conto capitale, che hanno riguardato sia gli impianti di generazione del calore (contributi statali fino al 1995) che le reti di distribuzione (soprattutto contributi regionali). Ad essi si sono poi aggiunti diversi incentivi "in conto esercizio", che hanno preso la forma sia di vere e proprie sovvenzioni al costo del combustibile (i provvedimenti del Comitato Interministeriale Prezzi a favore di alcuni impianti di cogenerazione, benefici fiscali sull'acquisto di metano), sia di ricavi aggiuntivi premianti l'efficienza energetica del TLR e degli impianti di generazione del calore collegati (certificati bianchi e verdi).

Tali incentivi hanno avuto un ruolo significativo nel sostenere lo sviluppo del settore.

⁸⁵ I consumi di energia per riscaldamento / raffrescamento rappresentano il 45% dei consumi finali di energia in Italia.

4.1.1 Incentivi per la realizzazione delle reti di TLR

4.1.1.1 Incentivi in conto capitale previsti da leggi nazionali

177. Negli anni '80 e '90 la realizzazione di impianti e reti di TLR ha goduto di alcune incentivazioni in conto capitale, previste da leggi nazionali volte al perseguimento di obiettivi strategici di risparmio energetico e utilizzazione delle risorse rinnovabili. Tali norme hanno esaurito i loro effetti.

178. La legge 308/82⁸⁶ considerava “*di pubblico interesse e di pubblica utilità*” l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili, includendo in esse non solo il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso, ma anche “*la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali [e] il calore recuperabile negli impianti di produzione di energia elettrica, nei fumi di scarico e da impianti termici e processi industriali, e le altre forme di energia recuperabile in processi o impianti*”.

In questo contesto, l'art. 4 della legge 308/82 sottraeva al monopolio dell'ENEL la produzione di energia elettrica in cogenerazione e in generale quella da fonti rinnovabili (come sopra definite) in impianti di potenza inferiore a 3 MWe, ma prevedeva anche una importante deroga per le imprese municipalizzate, che ha favorito lo sviluppo storico delle reti di TLR da parte di tali aziende: “*Qualora gli impianti siano gestiti da comuni, province e loro consorzi o aziende singole o consorziate nonché da consorzi istituiti fra aziende pubbliche e private, i limiti di potenza sono determinati dalle esigenze della produzione di calore*”. L'eccedenza di energia elettrica prodotta da tali impianti era acquistata dall'ENEL a prezzi regolati dal Comitato Interministeriale Prezzi.

10. Al fine di incentivare lo sviluppo della produzione di rinnovabili o in cogenerazione, venivano concessi contributi a fondo perduto per studi di fattibilità e progetti esecutivi⁸⁷ e veniva predisposto un fondo di ben 415 miliardi di lire (oggi, poco meno di 214 milioni di euro) per contributi in conto capitale ai medesimi soggetti che avessero costruito o sviluppato gli impianti di cui sopra, nel limite del 30% della spesa totale preventivata.

⁸⁶ L. 29-5-1982 n. 308, Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi.

⁸⁷ L'art. 10 della legge 308/82 stanziava 10 miliardi di lire (oggi, oltre 5 milioni di euro) per concedere contributi a fondo perduto “*per studi di fattibilità tecnico-economica o per progetti esecutivi di impianti civili, industriali o misti di produzione, recupero, trasporto e distribuzione del calore derivante dalla cogenerazione o dall'utilizzo di energie rinnovabili*”, realizzati da “*regioni e comuni o loro consorzi e associazioni, sia direttamente sia tramite loro aziende e società, nonché alle imprese [non trasferite all'ENEL], ad industrie e loro consorzi, a consorzi costituiti tra industrie ed enti pubblici*”.

Tali contributi potevano coprire fino al 50% della spesa prevista (con un massimo di 50 milioni per gli studi di fattibilità tecnico-economica e di 300 milioni per i progetti esecutivi) purché l'impianto avesse le seguenti caratteristiche minime: (i) potenza della rete di distribuzione del calore erogato all'utenza superiore a 20 MWt (in altri termini, reti di dimensione pari ad una cittadina di provincia o ad un quartiere di una grande città); (ii) potenza elettrica installata per la cogenerazione pari ad almeno il 10% della potenza termica erogata all'utenza; (iii) nel caso di utilizzazione di energie rinnovabili, potenza termica pari ad almeno 5 MWt.

Il medesimo art. stanziava il fondo per i contributi in conto capitale.

Tali contributi sono stati utilizzati per lo sviluppo di alcune reti storiche, quali quelle di Brescia, Torino, Brunico, Rovereto, Verona, in particolare per l'acquisto degli impianti di generazione calore.

10. La successiva legge 10/91⁸⁸ ha abrogato la legge 308/82 ma ha confermato ed esteso gli incentivi al TLR.

In particolare, l'art. 11 prevedeva che ai medesimi soggetti beneficiari e per le stesse finalità di cui all'art. 10 della legge 308/82 potessero essere concessi contributi *in conto capitale* nel limite massimo del 50% della spesa ammissibile prevista sino ad un massimo di cinquanta milioni di lire per gli studi di fattibilità tecnico-economica e di trecento milioni di lire per i progetti esecutivi⁸⁹.

Nel medesimo articolo veniva inoltre previsto un contributo in conto capitale – pari al 40% della spesa documentata per le reti di TLR e al 30% in tutti gli altri casi – *“per la realizzazione o la modifica di impianti con potenza uguale o superiore a dieci megawatt termici o a tre megawatt elettrici relativi a servizi generali e/o al ciclo produttivo che conseguano risparmio di energia attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili di energia e/o un migliore rendimento di macchine e apparecchiature e/o la sostituzione di idrocarburi con altri combustibili”*.

179. Il comma 7 conteneva inoltre una norma specifica a favore del TLR, secondo la quale la *“realizzazione degli impianti di teleriscaldamento [nelle aree idonee alla loro realizzazione, come individuate da regioni e province autonome] da parte di aziende municipalizzate, di enti pubblici, di consorzi tra enti pubblici, tra enti pubblici ed imprese private ovvero tra imprese private che utilizzano il calore dei cicli di produzione di energia delle centrali termoelettriche nonché il calore recuperabile da processi industriali possono usufruire di contributi in conto capitale fino al 50 per cento del relativo costo”*.

180. Inoltre, l'art. 6 obbligava le *“regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano [a individuare] le aree che risultano idonee alla realizzazione di impianti e di reti di teleriscaldamento”* e impone ad Amministrazioni ed Enti pubblici l'obbligo di privilegiare l'allacciamento alle reti di TLR qualora propri immobili rientrino in tali aree.

181. L'art. 8 della legge disponeva inoltre contributi in conto capitale, pari ad una percentuale compresa tra il 20% e il 40% della spesa documentata, per l'attuazione di interventi volti ad accrescere l'efficienza energetica degli edifici.

Tra questi interventi era prevista anche l'installazione di impianti di cogenerazione e di sistemi ad alta efficienza. Tali norme hanno favorito l'allacciamento degli edifici alle reti di TLR e la costruzione di sistemi di riscaldamento centralizzato per *“supercondomini”*, assimilati a piccole reti di TLR.

⁸⁸ L. 9 gennaio 1991, n. 10, 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.

⁸⁹ La platea di impianti ammessi al contributo veniva ampliata, abbassando la potenza termica minima a 10 MWt e quella elettrica minima a 3 Mwe.

182. La legge 10/91 nel 1995 non è stata rifinanziata ed ha quindi esaurito i suoi effetti riguardo agli incentivi previsti dall'art.11 e dall'art. 7.

Gli interventi di cui all'art. 8 sono diventati successivamente di competenza delle Regioni.

Questi finanziamenti sono stati usati per lo sviluppo, tra le altre, della rete di Reggio Emilia, anche in questo caso per l'acquisto di impianti generazione calore.

4.1.1.2 I contributi erogati dalle Regioni e dalle Province Autonome

183. Alcune Regioni – p.es. Lombardia, Piemonte ed Emilia Romagna – e le province autonome di Trento e Bolzano hanno incentivato la costruzione di reti di TLR attraverso la concessione di contributi in conto capitale, utilizzati soprattutto per la realizzazione delle reti di distribuzione del calore.

Parte di tali contributi riflettono anche il trasferimento di una serie di competenze relative alle politiche energetiche alle Regioni.

Lombardia

184. In Lombardia fin dal 1999 vengono periodicamente selezionati progetti di realizzazione di reti di TLR, sulla base di appositi bandi che descrivono le caratteristiche dei progetti finanziabili.

Nel 1999 sono stati emessi bandi per il finanziamento sia di reti a biomassa, che di reti basate su impianti di cogenerazione o da fonte rinnovabile diversa dalla biomassa. Tali bandi prevedevano un contributo in conto capitale pari al 40% della spesa e hanno permesso di finanziare 16 iniziative concluse e funzionanti (tra cui quelle di Tirano e Sondalo), mentre altre sono ancora in fase autorizzativa.

Nel 2004 e nel 2007 sono stati emessi nuovi bandi dedicati alla realizzazione di reti di TLR, che prevedevano contributi pari al 40% delle spese ammissibili - con un massimale di 1,5 milioni di euro – per le reti a biomassa vergine locale⁹⁰ e del 30% (con un massimo di 0,75 milioni di euro) per le altre reti di TLR. Tali contributi erano per la metà a fondo perduto e il rimanente era in conto capitale, da restituire in 5 anni ad un tasso agevolato dello 0,5%. Gran parte degli interventi finanziati per le reti a biomassa hanno riguardato estensioni delle reti esistenti costruite con il precedente bando; solo 2 iniziative sono concluse e funzionali, mentre altre 7 sono in corso di realizzazione. Gli interventi per le altre reti finanziati hanno riguardato soprattutto nuove reti, nessuna finanziata con il bando precedente; di esse, 8 sono in corso di realizzazione e 5 sono state concluse e sono entrate in funzione.

Nel complesso, meno del 40% dei fondi messi a disposizione sono stati spesi e meno del 30% dei progetti finanziati era stato concluso alla fine del 2012.

⁹⁰ Ossia raccolta entro un raggio di 40 km dall'impianto.

Piemonte

185. La Regione Piemonte fin dal 2000 ha stanziato risorse per contributi in conto capitale, assegnate attraverso appositi bandi di gara, per interventi di efficientamento energetico e riduzione delle emissioni climalteranti.

Inoltre, l'art.8 della L.R. 23/2002 ha “*istituito, presso l'Istituto finanziario regionale - Finpiemonte, - un fondo rotativo⁹¹ per il credito agevolato, quale strumento finanziario di incentivazione finalizzato a sostenere interventi in materia energetica che rivestano particolare interesse pubblico, per contenuto innovativo, efficienza energetica e minore impatto ambientale in attuazione degli obiettivi del piano regionale energetico-ambientale*”, che ha permesso di erogare finanziamenti in conto capitale per la realizzazione di reti di TLR. I finanziamenti a valere su tale Fondo prevedevano la concessione di contributi a tasso nullo (la cui restituzione in 5 anni va a ricostituire il Fondo) per un importo fino al 50% delle spese ammissibili (70% nel caso di reti alimentate a biomassa), con un massimo di 1 milione di euro, e per la parte rimanente un finanziamento a tasso concordato da parte di istituti di credito convenzionati.

186. Attraverso tali strumenti è stato possibile finanziare la realizzazione e lo sviluppo delle reti di TLR dell'area metropolitana torinese (p.es. Settimo Torinese) e altrove (città degli Studi di Biella). Non risulta che IRIDE – oggi IREN - abbia avuto accesso a tali finanziamenti.

Emilia-Romagna

187. La Regione Emilia-Romagna tramite diversi strumenti ha concesso finanziamenti a una decina di progetti di realizzazione o ampliamento di reti di teleriscaldamento tra il 2000 e il 2010.

Il nuovo Piano Energetico Regionale prevede inoltre contributi specifici finalizzati allo sviluppo di micro-reti di TLR, basate anche sull'uso di biomasse ed energia termica e integrate, ove possibile, con sistemi di generazione elettrica distribuita.

Provincia Autonoma di Bolzano

188. La Provincia Autonoma di Bolzano ha previsto sin dal 1993 contributi in conto capitale per la realizzazione di interventi di efficientamento energetico nel campo della climatizzazione degli edifici, pari al 30% della spesa ammissibile. Tali contributi possono essere utilizzati per la realizzazione di reti di teleriscaldamento alimentate da biomassa.

Grazie ai tali contributi, sono state finanziate diverse reti di TLR altoatesine.

189. La concessione dei contributi avviene previa approvazione dell'area in cui dovrà sorgere la rete e della prevista planimetria da parte del Comune interessato.

⁹¹ Un Fondo di Rotazione è un fondo che è in parte autoalimentato dalla restituzione dei finanziamenti ricevuti da parte delle imprese beneficiarie.

All'interno di tale area solo una rete di TLR può ricevere contributi in conto capitale, ma non vi è un'esclusiva territoriale a favore del beneficiario del contributo.

L'ottenimento del contributo assoggetta i gestori delle reti di TLR ad obblighi di continuità della fornitura e di allacciamento di chiunque ne faccia richiesta all'interno dell'area individuata.

La Provincia Autonoma di Trento

190. La Provincia Autonoma di Trento nel corso degli anni ha incentivato lo sviluppo di alcune decine di reti di TLR di varie dimensioni attraverso contributi in conto capitale.

La legge provinciale sull'energia 20/2012 stabilisce che tale incentivo può arrivare fino al 70% della spesa ammissibile e per le reti di TLR non è limitato ai soli impianti alimentati da fonte rinnovabile.

4.1.1.3 L'ammissibilità dei contributi in conto capitale ai sensi della normativa sugli aiuti di Stato.

191. Le leggi nazionali o regionali che prevedono contributi in conto capitale devono rispettare la normativa europea sugli aiuti di stato, che prevede limiti sia in termini di peso del contributo sul totale delle spese ammissibili, sia riguardo alla determinazione delle spese ammissibili.

Per ciò che concerne il TLR, nella misura in cui la sostituzione di un impianto di TLR ai sistemi individuali di riscaldamento comporti un significativo risparmio energetico e una significativa riduzione delle emissioni di CO₂, NO₂, SO₂, esso potrà essere qualificato quale investimento a tutela dell'ambiente e quindi il peso massimo del contributo sulle spese ammissibili potrà essere pari al 40%.

192. Riguardo alle spese ammissibili, la disciplina sugli aiuti di stato stabilisce che "*i costi ammissibili sono rigorosamente limitati ai costi d'investimento supplementari (sovraccosti) necessari per conseguire gli obiettivi di tutela ambientale*".

Da questo punto di vista, gli investimenti nella rete di distribuzione (primaria e secondaria) del TLR sono pienamente ammissibili, in quanto l'alternativa è costituita dal riscaldamento autonomo.

Gli investimenti nella centrale di generazione potrebbero essere invece ammessi al massimo nella misura della differenza tra il costo della centrale e il costo delle caldaie individuali sostituite.

4.1.1.4. Il Fondo di Garanzia istituito dal d.lgs. 28/2011

193. Attualmente l'unica incentivazione diretta alla realizzazione di reti per il teleriscaldamento è il Fondo di Garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, istituito dall'art. 22, comma 4, del d.lgs. 28/2011.

Tale Fondo è alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano, posto a carico dei clienti finali, pari a 0,05 c€/Sm³.

194. L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, come previsto dal decreto legislativo, ha disciplinato le modalità di esazione e versamento di tale contributo alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico e ha attivato il Fondo nel corso del IV trimestre 2011.

Il gettito annuo di tale maggiorazione è pari a circa 35 milioni di euro e quindi di entità significativa, sufficiente a finanziare ogni anno circa la metà dell'investimento necessario a installare una rete di TLR di medie dimensioni⁹².

195. I Decreti Interministeriali che dovrebbero determinare i criteri di accesso al Fondo e le modalità di erogazione dei contributi nel dicembre 2013 non erano stati ancora determinati⁹³.

196. Va rilevato che la peculiare modalità di finanziamento del Fondo di Garanzia introduce una forma di sovvenzionamento delle reti di TLR da parte degli utenti del riscaldamento autonomo o centralizzato a gas metano. Ciò sembra indicare il riconoscimento del fatto che il TLR e il riscaldamento condominiale o autonomo a metano sono sistemi di riscaldamento strettamente sostituibili.

4.1.1.5 Finanziamenti BEI e Fondo Europeo per l'Efficienza Energetica.

197. Una importante fonte di finanziamento per lo sviluppo del TLR, alternativa alle fonti nazionali, è costituita dai prestiti agevolati concessi dalla Banca Europea degli Investimenti.

I previsti ampliamenti della rete di TLR di Milano saranno finanziati da uno di tali prestiti, di durata quindicennale.

198. Nel 2007 è stato inoltre costituito un Fondo Europeo per l'Efficienza Energetica, con un capitale finanziato dalla Commissione Europea e da altri tre soci investitori – la Banca Europea degli Investimenti, Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. e Deutsche Bank.

Il compito di tale Fondo è investire in progetti che aumentino l'efficienza energetica, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi europei. Tra tali progetti sono espressamente previsti quelli in reti di TLR, in particolare alimentate da fonti rinnovabili.

4.1.2 Gli incentivi “in conto esercizio” alle reti di TLR e agli impianti di cogenerazione

199. Sempre nel quadro del perseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, le reti di TLR hanno beneficiato e beneficiano – direttamente ed indirettamente – anche di vari contributi “in conto esercizio”, che vanno a ridurre i costi che esse devono sostenere o premiano il contributo dato all'efficienza energetica.

⁹² Per una rete alimentata da un impianto cogenerativo a biomassa si stima (progetto comunitario BioEnerGIS) un costo di investimento iniziale di circa 6 milioni di euro/MWe, mentre nel caso di una rete alimentata da una centrale termica a biomassa l'investimento è di circa 1,2 milioni di euro / MWt. Per dare un ordine di grandezza, si consideri che l'investimento necessario a realizzare le reti di TLR di Tirano, Sondalo e S. Caterina Valfurva (comprensivo di centrali di generazione, rete di distribuzione e sottostazioni di utenza) è stato di poco più di 60 milioni di euro.

⁹³ Secondo AIRU, tale fondo dovrebbe erogare contributi in conto esercizio proporzionati al calore distribuito dalle reti di teleriscaldamento realizzate successivamente all'entrata in vigore del decreto legislativo.

4.2.2.1 Titoli di Efficienza Energetica” (cd. “certificati bianchi”)

200. Gli impianti di TLR basati su fonti rinnovabili nonché quelli in cogenerazione accedono al meccanismo incentivante dei “Titoli di Efficienza Energetica” (cd. “certificati bianchi” o “TEE”), titoli negoziabili sul mercato telematico gestito dal GME che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica⁹⁴.

201. Attualmente possono accedere ai TEE soltanto le reti di TLR alimentate da impianti “ad alto rendimento”, ossia dagli impianti termici con una efficienza del 95% e dagli impianti cogenerativi con una efficienza pari ad almeno il 75-80%⁹⁵.

Il TEE sono commisurati al risparmio di energia primaria permesso dalla specifica iniziativa e sono concessi per 10-15 anni. Tali risparmi – e quindi i corrispondenti TEE – sono calcolati in maniera diversa a seconda che si tratti di reti di TLR alimentate da impianti cogenerativi cui si applica il D.M 5/9/2011 (in linea di principio, gli impianti ad alto rendimento entrati in attività dopo il 7/3/2007), oppure di reti alimentate da impianti non cogenerativi oppure che non ricadono tra quelli considerati dal D.M..

Per i primi vale la metodologia indicata nel Decreto, mentre per i secondi trovano applicazione le schede tecniche predisposte dall’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas⁹⁶.

202. Le schede tecniche predisposte dall’AEEG attribuiscono un coefficiente moltiplicativo⁹⁷ particolarmente elevato al TLR nel calcolo dei TEE spettanti (3,36), superiore a quello attribuito alla sostituzione di caldaie a gas tecnologicamente obsolete o di scaldabagni elettrici con moderne caldaie a condensazione, sia all’adozione di pompe di calore e di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria (caratterizzati da un coefficiente di 2,65), in ragione della maggiore durata degli impianti industriali (quali quelli di TLR) rispetto a quelli individuali.

Tali schede tengono conto anche degli eventuali Certificati Verdi spettanti all’impianto, in modo da evitare duplicazioni di incentivazione.

203. Il meccanismo dei TEE crea evidentemente un vantaggio in capo ai gruppi societari attivi sia nel TLR che nella distribuzione elettrica e nel gas, nella misura in cui i

⁹⁴ Il sistema dei certificati bianchi, introdotto nella legislazione italiana nel 2004, prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in Tonnellate Equivalenti di Petrolio risparmiate (TEP). Il risparmio di un TEP equivale ad un certificato bianco. Le aziende distributrici di energia elettrica e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando progetti di efficienza energetica che diano diritto ai certificati bianchi oppure acquistando i TEE da altri soggetti sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica organizzato dal GME.

⁹⁵ L’80% per le sezioni con turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore e per le sezioni con turbina di condensazione a estrazione di vapore e il 75% per tutti gli altri tipi di unità di cogenerazione. (art. 6.1, D.M. 4/8/2011).

⁹⁶ Le competenze dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas in materia di TEE sono passate nel 2013 al GSE. Le schede tecniche relative a nuovi tipi di intervento che danno diritto ad ottenere TEE, nonché la revisione delle vecchie schede spetta ora all’ENEA.

⁹⁷ C.d. coefficiente di durabilità dell’investimento.

TEE emessi a favore delle reti di TLR possano ceduti internamente ai distributori del gruppo soggetti agli obblighi di risparmio energetico.

Ciò costituisce un importante incentivo per questi operatori a sviluppare progetti di TLR ammissibili a ricevere dei TEE⁹⁸.

4.1.2.2 Certificati Verdi⁹⁹ e altre forme di incentivazione sull'energia elettrica prodotta

204. Gli impianti di cogenerazione entrati in servizio prima del 31/12/2008 che alimentano una rete di TLR ricevono una quantità di Certificati Verdi proporzionata alla quantità di calore immessa nella rete di TLR e alla tecnologia di generazione utilizzata¹⁰⁰, anche se non alimentati a fonte rinnovabile. Quelli alimentati a fonte rinnovabile possono inoltre ricevere Certificati Verdi proporzionati alla quantità di energia elettrica generata e alla tecnologia utilizzata.

I ricavi provenienti dalla vendita di tali certificati ai soggetti obbligati costituiscono una importante ed essenziale fonte di reddito per i gestori di alcune reti, come si vedrà nel cap. 5.

205. Alcuni impianti cogenerativi hanno inoltre avuto accesso ai contributi per kWh prodotto previsti dai provvedimenti del Comitato Interministeriale Prezzi 15/89 e 34/90, al più tardi fino alla metà degli anni 2000.

Altri impianti hanno avuto accesso ai contributi CIP 6/92.

206. L'elettricità prodotta dagli impianti di cogenerazione asserviti a reti di TLR gode della priorità di dispacciamento sulla rete di trasmissione nazionale.

4.1.2.3 Benefici fiscali sull'acquisto di combustibile

207. Il TLR gode di alcuni benefici fiscali rispetto alla produzione di calore presso gli utilizzatori civili finali. I consumi di combustibile impiegati nei gruppi di cogenerazione e nelle caldaie di integrazione direttamente connesse alla medesima rete di teleriscaldamento beneficiano dell'aliquota di accisa agevolata per usi industriali (e della relativa quota parte di aliquota agevolata per usi elettrici), solo subordinatamente al verificarsi di alcune condizioni (cogenerazione ad alto rendimento e rapporto elettricità/calore > 10%). In difetto di tale requisito, tali consumi sono assoggettati all'aliquota di accisa per usi civili.

⁹⁸ Si noti che alcuni studi empirici hanno rilevato che per impianti gestiti da imprese operanti nel solo TLR i TEE costituiscono solo una integrazione di ricavi e non contribuiscono significativamente alla redditività del progetto.

⁹⁹ Fino all'emanazione del D.Lgs. 28/2011, i Certificati Verdi sono stati la prevalente modalità di incentivazione della produzione da fonte rinnovabile. Il meccanismo prevede l'obbligo per i produttori di energia elettrica da fonte fossile di sostituire ogni anno un certo ammontare di tale produzione con produzione da fonte rinnovabile o, in alternativa di acquistare un Certificato Verde per ogni MWh di energia prodotta soggetta all'obbligo. A partire dal 1/1/2016, i Certificati Verdi saranno sostituiti da un incentivo determinato ai sensi dell'art. 19 del Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012.

¹⁰⁰ Per maggiori dettagli, cfr. la "procedura di qualificazione" disponibile sul sito Internet del Gestore dei Servizi Energetici all'indirizzo

<http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Certificati%20Verdi/Qualificazioneimpiantidicogenerazioneabbinati%20al%20teleriscaldamento/Pagine/default.aspx>.

Sulle forniture di gas metano impiegate per la produzione di energia elettrica (anche in cogenerazione) si applica l'aliquota agevolata 10% mentre sulle forniture di gas impiegato nelle caldaie si applica l'aliquota ordinaria 21%.

4.2 Il TLR nella Strategia Energetica Nazionale

208. Le Direttive europee 8/2004 e 27/2012 hanno assegnato al TLR un ruolo chiave nelle politiche di risparmio energetico e di riduzione delle emissioni climalteranti.

Il recente documento di Strategia Economica Nazionale (“SEN”)¹⁰¹ si inserisce in questo contesto, assegnando al TLR e alle rinnovabili termiche un ruolo importante per il raggiungimento degli obiettivi riguardanti il contenimento dei consumi energetici e la riduzione delle emissioni climalteranti, in armonia con la politica energetica e ambientale sviluppata a livello comunitario.

209. Per ciò che concerne l'incentivazione diretta, nella SEN si afferma (p. 82) che le potenzialità offerte dal teleriscaldamento (e dal teleraffrescamento) non sono sfruttate appieno nel nostro Paese. Per tale motivo, sono ritenuti necessari interventi che incoraggino l'applicazione di queste tecnologie. Tra questi interventi, la SEN cita l'attivazione del fondo di garanzia per gli investimenti in reti di teleriscaldamento, istituito presso Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) ed alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano.

210. Per quanto riguarda le rinnovabili termiche - caldaie a biomassa, pompe di calore, solare termico, ecc. -, il presupposto di fondo è “*il superamento degli obiettivi di produzione europei 20-20-20, con un più equilibrato bilanciamento tra le diverse fonti rinnovabili (in particolare, con maggiore attenzione rivolta alle rinnovabili termiche)*” (p. 71). L'obiettivo per le rinnovabili termiche è (p. 72) “*quello di sviluppare la produzione di rinnovabili fino al 20% dei consumi finali al 2020 (dal 17% dell'obiettivo 20-20-20), pari a circa 11 Mtep/anno*”.

L'interesse strategico per le rinnovabili termiche nasce dal fatto che il loro sviluppo permette di cogliere simultaneamente vari vantaggi:

- rispetto alle rinnovabili elettriche, permettono di raggiungere gli obiettivi europei in maniera meno costosa (in termini di costo per tonnellata di CO2 evitata o di costo per KWh di energia finale prodotta)¹⁰²;
- permettono di sviluppare e rafforzare una filiera industriale italiana, in particolare riguardo all'utilizzo delle biomasse: secondo le stime della SEN, nell'ambito delle biomasse circa il 65% della tecnologia è di produzione italiana, anche nei segmenti a più alto contenuto tecnologico;
- permettono di risparmiare combustibile fossile importato.

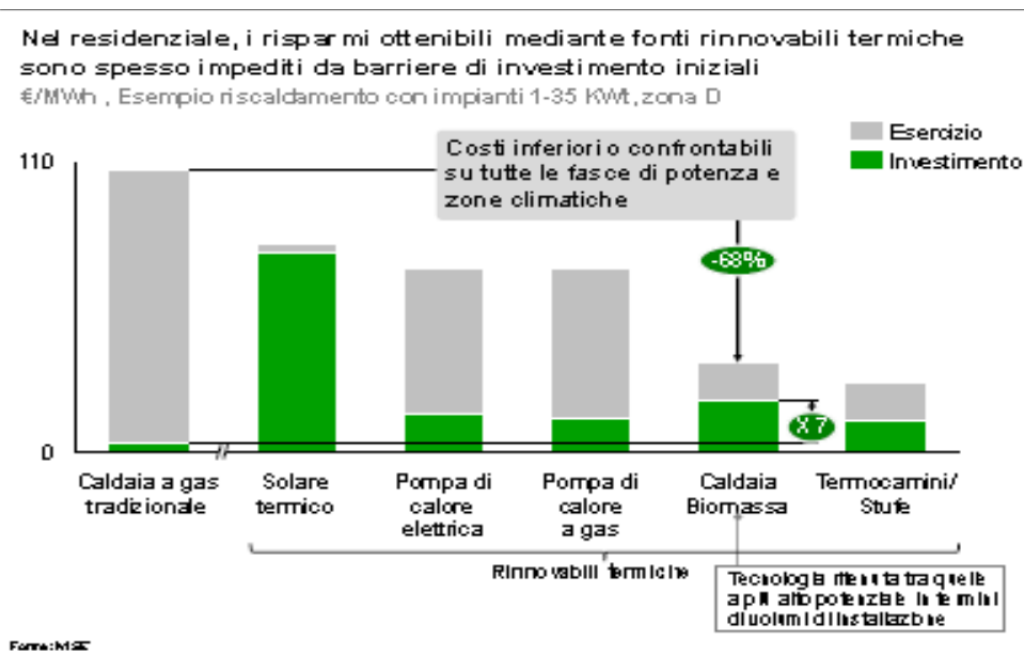
¹⁰¹ *Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile*, marzo 2013. Una prima versione del documento era stata posta in consultazione nell'ottobre 2012.

¹⁰² Nella SEN si stima che al 2020, il Conto Termico da solo consentirà di raggiungere il target PAN per le rinnovabili termiche, pari al 17% dei consumi finali lordi, ovvero ~10 Mtep, con un onere complessivo per il sistema pari a circa 900 milioni di euro/anno a regime e con copertura sulle tariffe di gas naturale (incremento massimo stimato pari a circa 2,2% sul costo del metro cubo di gas).

La SEN prevede di raggiungere l'obiettivo attraverso (i) la sostituzione di una parte degli impianti esistenti alimentati a combustibili convenzionali, (ii) le nuove installazioni, (iii) lo sviluppo o l'ampliamento, ove economicamente conveniente, di infrastrutture di rete per la diffusione del calore rinnovabile, attraverso l'attivazione di un Fondo di garanzia, (iv) la diffusione di sistemi di misura e contabilizzazione del calore. Gli interventi (i) e (ii) saranno peraltro favoriti dall'evoluzione degli obblighi di integrazione delle rinnovabili nell'edilizia.

211. La SEN prevede di sostituire l'attuale quadro di incentivazione – basato sulle misure di supporto per l'efficienza energetica (detrazioni fiscali e certificati bianchi) con un sistema di incentivi dedicati, volto ad orientare il consumatore verso le tecnologie più “virtuose”. Un sistema di incentivi dedicati appare di particolare rilievo per il settore residenziale, dove le tecnologie più virtuose sono anche quelle con gli investimenti iniziali più elevati, come risulta dalla figura seguente.

Fig. 14: costi di ingresso nelle differenti tecnologie di produzione di calore a livello residenziale
Fonte: SEN, tavola 41.



212. Il principale strumento individuato per stimolare le rinnovabili termiche di piccola taglia (e destinato prevalentemente al settore civile) è il c.d. “Conto Termico” (DM 28 dicembre 2012), che assegna incentivi a copertura di una quota dei costi di investimento iniziale, variabili in base alla taglia e alla zona climatica, corrisposti in 2 anni (per piccoli interventi domestici) o 5 anni (per gli altri) e con premialità aggiuntive per le tecnologie più efficienti¹⁰³.

¹⁰³ Una parte delle risorse del Conto Termico sono riservate al finanziamento degli interventi di efficientamento energetico eseguiti dalla Pubblica Amministrazione.

Nonostante la limitata potenza massima nominale degli impianti incentivabili – pari a 1 MW –, alcuni interventi che possono accedere a tali incentivi¹⁰⁴ possono avere qualche rilievo per la realizzazione di piccole reti di TLR in ambito montano, dove già operano impianti di queste tipologie¹⁰⁵.

4.3 Le normative che favoriscono la connessione alla rete di TLR

213. La normativa statale o regionale riguardante il perseguimento dell'efficienza energetica nell'edilizia ha evidentemente un importante impatto sulla concorrenza effettiva tra sistemi di riscaldamento, nella misura in cui stabilisca una scala di priorità tra sistemi di riscaldamento in funzione di tale obiettivo di efficienza.

La normativa italiana, nel recepire le Direttive comunitarie in tema di efficienza energetica e prestazione energetica degli edifici ha concesso una priorità al TLR rispetto ai sistemi di riscaldamento (centralizzati o individuali) basati su combustibili fossili, di fatto equiparandolo all'adozione di impianti di produzione di calore basati su fonti rinnovabili ai fini dell'aumento dell'efficienza energetica degli edifici.

214. Tali normative possono efficacemente favorire la connessione al TLR e, nella misura in cui permettono di risparmiare dei costi che avrebbero dovuto essere sostenuti in assenza di tali discriminazioni, creano anche uno *switching cost* che ostacola il passaggio dal TLR ad un altro sistema di riscaldamento.

4.3.1 Opere di urbanizzazione e predisposizione al collegamento con la rete di TLR

215. La normativa nazionale in tema di rendimento energetico prevede che tutti gli edifici di nuova costruzione che distino non più di 1 km da una rete di TLR devono essere *predisposti* in modo da favorire il collegamento a tali reti¹⁰⁶.

Questa prescrizione è ripresa ed ampliata nelle leggi regionali dell'Emilia-Romagna e della Lombardia, estendendola anche alle aree dove siano previste o in corso di realizzazione reti di TLR.

La predisposizione non è un obbligo di allacciamento, ma nella misura in cui le opere suddette non siano utilizzabili anche da altri sistemi di riscaldamento e quindi i costi di predisposizione siano irre recuperabili, si riduce l'incentivo a sostenere anche i costi

¹⁰⁴ Si tratta in particolare di (i) "sostituzione di impianti di climatizzazione invernale o di riscaldamento delle serre esistenti e dei fabbricati rurali esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato da biomassa", (ii) installazione di collettori solari termici, anche abbinati a sistemi di *solar cooling*. E' possibile che trovi applicazione anche la "sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzanti energia aerotermica, geotermica o idrotermica".

¹⁰⁵ Già oggi vi sono diversi casi di reti di TLR in ambito montano, di potenza installata inferiore a 1 MW (p.es., Tiso in Funes (BZ), gli abitati di San Nicolò e San Pancrazio in Val d'Ultimo (BZ) ecc.).

¹⁰⁶ Decreto Legislativo 29 dicembre 2006, n. 311 "Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia", Allegato A, punto 14: "Per tutte le categorie di edifici [...] nel caso di nuova costruzione di edifici pubblici e privati e di ristrutturazione degli stessi [...] è obbligatoria la predisposizione delle opere, riguardanti l'involucro dell'edificio e gli impianti, necessarie a favorire il collegamento a reti di teleriscaldamento, nel caso di presenza di tratte di rete ad una distanza inferiore a metri 1.000".

relativi alla predisposizione all'uso di altri sistemi di riscaldamento¹⁰⁷ (caldaia condominiale, sistemi autonomi, pannelli solari ecc.).

216. Tale disposizione appare complementare alle norme regionali che prevedono che nei nuovi edifici con almeno 4 appartamenti il riscaldamento debba essere di tipo centralizzato. Infatti, la centralizzazione rende più economico l'allacciamento al TLR dal punto di vista del gestore della rete (perché permette di effettuare allacciamenti con una densità termica lineare più elevata) e anche dal punto di vista dell'utente (che in linea di principio può utilizzare l'impianto interno di distribuzione del calore già esistente per fruire del servizio di teleriscaldamento).

217. L'art. 22, comma 1, del D.Lgs 28/2011 dispone che le infrastrutture destinate all'installazione di reti di distribuzione di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento sono assimilate ad ogni effetto, esclusa la disciplina dell'imposta sul valore aggiunto, alle opere di urbanizzazione primaria¹⁰⁸, nei casi e alle condizioni che verranno definite con appositi decreti attuativi. Ciò significa che la predisposizione di tali infrastrutture potrà essere obbligatoria nelle nuove iniziative residenziali, pena il mancato rilascio del permesso di costruire. Tale previsione quindi rafforza la normativa sulla predisposizione dei nuovi edifici ad essere collegati alla rete di TLR, qualora essa disti non più di un km e sia alimentata da fonti rinnovabili¹⁰⁹.

218. Il medesimo art. 22, ai commi 2 e 3, impone ai Comuni la predisposizione, in coerenza con i Piani energetici regionali, di specifici Piani di sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento volti a incrementare l'utilizzo dell'energia prodotta anche da fonti rinnovabili. Tali Piani dovrebbero permettere di integrare la posa della rete di teleriscaldamento / teleraffrescamento nella pianificazione e progettazione delle opere di urbanizzazione primaria.

[4.3.2 Il caso degli insediamenti residenziali di edilizia popolare](#)

219. Un caso estremo in cui sussiste, di fatto, un "obbligo di connessione" alla rete di TLR è quello dei nuovi insediamenti residenziali di edilizia popolare realizzati a cura dei competenti enti. Talvolta gli insediamenti sono stati allacciati alle reti di TLR esistenti (p.es., a Legnano e Brescia, nonché alcuni insediamenti in corso di realizzazione a Parma), ma nella maggior parte dei casi sono state costruite delle reti isolate di TLR (p.es. Modena – Quartiere Giardino, i PEEP riminesi, gli insediamenti di Bergamo, le abitazioni IPES di Bolzano). Tali insediamenti sono stati realizzati con queste particolari

¹⁰⁷ Ad esempio, si potrebbero progettare gli spazi comuni del fabbricato in modo da non prevedere spazio sufficiente per una caldaia condominiale.

¹⁰⁸ Le opere di urbanizzazione primaria sono relative ai seguenti interventi: strade residenziali, spazi di sosta o di parcheggio, fognature, rete idrica, rete di distribuzione dell'energia elettrica e del gas, pubblica illuminazione, spazi di verde attrezzato (art. 16, comma 7, DPR 380/2001 e s.m.i.) e i cavedi multiservizi e i cavidotti per il passaggio di reti di telecomunicazioni (comma 7bis medesima norma). La realizzazione di tali infrastrutture può essere effettuata dal Comune nel cui territorio insistono oppure dai soggetti privati costruttori dei nuovi insediamenti. In ogni caso, una volta realizzate tali infrastrutture sono acquisite al patrimonio indisponibile del Comune.

¹⁰⁹ Che, secondo il D.Lgs. 28/2011, includono la porzione biodegradabile dei rifiuti solidi urbani.

modalità anche per sfruttare finanziamenti previsti per la realizzazione di edifici con sistemi di riscaldamento efficienti, quali quelli illustrati nelle sezioni precedenti.

220. In diversi casi l'allacciamento alla rete del gas o non è avvenuto (p.es., Bergamo, Brescia, Bolzano, Parma), oppure è stato fatto solo per alimentare i fornelli delle cucine (Modena, Rimini, Legnano).

In questi casi l'allacciamento alla rete di TLR è stato obbligatorio e anzi gli inquilini non hanno avuto neppure modo di scegliere tra sistemi di riscaldamento.

Il fatto che le tariffe applicate fossero di tipo binomio (una quota fissa e una variabile in funzione dei consumi di calore) ha dissuaso dall'esaminare alternative quali il riscaldamento elettrico.

4.3.3 Il TLR come mezzo per soddisfare gli obblighi ambientali

221. L'art. 11 del D.Lgs. 28/2011 dispone un obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili nella produzione di calore e di freddo negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, la cui inosservanza comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio. Tale obbligo decorre dal 1/6/2012 e riguarda il 50% dei consumi di calore per l'acqua calda sanitaria e una percentuale dei consumi per riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria e raffrescamento che verrà progressivamente portata al 50%¹¹⁰.

222. Tale obbligo “*non si applica qualora l'edificio sia allacciato ad una rete di teleriscaldamento che ne copra l'intero fabbisogno di calore per il riscaldamento degli ambienti e la fornitura di acqua calda sanitaria*” (comma 5).

In tal modo il D.Lgs. 28/2011 discrimina a favore del TLR, perché lo considera equivalente all'integrazione delle fonti rinnovabili nella climatizzazione degli ambienti, anche laddove la rete di TLR sia alimentata da un impianto a combustibili fossili.

Peraltro, lo stesso art. 11 discrimina invece a sfavore della climatizzazione mediante apparecchiature alimentate da energia elettrica prodotta tramite impianti a fonte rinnovabile, disponendo che gli obblighi suddetti non possono essere assolti tramite tali impianti (comma 2).

223. Le leggi regionali dell'Emilia-Romagna¹¹¹, della Lombardia¹¹² e del Piemonte¹¹³ già prima dell'emanazione del D.Lgs 28/2011 contenevano norme che discriminavano a

¹¹⁰ L'Allegato 3 del Dlgs 28/2011 dispone che, a partire dal 1/6/2012, gli impianti termici dei nuovi edifici e quelli sostituiti o ristrutturati negli edifici esistenti dovranno essere progettati e realizzati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso ad energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e delle seguenti percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento:

a) il 20% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;

b) il 35% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;

c) il 50% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2017.

¹¹¹ La legge regionale 156/2008 dell'Emilia-Romagna prevedeva espressamente che alcuni requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici di nuova costruzione o sottoposti a ristrutturazione integrale, nonché degli edifici esistenti in cui gli impianti termici siano stati sostituiti o ristrutturati, possano essere soddisfatti dall'allacciamento alla reti di TLR. In particolare, l'allacciamento a reti di TLR (*a prescindere dal combustibile usato per generare il calore*)

favore del TLR, considerandolo equivalente alle fonti rinnovabili per soddisfare l'obbligo di produrre almeno il 50% dell'acqua calda sanitaria mediante fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione nonché negli edifici esistenti in cui gli impianti termici siano stati sostituiti o ristrutturati.

224. Tale discriminazione avveniva in tutti i momenti in cui la concorrenza tra sistemi di riscaldamento dovrebbe invece dispiegarsi completamente - nuove costruzioni e sostituzione di vecchi impianti -, quando gli *switching costs* di carattere tecnico ed economico dovrebbero essere minimi.

225. In sede di recepimento del D.Lgs. 28/2011, l'Emilia Romagna ha dettato obblighi ambientali più stringenti di quelli della norma nazionale, rafforzando quindi la discriminazione a favore del TLR. della Regione Emilia Romagna, nel recepire tale decreto legislativo, hanno rafforzato alcune disposizioni già presenti in leggi regionali precedenti, che indicavano nella connessione alle reti di TLR una alternativa al soddisfacimento di stringenti vincoli ambientali.

[4.3.4. L'allacciamento al TLR come mezzo per attribuire una classe energetica più alta agli edifici](#)

226. Una importante modalità di risparmio energetico è la costruzione di edifici tali che richiedano un consumo di energia primaria – in particolare, di origine fossile – quanto minore possibile per la loro climatizzazione. La Direttiva 91/2002 ha introdotto alcuni criteri generali per ottenere costruzioni edilizie più efficienti dal punto di vista energetico.

Nel recepire la Direttiva¹¹⁴, l'Italia ha reso obbligatoria a partire dal 1/7/2009 la certificazione energetica degli edifici e ha incluso l'Attestato di Certificazione Energetica tra i documenti che obbligatoriamente il venditore deve consegnare al compratore al momento della compravendita di un immobile.

sostituisce l'obbligo di provvedere alla produzione di almeno il 50% dell'acqua calda sanitaria mediante fonti rinnovabili e di installare (nelle nuove costruzioni) fonti rinnovabili di produzione di energia elettrica. L'obbligo è assolto anche attraverso l'installazione di impianti di microgenerazione.

¹¹² Art. 6.5 della Delibera della Giunta Regionale n. 8/8745 del 22/12/2008, "Disposizioni in materia di energetico degli edifici". L'allacciamento a reti di TLR "*alimentate anche da RSU e/o biogas, o da reflui energetici di un processo produttivo non altrimenti utilizzabili*" sostituisce l'obbligo di provvedere alla produzione di almeno il 50% dell'acqua calda sanitaria mediante fonti rinnovabili. Il requisito poteva essere soddisfatto anche da impianti alimentati a biomassa.

¹¹³ Cfr. Art. 3.4 dell'Allegato 1 alla Delibera della Giunta Regionale n. 45/2009, "Disposizioni attuative in materia di impianti solari termici, impianti alimentati a fonte rinnovabile per la produzione di energia elettrica e serre solari", in attuazione della L.R. 13/2007 sul rendimento energetico degli edifici. La L.R. 13/2007 dispone l'obbligo di produrre almeno il 60% del calore per acqua calda sanitaria attraverso impianti termosolari per le nuove costruzioni, gli impianti termici ristrutturati e gli impianti termici sostituiti. Il fabbisogno di calore che deve essere coperto tramite tali impianti può essere ridotto della quantità di calore proveniente dalla rete di TLR che può essere usata per la produzione di acqua calda sanitaria. Peraltro, per gli edifici di nuova costruzione o soggetti a ristrutturazione edilizia di superficie utile maggiore di 1.000 mq esiste l'obbligo di predisposizione delle opere che favoriscono l'allacciamento alla rete di TLR (art. 19, comma 3, della L.R. 13/2007).

¹¹⁴ L'Italia ha recepito tale Direttiva con il D.Lgs. 192/2005, attuato dal DPR 59/2009 (Requisiti minimi di prestazione energetica) e dal DM 26 giugno 2009 (Linee guida nazionali per la certificazione energetica).

Questo Attestato contiene le informazioni sulle caratteristiche energetiche dell'edificio e sui consumi di energia necessari alla sua climatizzazione invernale ed estiva. Tali informazioni sono sinteticamente riassunte nella classe energetica attribuita all'edificio (A+ è la più elevata, G la più bassa; la classe energetica B corrisponde agli edifici che rispettano i requisiti prestazionali energetici minimi definiti dalla normativa regionale).

227. La classe energetica di un edificio riassume i “costi di esercizio” annuali di un edificio in termini di climatizzazione. Essa quindi si riflette sul valore commerciale degli immobili: maggiori tali costi di esercizio, minore (a parità di condizioni) il valore commerciale “netto” di una abitazione, in quanto un compratore razionale terrà conto del valore attuale di tali costi nel determinare il prezzo dell'immobile.

I costi di esercizio variano significativamente da una classe all'altra, come dimostra la tabella seguente.

Fig. 15: stima del costo dei consumi energetici (riscaldamento + acqua calda) di una abitazione standard che utilizzi una caldaia a gas metano

| Classi energetiche in kWh/m ² anno | | Classi energetiche in l/m ³ m ² anno (metro cubo standard di metano) | | Consumi edificio 80 m ² (l/m ³ anno) |
|---|---------------------|--|--------------------|--|
| | - A+ - 25,00 | | - A+ - 2,61 | 208,80 |
| 25,00 | - A - 40,00 | 2,61 | - A - 4,17 | 333,60 |
| 40,00 | - B - 60,00 | 4,17 | - B - 6,26 | 500,80 |
| 60,00 | - C - 90,00 | 6,26 | - C - 9,38 | 750,40 |
| 90,00 | - D - 130,00 | 9,38 | - D - 13,56 | 1.084,80 |
| 130,00 | - E - 170,00 | 13,56 | - E - 17,73 | 1.418,40 |
| 170,00 | - F - 210,00 | 17,73 | - F - 21,90 | 1.752,00 |
| | G - 210,00 | | G - 21,90 | 1.752,00 |

Fonte: Regione Emilia-Romagna, *La certificazione energetica degli edifici - Guida per il cittadino*

228. Come appena visto, sia la legge nazionale che le normative delle regioni in cui il TLR è più diffuso attribuiscono all'allacciamento alla rete di TLR la capacità di soddisfare alcuni importanti requisiti di efficienza energetica legati all'impiego di energia da fonte rinnovabile.

Alcune normative regionali prevedono inoltre che l'allacciamento al TLR faccia sì che l'abitazione soddisfi anche altri requisiti minimi di prestazione energetica¹¹⁵.

229. Nel complesso, quindi, l'allacciamento alla rete di TLR permette alle abitazioni di essere collocate con maggiore probabilità in una classe energetica più elevata e quindi di avere un valore commerciale più elevato, a parità di condizioni.

¹¹⁵ Legge 156/2008 Emilia Romagna, punto 20.

4.3.5 Incentivi agli utenti delle reti di TLR

230. La normativa nazionale prevede alcuni incentivi ai potenziali utenti delle reti di TLR, volte ad incentivarli ad utilizzare un sistema di riscaldamento ritenuto energeticamente più efficiente. Tali incentivi sono riservati agli utenti delle reti più efficienti dal punto di vista energetico.

231. I potenziali utenti sono direttamente incentivati alla connessione alle reti di TLR alimentate da energia geotermica e/o biomasse attraverso una riduzione del costo degli scambiatori di calore, cioè dell'attrezzatura che va a sostituire la caldaia condominiale, attraverso un contributo pari a 21 €/MW.

Essi inoltre godono di un credito d'imposta pari a 25,8 €/MWh.

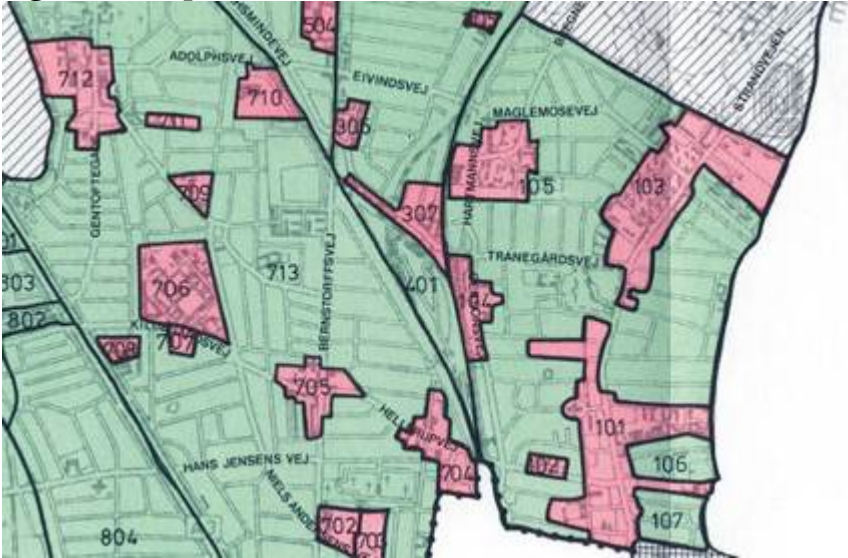
232. Tutti gli utenti delle reti alimentate da impianti di cogenerazione ad alto rendimento o da fonti rinnovabili godono di un'aliquota IVA inferiore (10%) sulla fornitura di calore per usi domestici.

4.3.6 Alcune esperienze europee

4.3.6.1 Obbligo di connessione alle reti di TLR e "zonizzazione" in Danimarca

233. La legge sulla fornitura del calore del 1979 dava ai comuni la possibilità di assegnare certe aree del territorio comunale al TLR (c.d. "zonizzazione"). Lo scopo della zonizzazione, largamente utilizzata, era quello di identificare le aree che avrebbero potuto essere servite più efficientemente dalla rete del gas o da reti di TLR, ai fini della sostituzione delle caldaie individuali ad olio combustibile e della costruzione di nuove reti integrate di TLR servite da grandi impianti di cogenerazione e di incenerimento rifiuti. Essa avrebbe anche dovuto promuovere *la concorrenza ex-ante tra la distribuzione gas e le reti di TLR; infatti, nel caso la densità abitativa non favorisse nettamente un sistema rispetto all'altro, l'assegnazione di una certa area al TLR oppure alla distribuzione del gas avrebbe potuto avvenire sulla base del progetto che garantisse la fornitura di calore ai cittadini al minor costo.*

Fig. 16: Esempio di zonizzazione al minor costo



Verde: rete di distribuzione gas a case unifamiliari

Rosa: fornitura di TLR a condomini

Fonte: Danish District Heating Association

234. La medesima legge ha permesso ai comuni di obbligare i proprietari degli edifici nelle aree assegnate a connettersi alla rete di TLR, al fine di assicurare una sufficiente densità degli allacciamenti e quindi una riduzione dei costi del TLR. Alcuni Comuni – p.es., quelli della regione di Copenaghen – hanno fatto largo uso di tale possibilità. Le nuove costruzioni, se soddisfano i requisiti di bassa domanda di energia stabiliti dal Codice delle Costruzioni, possono essere esentate dall’obbligo di connessione.

Nel caso non sia imposto un obbligo di connessione, ma si viva in una zona assegnata al TLR, si deve pagare comunque una quota dei costi di investimento nella rete di TLR.

4.3.6.2 La normativa edilizia svedese e finlandese

235. In Svezia la regolamentazione edilizia prevede norme dettagliate per l’efficientamento energetico degli edifici in ristrutturazione e per assicurare l’efficienza energetica di quelli di nuova costruzione.

I requisiti minimi che gli edifici devono soddisfare sono differenziati a seconda della tipologia di riscaldamento utilizzata. Il riscaldamento elettrico è sottoposto a requisiti energetici più stringenti del teleriscaldamento.

236. In Finlandia nel 2009 è stata introdotta una nuova normativa urbanistica che prevede la possibilità di imporre alle nuove costruzioni un obbligo di allacciamento alla rete di TLR.

La normativa edilizia inoltre sfavorisce il riscaldamento elettrico.

4.3.7 Alcune considerazioni conclusive

237. La rassegna precedente mette in luce come, al fine di soddisfare specifici obiettivi ambientali e di risparmio energetico, siano state emanate – sia in Italia, sia in alcuni paesi europei -normative che incentivano (o addirittura obbligano) all’allacciamento al TLR e che quindi discriminano in varia misura a favore del TLR nella concorrenza tra sistemi di climatizzazione degli edifici e creano, di fatto, *switching costs* per gli utenti.

Emerge quindi il rischio che agli obiettivi sia assegnata priorità rispetto a quello della tutela della concorrenza tra sistemi di climatizzazione degli ambienti. Anche in questo caso, tuttavia, gli strumenti per raggiungere gli obiettivi ambientali e di efficienza energetica dovrebbero essere disegnati in modo da limitare il meno possibile la concorrenza tra sistemi di climatizzazione degli ambienti.

4.4: La regolamentazione del TLR a livello locale in Italia

238. Come visto nel cap. 1, gran parte della volumetria teleriscaldata è servita da aziende a controllo pubblico – in larga misura ex municipalizzate comunali. Il forte peso di tali aziende nel TLR deriva dal ruolo propulsivo svolto da tali aziende nello sviluppo storico delle reti di TLR.

Infatti, tutte le reti “storiche” – quelle avviate negli anni ‘70-‘80 – sono state costruite da aziende municipalizzate, e anche nel ventennio successivo le reti sono state costruite soprattutto da società pubbliche – aziende municipalizzate costituite in S.p.A.. Negli anni ‘90 i privati sono entrati nel settore sia in Piemonte (EGEA, MetanAlpi Sestriere), sia nella provincia di Bolzano.

Negli ultimi anni si è assistito ad un maggiore intervento dei privati, concentrato tuttavia nelle piccole reti montane.

4.4.1 La qualificazione del TLR come “servizio pubblico locale” nelle Convenzioni esaminate

239. Storicamente, l’affidamento del servizio di TLR è avvenuto in molti casi in un contesto di inclusione “di fatto” di tale servizio tra i “servizi pubblici locali” (“SPL”). Tale inclusione – a parte alcuni casi isolati di esplicito riferimento ai pregi ambientali del teleriscaldamento (p.es., AMGA Legnano, Concesio e Bovisio (BS)) – non è avvenuta però sulla base di una dettagliata qualificazione delle motivazioni per le quali il servizio di TLR meritava la qualificazione di “servizio pubblico locale”¹¹⁶; piuttosto, partendo dal fatto che, dal momento che il servizio di distribuzione e vendita del gas e di gestione della relativa rete svolto dalla municipalizzata era considerato un SPL, questa qualifica è stata estesa anche al TLR, in quanto la distribuzione del calore condivideva con la distribuzione del gas (e dell’elettricità) sia l’impiego di una rete che l’uso finale (acqua calda sanitaria e riscaldamento).

¹¹⁶ Nel caso di Brescia, tuttavia, le motivazioni di efficienza energetica e di carattere ambientale sono state chiaramente il motore dell’iniziativa.

240. Nel caso della Convenzione tra il Comune di Bologna e SEABO S.p.A. (oggi, HERA) vi è l'esplicita dichiarazione che la concessione per il servizio di distribuzione del gas al TLR si estende a "*qualsiasi altro vettore energetico in grado di sostituire il gas metano*".

La concessione rilasciata a META S.p.A. (oggi gruppo HERA) afferma che la concessione per la gestione del servizio di distribuzione del gas include anche il TLR.

Nel caso di Milano (AEM S.p.A., oggi A2A), Ferrara (oggi HERA) e Mantova (Tea S.p.A.), la convenzione riguarda sia il servizio di distribuzione gas che il servizio di distribuzione calore / TLR. A Brescia la Convenzione ha riguardato tutti i servizi pubblici di cui era titolare il Comune.

Infine, nel caso di Alba (CN), la concessione è stata data al gestore (una società privata) del servizio di distribuzione del gas, che aveva promosso il servizio di TLR.

241. Un caso particolare è quello di Torino, dove la rete di distribuzione del gas è stata storicamente gestita da Italgas S.p.A. (sino al 2012 parte del gruppo ENI). Qui il Comune nel 1996 ha affidato la gestione del servizio di Teleriscaldamento ad AEM Torino S.p.A., società al tempo totalmente controllata dal Comune e affidataria anche della distribuzione di energia elettrica. Nell'atto di affidamento il servizio di Teleriscaldamento è esplicitamente qualificato come servizio pubblico.

In seguito, nel corso delle trattative per il rinnovo della concessione per la distribuzione gas ad Italgas, si è posto il problema del rapporto tra lo sviluppo della rete di TLR e la rete di distribuzione del gas. La soluzione identificata è stata la creazione di una joint venture tra i due concessionari, AES Torino S.p.A., società controllata congiuntamente da Italgas e da AEM Torino, alla quale furono trasferite le concessioni per i servizi di distribuzione del gas e del calore; le attività di vendita del gas e del calore furono attribuite invece alle società madri, realizzando in tal modo nel 2001 la prima separazione societaria delle attività di vendita e di distribuzione sia del gas che del teleriscaldamento.

242. La vicenda torinese testimonia da un lato l'effettiva concorrenza che lo sviluppo della rete di TLR ha portato alle attività del distributore (e, al tempo, venditore) del gas metano a Torino e, dall'altro, suggerisce che il legame storico tra il servizio pubblico di distribuzione del gas e la gestione del servizio di TLR è stato determinato anche dalla necessità di coordinare lo sviluppo delle due reti e la fornitura di tali servizi, tra loro sostituibili ai fini della fornitura di calore agli utenti.

Il gestore della rete di distribuzione del gas (generalmente integrato anche nella vendita di gas) integrandosi nella gestione del TLR ha quindi cercato di controllare la concorrenza che il TLR avrebbe potuto portare alla distribuzione e vendita di gas, evitando cannibalizzazioni e coordinandone lo sviluppo.

In questo senso, la concorrenza *ex-ante* tra sistemi è stata probabilmente ridotta dall'integrazione tra distribuzione gas e gestione del TLR.

243. In tutti questi casi, quindi, i rapporti tra l'Ente Locale – il Comune – e il gestore del servizio di TLR sono stati regolati da "convenzioni" o da "contratti di servizio", con i quali il Comune affida in esclusiva la gestione del TLR in ambito comunale, in cambio

di un canone. 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.

Tali Convenzioni hanno comportato una regolamentazione più o meno ampia dell'attività di TLR a livello locale.

4.4.2 L'evoluzione recente dei rapporti con gli Enti Locali

244. L'intervento pubblico nelle reti più recenti è stato più limitato, in particolare nelle zone montane. In molte occasioni dei privati – talvolta attraverso la formazione di società cooperative, come a Dobbiaco (BZ) – hanno promosso la realizzazione del servizio e della rete di TLR, sfruttando finanziamenti regionali per sostenere parte dell'onere di costruzione della rete¹¹⁷.

245. L'intervento dell'Ente Locale ha visto una varietà di forme, che in alcuni casi sembrano allontanarsi chiaramente dalla figura della concessione del servizio pubblico locale.

In alcuni casi – p.es., Tirano (SO) e Sondalo (SO) -, il Comune è azionista di minoranza della società TCVVV (a controllo privato) che ha costruito e gestisce la rete di TLR e detiene poteri di controllo sulle tariffe applicabili, sulla base di un "Disciplinare di Convenzione" che tuttavia non contiene alcun affidamento del servizio pubblico locale da parte di Comuni a TCVVV¹¹⁸.

In Alto Adige, in diversi casi (p.es., a Chiusa, Sesto, Silandro), il Comune ha costituito una società veicolo per la realizzazione della rete e la gestione del servizio, senza caratterizzare l'attività come SPL e quindi senza una convenzione di affidamento del SPL.

Anche il Comune di Borgomanero (NO) ha optato per una soluzione che non prevede la concessione di pubblico servizio, ma soltanto la concessione dell'uso del suolo pubblico necessario alla posa della rete di TLR¹¹⁹.

246. Una situazione del tutto peculiare è invece quella di Roma. Qui la rete di TLR a servizio di alcuni nuovi insediamenti abitativi è stata realizzata da ACEA S.p.A. a seguito di un accordo diretto con i rappresentanti delle società sviluppatrici dell'insediamento. Il piano degli interventi, che ha sfruttato la contemporanea realizzazione delle opere di urbanizzazione primaria da parte di ACERA stessa, è stato approvato poi dal Comune di Roma.

Si tratta quindi di una situazione che, pur presentando similarità con le realizzazioni a servizio di nuovi insediamenti residenziali di edilizia popolare, se ne

¹¹⁷ Cfr. p.es. la società Ligna Calor, gestore del servizio di TLR a La Villa (BZ), fondata da un imprenditore privato.

¹¹⁸ Il Consiglio di Stato ha ritenuto in questo caso che comunque si potessero configurare un servizio pubblico locale e un rapporto di concessione con il Comune (cfr. *infra*).

¹¹⁹ Cfr. Convenzione per occupazione sottosuolo pubblico comunale con condotte per il teleriscaldamento tra il comune di Borgomanero e la LIS s.r.l., 2012.

differenza per l'assenza di intervento da parte di soggetti pubblici nella promozione della rete.

4.4.3: la regolamentazione dei prezzi nelle Convenzioni

247. Per ciò che concerne il prezzo, frequentemente è stata lasciata una sostanziale libertà di prezzo al gestore, prevedendo tuttavia un aggancio alle tariffe del gas.

La Convenzione tra AEM Torino – oggi IREN - e il Comune di Torino rimette ad IREN la determinazione delle tariffe del servizio di TLR e dei contributi di allacciamento, disponendo tuttavia un obbligo di parità di trattamento tra tutti gli utenti (art. 13).

La Convenzione tra il Comune di Milano e AEM Milano – oggi A2A - afferma che il prezzo del servizio deve essere tale da non discriminare tra gli utenti che scelgono il gas e quelli che si allacciano al TLR e che i prezzi del servizio di TLR devono essere parametrati a quelli del gas.

La Convenzione tra il Comune di Sesto San Giovanni e AEM Milano – oggi A2A - afferma, più esplicitamente, che le tariffe del TLR devono essere equivalenti alle tariffe del gas, in modo da rendere economicamente indifferente per il consumatore finale l'utilizzo dell'uno o dell'altro vettore (art. 11bis).

248. Diversamente, le convenzioni tra il Comune di Alba (CN) e il gestore privato della rete cittadina di TLR (EGEA S.p.A.), tra MetanAlpi e il Comune di Sestrièrè, tra TEA e il Comune di Mantova e tra HERA e il Comune di Bologna contengono una più dettagliata regolamentazione delle modalità di determinazione del prezzo del servizio, che è agganciato al gas nel caso di Alba, Mantova e Bologna e al gasolio nel caso di Sestrièrè.

La Convenzione tra HERA e il Comune di Ferrara afferma esplicitamente che le tariffe devono permettere il conseguimento dell'equilibrio economico, incluso recupero investimenti e adeguata redditività.

249. Nel caso di Tirano e di Sondalo, le tariffe sono fissate dal gestore TCVVV, ma il “Disciplinare di Convenzione” prevede che – per evitare discriminazioni tra gli utenti - le tariffe siano preventivamente comunicate alla Conferenza dei Sindaci dei comuni interessati dalle attività della TCVVV e che gli aumenti superiori ad una certa soglia debbano essere espressamente approvati da tale Conferenza.

4.4.4: la regolamentazione delle connessioni

250. Per ciò che concerne le connessioni, le Convenzioni prevedono sempre obblighi di non discriminazione nella connessione dei cittadini richiedenti, talvolta temperati da previsioni riguardanti la ripartizione dei costi di connessione tra l'utente e il gestore nel caso di connessioni “non standard”.

In linea generale, il contributo di connessione copre tutti i costi di connessione se l'utente è entro una certa distanza dalla rete di distribuzione primaria. Oltre tale distanza, vi è una maggiorazione proporzionata alla maggior distanza.

251. In Alto Adige, vi è invece un obbligo generale di connessione a carico di tutti coloro che ricevono contributi pubblici per la realizzazione di reti di TLR.

4.4.5: la giurisprudenza amministrativa sulla qualificazione del servizio di TLR come SPL

252. Come osservato in precedenza, numerosi Comuni hanno qualificato il servizio di TLR come “servizio pubblico locale” per motivi che appaiono del tutto contingenti alla particolare situazione storica.

Non a caso, negli ultimi anni sono emersi modelli differenti, che non prevedono la concessione di un servizio pubblico locale, pur prevedendo talvolta qualche forma di controllo da parte dell'Ente Locale.

In questa situazione, si è posto il problema della qualificazione del servizio di TLR quale servizio pubblico locale in alcune specifiche situazioni.

253. La giurisprudenza amministrativa non è stata nel tempo concorde riguardo alla qualificazione del TLR come SPL, dando rilievo ad aspetti differenti nelle differenti decisioni.

Il Consiglio di Stato, nella sentenza 6690/2007 riguardante l'attività di gestione di un impianto di cogenerazione asservito alla rete di TLR di Genova Sampierdarena e operante sul mercato liberalizzato dell'energia elettrica, ha negato che l'attività di TLR costituisca un SPL, affermando che tale “attività risulta eseguita secondo logiche di impresa di carattere industriale e commerciale, in regime di concorrenza e non finalizzata al soddisfacimento di interessi generali, non potendo l'attività svolta considerarsi come alimentazione di una rete fissa pubblica, posto che non sussiste alcun obbligo di allaccio o di fornitura”.

254. Nel gennaio 2013 (ma le motivazioni sono state depositate solo nel maggio 2013) il Consiglio di Stato ha tuttavia assunto una posizione a favore della qualificazione del servizio di TLR come “servizio pubblico locale”, respingendo l'impugnativa proposta da TCVVV S.p.A. – gestore del servizio di TLR a Sondalo e Tirano (SO) – contro la sentenza del TAR Lombardia – sez. di Milano del 28 maggio 2012, che aveva dichiarato illegittime le deliberazioni dei Comuni di Sondalo e Tirano e della Conferenza dei Sindaci di tali città con cui si approvavano i prezzi del servizio del TLR per il biennio 2009-2010 previsti in aumento del 12,53% rispetto al 2008.

255. I motivi di impugnativa proposti erano due: (i) la carenza di giurisdizione del giudice amministrativo, non essendo l'attività svolta da TCVVV un servizio pubblico locale; (ii) la conseguente inconferenza del richiamo operato dai primi giudici all'art. 117 del D. Lgs. 17 agosto 2000, n. 267 per la pretesa carenza di motivazione e difetto di istruttoria da cui sarebbe stata inficiata la determinazione delle nuove tariffe del servizio.

Il Consiglio di Stato li ha rigettati entrambi.

256. Il Consiglio di Stato ha ricordato che, in difetto di una definizione di SPL, la giurisprudenza ha univocamente riconosciuto la qualifica di “servizio pubblico locale” a quelle attività caratterizzate:

- (i) sul piano oggettivo, dal perseguimento di scopi sociali e di sviluppo della società civile, selezionati in base a scelte di carattere eminentemente politico, e,
- (ii) sul piano soggettivo, dalla riconduzione diretta o indiretta (per effetto di rapporti concessori o di partecipazione all’assetto organizzativo dell’ente) ad una figura soggettiva di rilievo pubblico.

257. Entrambi i requisiti sarebbero soddisfatti nel caso del servizio di TLR svolto da TCVVV.

Sotto il profilo oggettivo, l’attività della società, come risultante dallo Statuto - produzione e/o distribuzione di energia da biomassa per scopi di riscaldamento e generazione di elettricità allo scopo di “valorizzare le risorse locali e diminuire la dipendenza energetica dall’esterno mediante utilizzo di fonti rinnovabili di energia e conseguente risparmio energetico, con diminuzione dell’inquinamento dell’aria e incentivazione alla cura e manutenzione dei boschi” – costituisce infatti per il CdS una tipica attività rivolta “a promuovere lo sviluppo economico e civile delle comunità locali”.

Sotto il profilo soggettivo, il Consiglio di Stato osserva che, pur essendo TCVVV nata nel 1997 a seguito di una iniziativa esclusivamente privata, sia il Comune di Sondalo (nel 1998) che quello di Tirano (nel 1999) hanno acquisito una partecipazione nella società, nell’ambito di delibere nelle quali vi era piena coscienza del loro ruolo come “enti convenzionanti”, soci e utenti.

258. Il Consiglio di Stato ha inoltre ritenuto che esistessero ulteriori indizi che confermavano tale conclusione: (i) le stesse ammissioni di TCVVV sugli scopi sociali e di sviluppo della società civile locale perseguiti e della affermata riferibilità delle scelte aziendali anche alla volontà agli enti locali; (ii) il ruolo della Conferenza dei Sindaci di “controllo” (politico) sulla determinazione della tariffa da applicare al servizio di TLR; (iii) il fatto che il canone versato ai Comuni fosse collegato al servizio di TLR ed ulteriore rispetto alla tassa di occupazione del suolo pubblico; (iv) il contenuto della Convenzione tra TCVVV e i Comuni.

4.5 La regolamentazione del TLR in alcuni paesi europei

259. Il regime regolatorio del TLR nei paesi europei è molto variegato.

In Danimarca, Russia ed Estonia si adottata un regolamentazione del tipo *cost-plus*¹²⁰. In Polonia, Lettonia e Lituania è stata adottata una regolamentazione *cost-plus*, integrata da forme di *benchmarking*. In Norvegia la regolamentazione di prezzo è basata

¹²⁰ La tariffa è pari ai costi di gestione riconosciuti dal regolatore, più il rendimento del capitale. Non è un tipo di regolazione incentivante e l’asimmetria informativa favorisce l’inflazione dei costi da parte del regolato.

sulle alternative al TLR (*heating systems competition*). In Svezia, Finlandia e Germania non vi è una regolamentazione formale ma solo l'intervento *ex-post* dell'Autorità Antitrust.

A fronte di tale varietà, che deriva anche da circostanze storiche, non sembra esservi alcuna indicazione che in regimi maggiormente regolati il prezzo del TLR sia inferiore. Anzi, almeno con riferimento ai paesi di più lunga tradizione democratica, la relazione sembra essere in direzione opposta.

4.5.1. La regolamentazione del prezzo in Danimarca

260. In Danimarca il prezzo del TLR è regolato da una legge statale, la legge sulla fornitura del calore, entrata in vigore nel 1979.

Tale legge stabilisce che il prezzo del TLR deve essere pari alla somma dei costi sostenuti per la produzione del calore e per la sua distribuzione agli utenti, senza profitti. Il divieto di includere profitti nel prezzo va inquadrato nel peculiare contesto danese, dove gran parte dei gestori sono società cooperative. Più in generale, lo scopo dichiarato di questo assetto regolatorio è quello di garantire che i cittadini danesi possano appropriarsi direttamente dei benefici del TLR, in un contesto determinato dalle caratteristiche di monopolio naturale del TLR, dalle limitazioni e obblighi (anche di connessione) imposte dalla pianificazione municipale e dalla limitata concorrenza del gas naturale¹²¹.

261. La legge sulla fornitura del calore del 1979 ha stabilito (§ 20) che il prezzo del calore agli utilizzatori finali può includere “*le spese necessarie per il combustibile, i salari e altri costi operativi, i costi di esplorazione, amministrativi e di distribuzione dell'energia, nonché i costi collegati ad obblighi di servizio pubblico e di finanziamento esterno, che siano sorti in relazione alla costruzione ed espansione della rete*”; è permessa inoltre, nei limiti di regole stabilite da decreti ministeriali, l'inclusione di ammortamenti per il deterioramento degli impianti e di accantonamenti per i futuri investimenti nella rete. In altri termini, il prezzo del calore pagato dai cittadini deve essere pari alla somma dei costi di produzione, distribuzione e gestione, ma non è previsto che includa una componente di profitto.

La medesima regolamentazione al costo è prevista per la produzione di calore, ma a fini di incentivazione agli impianti a fonte rinnovabile (geotermici, termosolari, a biogas o a biomassa) connessi ad una rete di TLR è permesso aggiungere anche una componente di profitto al prezzo del calore fornito. Per tali impianti, e in particolare per quelli alimentati da rifiuti urbani, sono fissati tuttavia dei prezzi massimi.

262. La tariffa del TLR in ciascuna rete è determinata autonomamente dal singolo gestore sulla base di questi principi. L'Associazione Danese del Teleriscaldamento ha definito delle linee guida per la determinazione di tali tariffe, che riguardano anche le condizioni di fornitura generali e tecniche che regolano il rapporto con il cliente.

La supervisione di tali tariffe compete all'Autorità Danese per l'Energia, alla quale le imprese di TLR sono tenute a inviare le loro tariffe, condizioni di fornitura e bilanci. I

¹²¹ Cfr. La pagina dedicata dei risultati del progetto UE sul TLR, <http://ecoheat4.eu/en/Country-by-country-db/Denmark/Support-Measures-For-DHC>

consumatori possono denunciare a tale autorità eventuali irregolarità o distorsioni nelle tariffe locali del TLR.

L'attività di supervisione avviene tuttavia solo *ex-post*: è assente ogni forma di autorizzazione *ex-ante*.

263. La legge vieta i sussidi diretti e indiretti da parte delle amministrazioni locali (§20a). Tale divieto mira ad impedire sovvenzionamenti incrociati tra la gestione della rete di TLR e le altre attività gestite dal Comune, in un'ottica di trasparenza e per evitare che il TLR sia gravato di oneri impropri.

Perciò, il servizio di TLR deve essere gestito in maniera abbastanza efficiente da assicurare che la tariffa che permette di coprire i costi sia sostenibile per gli utenti.

4.5.2. L'evoluzione della regolamentazione del prezzo del TLR in Svezia

264. A seguito della liberalizzazione del mercato elettrico nel 1996, le imprese municipalizzate – che allora gestivano gran parte delle reti di TLR svedesi, fissando prezzi basati sui soli costi del servizio (evidentemente sfruttando la possibilità di sussidi incrociati tra i vari servizi) – furono tenute a svolgere la loro attività secondo logiche commerciali. Esse cominciarono a gestire in maniera separata le proprie attività energetiche, fissando per il TLR prezzi in grado di assicurare secondo una logica *stand alone* la profittabilità del servizio. Emerse così che il prezzo del TLR non era regolato¹²².

Negli anni successivi, a seguito del forte aumento dei prezzi del TLR registrato (+8% tra il 1996 e il 2001, + 14% almeno tra il 2000 e il 2008), si sono avute discussioni sull'opportunità di regolare il prezzo del TLR e il Governo svedese è intervenuto prima con una legge sul TLR nel 2008 e poi lanciando un'indagine sulle possibilità di imporre il *third party access* alle reti di TLR esistenti – ossia l'obbligo di concedere l'accesso a terzi produttori di calore che volessero vendere il proprio calore ai clienti allacciati alla rete. A seguito delle perplessità emerse sugli effetti e i costi dell'introduzione di un tale obbligo, il Governo ha chiesto all'Ispettorato Svedese per l'Energia – l'autorità svedese di regolamentazione dell'energia – di approfondire la questione.

Il Governo ha anche chiesto all'Ispettorato di individuare delle possibili modalità di regolamentazione delle modalità con cui i gestori del TLR modificano i propri prezzi. Nell'aprile del 2013, l'Ispettorato ha proposto tre possibili opzioni al Governo svedese: (i) un sistema negoziale, (ii) un sistema basato sulla variazione dei costi del singolo gestore, (iii) un sistema basato sulla pubblicazione di un indice dei costi del TLR, che funga da guida per i consumatori. L'Ispettorato ha espresso la sua preferenza per quest'ultima opzione.

La posizione dell'Autorità di concorrenza svedese

265. L'Autorità di concorrenza svedese, in un primo intervento sul tema del TLR aveva chiesto nel 2005 una regolamentazione di prezzo del TLR sulla base del fatto che

¹²² Cfr. Magnusson D., Palm J., *Between Natural Monopoly and Third Party Access – Swedish District Heating Market in Transition*, in Karlsen R. (ed.), *Monopolies*, Nova Science Publishers, 2011.

si trattava di un monopolio naturale; tale regolamentazione doveva essere accompagnata, ove economicamente conveniente, dalla possibilità, garantita per legge, di un accesso di terzi alla rete. L'Autorità svedese ha osservato che il TPA è tecnicamente possibile ma economicamente conveniente solo in reti sufficientemente ampie, perché altrimenti potrebbe soltanto portare ad un aumento dei costi per i consumatori. In questo quadro, si proponeva comunque una separazione societaria tra la gestione della rete e le altre attività di TLR (unbundling).

266. Nel 2013, tuttavia, l'Autorità di concorrenza svedese ha pubblicato un nuovo rapporto sul settore del TLR in cui afferma che, nonostante la presenza di monopoli naturali, i prezzi del TLR sono più bassi di quelli che ci si attenderebbe e che essi sono inoltre cresciuti meno del costo dei combustibili.

L'Autorità svedese ritiene quindi che il modello di monopolio naturale non sia il *benchmark* più adatto per proporre una regolamentazione del settore e giudica “incerti” i possibili guadagni da una regolamentazione del settore.

267. In questo contesto, l'Autorità svedese nel luglio 2013 ha intentato un'azione giudiziaria presso il Tribunale di Stoccolma nei confronti del Comune di Växjö, al fine di proibire che coloro che vogliono costruire una nuova casa siano obbligati dal Comune, al momento dell'acquisto del terreno, a connettere la costruenda abitazione alla rete comunale di TLR (gestita da una società comunale). L'obbligo di connessione, infatti, limiterebbe la concorrenza tra fornitori di differenti tipi di energia¹²³.

La legge sul teleriscaldamento

268. La legge svedese sul TLR del 2008 ha imposto ai gestori delle reti di TLR una serie di obblighi informativi e di contrattazione e ha creato, presso l'Agenzia Svedese per l'Energia, un ufficio di sorveglianza specializzato per il TLR (Fjärrvärmenämnden) che ha il compito di mediare nelle controversie che i gestori di TLR possono avere con i propri clienti e con potenziali concorrenti che vogliono accedere alla rete di distribuzione.

269. La legge sul TLR definisce (sez. 1) come “gestione del TLR” la distribuzione mediante tubi di acqua calda o di altro fluido energetico a fini di riscaldamento; qualora il distributore svolga anche attività di produzione e vendita del calore, anch'esse rientreranno nella gestione del TLR.

270. La sez. 5 dispone che il gestore della rete di TLR è tenuto a mettere a disposizione dei clienti e del pubblico, in una modalità di immediata fruizione, informazioni corrette e chiare sui prezzi di vendita del calore e sui prezzi di connessione, nonché sulla modalità di calcolo di tali prezzi. Qualora i prezzi fossero differenziati per categorie di consumatori, dovranno essere dettagliati i principi impiegati per definire tali categorie.

¹²³ La legge sulla concorrenza svedese prevede che un Comune non possa svolgere attività di vendita che ostacolino la concorrenza.

271. La legge sul teleriscaldamento individua (sez. 6) il contenuto informativo minimo di un contratto di TLR¹²⁴.

Per quanto riguarda in particolare la misurazione dei consumi di calore, un emendamento introdotto nel 2011 stabilisce che, a partire dal 1/1/2015, i gestori dovranno misurare i consumi di energia termica almeno una volta al mese, comunicandoli con la stessa frequenza all'utente. Sempre a partire da tale data, il gestore dovrà fatturare i consumi di energia termica all'utente almeno quattro volte l'anno, sulla base delle misure effettuate.

272. E' previsto che l'utente possa chiedere di negoziare le condizioni contrattuali riguardanti il prezzo e la connessione. Il gestore è obbligato a dar corso a tale richiesta in caso di cambiamento unilaterale delle condizioni contrattuali.

La legge indica le informazioni che devono essere fornite dal gestore e dispone che in caso di disaccordo si possa chiedere la mediazione dell'apposito Ufficio costituito presso l'Agenzia svedese per l'energia e regola la procedura.

273. Qualora un terzo fornitore di calore chieda l'accesso alla rete - per vendere calore al gestore della rete di TLR oppure usare le tubature per la distribuzione del proprio calore -, la legge (sez. 37) impone al gestore di dar corso alle negoziazioni e di cercare di raggiungere un accordo, senza obbligarlo a concedere l'accesso (c.d. "accesso negoziato"). Nel caso non sia possibile raggiungere un accordo, il gestore dovrà formalizzarne le ragioni.

274. Infine, la legge dispone un obbligo di separazione contabile delle attività del TLR e l'invio al Governo (attualmente, al Regolatore) di un dettagliato report annuale su tale attività, certificato da un revisore contabile.

Il report deve essere inviato entro prescritte scadenze, superate le quali sono previste delle multe.

[4.5.3 La regolamentazione del prezzo del TLR in Finlandia](#)

275. In Finlandia non vi è alcuna regolamentazione specifica per il TLR, che è tuttavia soggetto alla regolamentazione generale di protezione dei consumatori e alla normativa antitrust

¹²⁴ Secondo il testo emendato nel 2011, tale contenuto minimo è il seguente: 1. Gli obblighi del gestore della rete nei confronti del cliente, 2. Il prezzo del calore e il modo in cui è determinate, 3. Dove il cliente può trovare informazioni sui prezzi praticati dal gestore, 4. la durata del contratto, 5. Le modalità per estendere tale durata nel caso di durate prefissate, 6. Le modalità di misurazione del calore consumato, di informazione del consumatore e di fatturazione, 7. L'eventuale diritto del gestore di effettuare modifiche unilaterali al contratto e le condizioni cui è sottoposto tale diritto, 8. le condizioni di risoluzione del contratto, 9. La responsabilità del gestore di pagare un risarcimento in caso di mancato rispetto del contratto, 10. Chi sosterrà i costi di ripristino in caso di lavori di connessione alla rete di TLR, lavori di manutenzione sulle tubature, rimozione di una connessione e 11. La possibilità di richiedere negoziazioni e mediazioni come previsto dalla legge.

276. L'Autorità di concorrenza finlandese è intervenuta in diverse occasioni per verificare se i gestori delle reti di TLR – qualificati come operatori in posizione dominante nelle singole reti di TLR – avessero sfruttato abusivamente la loro posizione dominante, fissando prezzi eccessivi o discriminatori né impedendo l'accesso ad operatori concorrenti praticando prezzi non replicabili. Dalle norme generali discendono obblighi di trasparenza.

277. All'inizio del 2012 l'Autorità finlandese ha chiuso un'indagine aperta nel 2009, al termine della quale ha stabilito che i prezzi del servizio di TLR, pur essendo elevati, non appaiono tali da configurare un abuso di sfruttamento della posizione dominante detenuta dai gestori nei singoli mercati locali.

278. In particolare, l'Autorità finlandese ha rilevato che la possibilità che i gestori delle reti di TLR praticino prezzi eccessivamente gravosi dipende dal livello di concorrenza esistente al momento della scelta del sistema di riscaldamento da parte dei nuovi consumatori e dei consumatori che devono rimpiazzare il proprio impianto, e da come tale livello si riflette sugli incentivi dei gestori a sfruttare i clienti già acquisiti piuttosto che a mantenere prezzi bassi per far concorrenza ai sistemi alternativi. Secondo l'Autorità finlandese, i risultati dell'indagine indicano che l'effetto competitivo prevale sull'incentivo a sfruttare i consumatori già allacciati. In particolare, nessun gestore differenzia il prezzo del servizio di TLR a seconda si tratti di consumatori nuovi o già allacciati alla rete di TLR.

4.6 Alcune considerazioni conclusive

279. L'intervento pubblico nel settore del TLR in Italia è stato finora significativo.

Da un lato, sono stati concessi una varietà di benefici, che in alcuni casi sono chiaramente discriminatori a favore del TLR – come nel caso delle norme che incentivano in vario modo l'allacciamento alle reti di TLR –, in altri casi hanno quantomeno influenzato le scelte di investimento degli operatori – in particolare di quelli operanti nei settori contigui della distribuzione del gas e della produzione e distribuzione di energia elettrica.

Come osservato in precedenza, per quanto condivisibili possano essere gli obiettivi ambientali e di risparmio energetico che hanno motivati tali interventi, essi sembrano aver tenuto in scarso conto la tutela della concorrenza, che pure costituisce un altro obiettivo dell'intervento pubblico in economia.

Ciò che sembra essere mancato è una fase di esplicito contemperamento tra i diversi obiettivi che si pone l'intervento pubblico, in modo da scegliere una modalità di raggiungimento degli obiettivi ambientali ed energetici maggiormente compatibile con i principi concorrenziali.

280. Dall'altro lato, appare evidente che il TLR può essere considerato un settore regolato a livello locale, anche se in una misura che appare molto variabile a seconda dei

singoli contesti – fino ad essere del tutto assente in alcune situazioni. Laddove è regolato, è anche stato quasi sempre definito “servizio pubblico locale”.

Ciò che emerge, inoltre, è che questa regolamentazione sembra coprire una parte sostanziale della volumetria teleriscaldata, ma non delle reti: molte piccole reti –destinate ad essere la forza trainante dello sviluppo numerico delle reti di TLR in futuro – sono soggette ad una regolamentazione scarsa o nulla.

281. Come si vedrà meglio nel capitolo successivo, la regolamentazione locale ha utilmente limitato l’esercizio del potere di mercato del gestore della rete di TLR soprattutto nelle aree metanizzate, cioè laddove la concorrenza tra sistemi era già ridotta a causa dell’integrazione tra gestore del TLR e distributore del gas. In assenza di regolamentazione locale, nelle aree non metanizzate il potere di mercato dei gestori di TLR è stato invece limitato dalla concorrenza tra sistemi.

Ciò suggerisce quindi che la regolamentazione sia utile soprattutto laddove la concorrenza tra sistemi sia debole, e quindi in una posizione di supporto al funzionamento dei meccanismi di mercato.

282. Il dibattito corrente riguardo alla “qualificazione del TLR come servizio pubblico locale” e sull’opportunità di regolamentare su base nazionale il TLR stesso andrebbe quindi più correttamente inquadrato all’interno di una discussione sul modo in cui i meccanismi di mercato hanno funzionato nel settore del TLR italiano e quindi sulla opportunità o meno di correggerli, e sulla misura di questa eventuale correzione. Come si vedrà nel capitolo successivo, la *performance* dei meccanismi di mercato nel settore del TLR italiano appare discreta.

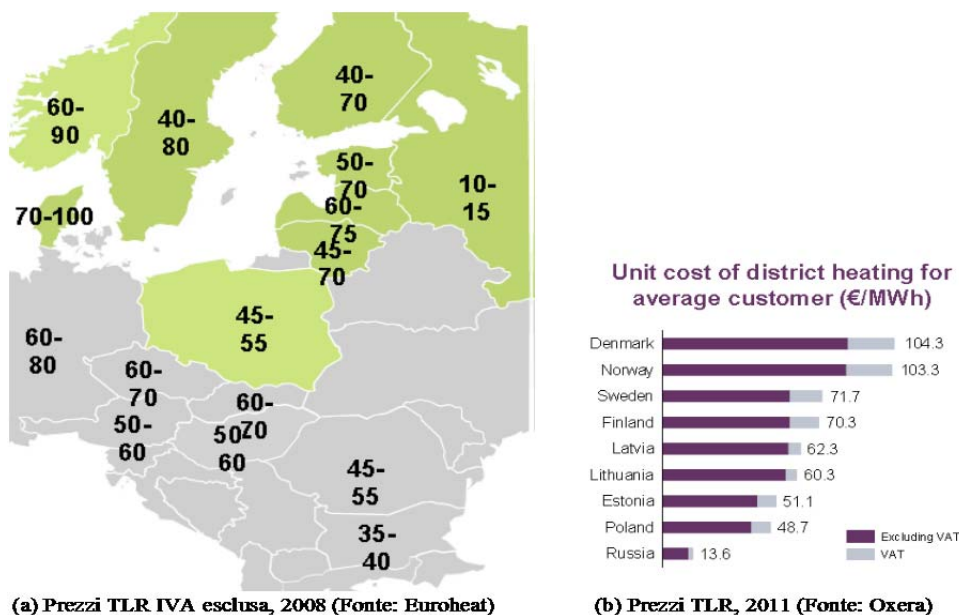
283. Questo approccio appare coerente con l’esperienza internazionale, che suggerisce che la regolamentazione del TLR non è necessaria per una buona performance del settore: le esperienze finlandesi e svedesi, ad esempio, così come quella tedesca, mostrano che il settore può funzionare in maniera soddisfacente (anche se non necessariamente ottimale) dal punto di vista concorrenziale anche in assenza di una regolamentazione dettagliata e intrusiva.

284. A tal proposito, appare interessante citare i risultati di uno studio volto a misurare l’impatto di diversi tipi di regolamentazione sul livello dei prezzi del servizio di TLR in alcuni paesi scandinavi e baltici, commissionato dalla compagnia finlandese Fortum alla società di consulenza britannica Oxera.

285. Da tale studio¹²⁵ emerge che, in assenza di considerazioni di carattere politico che intervengono per mantenere particolarmente bassi i prezzi del TLR, una maggiore regolamentazione non ha portato a prezzi più bassi, come dimostra l’esempio della Danimarca, dove i prezzi regolamentati si collocano a livelli molto più alti di quelli degli altri paesi scandinavi, dove invece il servizio non è regolato (fig. 17).

¹²⁵ Resvik B., *Business models today and tomorrow – regulatory regimes affecting the price strategies*, slides della relazione tenuta al 35° EuroHeat & Power Congress, 2011.

Fig. 17: prezzi del TLR in Scandinavia e nell'Europa Centro-Orientale, 2008 e 2011.



286. Tale studio conferma quindi che il problema della regolamentazione del TLR in Italia va approcciato in maniera empirica, sulla base dell'effettiva performance dei meccanismi di mercato nel settore e della capacità che la regolamentazione già oggi esistente ha dato della sua capacità di limitare l'esercizio del potere di mercato da parte del gestore monopolista della rete di TLR.

5. Concorrenza, prezzi e margini nel settore del TLR

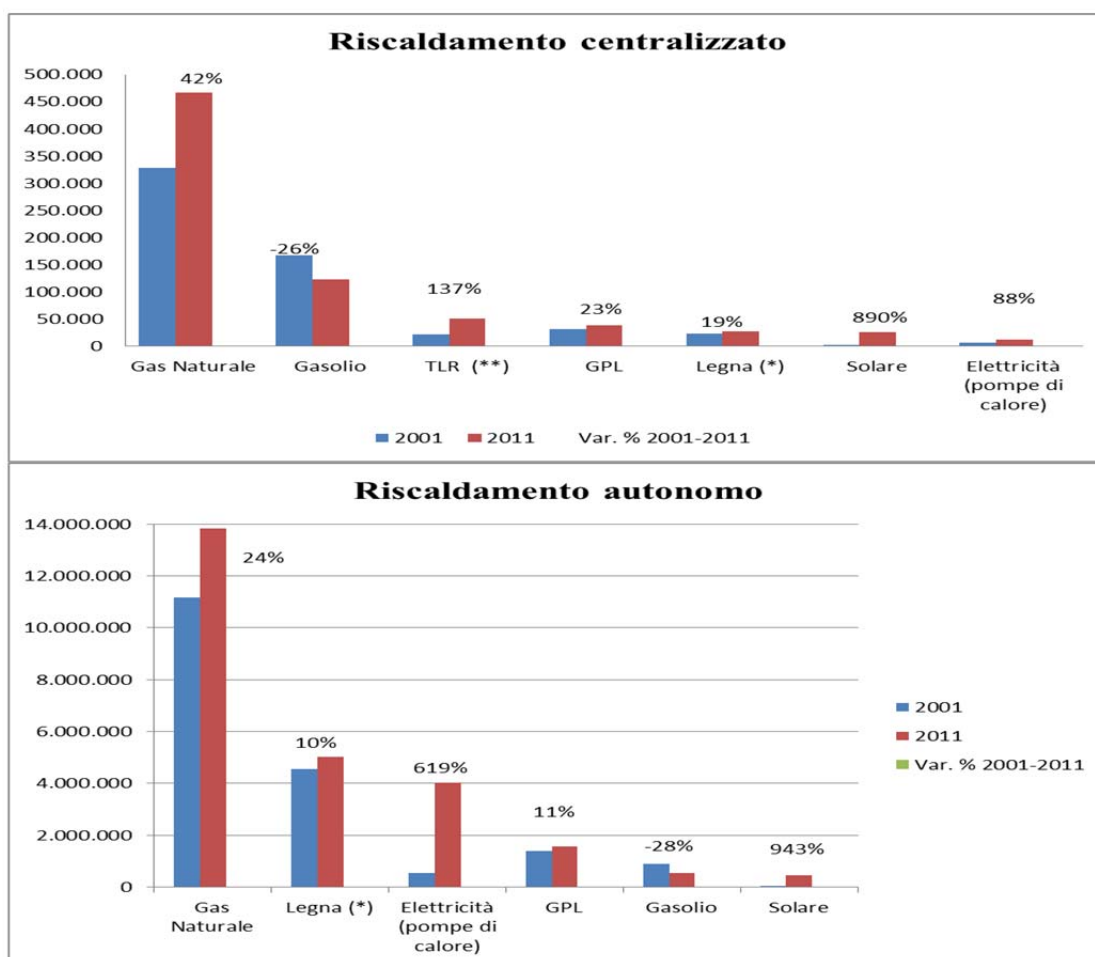
5.1 La concorrenza tra sistemi di riscaldamento

5.1.1 La diffusione dei diversi sistemi di riscaldamento

287. Il TLR è solo una delle possibili soluzioni a disposizione di un consumatore 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.

288. La figura seguente riporta le stime dello stock di impianti di riscaldamento esistenti nel 2011, distinti per combustibile / tecnologia, effettuate da Ref-E¹²⁶, e le variazioni rispetto al 2001.

Fig. 18: stock di apparecchi per il riscaldamento nel settore residenziale, 2001 e 2011 e variazione percentuale



(*) Include anche un numero trascurabile di apparecchi a carbone

(**) Numero di sottocentrali d'utenza

Fonte: REF-E

¹²⁶ Cirillo M., *Monitoraggio delle tecnologie per il riscaldamento nel segmento residenziale*, Ref-E, 2013

289. Anche tenuto conto del fatto che un impianto centralizzato equivale a numerosi impianti individuali, la sproporzione tra lo stock di apparecchi per il riscaldamento individuale e quello di apparecchi per il riscaldamento centralizzato (oltre 33 volte) indica chiaramente la prevalenza del riscaldamento autonomo.

I sistemi a gas naturale costituiscono oltre il 62% dei sistemi centralizzati e oltre il 54% di quelli individuali. La loro quota si è ridotta di alcuni punti percentuali nel caso dei sistemi individuali, indicando una sostituzione verso altre tecnologie. Nel tempo si nota una riduzione dei sistemi a gasolio, più accentuata per quelli individuali, e un forte aumento dei sistemi termosolari e delle pompe di calore, in particolare a livello individuale.

Aumenti contenuti si osservano per il riscaldamento a legna, nonostante gli avanzamenti tecnologici. Tuttavia, i dati relativi ai flussi 2011 nel segmento autonomo nelle zone non metanizzate indicano un significativo aumento degli impianti a biomassa legnosa.

Dall'indagine REF-E emerge una buona espansione del TLR, seconda solo a quella del solare termico nel segmento degli impianti centralizzati.

290. Nel corso del 2011 sono stati installati, nel settore residenziale, soprattutto impianti a gas (cfr. tab. 7). Nel segmento del riscaldamento autonomo si è tuttavia assistito ad una fortissima espansione delle vendite di pompe di calore e di impianti a pellet, che sono state complessivamente quasi pari a quelle degli impianti a gas.

Nel segmento del riscaldamento centralizzato, invece, la prevalenza del gas è stata più netta (oltre il 50% delle installazioni), ma il peso delle tecnologie alternative più innovative è stato comunque assai significativo (16% circa). In questo segmento, il TLR è risultato il sistema alternativo alle caldaie condominiali a gas più installato, seguito a breve distanza dal solare termico. I dati di REF-E purtroppo non contengono una stima dei sistemi sostituiti dal TLR.

Tab. 7: vendite di apparecchi per il riscaldamento nel settore residenziale nel 2011 (numero)

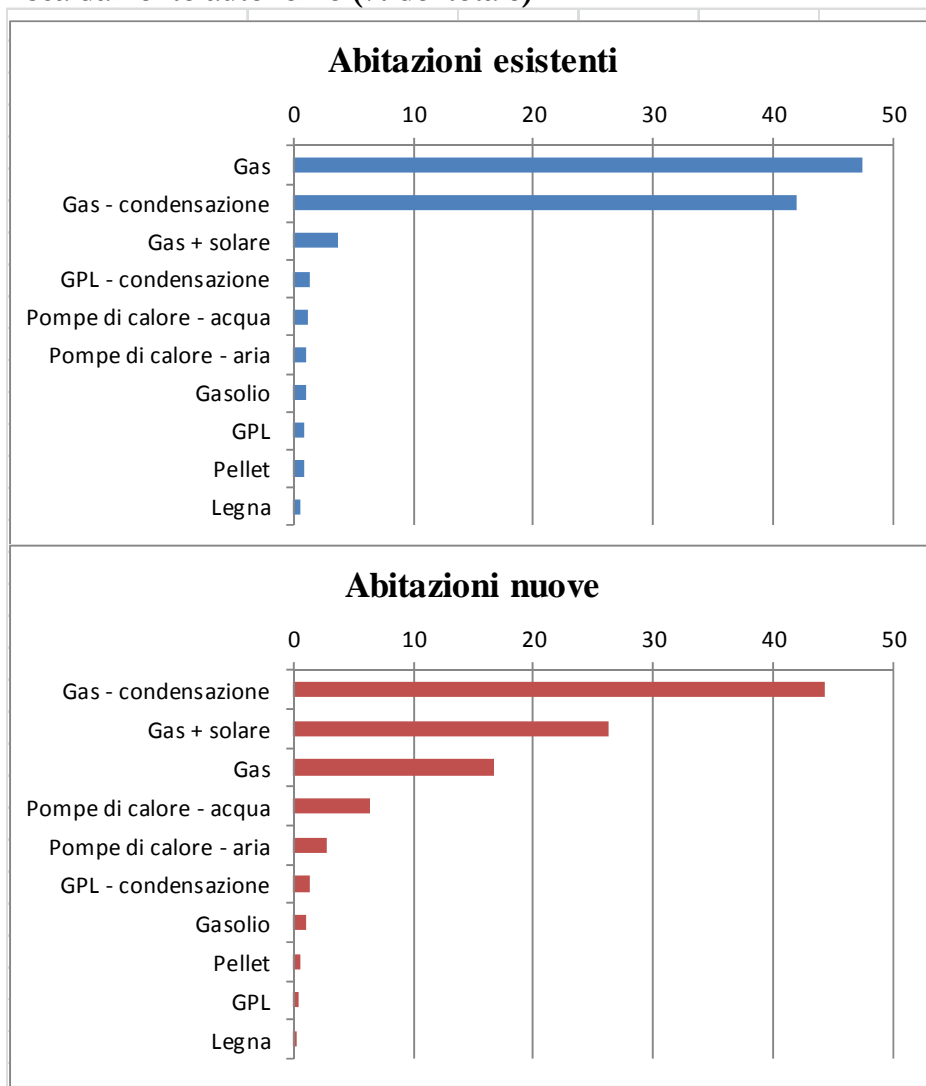
| | Gas | Gas - Condensazione | TLR (*) | Solare termico | Legna (solo caldaie) | Pompe di calore | Gasolio | GPL | Pellet | GPL - condensazione |
|----------------------|---------|------------------------|--------------|-------------------|-------------------------|--------------------|---------|--------|---------|------------------------|
| Totale | 338.799 | 138.771 | 4.614 | 88.889 | 10.303 | 307.711 | 41.482 | 27.781 | 192.741 | 11.379 |
| <i>autonomo</i> | 322.199 | 130.136 | 0 | 84.353 | 7.212 | 304.711 | 39.380 | 26.420 | 191.919 | 10.671 |
| <i>centralizzato</i> | 16.599 | 8.635 | 4.614 | 4.536 | 3.091 | 3.000 | 2.102 | 1.361 | 822 | 708 |

(*) numero di sottostazioni d'utenza

Fonte: REF-E

291. Lo sviluppo dei sistemi innovativi sembrerebbe avvenuto soprattutto nei nuovi edifici, gravati da più stringenti requisiti di efficienza energetica. In tali edifici le stesse caldaie a gas installate sono prevalentemente di tipo a condensazione. Negli edifici già esistenti, invece, sembrerebbe prevalere ancora l'installazione di caldaie a metano tradizionali cfr. fig. 19).

Fig. 19: acquisti di apparecchi per riscaldamento nel 2011, per tipologia di abitazione, riscaldamento autonomo (% del totale)



Fonte: REF-E

292. Questi dati suggeriscono che:

(i) il TLR è solo una delle possibili tecnologie per il riscaldamento e la produzione di acqua calda, che occupa una posizione di rincalzo nel mercato dei sistemi di riscaldamento;

(ii) nel caso di abitazioni esistenti, i maggiori concorrenti del TLR nelle zone metanizzate sono le caldaie (individuali o centralizzate) a gas metano, che vengono tipicamente sostituite con caldaie della stessa tipologia, eventualmente di tecnologia più avanzata; migliori possibilità di sostituzione a favore del TLR possono emergere riguardo alla sostituzione dei sistemi a gasolio e a GPL; nelle aree montane, tuttavia, il TLR deve confrontarsi con le nuove tecnologie del riscaldamento individuale a biomassa legnosa;

(iii) nel caso di nuove abitazioni, che sono soggette a più stringenti requisiti di efficienza energetica (cfr. cap. 4), i concorrenti del TLR sono in primo luogo i sistemi più innovativi, quali il solare termico e le pompe di calore, ed inoltre le caldaie a gas a condensazione.

5.1.2 Le modalità di concorrenza tra sistemi di riscaldamento

293. I sistemi di riscaldamento possono essere costituiti da vari componenti, a seconda della tecnologia utilizzata: (i) un generatore di calore, (ii) fonti primarie di energia o dei vettori energetici¹²⁷, (iii) reti per il trasporto e la distribuzione delle fonti primarie di energia o dei vettori energetici ai generatori di calore, (iv) reti per la distribuzione del calore, (v) apparecchiature per la diffusione del calore.

Alcuni componenti sono specifici per un sistema che usa una data tecnologia – per esempio, i generatori di calore e le reti di trasporto del combustibile – e quindi non possono essere impiegati con altri sistemi: essi sono quindi incompatibili.

Altri invece possono essere utilizzati indifferentemente da vari sistemi (p.es., le tubature interne agli stabili e agli appartamenti dove scorre l'acqua calda) e sono quindi compatibili con differenti sistemi / tecnologie.

La tabella seguente riporta i diversi componenti che caratterizzano alcuni sistemi di riscaldamento, indicando se si tratta di componenti specifici.

Fig. 20: componenti di vari sistemi di riscaldamento

| Sistema | Principio di funzionamento | Generatore | Rete trasporto combustibile / vettore | Rete distribuzione calore | Apparecchiature diffusione calore | Consumo |
|---|--|------------------------------------|--|---|---|-------------------|
| Riscaldamento autonomo / centralizzato a gas naturale | Combustibile produce calore presso il luogo di consumo; calore trasportato mediante fluido apposito (acqua calda) | Caldaia | sì (rete gas) | tubature interne al fabbricato dal generatore ai corpi radianti (compatibili) | corpi radianti (compatibili) | gas |
| Riscaldamento autonomo / centralizzato a gasolio | | Caldaia | no - serbatoio | | corpi radianti (compatibili) | gasolio |
| Riscaldamento autonomo / centralizzato a GPL | | Caldaia | generalmente no serbatoio; ma esistono reti canalizzate GPL | | corpi radianti (compatibili) | GPL |
| Riscaldamento a legna | | Caldaia | no - serbatoio | | corpi radianti (compatibili) , camini | legna |
| Solare Termico | Fluido termovettore riscaldato dall'energia solare presso il luogo di consumo | Collettore | no - serbatoio fluido termovettore | tubature interne al fabbricato dal serbatoio agli elementi radianti (compatibili) | corpi radianti (compatibili) | -- |
| Teleriscaldamento | Combustibile produce in impianti centralizzati il calore, che è trasportato al luogo di consumo mediante fluido termovettore | Caldaia, centrale di cogenerazione | Rete distribuzione fluido termovettore dal generatore allo scambiatore | tubature interne al fabbricato dallo scambiatore agli elementi radianti (compatibili) | corpi radianti (compatibili) | calore |
| Riscaldamento elettrico | Passaggio energia elettrica attraverso una resistenza produce calore nel luogo di consumo | Resistenza | sì (rete elettrica) | no | stufe, ventole ecc. | elettricità |
| Pompe di calore aria-aria | Compressione aria | Compressore | no (ma rete elettrica necessaria per funzionamento compressore) | eventuali tubature interne al fabbricato dallo scambiatore della pompa agli elementi radianti (compatibili) | corpi radianti (parzialmente compatibili) | elettricità, aria |

¹²⁷ Per *vettore energetico (energy carrier)* si intende una forma di energia secondaria (cioè, prodotta da una fonte primaria quale il gas naturale) che si presta a essere trasportata (spesso mediante apposite reti) fino al luogo di utilizzazione. Esso è costituito da una sostanza trasportabile che può facilmente rilasciare l'energia in essa contenuta (come nel caso di combustibili quali gasolio e GPL, del vapore, dell'acqua calda, ecc.) o dall'elettricità (energia lettrica).

294. Dal punto di vista dell'utente finale, ciascun sistema comprende almeno due tipi di componenti: durevoli (la caldaia, le tubazioni nell'edificio / appartamento, i corpi radianti) e non durevoli (i materiali di consumo o "consumabili"). Alcuni sistemi richiedono anche l'allacciamento alle reti di distribuzione del combustibile o vettore energetico per l'approvvigionamento dell'input necessario alla produzione di calore. Nel caso del TLR, l'allacciamento alla rete di distribuzione del fluido termovettore è necessaria per godere del servizio di TLR stesso.

Alcuni componenti durevoli (in particolare, quelli per la distribuzione e l'irradiazione del calore negli edifici e nelle unità immobiliari (tubature, caloriferi)) sono compatibili con differenti sistemi di riscaldamento, mentre altri – in particolare, i generatori e gli scambiatori di calore – sono specifici a determinati sistemi di riscaldamento, perché utilizzabili solo con certi combustibili o vettori energetici.

Esiste quindi una incompatibilità tra i differenti sistemi di riscaldamento, che deriva dal fatto che i singoli combustibili, vettori energetici o fluidi termovettori possono essere usati soltanto con specifiche componenti durevoli (generatori, scambiatori di calore).

295. Gli investimenti effettuati nelle componenti durevoli sono, di norma, irrecuperabili, non esistendo un mercato degli impianti di seconda mano.

In questa situazione, l'incompatibilità tra i componenti di diversi sistemi di riscaldamento crea dei costi di cambiamento da un sistema di riscaldamento ad un altro e quindi un effetto di "cattura" dei consumatori di calore ottenuto mediante una determinata tecnologia¹²⁸. Tali costi (definiti *switching cost* nella letteratura economica) decrescono nel tempo, in una misura legata al tasso di deprezzamento delle attrezzature specifiche: alla fine della vita utile di tali attrezzature, infatti, il consumatore potrà scegliere se adottare un sistema di riscaldamento diverso o rimpiazzare soltanto le attrezzature specifiche.

296. In presenza di *switching cost* tra sistemi formati da componenti incompatibili, il processo concorrenziale può esplicarsi in due momenti: (a) al momento del rimpiazzo del sistema di riscaldamento in uso ormai giunto alla fine della sua vita utile o della scelta del sistema da installare nella propria abitazione in costruzione, il consumatore mette in concorrenza tra loro i diversi sistemi di riscaldamento; (b) una volta effettuata la scelta del sistema di riscaldamento ed acquistati i componenti durevoli, gli *switching costs* renderanno più o meno difficile cambiare sistema, ma il consumatore potrebbe beneficiare di una concorrenza tra fornitori del "bene di consumo" (combustibile o vettore energetico) compatibile con il bene durevole e quindi con il sistema di riscaldamento scelto.

¹²⁸ Cfr. Shapiro, Varian, *Information Rules*, 1999, p. 118.

297. Nel seguito, la concorrenza tra sistemi verrà indicata come “concorrenza *ex-ante*” e quella che si determina dopo che il consumatore si è vincolato ad un certo sistema di riscaldamento come concorrenza “*ex-post*”¹²⁹.

298. Tra il TLR e i sistemi di riscaldamento concorrenti esistono alcune importanti differenze “strutturali”, che influenzano le modalità di concorrenza in ciascuno di essi e tra di essi.

Il TLR è un sistema centralizzato di produzione e distribuzione del calore. Al posto della caldaia, vi è la sottostazione di utenza, dove viene scambiato il calore tra la rete di distribuzione e la rete interna al fabbricato. L’impianto di produzione è quindi completamente separato dal luogo di consumo e gestito da un soggetto diverso dal consumatore del calore. La manutenzione è parte dell’attività ordinaria del produttore, che si assume anche tutti i rischi relativi alla sicurezza delle operazioni di produzione e distribuzione. L’investimento iniziale nella sottostazione di utenza in alcuni casi è sostenuto, almeno in parte, dall’utente, in altri dal gestore della rete, a seconda delle politiche commerciali di quest’ultimo e dei vincoli o incentivi pubblici.

Nel caso degli altri sistemi, invece, l’utente produce da sé il calore, acquistando l’impianto di generazione e una fonte di energia (combustibili o energia elettrica) da trasformare in calore attraverso quell’impianto. Perciò: (i) il costo dell’impianto di produzione è quindi a carico dell’utente, salvo eventuali incentivi parziali all’acquisto di impianti con tecnologie particolarmente innovative; (ii) l’impianto di produzione è presso l’utente, che quindi si assume tutti i rischi per la sicurezza; (iii) i costi di manutenzione, tenuta a norma ecc. sono a carico dell’utente.

Ciò significa che per effettuare un confronto corretto tra il costo del sistema di riscaldamento “TLR” e quello di un altro sistema di riscaldamento non ci si può limitare al solo confronto tra il prezzo del calore da TLR e il prezzo del combustibile / vettore energetico del sistema alternativo. Occorre prendere in considerazione da un lato il costo dell’allacciamento e dello scambiatore e, dall’altro lato, aggiungere al costo del combustibile / vettore energetico anche il costo della caldaia e i costi di gestione e manutenzione.

La capacità dei consumatori di effettuare questo confronto – che dipende sia dalle informazioni a disposizione dei consumatori, sia dalla loro capacità di elaborare tali informazioni - appare cruciale per l’efficacia della concorrenza *ex-ante* tra sistemi¹³⁰.

¹²⁹ Nel seguito inoltre si astrarrà dal costo degli elementi radianti, che sono componenti compatibili sia con il TLR sia con i sistemi di riscaldamento a metano, gasolio e GPL, nonché con alcuni sistemi a pompa di calore.

¹³⁰ Questo tema è stato sviluppato a livello teorico soprattutto con riferimento agli *aftermarkets*, ma ha chiaramente più vasta portata. Cfr. sul punto Office of Fair Trading, *Switching Costs*, Economic Discussion Paper n. 5, aprile 2003, e il *DG Competition discussion paper on the application of Article 82 of the Treaty to exclusionary abuses* del dicembre 2005, nonché la recente sentenza della Corte di Giustizia nel caso EFIM (*EFIM c. Commissione Europea*, caso C-56/12 P, sentenza della Corte di Giustizia dell’Unione Europea del 19/9/2013). Nel Discussion Paper citato, la DG Concorrenza affermava: “*The amount of information available to consumers is an important factor for assessing the extent to which the customers, when buying the primary product, make a calculation of the overall cost of the bundle. The information available must enable customers to make accurate calculations. This is more likely to be so when the secondary product is a consumable used with the primary product in fixed proportions, than in the case of spare parts and services. (§ 257) Moreover, for this competitive constraint from the primary market to function effectively, a sufficient number of customers must engage in life cycle cost calculations, and the supplier concerned must not be able to discriminate between customers that make such calculations and those that do not*” (§ 258).

299. Inoltre, nei sistemi di riscaldamento diversi dal TLR ciascuno dei diversi componenti - con l'eccezione del servizio di distribuzione dell'elettricità e del gas naturale, tuttora eserciti in regime di monopolio legale e sottoposti ad un regime di tariffe regolate - è venduto da una pluralità di soggetti, in concorrenza tra loro, che assicurano la totale compatibilità dei propri prodotti con gli altri componenti del sistema. Ciò vale in particolare sia per le caldaie, sia per il combustibile e l'elettricità.

Nel caso del TLR, invece, tipicamente l'intero sistema di riscaldamento è venduto all'utente come un servizio integrato, svolto da un unico soggetto in una certa area¹³¹.

La concorrenza tra il TLR e gli altri sistemi di riscaldamento si presenta quindi come una concorrenza "asimmetrica": da un lato il venditore di un sistema integrato, dall'altro i venditori delle singole componenti degli altri sistemi di riscaldamento.

300. Questa asimmetria si riflette in incentivi differenti riguardo alla fissazione dei prezzi dei diversi componenti per il gestore del TLR e per i venditori di caldaie, combustibili ecc. utilizzati negli altri sistemi¹³².

Infatti, il gestore del TLR sarà in grado di internalizzare l'effetto che una riduzione del costo dello scambiatore ha sulla domanda di calore, in quanto egli stesso soddisferà tale domanda di calore; ciò comporterà naturalmente la tendenza a fissare prezzi relativamente bassi per i componenti durevoli (scambiatore, allacciamento alla rete di TLR), al fine di "catturare" un maggior numero di utenti che potranno essere "sfruttati" vendendo il calore ad un prezzo che terrà conto degli *switching costs*. Al contrario, il venditore del componente durevole utilizzato in altri sistemi di riscaldamento (p.es., una caldaia a gas) non potrà internalizzare l'effetto che una riduzione del prezzo del proprio componente ha sulle altre componenti del sistema (p.es., la domanda di gas naturale); l'incentivo a praticare prezzi "bassi" deriverà quindi soltanto dal grado di concorrenza nella vendita del singolo componente.

Una volta effettuata la scelta del sistema ed acquistati i componenti durevoli, tuttavia, il gestore del TLR godrà di una posizione monopolistica nella fornitura del calore, mentre nel caso dei sistemi alternativi anche *ex-post* vi sarà concorrenza tra i fornitori del combustibile / vettore energetico.

Il costo finale del calore per gli utenti verrà quindi determinato sia dalla concorrenza *ex-ante* tra sistemi, sia dalla concorrenza *ex-post* tra i fornitori dell'energia / combustibile da trasformare in calore nel caso dei sistemi di riscaldamento alternativi al TLR, e soltanto dalla concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento nel caso del TLR.

¹³¹ Si noti che prima della liberalizzazione completa dei mercati della vendita al dettaglio di gas ed elettricità (avvenute rispettivamente nel 2003 e nel 2007), tuttavia, la vendita di gas ed elettricità agli utenti domestici avveniva in condizioni di monopolio da parte del distributore, spesso parte di un gruppo integrato nella produzione di energia elettrica o nell'importazione di gas naturale - una situazione non dissimile da quella che si verifica oggi per il TLR.

¹³² Cfr. Matutes C., Regibeau P. (1988): "Mix and Match": Product compatibility Without Network Externalities, *RAND Journal of Economics*, 19(2), pp. 221-234; Economides N. (1989): Desirability of Compatibility in the Absence of Network Externalities, *The American Economic Review*, 79 (5), pp. 1165-1181. In un contesto in cui i prezzi di vendita non cambiano una volta che i consumatori abbiano fatto la loro scelta e non vi sono esternalità di rete, i modelli studiati in questi articoli mostrano che la concorrenza *ex ante* tra sistemi tra loro incompatibili è più intensa (cioè, conduce a prezzi inferiori) di quella tra sistemi fatti da componenti compatibili, perché nel caso di sistemi incompatibili la riduzione del prezzo di un componente è completamente catturata dal sistema di cui fa parte, mentre nel caso di sistemi compatibili essa va a beneficio anche di tutti i sistemi in cui può essere usato quel componente.

5.2 La concorrenza in presenza di *switching costs* nella teoria economica

301. I modelli economici che studiano la concorrenza in presenza di *switching costs* (cfr. Box 1) suggeriscono che la concorrenza al momento della scelta del sistema può essere sufficientemente intensa da compensare – in una prospettiva di valutazione del costo complessivo del sistema e non del prezzo delle singole componenti, cioè rispetto al “ciclo di vita” del prodotto – lo sfruttamento del potere di mercato *ex-post*. Tale compensazione può essere parziale o completa, a seconda delle circostanze e dei modelli considerati.

In ogni caso, tale compensazione richiede che i consumatori siano in grado di confrontare il costo complessivo del calore fornito dai vari sistemi di riscaldamento (inclusivo dei costi di gestione annuali e delle quote annuali di ammortamento delle attrezzature).

302. La teoria economica (riassunta nel Box 1) indica che l'esercizio del potere di mercato *ex-post* può essere limitato da una varietà di fattori (alcuni dei quali presenti, come si vedrà, anche nel caso del TLR), che influenzano il modo in cui si controbilanciano gli opposti incentivi allo sfruttamento della base di clienti “prigionieri” e all'ampliamento di tale base clienti (rinviando o mitigandone lo sfruttamento):

(i) *il livello degli switching cost*; maggiori gli *switching cost*, infatti, maggiore il potere di mercato (cioè, il margine del prezzo sul costo) che potrà essere esercitato;

(ii) *i vincoli alla capacità delle imprese di differenziare il prezzo del calore tra vecchi e nuovi consumatori*; la teoria economica suggerisce infatti che più forti tali vincoli, maggiore il peso relativo che l'incentivo ad ampliare la base di consumatori serviti avrà rispetto all'incentivo di sfruttare i consumatori già “prigionieri” a causa degli *switching cost*;

(iii) *il tasso di crescita del mercato*; in un mercato in crescita, in cui la quota di potenziali di clienti è significativa rispetto al numero di clienti già serviti, il prezzo è una importante leva per attrarre nuovi clienti; in particolare, il prezzo del bene di consumo può essere ridotto per attrarre nuovi consumatori del sistema;

(iv) *il valore del tasso di sconto delle imprese*; un basso tasso di sconto, dando una maggiore enfasi ai guadagni futuri, tende a ridurre l'incentivo allo sfruttamento immediato della base clienti e ad aumentare l'incentivo ad ampliare la base installata.

303. A parità di tasso di sconto delle imprese, quanto più grandi saranno la capacità di confronto dei consumatori (e dunque la trasparenza delle varie offerte) e i vincoli alla possibilità di differenziare tra clienti nuovi e già allacciati, e quanto minore la quota di clienti già allacciati al TLR nell'area, tanto maggiore sarà l'effetto della concorrenza *ex-ante*, e di conseguenza minore sarà lo sfruttamento del potere di mercato *ex-post* da parte dei gestori del TLR.

Box 1: La concorrenza in presenza di switching costs nella teoria economica

Come visto, la concorrenza tra sistemi di riscaldamento può essere interpretata come concorrenza tra sistemi formati da componenti durevoli e da materiali di consumo; l'incompatibilità tra i materiali di consumo e i componenti durevoli (e l'irrecuperabilità dell'investimento nei componenti durevoli specifici) creano degli *switching costs* da un sistema all'altro, che "imprigionano" i consumatori che hanno scelto un certo sistema in tale scelta e li espongono all'esercizio del potere di mercato *ex-post* da parte del produttore del sistema. Tale situazione può essere analizzata nell'ambito dei modelli che studiano la concorrenza in presenza di *switching costs*.

Vi sono due filoni di studi di teoria economica che appaiono utili per comprendere l'intensità della concorrenza *ex-ante* e i fattori che determinano in che misura essa sia in grado di dissipare le rendite monopolistiche *ex-post*. Un primo filone¹³³ considera il livello degli *switching costs* "esogeno" e non modella esplicitamente la concorrenza tra produttori di "sistemi" o di componenti. La concorrenza in tali modelli può essere interpretata come la concorrenza tra i produttori dei componenti che vanno acquistati ripetutamente ("beni di consumo") per essere utilizzati insieme con i componenti durevoli del sistema, e gli *switching costs* come quelli che sorgono dalla incompatibilità (parziale o totale) tra il componente durevole e i beni di consumo¹³⁴. Un secondo filone considera invece il livello degli *switching costs* "endogeno" e modella esplicitamente la concorrenza tra produttori di "sistemi" o di componenti.

Nel primo filone, il modello base studia la concorrenza duopolistica in un modello biperiodale, nel quale le imprese scelgono simultaneamente il prezzo di vendita del proprio bene in ciascun periodo e i consumatori decidono quanto acquistare¹³⁵. Se si considerano congiuntamente i due periodi, il prezzo complessivamente pagato dal consumatore è pari alla somma dei costi marginali e quindi non vi sono inefficienze: la concorrenza nell'arco del "ciclo di vita" del prodotto produce risultati ottimali. Questo risultato di concorrenza efficiente lungo l'arco del ciclo di vita del prodotto non si conserva in modelli anche appena più complessi del modello "base"¹³⁶.

Un importante gruppo di modelli ha esteso il modello base al caso in cui vi siano nuovi consumatori che entrano nel mercato ogni periodo. Nel caso sia possibile discriminare tra vecchi e nuovi consumatori, si ha il tipico schema di prezzi che emergeva già nel modello base: "prezzi di

¹³³ I riferimenti principali sono i lavori di Klemperer, in particolare Klemperer P. (1987): The competitiveness of markets with switching costs, *Rand Journal of Economics*, 18: 138-51, Klemperer P. (1987): Markets with consumers switching costs, *Quarterly Journal of Economics* 102: 357-394, Klemperer P. (1995): Competition when consumers have switching costs: an overview, *Review of economic studies*, Beggs A., Klemperer P. (1992): Multiperiod competition with switching costs, *Econometrica* 60: 651-67, nonché Farrell J., Shapiro C. (1988): Dynamic Competition with switching costs, *Rand Journal of Economics*, 19 (1). Per una rassegna, cfr. Farrell J., Klemperer P. (2006): *Coordination and lock-in: competition with switching costs and network effects*, CEPR Discussion Paper n. 5798.

¹³⁴ Con riferimento ai sistemi di riscaldamento di ambienti, i beni di consumo sono i combustibili e i vettori energetici, mentre i beni durevoli sono le attrezzature (caldaie, radiatori, scambiatori di calore, tubature di allacciamento alla rete) necessarie a produrre e trasmettere il calore nei vari ambienti. A monte vi sono poi le infrastrutture per la distribuzione di combustibili e vettori energetici ai clienti e gli impianti di produzione o importazione dei vettori energetici e dei combustibili. Lo *switching cost* è il costo del bene durevole che caratterizza il sistema alternativo (p.es., nel caso di un cambiamento da TLR a gas naturale, è il costo della caldaia a gas naturale, più le eventuali opere murarie ecc.).

¹³⁵ Se un consumatore che ha acquistato dall'impresa A vuole acquistare dall'impresa B nel secondo periodo, deve pagare uno *switching cost* s . Il risultato è che nel primo periodo le imprese venderanno "sottocosto", ossia ad un prezzo pari a $c_1 - s$ (costo marginale meno *switching cost*), mentre nel secondo periodo ognuna si comporterà come un "monopolista" sulla porzione di mercato che ha conquistato nel primo periodo, fissando il prezzo ad un livello che renda il consumatore del secondo periodo indifferente tra cambiare fornitore o no, pari a $c_2 + s$. La concorrenza viene quindi caratterizzata da una "battaglia per la quota di mercato" nel primo periodo e dallo "sfruttamento" dei consumatori catturati nel secondo periodo.

¹³⁶ La concorrenza per i consumatori nel primo periodo può infatti indurre eccessiva spesa in attività improduttive (marketing, pubblicità), mentre se i consumatori hanno curve di domanda decrescenti – invece di una domanda unitaria – possono esservi "troppe" vendite nel primo periodo e "troppo poche" nel secondo periodo. Inoltre, l'ipotesi che la concorrenza eroda completamente i profitti del secondo periodo trova un limite nella possibilità che gli *switching costs* siano superiori al costo marginale.

penetrazione” all’inizio, tanto più bassi quanto maggiore è il mercato futuro che è possibile “conquistare”, e “prezzi di sfruttamento” sui vecchi consumatori “prigionieri” a causa degli *switching costs* -, ma la concorrenza *ex-ante* non è in grado di erodere completamente i profitti *ex-post*¹³⁷. Nel caso invece non sia possibile discriminare tra vecchi e nuovi consumatori, vi è una varietà di equilibri possibili, che dipende dalle caratteristiche specifiche del modello utilizzato. In tali modelli, il livello di prezzo scelto dipende dal bilanciamento di due opposti incentivi: (i) fissare un prezzo elevato per sfruttare la “base installata” corrente, cioè i vecchi consumatori e (ii) fissare un prezzo basso per attrarre nuovi clienti e costruire una base installata più grande da sfruttare in futuro. In linea generale, il secondo incentivo tenderà a prevalere se il valore della quota di mercato futura è più alto, cioè se vi è un flusso significativo di nuovi consumatori, se il tasso di sconto è basso e se vi è una buona sostituibilità tra i prodotti delle imprese concorrenti. In queste circostanze, l’erosione dei profitti *ex-post* sarà, anche se incompleta, assai significativa.

Alcuni di questi ultimi modelli, studiando la concorrenza tra imprese che hanno già una base installata invece che tra imprese che devono costruire tale base installata, prevedono che le imprese con una base installata più grande tenderanno a fare prezzi più elevati – al limite, che si concentreranno sui vecchi clienti, lasciando i nuovi clienti ai concorrenti più piccoli. Tale prezzo elevato permetterà alle imprese più piccole di conquistare nuovi clienti fissando prezzi anch’essi più elevati (cd effetto “*price-umbrella*”). Infine, questo primo gruppo di modelli economici mostra come l’effetto degli *switching costs* sul prezzo complessivamente pagato dai consumatori dipenda dalle aspettative dei consumatori. Se questi ultimi sono dotati di aspettative razionali, essi sanno che i prezzi di “penetrazione” odierni sono solo il preludio dello sfruttamento successivo e quindi la loro domanda sarà meno elastica ai prezzi “di penetrazione”; ciò ridurrà l’incentivo delle imprese ad abbassare i prezzi nel primo periodo e ridurrà complessivamente l’intensità della concorrenza sul mercato, portando certamente il prezzo complessivo dei beni in presenza di *switching costs* ad un livello superiore a quello che si avrebbe in assenza di essi.

Il secondo filone di modelli economici¹³⁸ studia la concorrenza tra sistemi composti da vari componenti. In questi modelli, un consumatore che volesse acquistare un materiale di consumo differente da quello compatibile con la propria apparecchiatura durevole dovrà acquistare una nuova apparecchiatura durevole compatibile. Il consumatore sosterrà quindi uno *switching cost* pari alla differenza tra il costo del nuovo sistema e il costo del bene di consumo del sistema che già ha; tale differenza, dato che dipende dai prezzi che le imprese fissano, è un costo di cambiamento “endogeno”. Assumendo che nel primo periodo i consumatori scelgano soltanto il componente durevole e nel secondo periodo possano scegliere se comprare il bene di consumo compatibile con quel componente durevole oppure comprare l’intero sistema alternativo. In un contesto in cui il numero totale di consumatori è dato, è possibile dimostrare, sotto condizioni standard, che (i) il componente durevole verrà venduto ad un prezzo positivo ma inferiore al costo, (ii) che il bene di consumo verrà proposto ad un prezzo significativamente superiore al costo, (iii) che il profitto sulla vendita del sistema (componente durevole + bene di consumo) sarà addirittura inferiore al caso di assenza di *switching costs* (cfr. Garcia Mariñoso (2001)). Questi risultati dipendono dal fatto che la concorrenza nei due periodi si svolge mediante strumenti diversi: il prezzo del componente durevole nel primo periodo, il prezzo del sistema (rilevante per i consumatori che vogliono cambiare sistema) nel secondo periodo; la conseguenza di ciò è una concorrenza più accesa sia nel primo periodo sia fra sistemi, che coesistono – grazie alla manovra del prezzo del componente - con lo sfruttamento della “base installata” di consumatori nel secondo periodo. Nel caso l’ampiezza del mercato cresca nel tempo, Garcia Mariñoso (2003) ha mostrato che in presenza di un forte flusso di nuovi consumatori l’incentivo a ridurre il

¹³⁷ Questo schema è anche denominato, con una colorita metafora, “*bargain and then rip-off*”. Nella letteratura economica relativa agli *aftermarkets* è noto anche come “*waterbed effect*”.

¹³⁸ Cfr. Garcia Mariñoso B. (2001): Technological Incompatibility, Endogenous Switching Costs and Lock-In, *The Journal of Industrial Economics*, 49 (3), pp. 281-298; Garcia Mariñoso B. (2003): Endogenous switching costs and exclusive systems: A reply, *Review of Network Economics*, 2(1), pp. 36-40.

prezzo del componente durevole diminuirà, ma aumenterà l'incentivo a ridurre il prezzo del bene di consumo, per attrarre i nuovi consumatori (che, se razionali, sono interessati al prezzo del sistema)¹³⁹.

5.3 Le modalità di concorrenza attese nel settore del TLR

304. Questi risultati appaiono rilevanti per interpretare la concorrenza tra TLR e altri sistemi di riscaldamento in Italia e per formulare alcune prime osservazioni, da verificare nel prosieguo dell'analisi, sugli esiti di tale concorrenza. Innanzitutto, data la presenza di *switching costs*, ci si attende di osservare la fissazione, da parte delle imprese di TLR, di prezzi per il calore superiori ai costi, al fine di sfruttare il potere di mercato conferito *ex-post* dagli *switching costs* stessi. Tali prezzi possono arrivare sino alla somma del costo di produzione del calore e degli *switching costs*. Questa fonte di potere di mercato è indipendente dall'esistenza di un monopolio naturale nella distribuzione di calore attraverso la rete di TLR. L'esercizio del potere di mercato derivante dall'esistenza di tale posizione monopolistica trova tuttavia un limite nella concorrenza *ex-ante* tra fonti di riscaldamento, mentre può interagire con gli *switching costs*, rafforzandone l'effetto attraverso l'integrazione con la fase di vendita del calore ai clienti finali.

305. D'altro canto, l'effetto degli *switching cost* andrebbe valutato nel contesto del "ciclo di vita" complessivo del servizio di TLR, cioè considerando non solo il prezzo del calore ma anche il prezzo delle componenti durevoli.

I modelli economici indicano (i) che la concorrenza tra sistemi di riscaldamento può ridurre il prezzo dei componenti durevoli abbastanza da compensare, almeno parzialmente, il potere di mercato *ex-post* e (ii) che essa può indurre una riduzione dello stesso prezzo del calore (il "bene di consumo") e quindi del potere di mercato esercitato *ex-post*. Nel caso del TLR, l'incentivo a ridurre i prezzi dei componenti del sistema è più forte, perché esso è venduto come un sistema integrato da un singolo soggetto, che potrà beneficiare completamente dell'effetto della riduzione del prezzo di un componente sulla domanda per il sistema intero.

Ci si attende quindi che almeno i componenti durevoli siano offerti con forti sconti ai potenziali clienti del servizio di TLR (e ciò effettivamente accade, come si vedrà in seguito).

306. La misura e le modalità con cui il potere di mercato conferito *ex-post* dagli *switching costs* verrà sfruttato dipende, tuttavia, dalle specifiche circostanze del mercato, tra le quali la base installata di clienti, la possibilità di allacciare nuovi clienti, il ruolo del TLR come nuovo entrante oppure *incumbent* tra i sistemi di riscaldamento diffusi a livello locale e i vincoli alla discriminazione tra clienti vecchi e nuovi.

In primo luogo, si deve osservare che in Italia lo sviluppo del TLR è avvenuto in larga misura per sostituzione di altri sistemi di riscaldamento, spesso tra loro in concorrenza con il gas naturale. Al tempo della costruzione delle prime reti di TLR, il gas

¹³⁹ Infatti, se i nuovi consumatori sono razionali e quindi si attendono che un prezzo più basso sul bene durevole comporti prezzi più alti sul bene di consumo, l'unico modo di attrarli è quello di ridurre anche il prezzo del bene di consumo.

naturale era il concorrente principale nella sostituzione delle caldaie condominiali a gasolio o di altri sistemi di riscaldamento obsoleti; in seguito, nelle aree metanizzate i sistemi di riscaldamento a gas naturale si sono configurati come i sistemi “*incumbent*”, ai quali il TLR doveva sottrarre clienti. Nelle aree non metanizzate, invece, il sistema di riscaldamento “*incumbent*” è basato su gasolio o GPL e lo sviluppo del TLR è avvenuto in concorrenza con i moderni sistemi di riscaldamento basati sulla legna (biomassa). Ciò significa che nelle aree metanizzate il prezzo del calore basato sulla combustione del gas naturale ha costituito (e costituisce) un riferimento obbligato per il prezzo del TLR – o come effetto di una concorrenza *ex ante* o perché forniva una sorta di “*umbrella price*” per il nuovo entrante. Similmente, nelle aree non metanizzate il prezzo del calore ottenuto dal gasolio avrebbe costituito un “*umbrella price*” per il TLR nuovo entrante, che tuttavia avrebbe dovuto anche tenere in considerazione i prezzi del calore dei moderni sistemi a legna, anch’essi concorrenti per la sostituzione delle caldaie a gasolio.

307. In altri termini, la teoria economica suggerisce che un risultato naturale della concorrenza tra sistemi di riscaldamento è la fissazione di un prezzo del calore sulla base di quello del sistema di riscaldamento “*incumbent*” o della migliore alternativa disponibile sul mercato di riferimento.

308. Un corollario di questo importante risultato è che in tutti quei casi in cui il sistema di riscaldamento “*incumbent*” ha un sistema di fissazione dei prezzi regolato per via amministrativa (come avviene per i cd prezzi di riferimento del gas naturale fissati dall’AEEG), il prezzo del calore da TLR parametrato al prezzo del combustibile *incumbent* è in qualche misura anch’esso *indirettamente* regolato.

309. In secondo luogo, assumendo che sia impossibile per il gestore del sistema di TLR differenziare tra vecchi e nuovi consumatori – ad esempio perché il prezzo del sistema di riscaldamento concorrente o dell’*incumbent* è uniforme tra tutti i consumatori o per consuetudine di mercato - il prezzo del calore del TLR – in assenza di regolamentazione - deve essere fissato in maniera da bilanciare gli incentivi di penetrazione del mercato e di sfruttamento dei clienti allacciati.

L’ingente costo della rete sembrerebbe incentivare una strategia di penetrazione del mercato (prezzi bassi), in modo da assicurare nel più breve tempo possibile un flusso di ricavi tale da coprire i costi fissi di ammortamento (ossia, la restituzione dei finanziamenti bancari). Similmente, la presenza di un forte flusso di consumatori potenziali (derivanti dalla sostituzione di sistemi di riscaldamento inefficienti e da nuove iniziative residenziali) favorisce una strategia di penetrazione rispetto ad una strategia di sfruttamento.

Quindi, in una situazione in cui il TLR sia un “nuovo entrante”, è lecito attendersi una prevalenza degli incentivi volti ad allargare il mercato, piuttosto che a sfruttarlo.

310. Infatti, in presenza di un significativo flusso atteso di nuovi consumatori di calore – quale in aree di nuova urbanizzazione a seguito dello sviluppo cittadino o a seguito di ristrutturazioni del patrimonio edilizio o di sostituzioni di sistemi di riscaldamento

indotti dalla normativa sull'efficienza energetica – la teoria economica indica che ci si può attendere una forte concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento.

Tale concorrenza, come suggerito dai modelli con *switching costs* endogeni, potrebbe riflettersi non solo in sconti sull'hardware (allacciamento, sottostazioni), ma anche sul calore (il “bene di consumo”). Ciò almeno, come appena sopra ricordato, in assenza di normative che distorcano la concorrenza a favore del TLR.

311. La tendenza alla prevalenza degli incentivi alla penetrazione del TLR piuttosto che allo sfruttamento dei clienti allacciati sarà più debole nel caso di reti piccole, limitate a singole aree, senza significative prospettive di sviluppo. Un caso “estremo”, ma che potrebbe presentarsi con crescente frequenza, è quello in cui - a causa di decisioni urbanistiche o di altri vincoli – le possibilità di scelta dei consumatori sono state limitate a priori, come nel caso di nuovi insediamenti residenziali soggetti al rispetto di più severi requisiti di efficienza energetica, per la soddisfazione dei quali il TLR sia favorito dalle normative locali o nazionali. Sotto questo profilo, le normative che pongono tali vincoli a favore del TLR rappresentano non solo un ostacolo al pieno dispiegarsi della concorrenza *ex ante*, ma possono favorire lo sfruttamento dei clienti allacciati da parte dei gestori del TLR.

312. In terzo luogo, occorre rilevare che, via via che la rete originale viene saturata, gli incentivi ad una politica di penetrazione si riducono e cominciano a prevalere quelli allo sfruttamento dei clienti allacciati.

Ciò significa che, anche in presenza di vincoli alla possibilità di discriminare tra vecchi e nuovi clienti, nel tempo crescerà l'incentivo ad alzare il prezzo del calore praticato a tutti i clienti allacciati.

In presenza di *switching costs* significativi, tale incentivo può essere disciplinato soltanto da *commitments* credibili da parte del gestore a seguire regole predefinite e non manipolabili di variazione del prezzo del calore – che verrebbero valutati da consumatori razionali al momento della scelta tra sistemi come una garanzia contrattuale da possibili fenomeni di *hold-up*¹⁴⁰ – o da appropriate forme di regolazione.

5.4 Costi di cambiamento (*switching costs*) dal TLR verso altri sistemi

5.4.1 Identificazione degli *switching costs*

313. Per “*switching costs*” si intendono quei costi che devono essere sostenuti a causa del cambiamento di fornitore e che non avrebbero dovuto essere sostenuti rimanendo con il fornitore corrente.

¹⁴⁰ Si tratta di comportamenti opportunistici che sfruttano l'irreversibilità di investimenti specifici effettuati dalla vittima del comportamento, aventi l'obiettivo di ottenere pagamenti ulteriori rispetto a quelli inizialmente definiti. Il concetto è stato sviluppato nella letteratura economica sulle relazioni verticali, ma è stato poi esteso a tutte le relazioni contrattuali caratterizzate da investimenti specifici.

Il cambio di fornitore sarà conveniente se tali costi risultano inferiori alla differenza di prezzo tra i beni offerti dai due fornitori. In caso contrario, i consumatori sono “imprigionati” (*locked in*) nella scelta originaria.

314. Nel caso del TLR, gli *switching costs* verso un sistema di riscaldamento alternativo sono dati da

(i) i costi che non dovrebbero essere sostenuti rimanendo con il TLR:

- (a) costi di disconnessione contrattuali (eventuali penali ecc.),
- (b) il costo di acquisto delle apparecchiature necessarie ad utilizzare un'altra tecnologia di produzione del calore, ivi inclusa l'eventuale connessione alla rete di distribuzione del combustibile o vettore energetico (gas, GPL, elettricità)
- (c) il costo di costruzione dei locali necessari all'alloggiamento della caldaia e dell'eventuale deposito di combustibile, qualora essi non siano già presenti / disponibili.

(ii) da vantaggi di varia natura che verrebbero perduti a seguito della disconnessione dalla rete TLR, quali:

- (a) eventuali vantaggi tariffari goduti su altri servizi acquistati in *bundle* (p.es., eventuali agevolazioni sull'elettricità consumata, connesse all'uso di fornelli elettrici)
- (b) la più elevata classe energetica attribuita ad alcuni edifici in quanto collegati al TLR, e il conseguente maggior valore immobiliare¹⁴¹.

315. 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 finanziari¹⁴².

Costi contrattuali di disconnessione dalla rete di TLR

316. Dall'esame delle informazioni acquisite è possibile affermare che gli operatori del TLR italiani in genere non prevedono penalità per la disconnessione¹⁴³.

317. Nel caso la disconnessione (e il passaggio ad una diversa tecnologia di teleriscaldamento) comporti la distruzione delle opere costruite, alcuni operatori prevedono un contributo di 400-1.000 €.

Il gestore della rete di Dobbiaco (costituito in forma di società cooperativa cui partecipano gli utenti) prevede un costo di oltre 10.000 euro a carico di un cliente autonomo nel caso l'intero impianto debba essere smontato, da compensare con il parziale rimborso delle quote sociali della cooperativa.

¹⁴¹ Cfr. cap. 4 per una trattazione più dettagliata.

¹⁴² McAfee R.P., Mialon H.M., Mialon S.H, *Do Sunk Costs Matter?*, 2007, paper disponibile all'indirizzo: <http://ssrn.com/abstract=1000988>.

¹⁴³ Solo un operatore di medie dimensioni richiede che, in caso la disconnessione venga richiesta entro tre anni dalla connessione, l'utente paghi la parte non ammortizzata del costo di connessione.

318. Va tuttavia ricordato che, soprattutto nelle zone metanizzate, l'allacciamento in genere riguarda utenze condominiali o comunque plurifamiliari. Nel caso di un singolo condomino che voglia abbandonare il TLR, si pongono problematiche contrattuali interne al condominio, simili a quelle che si hanno nel caso di un condomino che voglia staccarsi dall'impianto di riscaldamento centralizzato. In particolare, il condomino potrà essere quindi tenuto al pagamento di parte delle spese fisse condominiali collegate al servizio di TLR. Tale pagamento può essere sufficientemente elevato da annullare la convenienza del passaggio ad un'altra tecnologia di produzione del calore.

Nel seguito quindi si farà riferimento, per le zone metanizzate, ad una utenza condominiale.

I costi di impianto e di connessione

319. Come spiegato nel cap. 1, a valle dello scambiatore di calore corre una rete di tubazioni per il trasporto dell'acqua calda interna al fabbricato, che è indipendente dalla rete di TLR. In caso di disconnessione dalla rete di TLR, quindi, un impianto condominiale alternativo utilizzerà le medesime tubature.

Il passaggio dal TLR ad un altro sistema di riscaldamento richiede, nella maggior parte dei casi, la disponibilità di un locale per posizionare la caldaia. Se il condominio, prima dell'allacciamento al TLR, utilizzava un sistema tradizionale, il locale sarà già presente e occorrerà soltanto predisporre le tubature di collegamento. In caso contrario, occorrerà individuare un locale adatto e predisporre le connessioni necessarie; nel caso ciò sia impossibile, il cambiamento di sistema di riscaldamento sarà impossibile.

320. Supponendo che vi sia la disponibilità di un locale caldaia, nel caso l'utenza sia già allacciata alla rete gas (p.es., uso cottura), occorrerà verificare se la portata dei tubi esistenti è adeguata alla maggior domanda di gas. In caso affermativo, gli unici costi da sostenere sono quindi quelli relativi alla caldaia¹⁴⁴. In caso contrario, occorrerà adeguare le tubature.

321. Il costo della caldaia appare molto variabile localmente, e va da circa 75 €/kW a oltre 170 €/kW. La durata è stimata in 20 anni da HERA e in 10-15 anni da altri gestori.

Nel caso l'utenza non sia allacciata alla rete gas, ma sia ad essa vicina (entro i 25-30 m. circa, in modo da rientrare nella tariffa standard forfettizzata), occorre aggiungere un costo stimabile tra i 3000 e i 6.000 euro (a seconda dei lavori necessari), da dividere tra i condòmini.

322. Nel caso invece di aree non metanizzate, nelle quali l'alternativa sia una caldaia a gasolio, i costi di impianto sono sensibilmente superiori, includendo anche il costo di costruzione del serbatoio e del suo alloggiamento (stimabile in circa 11.000 euro).

Va tuttavia osservato che, nella maggior parte dei casi, gli utenti di edifici esistenti sono verosimilmente passati dal riscaldamento a gasolio (o a GPL) al TLR. Essi perciò

¹⁴⁴ Nel caso di una utenza già in precedenza allacciata alla rete del gas e poi passata al TLR, che abbia conservato e mantenuto in efficienza la caldaia, i costi ammontano al solo costo di allaccio e revisione di tale caldaia.

già dispongono di un serbatoio. In tal caso, i costi di impianto sono simili a quelli stimati per il gas naturale.

Spese di gestione

323. Al netto dell'ammortamento della caldaia, le spese annue di gestione di una caldaia condominiale a gas variano da 3 €/MWh a oltre 12 €/MWh, mentre quelli per una caldaia individuale a metano sono di circa 100-130 euro/anno.

I costi di gestione di una caldaia a gasolio sono invece di almeno 160 euro/anno per unità abitativa.

5.4.2 Una stima indicativa degli *switching cost*

324. I costi riportati sono puramente indicativi, ma possono essere utilmente impiegati per costruire una stima preliminare degli *switching cost* che devono essere sostenuti per passare dal TLR al gas naturale o ad un altro sistema di TLR e quindi la differenza massima tra il prezzo del calore del TLR e il prezzo del calore¹⁴⁵ ottenuto mediante il gas o altro combustibile alternativo che rende non conveniente il passaggio alla tecnologia alternativa e quindi, di fatto, “imprigiona” l'utente finale nel servizio di TLR.

Trascurando i costi di entrata nel sistema di TLR, gli *switching cost* possono essere semplicemente stimati come differenza tra i costi da sostenere per il nuovo sistema di riscaldamento – e pari ai costi di connessione e impianto, ai costi di disconnessione e al costo del combustibile, più i costi di gestione della caldaia – e quelli che si sarebbero sostenuti continuando ad utilizzare il TLR – cioè il costo del calore¹⁴⁶.

I costi (annualizzati) di connessione e impianto e di gestione della caldaia rappresentano la massima differenza tra il prezzo del calore ottenuto dal gas e il prezzo del calore da TLR che rende l'utente indifferente tra i due sistemi di riscaldamento.

325. Sulla base di quanto dichiarato dalle imprese sentite, la somma dei costi di gestione e delle quote annuali del costo della caldaia a gas metano (assumendo una vita utile di 15-20 anni) varia da un minimo di circa 1000 € ad un massimo di oltre 4000 €. Rapportando tali spese ai consumi tipo condominiali relativi alle caldaie considerate, si ottengono valori compresi tra un minimo di 8,8 €/MWh^t e un massimo di 19,5 €/MWh^t¹⁴⁷.

Includendo anche il costo di connessione (spalmato su 20 anni), si ottengono valori compresi tra un minimo di 10,1 €/MWh^t e un massimo di 20,8 €/MWh^t.

¹⁴⁵ Il prezzo del calore ottenuto con un certo combustibile dipende sia dal costo del combustibile, sia dal suo potere calorifico, sia dal rendimento medio stagionale della caldaia.

¹⁴⁶ Cfr. S. Hellmer, “Switching costs, switching benefit and lock-in effects—the reregulated Swedish heat market,” *Energy & Environment*, vol. 21, pp. 563–575, 2010

¹⁴⁷ Qualora si assuma che il condominio debba contrarre un prestito per l'acquisto della caldaia, allora - utilizzando un tasso del 5% (media dei valori registrati dalla Banca d'Italia nel 2011 per i prestiti oltre i 5 anni alle famiglie consumatrici) e assumendo un ammortamento pari alla vita utile della caldaia – si ottengono valori minimi e massimi pari rispettivamente a 11,4 €/MWh^t e 23,7 €/MWh^t per la somma dei costi di gestione e di ammortamento e di 12,7 €/MWh^t e 25,1 €/MWh^t se si aggiunge anche il costo di connessione.

326. Tali valori rappresentano una stima indicativa della differenza tra il prezzo del calore da TLR e il prezzo del calore ottenuto dal gas che rende l'utente indifferente tra i due sistemi di riscaldamento¹⁴⁸.

Se la differenza effettiva tra i due valori fosse inferiore a 8,8 €/MWht, uno *switch* dal TLR al gas non sarebbe conveniente, perché i costi sopravanzerebbero i benefici. Al contrario, per differenze superiori ai 20,8 €/MWht, vi saranno certamente degli *switching benefits* abbandonando il TLR a favore del riscaldamento con il gas metano.

Per differenze effettive intermedie tra i valori indicati, la convenienza del passaggio ad un sistema di riscaldamento alternativo dipende dagli specifici *switching costs*.

327. Anticipando alcuni risultati che verranno discussi nel seguito, si può dire che nel campione considerato solo in un caso l'esistenza di uno *switching benefit* appare molto probabile, mentre in altri due casi un tale beneficio potrebbe ricorrere a seconda del rendimento effettivo delle caldaie a metano utilizzate.

Ciò sembrerebbe essere dovuto al fatto che nella maggior parte delle reti che sorgono in zone metanizzate il prezzo del calore da TLR è stato fissato al livello del costo del riscaldamento attraverso il gas naturale (comprensivo delle spese di gestione e manutenzione) stimato dal gestore del servizio di TLR.

328. Per quanto riguarda la sostituzione del TLR con il gasolio nelle aree non metanizzate, dai dati dei gestori sentiti si può stimare che la somma del costo di gestione (700-820 € per una caldaia da 100 kW) e della quota annuale del costo della caldaia, rapportato al consumo tipo di un condominio, sia pari a circa 20 €/MWht. Nel caso occorra costruire anche un serbatoio con il relativo alloggiamento, tale costo supera i 30 €/MWht¹⁴⁹.

Come si vedrà nel seguito, attualmente il costo del calore da TLR è inferiore a quello del calore ottenuto mediante caldaie a gasolio e quindi non sembrerebbe esservi ragione per cambiare sistema di riscaldamento.

5.4.3 Il caso delle nuove urbanizzazioni

329. Un caso particolare è costituito da tutte quelle iniziative residenziali – spesso, costruzione di case popolari da parte degli Enti preposti¹⁵⁰ – che sono nate intorno ad una centrale termica adibita alla produzione di calore per tutto l'insediamento e per le quali non è stato previsto l'allacciamento alla rete del gas, se non per l'uso cottura.

¹⁴⁸ Il costo sarebbe anche maggiore considerando gli eventuali benefici perduti riguardanti la certificazione energetica e quindi il valore degli appartamenti.

¹⁴⁹ Qualora si assuma che il condominio debba contrarre un prestito per l'acquisto della caldaia, allora - utilizzando un tasso del 5% (media dei valori registrati dalla Banca d'Italia nel 2011 per i prestiti oltre i 5 anni alle famiglie consumatrici) e assumendo un ammortamento pari alla vita utile della caldaia, stimata in 15 anni – i valori riportati nel testo diverrebbero pari, rispettivamente, a 24 €/MWht e 40 €/MWht.

¹⁵⁰ Cfr., p.es., alcuni insediamenti costruiti dall'ALAR in Lombardia (Bergamo, Legnano, Brescia, ecc.), i PEEP di Rimini, il nucleo della rete di Bolzano. Insediamenti di questo tipo sono in corso di costruzione anche a Parma.

Posto che, come notato nel cap. 1, non è detto che si tratti di iniziative di TLR propriamente dette, esse presentano dei costi di cambiamento del sistema di riscaldamento particolarmente elevati, per due motivi:

- il collegamento alle reti del gas è inesistente o insufficiente (quando riguarda il solo uso cottura) e quindi occorre sostenere il costo di connessione alla rete gas qualora si voglia passare ad un sistema di riscaldamento alimentato a gas naturale; considerato che, per la natura di tali insediamenti, essi possono risultare relativamente distanti dalla rete di distribuzione primaria del gas, tali costi di connessione saranno anche largamente superiori a quelli indicati in precedenza;
- l'integrazione del sistema di produzione e distribuzione del calore può rendere tecnicamente più complesso l'abbandono della rete di TLR; qualora la disconnessione totale non sia possibile, è possibile che l'edificio sia costretto a pagare dei costi fissi anche rinunciando alla fornitura di calore del TLR.

330. Per tali motivi, a parità di costo del calore è più probabile che questi insediamenti risultino "imprigionati" nel TLR.

5.5 Il costo dei componenti durevoli (scambiatori e allacciamento) e le politiche di creazione della "base installata"

331. Sulla base delle risposte alle richieste di informazioni inviate ai gestori del TLR, si può dire che

- nelle aree metanizzate, il contributo di allacciamento alla rete di TLR (che include lo scambiatore) va dalla metà all'80% circa del costo di una caldaia condominiale a gas comprensivo di allacciamento alla rete gas, mentre per utenze monofamiliari il medesimo costo è nettamente più elevato del costo di una caldaia individuale a gas;
- nelle aree non metanizzate, i costi di allacciamento alla rete di TLR sono leggermente inferiori a quelli della costruzione di un impianto di riscaldamento a gasolio;
- diversi gestori hanno sottolineato come il costo di allacciamento addebitato agli utenti sia solo una parte del costo effettivo da essi sostenuto (circa un terzo, nel caso di IREN).

Il costo di allacciamento, a seconda della potenza dello scambiatore installato e del gestore, varia da 6.000 a 16.000 euro.

332. Il confronto tra i costi di allacciamento forniti dai gestori e quelli desumibili da alcuni studi di fattibilità di reti di TLR suggerisce che i gestori cedano le componenti durevoli specifiche del sistema di riscaldamento via TLR (allacciamento, scambiatore) a prezzi prossimi ai costi.

In ogni caso, numerosi gestori, di dimensioni sia grandi (p.es., IREN a Torino, A2A a Milano e Brescia) che piccole (p.es., piccoli gestori trentini e altoatesini) hanno seguito e seguono politiche promozionali di sconti sugli allacciamenti alle nuove porzioni di reti di TLR.

Tali sconti possono andare dal 50% al 100% della spesa per l'allacciamento e sono offerti per periodi relativamente limitati nelle aree interessate da ampliamenti di reti esistenti o nuove realizzazioni.

333. Queste politiche commerciali basate sull'offerta a prezzi fortemente scontati dei componenti durevoli del sistema TLR appare coerente con i modelli economici discussi nel Box 1, e suggerisca che i gestori delle reti di TLR effettivamente praticino politiche di “penetrazione” del mercato, volte a costituire una base di clienti per il TLR in concorrenza con gli altri sistemi di riscaldamento.

334. Considerato che lo sconto sul contributo di allacciamento può rappresentare anche oltre la metà della spesa annuale di un condominio, si può dire che tali politiche commerciali comportano una riduzione della spesa annuale di un condominio di almeno il 5% per 10 anni.

5.6 Strutture tariffarie e misura del calore

5.6.1 Prezzi monomi e binomi

335. Il prezzo del servizio di TLR è commisurato al calore fornito, misurato in kWh. Dall'analisi svolta nell'indagine emergono due modalità principali di determinazione del prezzo del calore: a) un prezzo uniforme per kWh di calore consumato - c.d. “tariffa monomia”; b) un prezzo a due parti, composto da una componente fissa – commisurata alla potenza impegnata – e una componente variabile commisurata alla domanda effettiva di calore - c.d. “tariffa binomia”¹⁵¹.

336. Una struttura monomia del prezzo del calore avrebbe il pregio di incentivare maggiormente il risparmio energetico rispetto ad un prezzo a due parti, dato che ogni riduzione della domanda di calore si riflette in una corrispondente riduzione della spesa – mentre la riduzione di spesa nel caso della tariffa binomia è meno che proporzionale, a causa della componente fissa. In paesi – quali l'Italia – in cui la struttura delle tariffe regolate per gas ed elettricità prevede componenti fisse molto ridotte e i contratti di fornitura dei combustibili per riscaldamento hanno una struttura monomia, l'uso di una struttura monomia per il servizio di TLR può facilitare i confronti tra il costo del calore fornito dal servizio di TLR e il costo del calore ottenuto mediante la trasformazione, presso il consumatore, di energia elettrica o combustibili in calore.

337. Una struttura a due parti, d'altro canto, riflette correttamente la struttura dei costi del servizio di TLR: costi di rete fissi e costi variabili del combustibile utilizzato per produrre calore. In particolare, la “tariffa binomia” può essere intesa come una forma semplificata di *peak-load pricing*¹⁵², dove la componente “fissa” commisurata alla potenza

¹⁵¹ Una versione più complessa della “tariffa binomia” è la “tariffa trinomia”, in cui la componente indipendente dal consumo è articolata in due componenti (una completamente fissa, a copertura del costo del servizio; una parametrata alla potenza impegnata) volte a coprire diverse porzioni dei costi di distribuzione del calore. Essa è utilizzata da alcuni gestori destinatari della richiesta di informazioni dell'Autorità (cfr. *infra*).

¹⁵² Il *peak-load pricing* è una struttura tariffaria efficiente utilizzata nelle aziende energetiche verticalmente integrate che fronteggiano una domanda ampiamente variabile nel corso della giornata e con picchi individuali di domanda concentrati nelle stesse ore. Tali aziende devono disporre di capacità di generazione necessaria a soddisfare i picchi di

impegnata (cioè, alla domanda massima di calore per unità di tempo) contribuisce alla copertura dei costi legati alla necessità di predisporre impianti di generazione e una rete in grado di soddisfare i picchi della domanda di calore. Una struttura binomia appare quindi più appropriata dal punto di vista economico, in quanto garantisce la copertura dei costi fissi del gestore del servizio di TLR. Nel prezzo a due parti, l'incentivazione del risparmio energetico avviene anche attraverso un corretto dimensionamento della potenza impegnata. Ciò richiede tuttavia un certo grado di sofisticazione da parte del cliente finale, che deve essere in grado di stimare – sulla base delle dimensioni dell'unità immobiliare e della temperatura desiderata, nonché delle necessità di acqua calda – la propria massima domanda di calore. Per questo motivo, la tariffa binomia presenta un livello di complessità significativo, che può condurre a sovradimensionamenti della potenza impegnata da parte del cliente finale domestico e quindi ad un costo totale del servizio del TLR più elevato, a causa di una eccessiva componente “fissa”. Perciò, al fine di mantenere l'incentivazione al risparmio energetico indotta dalla più semplice tariffa monomia, senza rinunciare completamente all'efficienza indotta dalla maggiore rispondenza della struttura binomia alla struttura di costo del servizio di TLR, alcuni hanno proposto di disegnare la “tariffa binomia” in modo che la componente fissa comunque abbia un peso limitato, non superiore al 30% o, in alternativa, di prevedere un pagamento minimo indipendente dalla quantità di calore effettivamente consumata nel periodo fatturato.

5.6.2 La misura del calore

338. Base imprescindibile per qualsiasi considerazione riguardo al costo del servizio di TLR e all'incentivazione di comportamenti di consumo efficienti è una corretta misurazione del calore domandato.

339. Le opzioni di *metering* astrattamente disponibili sono 4: (i) misuratore al livello dello scambiatore (e quindi a livello condominiale nel caso di costruzioni plurifamiliari), (ii) misuratore a livello di radiatore individuale (permette l'allocazione tra i condomini del calore misurato a livello di scambiatore), (iii) misuratore del flusso d'acqua calda attraverso i radiatori del singolo appartamento, (iv) misuratore a livello di appartamento. L'opzione più comune è la (i), talvolta impiegata congiuntamente con la (ii). L'opzione (iv) è meno comune perché più costosa.

340. Nel futuro, tuttavia, l'opzione (iv) potrebbe divenire quella più diffusa. La Direttiva 2012/27 sull'efficienza energetica prevede infatti che tutti i clienti energetici ricevano a prezzi concorrenziali contatori individuali che riflettano con precisione il loro consumo effettivo (nella misura in cui ciò sia tecnicamente possibile, finanziariamente

domanda, che tuttavia resterà inutilizzata gran parte del restante tempo. Nella versione più complessa di tali tariffe, il prezzo varia a seconda del costo di servire la domanda e quindi è più elevato nelle ore di picco, quando viene chiamata a produrre la capacità di riserva predisposta per coprire i picchi di domanda. Nella versione più semplice, invece, i costi della capacità di generazione predisposta per la copertura dei picchi di domanda possono essere coperti attraverso l'introduzione di componenti indipendenti dalla quantità oraria domandata e commisurate invece alla domanda di picco. Cfr. Wilson R.B., *Nonlinear Pricing*, Oxford University Press, 1993, cap. 11.

ragionevole e proporzionato rispetto ai risparmi energetici potenziali) (art. 9(1)). Nel caso delle reti di TLR, l'art. 9(3) dispone che *“un contatore di calore o di acqua calda è installato in corrispondenza dello scambiatore di calore o del punto di fornitura”*. Entro il 31/12/2016 dovranno inoltre essere *“installati dei contatori individuali per misurare il consumo di calore o raffreddamento o di acqua calda per ciascuna unità [o almeno,] se l'uso di contatori individuali non sia tecnicamente possibile o non sia efficiente in termini di costi, [dei] contabilizzatori di calore individuali per misurare il consumo di calore a ciascun radiatore”*.

341. La misurazione a livello di scambiatore ha l'importante conseguenza che tutte le perdite di calore “a valle” dello scambiatore sono direttamente a carico del cliente finale, mentre quelle a monte dello scambiatore influiscono indirettamente (attraverso il costo del combustibile) sul prezzo della singola caloria ma non sono pagate direttamente dal cliente finale. In particolare, nel caso di scambiatori posti a monte di una rete di riscaldamento interna ad un complesso residenziale formato da più edifici plurifamiliari – i c.d. supercondomini – le inefficienze della rete di riscaldamento interna si ripercuoteranno in una maggiore domanda di calore e quindi in un maggior costo annuo per il servizio di TLR, a parità di efficienza della rete di TLR. I gestori delle reti di TLR pongono degli scambiatori all'interno dei singoli edifici di tali complessi residenziali soltanto se hanno l'opportunità di gestire e ristrutturare (ove necessario) la rete di distribuzione interna al supercondominio, rendendola parte della rete di distribuzione secondaria del TLR.

342. La frequenza delle misurazioni effettive e delle bollette varia da gestore a gestore e a seconda della tipologia di contratto. Le letture effettive sono meno frequenti (1-2 volte l'anno) nel caso di utenti individuali, mentre possono arrivare anche a 5 nel caso di utenze condominiali¹⁵³. Il fatto che la misurazione avvenga a livello dello scambiatore di calore fa sì che, per il gestore della rete di TLR, l'utente sia l'utente individuale solo nel caso di forniture ad abitazioni unifamiliari, mentre nel caso di forniture a condomini o super-condomini l'utente sia il condominio / supercondominio. In assenza di contabilizzatori individuali, ciò può portare a distorsioni nei consumi di calore e nella percezione dell'effettiva convenienza del TLR rispetto ad altri sistemi di riscaldamento. Tali distorsioni sono minori quando la ripartizione dei consumi è effettuata dal gestore sulla base dei criteri oggettivamente legati al consumo di calore e stabiliti in sede contrattuale (p.es., sulla base della cubatura dell'appartamento) e massime quando essa sia effettuata dall'amministrazione del condominio e comunicata in sede di approvazione del consuntivo annuale in sede di assemblea condominiale.

¹⁵³ Nel caso di IREN Emilia (reti di Piacenza, Parma e Reggio Emilia), per esempio, le letture e le fatturazioni avvengono alla fine di novembre (per il periodo giugno-novembre), alla fine di dicembre, gennaio e febbraio, e alla fine di maggio (periodo marzo-maggio).

5.7 Le modalità di determinazione del prezzo del TLR nel campione di gestori

5.7.1 La diffusione delle strutture tariffarie nel campione di gestori

343. Nel campione di gestori oggetto di indagine più approfondita, emerge una prevalenza della tariffa monomia nei gestori minori (è l'unica offerta dai gestori altoatesini, da TCVVV, da BEA e nella rete di Legnano ed è scelta dalla quasi totalità dei clienti di EGEA ad Alba), mentre la tariffa binomia è quella più diffusa nelle reti di maggiori dimensioni (oltre il 77% delle utenze residenziali a Torino, circa 2/3 a Milano). A Brescia circa 2/3 degli utenti residenziali ha scelto la tariffa monomia, mentre la tariffa binomia prevale nelle aree servite da HERA (il 56% a Ferrara, il 69% a Modena, il 100% a Bologna) e da ACEA (91% delle utenze residenziali). Nelle reti di Mantova e Sestriere è offerta soltanto la tariffa binomia. Va rilevato che A2A nell'area milanese offre, accanto alla tariffa binomia, soltanto una tariffa "trinomia", che è stata scelta da rimanenti utenti della città di Milano ed è risultata preferita dal 60% circa degli utenti residenziali della rete di Sesto San Giovanni. Infine, i gestori altoatesini hanno dichiarato di non utilizzare specifiche formule o riferimenti a combustibili alternativi per determinare il prezzo al kWh del servizio di TLR. Esso quindi è determinato sulla base dei costi correnti e degli investimenti previsti¹⁵⁴.

5.7.2 La determinazione della tariffa monomia e la formula AIRU

344. I gestori che offrono la tariffa monomia utilizzano (con l'eccezione di IREN a Torino) formule assai simili per la determinazione del prezzo per kWh del TLR, volte ad ottenere una equivalenza tra il prezzo del calore prodotto attraverso la combustione di gas naturale e il prezzo del calore da TLR. La struttura generale di tale formula è la seguente:

$$P_{TLR} = k_1 k_2 \frac{P_{GN}}{PCI \cdot \eta} \cdot conv \cdot t$$

dove

P_{TLR} = prezzo del calore da TLR, in €/kWh

k_1 , = coefficiente di perequazione dei costi di gestione

k_2 = coefficiente che tiene conto di eventuali prestazioni aggiuntive o di sconti commerciali

P_{GN} = prezzo di riferimento del gas naturale per i consumatori domestici definito dall'AEEG, in €/smc, comprensivo di accise e addizionali regionali

PCI = potere calorifico inferiore¹⁵⁵ del gas naturale, espresso in kcal/mc o in MJ/mc

¹⁵⁴ Il gestore della rete di Dobbiaco, gestito come una cooperativa di utenti, determina il prezzo del TLR a copertura "esatta" dei costi che si prevede di sostenere e lo aggiusta sulla base dell'eventuale utile o perdita registrati.

¹⁵⁵ Il "potere calorifico superiore" (PCS) è la quantità massima di energia che si può ricavare convertendo completamente una massa unitaria di un vettore energetico in condizioni standard. Nelle combustioni normali una parte del calore teoricamente disponibile si 'disperde' per il riscaldamento dei fumi e, soprattutto, per la vaporizzazione dell'acqua prodotta dalla combustione. Il calore effettivamente disponibile è quindi inferiore a quello misurato dalla PCS ed è definito "potere calorifico inferiore" (PCI). Tra i due esiste una differenza di circa il 9% nel caso del gas

η = rendimento stagionale medio della caldaia a gas naturale

conv = costante di conversione in kWh (da kcal o da MJ)

t = coefficiente di perequazione tra le aliquote IVA cui è soggetta la somministrazione di calore e quelle cui è soggetta la vendita di gas naturale ai consumatori finali

345. Questa formula è la c.d. “formula AIRU”, sviluppata dall’Associazione dei fornitori di TLR nel contesto di uno studio ricognitivo del 1996 sulle tariffe applicate dai gestori delle reti di TLR e poi riproposta nelle “*Linee guida per la determinazione del prezzo di vendita del calore, distribuito a mezzo di reti di teleriscaldamento*” del 2006 quale base per determinare un prezzo di vendita del calore “convincente”. La formula era stata sviluppata con riferimento al gas naturale sia alla luce del fatto che una parte sostanziale del calore distribuito attraverso le reti di TLR è prodotto attraverso la combustione del medesimo gas, sia in relazione alla diffusione sul territorio di sistemi di riscaldamento alimentati a gas naturale, le cui tariffe all’utenza domestica erano allora completamente regolate, note e omogenee per la clientela. Essa tuttavia è applicabile anche ad altri combustibili di riferimento o ad un mix di combustibili, scegliendo appropriatamente i valori dei parametri.

346. La componente più importante di tale formula è il rendimento stagionale medio η . La scelta del valore di questo parametro è in grado di determinare prezzi significativamente differenti del servizio di TLR a parità di prezzo del gas metano e di PCI. L’uso di un rendimento “medio” – invece del rendimento alla massima utilizzazione oggetto delle periodiche prove di rendimento termico sugli impianti domestici¹⁵⁶ previste dal D.Lgs. 192/2005 e s.m.i – si giustifica con il fatto che le caldaie hanno un diverso livello di utilizzazione non solo durante l’anno, ma anche durante la giornata, per cui non vengono impiegate sempre nelle condizioni di massima efficienza. Perciò, il rendimento medio stagionale risulterà necessariamente inferiore a quello massimo possibile, essendo una media tra diverse condizioni di funzionamento.

347. Esistono diverse nozioni di “rendimento” di un impianto termico, che fanno riferimento a nozioni “globali” o “parziali” di rendimento¹⁵⁷. AIRU specificava questo parametro come “rendimento di produzione”, cioè “il rapporto tra l’energia termica utile generata ed immessa nella rete di distribuzione e l’energia primaria delle fonti energetiche, compresa l’energia elettrica, calcolato con riferimento al periodo annuale di esercizio”¹⁵⁸. Brianza Energia Ambiente utilizza questa specificazione e indica un valore dell’83%. IREN¹⁵⁹ e A2A fanno riferimento invece al “rendimento di combustione”,

naturale. Nelle moderne caldaie a gas naturale a condensazione è possibile recuperare almeno parte del calore latente nel vapore acqueo, mentre ciò non è possibile nelle caldaie “tradizionali”. La formula assume che la caldaia utilizzata sia una caldaia “tradizionale”.

¹⁵⁶ Tale rendimento è stato erroneamente preso a riferimento in molte denunce pervenute all’Autorità.

¹⁵⁷ Il rendimento globale di un impianto termico è dato dalla somma di quattro rendimenti “parziali”: rendimento di produzione, rendimento di distribuzione (relativo alla rete di distribuzione del fluido termovettore, in genere acqua calda), rendimento di emissione (relativo ai corpi scaldanti – termosifoni ecc.), rendimento di regolazione (relativo alla capacità del sistema di regolare efficientemente la temperatura degli ambienti).

¹⁵⁸ Allegato A del D.Lgs. 311/2006.

¹⁵⁹ Nella formula impiegata a Reggio Emilia, nonché nei calcoli comparativi relativi a Torino.

cioè al rendimento termico calcolato considerando il solo combustibile impiegato per produrre energia termica, indicando valori pari all'85% per Milano, all'83% per Brescia e all'80% per le zone servite da IREN. HERA, AMGA Legnano e ACEA non hanno specificato a quale tipo di rendimento si riferiscano e hanno indicato rispettivamente valori pari all'80%, all'85% e all'86%.

348. Tali valori appaiono ragionevoli se si fa riferimento al “rendimento globale” dell'impianto, cioè non solo al rendimento termico della caldaia (rendimento “di produzione”) ma anche a tutti gli altri elementi che determinano delle perdite di energia termica e quindi influiscono sulla quantità di energia primaria necessaria a fornire il calore domandato (p.es. le perdite di distribuzione interna all'edificio o all'appartamento, l'inefficienza dei corpi scaldanti ecc.) e se si fa riferimento ad edifici di costruzione precedente al 1991. Se ci si riferisce invece ai rendimenti di produzione o a quelli di combustione, valori inferiori all'85% potrebbero risultare eccessivamente “bassi”, anche per caldaie tradizionali ma di installazione relativamente recente. A tal proposito, va considerato che l'AIRU, nell'Annuario 2012, al fine di calcolare il risparmio di energia primaria e le emissioni evitate grazie al TLR, ha utilizzato per il rendimento (di combustione) del sistema sostituito (una caldaia a gas naturale) un valore del 90%, mentre nell'Annuario precedente aveva utilizzato un rendimento di combustione dell'85%. L'uso di valori eccessivamente bassi del rendimento dell'impianto alternativo potrebbe avere come effetto la fissazione di un prezzo per il TLR che è superiore a quello che si avrebbe considerando rendimenti di combustione o di produzione delle caldaie maggiormente in linea con quelli effettivi.

349. Nel caso di Torino, la formula monomia è stata stabilita anch'essa sulla base di un confronto con i sistemi di riscaldamento a metano. Secondo le informazioni fornite da IREN, la logica seguita dall'allora AEM Torino nella determinazione dei prezzi del TLR è stata quella del c.d. “costo evitato”, o meglio del costo “alternativo” del calore: il prezzo del calore fornito attraverso il servizio di TLR è stato parametrato sulla base del costo sostenuto per il calore fornito da un altro sistema di riscaldamento, inclusivo anche dei costi di gestione evitati. Dato lo sviluppo della rete del gas a Torino e il fatto che gli impianti di generazione del calore destinato alla rete di TLR sono alimentati a gas metano, il sistema di riscaldamento prescelto è stato quello a gas naturale.

5.7.3 Le tariffe binomie e trinomie

350. Le tariffe binomie hanno la seguente forma

$$P_{TLR} = \alpha * kW \text{ (o mc/h o mc riscaldati)} + \beta * kWh$$

La prima componente è proporzionata alla “potenza impegnata”, o meglio al consumo massimo orario previsto, misurato in kW oppure in metri cubi di acqua calda all'ora¹⁶⁰

¹⁶⁰ Questa modalità di misurazione è usata, per esempio, nelle reti di Brescia e Mantova.

oppure in mc riscaldati¹⁶¹. La seconda componente è proporzionale invece al consumo di calore.

351. I parametri α e β sono determinati secondo modalità differenti da gestore a gestore. Nel caso delle reti gestite da A2A, essi sono determinati in modo da rendere il prezzo del calore da TLR equivalente a quello del riscaldamento basato su gas metano, per un impianto di medesima potenza. Nel caso di Torino, il criterio seguito è nuovamente quello del costo del riscaldamento mediante un sistema alternativo. TEA, il gestore della rete di Mantova, parametrizza la prima componente al costo di distribuzione del gas naturale, e la seconda al costo della materia prima gas e alle accise (mediante una formula simile alla formula AIRU¹⁶²).

352. Nel caso di Tirano (SO) il prezzo del TLR è determinato come se fosse un prezzo monomio, ma viene previsto un pagamento minimo, indipendentemente dalla quantità di calore consumata, proporzionata alla potenza dello scambiatore installato¹⁶³. Si tratta quindi di una tariffa binomia. Lo scopo dichiarato del pagamento minimo è quello di coprire i costi di allacciamento non coperti dal contributo di allacciamento. Nel linguaggio dei modelli teorici visti in precedenza, quindi, la parte fissa permette di recuperare il costo del componente durevole, venduto “sottocosto” in fase di allacciamento. Il prezzo al kWh praticato dal fornitore di TLR di Tirano, TCVVV, viene determinato sulla base dei costi sostenuti per il servizio, in modo da mantenere il servizio competitivo rispetto al riscaldamento a gasolio, che è il sistema di riscaldamento alternativo più diffuso in provincia di Sondrio. In particolare, il prezzo di riferimento del riscaldamento a gasolio è costruito aggiungendo l’IVA e sottraendo gli sconti previsti dalla normativa regionale alla quotazione al dettaglio del gasolio da riscaldamento registrata dalla CCIAA di Sondrio e poi includendo tutti i costi di gestione dell’impianto di riscaldamento a gasolio (energia elettrica bruciatore, manutenzione, terzo responsabile, ammortamento impianto). Il prezzo del TLR viene aggiornato annualmente. Per variazioni superiori del 30% a quelle registrate dall’indice del costo della vita è prevista una autorizzazione specifica della conferenza dei Sindaci dei Comuni di Sondrio e Tirano. L’andamento storico dei prezzi del TLR a Tirano sembrerebbe indicare che l’aggiornamento è avvenuto sulla base dell’andamento dei costi dei fattori e non di quello del costo del riscaldamento a gasolio.

353. La tariffa trinomia, utilizzata soltanto da A2A, ha lo scopo di articolare i pagamenti dell’utente in maniera più coerente con la struttura dei costi del gestore. Vi è

¹⁶¹ Questa modalità è utilizzata a Torino

¹⁶² TEA assume come rendimento dell’impianto a gas un valore di poco superiore all’82%, calcolato secondo quanto previsto dal DPR 311/2006. In realtà, nel DPR citato la formula cui fa riferimento TEA riguarda il “rendimento globale” dell’impianto (includendo anche l’energia elettrica utilizzata ecc.) e non solo il rendimento termico, che appare invece il solo rilevante.

¹⁶³ Secondo il contratto standard di somministrazione di calore, “*E’ prevista una fatturazione minima pari al 30% della potenzialità dello scambiatore*”. Dai dati forniti da TCVVV, gestore della rete di Tirano, emerge che tale pagamento minimo è in realtà leggermente decrescente al crescere della potenza dello scambiatore installato: per uno scambiatore di 15 kW il pagamento minimo annuo è pari a 4000 kWh, mentre per uno scambiatore di 400 kW il pagamento minimo è di 100.000 kWh, invece di circa 106.600.

quindi una quota fissa, indipendente da consumi e potenza impegnata, che va a remunerare l'esistenza stessa del servizio di TLR. Ad essa si affiancano poi una quota indipendente dal consumo e commisurata alla potenza impegnata e infine una quota commisurata alla quantità di calore consumata. Complessivamente, anche per la tariffa trinomia dovrebbe valere l'equivalenza al costo del riscaldamento a gas.

354. Le tariffe binomie (e ancor di più quelle trinomie) differenziano fortemente il prezzo tra gli utenti: condomini apparentemente simili, ma con potenze installate differenti, pagheranno differenti componenti "fisse" e ciò si ripercuoterà in prezzi medi del calore differenti.

Come osservato in precedenza, tale differenziazione è efficiente, nella misura in cui riflette differenti costi di somministrazione del calore.

Al fine di evitare che l'installazione di scambiatori di potenza eccessiva rispetto ai consumi effettivi si rifletta in costi del calore sproporzionati, alcuni gestori (p.es., HERA) hanno dato vita a programmi di verifiche (su segnalazione degli utenti) volti ad identificare casi di dimensionamento eccessivo degli scambiatori.

[5.7.4 La variazione del prezzo del calore](#)

355. Nel caso delle reti operanti in aree metanizzate (e con l'eccezione di Bolzano) il prezzo monomio del TLR – sia nel caso delle reti che utilizzano la formula AIRU che nella rete torinese – è adeguato periodicamente sulla base dell'andamento del prezzo di riferimento del gas naturale definito dall'AEEG e delle eventuali variazioni delle accise e delle addizionali regionali.

La componente variabile delle tariffe binomie e trinomie è anch'essa adeguata periodicamente sulla base dei medesimi criteri.

L'agganciamento delle componenti variabili con il consumo di calore al prezzo di riferimento del gas definito dall'AEEG è sempre indicato nelle condizioni di contratto e non sono previste altre modalità di variazione di tali componenti.

356. Il dichiarato agganciamento delle variazioni del prezzo del calore ad un benchmark di riferimento indipendente dal gestore e quindi da questo non modificabile – specificamente, il prezzo di riferimento del gas metano per i consumatori domestici definito dall'AEEG – rappresenta evidentemente un impegno a limitare lo sfruttamento del potere di mercato *ex-post* – in alcuni casi imposto dalla regolamentazione locale (p.es., a Milano e Sesto San Giovanni), in altri casi assunto autonomamente dal gestore a fronte della necessità di confrontarsi con un sistema concorrente di riscaldamento basato sul gas (p.es., Torino).

357. Nelle zone non metanizzate, si osserva come le variazioni del prezzo del calore da TLR siano collegate – quantomeno implicitamente - alle variazioni del prezzo del gasolio, essendo considerato il riscaldamento a gasolio il principale concorrente del TLR.

Un impegno esplicito ad adeguare i prezzi sulla base delle variazioni di quest'ultimo è tuttavia stato riscontrato presso gestori non compresi nel campione, quali

Ligna Calor (La Villa (BZ), Varna (BZ)) e Ecotermica Primiero (vari comuni del Primiero (TN)).

358. Alcuni Gestori prevedono anche un aggiornamento della componente fissa della tariffa binomia, sulla base o della tariffa di distribuzione del gas, oppure sulla base di indici dei costi di costruzione e gestione.

5.7.5 Il caso degli insediamenti di edilizia popolare allacciati al TLR

359. Il prezzo del TLR in questi insediamenti è determinato da apposite Convenzioni tra l'Ente costruttore (ALER, Comune ecc.) e il gestore della rete di TLR. Tali Convenzioni prevedono spesso obblighi di manutenzione ordinaria e straordinaria della rete interna condominiale, fino ai corpi scaldanti, nonostante l'intera rete interna e i corpi scaldanti siano stati costruiti dall'Ente e non dal gestore della rete di TLR.

360. Le informazioni a disposizione indicano che in genere viene applicata una tariffa binomia esplicita (per esempio, Rimini, Quartiere Giardino a Modena) o implicita (Legnano, dove il prezzo è stato definito sulla base del combustibile e dei costi di gestione e manutenzione ed è previsto un adeguamento basato per l'80% sul primo e per il 20% sui secondi), ma non mancano eccezioni (p.es. Bolzano).

361. Il prezzo così determinato può essere differente da quello praticato alle altre utenze della rete di TLR, alle quali viene praticata la tariffa generale decisa dal Gestore. La differenza, se esistente, va valutata caso per caso. Nel campione a disposizione, è emerso che una tale differenza non vi è né a Legnano né a Bolzano.

5.7.8 Gli sconti per la rinuncia all'allacciamento al gas o allo switch

362. A2A ha offerto sconti per la sostituzione degli scambiatori obsoleti, di fatto creando uno *switching cost* per gli utenti del TLR che avrebbero potuto scegliere un diverso sistema di riscaldamento alla fine della vita utile dell'hardware.

A2A ha – in casi limitati – offerto sconti sull'energia elettrica ai clienti del TLR che avessero rinunciato all'allacciamento alla rete gas “uso cottura”. I clienti che hanno sottoscritto tale offerta hanno di fatto rinunciato ad ogni forma di concorrenza tra sistemi di riscaldamento.

5.7.9 La trasparenza delle condizioni contrattuali

363. La trasparenza delle condizioni contrattuali – intesa come disponibilità *ex-ante* delle informazioni sulle condizioni di servizio, di allacciamento e di prezzo – è un ingrediente fondamentale per lo sviluppo della concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento. Essa infatti mette il consumatore in grado di effettuare una scelta più ponderata tra i differenti sistemi di riscaldamento, offrendogli tutti gli elementi necessari per un calcolo economico di convenienza. Non tutti i gestori rendono disponibili su

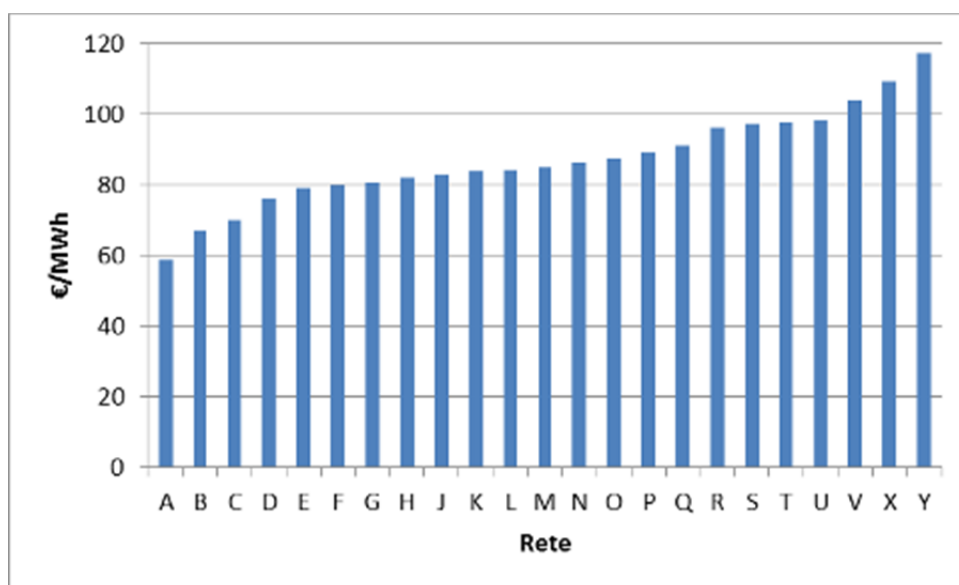
Internet condizioni contrattuali e prezzi del calore. Tra coloro che pubblicano tali informazioni, vi sono IREN, TEA, Hera, molti gestori altoatesini (ma non il gestore della rete di Dobbiaco, per esempio). Alcuni – p.es. TEA Mantova – rendono disponibili anche dei confronti tra il prezzo del riscaldamento a gas naturale e il prezzo del calore fornito via rete di TLR. Tra i gestori principali, è da rilevare il fatto che A2A non disponga di una pagina web che riporti le condizioni praticate.

5.8 Un confronto tra i prezzi del TLR e del riscaldamento mediante sistemi alternativi

364. Nel 2011, il ricavo medio (ponderato) ottenuto dalla vendita di calore da TLR dalle imprese del campione considerato (al netto di ogni sconto concesso agli utenti, inclusi gli sconti fiscali) è stato pari a circa 96,4 €/MWh, IVA inclusa e a 87,6 €/MWh IVA esclusa.

365. Data la presenza di differenti formule tariffarie utilizzate dai diversi gestori del servizio di TLR, un confronto tra il prezzo del calore praticato dai vari gestori è assai complesso. Un confronto è tuttavia possibile utilizzando i “ricavi medi” dei vari gestori, ossia il ricavo complessivo dalla vendita di calore (per riscaldamento e acqua calda sanitaria) al netto dell’IVA e degli sconti (anche fiscali) ai clienti, diviso per la quantità di calore fornita. In questo modo, le componenti “fisse” delle tariffe binomie e trinomie sono “spalmate” sui kWh di calore consumati. I dati a disposizione permettono di calcolare tali ricavi medi sia per la clientela residenziale, che per quella produttiva e terziaria. Il grafico seguente riporta i ricavi medi calcolati per i gestori del servizio di TLR presenti nel campione considerato. Si nota che la maggioranza degli operatori del campione mostra ricavi medi compresi tra 70 e 90€/Mwh con punte minime di 60 €/MWh e massime di oltre 115 €/MWh. I suddetti ricavi medi sono stati confrontati con la spesa che un cliente residenziale sosterebbe con un sistema di riscaldamento alternativo – il riscaldamento a gas naturale nelle zone metanizzate e quello a gasolio nelle zone non metanizzate.

Fig. 21: ricavi medi gestori TLR del campione, clienti residenziali, 2011



Fonte: elaborazioni su dati dei gestori delle reti di TLR

N.B. per motivi di riservatezza dei dati interni aziendali, i nominativi delle reti sono stati sostituiti da lettere dell'alfabeto

5.8.1 Confronti con il riscaldamento a gasolio nelle zone non metanizzate

366. Per quanto riguarda il confronto con il riscaldamento a gasolio, nel 2011 il prezzo del calore ottenuto mediante questo combustibile superava i 137 €/MWh (IVA e imposte incluse), assumendo che le caldaie abbiano rendimenti del 90% e utilizzando per il prezzo del gasolio i dati del Ministero dello Sviluppo Economico (basati sulle rilevazioni delle Camere di Commercio)¹⁶⁴. Tale valore è significativamente più elevato del ricavo medio (al netto degli sconti fiscali ai consumatori) dei gestori delle reti di TLR operanti nelle aree non metanizzate della Lombardia e dell'Alto Adige inclusi nel campione, che varia dai 70 €/MWh circa della rete [A] ai 105 €/MWh della rete [P]¹⁶⁵ (dati 2011).

Alcuni Comitati di Utenti hanno inviato all'Autorità dati dai quali emergerebbe che le rilevazioni delle Camere di Commercio (e quindi del Ministero) sovrastimerebbero il prezzo di mercato del gasolio da riscaldamento, fino anche al 20%. Ripetendo i calcoli assumendo uno sconto del 20% sulle rilevazioni ministeriali, emerge che il prezzo del calore ottenuto con gasolio da riscaldamento sarebbe stato di circa 107 €/MWh con caldaie aventi un rendimento del 90% e di oltre 113 €/MWh nel caso di rendimenti pari all'85%, comunque superiori a quelli dei gestori del campione.

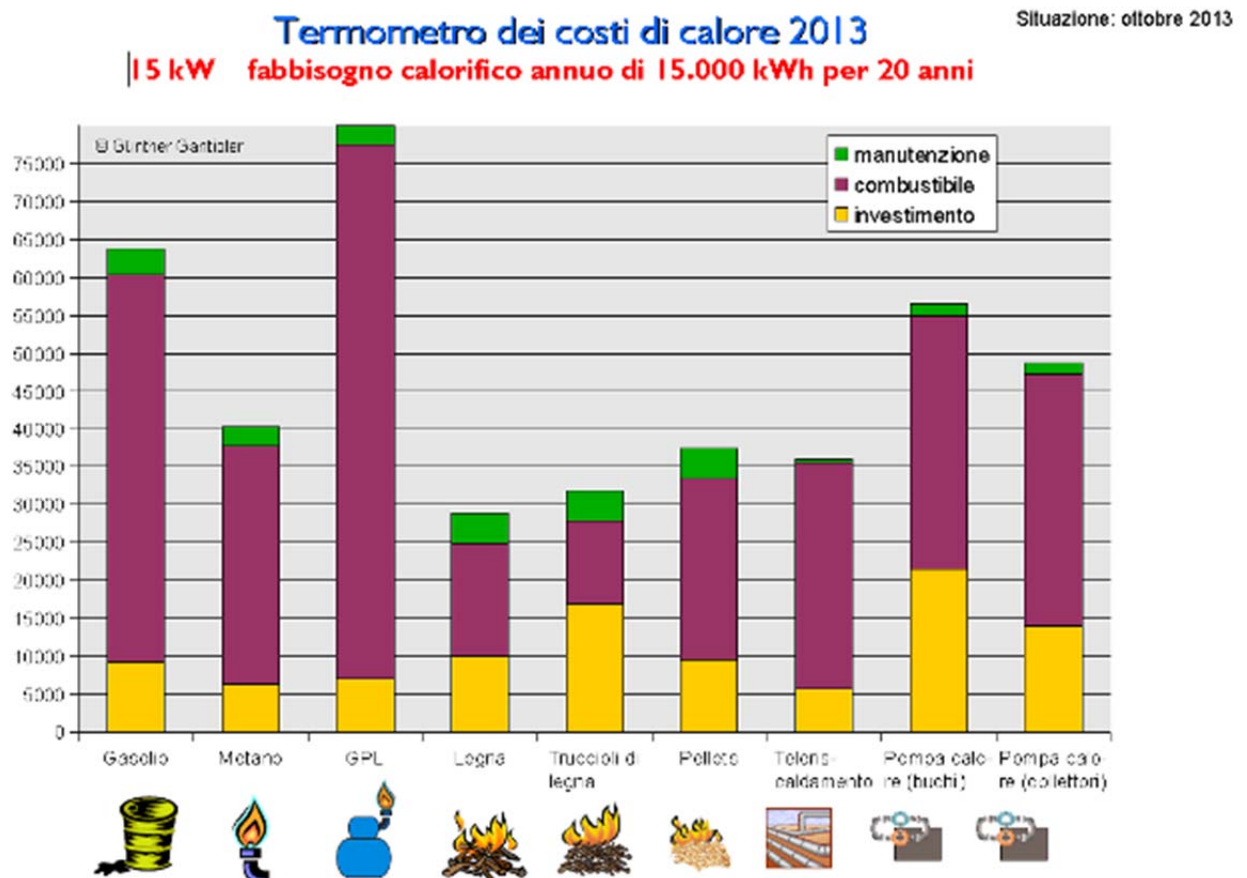
In queste aree, dunque, la concorrenza tra TLR e il sistema di riscaldamento *incumbent* ha portato i gestori delle reti di TLR a seguire strategie di penetrazione, grazie alle quali i benefici di costo del TLR – nonché i minori costi di investimento grazie ai contributi regionali (cfr. cap. 4) – sono stati almeno parzialmente trasferiti ai clienti finali.

¹⁶⁴ Il prezzo sarebbe di circa 145 €/MWh nel caso di un rendimento dell'85%.

¹⁶⁵ I valori nelle altre reti del campione sono di 84 €/MWh a [D], circa 90 €/MWh a [E], 95 €/MWh a [K] e 99 €/MWh a [M].

367. Questa conclusione appare coerente con stime indipendenti eseguite dal Centro Tutela Consumatori Utenti Alto Adige, un comitato di utenti, finanziato prevalentemente con risorse pubbliche, che monitora l'andamento delle tariffe del TLR e la loro convenienza rispetto a sistemi di riscaldamento alternativi, tra cui, in particolare, il gasolio. La figura seguente riporta le stime aggiornate all'ottobre 2013 della convenienza dei differenti sistemi di riscaldamento. E' stato considerato sia il costo del combustibile / vettore energetico, sia il costo della manutenzione. Inoltre, in un'ottica di calcolo del costo del sistema di riscaldamento sull'intero ciclo di vita del sistema stesso, sono stati aggiunti i costi di investimento, assumendo una vita utile ventennale degli impianti.

Fig. 22: confronto del costo del calore generato attraverso diversi sistemi di riscaldamento



Fonte: Centro Tutela Consumatori Utenti Alto Adige

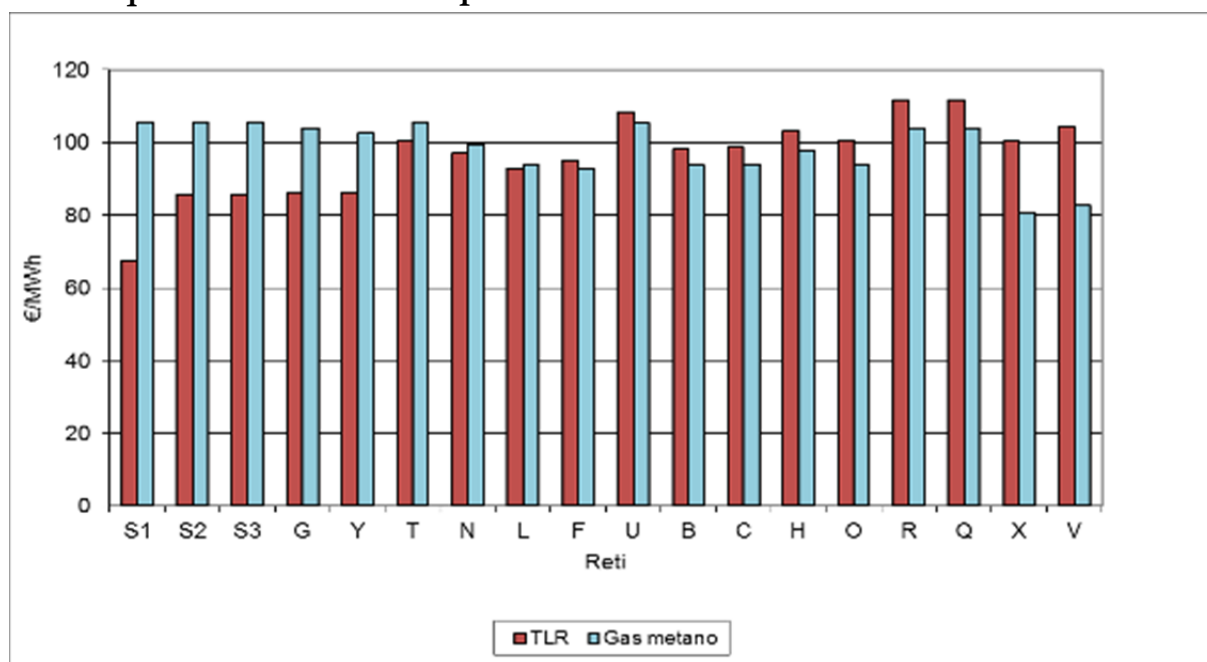
368. Da tale grafico emerge la netta convenienza del TLR in Alto Adige rispetto al riscaldamento a gasolio e GPL, a conferma dei risultati riportati sopra. Emerge inoltre come, ai prezzi correnti dei combustibili e allo stato corrente della tecnologia, il maggior concorrente del TLR siano i sistemi di riscaldamento a legna, che presentano costi di combustibile inferiori e costi di investimento e manutenzione superiori al TLR. Nel complesso, i sistemi a legna e a trucioli di legna appaiono più competitivi del TLR.

[5.8.2 Confronti con il riscaldamento a gas naturale nelle zone metanizzate](#)

369. Il confronto con il prezzo del riscaldamento con sistemi a gas naturale è reso ancora più complesso dall'esistenza, nel settore del gas naturale, di accise e addizionali regionali basate su scaglioni di consumo. E' dunque necessario ancorare il confronto ad uno specifico profilo di consumo al fine di poter tenere conto delle varie situazioni che caratterizzano la fornitura di gas naturale nelle aree geografiche in cui operano i gestori di TLR contenuti nel campione.

370. Nella richiesta di informazioni predisposta per l'indagine era stato chiesto ai gestori di effettuare un confronto tra il prezzo del calore da TLR (IVA inclusa) e la spesa corrispondente per kWh nel caso si usi un sistema di riscaldamento a gas naturale (IVA inclusa), per le situazioni ritenute tipiche nelle rispettive reti. Il grafico seguente riporta – per le utenze condominiali – il confronto tra il prezzo medio del TLR registrato tra l'ultimo trimestre 2010 e il primo trimestre 2012 e il corrispondente prezzo del riscaldamento a metano (esclusi oneri di gestione)¹⁶⁶.

Fig. 23: confronto tra la spesa unitaria (€/MWh) per calore da TLR e calore prodotto da una caldaia a gas naturale per una utenza condominiale tipica, media quarto trimestre 2010-primo trimestre 2012.



Fonte: risposte dei Gestori alle richieste di informazioni

N.B. per motivi di riservatezza dei dati interni aziendali, i nominativi delle reti sono stati sostituiti da lettere dell'alfabeto

371. Emerge immediatamente una grande variabilità tra le reti, sia di prezzo (che dipende tuttavia dalle differenze nelle utenze prese a riferimento) che di convenienza del TLR rispetto al gas naturale. Nelle prime otto reti, il TLR appare più conveniente, in media, del riscaldamento a gas, secondo i dati comunicati dai gestori. Nelle altre 10 reti, il

¹⁶⁶ Nel calcolo delle medie sono stati esclusi i trimestri centrali dell'anno, dove il prezzo del TLR non è significativo. Il dato relativo alla rete di Desio è stato corretto per renderlo coerente con i dati forniti dal gestore stesso riguardo ai ricavi dalle vendite di calore. Una tale correzione non è stata possibile per la rete di Sestriè.

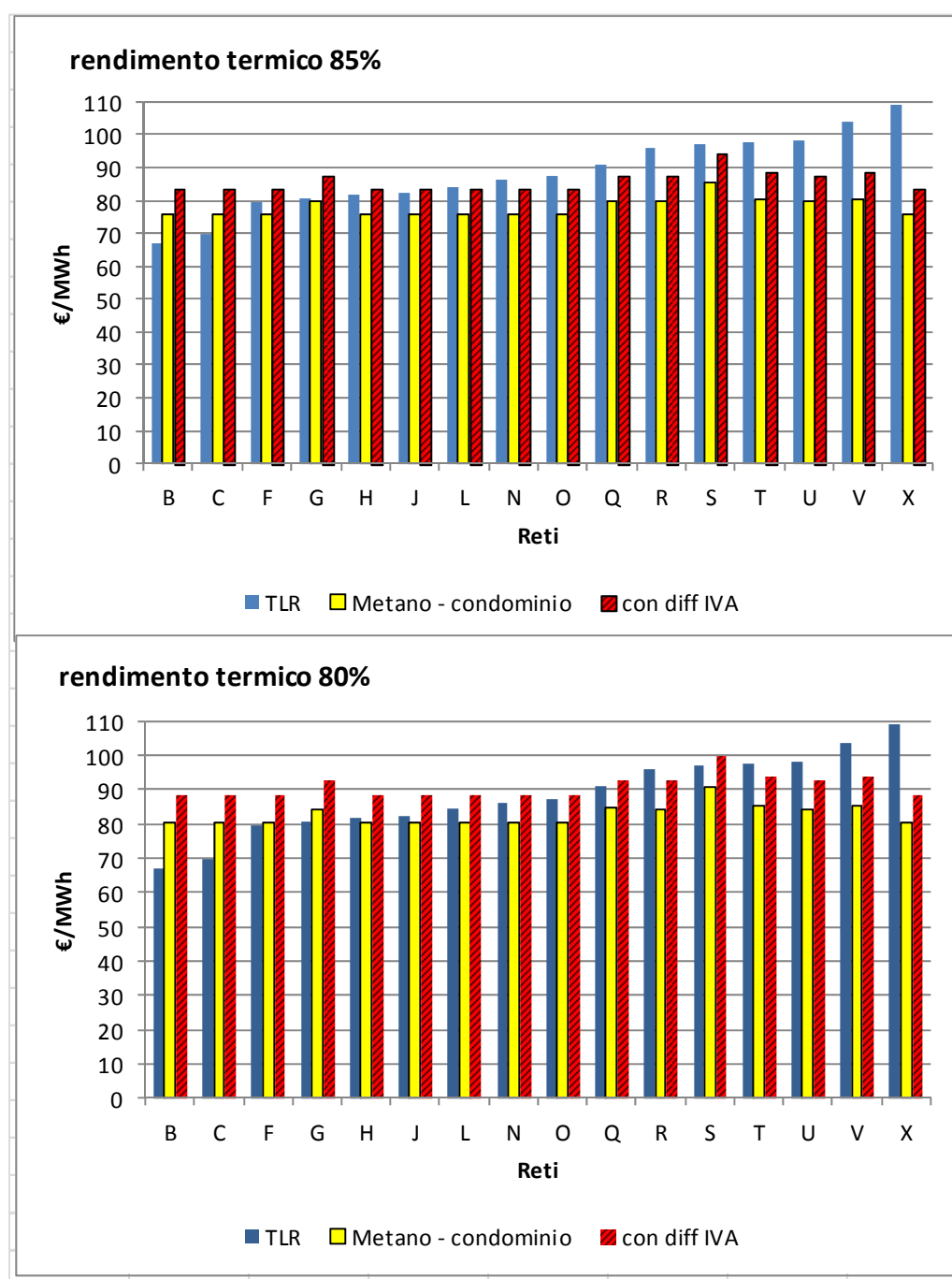
TLR appare meno conveniente. La differenza, in termini assoluti, risulta superiore a 8 €/MWh – ossia, alla stima indicativa degli *switching cost* presentata in precedenza – soltanto per le reti [X] e [V]. In gran parte dei casi, quindi, le differenze potrebbero essere rappresentate dalle spese di gestione ordinaria del sistema di riscaldamento a metano, che sono prese in considerazione nella determinazione del costo “equivalente” del calore da TLR.

372. Al fine di effettuare un confronto più omogeneo quantomeno rispetto all’utenza di riferimento e per evidenziare meglio l’effetto del differente trattamento fiscale del TLR e del gas naturale e delle assunzioni sul rendimento delle caldaie, nonché l’impatto dei costi di gestione evitati, si è deciso di confrontare il ricavo medio dei gestori delle reti di TLR (al netto di IVA) di cui alla precedente figura 23 con la spesa media per riscaldare con gas naturale un condominio – la tipologia di clientela prevalente – formato da 20 appartamenti di 280 metri cubi ognuno¹⁶⁷. Per ciascuna rete di TLR oggetto del confronto è stata calcolata la domanda media di calore per metro cubo residenziale servito; moltiplicando tale domanda media per la cubatura del “condominio di riferimento” si è ottenuta la domanda di calore che il sistema di riscaldamento a gas metano alternativo al TLR avrebbe dovuto soddisfare – differente a seconda delle differenti zone climatiche in cui ciascuna rete di TLR si trova. Tale domanda è stata poi trasformata in domanda di metri cubi di gas naturale assumendo un PCI medio = 34,64 e un rendimento dell’80% e dell’85% della caldaia, come generalmente assunto dai gestori delle reti di TLR. A questo valore è stata poi aggiunta l’accisa regionale di competenza (ma non l’IVA).

373. Dato che il calore nel 2011 era venduto con un’IVA del 10% e il gas naturale con una del 20%, per rendere comparabile il ricavo medio del gestore del TLR, e la spesa alternativa per il riscaldamento mediante gas naturale, tutte e due calcolate al netto di IVA, si è dunque aggiunta alla spesa per il riscaldamento a gas la differenza di IVA tra i due combustibili. Le figure seguenti confrontano il ricavo medio del gestore del TLR con la spesa media del “condominio di riferimento” così determinata, nelle due ipotesi di rendimento termico all’80% e all’85% della caldaia. Nelle due figure sono riportate per ogni rete di TLR analizzate tre colonne: la prima relativa al ricavo medio del TLR al netto di IVA; la seconda relativa alla spesa media a gas metano per il condominio considerato al netto di IVA; la terza relativa alla spesa per gas metano corretta per tenere conto della differenza di IVA esistente tra il calore ed il gas naturale (10%). Il confronto corretto è dunque tra la prima e la terza colonna per ogni rete considerata, mentre il confronto tra la seconda e la terza colonna permette di apprezzare l’impatto della diversa tassazione del calore e del gas naturale.

¹⁶⁷ Si è consapevoli della arbitrarietà di tale confronto (scelto come detto nel testo di risolvere le numerose difficoltà legate alla grande eterogeneità nelle condizioni di fornitura di gas naturale nelle varie aree geografiche); i risultati del confronto devono dunque essere presi solo come indicativi dell’impatto dei vari elementi considerati (rendimento, trattamento fiscale, oneri di gestione dei sistemi di riscaldamento alternativi ecc.). Peraltro, il confronto con un “ricavo medio” fa sì che in alcuni casi emergano differenze rispetto al confronto basato sui dati forniti dai gestori, che sono evidentemente dovuti al termine di confronto utilizzato.

Fig. 24: confronto tra ricavo medio TLR e spesa media per riscaldamento a metano



Fonte: elaborazioni Autorità

N.B. per motivi di riservatezza dei dati interni aziendali, i nominativi delle reti sono stati sostituiti da lettere dell'alfabeto

374. Dall'esame dei due grafici emergono chiaramente alcune conclusioni:

- in primo luogo, risulta confermata la variabilità delle differenze tra TLR e gas naturale, comprese, nella maggior parte dei casi, tra -10% (a favore del TLR) e +16% (a sfavore del TLR) nel caso del rendimento all'80% e tra -10% e +22% nel caso dei rendimenti all'85%;
- come era nelle attese il TLR è meno conveniente del gas naturale al crescere del valore di rendimento della caldaia (dall'80% all'85%);

- lo svantaggio fiscale del gas naturale svolge un ruolo significativo nel rendere meno svantaggioso il TLR.

Per ciò che concerne le differenze di prezzo, risultano confermati i risultati precedenti: nella maggior parte dei casi la differenza è inferiore agli 8 €/MWh, con l'eccezione delle reti [V] e [X] sia con rendimenti all'85% e all'80%, e delle reti [T], [U] e [R] con rendimenti all'85%. Anche in questo caso, una parte significativa delle differenze appare dovuta all'incorporamento nel prezzo del calore del TLR dei costi di gestione del sistema alternativo.

375. Le linee di tendenza che possono scorgersi dal confronto tra TLR e riscaldamento a gas sembrerebbe dunque dare esiti in linea con quanto suggerito dalla letteratura economica: il riscaldamento a gas metano ha offerto (anche per motivi di regolamentazione locale) un *price-umbrella* al TLR, che è stato largamente sfruttato dal “nuovo entrante”, soprattutto grazie alla considerazione dei costi di gestione evitati.

5.9 La profittabilità delle reti di TLR: una prima esplorazione

376. Il livello dei prezzi del TLR potrebbe essere utilizzato come un indicatore diretto dell'esercizio del potere di mercato di un operatore soltanto ove si assumesse la presenza di costi uguali di produzione del calore, sia tra i diversi gestori del servizio di TLR sia tra differenti sistemi di riscaldamento. I costi di produzione del calore differiscono invece – sia tra le reti di TLR, sia tra sistemi di riscaldamento – a causa dei diversi combustibili utilizzati, del differente mix di fonti energetiche e dei differenti costi di rete. Inoltre, laddove i gestori delle reti di TLR utilizzino impianti cogenerativi di produzione del calore, i costi di produzione e di distribuzione del calore potrebbero essere parzialmente coperti con i proventi delle vendite di energia elettrica, nonché dalla vendita dei certificati bianchi e verdi.

377. Appare quindi necessario, al fine di verificare la presenza di potere di mercato da parte dei soggetti che erogano servizi di TLR, di verificare direttamente la profittabilità delle reti di TLR attraverso una analisi dei margini. In tal modo sarà inoltre possibile verificare in che misura si verifichi quella dissipazione dei profitti a causa della concorrenza *ex-ante* che alcuni modelli economici predicono (cfr. *supra*, Box 1).

378. Per questi motivi, nell'indagine è stata condotta una analisi della profittabilità del servizio di TLR svolto dai gestori ricompresi nel campione, utilizzando i dati raccolti mediante la dettagliata richiesta di informazioni rivolta ad alcuni gestori. L'analisi è stata compiuta sia a livello complessivo – considerando quindi anche i ricavi e i costi della produzione di energia elettrica derivanti dalla eventuale attività di cogenerazione – sia a livello della sola vendita di calore. In quest'ultimo caso, la valutazione della profittabilità è resa oltremodo più complessa, come si vedrà, dal fatto che elettricità e calore sono prodotti congiuntamente e quindi occorre ripartire convenzionalmente tra di essi il costo dei combustibili impiegati, nonché altri costi comuni.

379.. Come si avrà modo di specificare meglio nei successivi paragrafi si tratta, tuttavia, di una analisi che, in particolare alla luce della sua novità per il settore del TLR italiano, della indisponibilità di alcuni dati e della necessità di formulare numerose assunzioni semplificatrici, deve essere considerata come una prima indicazione in merito alla profittabilità del servizio di TLR nelle reti oggetto del campione, utili per informare una discussione delle indicazioni di *policy* per il settore.

380. Gli indici più comuni di profittabilità rapportano i profitti – misurati al lordo o al netto delle tasse e degli interessi sui finanziamenti di terzi – alle vendite o al capitale investito nell’impresa¹⁶⁸.

381. Le reti di TLR e gli impianti di generazione calore che le alimentano sono stati storicamente finanziati mediante sia contributi in conto capitale (cfr. cap. 4), sia mediante capitale proprio e capitale di terzi. Al fine di calcolare la profittabilità del capitale investito si è ritenuto quindi opportuno utilizzare una misura di profitto al lordo degli interessi sui finanziamenti di terzi. Si è inoltre scelto di utilizzare una misura di profitto al lordo delle tasse. Il profitto è stato quindi identificato con il c.d. profitto operativo o EBIT (*Earnings before interests and taxes*).

5.9.1 Il margine di profitto sulle vendite di energia elettrica e calore

382. Per il calcolo dell’EBIT sono state considerate soltanto le partite ordinarie. Per i contributi in conto capitale sono state seguite le convenzioni contabili utilizzate dalle aziende del campione¹⁶⁹; i contributi di allacciamento non sono stati inclusi nei ricavi¹⁷⁰. I certificati verdi, bianchi sono una fonte importante di reddito per diverse aziende, e quindi si è ritenuto interessante esaminare i profitti con e senza tali ricavi.

383. Il grafico seguente riporta il margine di profitto (inteso come EBIT /fatturato) sulle vendite di elettricità e calore per le reti dove sono presenti impianti cogenerativi. Data la differente struttura di costo di tali reti, si è preferito esaminarle separatamente dalle reti dove gli impianti nella titolarità del gestore della rete producono soltanto calore.

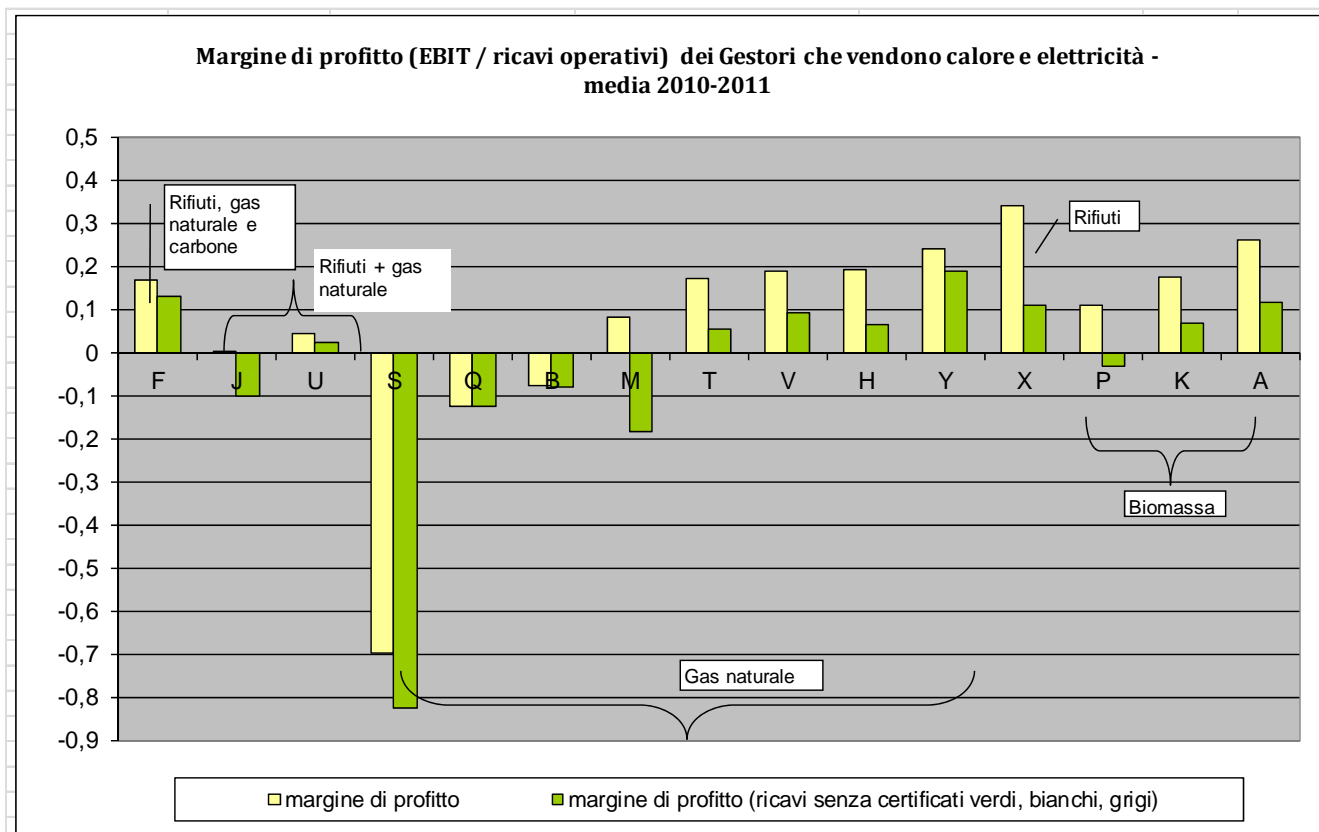
¹⁶⁸ Una nota relazione tra questi indici è quella secondo cui la redditività del capitale impiegato (ROI) può essere scomposta nel prodotto tra un indice di redditività delle vendite (il “margine di profitto”) e un indice di “rotazione” del capitale impiegato:

$$\frac{\text{profitto}}{\text{capitale impiegato}} = \frac{\text{profitto}}{\text{fatturato}} * \frac{\text{fatturato}}{\text{capitale impiegato}}$$

¹⁶⁹ Nella maggior parte dei casi, i contributi in conto capitale non sono portati in detrazione del costo storico, ma sono invece spalmati sulla vita utile del cespite e portati in detrazione degli ammortamenti, attraverso una posta di ricavo che compensa parzialmente gli ammortamenti.

¹⁷⁰ Si è seguita la convenzione contabile, utilizzata anche a fini regolatori, per cui essi riducono il costo storico della rete a carico dell’impresa.

Fig. 25: margine di profitto complessivo sulle vendite di calore ed elettricità, media 2010-2011



Fonte: elaborazione su dati Gestori

N.B. per motivi di riservatezza dei dati interni aziendali, i nominativi delle reti sono stati sostituiti da lettere dell'alfabeto

384. Dall'esame del grafico emergono immediatamente alcuni elementi caratterizzanti:

- la grande varietà di situazioni, anche a parità di "tecnologia" di produzione: alcune gestioni presentano margini fortemente negativi a fronte di altre con margini positivi;
- l'impatto significativo degli incentivi – in particolare, dei certificati verdi – sulla profittabilità delle aziende;
- i margini positivi al netto dei ricavi dai certificati sono largamente inferiori al 15% (con l'unica eccezione della rete [Y]); si tratta di un livello medio registrato in un paese caratterizzato da un buon livello di concorrenza tra sistemi di riscaldamento quale la Finlandia (cfr. capitolo 2)¹⁷¹.

5.9.2 Il margine di profitto sulle vendite di calore

385. Per il calcolo dell'EBIT sulle sole vendite di calore sono stati seguiti i medesimi principi descritti in precedenza. Nel caso delle reti alimentate da impianti cogenerativi, si è dovuto tuttavia ricorrere a metodi convenzionali di attribuzione dei costi comuni alla produzione di elettricità e calore (combustibili, manutenzione e ammortamento impianto, spese generali).

¹⁷¹ Cfr. *Benchmarking District Heating in Hungary, Poland, Lithuania, Estonia and Finland*, ERRA Licensing/ Competition Committee Meeting, 19 May, 2011, St Petersburg, Russia

386. Vi sono vari metodi di allocazione dei costi, che si distinguono per il modo il cui sono allocati i benefici della cogenerazione¹⁷². Il metodo più utilizzato è quello c.d. “fisico”, che ripartisce il costo del combustibile in base all’energia elettrica e termica prodotte, entrambe misurate in MWh¹⁷³. Questo metodo – diffuso a causa della sua facilità d’uso – è stato variamente criticato, perché potrebbe allocare alla produzione di calore una quota di costi eccessiva per il TLR, in virtù del fatto che l’efficienza nella produzione di calore di un impianto di cogenerazione è in genere inferiore a quella di una caldaia dedicata (e simmetricamente avviene per l’energia elettrica). Un suo utilizzo, pertanto, potrebbe portare ad una sistematica sottostima dell’EBIT derivante dalla produzione di calore.

387. I metodi alternativi al metodo “fisico” cercano tutti di correggere, in vario modo, questa possibile distorsione. I principali sono tre: (i) metodo del costo del calore in produzione separata: il costo del calore è pari a quello della produzione non in cogenerazione (quindi tutti i benefici della cogenerazione sono allocati all’elettricità); (ii) metodo del costo dell’elettricità in produzione separata: il costo dell’elettricità è pari a quello della produzione non in cogenerazione (quindi tutti i benefici della cogenerazione sono allocati al calore); (iii) il metodo della distribuzione dei benefici: i costi dei combustibili sono attribuiti in proporzione ai costi in produzione separata dell’elettricità e del calore del medesimo output dell’impianto di cogenerazione, in modo da ripartire più equamente i benefici della cogenerazione.

388. Nel seguito, al fine di evitare una sottostima dell’EBIT della produzione di calore, si è fatto riferimento, per quanto possibile, al metodo della distribuzione dei benefici, assumendo quali rendimenti dei sistemi di produzione separata di calore e di elettricità quelli di riferimento fissati dalla Commissione Europea¹⁷⁴. In particolare, è stato utilizzato questo metodo per ripartire i costi dei combustibili degli impianti di cogenerazione, nonché per ripartire tra la produzione di elettricità e calore i costi generali. Per ciò che concerne ammortamenti e manutenzioni della rete, essi sono stati completamente attribuiti alla produzione di calore. La ripartizione delle spese per ammortamenti e per la manutenzione degli impianti di cogenerazione del calore in cogenerazione avrebbe dovuto essere basata sui dati relativi ai costi fissi delle produzioni separate. Non essendo disponibili tali dati, essi sono stati attribuiti sulla base della capacità elettrica e termica installata¹⁷⁵.

¹⁷² Per una rassegna cfr. Gochenour C., *Regulation of heat and electricity produced in combined heat and power production plants*, World Bank Technical Paper n. 27201, 2003.

¹⁷³ In questo metodo, 1 MWh di produzione termica ha lo stesso peso di 1 MWh di produzione elettrica. Cfr. Gochenour C., *cit.*, p. 30.

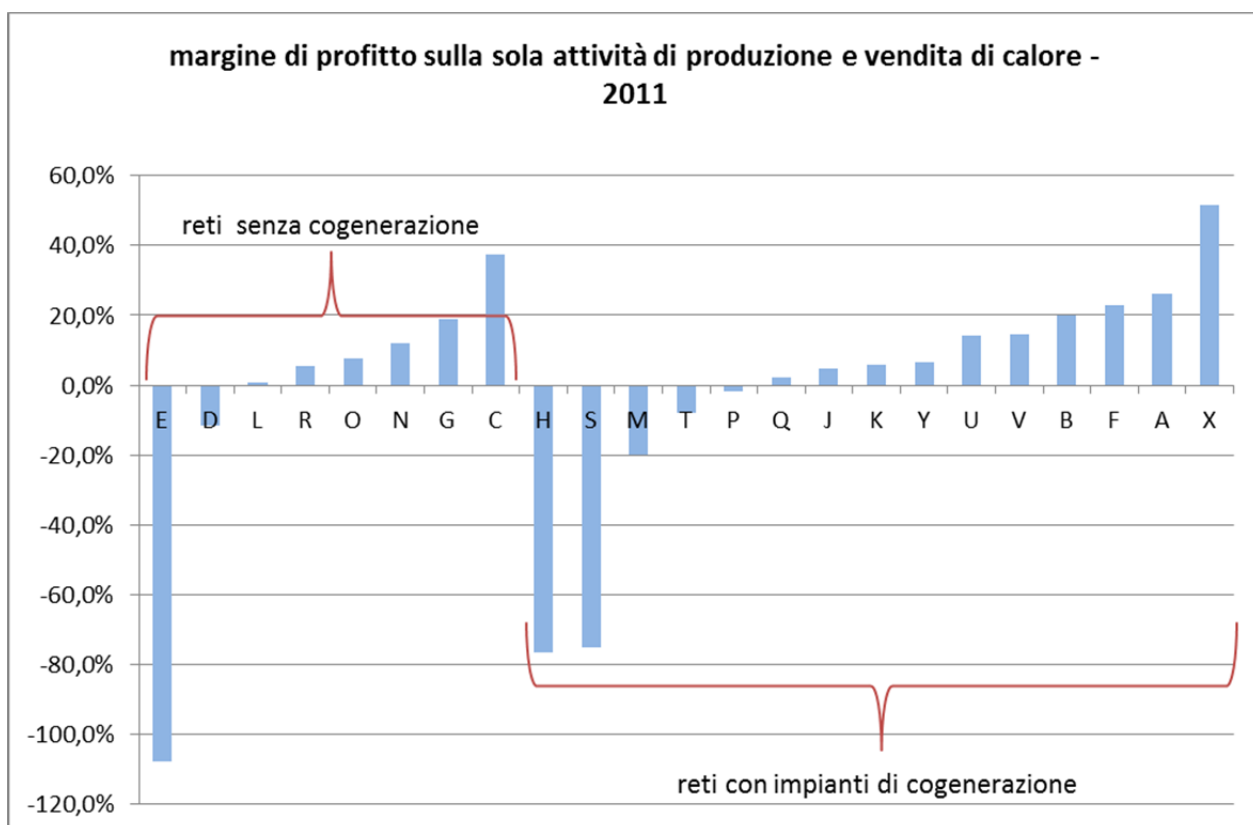
¹⁷⁴ Allegati 1 e 2 della decisione di esecuzione della Commissione Europea del 19/12/2011, *che fissa valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore in applicazione della direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e abroga la decisione 2007/74/CE*.

¹⁷⁵ Si è quindi applicato il c.d. *capacity sharing method*. Tale metodo è stato applicato anche nel caso in cui non fosse disponibile una ripartizione degli ammortamenti degli impianti tra impianti di cogenerazione ed impianti di integrazione e riserva (tipicamente non cogenerativi).

389. Inoltre, al fine della allocazione dei costi dei combustibili ove possibile si è separato il funzionamento in effettiva cogenerazione degli impianti da quello in c.d. regime dissipativo, ossia quando l'impianto produce soltanto (o sostanzialmente) energia elettrica e il calore viene dissipato (p.es. d'estate, quando la domanda di calore è più bassa). I costi dei combustibili relativi alla produzione in regime dissipativo e non cogenerativo sono stati attribuiti all'energia elettrica. In alcuni casi ciò ha fatto sì che il margine sulla sola gestione calore risultasse più elevato di quello globale, in quanto gravato da una quota minore del costo combustibili. Tale allocazione è stata basata sui bilanci energetici delle reti di TLR pubblicate nell'Annuario AIRU 2012.

390. Il grafico seguente riporta il risultato delle elaborazioni effettuate per il 2011. Esso presenta i margini di profitto (EBIT / vendite) della sola attività di fornitura di calore, sia per le reti dove sono presenti anche impianti di cogenerazione, sia per le reti dove tali impianti non sono presenti (o il calore è cogenerato da una società terza e poi venduto al gestore della rete di TLR). I margini sono calcolati al netto anche della vendita di certificati bianchi e verdi.

Fig. 26: margine di profitto 2011 sulla sola gestione calore



Fonte: elaborazione su dati dei Gestori e AIRU

N.B. per motivi di riservatezza dei dati interni aziendali, i nominativi delle reti sono stati sostituiti da lettere dell'alfabeto

391. Alcune reti presentano margini elevati ([X] e [C]); si tratta di impianti collegati a due inceneritori. La rete [C] compra il calore dall'inceneritore gestito da [omissis], mentre

a [X] la rete è gestita in maniera integrata dallo stesso proprietario del termovalorizzatore¹⁷⁶.

392. Calore proveniente dalla termovalorizzazione dei rifiuti è utilizzato anche [nella rete F] (dove è venduto al gestore della rete di TLR dal gestore del servizio di igiene urbana, che è titolare del termovalorizzatore) e [nella rete G]. [omissis]. La disponibilità di calore prodotto da RSU contribuisce a spiegare i margini superiori al 15% registrati per queste reti. Come illustrato nel capitolo 3, infatti, in Italia (al contrario di altri paesi europei) i termovalorizzatori non pagano per acquistare i rifiuti da bruciare ma ricevono una tariffa per il conferimento dei rifiuti da parte dei gestori del servizio di igiene urbana o da parte delle società di trattamento dei privati e il calore è ceduto alle reti di TLR ad un prezzo che è parametrato al prezzo del combustibile alternativo.

393. I margini negativi delle reti [H] e [T] derivano dal fatto che si tratta di reti nelle quali la produzione di elettricità svolge un ruolo fondamentale. I ricavi da elettricità sono infatti superiori a quelli dalla vendita di calore nella rete [T], e pari alla metà nella rete [H] (due terzi, se si considerano anche i certificati verdi). Non a caso, i margini complessivi (elettricità + calore) sono positivi. Nella rete [T], inoltre, la capacità termica di integrazione e riserva è molto significativa e ciò si riflette nell'imputazione di elevati valori degli ammortamenti degli impianti e delle manutenzioni alla gestione del calore.

394. I risultati negativi delle reti [M] e [P] sono da attribuire all'importanza che nei risultati di queste società hanno le vendite di elettricità e, soprattutto, gli incentivi al TLR nella forma di certificati verdi concessi all'attività di cogenerazione connessa alle reti di TLR. Ciò emerge immediatamente dal confronto dei margini complessivi (elettricità + calore) con quelli della sola gestione calore.

Per quanto riguarda infine le reti [E] e [S], in entrambi i casi il margine (positivo) dei ricavi sui costi dei combustibili non è in grado di coprire i rimanenti costi.

5.9.3 Il rendimento del capitale investito

395. L'analisi di profittabilità basata sull'EBIT è stata affiancata da una analisi di tipo esplorativo e preliminare sul rendimento del capitale investito. Tale analisi è stata basata su grandezze contabili¹⁷⁷ e ha mirato a stimare un "limite massimo" del tasso di rendimento del capitale investito nelle reti esaminate.

396. Il tasso di rendimento del capitale è stato calcolato per ogni gestione come rapporto tra l'EBIT complessivo (elettricità + calore) e il capitale fisso, valutato al costo

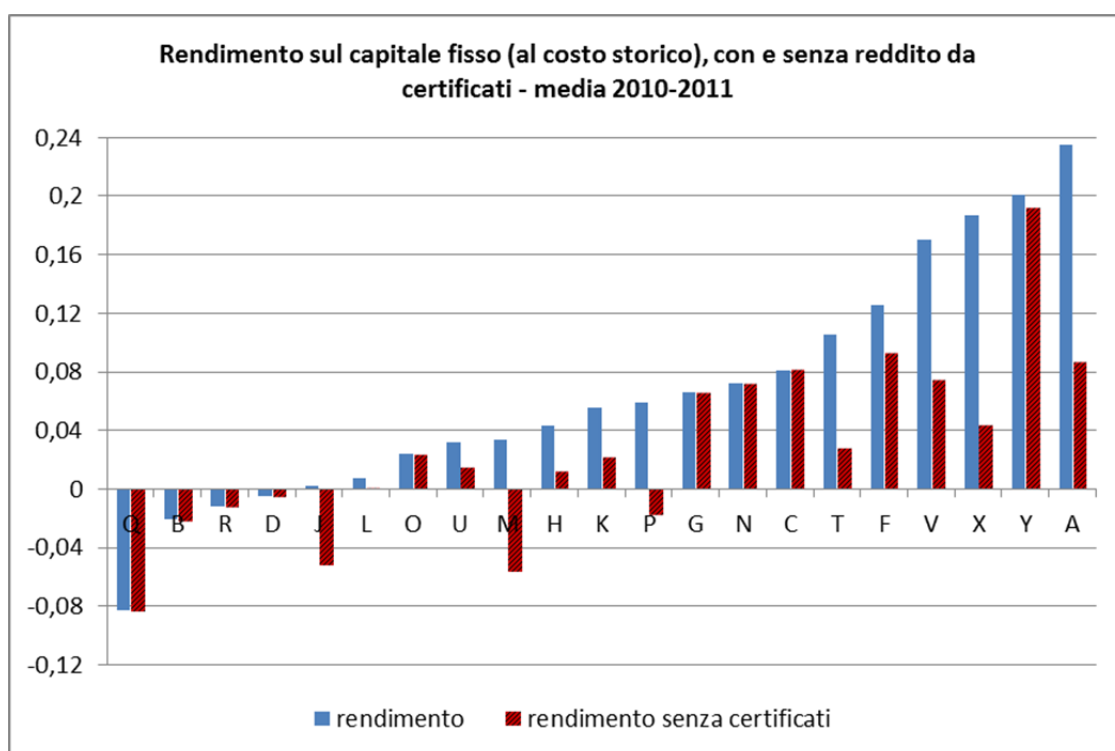
¹⁷⁶ SI è visto in precedenza quando si sono presentati i dati sulla redditività media (ricavi da bilancio su kwh erogati) come la rete [X] presentasse valori molto elevati.

¹⁷⁷ L'analisi di profittabilità può essere svolta mediante due approcci: (a) uno contabile, in cui si calcola il tasso di rendimento del capitale impiegato e lo si confronta con una misura di costo del capitale, che rappresenta un tasso di profitto "normale" e (b) uno finanziario, basato sui concetti di valore attuale netto e tasso interno di rendimento, che richiede la conoscenza dei flussi di cassa rilevanti. Il primo approccio è più "facile" da mettere in pratica, pur essendo soggetto alle note critiche relative all'attendibilità delle misure contabili di profitto

storico. L'uso del solo capitale fisso, valutato al costo storico, rappresenta ovviamente una sottostima dell'effettivo valore del capitale investito, in quanto (i) non viene considerato il capitale circolante e (ii) il costo storico non viene in alcun modo rivalutato, a differenza di quanto avviene nel calcolo, per esempio, della “*regulatory asset base*” – ossia, del capitale investito riconosciuto - nei settori regolati. Per questi motivi, il rendimento ottenuto è chiaramente sovrastimato e deve essere letto come un mero “limite massimo” dell'effettivo rendimento del capitale.

397. Il grafico seguente riporta il valore medio 2010-2011 di tale tasso di rendimento, al lordo e al netto del reddito da certificati verdi, bianchi e grigi. Non sono riportate le reti [S] e [E], caratterizzate da EBIT largamente negativi¹⁷⁸.

Fig. 27: stima del rendimento del capitale fisso investito, media 2010-2011



Fonte: elaborazioni su dati dei Gestori

N.B. per motivi di riservatezza dei dati interni aziendali, i nominativi delle reti sono stati sostituiti da lettere dell'alfabeto

398. Emerge immediatamente, come già osservato in precedenza, l'impatto delle incentivazioni: senza le incentivazioni, il tasso di rendimento calcolato è sempre inferiore al 10%, con l'eccezione della rete [Y].

399. Per mettere in prospettiva i valori ottenuti, si osservi che 17 delle 23 reti esaminate presentano “limiti massimi” del tasso di rendimento non superiori all'8%. Ciò significa che il tasso di rendimento del capitale investito effettivo di queste reti nel 2011 sarà stato sicuramente inferiore dell'8%. Il tasso di rendimento sul capitale fisso investito

¹⁷⁸ Per Sestriere è stato considerato solo il 2011, a causa di un cambiamento societario che non rende omogenei i dati 2010 e 2011.

(rivalutato) assicurato dall'AEEG alle reti di distribuzione del gas nel periodo regolatorio 2008-2011 era pari al 7,6%. Il valore dell'8% è stato utilizzato come *benchmark* anche in uno studio internazionale della profittabilità delle reti di TLR¹⁷⁹, basato sul tasso di rendimento del capitale investito. Ciò significa che per gran parte del campione si hanno tassi di rendimento massimi certamente (e socialmente) “accettabili”. Il rendimento della rete [T], superiore all'8%, va interpretato tenendo conto del margine negativo relativo alla sola gestione del calore (cfr. fig. 26); esso è quindi interamente dovuto alle vendite di energia elettrica sul mercato all'ingrosso dell'elettricità.

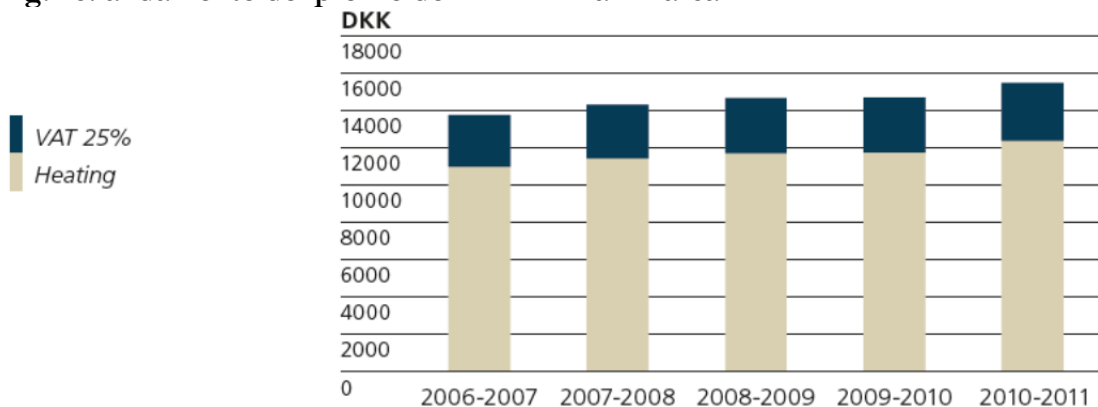
5.10 Il prezzo del TLR in alcuni paesi europei

5.10.1 Il livello dei prezzi del TLR in Danimarca

400. Le tariffe danesi sono tipicamente tariffe a due parti¹⁸⁰. La parte fissa – volta alla copertura degli oneri di investimento e manutenzione della rete – è proporzionato alla superficie o al volume dell'ambiente da riscaldare, mentre la parte variabile è basata sull'energia consumata; la misurazione dei consumi avviene nella maggior parte dei casi via autolettura.

401. Secondo il Rapporto 2011 dell'Autorità Danese per l'Energia, la spesa per il riscaldamento mediante TLR di una famiglia tipo danese (appartamento di 130 mq, consumo annuo di 18,1 MWh) è stata di circa 15.800 corone danesi, corrispondenti ad un costo di circa 117 €/MWh, IVA inclusa (pari al 25%).

Fig. 28: andamento del prezzo del TLR in Danimarca



Source: The Danish District Heating Association report on district heating prices in Denmark.

¹⁷⁹ Cfr. *Benchmarking District Heating in Hungary, Poland, Lithuania, Estonia and Finland*, cit.

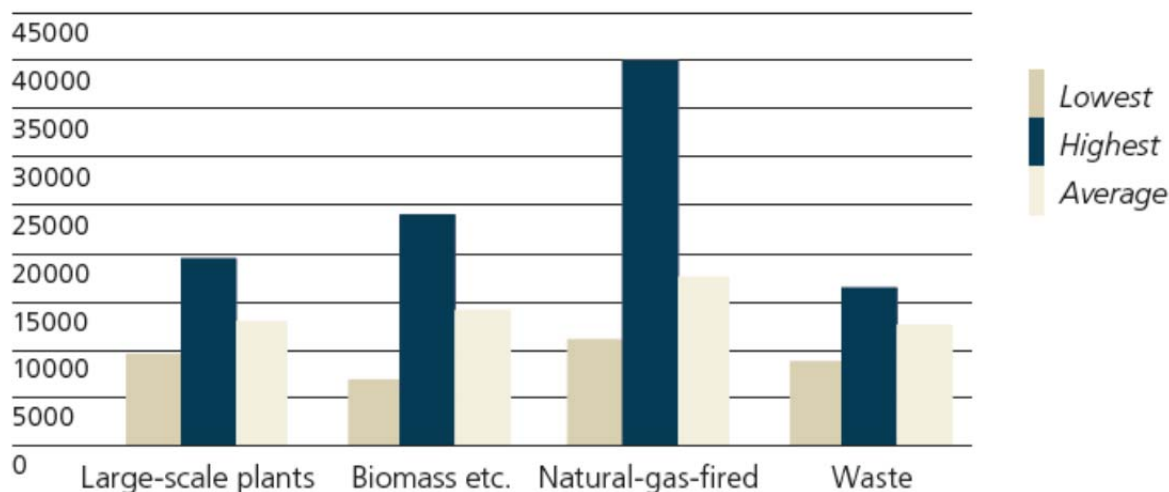
¹⁸⁰ A Koege, dove la costruenda rete di TLR è in concorrenza con l'esistente riscaldamento individuale a gas naturale, è stata sperimentata con successo una tariffa monomia, più facile da confrontare con il prezzo del gas. Al fine di facilitare il passaggio al TLR, è stata introdotta una garanzia di prezzo, secondo cui la spesa annua del TLR non supererà il 90% della spesa annua del riscaldamento a gas, inclusiva della quota di ammortamento della caldaia e delle spese di manutenzione (Fonte: DBDH Annual Report 2012).

402. Tra il 2007 e il 2011, i prezzi del TLR sono aumentati allo stesso ritmo dell'indice dei prezzi al consumo, mentre i prezzi dell'elettricità e del gas naturale sono cresciuti a tassi superiori.

403. Il livello delle tariffe è molto variabile geograficamente, e dipende sia dalle differenti tecnologie, che dalla scarsa propensione dei gestori ad impegnarsi nella ricerca dei migliori fornitori, per sfruttare le opportunità di risparmio offerte dal mercato.

La tecnologia che presenta la maggiore variabilità è quella che impiega il gas naturale, che presenta anche i valori massimi più elevati. In media, la tecnologia più conveniente è il TLR basato sul recupero del calore proveniente da impianti di incenerimento di rifiuti, seguito dagli impianti di grandi dimensioni e dagli impianti a biomassa. Le differenze tra i prezzi medi di queste tecnologie sono piuttosto contenute, ma vi sono situazioni in cui l'alimentazione a biomassa permette significativi risparmi (cfr. Fig. 29).

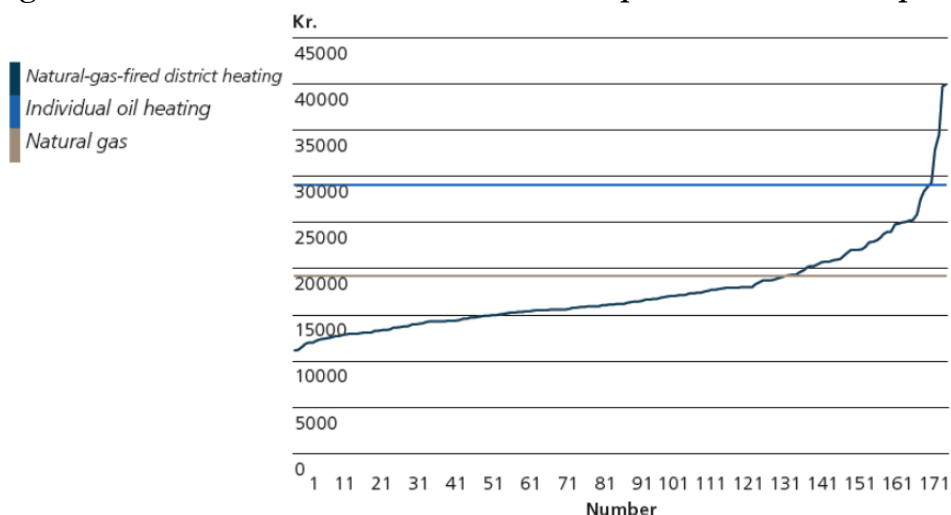
Fig. 29: variabilità dei prezzi del TLR in Danimarca, per tecnologia, 2010-11



Source: The Danish District Heating Association's report on district heating prices in Denmark ("Fjernvarmepriserne i Danmark i 2010").

404. Anche prendendo a riferimento il TLR basato su impianti alimentati a gas naturale, il TLR risulta comunque in media più conveniente del riscaldamento individuale sia a olio combustibile (solo il 3% degli impianti di TLR a gas naturale risulta più costoso di esso) sia a gas naturale (solo il 25% degli impianti di TLR risulta più costoso).

Fig. 30: confronto tra i costi del riscaldamento per una abitazione tipo in Danimarca



Source: The Danish District Heating Association's report on district heating prices in Denmark ("Fjernvarmepriserne i Danmark i 2010").

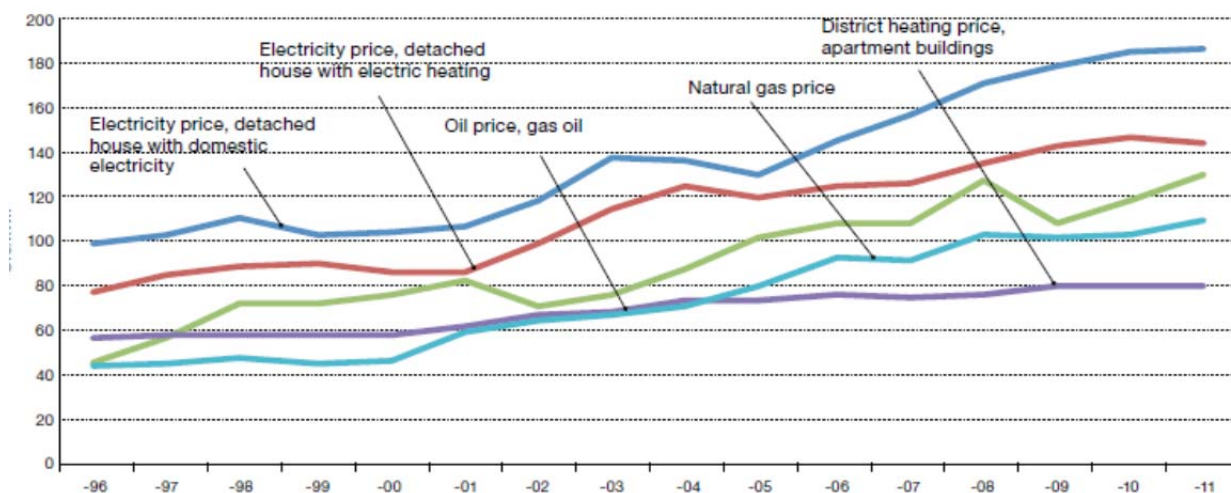
5.10.2 Il livello dei prezzi del TLR in Svezia

405. Secondo i dati riportati nel Rapporto Annuale 2012 dell'Agenzia Svedese per l'Energia, il TLR è la fonte di energia meno cara per i consumatori domestici, in termini di centesimi di corona pagati per kWh consumato (IVA e tasse incluse).

La figura seguente riporta l'andamento del prezzo di un kWh di energia per differenti fonti energetiche (elettricità, gas, TLR, olio combustibile), per i clienti residenziali svedesi.

Il prezzo del calore da TLR per un condominio è stato di circa 80 €/MWh tra il 2009 e il 2011.

Fig. 31: andamento del costo del calore ottenuto mediante diversi sistemi di riscaldamento - Svezia



Source: Swedish Energy Agency and Statistics Sweden

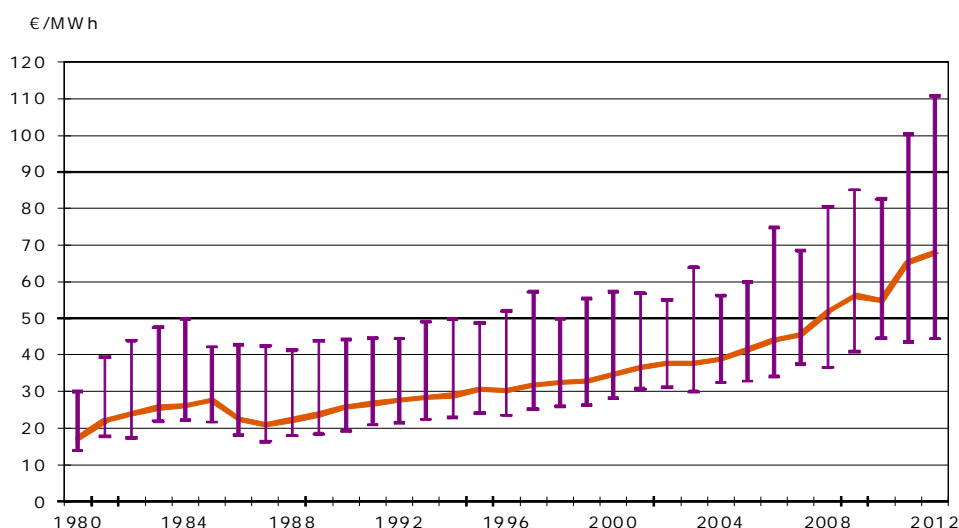
406. Il prezzo del TLR non è uniforme nel paese. Il prezzo massimo registrato è più del doppio del prezzo minimo. Secondo l’Autorità per l’Energia, tali differenze sono dovute ad una molteplicità di fattori, tra cui la proprietà del gestore, il tasso di rendimento richiesto, il combustibile utilizzato, le caratteristiche della rete.

5.10.3 Il livello dei prezzi del TLR in Finlandia

407. Il prezzo medio nel 2012 è stato di 73,8 €/MWh (media ponderata 67,8 €/MWh). Tale prezzo medio nasconde una ampia variabilità, dovuta in larga misura a cause strutturali, ossia le differenze tecnologiche tra le varie reti di TLR (cfr. fig. 32). Tali prezzi son o cresciuti nel tempo meno di quelli dei combustibili utilizzati in altre tecnologie di produzione del calore.

Il prezzo del servizio di TLR risulta attualmente la forma di riscaldamento in media meno costosa in Finlandia. Essa tuttavia subisce la concorrenza sia del riscaldamento a gas naturale (in particolare nelle grandi città) e delle pompe di calore.

Fig. 32: andamento del livello dei prezzi del TLR in Finlandia



Fonte: Associazione delle Industrie Energetiche Finlandesi

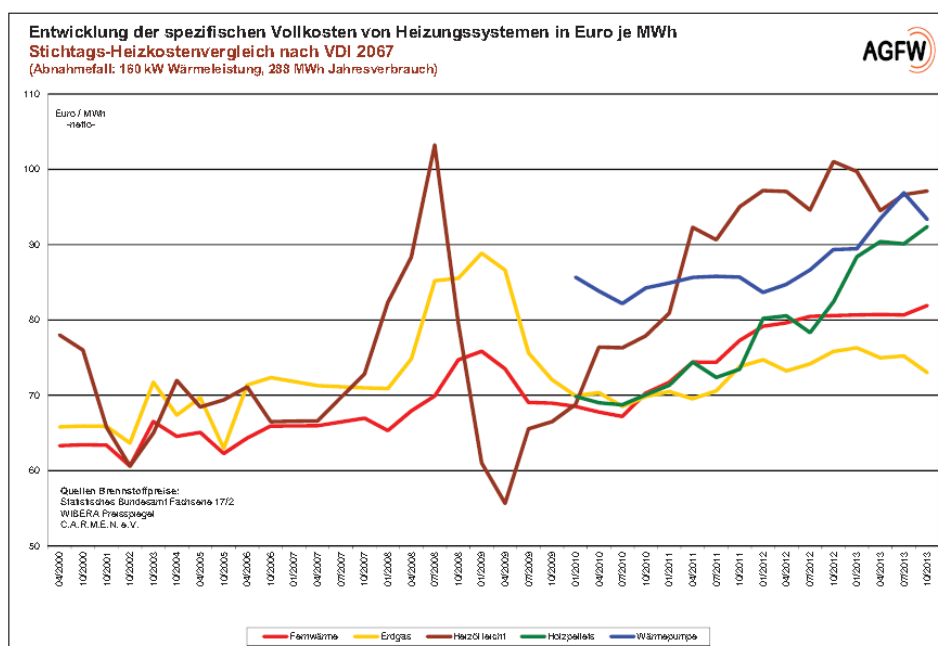
Uno studio comparativo¹⁸¹ del 2011 riportava, per un campione di gestori finlandesi, un EBIT medio del 10% per il 2008 e del 15% circa nel triennio 2006-2008.

5.10.4 Il livello dei prezzi del TLR in Germania

408. Il prezzo del servizio di TLR in Germania è aumentato negli ultimi anni più del prezzo complessivo del calore fornito da sistemi di riscaldamento alimentati a gas naturale, collocandosi in media intorno agli 80 €/MWh per un condominio "tipo" – circa 5 €/MWh più del riscaldamento a gas metano -, al netto delle imposte.

¹⁸¹ Cfr. *Benchmarking District Heating in Hungary, Poland, Lithuania, Estonia and Finland*, cit.

Fig. 33: andamento del prezzo del calore per diversi sistemi di riscaldamento in Germania (prezzi al netto delle tasse).



5.11. Alcune valutazioni conclusive

409. L'analisi svolta in questo capitolo ha messo in luce come le politiche di prezzo seguite dai gestori di TLR siano sostanzialmente quelle attese, sulla base della teoria economica rilevante, in un settore caratterizzato dalla concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento (nella quale il TLR ha storicamente agito come un nuovo entrante) e da *switching cost* che creano opportunità di esercizio del potere di mercato *ex-post*.

I componenti durevoli del sistema TLR sono stati venduti con fortissimi sconti, mentre il prezzo del calore è stato fissato con riferimento al costo del calore nel sistema di riscaldamento alternativo. Tale modalità è emersa sia nelle aree dove c'è stato un intervento regolatorio (p.es., i grandi comuni metanizzati), sia dove il TLR ha operato in condizioni di concorrenza non regolata con altri sistemi di riscaldamento. Un mix di regolazione e autoregolamentazione (dovuta alla pressione concorrenziale degli altri sistemi di riscaldamento) ha inoltre portato, nelle zone metanizzate, ad un esplicito agganciamento delle variazioni del prezzo del calore da TLR a quelle del prezzo di riferimento del gas metano per i consumatori domestici definito dall'AEEG – un esito molto simile all'indicizzazione di cui si è discusso in Svezia.

410. L'insieme di questi fattori ha portato, nelle aree metanizzate, ad una regolamentazione indiretta del prezzo del TLR, attraverso la regolamentazione del prezzo del gas per i consumatori domestici cui il prezzo del calore da TLR è stato parametrato.

Una regolamentazione indiretta non è certamente equivalente ad una diretta. Essa infatti ha limitato, ma non impedito, lo sfruttamento del potere di mercato goduto *ex-post* dal

gestore della rete. Ciò emerge chiaramente dal fatto che le differenze del prezzo del calore tra sistemi alternativi sono, nella maggior parte dei casi, leggermente inferiori agli *switching cost*, indicando quindi che – laddove il prezzo del calore del TLR sia superiore a quello del riscaldamento mediante gas la differenza è quella massima permessa dalla concorrenza tra i due sistemi.

411. La limitazione dell'esercizio del potere di mercato da parte della regolamentazione locale e della pressione della concorrenza *ex-ante* ha permesso una performance del settore del TLR italiano che appare positivamente paragonabile a quella registrata dal TLR in altri paesi. Nonostante un mix di combustibili ancora dominato dal gas naturale, infatti, il livello medio dei prezzi del calore da TLR in Italia (96,3 €/MWh) appare inferiore a quello registrato in media in Danimarca (117 €/MWh), ma superiore a quello finlandese e svedese (rispettivamente, 67 €/MWh e 80 €/MWh circa).

412. L'analisi della profittabilità delle reti di TLR, pur con tutti i limiti evidenziati, ha messo in luce che il settore non appare, in linea generale, godere di profitti eccessivi, anche se sono emerse situazioni meritevoli di un esame più approfondito. Ciò significa che il margine sul calore è stato utilizzato dalle imprese del campione per la copertura dei maggiori costi di rete che caratterizzano il TLR e per la copertura dei costi di allacciamento non coperti dai contributi relativi.

Lo stesso livello del rendimento del capitale appare in linea con quello emerso in Finlandia, paese considerato molto concorrenziale riguardo al settore del TLR.

413. Infine, appare opportuno rilevare che l'esercizio del potere di mercato da parte del gestore della rete di TLR non è conseguenza diretta dell'esistenza di un monopolio naturale nella rete di distribuzione del TLR. Esso è piuttosto figlio dell'esistenza di un monopolio verticalmente integrato nella produzione e vendita di calore: in astratto, ove si sviluppasse nel tempo un regime di accesso ai terzi alle reti di distribuzione di calore, i profitti *ex-post* potrebbero essere parzialmente dissipati dalla concorrenza (*ex post*) tra fornitori di calore prodotto con impianti diversi collegati alla rete di TLR. In questa situazione, il fatto che il distributore di TLR monopolista non regolato potrebbe comunque fissare un prezzo del servizio di distribuzione tale da permettergli di acquisire l'intera rendita da *switching costs* dissipata dalla concorrenza a valle, riproducendo per i consumatori il medesimo esito della situazione corrente, costituisce piuttosto un argomento per una eventuale regolamentazione del servizio di distribuzione del calore qualora le reti di riscaldamento potessero essere tecnicamente aperte alla concorrenza da parte di differenti fornitori di calore (si tratta della situazione che interessa le reti di distribuzione del gas e dell'energia elettrica).

6. Sintesi dell'Indagine e considerazioni conclusive

414. Il TLR è una modalità di riscaldamento (prevalentemente domestico) che ha avuto un limitato sviluppo in Italia rispetto ad altri paesi europei, con caratteristiche spesso di natura “sperimentale”. Oggi si guarda però con rinnovato interesse a questa modalità di riscaldamento, a causa dei benefici ambientali che esso è in grado di assicurare e del risparmio di risorse energetiche che esso permette, in particolare se la rete di TLR è alimentata da calore che andrebbe altrimenti disperso – come nel caso del calore prodotto dalla generazione elettrica, dall’incenerimento dei rifiuti e da vari processi industriali. Lo sviluppo tecnologico, inoltre, ha reso il teleriscaldamento a biomassa una opzione economicamente sostenibile per il riscaldamento delle aree montane, con importanti ricadute anche riguardo alla gestione delle aree boschive italiane, al punto che alcune stime indicano in circa 800 i comuni montani dove potrebbe essere profittevolmente installata una rete di TLR alimentata da centrali a biomassa¹⁸². L’indagine che l’Autorità ha svolto si colloca dunque in un contesto di grande attenzione sul TLR e sul ruolo che questa modalità di riscaldamento potrebbe assumere nei prossimi anni.

6.1 La qualificazione giuridica del servizio di TLR

415. Il Consiglio di Stato, come visto nel cap. 4, ha recentemente qualificato come Servizio Pubblico Locale (SPL) il servizio di TLR svolto dalla società TCVVV a Tirano (SO) sulla base, nel caso esaminato: (i) dell’esistenza dei requisiti *oggettivi* e *soggettivi* richiesti dalla giurisprudenza amministrativa per l’esistenza di un SPL¹⁸³ e (ii) della condotta delle amministrazioni comunali coinvolte nel disciplinare i rapporti con la società che gestisce il servizio (gli scopi sociali e di sviluppo della società civile locale perseguiti, la affermata riferibilità delle scelte aziendali anche alla volontà agli enti locali, il ruolo della Conferenza dei Sindaci di “controllo” sulla determinazione della tariffa, la quantificazione del canone versato ai Comuni e in generale il contenuto della Convenzione tra la società e i Comuni).

416. La sentenza del CdS fa essenzialmente perno sui dati specifici del caso di specie, tuttavia, è significativo che la verifica dei requisiti oggettivi per l’individuazione del TLR come SPL si fonda in larga misura sui vantaggi ambientali che il TLR garantisce.

Il TLR è infatti solo una delle tecnologie che permettono di soddisfare il bisogno primario di riscaldare gli ambienti e fornire acqua calda rispetto ad altre tecnologie concorrenti (e in particolare quelle tradizionali a combustibili fossili), tuttavia, esso può permettere di soddisfare tale bisogno in maniera più efficiente dal punto di vista energetico (recupero del calore altrimenti disperso) e ambientale (riduzione delle

¹⁸² Cfr. stime FIPER riportate nell’Annuario AIRU 2013.

¹⁸³ In difetto di una definizione di SPL, la giurisprudenza ha univocamente riconosciuto la qualifica di “servizio pubblico locale” a quelle attività caratterizzate: (i) sul piano oggettivo, dal perseguimento di scopi sociali e di sviluppo della società civile, selezionati in base a scelte di carattere eminentemente politico, e, (ii) sul piano soggettivo, dalla riconduzione diretta o indiretta (per effetto di rapporti concessori o di partecipazione all’assetto organizzativo dell’ente) ad una figura soggettiva di rilievo pubblico.

emissioni totali di CO2 e altri inquinanti). Da questo punto di vista, esiste certamente un interesse pubblico a garantire l'accesso a tale tecnologia a tutti i cittadini potenzialmente interessati, nei limiti tecnici ed economici della capacità delle reti di TLR, a condizioni ragionevoli e ai livelli di qualità ritenuti pubblicamente desiderabili.

417. In Italia, tale esigenza è stata soddisfatta utilizzando due configurazioni giuridiche per il servizio di TLR: le concessioni di servizio pubblico diffuse nei centri urbani metanizzati - eredità dell'epoca dell'intervento delle municipalizzate nel settore e disciplinanti il servizio in maniera più blanda di quanto previsto dal Testo Unico degli Enti Locali - e forme di autorizzazione diverse dalla concessione di servizio pubblico - diffuse nelle aree montane - dove il servizio di TLR è sorto a seguito di iniziative di privati ed è da essi gestito (a volte persino da cooperative di utenti), in un contesto largamente deregolamentato..

418. In questo contesto, nel quale aspetti importanti del servizio di TLR sono blandamente o nient'affatto regolati, ci si può dunque chiedere se sia opportuna una generalizzazione della qualificazione del servizio di TLR come SPL, anche alla luce del futuro sviluppo del settore.

Dal punto di vista di una autorità di concorrenza, tuttavia, rispondere correttamente alla domanda posta significa chiedersi innanzitutto se i meccanismi di mercato siano in grado di soddisfare l'interesse pubblico a garantire l'accesso al servizio di TLR a tutti i cittadini potenzialmente interessati. Infatti, solo nella misura in cui il mercato non sia in grado di garantire l'accesso a tale servizio in modo soddisfacente e a condizioni di prezzo, qualità, continuità ed accesso al servizio coerenti con il pubblico interesse definito dallo Stato o dagli enti locali, potrebbe giustificarsi l'imposizione di obblighi specifici di servizio pubblico alle imprese che prestano il servizio¹⁸⁴. L'ampiezza e la misura di tali obblighi dovrà, peraltro, essere strettamente funzionale ad integrare i livelli prestazionali garantiti dai meccanismi di mercato e, quindi, dovrà riguardare solo e soltanto quelle prestazioni che - nello specifico contesto locale considerato - il mercato non è in grado di garantire al livello richiesto¹⁸⁵.

Tale verifica, che di fatto consiste nell'osservare fino a che punto gli esistenti meccanismi (di mercato e di regolazione locale) operanti nel settore del TLR siano in grado di fornire i risultati desiderati, coincide con l'analisi del settore sotto il profilo concorrenziale che è stata l'oggetto della presente indagine.

419. L'Indagine ha mostrato che esistono delle potenziali criticità concorrenziali nel settore del TLR, che nascono dal fatto che il servizio è generalmente fornito in maniera integrata da un soggetto che gode *ex-post* di un monopolio sugli utenti allacciati alla sua rete, a causa degli elevati *switching costs* che gli stessi devono sostenere per cambiare sistema di riscaldamento. L'Indagine ha anche mostrato che, in concreto, l'esercizio del

¹⁸⁴ Cfr. "Comunicazione della Commissione sull'applicazione delle norme dell'Unione europea in materia di aiuti di Stato alla compensazione concessa per la prestazione di servizi di interesse economico generale" dell'11 gennaio 2012, punti 47 e ss.

¹⁸⁵ Comunicazione della Commissione dell'11 gennaio 2012, cit., punto 48. Questa impostazione era già chiarissima nella Comunicazione del 2001 sui SIEG.

potere di mercato *ex-post* è limitato sia dalla concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento (in particolare, nelle aree non metanizzate), sia dalla regolamentazione locale contenuta nelle concessioni di servizio pubblico rilasciate nei Comuni metanizzati dell'Italia Settentrionale. La concorrenza *ex-ante* e la regolamentazione locale (ed in alcuni casi la autoregolamentazione delle imprese) hanno dunque operato in modo che il servizio di TLR in Italia venisse generalmente offerto senza discriminazioni, con buoni livelli qualitativi e a livelli di prezzo in media non eccessivi.

420. Le caratteristiche economiche che contraddistinguono la fornitura del servizio di TLR in Italia sono dunque tali da far sì che il mercato non sia sempre in grado di garantire da solo la fornitura del servizio alle condizioni di universalità¹⁸⁶, continuità, sicurezza, qualità, accessibilità dei prezzi e protezione degli utenti¹⁸⁷ desiderate, soprattutto in presenza di una ridotta concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento. La riscontrata presenza di regolamentazioni locali (ed a volte anche di autoregolazioni) che vincolano il comportamento dei gestori del servizio ha avuto quindi l'effetto di evitare un possibile fallimento del mercato.

421. L'Indagine ha rilevato una grande varietà di situazioni presenti sul territorio. L'eterogeneità delle situazioni richiede dunque un intervento pubblico differenziato, limitato tuttavia agli obblighi di servizio pubblico ritenuti necessari a livello locale per raggiungere i livelli prestazionali desiderati¹⁸⁸.

In altri termini, si ritiene che i meccanismi di mercato operanti nel settore, supportati da un'appropriata regolamentazione, siano idonei ad assicurare il soddisfacimento dell'interesse pubblico all'accesso a prezzi ragionevoli e trasparenti ad un servizio di TLR offerto secondo standard elevati di qualità, continuità e sicurezza.

In particolare, laddove il mercato – attraverso la concorrenza (*ex ante*) tra sistemi di riscaldamento - sia in grado di assicurare, ad esempio, prezzi accessibili, gli obblighi di servizio pubblico devono essere limitati ad altre prestazioni, quali l'universalità della connessione e la continuità della fornitura¹⁸⁹.

422. Ciò che quindi emerge dall'Indagine svolta è che nel settore del TLR non si deve procedere ad una integrale sostituzione dei meccanismi di mercato esistenti con una regolamentazione pervasiva (come ad es. quella prevista dal TUEL per gli SPL), ma

¹⁸⁶ Per “servizio universale” si intende il diritto di ciascuno di accedere ad un servizio considerato essenziale a condizioni specificate, tra le quali un prezzo abbordabile e la totale copertura territoriale (Libro Verde, cit., Appendice, §2).

¹⁸⁷ Tale protezione si esplica, oltre che nelle già menzionate caratteristiche della fornitura, anche nella possibilità di scegliere tra diversi fornitori, nella piena trasparenza e informazione da parte dei fornitori (ad esempio sulle tariffe, sulle bollette, sui termini e le condizioni di contratto), nella necessità di un comportamento corretto da parte dei fornitori (concorrenza leale e corretta), nella previsione di efficaci meccanismi per la gestione dei reclami e la composizione delle controversie nonché di programmi di risarcimento in caso di violazione degli obblighi contrattuali da parte del fornitore.

¹⁸⁸ L'imposizione di tali obblighi, peraltro, non implica necessariamente un sostegno finanziario pubblico specifico, Cfr. Orientamenti del 2012 punto 2.

¹⁸⁹ La Commissione, nella Comunicazione dell'11 gennaio 2012 citata, al punto 49 esplicitamente afferma che, a seconda della capacità del mercato di fornire il servizio alle condizioni desiderate, in alcune zone un servizio può essere considerato un SIEG e in altre no.

piuttosto che tali meccanismi devono essere sviluppati e sostenuti da una appropriata regolamentazione, che non potrà che essere una disciplina pro-concorrenziale settoriale e specifica (sotto-forma di una legge di settore attualmente assente).

Nel seguito, dopo aver riassunto brevemente i risultati dell'Indagine, verranno esaminate le principali criticità emerse e verrà delineato il modo in cui il funzionamento dei processi concorrenziali nel settore potrebbe essere ulteriormente migliorato a seguito della definizione di tale normativa pro-concorrenziale. .

423. All'interno di tale regolamentazione settoriale e specifica, potrebbe trovare posto anche una qualificazione del TLR come SPL; essa, tuttavia, dovrebbe essere – secondo le linee avanzate in queste Conclusioni - svincolata da una disciplina non appropriata alle specificità del settore.

6.2 I risultati dell'Indagine

6.2.1 Le caratteristiche tecnico economiche del servizio di TLR

424. In Italia il settore del TLR appare caratterizzato soprattutto da reti piccole o medio-piccole, alimentate in larga misura da impianti di cogenerazione a metano (specialmente quelle di maggiori dimensioni). Una quota importante e crescente hanno gli impianti a fonte rinnovabile (biomasse) e quelli alimentati dal calore proveniente dall'incenerimento dei rifiuti, mentre l'utilizzo del calore industriale è limitato a poche situazioni. Gran parte delle reti esistenti è gestita da società controllate o partecipate dai Comuni sul cui territorio è posata l'infrastruttura. Notevoli eccezioni sono alcune reti medio-piccole in Piemonte e le piccole reti montane gestite da società private e cooperative diffuse soprattutto in Alto Adige (cfr. capitolo 1 dell'indagine).

425. La limitata dimensione delle reti, la modulabilità della taglia degli impianti di generazione calore, le difficoltà di coordinamento tra generatori e distributore, nonché, in alcuni casi, una regolamentazione locale che ha affidato ai gestori l'esclusiva dello svolgimento dell'intero servizio di TLR su tutto il territorio comunale, hanno sino ad ora reso di fatto impossibile lo sviluppo della concorrenza nella generazione del calore sulla medesima rete. Tranne rarissime eccezioni, tutto il calore distribuito dalle reti di TLR è generato in impianti di proprietà del gestore della rete o di società facenti parte del medesimo gruppo societario e quindi la generazione di calore ha di fatto assunto una configurazione monopolistica. Tale configurazione, mentre appare anche tecnicamente giustificabile per le reti di minori dimensioni, nelle reti di maggiori dimensioni potrebbe essere superabile.

426. Tale fatto, assieme al carattere di monopolio naturale della rete di trasporto e distribuzione del calore (a causa della necessità di assicurare una "densità termica minima" per la sostenibilità economica della rete), ha determinato lo svilupparsi di assetti di monopolio verticalmente integrato (il medesimo soggetto genera il calore, lo trasporta, lo distribuisce localmente e lo vende all'utente finale) in tutte le reti di TLR italiane (cfr.

capitolo 3 dell'indagine). Attualmente in Italia l'unico caso in cui il servizio di TLR sia alimentato da calore prodotto anche da soggetti indipendenti dal gestore della rete è quello di Mantova, dove il calore proviene principalmente dal recupero del calore prodotto dalla centrale termoelettrica EniPower e dalla raffineria IES¹⁹⁰.

427. L'esperienza internazionale suggerisce tuttavia che la configurazione osservata a Mantova corrisponde al caso più semplice e più diffuso di accesso di generatori terzi alla rete di TLR, nel quale il gestore della rete acquista il calore da più soggetti e poi lo rivende ai clienti finali¹⁹¹. In questo tipo di configurazioni del servizio l'accesso è generalmente basato su contratti di lungo periodo tra produttore del calore e distributore, mentre la gestione degli acquisti giornalieri di calore può essere effettuata in maniera più o meno strutturata¹⁹². In ogni caso, tale modalità di accesso di vari generatori di calore alla medesima rete tende a configurare un mercato locale del calore all'ingrosso più o meno sviluppato.

428. L'indagine ha indicato che lo sviluppo dei mercati all'ingrosso del calore – e quindi il superamento di un assetto verticalmente integrato della fornitura del servizio di TLR – appare possibile e auspicabile anche in Italia nel medio-lungo periodo, soprattutto in alcuni grandi ambiti urbani.

6.2.2 La concorrenza tra sistemi di riscaldamento alternativi

429. Il TLR concorre con altri sistemi di riscaldamento (basati su gas naturale, gasolio, GPL, legna ecc.) nei mercati locali del calore per acquisire nuovi clienti (nuovi entranti nel mercato oppure consumatori che devono sostituire le vecchie apparecchiature). Tale concorrenza tra sistemi di riscaldamento è, tuttavia, caratterizzata dall'esistenza di *switching cost* – i costi da sostenere per passare da un sistema di riscaldamento ad un altro. Tali costi di cambiamento riguardano sia profili tecnici legati alle attrezzature di produzione del calore e la loro gestione, sia profili normativi/regolamentari da cui derivano vantaggi economici dovuti alla connessione alla rete di TLR (per questi ultimi si rimanda al capitolo 4 dell'indagine).

430. L'esistenza di *switching cost* nel caso del TLR fa sì che, una volta connessi alla rete di TLR, per gli utenti allacciati possa essere particolarmente costoso cambiare sistema di riscaldamento, esponendoli all'esercizio del potere di mercato *ex post* da parte del fornitore (monopolista) del servizio di TLR.

¹⁹⁰ Anche tale esperienza, peraltro, avrà tra breve fine, a causa della prossima chiusura della raffineria IES.

¹⁹¹ Si parla in questo caso di “*single-buyer model*” (cfr. cap. 3 per ulteriori dettagli). Rispetto a questo modello di *single buyer* del calore, l'evoluzione verso un sistema completamente verticalmente disintegrato, in cui i generatori vendono direttamente al dettaglio il calore ai propri clienti, appare complicato sia da fattori tecnici legati alle caratteristiche tecniche della rete di TLR (sistema chiuso di tubature di mandata e di ritorno) sia da fattori organizzativi e di coordinamento tra generatori e tra generatori e distributore e non appare al momento praticato in nessuna rete di TLR.

¹⁹² Nel caso della rete di Copenaghen si ha la forma più strutturata di gestione, attraverso una sorta di Borsa del calore simile alla Borsa elettrica (cfr. capitolo 2).

Sulla base dei dati raccolti nell'Indagine, il livello degli *switching costs* verso un sistema di riscaldamento a metano appare sufficiente a rendere non conveniente lo *switch* in quasi tutte le reti esaminate.

431. La teoria economica suggerisce tuttavia che l'esercizio del potere di mercato *ex-post* da parte del gestore della rete di TLR può essere significativamente mitigato dalla concorrenza *ex-ante* per l'acquisizione dei clienti tra il TLR e i sistemi di riscaldamento alternativi (cfr. la prima parte del capitolo 5)¹⁹³.

432. L'effetto mitigante della concorrenza *ex-ante* dipende da vari fattori, tra i quali:

- la capacità dei consumatori di confrontare il costo complessivo del calore fornito dai vari sistemi di riscaldamento (inclusivo dei costi di gestione annuali e delle quote annuali di ammortamento delle attrezzature);
- i vincoli alla capacità delle imprese di differenziare il prezzo del calore tra vecchi e nuovi consumatori;
- la quota di clienti già serviti dal TLR nell'area rispetto ai potenziali clienti;
- il valore del tasso di sconto delle imprese (un basso tasso di sconto, dando una maggiore enfasi su guadagni futuri tende a ridurre il prezzo di penetrazione del TLR per allargare la base installata di clienti).

Riguardo a quest'ultimo punto, si osserva che l'esistenza nel TLR di convenzioni/concessioni di lunga durata (da 20 a 40 anni) tende ad abbassare il tasso di sconto delle imprese e dunque a ridurre il prezzo di penetrazione.

433. A parità di tasso di sconto delle imprese, quanto più grandi saranno la capacità di confronto dei consumatori (e dunque la trasparenza delle varie offerte) e i vincoli alla possibilità di differenziare tra clienti nuovi e già allacciati, e quanto minore la quota di clienti già allacciati al TLR nell'area, tanto maggiore sarà l'effetto della concorrenza *ex-ante*, e di conseguenza minore sarà lo sfruttamento del potere di mercato *ex-post* da parte dei gestori del TLR. Anticipando quando si dirà più oltre, si sottolinea come l'indagine abbia indicato che le condizioni relative alla trasparenza delle offerte non sono allo stato particolarmente presenti nel settore del TLR.

434. Nell'ottica di una riduzione degli *switching cost* che limitano la concorrenza tra sistemi di riscaldamento, l'indagine ha affrontato anche il tema del temperamento tra gli obiettivi di tutela della concorrenza e quegli obiettivi di risparmio energetico ed ambientali che giustificano l'interesse pubblico alla fornitura del servizio di TLR secondo criteri di continuità e universalità del servizio, qualità e accessibilità economica (cfr. capitolo 4). L'analisi svolta ha indicato la presenza di normative, soprattutto in tema di efficienza energetica degli edifici, che concedono al TLR vantaggi concorrenziali che potrebbero apparire ingiustificati, in particolare alla luce del non comprovato beneficio

¹⁹³ Tale concorrenza vede il TLR come sistema di riscaldamento "nuovo entrante" nel mercato quando la posa delle reti avviene in ambiti urbanizzati dove i potenziali clienti sono già in possesso di un sistema di riscaldamento alternativo, mentre nel caso di nuovi insediamenti il TLR è uno dei possibili sistemi di riscaldamento concorrenti che possono essere installati.

ambientale derivante dall'allacciamento al TLR in alcune situazioni. Tra queste, si segnalano le norme che assimilano l'allacciamento alla rete di TLR alla produzione di energia termica mediante fonte rinnovabile, a prescindere dal tipo di combustibile che alimenta gli impianti di generazione del calore immesso nella rete di TLR. I benefici connessi all'allacciamento alla rete di TLR dovrebbero essere, al contrario, graduati a seconda della porzione di energia termica da fonte rinnovabile immessa nella rete di TLR¹⁹⁴.

435. Va infine ricordato che una qualche forma di concorrenza *ex-ante* può teoricamente esservi anche tra reti di TLR contigue; ove presenti, esse infatti concorreranno per l'allacciamento dei clienti che sono tecnicamente ed economicamente servibili da entrambe le reti. Oggi in Italia la concorrenza tra reti contigue di TLR è di fatto impedita laddove il servizio sia stato concesso in esclusiva sull'intero territorio comunale ad un unico soggetto. Una riduzione dell'ampiezza geografica di tali concessioni potrebbe dunque utilmente introdurre, qualora si manifestassero esigenze di ampliamento delle reti esistenti, la possibilità che nuovi soggetti entrino in questa attività in diretta concorrenza con i gestori *incumbent*.

6.2.3 I risultati dell'analisi sui prezzi ed i margini: concorrenza tra sistemi di riscaldamento, regolazione locale ed autoregolazione

436. In coerenza con queste conclusioni teoriche l'analisi empirica presentata nella seconda parte del capitolo 5 dell'indagine ha mostrato che nelle zone metanizzate del Paese, nella maggior parte dei casi, il prezzo del servizio di TLR è paragonabile a quello del riscaldamento a gas metano (includendo i costi di gestione e manutenzione della caldaia), mentre nelle zone montane esso si mantiene al di sotto del prezzo del riscaldamento con il gasolio. Inoltre, dall'analisi di profittabilità svolta nel medesimo capitolo 5 emerge un settore del TLR caratterizzato da un livello medio dei margini piuttosto buono, anche se non ingiustificatamente elevato. Peraltro, i prezzi del calore da TLR osservati in un campione di reti italiane (in media circa 97 €/MWh, IVA inclusa e al netto degli sconti ai clienti) appaiono sostanzialmente in linea con quelli prevalenti nei principali paesi europei (che vanno dai 67 €/MWh della Finlandia ai 117 €/MWh della Danimarca, tasse incluse), tenuto conto anche delle differenze nel mix di combustibili utilizzato (che in Italia vede una netta prevalenza del gas metano, mentre in altri paesi vi è un'elevata quota di rifiuti urbani).

437. Nel complesso, dunque, la *performance* generata dalla struttura industriale del settore del TLR non appare "patologica", anche se alcune specifiche situazioni

¹⁹⁴ Tale graduazione già avviene per gli sconti fiscali concessi agli utenti delle reti alimentate a biomassa o energia geotermica. Sarebbe inoltre opportuno riesaminare la normativa relativa alla concessione dei CV alle reti di TLR, al fine di considerare se rientri negli obiettivi ambientali che reti altrimenti inefficienti risultino sostenibili economicamente grazie a tali CV. Sempre al fine di ridurre gli *switching costs*, si ritiene che il risparmio degli spazi condominiali dedicati alla caldaia non dovrebbe essere promosso come uno dei vantaggi del TLR, perché l'eliminazione di tali spazi rende estremamente costoso – se non impossibile – il passaggio ad un sistema di riscaldamento alternativo e quindi elimina la possibilità di correggere eventuali errori di valutazione economica da parte degli utenti.

potrebbero essere meritevoli di analisi più approfondite, volte a verificare il rischio di eventuali abusi di sfruttamento da parte del gestore di TLR che nei confronti dei clienti allacciati alla propria rete si trova in una situazione di sostanziale monopolio¹⁹⁵.

438. Questo risultato appare dovuto ad un insieme eterogeneo di fattori. Nelle zone non metanizzate, esso appare principalmente il portato della concorrenza tra sistemi di riscaldamento (concorrenza *ex ante*). In questo tipo di contesti il TLR deve mostrarsi competitivo non solo con il riscaldamento a gasolio – assai diffuso – ma anche con il riscaldamento individuale a legna, reso più efficiente dai miglioramenti tecnologici e dalla disponibilità di materia prima locale. Un certo ruolo nel raggiungimento di soddisfacenti risultati concorrenziali è stato svolto sia dalle forme organizzative scelte in alcuni casi (società cooperative di utenti), sia dal ruolo attivo delle organizzazioni dei consumatori nel facilitare confronti corretti tra i diversi sistemi di riscaldamento; in questi contesti appare minore il ruolo svolto dalla regolamentazione degli enti locali¹⁹⁶.

439. Nelle zone metanizzate, invece, il servizio di TLR è stato generalmente offerto nel contesto di un rapporto di convenzione tra il Comune e il gestore. In queste situazioni, il gestore del servizio di TLR è peraltro quasi sempre anche il gestore del servizio di distribuzione del gas, integrato nella vendita di gas al dettaglio ai piccoli consumatori, il che può naturalmente rappresentare un ulteriore elemento di criticità per il dispiegarsi degli effetti della concorrenza tra sistemi di riscaldamento. Anche al fine di far fronte a tale criticità, nelle aree in cui il servizio di TLR è gestito da società collegate al gruppo che distribuisce e vende gas metano ai consumatori domestici è in genere stata adottata una regolazione su base locale, avente, quale elemento costante, quello di evitare discriminazioni tra utenti del servizio di TLR ed utenti del riscaldamento mediante gas, talvolta prevedendo esplicitamente un obbligo di indifferenza del consumatore tra i due servizi.

440. Tipicamente, nelle convenzioni di questo tipo il prezzo base del servizio di TLR non è esplicitamente determinato sulla base dei costi di produzione del servizio, ma piuttosto in relazione al prezzo di una fornitura equivalente di calore ottenuta mediante riscaldamento a metano, basato sul prezzo di riferimento del gas per i clienti domestici definito dall'AEEG. L'equivalenza è stata calcolata storicamente mediante metodologie simili, che sono state riassunte nella c.d. “formula AIRU” (cfr. cap. 5), che è stata presa a riferimento da praticamente tutti i gestori di TLR operanti nelle aree metanizzate. Per quanto riguarda la *variazione* del prezzo del servizio di TLR, essa generalmente non è lasciata all'arbitrio del Gestore, ma è sempre agganciata alla variazione del prezzo

¹⁹⁵ Tali situazioni potrebbero ricorrere, per esempio, in tutte le situazioni in cui gli utenti non hanno correntemente alternative economicamente praticabili al TLR, a causa dell'assenza di collegamenti sufficienti alle reti gas (nuove urbanizzazioni, supercondomini di edilizia popolare ecc.), oppure nei casi di utilizzo della tecnologia di generazione calore dalla termovalorizzazione dei rifiuti).

¹⁹⁶ In questi casi non si osserva una regolamentazione locale dei prezzi – al massimo, un potere di controllo degli Enti Locali come a Tirano (SO). In Alto Adige, chi costruisce una rete di TLR beneficiando di contributi pubblici a fondo perduto è sottoposto ad un obbligo di servizio universale, nel senso che ha l'obbligo di allacciare chiunque ne faccia richiesta e si trovi nell'area interessata dalla rete, come delimitata nel piano sottoposto all'approvazione del Comune.

regolato del gas naturale. Tale agganciamento spesso è esplicitato nella convenzione, ma emerge comunque spontaneamente dal riferimento al prezzo di una fornitura equivalente di calore ottenuta mediante riscaldamento a metano. In ogni caso, il prezzo del calore da TLR è uguale per tutti i clienti che risultino allacciati in un certo momento alla rete, a prescindere dall'età di allacciamento; non vi sono quindi differenziazioni tra "vecchi" e "nuovi" clienti.

441. Nei sistemi di questo tipo, nei quali il prezzo del riscaldamento a metano rappresenta un limite massimo per quello del TLR, le principali forme di "concorrenza" tra i due sistemi di riscaldamento si sono manifestate nella forte scontistica applicata sugli allacciamenti alla rete di TLR, soprattutto nelle prime fasi di sviluppo delle nuove reti o estensioni delle reti esistenti. E' molto probabile, tuttavia, che alla fine l'agganciamento del prezzo del calore da TLR a quello del riscaldamento a metano – essendo peraltro quest'ultimo in molte situazioni il sistema di riscaldamento *incumbent* – abbia fornito una sorta di "ombrello di prezzo" ai gestori del TLR, che, pur impedendo loro di realizzare eccessivi sovrapprofitti, ha comunque consentito delle gestioni senz'altro soddisfacenti. Peraltro, occorre rilevare che l'auspicato sviluppo del TLR in Italia potrebbe richiedere che, per lo meno in una prima fase, il servizio sia caratterizzato da rendimenti più attraenti di altre forme di investimento.

442. Nel complesso, sembra di poter concludere che anche nelle aree metanizzate l'esercizio del potere di mercato da parte del gestore del TLR è stato comunque disciplinato in maniera abbastanza soddisfacente, attraverso il ricorso a vari elementi:

- una modalità di determinazione del prezzo del TLR caratterizzata da assenza di discriminazioni tra vecchi e nuovi clienti e eliminazione della possibilità di variare arbitrariamente il prezzo del calore *ex-post*; tali caratteristiche corrispondono ad alcuni dei vincoli alle politiche di prezzo delle imprese che, secondo la teoria economica, possono efficacemente limitare lo sfruttamento del potere di mercato *ex-post*;
- la determinazione del livello e della variazione del prezzo del calore da TLR sulla base del prezzo di riferimento del gas metano per i consumatori domestici definito dall'AEEG; ciò ha di fatto indotto una regolamentazione indiretta del prezzo del TLR da parte dell'AEEG;
- la concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento, che si è riflessa sia nella consapevolezza che il costo complessivo del riscaldamento a metano fosse il limite massimo per il prezzo del calore da TLR, sia nelle politiche promozionali sui costi di allacciamento al TLR.

La regolamentazione locale (ed in alcuni casi la autoregolazione delle imprese) ha avuto in queste aree un ruolo di grande rilievo in tale disciplina, in quanto è stato spesso il mezzo attraverso il quale sono state introdotte le modalità di determinazione del prezzo del calore da TLR illustrate.

6.3 La concorrenza “per il mercato”

443. Le attuali condizioni strutturali del TLR rendono particolarmente complicato, come visto, il funzionamento della concorrenza “nel” mercato, la quale si esplica soprattutto nella forma della concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento. In casi simili, una possibile modalità per cogliere gli effetti benefici della concorrenza tra gli operatori è rappresentata dalla imposizione della concorrenza “per” il mercato, che si può ottenere prevedendo il rilascio attraverso procedure competitive del titolo per l’esercizio dell’attività. Allo stato, nel settore del TLR in Italia la leva della concorrenza per il mercato di fatto non risulta esser stata azionata. Le vigenti concessioni per lo svolgimento del servizio di TLR (ove presenti) sono state affidate direttamente, senza alcuna forma di confronto competitivo. In molti casi, peraltro, l’affidamento è avvenuto al gestore del servizio di distribuzione del gas naturale (generalmente integrato anche nella vendita dello stesso ai consumatori domestici), con i rischi sopra evidenziati per la concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento (e che hanno reso necessarie forme di regolamentazione locale).

444. In linea di principio, l’organizzazione di gare per l’affidamento del servizio di TLR – aventi ad oggetto le condizioni di fornitura del servizio, e in particolare qualità, continuità, sicurezza e prezzo del calore – potrebbe rappresentare un mezzo (alternativo ad altre forme di regolamentazione) per limitare l’esercizio di potere di mercato *ex-post* e per favorire lo sviluppo della concorrenza *ex-ante* – soprattutto laddove l’assegnatario risulti non collegato al gruppo che distribuisce e vende il gas ai piccoli clienti nelle aree dove insiste la rete di TLR.

445. Tuttavia, le caratteristiche peculiari del TLR rendono problematica l’organizzazione di una procedura competitiva per l’affidamento del servizio di TLR che risulti veramente efficace.

In primo luogo, data la natura verticalmente integrata del servizio di TLR, la gara dovrebbe, in prima battuta, riguardare l’intera attività di gestione del TLR: dalla generazione del calore, al trasporto del medesimo, alla vendita al cliente finale. Nella maggior parte dei casi, le reti di TLR e gli impianti di generazione del calore sono di proprietà del gestore. I notevoli piani di investimento che si sono resi necessari per la realizzazione di tali reti (alcuni in corso e non ammortizzati) sono stati presi sull’assunto implicito della “non contendibilità” del servizio. A meno di non voler pensare a procedure di riscatto delle infrastrutture (sia di generazione sia di trasporto e vendita) da parte dell’ente locale (procedure comunque onerose e di complessa realizzazione), si dovrebbero prevedere forme di rimborso al gestore uscente in caso di aggiudicazione della gara di un nuovo operatore che con ogni probabilità coinvolgerebbero ingenti somme, tali da rappresentare una forte barriera all’accesso alla gara. In molti casi, ciò potrebbe tradursi nel fatto che solo il gestore uscente riuscirebbe a partecipare alla gara.

446. Per ovviare a tale problematica potrebbe essere opportuno procedere preliminarmente ad una qualche forma di *unbundling* tra generazione, distribuzione e

vendita, tenendo conto del fatto che la generazione di calore – a differenza della distribuzione, non è, almeno nelle reti maggiori, un monopolio naturale, mettendo a gara separatamente le attività relative alle due fasi, eventualmente distinguendo diversi lotti per la generazione.

447. Anche con questa soluzione andrebbero tuttavia superate alcune importanti difficoltà: da un lato, vi sarebbero le difficoltà di determinazione del prezzo del servizio di distribuzione da parte dell'Ente Locale; dall'altro, in presenza di più generatori vi sarebbero dei costi di coordinamento che il gestore di rete dovrebbe risolvere. Soprattutto, i costi di transazione che l'*unbundling* comporta potrebbero non essere giustificati, nell'attuale contesto di limitato sviluppo delle reti di TLR italiane.

448. In conclusione, le peculiarità del settore del TLR e la diversità delle caratteristiche strutturali e regolamentari delle singole reti rendono necessaria l'adozione di una disciplina specifica di settore, disegnata in modo da tener conto di tale diversificazione e quindi delle differenti condizioni di sviluppo della concorrenza nelle singole reti.

In questo contesto, l'affidamento del servizio di TLR tramite una gara rappresenta uno (ma non l'unico) degli strumenti a disposizione per consentire al processo concorrenziale di ridurre i costi e aumentare la qualità del servizio di TLR per i cittadini, che va utilizzato soltanto nei casi in cui ne siano state verificate la praticabilità tecnico economica e la probabile efficacia¹⁹⁷ (che dipende in maniera cruciale dal disegno della gara stessa) e la concorrenza effettiva nel mercato sia insufficiente per assicurare la fornitura del servizio di TLR alle condizioni desiderate.

La gara, infatti, non può essere considerata un bene in sé; essa, come detto, è solo uno strumento che supplisce ad una insufficiente concorrenza nel mercato e che quindi deve essere utilizzato con cautela in settori già aperti alla concorrenza come risulta essere il TLR proprio sulla base della presente Indagine.

6.4 La capacità dei meccanismi di mercato di garantire nel settore del TLR prestazioni soddisfacenti dal punto di vista dell'interesse generale

449. In conclusione, i risultati dell'Indagine suggeriscono che il modo allo stato più efficace per far sì che siano i meccanismi di mercato ad assicurare che il servizio di TLR venga fornito a livelli soddisfacenti dal punto di vista dell'interesse generale è con ogni probabilità quello di garantire una forte concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento.

¹⁹⁷ L'efficacia e la concreta praticabilità dell'affidamento del servizio tramite gara appaiono condizionate sia dalle caratteristiche specifiche della rete - che determinano la praticabilità tecnica e la convenienza economica della separazione tra la generazione e la distribuzione e vendita del calore – sia dai criteri di riconoscimento al gestore uscente degli investimenti effettuati, sia dall'attuale regime regolatorio delle reti. Tali casi potrebbero ricorrere più facilmente nel caso di ampliamenti rilevanti di reti esistenti, realizzate in regime di concessione di servizio pubblico – essendo comunque disponibile un *benchmark* di prezzo e di qualità nel servizio effettuato sulla rete attualmente esistente. In questi casi, la gara permetterebbe peraltro di superare la barriera all'entrata costituita dall'estensione territoriale comunale delle concessioni di TLR, che non ha un fondamento economico e appare comunque sproporzionata rispetto alle realizzazioni attuali del concessionario.

450. Quando la concorrenza *ex-ante* è potenzialmente debole – come per esempio quando il medesimo gruppo societario nella stessa area geografica fornisce il servizio di TLR e distribuisce e vende il gas metano alle famiglie, oppure quando i consumatori non sono in grado di effettuare correttamente la comparazione tra i costi del calore ottenuti mediante differenti sistemi di riscaldamento -, l'Indagine suggerisce che una forma di (blanda) regolamentazione che limiti il potere di mercato *ex-post* dei gestori appare necessaria per integrare il funzionamento dei meccanismi di mercato¹⁹⁸.

451. Se una qualche forma di regolamentazione del TLR appare dunque necessaria, essa deve tuttavia avere sempre l'obiettivo di mantenersi il più possibile funzionale ad un corretto operare dei meccanismi di mercato, sostenendo la capacità di questi ultimi di assicurare che il TLR venga offerto con i requisiti di universalità, continuità, sicurezza, accessibilità economica e trasparenza richiesti dall'interesse pubblico. In altre parole, considerato che già oggi il mercato, anche grazie ad una limitata regolamentazione, appare in grado di soddisfare ragionevolmente i requisiti richiesti, qualsiasi ulteriore intervento di disciplina del settore dovrebbe essere diretto a facilitare il funzionamento del mercato e non a sostituirlo, e dovrebbe tener conto del fatto che, già oggi, il settore è in varia misura regolato (occorre quindi soprattutto rendere più efficace tale regolamentazione, piuttosto che estenderla *tout-court*).

452. In questo contesto, la soluzione preferibile sembra esser rappresentata dall'emanazione di una legge quadro settoriale, che dia unitarietà alla regolamentazione locale attualmente esistente e introduca una serie di correttivi volti a migliorare il funzionamento della concorrenza *ex-ante* e ulteriormente ridurre alcune possibilità di esercizio del potere di mercato *ex-post*, con evidenti riflessi benefici per i consumatori.

453. In particolare, anche alla luce dei risultati fin qui ottenuti dal combinato operare di meccanismi di mercato e di una adeguata regolamentazione locale, tale soluzione appare preferibile rispetto ad alternative più invasive quali l'assoggettamento del settore ad una regolamentazione del prezzo sulla base del costo.

454. L'attuale regolamentazione locale dei prezzi basata sul *benchmarking* rispetto ad altri combustibili appare un sistema molto più facile da amministrare e tende a ridurre le inefficienze connesse alle asimmetrie informative tra il regolatore e l'impresa regolata sui costi specifici (asimmetrie informative che nel caso la regolazione sia effettuata dall'ente locale tendono ad esaltarsi anche per l'effetto del latente conflitto di interessi tra l'ente locale stesso e l'azienda gestrice del servizio partecipata dal medesimo). Una appropriata forma di *benchmarking* rispetto ai principali sistemi di riscaldamento concorrenti, assieme a vincoli sulla discriminazione tra clienti vecchi e nuovi e sulle modalità di variazione dei prezzi, sembrerebbero quindi costituire forme di regolazione meno problematiche di

¹⁹⁸ Anche in presenza di una forte competizione *ex-ante*, inoltre, vi è il rischio che la prestazione possa essere subottimale *ex-post* riguardo alla continuità e sicurezza della fornitura. Non si può inoltre ignorare che la concorrenza *ex-ante*, in casi specifici ed estremi (ma di grande rilievo per gli utenti coinvolti) potrebbe fornire una protezione incompleta rispetto a veri e propri fenomeni di *hold-up* da parte del gestore, facenti perno sugli elevati costi di uscita dal TLR.

quella *cost plus*, soprattutto laddove il TLR abbia ancora margini di sviluppo e gli utenti allacciati al TLR siano una frazione minoritaria degli utenti dei vari sistemi di riscaldamento in quella specifica area.

455. Tuttavia, una regolamentazione di tipo *cost plus* del prezzo del TLR potrebbe essere opportuna in quelle aree in cui, per scelte urbanistiche guidate da altri obiettivi (efficienza energetica, ecc.), sia programmaticamente (dall'ente locale) esclusa ogni forma di concorrenza con altri sistemi di riscaldamento: nuovi insediamenti che nascono già dotati delle reti di TLR e nei quali non avviene la posa di tubi del gas di diametro sufficiente a sostenere la domanda di gas per riscaldamento, complessi di edilizia popolare serviti da un sistema unico di produzione centralizzata del calore e distribuzione assimilabile ad una rete di TLR, ecc.. Inoltre, interventi di questo tipo potrebbero essere necessari nel caso di reti collegate a termovalorizzatori, al fine di assicurare che i consumatori abbiano sufficiente accesso ai benefici del recupero del calore generato dall'incenerimento dei rifiuti urbani¹⁹⁹.

6.5 Le proposte di intervento normativo sul settore

456. Dall'analisi svolta con l'Indagine emerge come auspicabile e opportuna l'adozione di un intervento legislativo coerente con la attuale conformazione del settore, volto a fornire un quadro di regole entro il quale i gestori delle reti di TLR possano agire e che, in particolare, si preoccupi di rafforzare tutte le condizioni che possono determinare una efficace concorrenza *ex ante* tra sistemi di riscaldamento. In particolare, il suddetto intervento normativo, che dovrebbe prendere la forma di una disciplina speciale del TLR²⁰⁰, dovrebbe definire quanto intervento pubblico è necessario per aiutare i meccanismi di mercato esistenti a garantire che il TLR venga offerto con i requisiti di universalità, continuità, sicurezza, accessibilità economica e trasparenza richiesti dall'interesse pubblico.

457. L'indagine, ha mostrato una estrema eterogeneità delle varie situazioni in cui il calore è fornito in Italia. Occorre dunque uno strumento normativo flessibile che permetta soluzioni normative "*taylor made*" e che eviti un modello unico da applicare in tutte le situazioni. La normativa sul TLR dovrebbe pertanto in primo luogo procedere ad

¹⁹⁹ In Italia, attualmente, i rifiuti non sono acquistati dai termovalorizzatori come "input" per la generazione di calore ma sono invece i gestori dei servizi di igiene urbana a conferire i rifiuti presso i termovalorizzatori pagando una tariffa di conferimento (cfr. capitolo 3). Nel corso dell'Indagine è emerso che laddove vi sia una separazione societaria o proprietaria tra colui che gestisce il termovalorizzatore e vende il calore e il gestore della rete di TLR, il costo del calore sarà parametrato al costo del combustibile alternativo e quindi il profitto dall'uso di tale calore per alimentare la rete di TLR verrà incamerato in larga misura dal gestore del termovalorizzatore, mentre il gestore della rete di TLR si comporterà sostanzialmente come se avesse un impianto di generazione calore alimentato a gas. Nel caso invece di gestori integrati nelle due attività, una maggiore diffusione di questa forma di generazione del calore potrebbe invece richiedere quantomeno una correzione per tener conto dei minori costi di generazione del calore.

²⁰⁰ Al riguardo si ricorda che l'Autorità in numerosi suoi interventi passati ha affermato la necessità di una serie di normative di settore *ad hoc* piuttosto che di una normativa *omnibus* sui vari servizi pubblici locali). Cfr., da ultimo, AS988, *Proposte di riforma concorrenziale ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza anno 2013*, ottobre 2012.

una attenta classificazione delle varie situazioni in cui il servizio del TLR è fornito in Italia.

458. La normativa dovrebbe affrontare la questione della quantità e qualità di regolazione pro-concorrenziale necessaria nelle varie situazioni di fornitura di TLR individuate. Si tratta di una serie di questioni, affrontate nell'indagine, che riguardano:

- la definizione di alcuni criteri ai quali le politiche di prezzo e allacciamento dei clienti devono conformarsi, al fine di favorire la concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento (anche eliminando gli *switching cost* regolamentari che attualmente interessano il TLR); in particolare in tema di obblighi di trasparenza delle offerte, tipologie tariffarie da presentare al consumatore, obblighi sulle misure ecc.; tali obblighi verranno meglio dettagliati nelle sezioni seguenti;
- una più ampia trasparenza dei risultati dei diversi gestori, in termini di ricavi complessivi dalla vendita di calore agli utenti, calore distribuito ecc., sul modello scandinavo;
- la definizione degli standard di continuità e sicurezza del servizio desiderati e delle relative responsabilità, risarcimenti per disservizi ecc.;
- strumenti che permettano di sviluppare – ove possibile - anche forme di concorrenza *ex post*, almeno nella generazione di calore, tra cui la promozione dell'uso del calore già disponibile (industriale o da inceneritori) per alimentare lo sviluppo delle reti di TLR e delle regole per l'accesso alle reti da parte di imprese che abbiano calore a disposizione utilizzabile per alimentare una rete di TLR;
- l'ampiezza delle esclusive territoriali garantite nelle concessioni comunali;
- una revisione delle norme urbanistiche e di tutela ambientale (discusse nel cap. 4) che creano *switching cost* a favore del TLR.

Nelle sezioni successive verranno meglio dettagliati alcuni degli interventi proposti.

459. La normativa dovrebbe anche individuare i soggetti deputati a definire nel concreto tali norme, monitorarne il rispetto, sanzionandone le eventuali violazioni e ferme restando le competenze dell'Autorità Garante delle Concorrenza e del Mercato ai sensi dell'art. 3 della legge 287/90 e/o dell'art. 102 del TFUE – nella misura in cui la violazione di tali norme si traducano in un abuso di una posizione dominante.

Il rafforzamento della concorrenza ex ante

460. L'efficacia della concorrenza *ex ante* tra TLR e altri sistemi di riscaldamento è direttamente collegata alla capacità dei consumatori di effettuare, in maniera autonoma e con tempi congrui, tutte le valutazioni e i confronti ritenuti necessari al fine di effettuare la scelta della migliore modalità di riscaldamento individuale. Al riguardo, l'indagine ha indicato che attualmente questo tipo di “consapevolezza” e trasparenza informativa non siano ancora sufficientemente presenti nel settore del TLR. Misure che accrescano tale consapevolezza e trasparenza informativa renderebbero più efficace la concorrenza *ex-ante* e, per questa via, permetterebbero ai meccanismi di mercato di tutelare meglio gli utenti.

461. Appare dunque necessario prevedere che tutti i gestori del servizio di TLR rendano disponibili mediante i propri siti, in sezioni facilmente individuabili: (i) i prezzi del calore, (ii) le formule mediante le quali essi sono stati determinati, con una spiegazione facilmente comprensibile dei termini della formula, dei valori imputati e dei fattori di conversione utilizzati, (iii) comparazioni con i più diffusi sistemi di riscaldamento alternativi, (iv) i costi di allacciamento, (v) il costo delle attrezzature necessarie (scambiatore, misuratori di calore ecc.) e la loro ragionevole durata.

462. Particolare cura dovrebbe essere posta nello spiegare il funzionamento delle formule di prezzo offerte (monomie, binomie ecc.) ed, in particolare, al significato della cd “quota potenza”, indicando in che modo l’utente possa determinare la potenza più adatta al proprio profilo di consumo, corredata di eventuali consigli per risparmiare energia scegliendo una potenza impegnata inferiore e un profilo di consumo più adatto alle caratteristiche del TLR, a parità di confort. Ciò appare necessario per permettere ai consumatori di godere di eventuali vantaggi del TLR in termini di efficienza energetica ed evitare che siano danneggiati, in termini di costo assoluto del servizio a causa di sovradimensionamenti della potenza impegnata. Corollario a questa informativa sulle caratteristiche delle varie formule di prezzo dovrebbe essere la capacità del gestore di poter offrire ogni tipo di opzione tariffaria (sia monomia, sia binomia od eventualmente trinomia), di modo che si lasci al consumatore informato la possibilità della scelta sulla base delle sue esigenze.

463. Sul modello di quanto accade in alcuni paesi scandinavi, inoltre, si dovrebbe prevedere che le Associazioni di settore rendano disponibili informazioni sui ricavi complessivi e sulle vendite di calore nelle reti aderenti, raggruppate per tipologia prevalente di combustibile, al fine di permettere una comparazione, per quanto semplificata, tra l’efficienza dei vari gestori. Una comparazione più approfondita potrebbe essere permessa rendendo disponibile *on-line* un annuario con le principali caratteristiche delle diverse reti e i principali dati di ricavo e di costo. Tali informazioni faciliterebbero una valutazione della competitività del TLR e potrebbero essere utilizzate sia dai consumatori per implementare forme di *yardstick competition*, sia per un monitoraggio della performance del TLR da parte delle Autorità competenti²⁰¹, per verificare se e in che misura sia necessario un ulteriore intervento regolatorio.

464. Un ulteriore elemento importante sempre ai fini di consentire alla concorrenza tra fonti di riscaldamento di esercitare a pieno i suoi effetti benefici è quello della misura dei consumi. Date le caratteristiche tecniche di funzionamento del TLR e per aiutare il consumatore a dimensionare meglio la potenza installata e ad adottare profili di consumo più efficienti anche una volta effettuato l’allacciamento, è infatti fondamentale che gli utenti possano disporre di una misura reale dei consumi ogni 1-2 mesi, almeno

²⁰¹ L’efficacia della “minaccia regolatoria” nel vincolare l’esercizio del potere di mercato nelle reti di TLR svedesi è discussa in Söderberg M (2010): “*Informal Benchmarks as a Source of Regulatory Threat in Unregulated Utility Sectors*”, CESifo Working Paper Series 2973, CESifo Group Munich.

durante la stagione invernale. Anche qualora tale misura sia effettuata solo a livello di scambiatore nei condomini – in attesa che ogni appartamento sia dotato di un misuratore individuale –, essa dovrebbe essere ripartita tra i condomini (sulla base di dati appropriatamente correlati con il consumo di calore, quali la metratura / cubatura dell'appartamento e il numero di abitanti) e comunicata a ciascuno di essi a cura del gestore. Tali comunicazioni appaiono essenziali ai fini dell'effettivo conseguimento di una maggiore efficienza energetica grazie al TLR.

Aspetti problematici connessi con la pratica di agganciare il prezzo del TLR a quello del combustibile alternativo

465. La pratica di agganciare il prezzo del TLR a quello del combustibile utilizzato nel sistema di riscaldamento alternativo più diffuso – e che rappresenta il maggior concorrente del TLR – riflette la posizione del TLR come “entrante” e l’“ombrello di prezzo” che il sistema *incumbent* offre. Nel caso specifico di concorrenza nei confronti del gas metano, tale agganciamento ha permesso un'utile regolamentazione indiretta del prezzo del TLR. Tuttavia, tale agganciamento non è esente da rischi.

466. Un punto critico nella determinazione del prezzo del TLR sulla base del “costo alternativo” del gas naturale è quello del rendimento termico medio stagionale delle caldaie a gas metano, variabile presente nelle varie formule che determinano il “costo evitato” al quale parametrare il prezzo del TLR (cfr. il capitolo 5). Vi infatti sono ambiguità sia nella nozione di “rendimento termico” più appropriata, sia sul valore di tale grandezza, che tendono a rendere non giustificata una elevata discrezionalità del gestore del TLR nell'utilizzare questo concetto e, che rendono più ambigui i confronti tra il prezzo del TLR e quello di altri sistemi di riscaldamento.

467. Al riguardo si osserva che le certificazioni energetiche degli impianti di riscaldamento individuale a gas metano e le analisi campionarie svolte in alcune aree permettono di disporre di una base dati sui rendimenti termici delle caldaie che potrebbe essere utilizzata per calcolare dei dati medi di rendimento a livello locale dal Comitato Termotecnico Italiano o da un altro organismo tecnico²⁰². Tali dati medi, pubblicati e resi facilmente accessibili agli utenti, dovrebbero essere utilizzati sia dai Gestori nel calcolo del “costo alternativo” che dai consumatori di riscaldamento nei loro calcoli di convenienza economica²⁰³.

468. Il “costo alternativo” è parametrato alla “prezzo di riferimento” del gas naturale definito dall'AEEG nell'ambito della “maggior tutela” dei clienti domestici, utilizzato quale indice di costo del servizio di trasporto, distribuzione e vendita del gas naturale ai clienti finali domestici. Nel medio-lungo periodo, tale meccanismo di tutela diretta

²⁰² Per un esempio, cfr. Rapporto 2013 del Comitato Termotecnico Italiano, p.10.

²⁰³ Sul proprio sito Internet, nella pagina dedicata alle tariffe del TLR, il gestore di una rete di TLR dichiara che già oggi uno dei coefficienti utilizzati per la determinazione della “parte fissa” della tariffa binomia è “calcolato d'ufficio sulla base della certificazione energetica dell'edificio”.

potrebbe (dovrebbe) essere progressivamente superato a favore di un maggiore ricorso al libero mercato, che preveda comunque la presenza di un fornitore di ultima istanza del gas a prezzi regolati, ma superiori a quelli medi di mercato. In questa prospettiva, qualora si mantenga una modalità di formazione del prezzo del TLR sulla base del principio del “costo alternativo” del riscaldamento a gas naturale, potrebbe risultare opportuno definire degli appropriati indici di costo della materia prima gas (eventualmente pari alle componenti dell’attuale prezzo di riferimento del gas corrispondenti a tale costo) e del servizio di distribuzione o una rilevazione sistematica dei prezzi medi di mercato delle forniture di gas, alla cui variazione agganciare i prezzi del TLR determinati sulla base del “costo alternativo”.

Il potenziale conflitto tra norme ambientali e tutela della concorrenza

469. L’interesse pubblico riguardo allo sviluppo del TLR per motivi ambientali e di efficienza energetica dovrebbe essere temperato con le esigenze di tutela della concorrenza, definendo esplicitamente l’eventuale priorità degli obiettivi. I confronti internazionali effettuati e l’analisi del cap. 4 dell’Indagine indicano che il perseguimento dei soli obiettivi di efficienza energetica o di carattere ambientale potrebbe portare a prezzi elevati per il servizio del TLR anche in presenza di una regolamentazione al costo, (come è avvenuto in Danimarca). Ciò perché il perseguimento di tali obiettivi comporta l’innalzamento degli *switching cost* e l’indebolimento della concorrenza *ex-ante* tra sistemi di riscaldamento, i cui effetti benefici non necessariamente possono essere riprodotti dalla regolamentazione dei prezzi al costo.

470. In particolare, l’Autorità ritiene che i benefici accordati al TLR dovrebbero essere basati sull’effettivo contributo ambientale ed energetico del servizio di TLR rispetto ai sistemi di riscaldamento alternativi. In questo calcolo occorrerebbe tener conto sia dei combustibili utilizzati dal TLR, sia delle perdite di rete, sia dei sistemi di riscaldamento sostituiti. Inoltre, le giustificazioni ambientali e di efficienza energetica non dovrebbero portare ad imporre sugli sviluppatori di progetti immobiliari costi di urbanizzazione tali da non rendere conveniente la predisposizione delle opere necessarie a facilitare l’operatività anche di sistemi diversi dal TLR.

471. Infine, non può non rilevarsi che il modo migliore di far emergere – almeno nel medio-lungo periodo - la possibile superiorità del TLR sul piano ambientale ed energetico consiste nel fare in modo che il prezzo del calore prodotto dai differenti sistemi incorpori tali esternalità, sia attraverso meccanismi di trasparenza che permettano di evidenziare il differente costo del calore prodotto (e del sistema di riscaldamento), sia attraverso forme di partecipazione degli utenti dei vari sistemi di riscaldamento ai meccanismi di scambio dei permessi di emissione di CO₂, in modo che i benefici ambientali del TLR o di altri sistemi di riscaldamento siano riflessi nel costo sostenuto per il riscaldamento. In questo modo, gli obiettivi di tutela ambientale e di risparmio energetico non solo potrebbero essere meglio temperati con quelli di tutela della

concorrenza, ma gli stessi meccanismi di mercato potrebbero essere strumento per il raggiungimento di tali obiettivi.