



VALUTAZIONE DEL POTENZIALE  
NAZIONALE DI APPLICAZIONE DELLA  
COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO E  
DEL TELERISCALDAMENTO EFFICIENTE

Dicembre 2015



VALUTAZIONE DEL POTENZIALE  
NAZIONALE DI APPLICAZIONE DELLA  
COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO E  
DEL TELERISCALDAMENTO EFFICIENTE

Gestore dei Servizi Energetici

Dicembre 2015

Il presente studio è stato elaborato in ottemperanza all'articolo 10 del D.Lgs 102/2014 di attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica

# INDICE

<b>Introduzione</b>	<b>9</b>
<b>1 Descrizione della domanda di energia termica e frigorifera</b>	<b>11</b>
1.1 Introduzione	11
1.2 Bilancio energetico nazionale	12
1.2.1 Consumi per riscaldamento e raffrescamento	13
1.2.2 Calore derivato	19
1.2.3 Variabilità dei consumi	22
1.3 Settore residenziale	27
1.3.1 Ripartizione dei consumi per uso	27
1.3.2 Domanda di riscaldamento: distribuzione territoriale	29
1.3.3 Mappa dei comuni e degli agglomerati urbani con un coefficiente di edificazione di almeno 0,3	33
1.4 Settore terziario	38
1.4.1 Ripartizione dei consumi per uso	38
1.4.2 Domanda di riscaldamento: distribuzione settoriale e territoriale	40
1.5 Industria	43
1.5.1 Ripartizione dei consumi per uso	43
1.5.2 Mappa delle zone industriali con un consumo annuo totale di riscaldamento e raffreddamento superiore a 20 GWh	45
1.6 Agricoltura e pesca	48
1.6.1 Ripartizione dei consumi per uso	48
<b>2 La cogenerazione nel parco elettrico nazionale</b>	<b>50</b>
2.1 Impianti termoelettrici	50
2.1.1 Mappa degli impianti di produzione elettrica con una produzione annua totale superiore ai 20 GWh	55
2.2 Impianti cogenerativi	57
2.3 Impianti cogenerativi ad alto rendimento (CAR)	61

2.3.1	CAR: tecnologie impiantistiche	64
2.3.2	CAR: distribuzione geografica	66
2.3.3	CAR: settori di utilizzo	67
2.4	Quadro riassuntivo del parco di generazione nazionale	69
<b>3</b>	<b>Il teleriscaldamento</b>	<b>71</b>
3.1	Settori di impiego	73
3.2	Evoluzione del teleriscaldamento in Italia	75
3.3	Fonti di energia e tecnologie	76
3.4	Diffusione regionale degli impianti di teleriscaldamento	82
3.4.1	Mappa delle infrastrutture di teleriscaldamento esistenti e valutazione dell'efficienza	84
3.5	Reti di teleraffrescamento esistenti	86
<b>4</b>	<b>Offerta di energia termica per usi diretti</b>	<b>88</b>
4.1	Usi diretti per riscaldamento e raffrescamento nei diversi settori	88
4.2	Dotazione di impianti e apparecchi nel settore residenziale	93
4.3	Disponibilità di energia termica da biomasse e rifiuti	101
4.3.1	Settore civile (rifiuti)	102
4.3.2	Settore agricolo	104
4.3.3	Settore forestale	107
4.3.4	Settore industriale	109
4.4	Disponibilità di calore di scarto da siti industriali	109
<b>5</b>	<b>Potenziale CAR</b>	<b>112</b>
5.1	Metodologia utilizzata per l'analisi del potenziale CAR e chiave di lettura dei risultati	112
5.2	Potenziale CAR nel settore residenziale	115
5.2.1	Caratterizzazione della domanda di calore per il settore residenziale	117
5.2.2	Potenziale tecnico per il settore residenziale	119
5.2.3	Analisi dei costi e del potenziale economico per il settore residenziale	123
5.2.4	Analisi dei benefici legati allo sviluppo del potenziale nel settore residenziale	128

5.2.5	Scenari di evoluzione della domanda del settore residenziale e impatti sull'analisi del potenziale	129
5.3	Potenziale CAR nel settore terziario	131
5.3.1	Caratterizzazione della domanda di calore per il settore terziario	131
5.3.2	Potenziale tecnico per il settore terziario	132
5.3.3	Analisi dei costi e del potenziale economico per il settore terziario	136
5.3.4	Analisi dei benefici legati allo sviluppo del potenziale nel settore terziario	141
5.3.5	Scenari di evoluzione della domanda del settore terziario e impatti sull'analisi del potenziale	143
5.4	Potenziale CAR nel settore industriale	144
5.4.1	Caratterizzazione della domanda di calore per il settore industriale	144
5.4.2	Potenziale tecnico per il settore industriale	145
5.4.3	Analisi dei costi e del potenziale economico per il settore industriale	149
5.4.4	Analisi dei benefici legati allo sviluppo del potenziale nel settore Industriale	153
5.4.5	Scenari di evoluzione della domanda del settore industriale e impatti sull'analisi del potenziale	154
5.4.6	Appendice analitica - elaborati di dettaglio settore industriale	155
<b>6</b>	<b>Potenziale TLR efficiente</b>	<b>160</b>
6.1	Fabbisogno di calore	162
6.2	Potenziale tecnico TLR	164
6.2.1	Potenziale tecnico TLR efficiente da gas naturale	165
6.2.2	Potenziale tecnico TLR efficiente da termovalorizzazione dei rifiuti	167
6.2.3	Potenziale tecnico TLR efficiente da biomassa	170
6.3	Dimensionamento e costi delle reti	171
6.4	Dimensionamento e costi degli impianti	173
6.4.1	Impianti alimentati a gas naturale	173
6.4.2	Impianti alimentati a biomassa	175
6.5	Potenziale economico TLR	177
6.5.1	Potenziale economico TLR efficiente da gas naturale	178
6.5.2	Potenziale economico TLR efficiente dalla termovalorizzazione dei rifiuti	180
6.5.3	Potenziale economico TLR efficiente da biomassa	181
6.6	Potenziale di efficientamento delle reti di teleriscaldamento esistenti	183

<b>7 Sintesi dei risultati</b>	<b>187</b>
<b>8 Appendice</b>	<b>189</b>
8.1 CAR e TLR: politiche e obiettivi	189
8.2 Incentivi attuali	190
8.2.1 Cogenerazione	190
8.2.2 Teleriscaldamento	192
8.3 CAR e TLR nei PEAR e altri atti regionali	195



## Introduzione

La Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, all'articolo 14, prevede che entro il 31 dicembre 2015 gli Stati membri effettuino e notifichino alla Commissione una valutazione globale del potenziale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti.

Il Decreto legislativo 4 luglio 2014 n. 102, che recepisce la Direttiva 2012/27/UE, all'articolo 10 stabilisce che il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) predisponga e trasmetta al Ministero dello sviluppo economico (MiSE) un rapporto contenente la suddetta valutazione, considerando come anno base ai fini dell'analisi l'anno 2013.

Le informazioni che deve contenere il rapporto sono elencate all'Allegato 3 del citato decreto, in particolare lo studio deve comprendere:

- una descrizione della domanda di riscaldamento e raffrescamento e una previsione del suo evolversi al 2023;
- mappe che individuino i punti in cui esiste una domanda di riscaldamento e raffrescamento, con particolare riferimento ai comuni e agli agglomerati urbani con un coefficiente di edificazione di almeno 0,3 e alle zone industriali con un consumo annuo totale di riscaldamento e raffreddamento superiore a 20 GWh;
- una mappa delle infrastrutture di teleriscaldamento e teleraffrescamento esistenti o in fase di progetto;
- mappe dell'offerta di riscaldamento e raffrescamento, con particolare riferimento agli impianti di produzione elettrica con una produzione annua totale superiore ai 20 GWh, ai termovalorizzatori e agli impianti di cogenerazione esistenti o in fase di progetto;
- l'individuazione della domanda di riscaldamento e raffrescamento soddisfacibile mediante cogenerazione ad alto rendimento, micro-CAR e teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti;
- l'individuazione dei potenziali per aumentare la CAR, mediante l'ammodernamento degli impianti industriali e di generazione o di altri impianti che generano calore di scarto, o la costruzione di nuovi impianti;
- l'individuazione del potenziale di efficienza energetica delle infrastrutture di teleriscaldamento e teleraffrescamento;
- una stima dei possibili risparmi di energia primaria e di emissioni di gas serra.

Nel presente rapporto si descrive, con riferimento all'anno 2013, la domanda complessiva per settore, fornendo poi approfondimenti relativi alle sue singole componenti ritenute potenzialmente soddisfacibili tramite sistemi di teleriscaldamento efficiente o impianti di cogenerazione ad alto rendimento (capitolo 1). La descrizione della domanda termica è arricchita da mappe che forniscono informazioni sulle zone climatiche, sui comuni con un coefficiente di edificazione adeguato ( $\geq 0,3$ ), sui consumi per il riscaldamento e per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) e sui siti industriali caratterizzati per classi di consumo.

Viene poi presentata una panoramica dell'offerta nazionale di energia termica (capitoli 2, 3 e 4). A partire da una descrizione del mix termoelettrico italiano al 2013, l'analisi si concentra sugli

impianti cogenerativi e in particolare su quelli operanti in regime CAR, con un focus sulle tecnologie maggiormente impiegate e sui settori serviti (capitolo 2). L'analisi sugli impianti termoelettrici, sugli impianti cogenerativi e sulla CAR è arricchita da mappe che danno conto della loro distribuzione su scala nazionale, con dettagli su potenza installata, tipologia, fonti e tecnologie utilizzate.

La situazione attuale delle infrastrutture di teleriscaldamento e di teleraffrescamento esistenti è descritta fornendo l'analisi dei settori di impiego, delle fonti utilizzate e della distribuzione geografica. Vengono presentate mappe che forniscono un dettaglio sull'energia termica erogata, sulle fonti utilizzate e sull'efficienza delle reti esistenti (capitolo 3).

Dopo avere approfondito i temi della cogenerazione e del teleriscaldamento, viene delineato il quadro relativo agli usi diretti delle fonti di energia termica da parte delle famiglie e delle imprese (capitolo 4). Viene, inoltre, fornita una stima della disponibilità teorica annua di biomassa e di calore di scarto da processi industriali per la produzione di energia termica.

E' infine individuato il potenziale di incremento della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente (capitoli 5 e 6).

La valutazione del potenziale di sviluppo della CAR è stata effettuata a partire dall'elaborazione della domanda di energia termica ed elettrica dei settori residenziale, termico e industriale, disaggregata al maggior livello di dettaglio territoriale e di impiego disponibile. L'analisi del potenziale della CAR è stata sviluppata valutando le possibili applicazioni in ciascun settore di impiego sulla base della caratterizzazione e localizzazione territoriale delle diverse tipologie di utenze. Per ogni tipologia di utenza identificata, sono stati implementati specifici criteri di fattibilità tecnico economica: in particolare ciascuno dei settori analizzati, residenziale, terziario e industriale, ha richiesto una specifica trattazione considerando la grande eterogeneità che li caratterizza.

La valutazione del potenziale di sviluppo del teleriscaldamento si basa su una stima dettagliata della domanda di energia termica per settore, tipologia di uso e zona geografica, e su stime parametriche, derivate dall'analisi delle reti di teleriscaldamento in esercizio in Italia. A partire da tali informazioni è stata effettuata una caratterizzazione della domanda termica a livello comunale per settore e per tipologia di uso e una ricognizione di quella parte di domanda attualmente soddisfatta da reti di teleriscaldamento. Si è quindi pervenuti ad una stima del potenziale del teleriscaldamento tenendo conto dei principali fattori tecnico economici che possono influenzarne la diffusione.

Il rapporto è arricchito da una descrizione delle politiche e degli obiettivi previsti per la cogenerazione e il teleriscaldamento, nonché da una panoramica dei meccanismi di incentivazione che ne favoriscono lo sviluppo e la diffusione. E', infine, effettuata una ricognizione puntuale dei Piani Energetico-Ambientali Regionali (PEAR) e degli altri atti regionali in cui sono previsti scenari di sviluppo e politiche per favorire la diffusione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento e teleraffrescamento esistenti.

# 1

## Descrizione della domanda di energia termica e frigorifera

### 1.1 Introduzione

Questo capitolo presenta una descrizione della domanda di energia per usi termici, espressa dalle famiglie e dalle imprese italiane con riferimento all'anno 2013, contestualizzata all'interno del sistema energetico nazionale.

L'approccio metodologico seguito trae fondamento dai dati statistici ufficiali pubblicati annualmente da Eurostat sui consumi per ogni settore. A partire da tali dati si ricavano i consumi energetici per le diverse utilizzazioni (riscaldamento ambienti, produzione acqua calda sanitaria, cottura, usi di processo e altri usi), disaggregati a loro volta per ambiti geografici.

Il lavoro effettuato è caratterizzato da notevole complessità in quanto, a differenza della produzione di energia elettrica, tema statistico consolidato, in Italia sono mancate, sino a oggi, una ricostruzione e una divulgazione dettagliate della produzione di energia termica, spesso peraltro non misurata o comunque più complessa da rilevare (si pensi ad esempio ai consumi diretti di biomassa nel settore residenziale in caldaie, camini, etc.). Più in particolare, sono state condotte diverse elaborazioni per ricostruire i consumi finali relativi al riscaldamento ed al raffrescamento per settore (riscaldamento, ACS, calore di processo, raffrescamento) utilizzando dati Eurostat, indicatori ENEA RAEE-PAEE, studi RdS e dati ISTAT.

Al fine di rendere coerente ed omogenea l'analisi, in questo documento ci si riferisce ad una unica definizione di domanda di riscaldamento e raffrescamento come quei consumi di prodotti energetici destinati ad assolvere ai seguenti usi: climatizzazione degli ambienti, produzione di acqua calda sanitaria, cottura, usi di processo del calore.

In primo luogo si fornisce una descrizione della domanda complessiva di calore, presentando quindi approfondimenti relativi alle singole componenti di maggiore interesse per il presente studio, in quanto potenzialmente soddisfacenti tramite sistemi di teleriscaldamento efficiente o impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

## 1.2 Bilancio energetico nazionale

Nel 2013 il consumo interno lordo di energia in Italia si è attestato a 160 Mtep, di cui oltre 6 Mtep sono costituiti da usi non energetici. La produzione nazionale di fonti primarie copre circa il 23% dei consumi interni ed è composta principalmente da fonti rinnovabili (23,5 Mtep), seguite da gas (6,3 Mtep) e petrolio (5,85 Mtep).

Per quanto concerne la struttura dei consumi si osserva che al settore della trasformazione sono destinati oltre 120 Mtep. A fronte di perdite di trasformazione di 24,85 Mtep vengono prodotte 96 Mtep di fonti secondarie, principalmente costituite da prodotti petroliferi raffinati (quasi 71 Mtep), energia elettrica (17 Mtep) e calore derivato (5,2 Mtep).

Per quanto concerne gli usi finali di energia, questi sono pari a 118,7 Mtep (dati dall'impiego di fonti primarie non avviate a trasformazione e di fonti secondarie). I trasporti sono il settore con il maggior consumo (32,6%), seguito dalle abitazioni (28,8%), industria (22,7%), servizi (13,4%) ed agricoltura (2,3%).

**Tabella 1 - Bilancio energetico di sintesi dell'Italia, anno 2013 (dati in ktep)**

ktoe	All products	Solid fuels	Oil products	Gas	Renewables	Wastes (non ren.)	Derived heat	Electricity
<b>+ Primary production</b>	<b>36.868</b>	<b>46</b>	<b>5.849</b>	<b>6.335</b>	<b>23.500</b>	<b>1.138</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
+ Net import	124.723	13.461	54.150	50.564	2.925	0	0	3.623
+ Stock changes	595	486	-326	488	-54	0	0	0
- Bunkers	2.179	0	2.179	0	0	0	0	0
<b>Gross inland consumption</b>	<b>160.007</b>	<b>13.994</b>	<b>57.495</b>	<b>57.387</b>	<b>26.371</b>	<b>1.138</b>	<b>0</b>	<b>3.623</b>
<b>Transformation input</b>	<b>120.888</b>	<b>13.273</b>	<b>75.542</b>	<b>21.008</b>	<b>10.207</b>	<b>857</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
+ Conventional Thermal Power Stations	47.007	10.559	4.517	21.008	10.065	857	0	0
+ District heating plants	127	0	0	0	127	0	0	0
+ Refineries	71.025	0	71.025	0	0	0	0	0
+ Other (Coke-ovens, Blast furnaces..)	2.728	2.714	0	0	15	0	0	0
<b>Transformation output</b>	<b>96.034</b>	<b>1.805</b>	<b>70.968</b>	<b>1.004</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>5.169</b>	<b>17.081</b>
+ Conventional Thermal Power Stations	22.160	0	0	0	0	0	5.079	17.081
+ District Heating Plants	90	0	0	0	0	0	90	0
+ Refineries	70.968	0	70.968	0	0	0	0	0
+ Other (Coke-ovens, Blast furnaces..)	2.816	1.805	0	1.004	7	0	0	0
<b>Exchanges and transfers, returns</b>	<b>-51</b>	<b>0</b>	<b>-51</b>	<b>0</b>	<b>-7.675</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7.675</b>
+ Interproduct transfers	0	0	0	0	-7.675	0	0	7.675
+ Returns from petrochem. Industry	-51	0	-51	0	0	0	0	0
<b>Consumption of the energy branch</b>	<b>7.494</b>	<b>35</b>	<b>3.033</b>	<b>1.133</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.448</b>	<b>1.845</b>
+ Own Use in Ele., CHP and Heat Plants	945	0	0	0	0	0	1	944
+ Pumped storage power stations balance	51	0	0	0	0	0	0	51
+ Oil and Natural Gas extraction plants	835	0	0	786	0	0	18	31
+ Oil refineries (Petroleum Refineries)	4.837	0	3.033	264	0	0	1.078	462
+ Other (coke ovens, coal mines...)	826	35	0	83	0	0	351	357
<b>Distribution losses</b>	<b>2.253</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>412</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>19</b>	<b>1.822</b>
<b>Final non-energy consumption</b>	<b>6.339</b>	<b>130</b>	<b>5.760</b>	<b>450</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Final energy consumption</b>	<b>118.696</b>	<b>2.361</b>	<b>43.757</b>	<b>35.387</b>	<b>8.496</b>	<b>281</b>	<b>3.702</b>	<b>24.712</b>
+ Industry	26.995	2.361	2.735	8.896	275	281	2.560	9.887
+ Transport	38.703	0	35.495	1.031	1.251	0	0	926
+ Services	15.847	0	611	7.259	171	0	154	7.651
+ Residential	34.231	0	2.709	18.073	6.759	0	931	5.760
+ Agriculture / Forestry	2.602	0	1.957	128	20	0	20	477
+ Fishing	183	0	150	0	22	0	0	11
+ Non-specified (Other)	137	0	100	0	0	0	37	0
<b>Statistical differences</b>	<b>320</b>	<b>0</b>	<b>320</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

## 1.2.1 Consumi per riscaldamento e raffrescamento

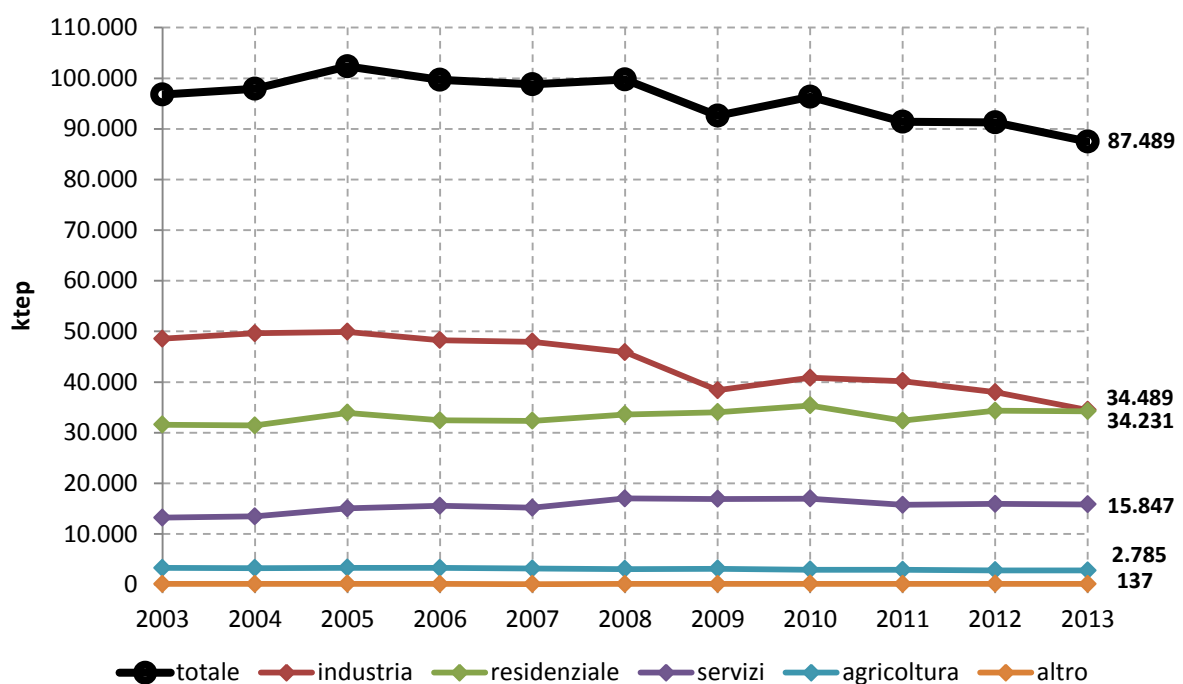
Come verrà meglio specificato nei paragrafi dedicati ai singoli settori, i consumi per riscaldamento e raffrescamento vengono definiti a partire dai dati Eurostat di consumo dei settori di interesse, di seguito riportati. In primo luogo si sono selezionati i consumi energetici dei settori esaminati nel presente studio, scorporando la quota parte relativa ai trasporti dai consumi complessivi, intesi come somma dei consumi finali e dei consumi del settore energetico.

**Tabella 2 - Consumi energetici dei settori esaminati nel presente studio (ktep)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
residenziale	31.590	31.425	33.922	32.424	32.340	33.612	34.041	35.393	32.378	34.348	34.231
servizi	13.218	13.469	15.053	15.569	15.182	17.019	16.920	16.979	15.751	15.931	15.847
industria <sup>1</sup>	48.553	49.631	49.910	48.282	47.973	45.904	38.372	40.841	40.193	38.001	34.489
agricoltura	3.284	3.274	3.322	3.288	3.177	3.085	3.122	2.940	2.924	2.824	2.785
altro	124	141	162	137	116	125	141	160	147	159	137
<b>totale</b>	<b>96.770</b>	<b>97.940</b>	<b>102.369</b>	<b>99.699</b>	<b>98.787</b>	<b>99.746</b>	<b>92.596</b>	<b>96.313</b>	<b>91.395</b>	<b>91.263</b>	<b>87.488</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

**Figura 1 - Andamento 2003-2013 dei consumi energetici nei settori esaminati nel presente studio**



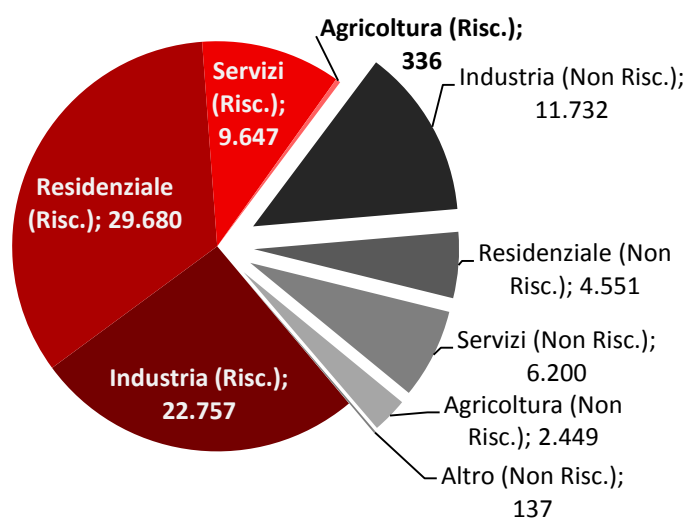
L'andamento dei consumi energetici evidenzia un calo tendenziale. Nel 2013 il valore si è attestato a circa 87,5 Mtep, valore minimo degli ultimi dieci anni. Determinante nell'andamento dei consumi è il settore industriale in cui si osserva una diminuzione tendenziale a partire dal 2005. Il consumo del settore residenziale mostra un andamento crescente e si attesta nel 2013 a 34,2 Mtep, valore simile al settore industriale. I due settori insieme rappresentano nel 2013 circa l'80% dei consumi energetici complessivi.

I consumi finora descritti includono alcune componenti non associate al riscaldamento. Eliminando questa quota (costituita da impieghi per trazione macchine operatrici, illuminazione ed altri impieghi elettrici, etc.), i consumi per riscaldamento e raffrescamento si attestano nel 2013 a circa 62,4 Mtep e rappresentano il 71% dei consumi energetici complessivi dei settori analizzati

<sup>1</sup> Include i consumi dell'industria energetica. Sono quindi inclusi i consumi degli ausiliari degli impianti di generazione elettrica e di calore derivato, degli impianti di pompaggio (nello specifico la differenza tra energia destinata ai pompaggi e produzione da pompaggi), i consumi a fini energetici (al netto dei consumi di materie prime) delle raffinerie, delle cokerie, degli impianti di estrazione di idrocarburi.

(industria, incluso il comparto energetico, servizi, residenziale, agricoltura, altro). Nel seguente grafico, l'insieme dei consumi qui definiti è colorato in rosso. Per ogni settore sono quindi escluse le parti evidenziate in grigio.

**Figura 2 - Suddivisione dei consumi 2013, per i settori esaminati nel presente studio, tra la parte destinata a riscaldamento e raffrescamento (in rosso) e quella destinata ad altri usi (grigio) (dati in ktep)**



Il settore principale nel determinare i consumi per riscaldamento e raffrescamento (48%) è quello residenziale. L'industria col 36% e i servizi con il 15% completano il quadro lasciando solo una minima parte dei consumi per riscaldamento all'agricoltura.

**Tabella 3 - Consumi complessivi dei settori analizzati e relativa parte dedicata a riscaldamento e raffrescamento nel 2013 (ktep)**

	Consumi energetici complessivi	Consumi per riscaldamento e raffrescamento	Quota dei consumi energetici per risc. e raffr.
Industria	34.489	22.757	66%
Residenziale	34.231	29.680	87%
Servizi	15.847	9.647	61%
Agricoltura	2.785	336	12%
Altro	137	0	0%
<b>Totale</b>	<b>87.489</b>	<b>62.420</b>	<b>71%</b>

La tabella precedente mostra come il settore residenziale sia quello ove è maggiore la quota dei consumi (87%) destinati al riscaldamento e al raffrescamento così come definito in precedenza.

**Tabella 4 - Consumi per riscaldamento e raffrescamento in Italia nel 2013, per fonti (ktep)**

	prodotti petroliferi	gas naturale	carbone	energia elettrica	calore derivato	fonti rinnovabili e rifiuti	totale
residenziale	2.709	18.073	0	1.209	931	6.759	29.680
servizi	612	7.259	0	1.451	154	171	9.647
industria	5.768	10.030	2.396		4.008	556	22.757
agricoltura	146	128			20	42	336
<b>totale</b>	<b>9.235</b>	<b>35.490</b>	<b>2.396</b>	<b>2.660</b>	<b>5.113</b>	<b>7.527</b>	<b>62.420</b>

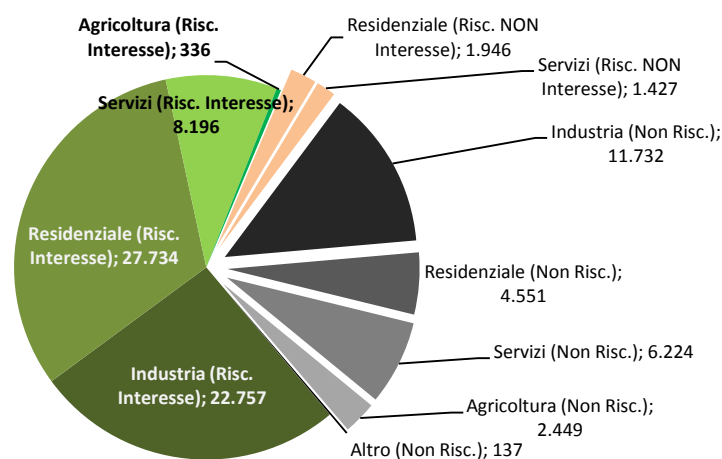
Per quanto concerne le fonti impiegate per riscaldamento e raffreddamento, è possibile evidenziare come quella principale sia il gas naturale (57%), seguito dai prodotti petroliferi (15%) e dalle fonti rinnovabili (12%).

Si precisa che nei dati rappresentati non è inclusa l'energia termica rinnovabile fornita dagli apparecchi a pompa di calore. Sino ad oggi, tale energia, che corrisponde alla differenza tra l'energia termica complessivamente fornita dagli apparecchi e quella necessaria per farli funzionare, non è contabilizzata nelle statistiche energetiche ordinarie; in ambito Eurostat è tuttavia allo studio l'ipotesi di considerarla, inserendo l'*ambient heat* tra le fonti energetiche rinnovabili

È importante sottolineare che la quota dei consumi di riscaldamento e raffrescamento su cui si concentra il presente studio non coincide con il totale della domanda presentata nelle tabelle precedenti. Si suppone infatti che una quota della domanda di riscaldamento e raffrescamento non sia, per ragioni descritte in dettaglio nei paragrafi successivi, soddisfacibile attraverso sistemi di teleriscaldamento o cogenerazione. Il grafico seguente illustra i passaggi successivi di identificazione della domanda di interesse per lo studio; nel dettaglio, vengono indicate in grigio le componenti "non termiche" dei consumi, in arancione le componenti termiche non di interesse, ed infine in verde la domanda di riscaldamento su cui verranno svolte tutte le successive analisi.



**Figura 3 - Suddivisione dei consumi 2013, per i settori esaminati nel presente studio, tra la parte destinata a riscaldamento e raffrescamento di interesse (in verde), quella per riscaldamento e raffrescamento non di interesse (arancione) e quella destinata ad altri usi (grigio) (dati in ktep)**



La tabella 5 mostra quindi come, relativamente ai settori analizzati, rientri nel perimetro di interesse del presente studio il 67% dei consumi energetici.

**Tabella 5 - Consumi complessivi dei settori analizzati e quota dedicata a riscaldamento e raffrescamento nel 2013 di interesse per lo studio (ktep)**

	Consumi energetici complessivi	Consumi per riscaldamento e raffrescamento di interesse per lo studio	Quota risc. di interesse rispetto al totale
Industria	34.489	22.757	66%
Residenziale	34.231	27.734	81%
Servizi	15.847	8.196	52%
Agricoltura	2.785	336	12%
Altro	137	0	0%
<b>Totale</b>	<b>87.489</b>	<b>59.023</b>	<b>67%</b>

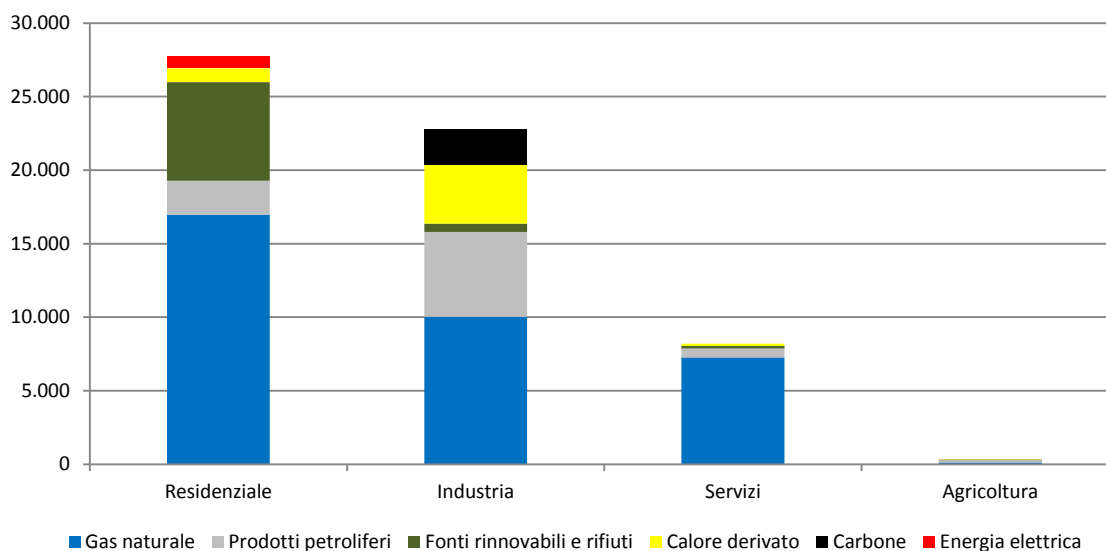
**Tabella 6 - Consumi per riscaldamento e raffrescamento in Italia (ktep) di interesse per le valutazioni effettuate nel presente studio**

	prodotti petroliferi	gas naturale	carbone	energia elettrica	calore derivato	fonti rinnovabili e rifiuti	totale
residenziale	2.307	16.968	0	811	931	6.717	27.734
servizi	611,5	7259	0	0	153,9	171,1	8.196
industria	5.768	10.030	2.396	0	4.008	556	22.757
agricoltura	146	128	0	0	20	42	336
<b>totale</b>	<b>8.833</b>	<b>34.385</b>	<b>2.396</b>	<b>811</b>	<b>5.113</b>	<b>7.486</b>	<b>59.023</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Il gas naturale è la fonte energetica che contribuisce maggiormente al consumo del sottoinsieme utile ai fini del rapporto (tabella precedente). Esso contribuisce per il 58% rispetto al totale, per il 61% nel solo residenziale e per la quasi totalità nei servizi (89%). Gran parte dei prodotti petroliferi (65%) è utilizzata nell'industria, mentre carbone ed energia elettrica sono fonte esclusiva rispettivamente di industria e residenziale. Le fonti rinnovabili soddisfano il 24% dei consumi analizzati del settore residenziale mentre il calore derivato viene consumato prevalentemente nell'industria.

**Figura 4 - Consumi 2013 per riscaldamento, di interesse per lo studio, suddivisi per settori e fonti energetiche (dati in ktep)**



## 1.2.2 Calore derivato

I consumi di calore derivato complessivamente rilevati in Italia tra il 2003 e il 2013 nei diversi settori sono illustrati nella tabella che segue.

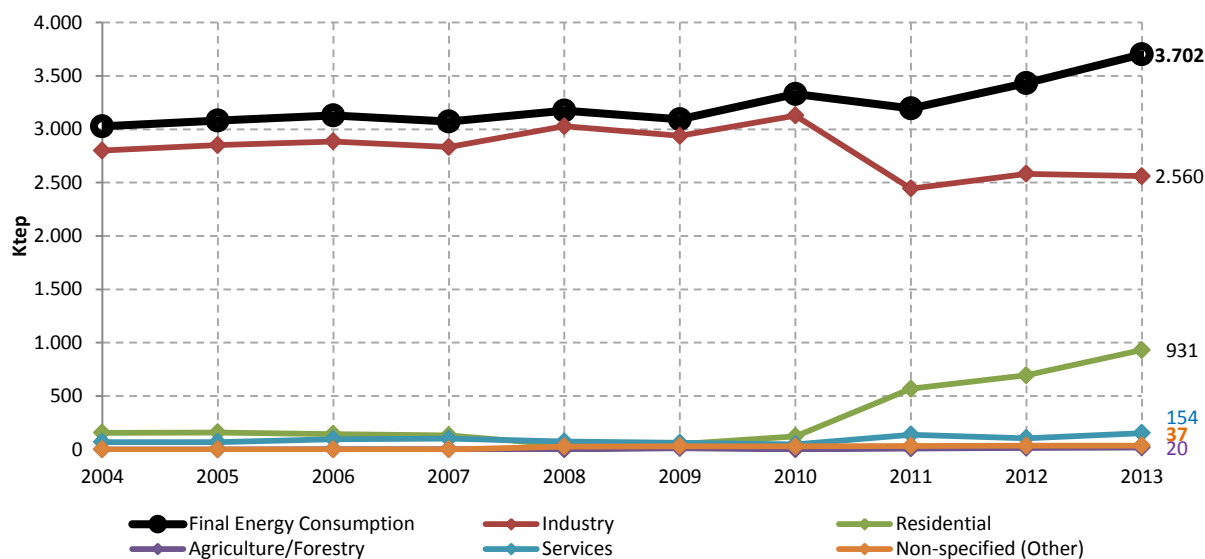
**Tabella 7 - Consumi di calore derivato in Italia tra il 2004 e il 2013 (dati in ktep)**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Consumption in Energy Sector</b>	<b>1.501</b>	<b>1.529</b>	<b>1.861</b>	<b>1.811</b>	<b>1.564</b>	<b>1.225</b>	<b>1.573</b>	<b>2.021</b>	<b>1.491</b>	<b>1.448</b>
Own Use in Electricity, CHP and Heat Plants	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Consumption in Oil and gas extraction	39	40	45	35	17	20	56	17	20	18
Consumption in Petroleum Refineries	613	624	986	1.004	958	1.066	953	1.105	968	1.078
Consumption in Coal Mines	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Consumption in Coke Ovens	0	0	0	1	1	2	2	3	2	4
Consumption in Non-specified (Energy)	849	865	829	770	588	138	563	895	499	345
<b>Distribution Losses</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>19</b>
<b>Final Energy Consumption</b>	<b>3.027</b>	<b>3.082</b>	<b>3.129</b>	<b>3.072</b>	<b>3.174</b>	<b>3.094</b>	<b>3.332</b>	<b>3.196</b>	<b>3.433</b>	<b>3.702</b>
<b>Industry</b>	<b>2.801</b>	<b>2.852</b>	<b>2.886</b>	<b>2.834</b>	<b>3.029</b>	<b>2.938</b>	<b>3.129</b>	<b>2.445</b>	<b>2.583</b>	<b>2.560</b>
Iron and Steel	50	51	6	3	5	267	38	43	125	87
Non-Ferrous Metals	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1
Chemical and Petrochemical	1.086	1.106	1.038	1.061	1.103	1.086	1.048	1.132	909	1.243
Non-Metallic Minerals	98	100	113	97	101	74	78	84	100	108
Mining and Quarrying	11	11	21	16	11	0	0	0	0	0
Food and Tobacco	195	198	179	213	222	177	159	241	278	266
Textile and Leather	84	86	68	62	62	29	43	45	42	40
Paper, Pulp and Print	704	717	739	770	645	544	515	589	844	564
Transport Equipment	112	114	114	90	98	97	171	101	90	79
Machinery	23	23	27	22	22	18	20	24	23	15
Wood and Wood Products	15	15	40	21	32	33	29	32	32	27
Construction	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Non-specified (Industry)	423	430	542	477	728	612	1.027	152	138	129
Residential	156	159	144	133	43	52	123	568	694	931
Agriculture/Forestry	1	1	2	3	1	13	1	9	16	20
Services	69	70	97	101	74	62	49	139	105	154
Non-specified (Other)	0	0	0	0	27	31	29	34	35	37

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Si osserva una crescita nei consumi finali di calore derivato del 22% negli ultimi dieci anni. Gli incrementi più marcati sono registrati nel settore residenziale (quasi il 500%) e nei servizi (oltre il 120%), parzialmente compensati da un calo nei consumi dell'industria (-8,6%). Sono invece abbastanza stabili i consumi del settore energetico (-3,6%).

**Figura 5 - Andamento 2003 -2013 dei consumi di calore derivato, suddiviso tra i settori di consumo (dati in ktep)**



La tabella che segue illustra invece l'evoluzione del mix delle fonti che nel tempo hanno portato alla produzione di calore derivato<sup>2</sup>.

Gli impianti cogenerativi forniscono sempre oltre il 98% del calore derivato. Per quanto concerne le fonti, il gas naturale copre costantemente il 60% delle produzioni, seguito dai prodotti petroliferi (21% nel 2013), concentrati presso gli autoproduttori ed in netta contrazione (-27% rispetto al 2004), e dalle fonti rinnovabili (16% nel 2013), in forte aumento negli ultimi anni (oltre 400% rispetto al 2004).

<sup>2</sup> Si noti che non è disponibile il dettaglio dei dati relativi alle produzioni delle caldaie semplici alimentate da fonti non rinnovabili.

**Tabella - 8 Produzione di calore derivato (dati in ktep)**

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Heat only plants	<b>Main activity</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>68</b>	<b>78</b>	<b>89</b>	<b>90</b>
	<i>Geothermal</i>	0	0	0	0	0	0	14	14	16	16
	<i>Solid biofuels excluding charcoal</i>	0	0	0	0	0	0	53	64	74	74
	<i>Biogases</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHP plants	<b>Main activity</b>	<b>1.649</b>	<b>1.735</b>	<b>1.985</b>	<b>1.991</b>	<b>1.930</b>	<b>1.837</b>	<b>2.212</b>	<b>2.604</b>	<b>2.681</b>	<b>3.079</b>
	<i>Other Bituminous Coal</i>	38	34	46	37	13	0	18	30	29	30
	<i>Coke Oven Gas</i>	27	38	28	7	10	12	11	16	32	30
	<i>Blast Furnace Gas</i>	12	19	10	8	11	7	12	15	53	34
	<i>Other Recovered Gases</i>	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0
	<i>Refinery Gas</i>	6	7	60	50	46	51	73	76	34	43
	<i>LPG (Liquefied Petroleum Gases)</i>	13	7	1	0	0	0	0	0	0	0
	<i>Gas / Diesel Oil</i>	4	5	4	1	1	2	1	3	1	1
	<i>Residual Fuel Oil</i>	203	109	66	45	40	26	24	14	27	48
	<i>Other Oil Products</i>	61	28	161	175	170	180	187	148	151	252
	<i>Natural Gas</i>	1.096	1.256	1.325	1.464	1.417	1.384	1.656	1.639	1.801	1.828
	<i>Industrial Waste</i>	1	0	2	1	0	0	0	0	1	1
	<i>Municipal Waste (Renewable)</i>	47	65	96	61	67	48	55	83	70	83
	<i>Municipal Waste (Non-Renewable)</i>	47	65	96	61	67	48	55	83	70	83
	<i>Solid biofuels excluding charcoal</i>	72	80	67	68	74	42	78	153	260	432
	<i>Biogases</i>	23	22	23	11	13	15	19	322	132	195
	<i>Biodiesels</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>Other Liquid Biofuels</i>	0	0	0	0	1	23	24	22	20	20
	<b>Autoproducers</b>	<b>2.879</b>	<b>2.876</b>	<b>3.004</b>	<b>2.892</b>	<b>2.808</b>	<b>2.482</b>	<b>2.625</b>	<b>2.551</b>	<b>2.173</b>	<b>2.000</b>
	<i>Other Bituminous Coal</i>	31	37	26	10	11	5	12	9	3	5
	<i>Coke Oven Gas</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>Blast Furnace Gas</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>Crude Oil</i>	3	3	3	2	0	0	0	0	0	0
	<i>Refinery Gas</i>	351	344	339	334	347	289	341	389	406	386
	<i>LPG (Liquefied Petroleum Gases)</i>	4	6	8	8	10	13	9	7	9	5
	<i>Naphtha</i>	0	0	0	0	39	59	43	41	26	25
	<i>Other Kerosene</i>	0	0	0	0	2	0	1	0	0	1
	<i>Gas / Diesel Oil</i>	2	2	1	1	1	0	0	0	0	1
	<i>Residual Fuel Oil</i>	762	773	841	758	704	695	520	426	259	224
	<i>Petroleum Coke</i>	4	6	177	209	160	153	142	170	74	77
	<i>Other Oil Products</i>	65	44	57	52	25	25	99	109	97	10
	<i>Natural Gas</i>	1.600	1.630	1.518	1.488	1.474	1.195	1.421	1.361	1.276	1.243
	<i>Industrial Waste</i>	26	2	3	3	3	3	0	0	0	2
<i>Municipal Waste (Renewable)</i>	8	6	7	5	7	8	7	3	1	1	
<i>Municipal Waste (Non-Renewable)</i>	8	6	7	5	7	8	7	3	1	1	
<i>Solid biofuels excluding charcoal</i>	12	13	14	13	12	19	16	29	12	12	
<i>Biogases</i>	3	4	3	6	3	5	5	5	6	6	
<i>Other Liquid Biofuels</i>	0	0	0	0	4	5	1	0	2	3	
<b>Total gross production</b>	<b>4.528</b>	<b>4.611</b>	<b>4.990</b>	<b>4.882</b>	<b>4.738</b>	<b>4.319</b>	<b>4.905</b>	<b>5.233</b>	<b>4.944</b>	<b>5.169</b>	

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

## 1.2.3 Variabilità dei consumi

In questo paragrafo vengono illustrati sinteticamente alcuni dati che mostrano come i consumi di energia per riscaldamento siano significativamente influenzati sia da fattori geografici, e in particolare dalle notevoli differenze climatiche tra le diverse zone del Paese, sia da fattori stagionali, che diversificano i consumi complessivi tra i diversi mesi dell'anno.

### 1.2.3.1 Fattore geografico

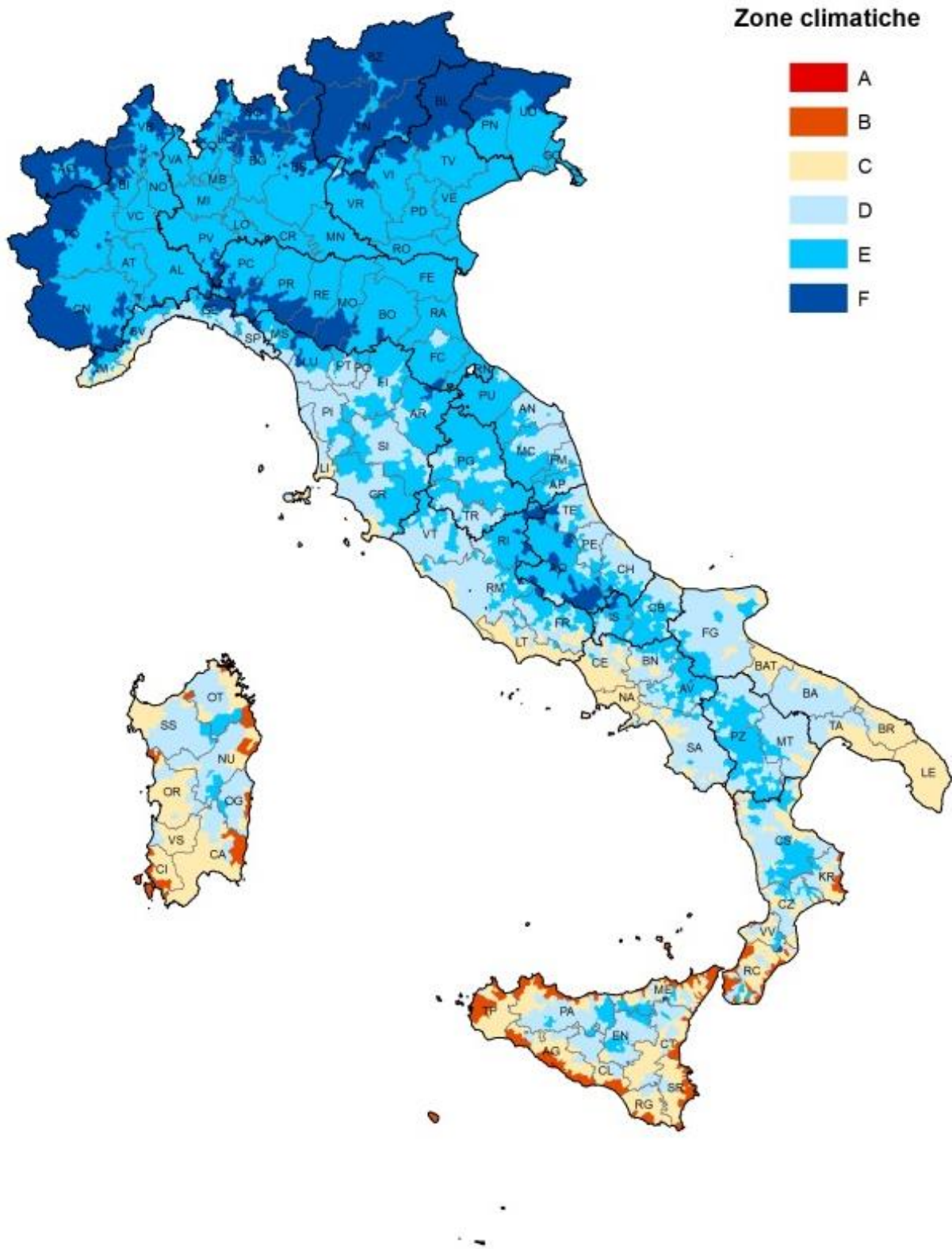
Le condizioni climatiche sono ben rappresentate dall'indicatore Gradi Giorno (GG) definito dal D.P.R. 412/1993 come *“la somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20 °C, e la temperatura media esterna giornaliera”*.

Il medesimo D.P.R. fornisce un valore di gradi giorno convenzionale per ogni comune italiano, e raggruppa i comuni italiani in sei zone climatiche.

**Tabella 9 - Zone climatiche definite dal D.P.R. 412/1993**

zona climatica	Gradi Giorno
A	fino a 600
B	da 600 a 900
C	da 900 a 1400
D	da 1400 a 2100
E	da 2100 a 3000
F	oltre 3000

Figura 6 - Mappa nazionale delle zone climatiche



Circa il 42% della popolazione italiana nel 2013 viveva in regioni che mediamente ricadono in zona climatica E, il 25% in zona D, il 31% in zona C e solo il 2% in zona F.

**Tabella 10 - Popolazione delle regioni italiane al 31 dicembre 2013 e condizioni climatiche**

Regioni	Popolazione	Numero di famiglie	Numero di convivenze	GG medi <sup>3</sup>
Piemonte	4.436.798	2.015.733	2.691	2.706
Valle D'Aosta	128.591	61.390	103	3.170
Lombardia	9.973.397	4.396.094	3.352	2.508
Trentino Alto Adige	1.051.951	443.007	718	3.230
Veneto	4.926.818	2.048.851	2.309	2.487
Friuli Venezia Giulia	1.229.363	561.120	550	2.403
Liguria	1.591.939	783.483	924	1.498
Emilia Romagna	4.446.354	1.989.082	2.402	2.384
Toscana	3.750.511	1.638.328	1.733	1.817
Umbria	896.742	381.257	477	2.110
Marche	1.553.138	644.763	687	1.973
Lazio	5.870.451	2.636.282	3.369	1.562
Abruzzo	1.333.939	558.407	470	1.868
Molise	314.725	131.216	160	2.009
Campania	5.869.965	2.149.601	1.473	1.240
Puglia	4.090.266	1.578.936	1.198	1.342
Basilicata	578.391	232.624	256	1.965
Calabria	1.980.533	794.518	877	1.343
Sicilia	5.094.937	2.034.234	2.803	1.025
Sardegna	1.663.859	712.764	820	1.180
Italia	60.782.668	25.791.690	27.372	1.921

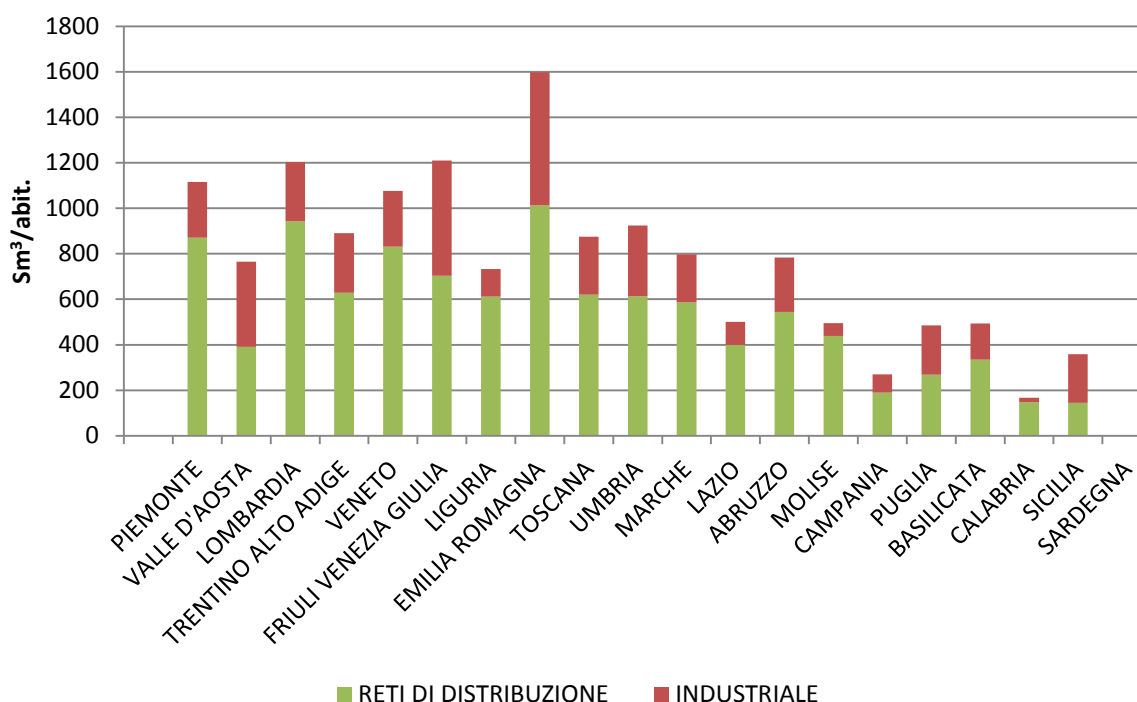
Fonte: elaborazioni su dati ISTAT

Un buon indicatore della variabilità dei consumi sul territorio nazionale è costituito dai consumi regionali di gas naturale per abitante, per usi diversi dal termoelettrico, presentati nel seguente grafico. Osservando il grafico è evidente che il gas ceduto a reti di distribuzione locali ha valori più elevati nelle Regioni del Centro Nord, ad eccezione della Valle D'Aosta e del Trentino in cui l'utilizzo è spesso sostituito dalla biomassa, rispetto ai valori del Sud. Si ricorda inoltre che la Sardegna non è metanizzata.

<sup>3</sup> I gradi giorno sono presentati come media del valore dei comuni di una determinata regione, pesata per gli abitanti di ogni comune.



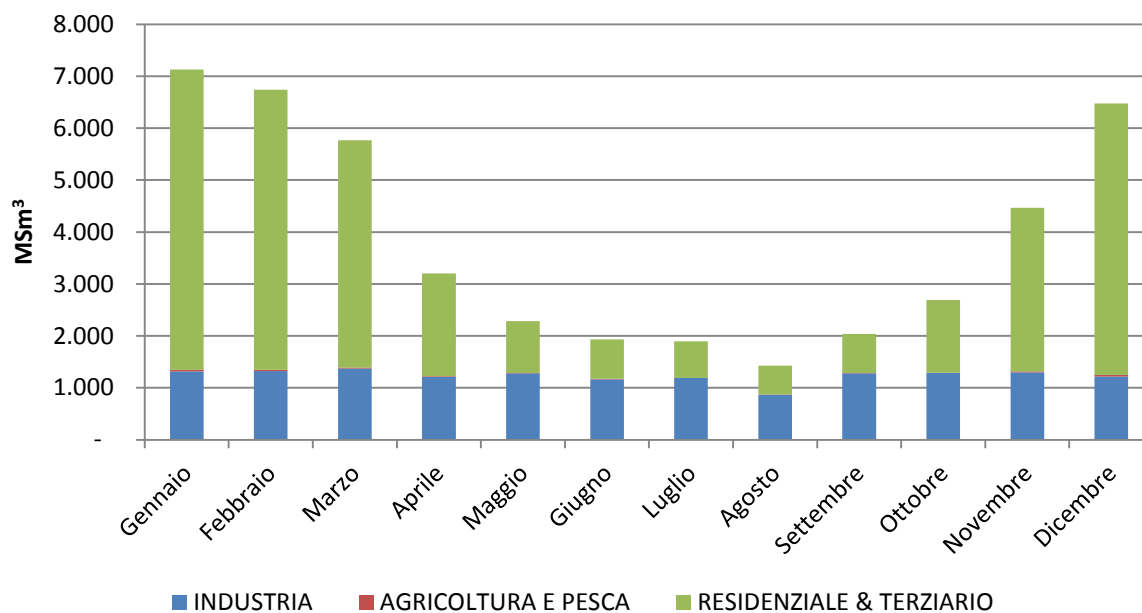
**Figura 7 - Gas naturale trasportato per abitante nel 2013 (elaborazione Ministero Sviluppo Economico su dati SNAM Rete Gas, S.G.I. s.p.a. ed altre) (Standard metri cubi a 38,1 MJ/m<sup>3</sup>)**



### 1.2.3.2 Stagionalità

I consumi di gas naturale variano sensibilmente nel corso dell'anno, come si può notare dal grafico seguente. Se da un lato è possibile individuare un consumo costante di gas nel settore industriale, ad eccezione del mese di agosto in cui si suppone che la produzione possa rallentare, dall'altro è evidente la fortissima riduzione dei consumi che avviene da aprile ad ottobre nel residenziale e terziario, in virtù delle temperature generalmente più elevate rispetto agli altri mesi.

Figura 8 - Consumi mensili di gas naturale nel 2013 (Ministero dello sviluppo economico) (Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/m<sup>3</sup>)



## 1.3 Settore residenziale

### 1.3.1 Ripartizione dei consumi per uso

I consumi complessivamente registrati in Italia nel settore residenziale, tra il 2003 e il 2013, sono illustrati nella tabella che segue, distinti per fonte di energia. Si precisa che i dati non tengono conto dei consumi di energia termica rinnovabile<sup>4</sup> fornita da pompe di calore.

**Tabella 11 - Consumi del settore residenziale in Italia (dati in ktep)**

PRODUCT/TIME	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Solid fuels	16	8	7	7	6	4	4	4	4	3	0
Other Bituminous Coal	1	8	7	7	6	4	4	4	4	3	0
Coke Oven Coke	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total petroleum products	5.205	5.338	5.324	4.714	3.923	3.940	3.789	3.325	3.079	2.809	2.709
Liquified petroleum gas (LPG)	1.537	1.501	1.551	1.427	1.358	1.458	1.382	1.371	1.245	1.206	1.192
Other kerosene	44	31	20	19	11	10	9	9	9	0	7
Gas/diesel oil (without bio components)	3.310	3.589	3.539	3.134	2.469	2.386	2.314	1.907	1.792	1.588	1.506
Total fuel oil	313	218	214	135	84	86	84	38	33	14	4
Gas	17.273	17.937	18.746	17.017	15.942	16.015	16.821	18.698	17.990	18.117	18.073
Natural gas	17.273	17.937	18.746	17.017	15.942	16.015	16.821	18.698	17.990	18.117	18.073
Gas Works Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Derived heat	0	156	159	144	133	43	52	123	568	694	931
Renewable energies	3.506	2.261	3.929	4.726	6.556	7.729	7.449	7.263	4.707	6.754	6.759
Solar thermal	13	14	21	27	41	52	66	99	104	115	124
Solid biofuels (excluding charcoal)	3.448	2.202	3.866	4.611	6.428	7.653	7.336	7.113	4.552	6.594	6.592
Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charcoal	43	42	39	48	46	21	44	50	50	43	41
Biodiesels	0	0	0	38	39	0	0	0	0	0	0
Other liquid biofuels	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geothermal Energy	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	1
Electrical energy	5.590	5.726	5.758	5.816	5.780	5.880	5.926	5.980	6.031	5.972	5.760
<b>All products</b>	<b>29.333</b>	<b>30.450</b>	<b>31.313</b>	<b>29.455</b>	<b>27.242</b>	<b>27.327</b>	<b>28.814</b>	<b>31.667</b>	<b>31.322</b>	<b>34.349</b>	<b>34.231</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

<sup>4</sup> Differenza tra l'energia (termica) complessivamente fornita dagli apparecchi e quella (generalmente elettrica) utilizzata per il loro funzionamento.

A partire dai dati Eurostat, si sono definiti i consumi di ogni fonte per ogni uso, in modo da isolare i consumi per riscaldamento. Il lavoro di disaggregazione è stato svolto aggiornando e confrontando i risultati di specifici studi svolti da ENEA<sup>5</sup>, tenendo conto delle indicazioni fornite dall'Indagine sui consumi energetici delle famiglie condotta da ISTAT (con particolare riferimento alla stima della diffusione delle pompe di calore)<sup>6</sup> e dei dati elaborati dal GSE nell'ambito del sistema di monitoraggio delle fonti rinnovabili in Italia (SIMERI).

Nel 2013 la domanda complessiva di riscaldamento e raffrescamento riferita alle famiglie italiane ha superato i 29,5 Mtep, di cui quasi 25 Mtep sono destinati al riscaldamento ambienti e circa 2,8 Mtep alla produzione di acqua calda sanitaria.

**Tabella 12 - Consumi nel settore residenziale in Italia (dati in ktep) nel 2013 distinti per uso**

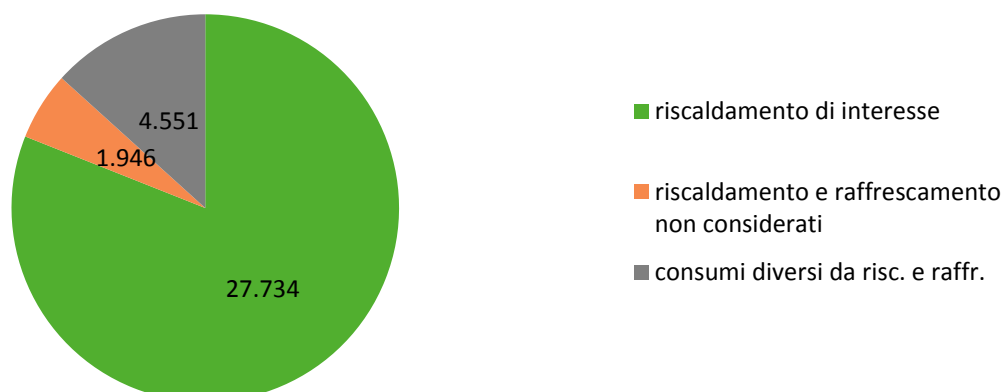
	prodotti petroliferi	gas naturale	carbone	energia elettrica	calore derivato	fonti rinnovabili	totale
<b>Riscaldamento e raffrescamento</b>	<b>2.709</b>	<b>18.073</b>	<b>0</b>	<b>1.209</b>	<b>931</b>	<b>6.759</b>	<b>29.680</b>
Climatizzazione invernale	2.159	14.991	0	377	813	6.560	24.900
Climatizzazione estiva				119			119
Acqua calda sanitaria	148	1.977	0	435	117	157	2.834
Usi cucina	402	1.105	0	278		41	1.827
<b>Altri usi elettrici</b>				<b>4.551</b>			<b>4.551</b>
<b>Totale residenziale</b>	<b>2.709</b>	<b>18.073</b>	<b>0</b>	<b>5.760</b>	<b>931</b>	<b>6.759</b>	<b>34.231</b>

Visto che la finalità del presente studio è valutare il potenziale di espansione dei sistemi di teleriscaldamento efficienti o di cogenerazione ad alto rendimento, si è resa necessaria un'ulteriore elaborazione, volta a determinare le componenti dei consumi per riscaldamento e raffrescamento che sono tecnicamente e praticamente soddisfacibili da tali sistemi. Si è così giunti ad escludere dalla domanda di calore gli impieghi per cottura e quelli per raffrescamento, ritenuti in prima approssimazione non facilmente sostituibili dal teleriscaldamento efficiente o dalla cogenerazione ad alto rendimento. I consumi per riscaldamento di interesse per le successive valutazioni sono quindi per il comparto residenziale pari a 27,7 Mtep, di cui il 90% è costituito da climatizzazione invernale ed il restante 10% da consumi per acqua calda sanitaria.

<sup>5</sup> Rapporto annuale Efficienza Energetica 2014 . ENEA. Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010, ENEA

<sup>6</sup> La potenza complessiva delle pompe di calore in esercizio è ricostruita a partire da dati forniti dalle associazioni di categoria, e la quota attribuibile al residenziale è ricavata dai risultati della citata indagine. I parametri di funzionamento invernale sono invece dedotti dalla Commission Decision n. 2013/114/EU. Per il raffrescamento si assume un fabbisogno di 20 kWh/m<sup>2</sup>, applicato alle superfici calcolate a partire dalla citata indagine ISTAT, e riproporzionato tenendo conto delle diverse frequenze di utilizzo delle macchine (dedotte dalla medesima indagine).

**Figura 9 - Consumi per riscaldamento selezionati rispetto al totale del settore residenziale. Anno 2013 (dati in ktep)**



### 1.3.2 Domanda di riscaldamento: distribuzione territoriale

Alla fine del 2013 la popolazione residente in Italia ammontava a 60.782.668 abitanti; il numero di famiglie, unità elementari qui considerate per la formazione della domanda di calore, erano invece 25.791.690.

Come già evidenziato, il consumo di riscaldamento e raffrescamento nelle abitazioni è dovuto principalmente ai consumi per climatizzazione invernale (quasi l'84%), che dipende innanzitutto dalle condizioni climatiche e dalle caratteristiche degli edifici.

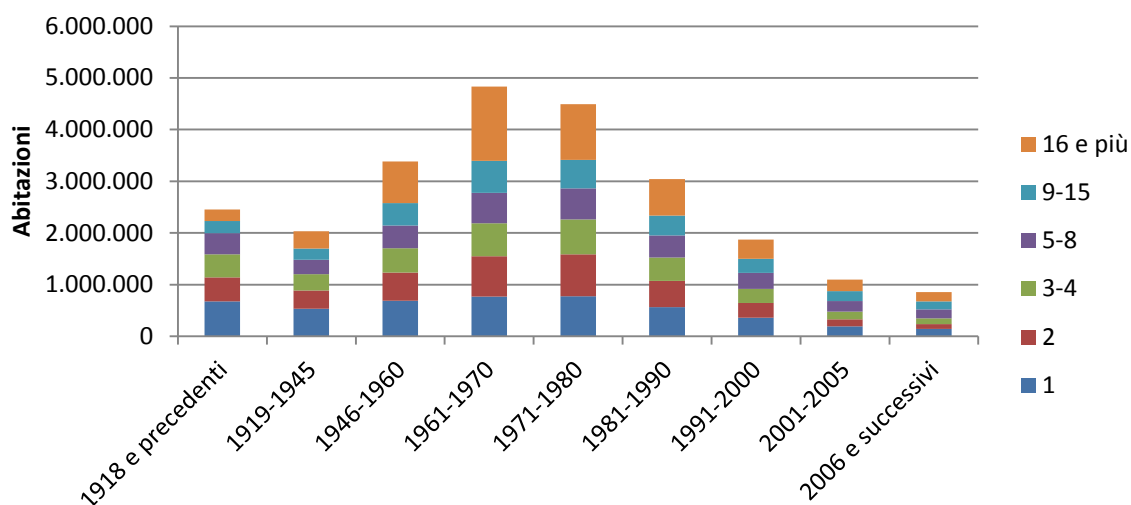
Il parco edilizio nazionale, suddiviso per abitazioni occupate da persone residenti, per epoca di costruzione dell'edificio e numero di abitazioni presenti nell'edificio, è presentato nella tabella e nel grafico sottostanti.

**Tabella 13 - Abitazioni occupate da residenti suddivise per epoca di costruzione dell'edificio e numero di abitazioni presenti nell'edificio**

Epoca di costruzione	Classe dimensionale edificio						Totale	
	1 abit.	2 abit.	3-4 abit.	5-8 abit.	9-15 abit.	16 e più abit.		
1918 e precedenti	676.748	463.745	445.449	406.805	237.275	223.015	<b>2.453.037</b>	10%
1919-1945	530.469	357.542	315.554	277.393	216.314	336.166	<b>2.033.438</b>	8%
1946-1960	685.258	550.095	465.330	444.864	430.077	806.514	<b>3.382.138</b>	14%
1961-1970	765.952	782.817	639.949	588.106	618.540	1.434.559	<b>4.829.923</b>	20%
1971-1980	776.695	810.959	671.934	604.941	550.654	1.079.074	<b>4.494.257</b>	19%
1981-1990	562.861	511.079	447.723	429.889	381.673	711.649	<b>3.044.874</b>	13%
1991-2000	356.827	288.912	271.774	311.397	267.286	374.465	<b>1.870.661</b>	8%
2001-2005	190.446	137.127	148.706	208.302	188.201	226.550	<b>1.099.332</b>	5%
2006 e successivi	143.716	92.805	111.695	171.433	154.075	183.910	<b>857.634</b>	4%
<b>Totale</b>	<b>4.688.972</b>	<b>3.995.081</b>	<b>3.518.114</b>	<b>3.443.130</b>	<b>3.044.095</b>	<b>5.375.902</b>	<b>24.065.294</b>	100%
	19%	17%	15%	14%	13%	22%	100%	

Fonte: elaborazioni su censimento ISTAT 2011

**Figura 10 - Numero di abitazioni per epoca di costruzione e classe dimensionale dell'edificio (Censimento ISTAT 2011)**



Poiché ai fini del presente studio è determinante poter disporre di una descrizione sufficientemente accurata della domanda di calore, si è impostato un calcolo dei consumi di riscaldamento per ogni comune italiano, sulla base della fascia climatica in cui esso si colloca, e sulla tipologia delle abitazioni occupate da residenti.

Il procedimento di ripartizione dei consumi è avvenuto in due distinti passaggi:

- **calcolo bottom-up:** determinazione dei consumi per climatizzazione invernale per ogni classe di edificio, effettuata a partire da valori di consumo specifico medio per edifici-tipo di ogni classe<sup>7</sup> (zona climatica – epoca di costruzione – numero di abitazioni nell'edificio) (kWh/m<sup>2</sup>), ricostruiti secondo le regole fissate dalla normativa tecnica in materia di certificazione energetica degli edifici. Per il calcolo si è reso necessario ricostruire la composizione del patrimonio edilizio occupato da persone residenti per ogni comune<sup>8</sup>;
- **calibratura top-down:** correzione dei risultati ottenuti con il precedente metodo per tenere conto del fatto che i consumi calcolati sono riferiti a condizioni climatiche standard, sono riferiti a fabbisogni uniformi nell'arco della giornata e sono espressi in termini di energia primaria. La correzione è effettuata riproporzionando i risultati in modo da garantire la coerenza con i consumi nazionali per riscaldamento, ricostruiti come sopra descritto.

Nella tabella e nel grafico seguenti si descrivono i consumi così calcolati per tipologia di edificio.

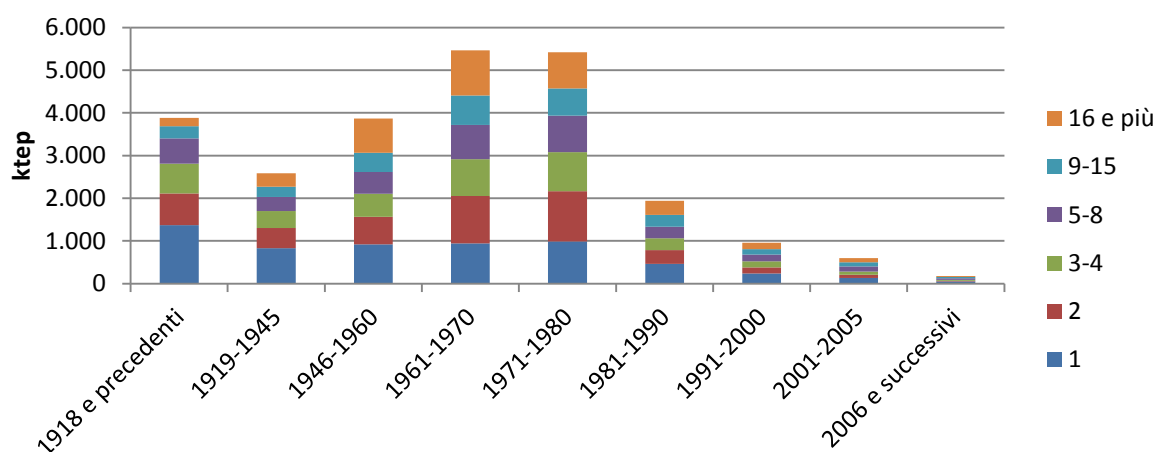
<sup>7</sup> “Analisi tecnico-economica di interventi di riqualificazione energetica del parco edilizio residenziale italiano”, Ricerca Sistema Energetico, Febbraio 2014.

<sup>8</sup> Il Censimento della popolazione e delle abitazioni riporta dati relativi al patrimonio edilizio occupato da persone residenti per le province e per i relativi capoluoghi. Tali dati vengono ripartiti tra i comuni diversi dal capoluogo sulla base delle abitazioni presenti (occupate + non occupate) in ogni comune per ogni singola classe.

**Tabella 14 - Consumi per climatizzazione invernale del comparto residenziale (ktep) distinti per epoca di costruzione dell'edificio e numero di abitazioni presenti nell'edificio**

		classe dimensionale edificio						Totale	
		1 abit.	2 abit.	3-4 abit.	5-8 abit.	9-15 abit.	16 e più abit.		
epoca di costruzione	1918 e precedenti	1.367	742	697	595	285	199	3.885	16%
	1919-1945	829	470	402	328	242	316	2.587	10%
	1946-1960	917	651	539	505	451	802	3.864	16%
	1961-1970	943	1.108	864	805	683	1.061	5.465	22%
	1971-1980	988	1.175	918	851	642	848	5.422	22%
	1981-1990	461	324	274	275	279	328	1.941	8%
	1991-2000	235	146	138	164	125	148	956	4%
	2001-2005	131	73	81	119	97	100	601	2%
	2006 e successivi	48	19	23	36	29	25	180	1%
Tutte le voci		5.919	4.708	3.935	3.679	2.833	3.827	24.901	100%
		24%	19%	16%	15%	11%	15%	100%	

**Figura 11 - Consumi per climatizzazione invernale del comparto residenziale distinti per epoca di costruzione dell'edificio e numero di abitazioni presenti nell'edificio**



Avendo ricostruito il patrimonio edilizio per ogni comune italiano, è infine possibile ripartire i consumi dovuti a climatizzazione invernale e produzione di acqua calda sanitaria tra tutti i comuni. Nella tabella seguente si riporta un'aggregazione dei risultati ottenuti a scala regionale. Un maggior dettaglio è apprezzabile nelle mappe presentate di seguito.

**Tabella 15 - Consumi (anno 2013) per climatizzazione degli ambienti e produzione di acqua calda del comparto residenziale suddivisi per regione**

	Abitazioni occupate da persone residenti (2011)	Consumi per climatizzazione invernale (ktep)	Consumi per produzione di acqua calda sanitaria (ktep)	Totale consumi (ktep)
Piemonte	1.922.089	2.605	208	2.812
Valle d'Aosta / Vallée d'Aoste	58.551	72	6	78
Lombardia	4.092.948	5.020	463	5.483
Trentino Alto Adige / Südtirol	418.994	550	49	598
Veneto	1.947.814	2.882	231	3.113
Friuli-Venezia Giulia	536.551	762	58	820
Liguria	740.540	619	75	694
Emilia-Romagna	1.866.323	2.477	207	2.684
Toscana	1.529.666	1.641	175	1.816
Umbria	357.167	453	42	495
Marche	612.242	717	74	791
Lazio	2.277.387	1.970	261	2.232
Abruzzo	513.762	562	62	624
Molise	125.411	158	15	173
Campania	2.026.156	1.227	276	1.503
Puglia	1.517.101	1.035	194	1.229
Basilicata	227.344	238	28	266
Calabria	760.907	551	94	645
Sicilia	1.940.472	931	239	1.170
Sardegna	663.752	432	78	510
<b>Italia</b>	<b>24.135.177</b>	<b>24.901</b>	<b>2.834</b>	<b>27.735</b>



### 1.3.3 Mappa dei comuni e degli agglomerati urbani con un coefficiente di edificazione di almeno 0,3

La mappa successiva, come previsto dall'Allegato 3 del Decreto legislativo 4 luglio 2014 n. 102, mostra la densità di superfici utili abitate, caratterizzate mediante il coefficiente di edificazione (plot ratio). Esso è stato elaborato sulla base dei dati censuari Istat 2011 utilizzando la seguente formula:

$$PR_i (\%) = \frac{Su_i}{A_i}$$

dove:

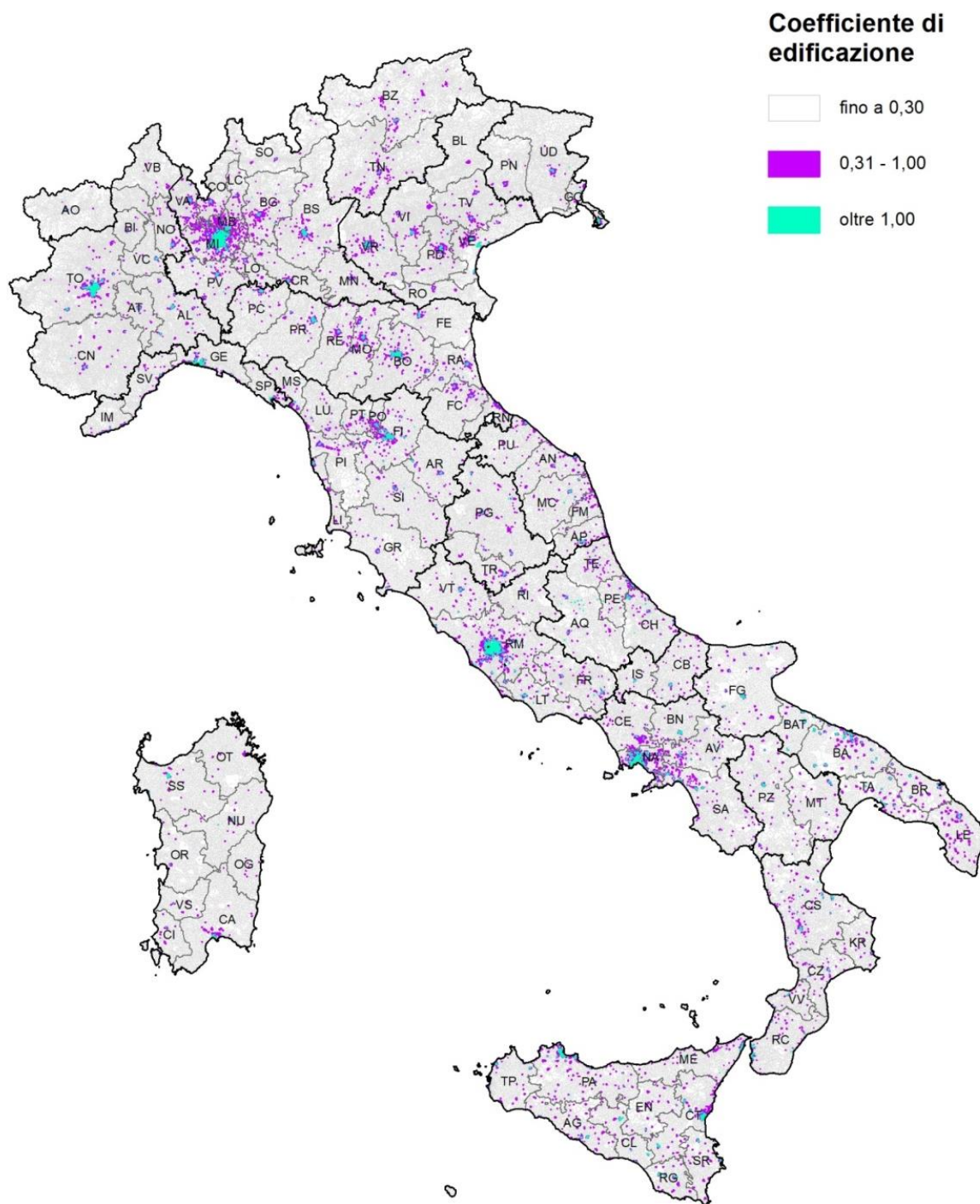
$PR_i$ : Plot ratio dell'area i-esima rilevata [%]

$Su_i$ : superfici calpestabili residenziali abitate rilevate nel Censimento ISTAT 2011 [m<sup>2</sup>]

$A_i$ : area i-esima della sezione censuaria ISTAT 2011 [m<sup>2</sup>]

La risoluzione geografica con cui è stato elaborato il coefficiente di edificazione è molto dettagliata in quanto le aree di rilevazione censuaria (da cui è possibile ricavare il valore aggregato  $Su_i$ ) hanno un'estensione media di 0,6 km<sup>2</sup>. Il parametro utilizzato per caratterizzare il colore assegnato alle aree di rilevazione (sezioni censuarie) indica se l'area è a bassa densità (coefficiente di edificazione <0,3), media densità (coefficiente di edificazione 0,30-1) o alta densità (coefficiente di edificazione >1) di edificazione. Il coefficiente di edificazione è considerato in molti studi di letteratura una proxy della domanda di calore, tuttavia nella realtà italiana deve essere valutato con cautela poiché va soppesato con densità di calore assai eterogenee presenti nel paese in funzione delle diverse latitudini e orografie territoriali.

Figura 12 - Mappa del coefficiente di edificazione (plot ratio)



Geograficamente le aree ad elevato coefficiente di edificazione si collocano in corrispondenza dei grandi centri urbani del paese, dove raggiungono estensioni superficiali di alcuni chilometri quadrati (Roma, Milano, Napoli, Torino, Palermo, Genova, Bologna, Firenze, etc.), ma si rilevano anche in molti comuni di media piccola grandezza in Pianura Padana e lungo gran parte delle aree costiere del paese.

Complessivamente nelle aree aventi coefficiente di edificazione  $>0,3$  si colloca lo 0,5% della superficie totale del paese, e il 35% della sua popolazione. Se si restringe il perimetro di tali aree a quelle con maggior domanda di calore (zone climatiche E-F) tali valori scendono rispettivamente allo 0,2% e al 12,6%.

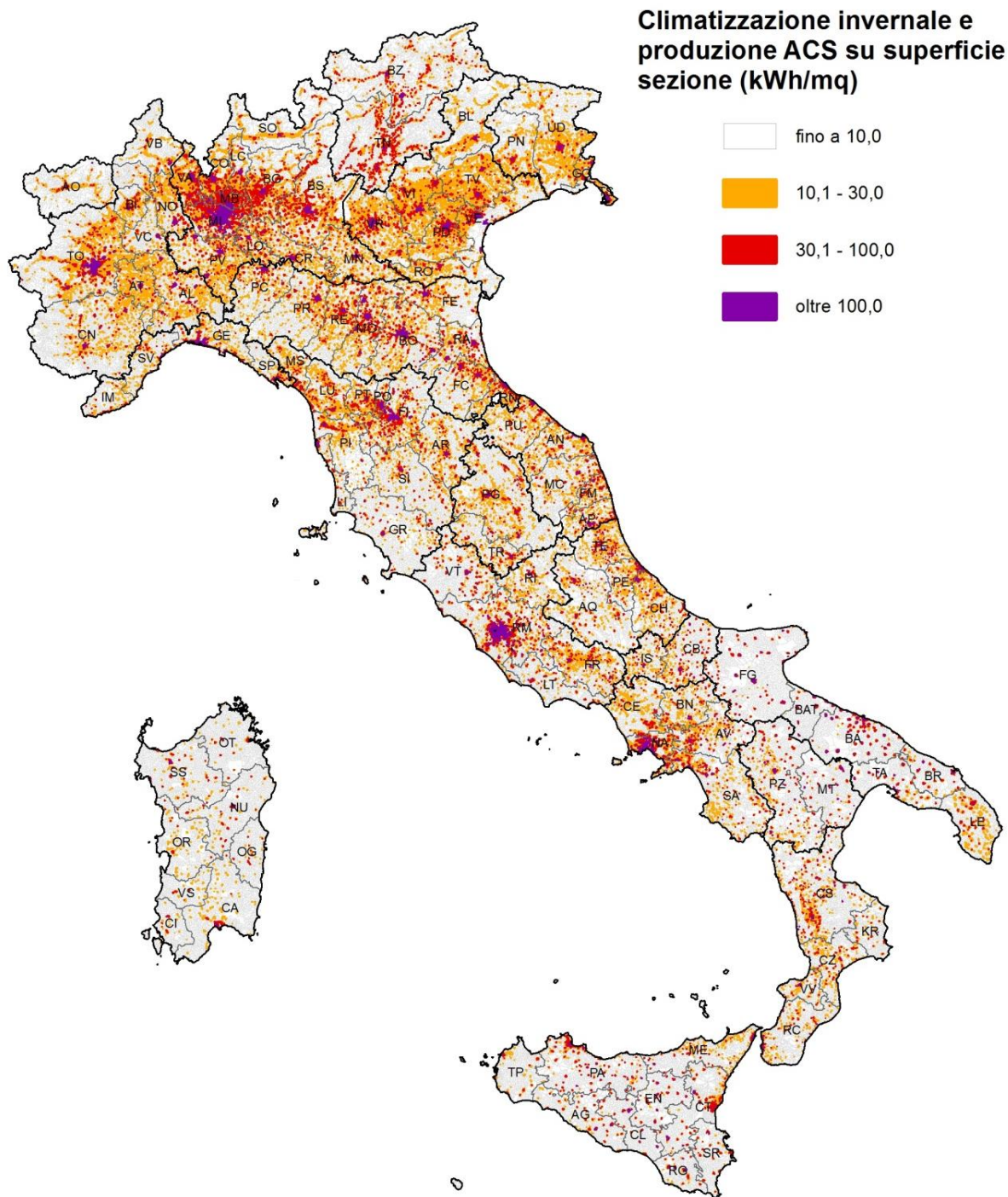
**Tabella 16 - Caratteristiche delle aree aventi coefficiente di edificazione  $>0,3$**

Climatic zone	nr. Municipalities	Average HD (PR $>0,3$ )	Land Area km <sup>2</sup> (PR $>0,3$ )	Population (PR $>0,3$ )
A	2	574	1	10.361
B	104	785	108	1.706.679
C	542	1166	371	5.696.009
D	709	1734	420	6.147.753
E	1153	2470	561	7.333.900
F	97	3478	11	125.134
<b>Total (PR<math>&gt;0,3</math>)</b>	<b>2607</b>	<b>1968</b>	<b>1.472</b>	<b>21.019.836</b>
<b>% of total ITA</b>	<b>32%</b>		<b>0,5%</b>	<b>35%</b>

Nella seguente mappa si descrive la densità di domanda (kWh/mq) di riscaldamento nel comparto residenziale. Un'indicazione della distribuzione sul territorio dei consumi per climatizzazione invernale e per produzione di acqua calda sanitaria è fornita evidenziando i centri con la maggior concentrazione di domanda.

I dati di consumo calcolati a livello comunale secondo il procedimento descritto precedentemente sono stati ripartiti tra le sezioni censuarie in cui è suddiviso il territorio comunale sulla base dei residenti in ogni sezione (dati reperiti dal Censimento Generale della Popolazione e delle Abitazioni 2011, ISTAT). I consumi per climatizzazione invernale e produzione di acqua calda sanitaria vengono poi divisi per la superficie della sezione censuaria stessa, ottenendo così un indicatore di domanda di riscaldamento per unità di superficie territoriale.

**Figura 13 - Densità dei consumi residenziali per climatizzazione invernale e produzione di acqua calda sanitaria. Anno 2013**



Come evidenziato nella tabella seguente, estratta dal database realizzato per rappresentare le mappe precedentemente descritte, oltre il 60% della domanda di climatizzazione invernale ed il 46% della domanda per acqua calda sanitaria ricadono nella zona climatica E, a grandi linee associabile al nord Italia.

Quasi il 50% della domanda termica è concentrata nelle aree con valori di densità superiori a 30 kWh/m<sup>2</sup>.

**Tabella 17 - Ripartizione dei consumi residenziali di interesse, e della relativa densità, per zone climatiche**

zona climatica	consumi per climatizzazione invernale (GWh)	consumi per produzione di acqua calda sanitaria (GWh)	densità* media dei consumi kWh/m <sup>2</sup>	consumi delle aree con densità* compresa tra 30 e 100 kWh/m <sup>2</sup> (GWh)	consumi delle aree con densità* superiori a 100 kWh/m <sup>2</sup> (GWh)
A	-	13	0,25	-	-
B	3.732	1.768	0,69	1.356	46
C	28.412	7.033	0,80	10.243	1.838
D	67.177	8.090	0,94	26.815	10.757
E	176.791	15.072	1,54	60.329	21.839
F	13.489	987	0,32	2.775	365
<b>totale</b>	<b>289.601</b>	<b>32.963</b>	<b>1,07</b>	<b>101.518</b>	<b>34.845</b>

(\*) la densità è calcolata come rapporto tra il consumo per climatizzazione invernale e produzione di acqua calda sanitaria associati ad ogni singola sezione censuaria e la superficie della sezione censuaria stessa.

## 1.4 Settore terziario

### 1.4.1 Ripartizione dei consumi per uso

I consumi complessivamente registrati in Italia nel settore terziario, tra il 2003 ed il 2013, sono illustrati nella tabella che segue, distinti per fonte di energia. I dati sono comprensivi dei consumi di energia elettrica, mentre non tengono conto dei consumi di energia termica rinnovabile<sup>9</sup> fornita da pompe di calore.

**Tabella 18 - Consumi del comparto dei servizi in Italia (dati in ktep)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Lignite/Brown Coal</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total petroleum products	1.045	1.036	1.051	1.048	991	1.050	836	829	756	633	612
<i>Liquified petroleum gas (LPG)</i>	672	652	665	614	582	561	592	588	534	445	451
<i>Gasoline (without bio components)</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	17	13	8
<i>Gas/diesel oil (without bio components)</i>	372	385	387	433	409	488	244	241	206	175	153
<i>Total fuel oil</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas	6.230	6.206	7.434	7.563	7.071	8.623	8.610	8.614	7.255	7.276	7.259
<i>Natural gas</i>	6.230	6.206	7.434	7.563	7.071	8.623	8.610	8.614	7.255	7.276	7.259
Derived heat	0	69	70	97	101	74	62	49	139	105	154
Renewable energies	145	143	146	149	151	155	163	125	128	154	171
<i>Solar thermal</i>	3	4	6	7	11	14	18	27	28	31	34
<i>Solid biofuels (excluding charcoal)</i>	7	8	8	10	8	8	13	21	21	21	36
<i>Biogas</i>	0	0	0	0	0	0	0	1	3	25	25
<i>Geothermal Energy</i>	135	132	132	132	132	132	132	76	76	77	77
Electrical energy	5.798	6.015	6.352	6.712	6.867	7.117	7.249	7.362	7.473	7.763	7.651
<b>All products</b>	<b>13.218</b>	<b>13.469</b>	<b>15.053</b>	<b>15.569</b>	<b>15.182</b>	<b>17.019</b>	<b>16.920</b>	<b>16.979</b>	<b>15.751</b>	<b>15.931</b>	<b>15.847</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

<sup>9</sup> Differenza tra l'energia (termica) complessivamente fornita dagli apparecchi e quella (generalmente elettrica) utilizzata per il loro funzionamento.



A differenza del settore residenziale, non sono disponibili dati sui consumi del settore terziario sufficientemente disaggregati sia per tipologia di uso che a livello territoriale. La valutazione dei consumi distinti per uso (tabella successiva) è effettuata a partire dai dati Eurostat, integrati con i risultati di valutazioni di dettaglio per le pompe di calore<sup>10</sup>.

**Tabella 19 - Consumi del comparto dei servizi in Italia (dati in ktep) distinti per uso (anno 2013)**

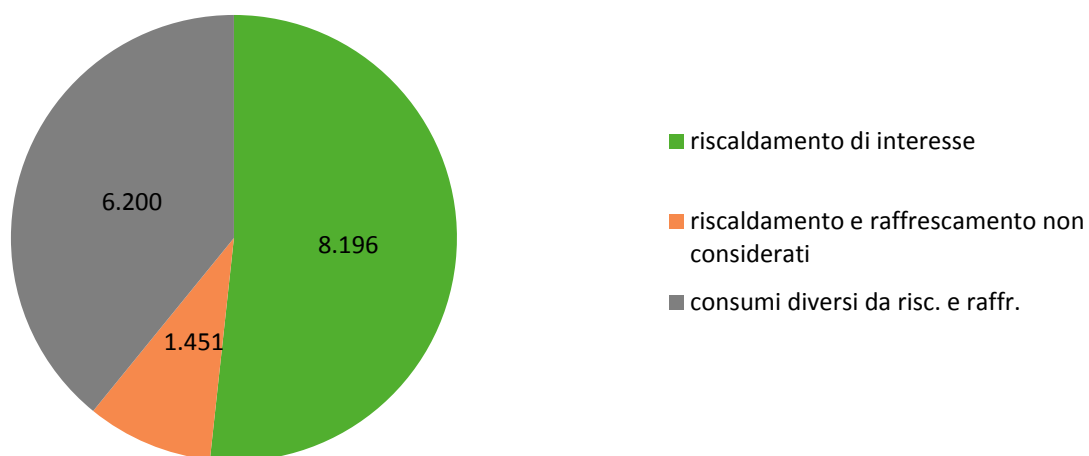
	Combustibili solidi	Prodotti petroliferi	Gas	Calore derivato	Energie rinnovabili	Energia elettrica	totale
Riscaldamento e raffrescamento	0,0	611,5	7.259,0	153,9	171,1	1.450,8	9.646,3
<i>Climatizzazione invernale, Acqua calda sanitaria ed altri usi</i>	0,0	611,5	7.259	153,9	171,1	1.025,6	9.221,1
<i>Climatizzazione estiva</i>						425,2	425,2
altri usi elettrici						6.200,3	6.200,3
<b>Totale</b>	<b>0,0</b>	<b>611,5</b>	<b>7.259,0</b>	<b>153,9</b>	<b>171,1</b>	<b>7.651,1</b>	<b>15.846,6</b>

Rispetto a quanto presentato nella tabella precedente, di seguito le valutazioni riguardanti la domanda di riscaldamento e raffrescamento vengono limitate alle componenti di principale interesse per il presente studio, ovvero le tipologie di consumo che si ritiene siano soddisfacibili più facilmente da impianti di cogenerazione e sistemi di teleriscaldamento. Considerando che i sistemi di climatizzazione elettrici nel settore servizi possono essere complessi e già molto integrati, con finalità di controllo dell'umidità e ventilazione controllata, non si ritiene che, in linea generale, tale domanda sia attualmente agevolmente sostituibile con sistemi di teleriscaldamento o cogeneratori. I consumi per riscaldamento e raffrescamento oggetto di valutazione nei successivi capitoli sono quindi di 8,2 Mtep.

<sup>10</sup> Si è ricostruito il consumo elettrico per pompe di calore attraverso i seguenti passaggi:

- calcolo della potenza complessiva installata in Italia, nel comparto non residenziale, ottenuta come differenza tra la potenza totale installata e la potenza totale residenziale, precedentemente calcolata;
- calcolo delle ore equivalenti di funzionamento per raffrescamento degli edifici non residenziali, ottenute principalmente dall'analisi dei database CENED di Regione Lombardia (selezionando unicamente gli edifici non residenziali dotati di pompe di calore come generatore);
- applicazione dei dati caratteristici di funzionamento alla potenza di raffrescamento italiana installata nei settori non residenziali; per il riscaldamento invece si utilizzano i parametri della Commission Decision n. 2013/114/EU.

**Figura 14 - Consumi per riscaldamento e raffrescamento selezionati rispetto al totale del settore servizi. Anno 2013 (dati in ktep)**



## 1.4.2 Domanda di riscaldamento: distribuzione settoriale e territoriale

Il settore dei servizi è estremamente eterogeneo per struttura e profilo dei consumi. Nella tabella che segue si presenta una ricostruzione dei consumi effettuata da GSE sulla base di valutazioni di dettaglio condotte da RSE<sup>11</sup> su ogni singolo sotto-settore, avvalendosi di un'ampia letteratura in merito<sup>12</sup>.

<sup>11</sup> Perego O., Bazzocchi F. Benini M. "Rapporto RSE RdS 14009625".

<sup>12</sup> M. Aprile "Caratterizzazione energetica del settore alberghiero in Italia, ENEA, Report RSE/2009/162".

U. Curcio "Indagine sui consumi e sulla diffusione delle apparecchiature nel settore terziario in Italia, CESI Rapporto A5053452", 2005.

Federalberghi "DATATUR Trend e statistiche sull'economia del turismo", 2014.

CNEL "La situazione degli impianti sportivi in Italia al 2003", Roma, Gennaio 2005.

S. Elia, E. Santini "Analisi di consumo, elettrico e termico, del centro sportivo Giulio Onesti del CONI di Roma, ENEA Report RdS", Settembre 2012.

ENEA "Determinazione dei fabbisogni e dei consumi energetici dei sistemi edificio-impianto, Caratterizzazione del parco immobiliare ad uso ufficio, Report RSE/2009/163".

ENEA "Determinazione dei fabbisogni e dei consumi energetici dei sistemi edificio-impianto, Caratterizzazione del parco immobiliare ad uso centro commerciale, Report RdS/2011/161".

Ufficio Studi Confcommercio "Rapporto sulle Economie Territoriali e il terziario di Mercato", 2014.

FederDistribuzione "Mappa del Sistema Distributivo Italiano", 2013.

Politecnico di Milano "Energy Efficiency Report", Dicembre 2013.

F. Carrara "I consumi energetici della Pubblica Amministrazione Stima dei consumi e scenari di riqualificazione energetica, Rapporto RSE GSE", Dicembre 2014.



**Tabella 20 - Consumi per riscaldamento del comparto dei servizi in Italia distinti per sotto-settore (dati in ktep)**

	superficie nazionale (m <sup>2</sup> )	consumo per riscaldamento (ktep)
Amministr.az. Pubblica	72.308.533	964,0
Sanità	56.908.138	1.289,4
Attività e tempo libero	9.183.394	288,5
Istruzione	83.370.933	997,0
Alberghi		634,6
Complessi sportivi	44.755.776	1.197,7
Uffici	56.674.733	828,4
Commercio - GDO	22.292.112	85,9
Altro		1.909,9
<b>Totale</b>		<b>8.195,5</b>

È possibile ripartire sul territorio i consumi di riscaldamento nazionali per ogni sotto-settore, basandosi su:

- parametri di consumo specifico, tipici di ogni sotto-settore, forniti dalle elaborazioni effettuate da RSE;
- informazioni a livello provinciale sul numero e/o sulla dimensione (metri quadrati o metri cubi) degli edifici appartenenti ai principali sotto-settori del terziario (commercio, istruzione, uffici, etc.) raccolte e pubblicate dall'Osservatorio del Mercato Immobiliare (OIM), gestito dall'Agenzia del Territorio / Agenzia delle Entrate;
- i dati del Censimento Istat 2011 dell'Industria e dei Servizi sul numero di addetti per sotto-settore, utili per riproporzionare i dati provinciali dell'OIM di cui al punto precedente tra i singoli comuni di ciascuna provincia d'Italia.

**Tabella 21 - Consumi per riscaldamento del comparto dei servizi in Italia distinti per sotto-settore (dati in ktep)**

	Amm. Pubblica	Sanità	Attività e tempo libero	Istruz.	Alberghi	complessi sportivi	Uffici	Commercio - GDO	Altro	totale
Piemonte	106	155	31	104	42	126	65	9	233	871
Valle d'Aosta	9	7	1	8	17	11	3	1	11	68
Lombardia	161	242	59	233	59	205	229	19	348	1.556
Trentino Alto Adige	49	29	28	56	110	50	26	4	89	442
Veneto	91	115	46	126	78	130	106	10	207	910
Friuli-Venezia Giulia	38	48	12	38	16	33	23	2	74	284
Liguria	16	33	5	19	21	27	13	2	42	177
Emilia-Romagna	76	132	37	88	79	144	96	11	160	824
Toscana	56	71	22	51	43	96	53	4	106	502
Umbria	16	25	8	15	19	43	15	1	41	183
Marche	25	29	10	26	18	40	20	3	53	224
Lazio	110	89	13	56	32	73	61	4	175	613
Abruzzo	25	30	3	22	15	38	13	3	45	194
Molise	10	8	0	5	4	8	3	1	9	47
Campania	39	90	3	32	20	51	28	5	98	367
Puglia	33	47	2	41	18	44	25	3	80	293
Basilicata	15	10	1	9	4	9	5	1	16	69
Calabria	19	45	2	19	12	20	12	1	28	158
Sicilia	39	62	4	31	16	29	22	2	67	270
Sardegna	31	23	2	17	10	20	11	1	30	146
<b>Italia</b>	<b>964</b>	<b>1.289</b>	<b>289</b>	<b>997</b>	<b>635</b>	<b>1.198</b>	<b>828</b>	<b>86</b>	<b>1.910</b>	<b>8.195</b>

## 1.5 Industria

### 1.5.1 Ripartizione dei consumi per uso

L'andamento negli ultimi 10 anni dei consumi registrati da Eurostat nel settore industriale in Italia è illustrato nella tabella seguente. Ai fini del presente studio, il comparto industriale include i consumi dell'industria energetica, che comprende i consumi degli ausiliari degli impianti di generazione elettrica e di calore derivato, i consumi degli impianti di pompaggio e i consumi a fini energetici (al netto dei consumi di materie prime) delle raffinerie, delle cokerie, degli impianti di estrazione di idrocarburi. Al 2013, il consumo complessivo del comparto industriale ammonta a quasi 34,5 Mtep.

**Tabella 22 - Consumi (ktep) del comparto industriale, inclusa l'industria energetica, in Italia per fonte**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Solid fuels	3.863	3.877	4.231	3.707	3.695	3.327	1.873	2.945	3.454	3.432	2.396
Other Bituminous Coal	1.268	1.292	1.412	1.262	1.237	1.308	714	994	1.196	1.494	762
Coke Oven Coke	2.550	2.538	2.559	2.402	2.413	1.974	1.117	1.911	2.212	1.900	1.598
Lignite/Brown Coal	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	1
Coking Coal	44	45	258	40	44	44	40	39	44	38	35
Total petroleum products	12.505	11.972	12.283	11.182	11.526	11.229	9.179	8.773	8.237	7.188	5.768
Refinery gas	2.569	2.527	2.790	2.704	3.046	2.735	2.501	2.796	2.748	2.022	2.075
Liquified petroleum gas (LPG)	509	468	489	476	430	357	316	357	333	289	247
Gasoline (without bio components)	306	334	325	296	395	247	244	175	25	482	312
Other kerosene	10	4	4	4	1	1	0	4	2	0	1
Kerosene type jet fuel (without bio components)	15	16	21	22	18	15	12	21	16	12	13
Naphtha	218	55	57	22	28	19	16	14	13	11	0
Gas/diesel oil (without bio components)	758	817	776	418	452	400	341	496	740	437	341
Total fuel oil	5.102	4.095	3.886	3.650	3.739	3.818	3.021	2.236	1.652	1.621	823
Petroleum coke	2.966	3.186	3.500	3.194	3.020	3.204	2.697	2.667	2.708	2.314	1.954
Other Oil Products	52	470	436	397	398	434	31	9	1	0	2
Gas	17.344	14.650	14.187	13.639	13.214	12.187	10.361	11.004	10.483	10.461	10.030
Natural gas	17.302	14.636	14.157	13.605	13.199	12.173	10.357	11.001	10.477	10.231	9.851
Coke Oven Gas	12	10	9	28	12	14	5	4	7	212	168
Blast Furnace Gas	31	4	21	6	2	0	0	0	0	18	10
Derived heat	0	4.302	4.381	4.747	4.645	4.593	4.162	4.702	4.466	4.074	4.008
Renewable energies	223	220	213	214	182	281	394	217	253	271	275
Solar thermal	0	0	0	0	0	0	0	7	7	8	8
Solid biofuels (excluding charcoal)	206	203	198	198	167	243	375	201	236	234	237
Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20
Charcoal	18	17	15	15	15	38	19	7	7	7	7
Geothermal Energy	0	0	0	0	0	0	0	3	3	2	2
Electrical energy	14.556	14.547	14.553	14.732	14.650	14.226	12.342	12.977	13.051	12.295	11.732
Industrial wastes (non-renewable)	62	62	62	62	62	62	62	223	249	281	281
<b>All products</b>	<b>48.553</b>	<b>49.631</b>	<b>49.910</b>	<b>48.282</b>	<b>47.973</b>	<b>45.904</b>	<b>38.372</b>	<b>40.841</b>	<b>40.193</b>	<b>38.001</b>	<b>34.489</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Rispetto ai consumi riportati nelle tabelle precedenti si è scelto di scorporare i consumi per riscaldamento sulla base dei vettori impiegati: si assume che tutte le fonti utilizzate diverse dall'energia elettrica soddisfino una domanda termica di interesse per il presente studio (climatizzazione e calore di processo). Gli impieghi di energia elettrica comprendono anche una quota parte per riscaldamento (ad esempio forni elettrici o pompe di calore) ma si è ritenuto di non quantificarli, per l'aleatorietà che avrebbe tale stima, dovuta alla mancanza di dati organici in merito; inoltre si ritiene che tali utilizzi non siano facilmente sostituibili da teleriscaldamento o cogeneratori, in quanto caratterizzati generalmente da precise esigenze di processo. Si concentra pertanto l'analisi sugli impieghi di combustibili e calore derivato (si veda la tabella seguente), che ammontano a circa 22,7 Mtep.

**Tabella 23 - Consumi del comparto dell'industria (inclusa l'industria energetica) in Italia distinti per uso, anno 2013 (dati in ktep)**

	energia elettrica	gas	prodotti petroliferi	carbone	calore derivato	rinnovabili e rifiuti	totale
climatizzazione ambienti, usi di processo		10.030	5.768	2.396	4.008	556	22.757
impieghi elettrici	11.732						11.732
<b>totale industria</b>	<b>11.732</b>	<b>10.030</b>	<b>5.768</b>	<b>2.396</b>	<b>4.008</b>	<b>556</b>	<b>34.489</b>

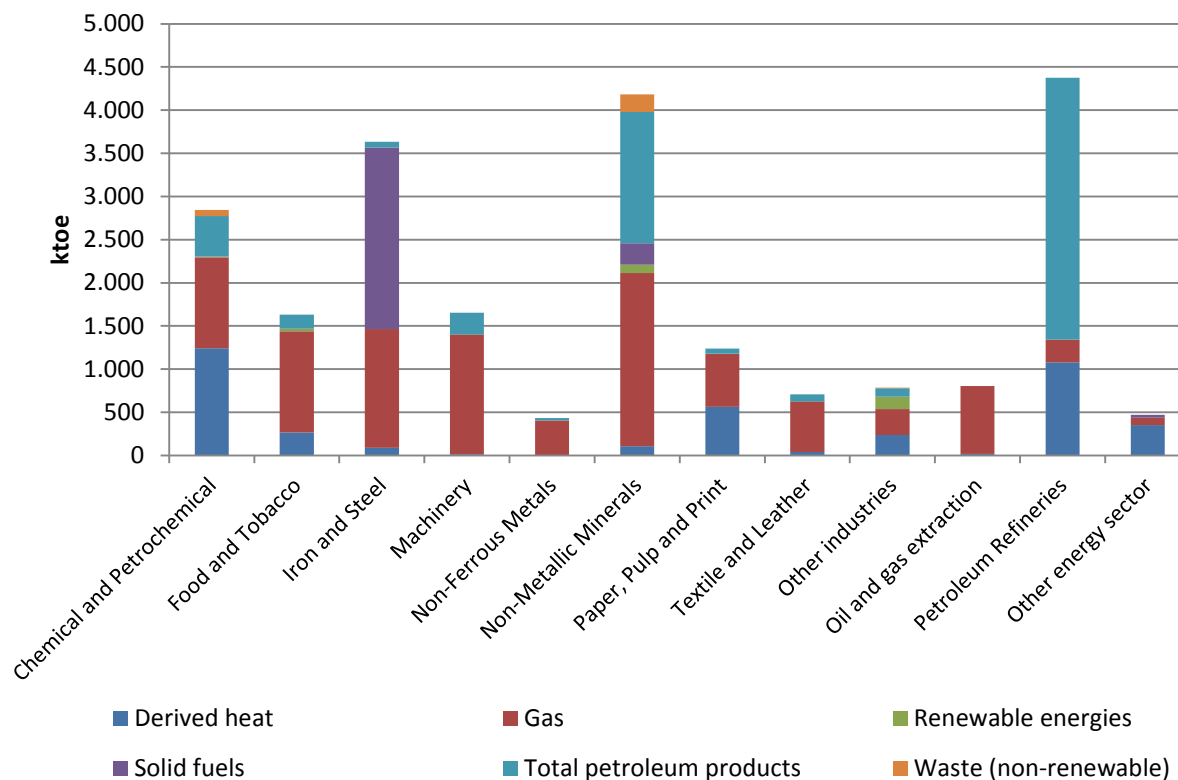
I consumi per riscaldamento sono ripartiti tra i diversi settori come riportato nella tabella e nel grafico seguente. Si osserva che i maggiori consumi industriali sono da attribuirsi al settore delle raffinerie e della ceramica e vetro, seguiti da quello siderurgico e quello chimico e petrolchimico.

**Tabella 24 - Consumi per riscaldamento dell'industria (inclusa l'industria energetica) in Italia distinti per sottosettore, anno 2013 (dati in ktep)**

	Derived heat	Gas	Renewable energies	Solid fuels	Total petroleum products	Waste (non-renewable)	TOTAL
Chemical and Petrochemical	1243,2	1053,2	6,8	1,4	469,5	71,1	2845,2
Food and Tobacco	265,8	1173,9	29,7	0	160	0	1629,4
Iron and Steel	87,1	1375,2	0	2104,3	66,7	0	3633,3
Machinery	15,4	1386,6	0,6	0	252,2	0	1654,8
Non-Ferrous Metals	0,6	403,8	0	1,4	25,6	0	431,4
Non-Metallic Minerals	108,2	2004,3	95,7	251,2	1519,6	201,8	4180,8
Paper, Pulp and Print	563,6	613	0,4	0	62,5	0	1239,5
Textile and Leather	40,3	585,6	0,1	0	81,3	0	707,3
Other industries	236,2	300,8	141,3	2,7	98,2	8	787,2
Oil and gas extraction	17,6	786,1	0	0	0	0	803,7
Petroleum Refineries	1077,8	264	0	0	3032,9	0	4374,7
Other energy sector	352,3	83,4	0	34,8	0	0	470,5
<b>TOTAL</b>	<b>4.008,1</b>	<b>10.029,9</b>	<b>274,6</b>	<b>2.395,8</b>	<b>5.768,5</b>	<b>280,9</b>	<b>22.757,8</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

**Figura 15 - Consumi per riscaldamento dell'industria (inclusa l'industria energetica) in Italia distinti per sottosettore, anno 2013 (dati in ktep)**



### 1.5.2 Mappa delle zone industriali con un consumo annuo totale di riscaldamento e raffreddamento superiore a 20 GWh

La mappa successiva, come previsto dall'Allegato 3 del Decreto legislativo 4 luglio 2014 n. 102, consente di individuare dove si collocano geograficamente e settorialmente i principali consumi di energia dei diversi siti industriali del paese e il loro ordine di grandezza. I consumi rappresentati includono tutti i consumi diretti avvenuti in sito ovvero sia quelli a fini termici che elettrici (nel caso di autoproduzione). La classificazione dei settori industriali adottata è coerente con quella impiegata da Eurostat nei bilanci energetici.

I siti industriali sono stati geolocalizzati sulla base dei dati anagrafici desunti dal DB ETS<sup>13</sup>.

Gli impianti mappati sono tutti i siti industriali con impianti di combustione con una potenza termica nominale totale superiore a 20 MWt che nel 2013 presentavano consumi >20 GWh.

Nella mappa sono stati presi in considerazione esclusivamente gli impianti di autoproduzione di elettricità e calore presenti nelle industrie e nel settore della trasformazione ed esclusi gli impianti

<sup>13</sup> [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry/documentation\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry/documentation_en.htm)

di produzione di elettricità-calore gestiti dalle utilities<sup>14</sup>. Non è stato possibile, per indisponibilità di dati puntuali, scorporare i consumi relativi all'autoproduzione elettrica che in Italia ha un'incidenza non marginale in diversi settori (tra i principali: siderurgico, raffinazione, chimico, cartiere). Di conseguenza i valori puntuali devono essere letti a titolo indicativo per quanto riguarda i consumi industriali a fine calore.

I consumi energetici dei siti industriali sono stati elaborati sulla base del seguente rapporto:

$$C_{ik} (\%) = \frac{CO2_{ik}}{EF_k}$$

Dove:

$C_{ik}$ : stima dei consumi del 2013 del sito industriale  $i$  del settore  $k$  [%]

$CO2_{ik}$ : emissioni di CO<sub>2</sub> verificate nel 2013 del sito industriale  $i$  del settore  $k$  [%]

$EF_k$ : fattore emissivo medio del settore industriale  $k$

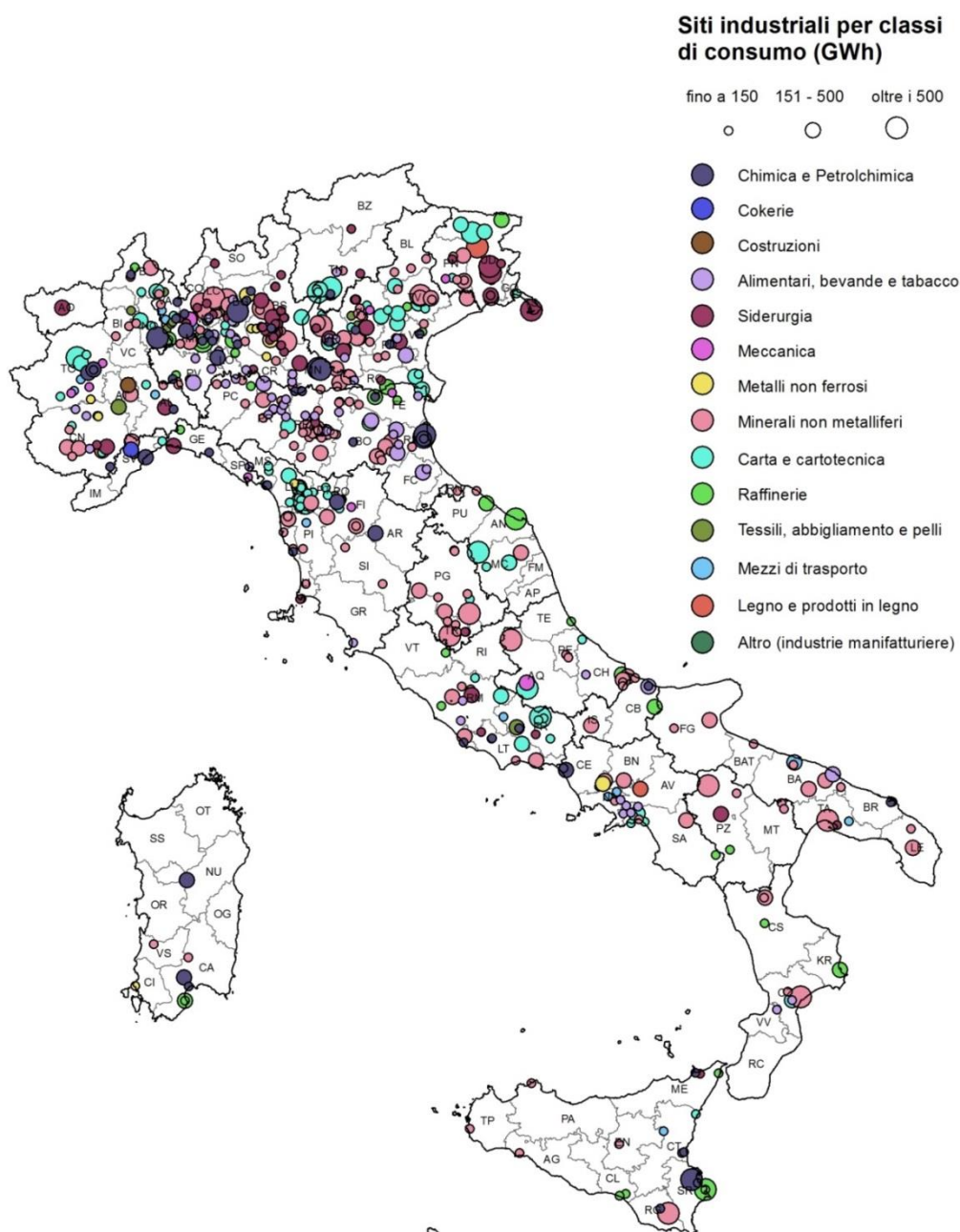
Per calcolare i fattori emissivi medi dei diversi settori industriali sono stati utilizzati i mix fossili settoriali desunti dai bilanci energetici Eurostat e i fattori emissivi specifici dei combustibili nazionali desunti da ISPRA ed IPCC. I fattori emissivi medi calcolati per i diversi settori sono riportati nella seguente tabella:

**Tabella 25 - Fattori emissivi medi relativi ai diversi settori**

Settore	Sotto-settore	FE <sub>k</sub> (tCO <sub>2</sub> /TJin)
Trasformazione	Raffinerie	69,9
Trasformazione	Cokerie	78,7
Industriale	Siderurgia	84,3
Industriale	Metalli non ferrosi	56,8
Industriale	Chimica e petrolchimica	64,4
Industriale	Minerali non metalliferi	78,4
Industriale	Miniere e cave	62,9
Industriale	Alimentari, bevande e tabacco	57,9
Industriale	Tessili, abbigliamento e pelli	57,9
Industriale	Carta e cartotecnica	57,5
Industriale	Mezzi di trasporto	55,8
Industriale	Meccanica	58,3
Industriale	Legno e prodotti in legno	55,8
Industriale	Costruzioni	58,1
Industriale	Altro (industrie manifatturiere)	78,3

<sup>14</sup> Sui quali sono state realizzate delle mappe ad hoc nei seguenti paragrafi

Figura 16 -Siti industriali con un consumo annuo totale di energia primaria superiore a 20 GWh



I consumi delle zone industriali si concentrano maggiormente nelle aree settentrionali del paese dove il tessuto produttivo è storicamente più diffuso, anche se non mancano importanti zone industriali caratterizzate da elevati consumi unitari nelle aree meridionali. I siti industriali con maggiori consumi unitari sono quelli dei settori raffinazione, chimico e petrolchimico, siderurgia, ceramiche e della carta.

## 1.6 Agricoltura e pesca

### 1.6.1 Ripartizione dei consumi per uso

I dati statistici riportano per il settore agricolo una contrazione costante dei consumi negli ultimi dieci anni. La contrazione dei consumi è dovuta soprattutto al gasolio, mentre altre fonti risultano costanti.

**Tabella 26 - Consumi dell'agricoltura in Italia distinti per fonte (dati in ktep)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total petroleum products	2.626,7	2.609,7	2.610,8	2.584,2	2.450,7	2.380,3	2.401,4	2.266,3	2.228,4	2.129,2	2.106,7
Liquified petroleum gas (LPG)	73,6	72,5	73,6	73,6	70,3	68,1	65,9	68,1	65,9	59,3	57,1
Gasoline (without bio components)	8,4	20,0	19,0	15,8	13,7	13,7	11,6	11,6	9,5	9,5	9,5
Gas/diesel oil (without bio components)	2.544,7	2.517,3	2.518,3	2.494,8	2.366,7	2.298,5	2.323,9	2.186,5	2.153,0	2.060,4	2.040,0
Gas	132,7	138,3	168,8	148,3	156,2	136,8	141,7	142,2	130,2	128,6	128,3
Natural gas	132,7	138,3	168,8	148,3	156,2	136,8	141,7	142,2	130,2	128,6	128,3
Derived heat	0,0	1,2	1,2	2,1	3,4	0,9	12,7	1,3	9,4	15,5	20,3
Renewable energies	80,8	79,4	79,5	79,7	79,8	79,9	80,5	48,2	48,5	41,0	41,6
Solar thermal	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,9	1,3	1,4	1,6	1,7
Solid biofuels (excluding charcoal)	0,5	0,5	0,6	0,7	0,6	0,6	1,0	1,6	1,6	1,6	1,8
Geothermal Energy	80,1	78,6	78,6	78,6	78,6	78,6	78,6	45,3	45,3	37,8	38,2
Electrical energy	443,9	445,8	461,2	473,2	486,6	487,5	485,8	482,3	507,9	509,4	488,1
<b>All products</b>	<b>3.284,2</b>	<b>3.274,4</b>	<b>3.321,5</b>	<b>3.287,6</b>	<b>3.176,7</b>	<b>3.085,4</b>	<b>3.122,1</b>	<b>2.940,3</b>	<b>2.924,3</b>	<b>2.823,6</b>	<b>2.785,0</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

A partire dai dati di consumo settoriale, si suddividono i flussi in modo da evidenziare la quota attribuita al solo riscaldamento.



**Tabella 27 - Consumi nel settore agricolo in Italia nel 2013 distinti per uso (dati in ktep)**

	prodotti petroliferi	gas	calore derivato	energia rinnovabili	energia elettrica	totale
Riscaldamento e raffrescamento	146,2	128,3	20,3	41,6	0,0	336,4
<i>Climatizzazione ambienti, essiccazione, altri usi</i>	146,2	128,3	20,3	41,6		336,4
usi elettrici					488,1	488,1
azionamento macchine agricole	1.960,5					1.960,5
Totale agricoltura	2.106,7	128,3	20,3	41,6	488,1	2.785,0

I consumi per riscaldamento dell'agricoltura non vengono in quest'analisi ripartiti sul territorio, in quanto non si dispone di dati sufficientemente solidi per identificare i centri di consumo dei prodotti energetici (principalmente serre, essiccatoi, allevamenti zootecnici). Si ritiene inoltre che l'esercizio di collocazione dei consumi sul territorio non sia strettamente utile alla valutazione del potenziale di teleriscaldamento, in quanto i centri agricoli sono tipicamente distanti dai centri abitati e raramente raggiunti da reti di teleriscaldamento (come testimoniato dalla quota attuale dell'agricoltura tra i clienti dei teleriscaldamento). Si ricorda infine che il consumo per riscaldamento del settore agricolo rappresenta una quota decisamente minoritaria (0,5 %) del consumo complessivo per il riscaldamento.

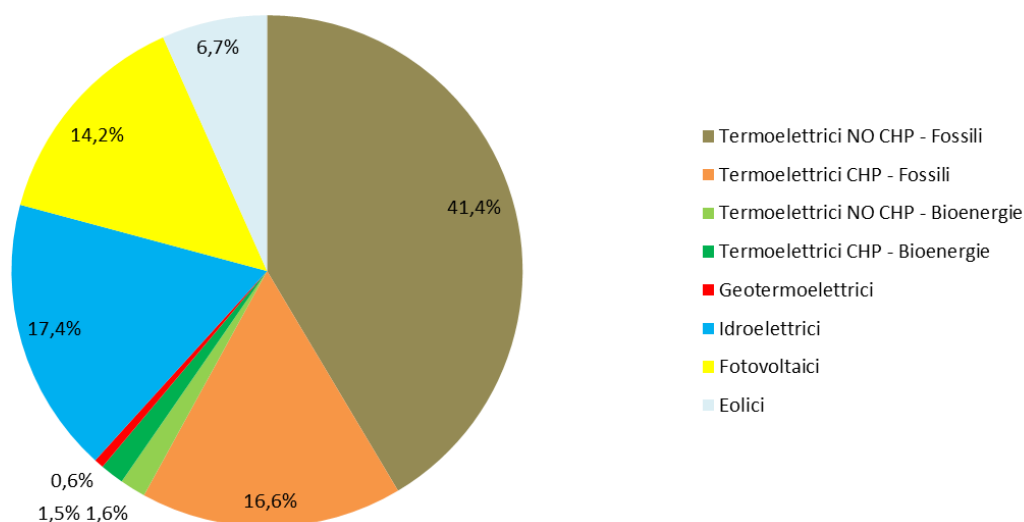
# 2 La cogenerazione nel parco elettrico nazionale

## 2.1 Impianti termoelettrici

A fine 2013 in Italia risulta installata una capacità elettrica complessiva pari a 128,4 GW, di cui 79,2 GW (62%) sono costituiti da impianti termoelettrici<sup>15</sup>. La restante parte è composta per il 17% da impianti idroelettrici e per il 21% da impianti ad altre fonti rinnovabili come il solare e l'eolico. Andando nel dettaglio degli impianti termoelettrici, si nota che il 29% della loro potenza (il 18% della potenza complessivamente installata), pari a 23,2 GW, risulta associabile ad impianti di tipo cogenerativo<sup>16</sup>.

In base ai dati statistici Terna, la produzione lorda di energia elettrica associata al totale del parco elettrico italiano è pari, nel 2013, a 290 TWh, di cui 192 TWh associabili all'insieme degli impianti termoelettrici. Gli impianti cogenerativi producono in totale 91 TWh di energia elettrica.

**Figura 17 – Ripartizione della potenza efficiente degli impianti elettrici di generazione al 2013 – Totale 128,4 GW**



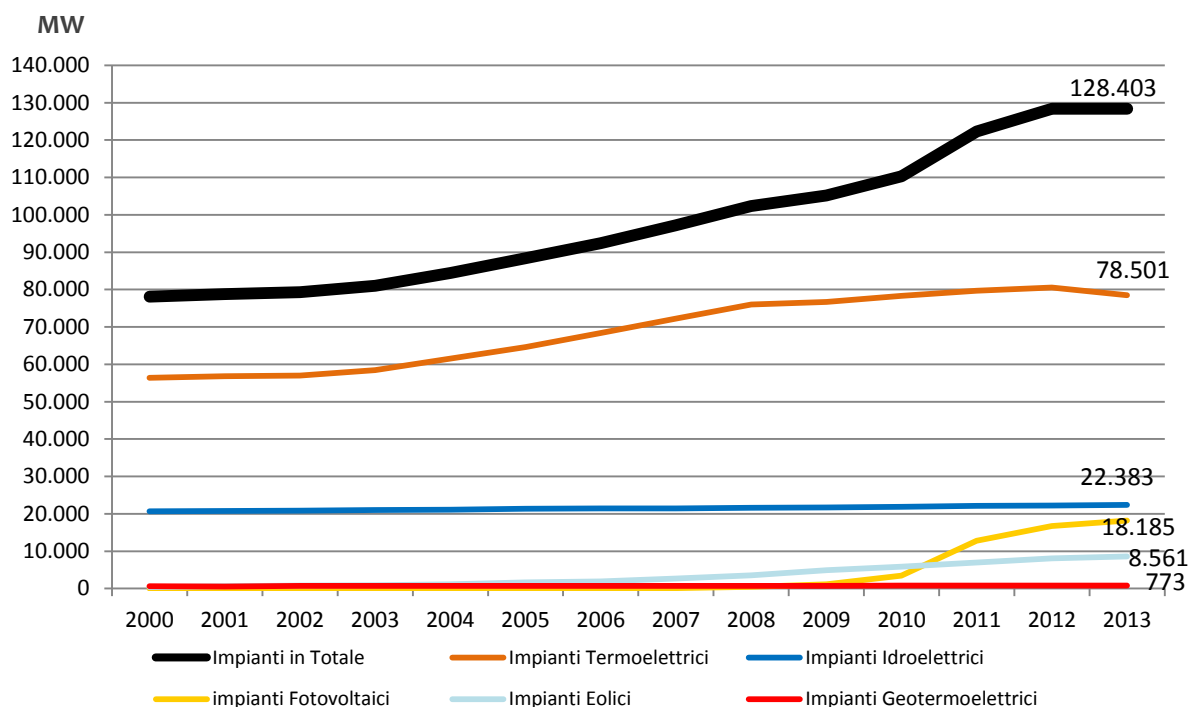
Dall'analisi della serie storica della potenza installata, si osserva come vi sia stata una significativa e costante crescita negli ultimi anni. I maggiori contributi in tal senso derivano in particolare dalle

<sup>15</sup> Includendo al suo interno impianti alimentati a fonti: fossili, geotermiche, bioenergie e rifiuti

<sup>16</sup> La potenza è riferita al complesso degli impianti in cui sono inserite unità che nel corso del 2013 hanno prodotto in assetto cogenerativo.

fonti rinnovabili come solare ed eolico. Un diverso andamento emerge invece per gli impianti termoelettrici che subiscono una contrazione nel 2013 rispetto al picco del 2012.

**Figura 18 - Serie storica della potenza efficiente degli impianti elettrici di generazione**



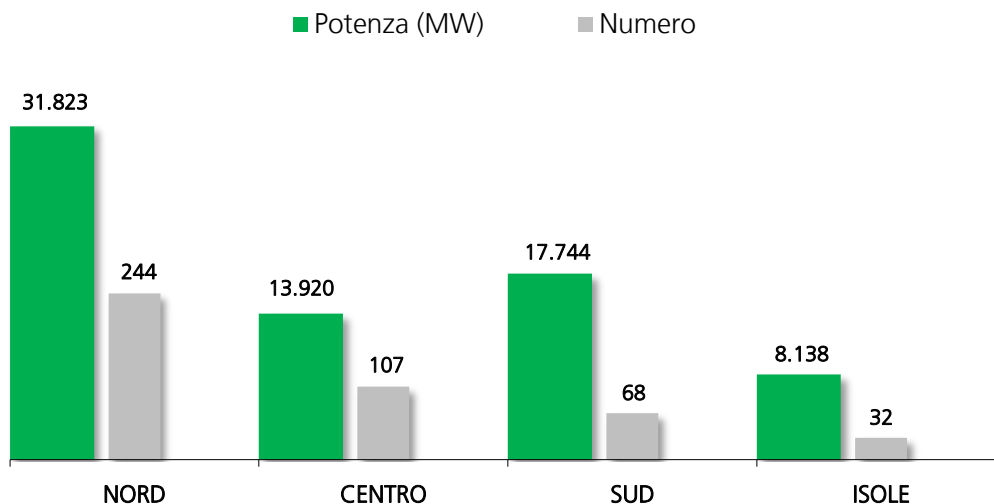
I carichi di punta del paese dell'ordine dei 55 GW raggiunti generalmente nella stagione estiva e la produzione termoelettrica scesa nell'ultimo anno (2014) al di sotto dei 200 TWh<sup>17</sup>, denotano un fenomeno non trascurabile di over-capacity termoelettrica che vede diversi impianti impiegati principalmente a fini di riserva e altri per lo più inattivi e prossimi alla dismissione.

Concentrando l'attenzione su un perimetro di impianti per i quali un recupero di calore è dimensionalmente di maggiore interesse, ovvero gli impianti termoelettrici di potenza superiore a 5MWe, si può notare che la potenza installata in questi impianti è pari a 71,6 GW (il 90% del termoelettrico e il 56% del totale).

Gli impianti termoelettrici di taglia superiore a 5MW si distribuiscono maggiormente nel Nord (54%) con una potenza complessivamente installata di 31,8 GW. Centro e Sud+Isole coprono rispettivamente il 23% e il 22% degli impianti installati. Osservando la densità di impianti per km<sup>2</sup> si nota come essa sia maggiore nell'area Nord del Paese (1 impianto ogni 453 km<sup>2</sup>) a fronte dell'area meridionale e insulare la cui densità è circa 3 volte inferiore (1 impianto ogni 1.237 km<sup>2</sup>).

<sup>17</sup> A cui corrispondono mediamente meno di 3000 ore equivalenti di utilizzo della capacità termoelettrica. A tale contrazione delle ore di produzione termoelettrica concorrono più fattori tra i quali la stagnazione della domanda elettrica, lo sviluppo delle rinnovabili e negli ultimi anni anche un'elevata produzione idroelettrica.

**Figura 19 - Distribuzione territoriale degli impianti termoelettrici con potenza superiore a 5MW. Potenza e numerosità**

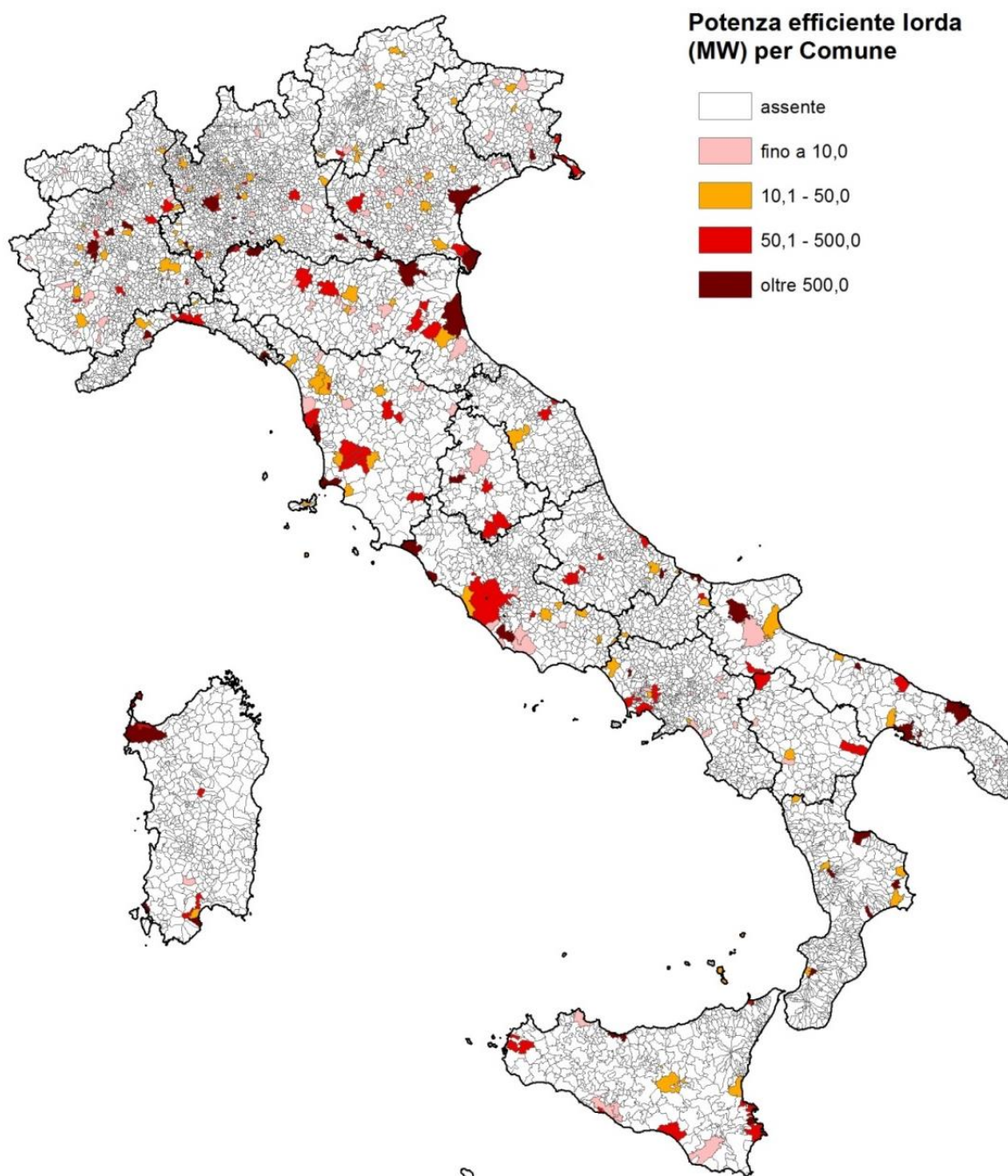


La mappa che segue fornisce una vista della distribuzione geografica della potenza termoelettrica di medio-grande taglia installata nel paese.

I dati anagrafici degli impianti termoelettrici sono stati desunti dal database degli impianti elettrici Gaudì gestito da Terna. La potenza utilizzata è la potenza elettrica efficiente lorda.

Le potenze sono state cumulate per comune escludendo gli impianti FER non termoelettrici (fotovoltaici, eolici, idroelettrici) nonché tutti gli impianti di produzione elettrica al di sotto dei 5 MWe considerati, in prima approssimazione, di minor interesse per potenziali sistemi di produzione del calore centralizzati. Di conseguenza le potenze elettriche comunali mappate non coincidono con la somma totale delle potenze elettriche installate nel comune.

**Figura 20 - Distribuzione geografica della potenza termoelettrica di taglia superiore a 5 MW**



Osservando la mappa si nota che nel Nord del paese è installata una maggiore potenza termoelettrica sia in termini assoluti che in termini di concentrazione territoriale. Le motivazioni principali sono adducibili sia alla maggiore domanda elettrica<sup>18</sup> sia alla presenza di un tessuto industriale più capillare sul territorio rispetto al Sud del paese che è invece caratterizzato da grandi poli industriali più isolati. Dalla mappa inoltre emerge una certa corrispondenza tra i grandi

<sup>18</sup> I consumi di energia elettrica del Nord Italia sono il doppio quelli dell'intera area meridionale e insulare del paese

poli industriali del paese e alcune delle aree a maggiore potenzialità termoelettrica (per fare alcuni esempi: Porto Marghera (VE) al Nord; Piombino (LI) al centro; Taranto (TA) al sud; Priolo Gargallo (SR), Augusta (SR) e Porto Torres (SS) nelle Isole). In molte di queste realtà coesistono sia impianti termoelettrici di proprietà delle utilities che immettono energia elettrica nelle rete nazionale sia rilevanti impianti di autoproduzione destinati per lo più ai consumi dei poli produttivi.

Ai fini delle analisi qui condotte, la caratterizzazione degli impianti in termini di tipologia e fonte di alimentazione è frutto di un'integrazione ed omogeneizzazione di dati anagrafici e di esercizio provenienti da database gestiti da Terna (che detiene e gestisce i dati elettrici e le anagrafiche di tutti gli impianti nazionali) e da GSE (che certifica, monitora e incentiva l'energia prodotta da fonti rinnovabili).

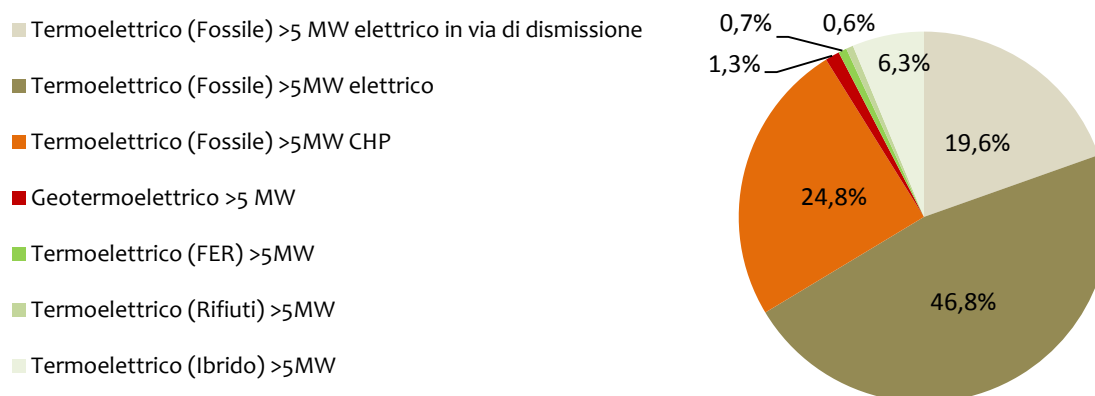
Gli impianti presi in esame nella mappatura hanno una potenza elettrica >5 MWe e hanno una fonte di alimentazione di tipo termico.

Gli impianti sono stati classificati in relazione alla tipologia di fonte di alimentazione come segue:

- termoelettrici (fossile): impianti alimentati a combustibili fossili quali carbone, prodotti petroliferi, gas naturale, altri gas derivati;
- termoelettrici (FER): impianti alimentati a bioenergie quali biomassa solida, bioliquidi e biogas;
- termoelettrici (rifiuti): impianti alimentati a rifiuti;
- termoelettrici (ibridi): impianti che sono alimentati da una combinazione delle precedenti fonti;
- geotermoelettrici: impianti alimentati da fluidi endogeni provenienti dal sottosuolo.

La capacità elettrica installata in Italia a fine 2013 ammonta a 128,4 GW ma, come detto in precedenza, solo la parte relativa agli impianti termoelettrici con capacità maggiore di 5 MWe è qui analizzata ai fini di valutarne le potenzialità per il recupero di calore. La potenza installata in questi impianti è quantificabile in 71,6 GW a cui è da sottrarre presumibilmente circa un 20% di capacità di impianti in via di dismissione.

**Figura 21 - mix di generazione termoelettrica >5MW – Totale 71,6 GW**



Esaminando le fonti di alimentazione degli impianti termoelettrici di taglia maggiore di 5MW è possibile notare la prevalenza di impiego di fonti fossili (circa il 90% del campione); una quota parte (25% della potenza totale installata) di tali impianti è utilizzata a fini cogenerativi. L'1,3% del mix di capacità termoelettrica è relativa ad impianti geotermoelettrici, soltanto lo 0,7% ad impianti alimentati a bioenergie<sup>19</sup> e circa un 7% ad impianti a rifiuti e ibridi.

### **2.1.1 Mappa degli impianti di produzione elettrica con una produzione annua totale superiore ai 20 GWh**

La mappa successiva, come previsto dall'Allegato 3 del Decreto legislativo 4 luglio 2014 n. 102, fornisce un'indicazione sulla distribuzione geografica degli impianti termoelettrici aventi una produzione annua di energia elettrica superiore ai 20 GWh, con indicazione delle tipologie di impianti e delle fonti di alimentazione.

L'ambito dell'analisi si è concentrato sugli impianti termoelettrici, cogenerativi e non cogenerativi, con una taglia al di sopra di una certa soglia (5MW) considerata compatibile con la soglia di produzione indicata (20GWh).

La caratterizzazione degli impianti è stata frutto di un lavoro di integrazione e di omogeneizzazione di dati contenuti in diversi database e gestiti da diversi soggetti che operano nel settore energetico con diverse finalità (Terna, GSE, AIRU, Utilities).

Gli impianti termoelettrici sono stati caratterizzati in termini di:

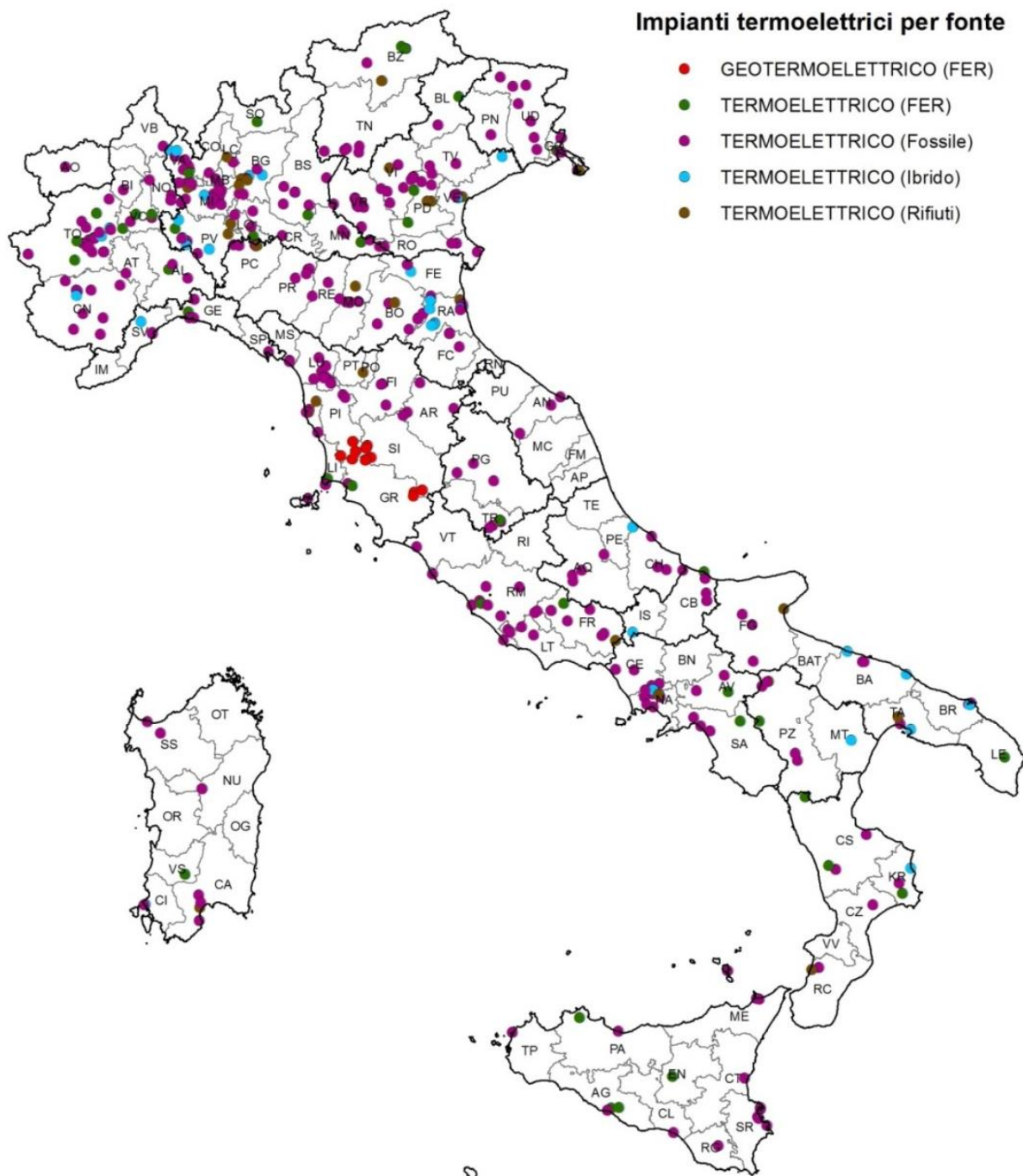
- localizzazione geografica
- potenza
- recupero del calore e rispetto dei requisiti di cogenerazione ad alto rendimento
- fonte di alimentazione.

---

<sup>19</sup> Tale quota è sensibilmente inferiore rispetto alla quota sul totale nazionale poiché buona parte della capacità da bioenergie si trova al di sotto della soglia di potenza qui considerata.



Figura 22 – Distribuzione geografica degli impianti termoelettrici con potenza superiore a 5 MW



Nell'ambito del campione selezionato degli impianti termoelettrici superiori a 5 MW, la Regione Lombardia detiene il maggior numero di impianti ibridi (10) e alimentati da rifiuti (8). Il Piemonte si distingue per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili (20% degli impianti classificati FER), la Toscana per l'esclusiva presenza degli impianti geotermoelettrici. Al Centro e al Sud, la



concentrazione degli impianti termoelettrici alimentati a fonti rinnovabili è meno elevata ma più omogeneamente distribuita.

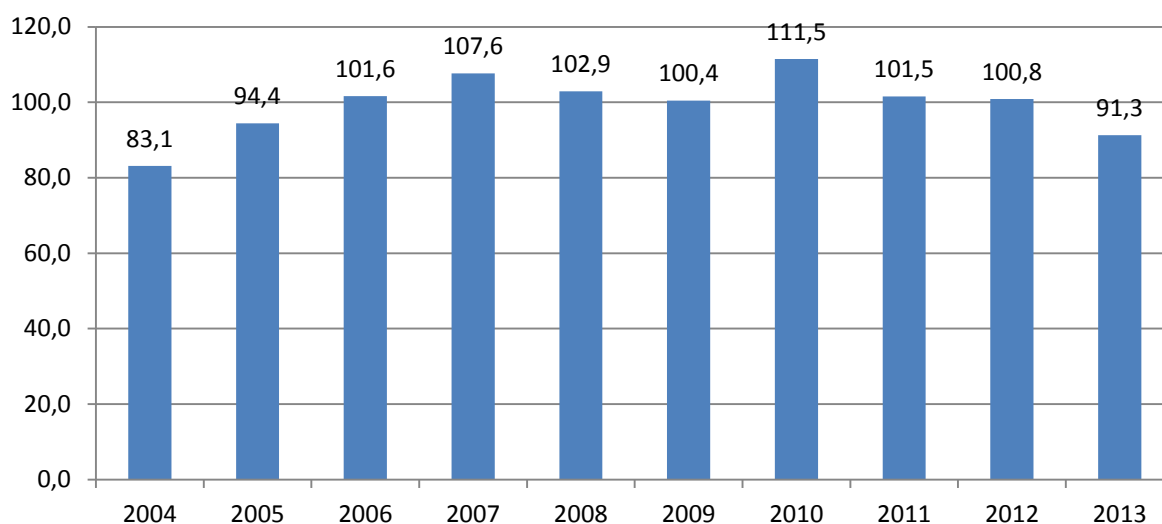
## 2.2 Impianti cogenerativi

Il 18% della potenza nazionale di generazione al 2013, pari a 23 GW, è costituita da impianti di cogenerazione.

Secondo i dati Eurostat, prodotti da Terna in base al Regolamento (CE) N. 1099/2008, si nota che l'andamento del CHP in Italia ha visto una costante crescita nel periodo che va dal 1990 al 2007, passando da 16,6 TWh a 107,6 TWh. Negli ultimi anni l'andamento è stato altalenante, arrivando a toccare un massimo nel 2010 per poi riscendere nel 2013 a un valore simile al 2005.

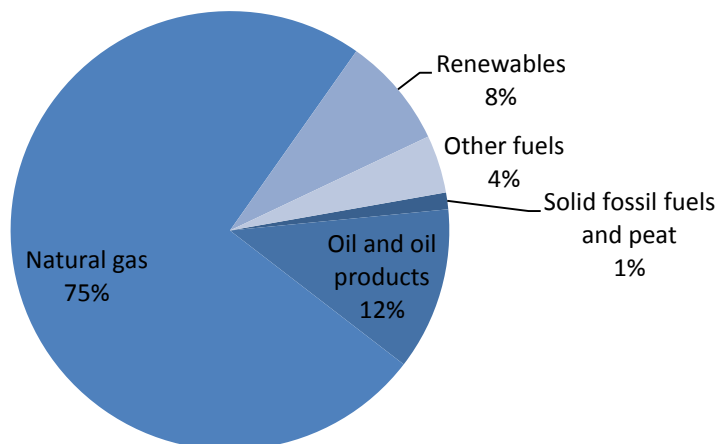
Nel 2013, la produzione di energia elettrica in impianti cogenerativi è stata pari a 91,3 TWh a fronte di una potenza installata pari a 23GW.

**Figura 23 - Serie storica dell'energia elettrica prodotta in impianti cogenerativi (TWh)**



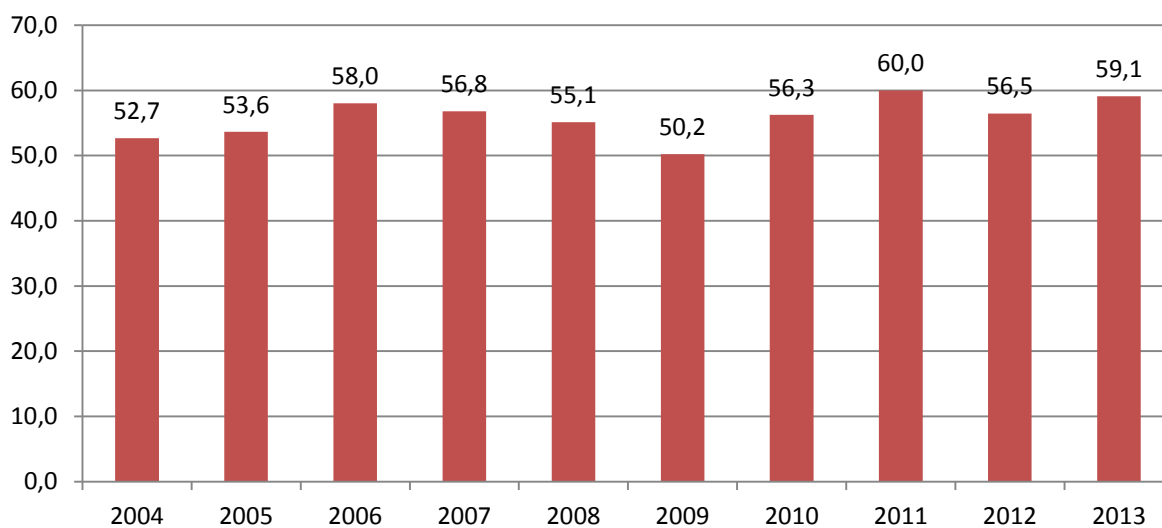
Focalizzando l'attenzione sul 2013 si nota come il combustibile maggiormente impiegato in questi impianti sia il gas naturale che da solo contribuisce per il 75% della produzione lorda da CHP.

**Figura 24 - Produzione di energia elettrica in impianti cogenerativi nel 2013 per fonte – Totale 91,3 TWh**



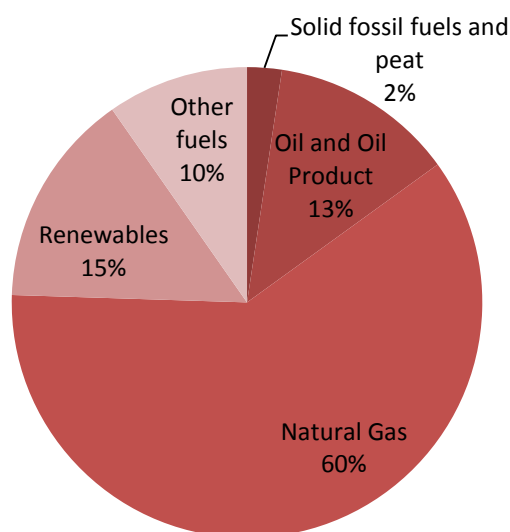
Il calore utile prodotto dagli impianti cogenerativi si attesta al 2013 a 59,1 TWht, in aumento rispetto agli anni precedenti. Se osservato nei singoli anni il trend è leggermente diverso da quello della produzione elettrica, ma l'andamento altalenante si conferma.

**Figura 25 - Serie storica del calore utile prodotto in impianti cogenerativi (TWht)**



Oltre il 60% del calore utile è prodotto da gas naturale.

**Figura 26 - Calore utile prodotto in impianti cogenerativi nel 2013 per fonte – Totale 59,1 TWh**



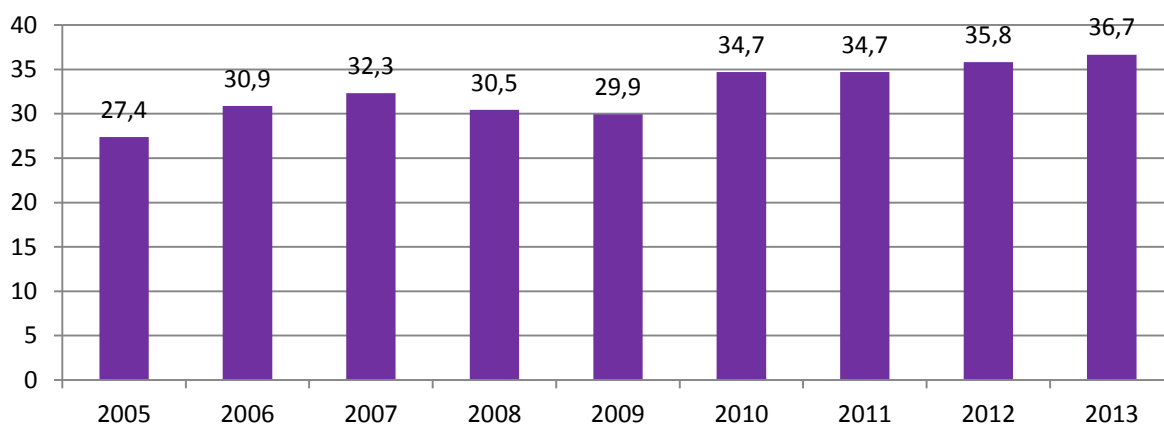
È importante sottolineare che l'energia elettrica evidenziata in precedenza riguarda tutta l'energia che è stata prodotta in impianti che hanno lavorato in assetto cogenerativo, ma non si riferisce al valore dell'energia elettrica cogenerata.

A tal fine la Direttiva 27/2012 (Allegato I) ha stabilito una metodologia per il calcolo dell'“elettricità da cogenerazione”, definita come l'elettricità generata in un processo abbinato alla produzione di calore utile. I valori usati per calcolare l'elettricità da cogenerazione sono determinati sulla base del funzionamento effettivo o previsto dell'unità, in condizioni normali di utilizzazione.

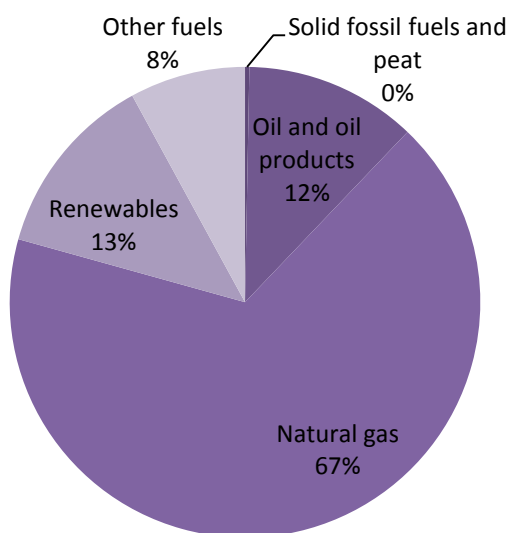
La produzione di energia elettrica da cogenerazione è considerata pari alla produzione annua totale di energia elettrica delle unità di cogenerazione con rendimento complessivo annuo pari almeno al 75 % o all'80 % a seconda della tipologia di impianto (il rendimento complessivo, definito come il rapporto tra la somma della produzione annua elettrica e termica e il combustibile di alimentazione, è tanto più elevato quanto maggiormente l'impianto lavora in assetto cogenerativo). Nelle unità che non rispettano tale requisito di rendimento, la quantità di elettricità da cogenerazione viene ricalcolata, a seconda della tecnologia, sulla base del rapporto tra elettricità e calore prodotti, seguendo la metodologia esplicitata nell'Allegato I della Direttiva 27/2012.

Applicando tale impostazione, l'elettricità cogenerata per il 2013 risulta pari a 36,7 TWh (fonte Eurostat), ben al di sotto dei 91,2 TWh che considerano tutta l'energia elettrica degli impianti cogenerativi. Il gas naturale contribuisce con il 67% del totale.

**Figura 27 - Serie storica dell' "elettricità da cogenerazione" come definita dall'Allegato 1 della Direttiva 27/2012 (TWh)**



**Figura 28 - Produzione di elettricità da cogenerazione nel 2013 per fonte – Totale 36,7 TWh**



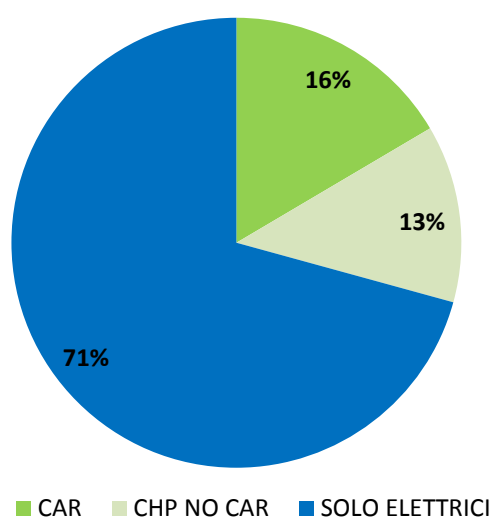
## 2.3 Impianti cogenerativi ad alto rendimento (CAR)

Le analisi illustrate in questo paragrafo derivano in parte da elaborazioni realizzate a partire dall'insieme delle informazioni ottenute dalle richieste pervenute al GSE, per la produzione dell'anno 2013, per il riconoscimento di Cogenerazione ad Alto Rendimento, ai sensi del D.M. 4 agosto 2011, e per il riconoscimento di cogenerazione, ai sensi della Delibera AEEG 42/02, per le unità di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento, qualificate ai sensi del D.M. 24 ottobre 2005 e s.m.i.

I valori usati per calcolare il rendimento della cogenerazione e il risparmio di energia primaria sono determinati sulla base del funzionamento delle unità in condizioni normali d'uso. Secondo quanto previsto dall'allegato 2 del D.M. 4 agosto 2011, la cogenerazione si definisce ad alto rendimento se la produzione delle unità di cogenerazione fornisce risparmi di energia primaria (PES) pari ad almeno il 10 % rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e calore. La cogenerazione può essere definita ad alto rendimento anche per impianti di piccola e micro-cogenerazione che abbiano un PES superiore a zero.

Come detto in precedenza, a fine 2013 risulta di tipo cogenerativo il 29% della potenza termoelettrica installata; più della metà di tale quota ha rispettato i requisiti della Cogenerazione ad Alto Rendimento.

**Figura 29 - Suddivisione della potenza termoelettrica<sup>20</sup> per livello di cogenerazione**



Se si considerano i circa 14 GW di impianti termoelettrici di sola produzione elettrica in via di dismissione la quota di impianti di cogenerazione potrebbe salire nei prossimi anni a valori prossimi al 40% della capacità termoelettrica del paese.

Gli impianti termoelettrici di sola generazione elettrica si distribuiscono abbastanza uniformemente su tutto il territorio nazionale. Per quanto riguarda gli impianti CAR, si nota invece

<sup>20</sup> La potenza è riferita al complesso degli impianti in cui sono inserite unità che nel corso del 2013 hanno prodotto in assetto cogenerativo.

una maggiore concentrazione di impianti nel Nord, indice del legame tra sviluppo CAR, presenza di siti industriali e domanda di riscaldamento residenziale elevata.

La mappa seguente fornisce un'indicazione del livello di diffusione della cogenerazione in Italia. Gli impianti presi in esame hanno una potenza elettrica maggiore di 5MWe<sup>21</sup> e i dati di esercizio cui si è valutata la conformità ai requisiti di Cogenerazione ad Alto Rendimento sono relativi al 2013.

Gli impianti sono stati classificati in relazione alla cogenerazione come segue:

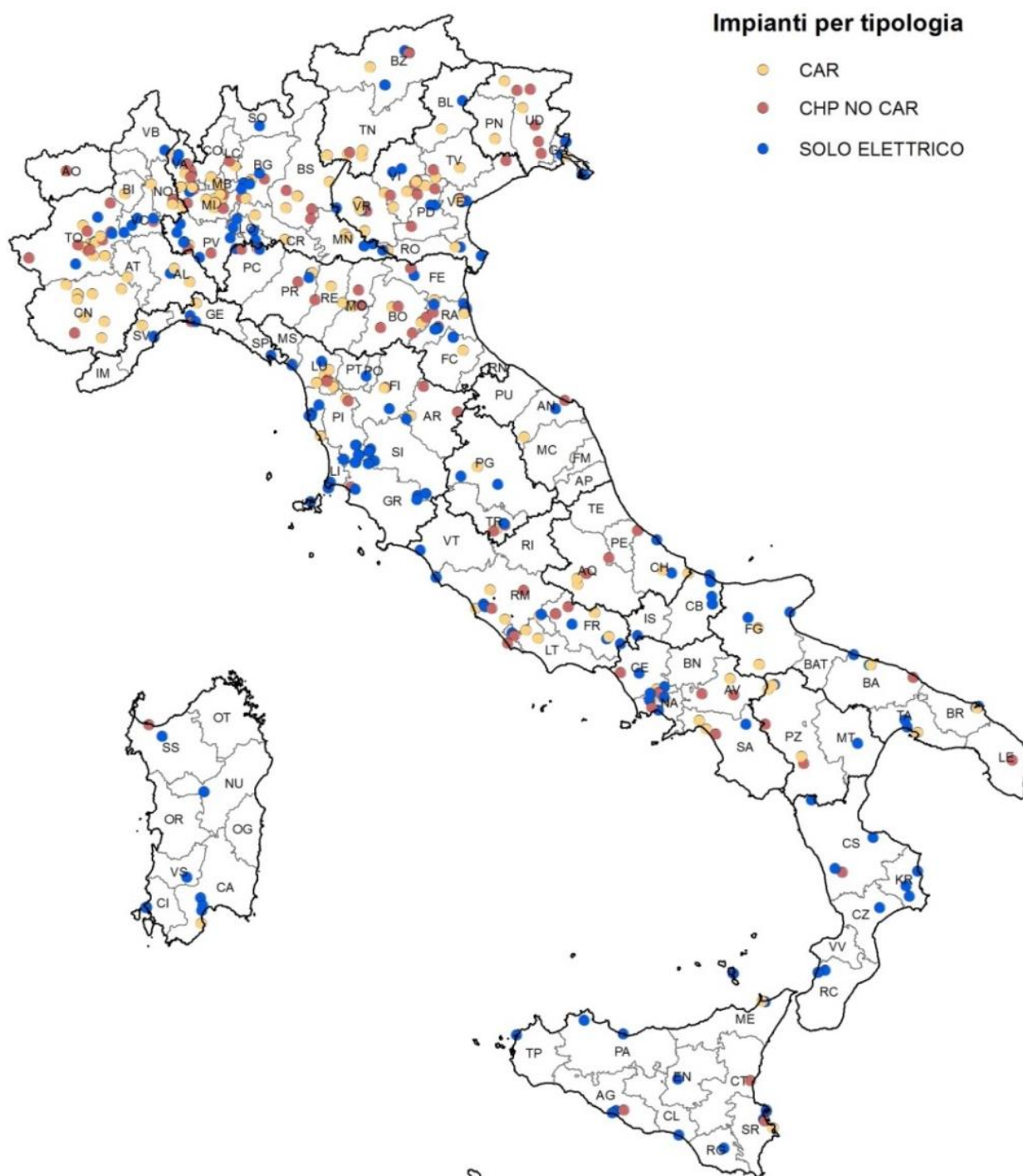
- solo elettrico: producono unicamente energia elettrica
- CHP no CAR: sono impianti che producono elettricità e calore ma che nel 2013 non hanno ottenuto i requisiti CAR<sup>22</sup>
- CAR: sono impianti che nel 2013 hanno prodotto elettricità e calore secondo i requisiti CAR.

---

<sup>21</sup> Ai fini della mappatura non è stata quindi presa in considerazione circa il 5% della capacità CAR complessiva al 2013. Nell'ambito degli impianti CAR più della metà delle 1024 unità presentano taglia inferiore ai 5 MW per una capacità nominale complessiva di poco più di 500 MWe.

<sup>22</sup> Comprendono impianti non riconosciuti CAR sia per requisiti di progettazione che per modalità di esercizio riscontrate nel 2013. Quelli della seconda casistica non è detto che non possano essere considerati CAR in anni successivi.

Figura 30 - Mappa degli impianti termoelettrici di taglia superiore a 5 MWe, classificati in relazione alla cogenerazione



### 2.3.1 CAR: tecnologie impiantistiche

Come detto all'inizio del paragrafo, le analisi illustrate in questa sezione del documento si basano essenzialmente sulle richieste di riconoscimento CAR pervenute al GSE per l'anno 2013. Più precisamente, nel seguito il numero delle unità, la capacità di generazione totale e l'energia elettrica lorda sono riferite al totale delle unità che hanno presentato richieste di riconoscimento al GSE. L'energia elettrica prodotta in Cogenerazione ad Alto Rendimento e il calore utile cogenerato, invece, sono relativi alle sole unità che hanno soddisfatto i requisiti CAR.

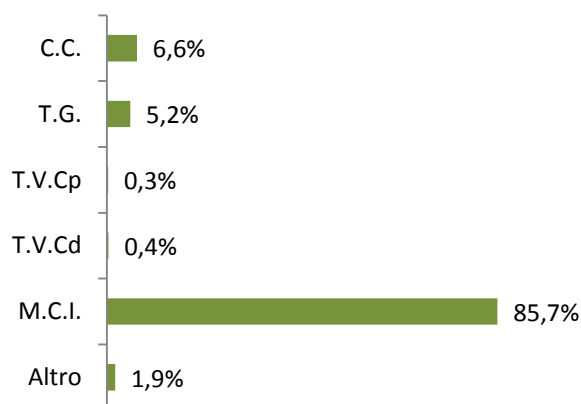
Il perimetro di analisi si riferisce a 1.025 unità cogenerative, per una capacità totale di generazione superiore a 13 GW.

Le tecnologie di cogenerazione sono quelle definite dall'Allegato I Parte II della Direttiva 2012/27/UE:

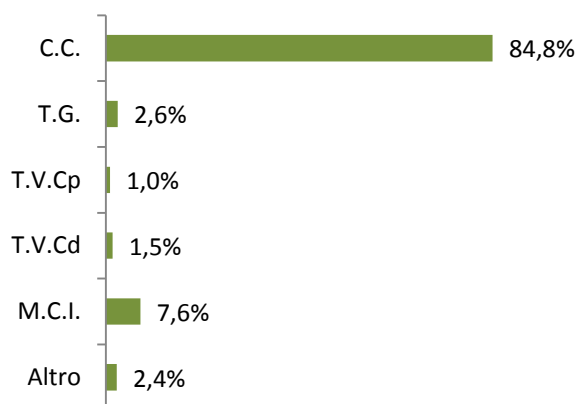
- turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore (C.C.)
- turbina a gas con recupero di calore (T.G.)
- turbina a vapore a controcompressione (T.V.Cp.)
- turbina di condensazione a estrazione di vapore (T.V.Cd.)
- motore a combustione interna (M.C.I.)
- microturbine, motori Stirling, pile a combustibile, motori a vapore, cicli Rankine a fluido organico e ogni altro tipo di tecnologia o combinazione di tecnologie che non rientra nelle definizioni precedenti (Altro).

Osservando il contributo di ciascuna delle tecnologie di cogenerazione impiegata, si nota l'importanza, in termini di numerosità, dei motori a combustione interna (M.C.I.) che rappresentano oltre l'85% del campione. Le turbine a gas a ciclo combinato con recupero di calore (C.C.) e le turbine a gas con recupero di calore (T.G.) rappresentano un totale del 11,8% del campione considerato.

**Figura 31 - Numero di unità (100%=1.025 unità)**



**Figura 32 - Capacità di generazione (100%=13.087 MW)**





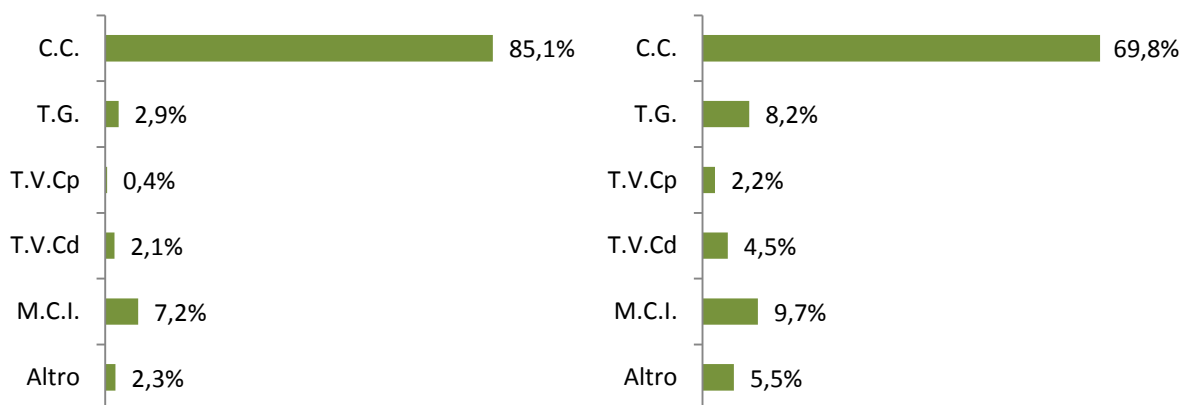
Il 7,6% dei 13 GW di potenza è ascrivibile ai motori a combustione interna mentre le turbine a gas a ciclo combinato con recupero di calore rappresentano la tecnologia con maggior capacità di generazione elettrica installata (85%) nell'ambito del campione considerato.

Il ridotto numero (e capacità) di turbine a vapore (a contropressione o a condensazione di vapore) non accoppiate a turbine a gas dimostra come gli operatori del settore si siano orientati tipicamente verso unità di cogenerazione in assetto combinato, anche modificando precedenti configurazioni di unità costituite da sole turbine a vapore, mediante l'installazione a monte di una o più turbine a gas con relativi generatori di vapore a recupero.

A contribuire maggiormente alla produzione di energia elettrica e di calore sono sicuramente i cicli combinati, sostenuti dai motori a combustione interna per entrambe le variabili e dalle turbine a gas per il calore utile.

L'energia elettrica ad alto rendimento prodotta nel 2013 è pari a 26.142 GWh e il calore utile è invece pari a 31.331 GWh.

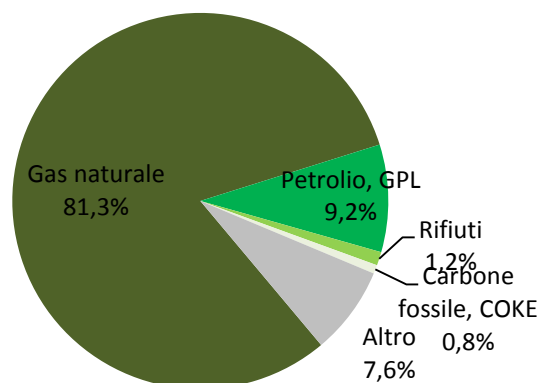
**Figura 33 - Energia elettrica "Lorda" (100% = 55.019 GWh)**    **Figura 34 - Calore utile (100% = 31.331 GWh)**



Il gas naturale rappresenta la principale fonte di alimentazione ed è pressoché l'unica fonte per i motori a combustione interna e per le turbine a gas, sia in assetto "semplice", sia in ciclo combinato.

I rifiuti sono utilizzati esclusivamente in unità costituite da turbina di condensazione ad estrazione di vapore mentre il carbon fossile/coke è utilizzato esclusivamente in unità costituite da turbina a vapore a contropressione.

Figura 35 – Fonti alimentanti gli impianti che hanno richiesto il riconoscimento CAR nel 2013

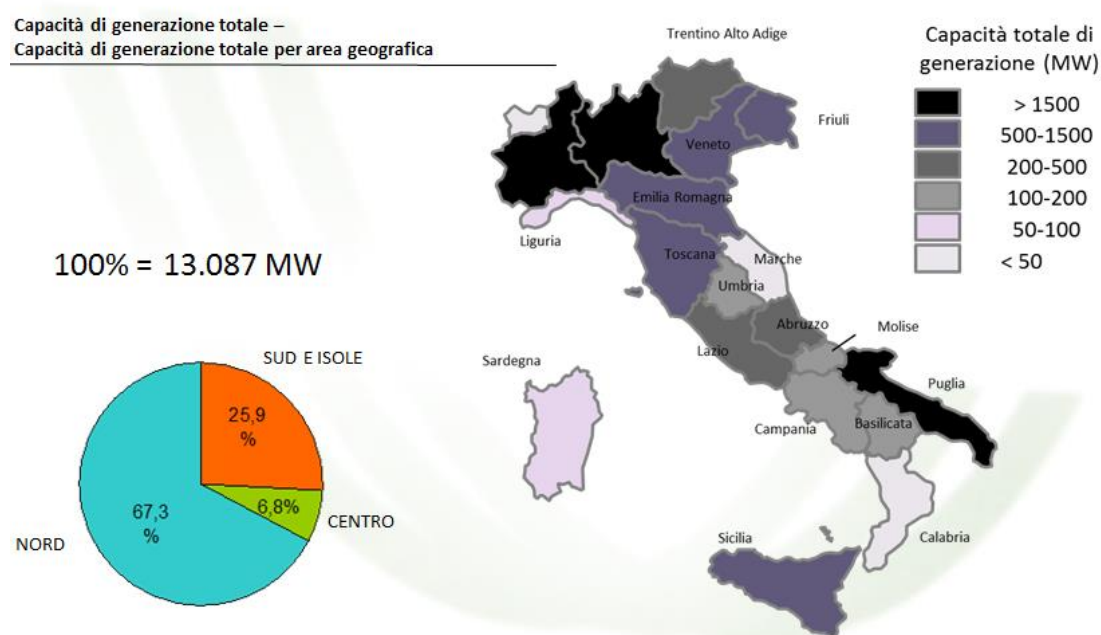


### 2.3.2 CAR: distribuzione geografica

La cogenerazione ad alto rendimento risulta maggiormente diffusa, sia in termini di numero di unità sia di capacità di generazione elettrica installata, nell'Italia settentrionale, mentre la taglia media risulta più elevata nell'Italia meridionale e insulare.

Circa il 67% della capacità di generazione si sviluppa al Nord, in particolare in Lombardia e Piemonte. Al Sud e nelle isole solamente Puglia e Sicilia registrano risultati rilevanti. Modesto è invece il contributo del centro Italia, con le sole Regioni Toscana ed Emilia Romagna con valori significativi.

Figura 36 - Distribuzione geografica degli impianti che hanno richiesto il riconoscimento CAR nel 2013

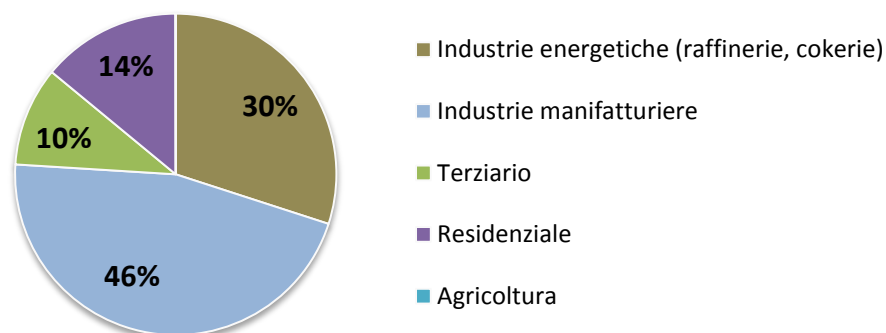


### 2.3.3 CAR: settori di utilizzo

Al fine di offrire un quadro dell'utilizzo finale dell'energia generata da CAR si è effettuata una ricognizione dei settori in cui, nel 2013, è stato utilizzato il calore e l'energia elettrica degli impianti CAR, identificando per ogni impianto produttivo il settore dell'azienda titolare dell'impianto e laddove il titolare era un ESCO o un'utilities si è valutato anche il settore degli utilizzatori finali dell'energia termica prodotta dall'impianto CAR.

Risulta che nel 2013 il calore prodotto da CAR è destinato per il 76% al settore industriale (30% raffinazione e 46% altri settori industriali manifatturieri) e il 24% a residenziale e terziario veicolato per lo più da infrastrutture di teleriscaldamento<sup>23</sup>.

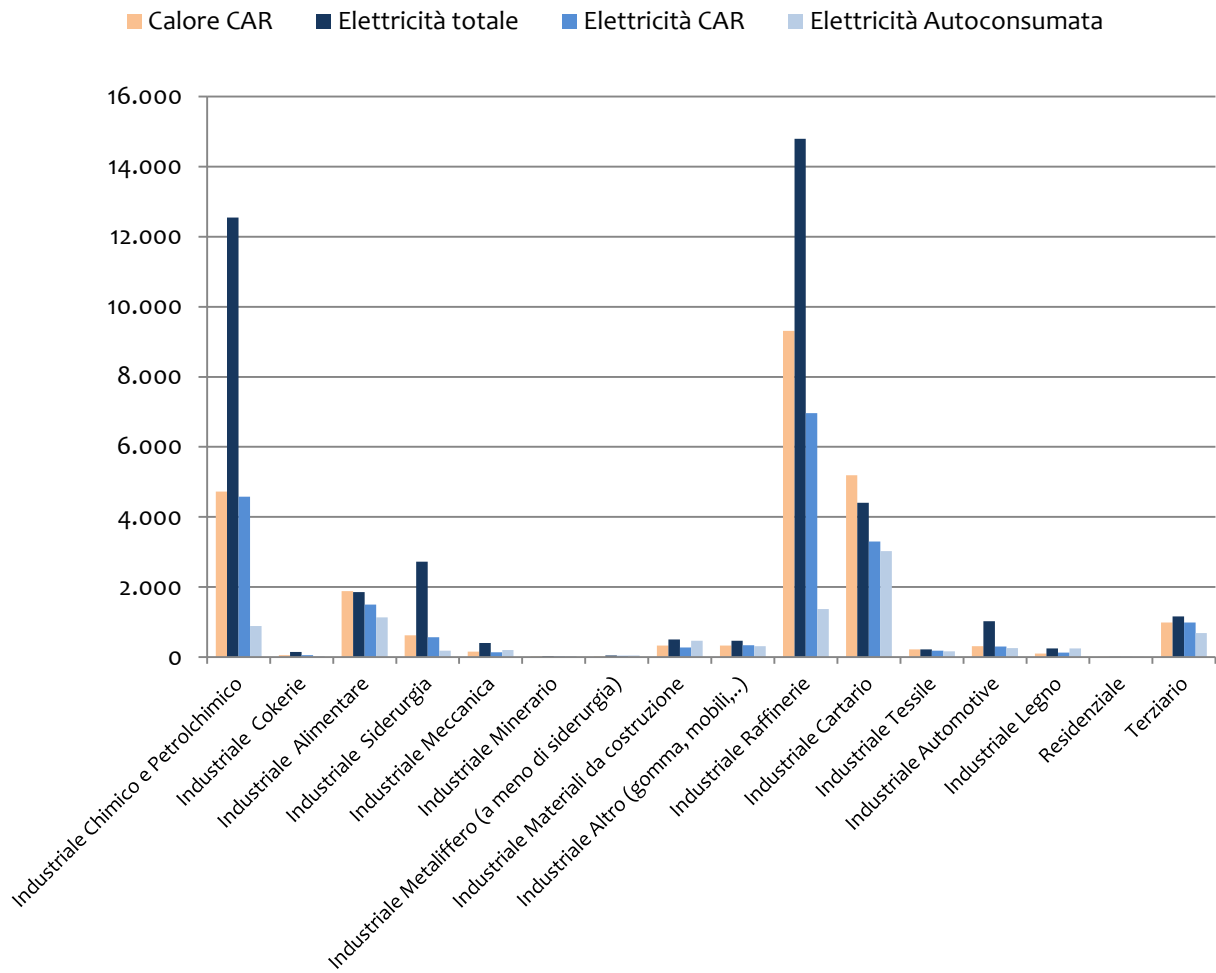
**Figura 37 - Suddivisione della destinazione del calore prodotto da CAR per settori**



Il comparto industriale è il settore finale più rilevante nell'utilizzo del calore prodotto da CAR. In ambito industriale, il maggior contributo deriva dalle raffinerie, dal chimico e petrolchimico, dall'industria della carta.

<sup>23</sup> Il calore prodotto dagli impianti CAR TLR è stato ricondotto ai settori finali di utilizzo considerando le statistiche nazionali sul TLR riportate nel capitolo 3.

**Figura 38 - Energia elettrica (prodotta totale, prodotta CAR, autoconsumata) e calore utile da impianti CAR individuali<sup>24</sup> per settori**



<sup>24</sup> Non sono compresi gli impianti CAR TLR.

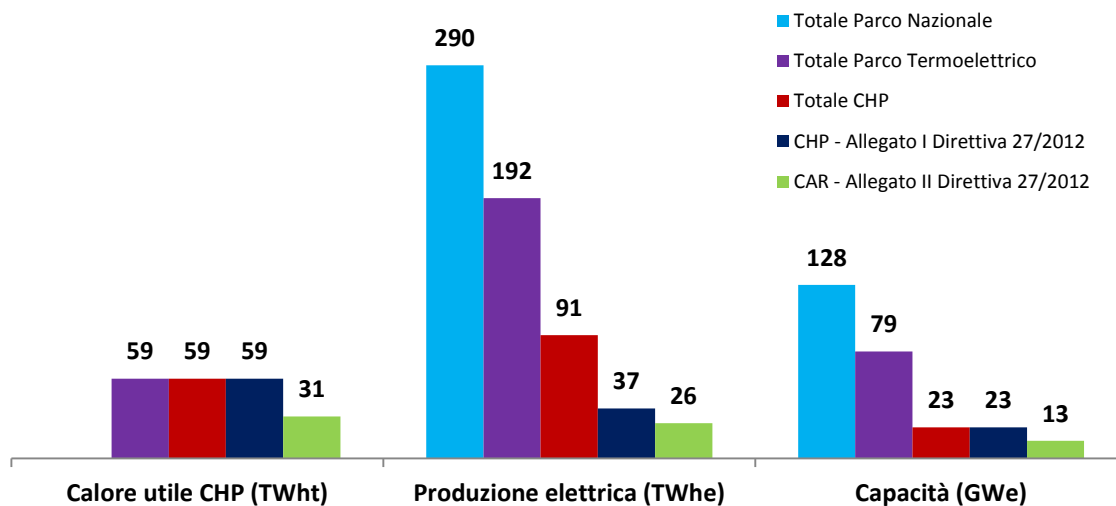
## 2.4 Quadro riassuntivo del parco di generazione nazionale

Il presente paragrafo fornisce un quadro riassuntivo del parco di generazione nazionale, con indicazione della capacità installata, sia complessiva che cogenerativa, e della corrispondente produzione elettrica e termica nelle diverse accezioni della cogenerazione definite dalla normativa.

Al 2013, il parco nazionale elettrico ha una capacità di 128 GW. A questa potenza è associata una produzione di energia elettrica pari a 290 TWhe.

- Un sottoinsieme del parco impianti nazionale è costituito dal parco termoelettrico. Esso ha un peso di 79 GW a cui si associano 192 TWhe.
- Il parco termoelettrico italiano ha al suo interno una parte di impianti che lavora in cogenerazione: questo gruppo ha una potenza di 23 GW e produce 91 TWhe di energia elettrica e 59 TWht di calore utile.
- Secondo la Direttiva 27/2012, è importante far emergere tra gli impianti cogenerativi la parte di energia elettrica realmente cogenerata. Applicando la metodologia indicata nell'allegato I per il calcolo dell' "elettricità da cogenerazione" si ottiene il valore di elettricità che viene prodotta in assetto cogenerativo, pari a 37 TWhe. Il valore di calore utile prodotto è sempre 59 TWht.
- A partire dall'insieme delle informazioni ottenute dalle richieste pervenute al GSE per il riconoscimento di Cogenerazione ad Alto Rendimento, ai sensi del D.M. 4 agosto 2011, emerge un sottoinsieme di impianti che rispetta i criteri restrittivi imposti dall'allegato II della Direttiva 27/2012. La potenza relativa alle richieste pervenute è pari a 13 GW, il calore utile prodotto è pari a 31 TWht e l'energia elettrica prodotta in assetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento è pari a 26 TWhe.

**Figura 39 - Diagramma riassuntivo del parco termoelettrico nazionale, con indicazione della capacità<sup>25</sup> (GWe), della produzione elettrica (TWhe) e del calore utile (TWht)**



<sup>25</sup> La potenza è riferita al complesso degli impianti in cui sono inserite unità che nel corso del 2013 hanno prodotto in assetto cogenerativo. Per quanto riguarda la potenza CAR ci si riferisce in realtà alla potenza degli impianti che hanno chiesto il riconoscimento CAR (la produzione CAR indicata invece è effettivamente la produzione in assetto CAR).

# 3

## Il teleriscaldamento

Il teleriscaldamento consiste nella distribuzione di energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti, tramite una rete, per il riscaldamento di ambienti, per processi di lavorazione e per la fornitura di acqua calda sanitaria.<sup>26</sup>

In questo capitolo viene descritto l'attuale stato di sviluppo dei sistemi di teleriscaldamento in Italia. Le fonti informative cui si è fatto principale riferimento sono:

- AIRU, l'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, che raccoglie e pubblica nel proprio annuario informazioni dettagliate sui principali sistemi di teleriscaldamento in esercizio sul territorio nazionale;
- GSE, che conduce annualmente una rilevazione diretta sugli impianti alimentati da fonti rinnovabili che producono solo energia termica destinata, almeno in parte, alla vendita a terzi; tale rilevazione considera numerosi impianti di teleriscaldamento alimentati da biomasse, generalmente di piccole dimensioni.

I dati presentati sono ricavati integrando le due fonti informative.

Nel 2013 l'energia termica prodotta da impianti asserviti a reti di teleriscaldamento è risultata pari a 11.270 GWh a fronte di una energia termica erogata alle utenze di 9.331 GWh e di perdite legate alla distribuzione del calore di 1.938 GWh (pari al 17% dell'energia prodotta).

L'energia frigorifera erogata alle utenze risulta invece molto inferiore, pari a 102 GWh.

---

<sup>26</sup> D.Lgs 28/2011, articolo 2, comma 1, lettera g.

**Tabella 28 - Schema riassuntivo delle reti di teleriscaldamento presenti in Italia al 2013**

<b>Comuni teleriscaldati</b>	<b>n.</b>	<b>199</b>		
<b>Volumetria Complessiva Riscaldata*</b>	<b>Mm3</b>	<b>302</b>		
<b>Lunghezza delle reti di distribuzione*</b>	<b>km</b>	<b>3.807</b>		
<b>Energia Termica Erogata</b>	<b>MWht</b>	<b>9.331.310</b>		
Residenziale	"	5.988.980	% sul totale	64%
Terziario	"	2.677.505	"	29%
Industriale	"	209.512	"	2%
Usi di processo	"	455.313	"	5%
<b>Energia Frigorifera Erogata*</b>	<b>MWht</b>	<b>101.608</b>		
Terziario	"	99.832	% sul totale	98%
Residenziale	"	1.337	"	1%
Industriale	"	439	"	0%
<b>Perdite</b>	<b>MWht</b>	<b>1.938.267</b>	% sulla prodotta	17%
<b>Energia Termica Prodotta</b>	<b>MWht</b>	<b>11.269.578</b>		
FOSSILI no CHP	"	2.533.322	% sul totale	22%
FOSSILI CHP	"	5.558.365	"	49%
FER no CHP	"	1.209.271	"	11%
FER CHP	"	441.811	"	4%
RIFIUTI no CHP**	"	5.006	"	0%
RIFIUTI CHP**	"	1.521.802	"	14%
<b>Impianti Efficienti</b>	<b>n.</b>	<b>153</b>	<b>MWht</b>	<b>8.141.830</b>
FER > 50%	"	113	"	1.482.006
CHP > 75%	"	18	"	5.104.773
SIA CHP > 75% SIA FER > 50%	"	13	"	236.764
COMBINAZIONE > 50%	"	9	"	1.318.288
<b>Impianti non Efficienti</b>	<b>n.</b>	<b>46</b>	<b>MWht</b>	<b>3.127.747</b>

\* Fonte: solo AIRU

\*\* Laddove necessario per le elaborazioni, la frazione biodegradabile dei rifiuti è considerata pari al 50%

Le reti di teleriscaldamento esistenti si trovano quasi esclusivamente nelle aree settentrionali del Paese. Il 63% di esse, in particolare, è localizzato in tre Regioni (Piemonte, Lombardia, Trentino Alto Adige) dove è distribuito il 78% dell'energia termica da TLR. Per quanto riguarda l'Italia centrale un'eccezione significativa è costituita dalla Toscana, dove le reti di teleriscaldamento distribuiscono il calore geotermico di cui una parte della Regione è molto ricca. Sempre con riferimento all'Italia centrale, altre reti di teleriscaldamento sono presenti nella città di Osimo in provincia di Ancona e in un quartiere della città di Roma.

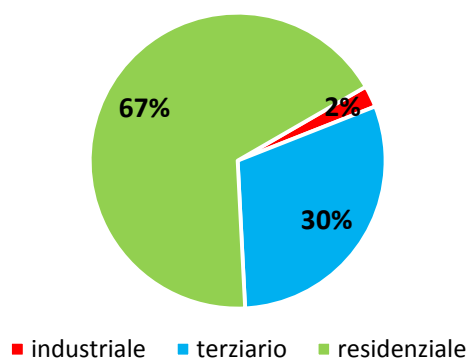


### 3.1 Settori di impiego

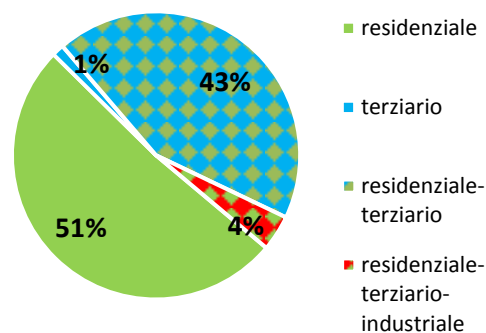
Il 95% dell'energia erogata attraverso le reti di teleriscaldamento risulta impiegata per il riscaldamento degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) mentre soltanto il 5% è erogata ai fini della produzione di calore di processo nel settore industriale.

Si mostra di seguito la distribuzione per settore dell'energia erogata ai fini di riscaldamento e produzione di ACS. Si rappresenta altresì una peculiarità di alcune reti di teleriscaldamento ossia quella di erogare energia termica a più di un settore contemporaneamente. Come è possibile notare nella figura sottostante, l'energia termica a fini riscaldamento e ACS è erogata in prevalenza al settore residenziale mentre in maniera del tutto marginale al settore industriale.

**Figura 40 - Energia termica erogata per settore nel 2013 (RISC.+ ACS)**



**Figura 41 - Energia termica erogata per settori prevalenti o insiemi di settori nel 2013**

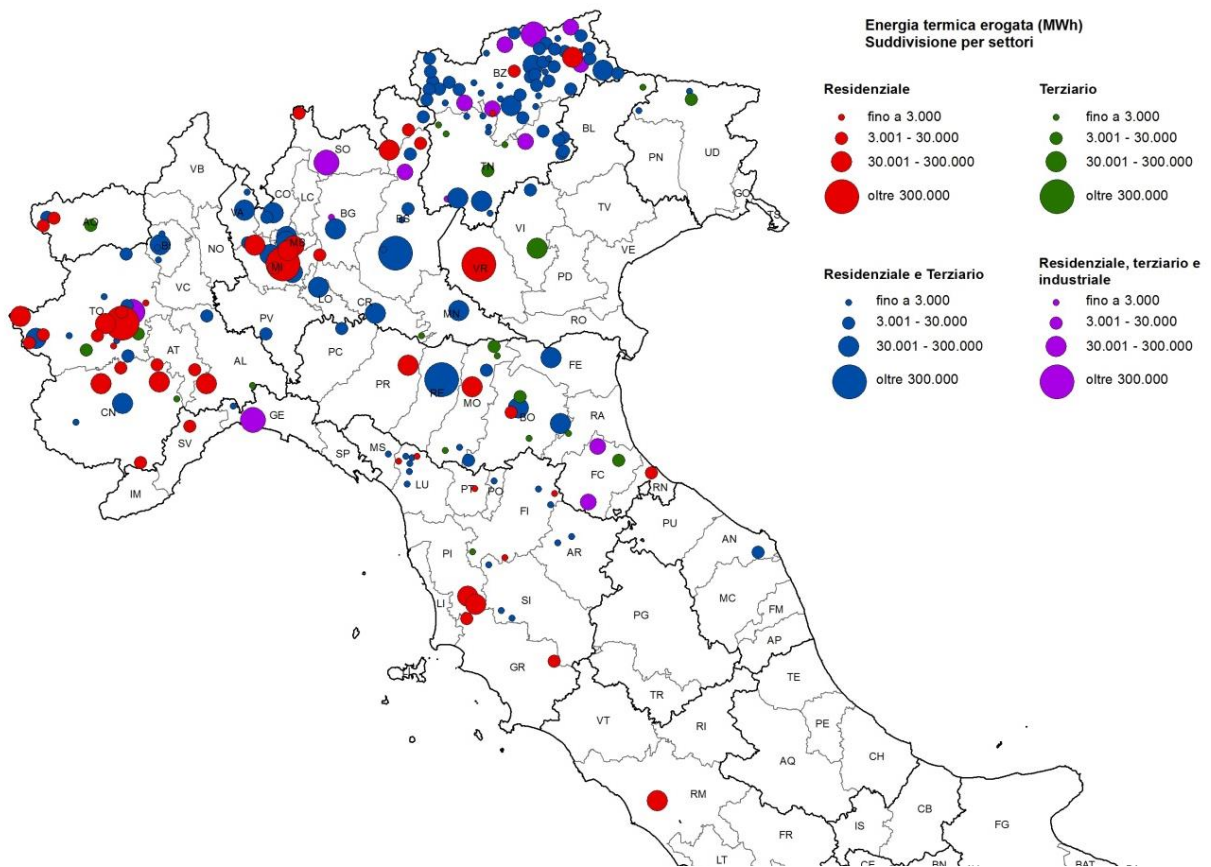


Nel panorama nazionale del teleriscaldamento, il peso del settore terziario non è da considerarsi marginale, in quanto più del 30% dell'energia erogata sia dalle reti maggiormente sviluppate (Torino, Brescia, Milano, Reggio Emilia, Verona) sia da alcune di quelle piccole e numerose della provincia di Bolzano è destinata a tale settore. In ogni caso la presenza di una rilevante domanda di energia termica da parte del settore residenziale resta la condizione propedeutica allo sviluppo del teleriscaldamento, poiché sono rarissimi i casi di reti che alimentano prevalentemente utenze del settore servizi (circa l'1% dei casi).

Si riporta di seguito una mappa con la rappresentazione della distribuzione territoriale dell'energia termica erogata dalle reti di teleriscaldamento, nei diversi settori di impiego. Per identificare i settori di impiego serviti dalle reti sono state applicate le seguenti regole:

- Rete Residenziale: l'energia erogata al settore residenziale è  $\geq$  del 70% dell'energia erogata complessivamente dalla rete
- Rete Terziario: l'energia erogata al settore terziario è  $\geq$  del 70% dell'energia erogata complessivamente dalla rete
- Rete Residenziale-Terziario: l'energia erogata a ciascuno dei due settori  $\leq$  del 70% mentre la somma delle energie erogate al settore residenziale e terziario è  $\geq$  del 90%
- Rete Residenziale-Terziario-Industriale: l'energia erogata al settore industriale è  $\geq$  del 10% e nei settori residenziale e terziario è erogata un'energia  $<$  del 70% per singolo settore

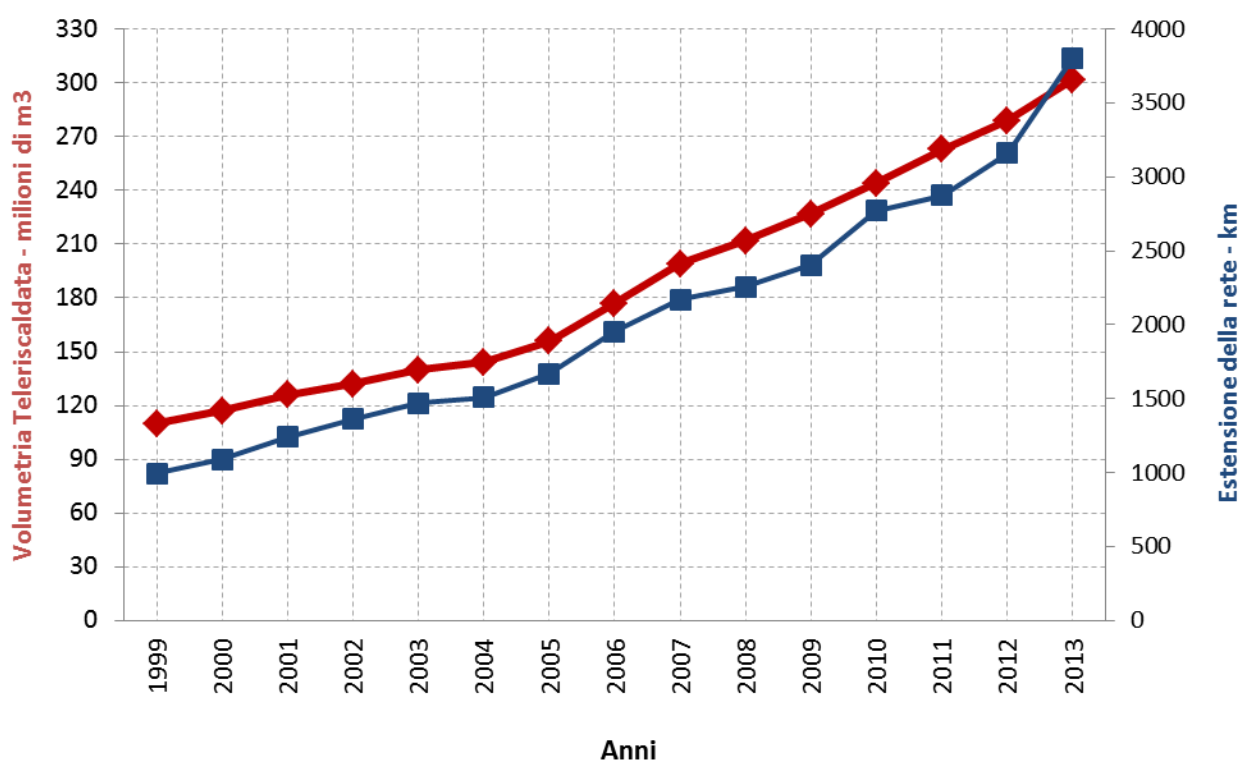
Figura 42 - Distribuzione geografica dell'energia termica erogata da TLR – Suddivisione per settore prevalente (anno 2013)



## 3.2 Evoluzione del teleriscaldamento in Italia

Nel corso degli ultimi 15 anni il teleriscaldamento in Italia è stato caratterizzato da un continuo sviluppo. Come si evince dal grafico successivo, infatti, dal 1999 al 2013 si è registrata una crescita complessiva del 175% della volumetria riscaldata e del 282% dell'estensione delle reti. Secondo i dati ricavati dall'annuario AIRU, integrati con le informazioni in possesso del GSE, a fine 2013, 302 milioni di m<sup>3</sup> di utenze risultano allacciate a reti TLR la cui lunghezza totale supera i 3.800 km.

Figura 43 - Andamento della volumetria e dell'estensione della rete di teleriscaldamento



Lo sviluppo del TLR in Italia è iniziato in ritardo rispetto ad altri paesi europei. Le cause di questo iniziale lento sviluppo sono legate sia alle condizioni climatiche nazionali, mediamente meno rigide di altri paesi ove il TLR si è sviluppato prima, sia al programma di metanizzazione avviato negli anni '50 nell'Italia Settentrionale, l'area del Paese più promettente per lo sviluppo del TLR, mediante lo sfruttamento dei giacimenti della Pianura Padana.

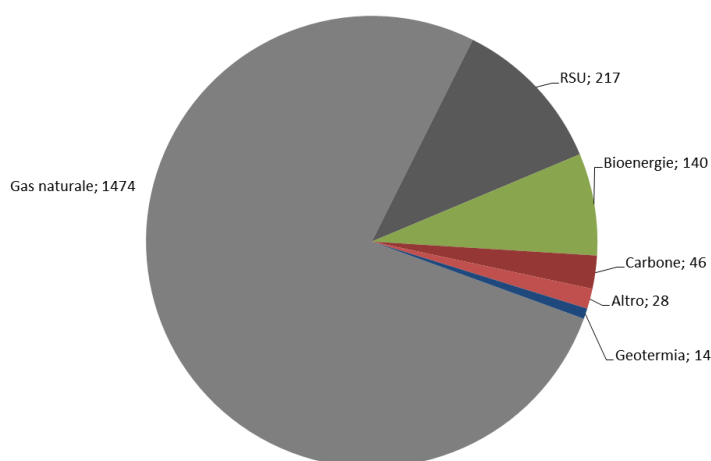
Le prime realizzazioni risalgono agli anni '70 con le reti di Modena (Quartiere Giardino, 1971), Brescia (1972), Mantova (1972), Verona (Forte Procolo, 1973), Reggio Emilia (Rete 1 e Pappagnocca, 1979). Tra di esse, la rete di Brescia è stata quella che si è sviluppata più rapidamente, raggiungendo nel 1990 i 20 milioni di m<sup>3</sup> teleriscaldati, pari alla metà della volumetria teleriscaldata in Italia al tempo. Negli anni '80 e '90 sono entrate in attività reti in numerose città italiane, alcune di dimensioni limitate collegate a specifiche iniziative residenziali (Roma), altre facenti parte di un organico progetto volto a teleriscaldare porzioni significative di alcune città (Alba, Cuneo, Cremona, Vicenza, Ferrara, Torino). A partire dagli anni '90, sono inoltre

entrate in esercizio, in numerosi piccoli centri montani, reti di TLR alimentate da impianti a biomassa.

### 3.3 Fonti di energia e tecnologie

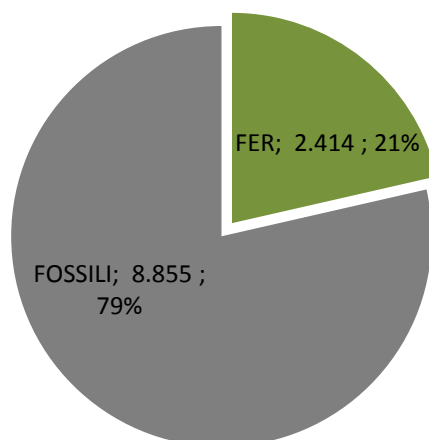
L'energia in input alle reti di teleriscaldamento presenti sul territorio nazionale, nel 2013, ammonta in totale a 1.919 ktep. Le fonti rinnovabili nel loro complesso contribuiscono con 372 ktep, pari al 19% del totale, le fonti fossili con l'81%, pari a 1.547 ktep. La fonte principalmente utilizzata è il gas naturale che con 1.474 ktep copre il 77% dell'input totale. I rifiuti solidi urbani rappresentano il secondo combustibile utilizzato (11,3%) con 217 ktep, considerando sia la frazione biodegradabile sia quella non biodegradabile. Le biomasse, solide liquide e gassose, coprono il 7,3% dell'input totale, mentre il carbone e la geotermia hanno una importanza più bassa coprendo rispettivamente il 2,4% e lo 0,8%.

**Figura 44 - Fonti energetiche utilizzate per le reti di teleriscaldamento nel 2013 (ktep)**



L'energia termica prodotta dagli impianti che alimentano le reti TLR in Italia nel 2013 ammonta a circa 11.270 GWht, di cui il 79% proviene da fonti fossili e il restante 21% da FER (includendo in entrambe i casi la rispettiva quota dei rifiuti).

**Figura 45 - Energia termica prodotta da impianti asserviti a reti di teleriscaldamento (GWht e %)**



Le reti alimentate da FER, pur se di piccole dimensioni, sono abbastanza numerose; esse rappresentano il 59% del totale delle reti esistenti<sup>27</sup>.

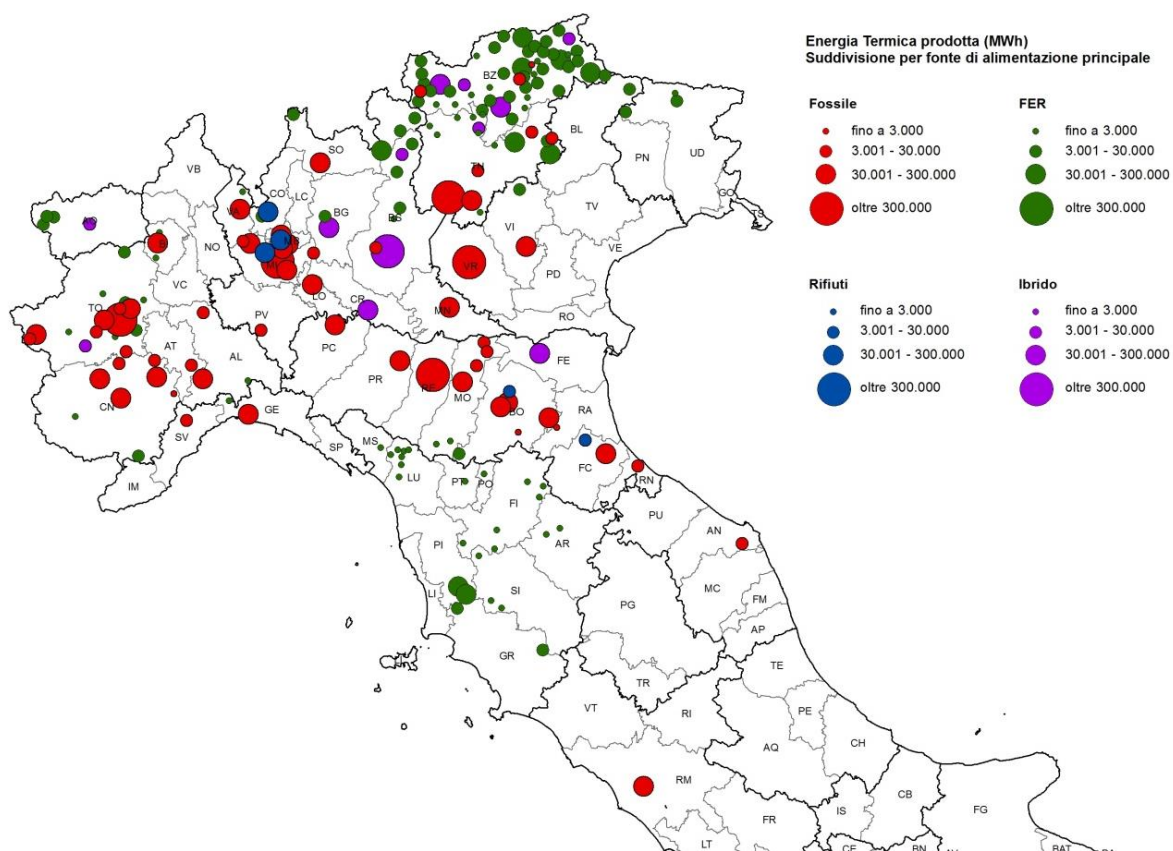
Come mostra la mappa successiva, la gran parte delle reti alimentate da FER si concentra nelle zone montuose (in particolare in Trentino Alto Adige), dove le reti metanizzate sono meno sviluppate ed è maggiore la disponibilità di biomassa. Le reti di teleriscaldamento alimentate da FER sono presenti anche in Toscana dove la fonte prevalentemente impiegata è la geotermia. L'impiego dei rifiuti è abbastanza limitato e i principali impianti asserviti a reti di teleriscaldamento si trovano in Lombardia.

La mappa seguente rappresenta la distribuzione territoriale dell'energia termica erogata dalle reti di teleriscaldamento, per fonte di energia impiegata. Per identificare le fonti di alimentazione prevalenti delle reti sono state applicate le seguenti regole:

- Rete FER: l'energia prodotta da fonte FER è  $\geq$  del 70%;
- Rete Fossile: l'energia prodotta da fonte fossile è  $\geq$  del 70%;
- Rete a Rifiuti: l'energia prodotta da fonte rifiuti è  $\geq$  del 70%;
- Rete Ibrida: l'energia è prodotta da un mix delle fonti precedenti in cui nessuna supera il 70%.

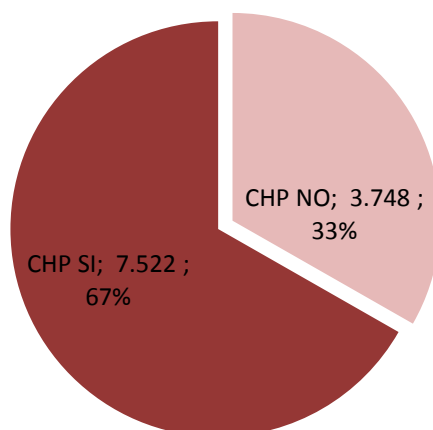
<sup>27</sup> Il 32% alimentate esclusivamente a FER e il restante 27% alimentate prevalentemente a FER (>70%).

**Figura 46 - Distribuzione geografica dell'energia termica prodotta da impianti asserviti a reti di teleriscaldamento – Suddivisione per fonte di alimentazione principale (anno 2013)**



Quanto alle tecnologie impiegate, il 67% dell'energia (7.522 GWh) è stata prodotta in impianti di cogenerazione.

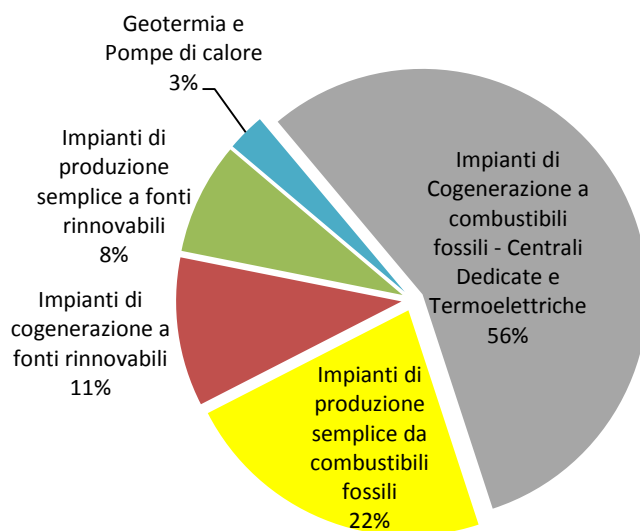
**Figura 47 - Energia termica (GWh) prodotta da impianti asserviti a reti di teleriscaldamento - Suddivisione CHP/NON CHP (anno 2013)**



Il 56% dell'energia termica distribuita attraverso le reti di teleriscaldamento viene prodotta in impianti cogenerativi alimentati da fonti fossili in centrali dedicate e in centrali termoelettriche. L'energia di integrazione prodotta a mezzo di caldaie semplici da combustibili fossili costituisce il 22%. E' evidente quindi che la maggior parte dell'energia prodotta da fonti fossili proviene da impianti cogenerativi (71% del totale fossile).

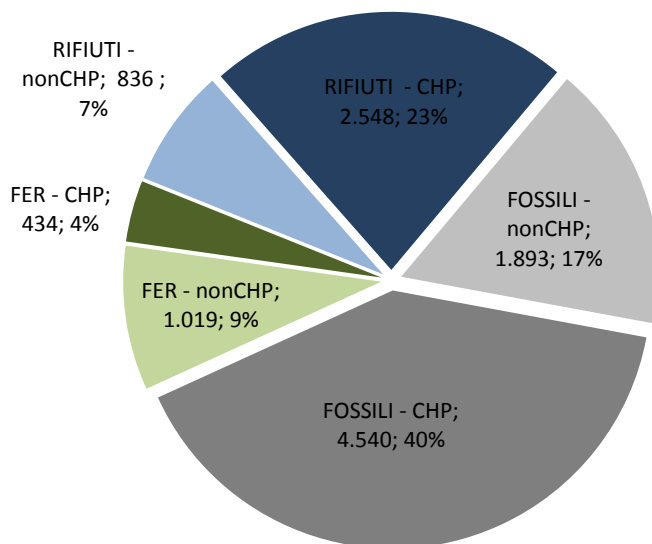
Considerando gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, inclusa la parte biodegradabile dei rifiuti, risulta che l'11% dell'energia è prodotto in impianti cogenerativi a biomasse, l'8% in impianti a biomasse non cogenerativi e il 3% da geotermia e pompe di calore.

**Figura 48 - Energia termica prodotta per tecnologia di produzione (anno 2013)**



L'energia prodotta dagli impianti asserviti a reti di teleriscaldamento è sintetizzata dal grafico successivo che descrive le fonti energetiche e le tecnologie impiantistiche utilizzate.

**Figura 49 - Energia termica prodotta (GWht) per fonte e tipologia di impianto CHP e non CHP (anno 2013)**



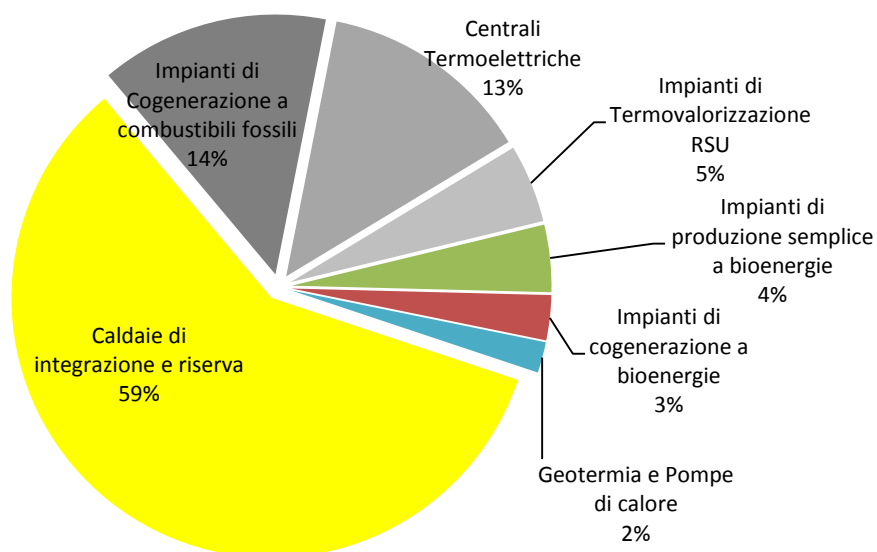
Per quanto riguarda la potenza termica degli impianti installati in Italia e asserviti a reti di teleriscaldamento, essa è pari a 8.056 MW termici<sup>28</sup>.

La tipologia di impianto prevalente è costituita dalle caldaie di integrazione e riserva che coprono più della metà della potenza installata (59%). Hanno un ruolo determinante gli impianti di cogenerazione alimentati da combustibili fossili (2.601 MWt). Di questi, 1.144 MWt (14%) sono installati in impianti di cogenerazione dedicati e 1.065 MWt (13%) in centrali termoelettriche realizzate con lo scopo primario di produrre energia elettrica per la rete nazionale. Risultano essere di tipo cogenerativo quasi tutti gli impianti di incenerimento RSU che corrispondono complessivamente a 392 MWt (5%). È importante anche il ruolo delle bioenergie che forniscono 561 MWt, suddivisi in impianti di produzione semplice (caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi) con 336 MWt (4%) e impianti di cogenerazione con 225 MWt (3%). Di inferiore rilevanza gli impianti a fonte geotermica (117 MWt) e quelli a pompa di calore (37 MWt) che complessivamente coprono il 2% della potenza installata.

<sup>28</sup> Dato relativo al perimetro rilevato da AIRU.

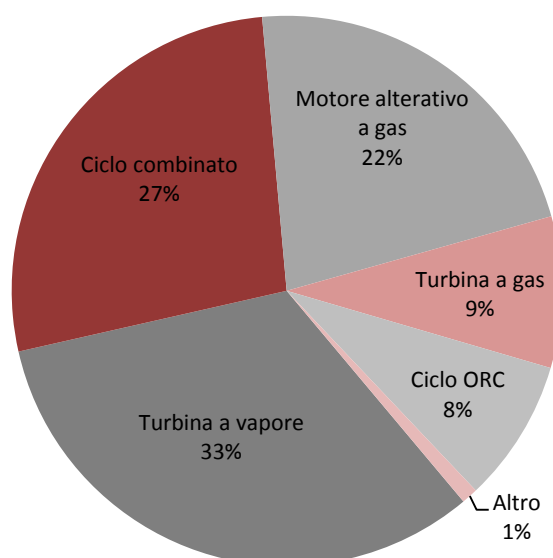


**Figura 50 - Potenza termica asservita al teleriscaldamento - Distribuzione delle tipologie di impianto (anno 2013)**



La potenza installata in unità di cogenerazione dedicate, siano esse a combustibili fossili o a bioenergie, nel 2013 è pari a 1.368 MWt.

**Figura 51 - Distribuzione impiantistica della potenza termica installata in unità di cogenerazione dedicate (anno 2013)**

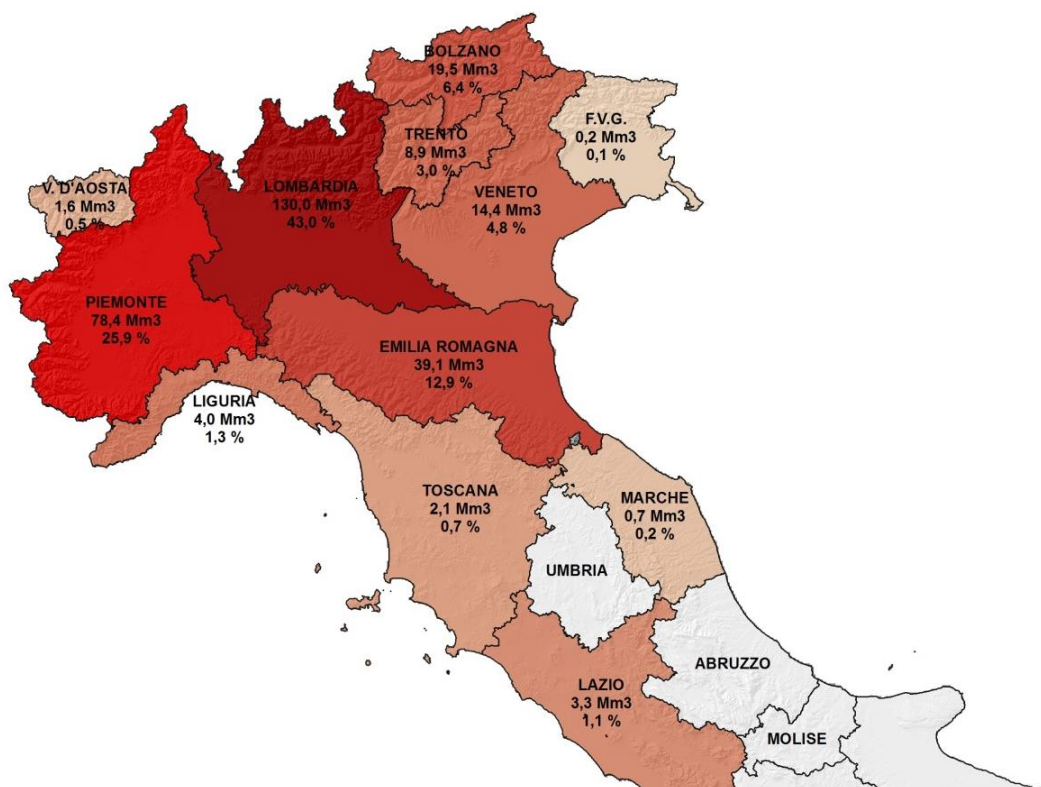


La tipologia impiantistica maggiormente utilizzata è la turbina a vapore in ciclo Rankine che costituisce in termini di potenza il 33% dell'installato in assetto cogenerativo (pari a 446 MWt). Il ciclo combinato gas vapore e i motori alternativi a gas coprono rispettivamente il 26% (371 MWt) e il 23% (302 MWt) della potenza installata. Le turbine a gas rappresentano solo l'8,9% mentre iniziano ad avere una certa rilevanza i cicli ORC che coprono oggi l'8,4% della potenza installata (115 MWt).

### 3.4 Diffusione regionale degli impianti di teleriscaldamento

Il parco edilizio allacciato a reti di teleriscaldamento in Italia nel 2013 è pari a circa 302 milioni di m<sup>3</sup> in 199 città. La quasi totalità delle volumetrie allacciate si concentrano in cinque regioni del nord (290 milioni di m<sup>3</sup> pari al 96%). La Lombardia detiene il primato, con 130 milioni di m<sup>3</sup> (43% del totale), seguita da Piemonte, Emilia Romagna, Trentino Alto Adige (Bolzano in primis) e Veneto. Per quanto riguarda le regioni dell'Italia Centrale piccole reti di teleriscaldamento sono localizzate nel Lazio, in Toscana e nelle Marche.

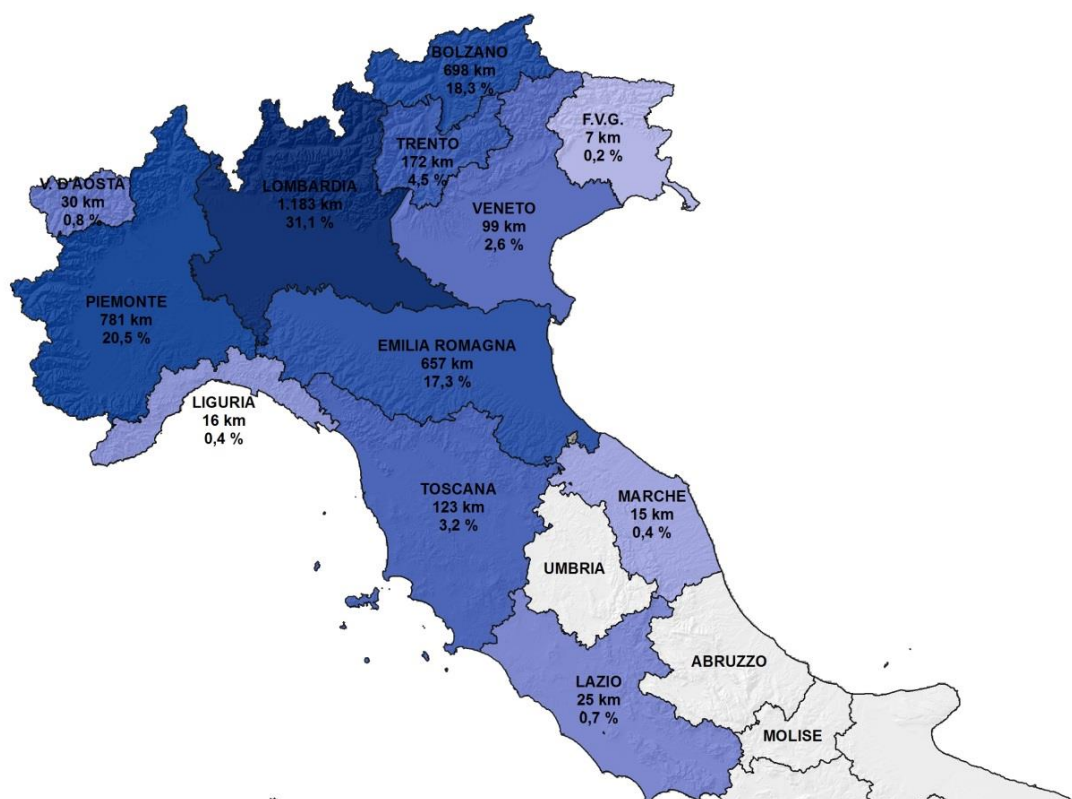
Figura 52 - Distribuzione geografica della volumetria teleriscaldata in Italia (anno 2013)



Analizzando il rapporto tra volumetria teleriscaldata e popolazione residente emerge un netto divario tra il Trentino Alto Adige, in cui risulta un valore di circa 27 m<sup>3</sup> per abitante (circa 38 m<sup>3</sup> per Bolzano) e le altre regioni. Il Trentino Alto Adige è seguito dal Piemonte (18 m<sup>3</sup>/ab), dalla Lombardia (13 m<sup>3</sup>/ab), dalla Valle d'Aosta (12,4 m<sup>3</sup>/ab) e dall'Emilia Romagna (8,8 m<sup>3</sup>/ab). Seguono il Veneto (2,9 m<sup>3</sup>/ab), la Liguria (2,5 m<sup>3</sup>/ab) e poi tutte le altre.

Il teleriscaldamento urbano si sviluppa su 3807 km di rete primaria. Anche in questo caso emerge il ruolo predominante delle regioni settentrionali: in Lombardia si estende il 31,1% del totale delle reti TLR italiane; seguono: il Trentino Alto Adige (22,8%), il Piemonte (20,5%) e l'Emilia Romagna (17,3%).

**Figura 53 - Distribuzione geografica dell'estensione della rete di teleriscaldamento (anno 2013)**



### 3.4.1 Mappa delle infrastrutture di teleriscaldamento esistenti e valutazione dell'efficienza

Il Decreto Legislativo 4 luglio 2014, all'art.2, comma 2, lettera tt) definisce *efficienti* le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento che usano, in alternativa, almeno:

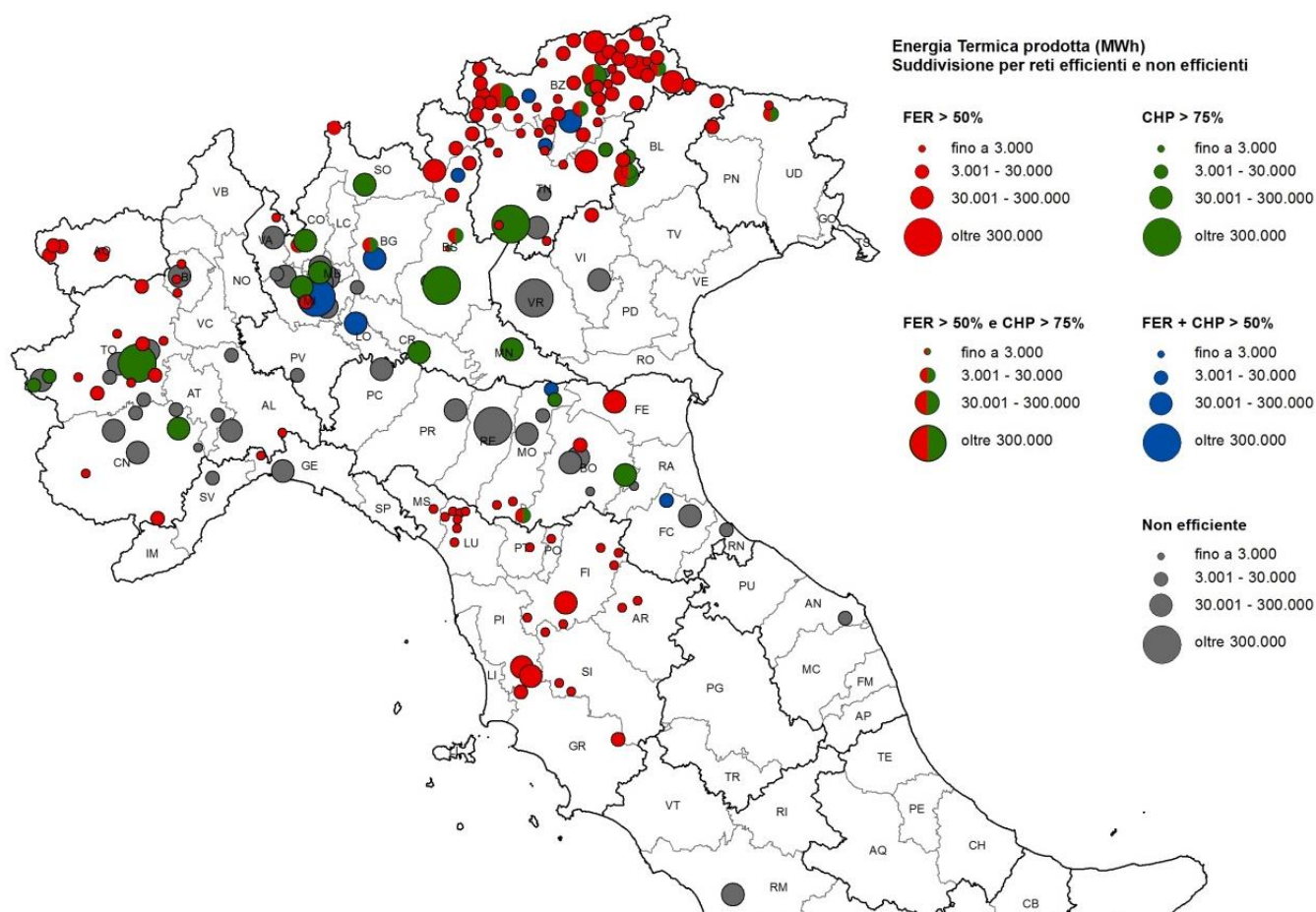
- a. il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
- b. il 50 per cento di calore di scarto;
- c. il 75 per cento di calore cogenerato;
- d. il 50 per cento di una combinazione delle precedenti.

La mappa successiva, come previsto dall'Allegato 3 del Decreto legislativo 4 luglio 2014 n. 102, fornisce un'indicazione sulle reti di teleriscaldamento esistenti in Italia a fine 2013. Ai fini dell'elaborazione di tale mappa, sono state considerate le seguenti tipologie di reti efficienti:

- FER $\geq$ 50%: i sistemi di TLR che nel 2013 hanno utilizzato almeno il 50 % di energia rinnovabile
- CHP $\geq$ 75%: i sistemi di TLR che nel 2013 hanno utilizzato almeno il 75% di calore cogenerato
- FER  $\geq$ 50% e CHP $\geq$ 75%: i sistemi di TLR che nel 2013 hanno soddisfatto entrambi i precedenti requisiti
- FER + CHP  $\geq$ 50%: i sistemi di TLR che nel 2013 hanno utilizzato una combinazione di FER e calore CHP pari o superiore al 50%.

Tra tali tipologie non è inclusa la soluzione che utilizza una quota di calore di scarto superiore al 50% in quanto in Italia tale casistica non è rappresentata.

**Figura 54 - Distribuzione geografica delle reti di TLR (efficienti e non) con indicazione dell'energia termica da esse utilizzata (anno 2013)**



La mappa evidenzia come la maggior parte degli impianti di teleriscaldamento esistenti sul territorio nazionale già rispetti i requisiti di efficienza definiti dalla normativa. Soltanto il 23% delle reti, a cui corrisponde circa il 28% dell'energia immessa in reti di TLR, ad oggi non è in linea con tali requisiti.

I requisiti di efficienza sono stati frequentemente raggiunti soprattutto grazie all'elevata quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, in particolare nelle zone montuose, talvolta non metanizzate e con abbondante disponibilità di biomassa, come il caso delle reti in Trentino Alto-Adige, oppure laddove sia presente la fonte geotermica, come in Toscana e a Ferrara.

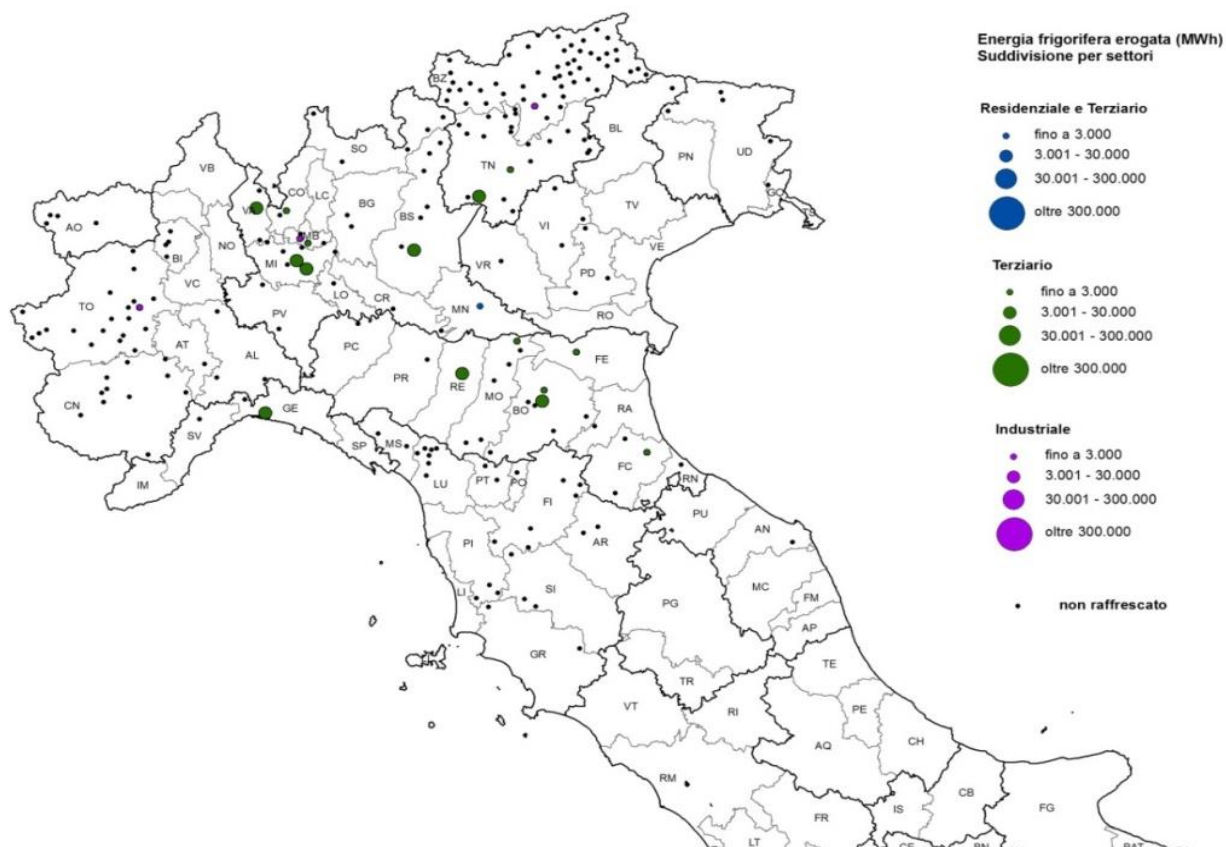
Esistono al contempo importanti sistemi di teleriscaldamento alimentati da impianti cogenerativi (Torino, Brescia, Mantova) che soddisfano il secondo requisito di efficienza indicato e piccoli impianti che riescono a soddisfare sia la quota FER maggiore del 50% che la quota prodotta in cogenerazione maggiore del 75% (si concentrano soprattutto nel Trentino Alto Adige).

Risultano invece efficienti grazie a una combinazione di produzione da CHP e produzione da FER i sistemi di TLR presenti nel comune di Milano, Bergamo e Bolzano.

### 3.5 Reti di teleraffrescamento esistenti

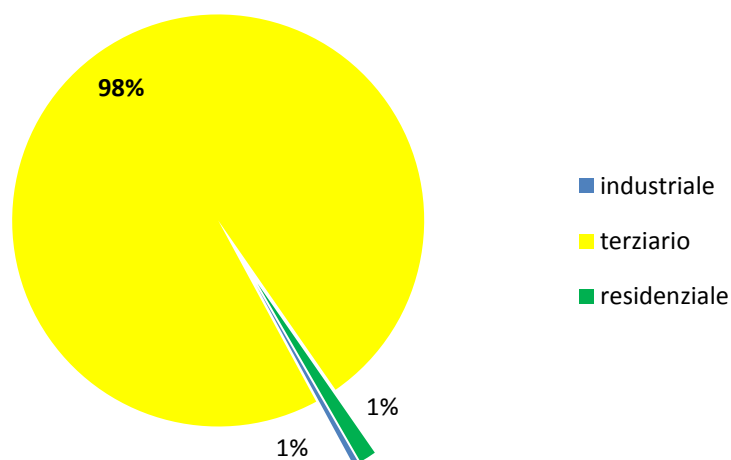
La mappa seguente fornisce indicazioni sulla localizzazione delle reti di teleraffrescamento, sulle loro dimensioni in termini di energia frigorifera erogata e sui settori serviti.

**Figura 55 - Distribuzione geografica dell'energia frigorifera erogata da reti di teleriscaldamento – Suddivisione per settori (anno 2013)**



Le reti di teleraffrescamento hanno avuto fino ad oggi una bassa diffusione nel territorio nazionale e sono state realizzate unicamente in comuni dove già erano presenti reti di teleriscaldamento. Tali infrastrutture erogano un quantitativo abbastanza modesto di energia frigorifera, poco più di 100 GWh, dedicata perlopiù al settore terziario.

**Figura 56 - Energia frigorifera erogata per settore da reti di TLR (anno 2013)**



Il 52% dell'energia dedicata al teleraffrescamento (pari a circa 53 GWh) viene prodotta in centrale e successivamente trasferita alle utenze, mentre la restante parte (48%) viene raffrescata in loco presso le utenze.

Riguardo la tecnologia utilizzata nella produzione di energia frigorifera, il 56% utilizza la tecnologia ad assorbimento, la restante parte (44%) utilizza l'elettricità.



# 4 Offerta di energia termica per usi diretti

Dopo avere approfondito i temi della cogenerazione e del teleriscaldamento, nelle pagine che seguono<sup>29</sup> viene delineato il quadro relativo agli usi diretti delle fonti di energia termica da parte delle famiglie e delle imprese, che costituiscono, considerati nel loro complesso, la terza modalità di soddisfacimento della domanda nazionale di riscaldamento e raffrescamento – la più rilevante e diffusa<sup>30</sup>. Il livello di dettaglio e di articolazione delle informazioni fornite varia, tuttavia, tra i diversi settori utilizzatori: per tutti è possibile ricostruire modalità e livelli di impiego energetico delle diverse fonti; per il comparto residenziale si fornisce inoltre un approfondimento specifico sulla dotazione impiantistica per riscaldamento e raffrescamento.

Il presente capitolo fornisce inoltre una stima della disponibilità teorica annua di biomassa, con riferimento al contributo derivante dai settori considerati: civile (rifiuti), agricolo, forestale ed industriale. E' infine stimata la disponibilità teorica di calore di scarto da processi industriali.

## 4.1 Usi diretti per riscaldamento e raffrescamento nei diversi settori

Nel 2013 sono stati consumati in modo diretto, nel **settore residenziale**, poco meno di 29 Mtep per usi termici (riscaldamento degli ambienti e dell'acqua sanitaria, usi cucina, raffrescamento); di queste, circa 6,8 Mtep sono rinnovabili (23,5%). Il dettaglio e l'incidenza delle diverse fonti energetiche sono illustrati nella tabella che segue.

---

<sup>29</sup> In particolare i paragrafi 4.1 e 4.2

<sup>30</sup> Si fa qui riferimento, pertanto, all'offerta complessiva di energia dalle diverse fonti energetiche per riscaldamento e raffrescamento, con l'esclusione del calore derivato (che a sua volta include il calore cogenerato).



**Tabella 29 - Usi diretti per riscaldamento e raffrescamento nel settore residenziale nel 2013 (ktep)**

Fonti energetiche		Tecnologie prevalenti	Dato di riferimento	ktep	%
Fonti rinnovabili	Solare termica	Collettori solari	Energia termica prodotta dai collettori solari	124	0,4%
	Biomasse solide	Caminetti, stufe, caldaie	Energia contenuta nella biomassa	6.633	23,1%
	Geotermica	Impianti di prelievo e uso diretto di fluidi geotermici	Energia termica ottenuta prelevando acqua o vapore dal sottosuolo	1	0,0%
Prodotti petroliferi		Caldaie	Energia contenuta nei prodotti petroliferi	2.709	9,4%
Gas		Caldaie	Energia contenuta nel gas	18.073	62,9%
Energia elettrica		Pompe di calore, scaldacqua, stufe elettriche, apparecchi mobili, etc.	Consumi di energia elettrica	1.209	4,2%
<b>TOTALE FONTI</b>				<b>28.750</b>	<b>100%</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

La fonte energetica prioritaria per il riscaldamento di ambienti e acqua sanitaria è il gas naturale, che, con circa 18 Mtep utilizzati, copre nel 2013 il 62,9% dei consumi energetici complessivi del settore residenziale. La caldaia a gas, autonoma o centralizzata, è dunque il sistema più diffuso in Italia per il riscaldamento domestico.

Tra le altre fonti energetiche fossili figurano i soli prodotti petroliferi (principalmente gasolio e GPL, anche in questo caso sfruttati soprattutto con sistemi a caldaia), per un consumo poco superiore ai 2,7 Mtep (9,4% del totale). L'energia elettrica consumata nelle abitazioni per riscaldamento (uso invernale) e raffrescamento (uso estivo) ammonta a circa 1,2 Mtep (4,2%), mentre il consumo di carbone è ormai non significativo.

Le fonti rinnovabili, come si accennava, rivestono ormai un ruolo di rilievo, oltre che progressivamente crescente, coprendo quasi un quarto dei consumi per il riscaldamento domestico.

Il contributo largamente prioritario (98%) tra le fonti rinnovabili per il riscaldamento domestico è fornito dagli impieghi di *biomassa solida*, legati alla grande diffusione di apparecchi, stufe e caldaie alimentati da legna da ardere e pellet, per circa 6,6 Mtep di calore complessivamente fornito.

Alcuni risultati della recente Indagine campionaria sui consumi energetici delle famiglie, condotta dall'Istat con riferimento al 2013, consentono alcuni utili approfondimenti sugli usi diretti dell'energia termica. Questi, in particolare, i principali risultati sul tema:

- nel 2013, 21,4 famiglie italiane su 100 hanno utilizzato legna da ardere in camini aperti, camini chiusi, caldaie, stufe, etc., per produrre calore;
- il consumo complessivo di legna da ardere nelle abitazioni supera i 17,7 milioni di tonnellate (il consumo medio annuo per famiglia è pari a circa 3,2 tonnellate). Solo il 45% delle famiglie acquista tutta la legna che utilizza: il resto delle famiglie recupera la legna, almeno in parte, in modo informale;
- nello stesso anno, 4,1 famiglie italiane su 100 hanno utilizzato pellet in caldaie, stufe, etc. per produrre calore;
- il consumo complessivo di pellet nelle abitazioni è poco inferiore a 1,5 milioni di tonnellate (il consumo medio annuo per famiglia è pari a circa 1,4 tonnellate); in questo caso il pellet è quasi esclusivamente acquistato.

L'*energia solare* viene sfruttata mediante l'utilizzo di collettori/pannelli solari termici (piani/scoperti o tubolari/sottovuoto, a circolazione naturale o forzata), in grado di trasformare l'energia irradiata dal sole in energia termica, principalmente per la produzione di sola acqua calda sanitaria e secondariamente anche per riscaldamento ambienti. Nel 2013 risultano installati circa 2,5 milioni di mq di pannelli a servizio delle abitazioni italiane, per una produzione energetica complessiva di 124 ktep, pari allo 0,4% dei consumi complessivi per riscaldamento.

L'*energia geotermica* è costituita dalla porzione del calore terrestre, sotto forma di acqua o vapore, estratto dal sottosuolo per la produzione di calore, mediante specifici impianti; nel settore domestico, gli utilizzi diretti della risorsa geotermica per riscaldamento (escludendo dunque sia il teleriscaldamento sia gli utilizzi della risorsa geotermica mediante pompe di calore) risultano appena significativi (1 ktep).

Le tabelle che seguono illustrano invece il dettaglio e l'incidenza delle diverse fonti energetiche utilizzate per produrre calore nei settori, rispettivamente, industriale, terziario e agricolo.

**Tabella 30 - Usi diretti per riscaldamento e raffrescamento nel settore industriale nel 2013 (ktep)**

Fonti energetiche		Tecnologie prevalenti	Dato di riferimento	ktep	%
Fonti rinnovabili	Solare termica	Collettori solari	Energia termica prodotta dai collettori solari	8	0,0%
	Biomasse solide	Caldaie	Energia termica contenuta nella biomassa	244	1,3%
	Geotermica	Impianti di prelievo e uso diretto di fluidi geotermici	Energia termica ottenuta prelevando acqua o vapore dal sottosuolo	2	0,0%
	Biogas	Caldaie	Energia termica contenuta nel biogas	20	0,1%
Rifiuti non rinnovabili		Caldaie	Energia termica contenuta nei rifiuti	281	1,5%
Prodotti petroliferi		Caldaie	Energia contenuta nei prodotti petroliferi	5.769	30,8%
Gas		Caldaie	Energia contenuta nel gas	10.030	53,5%
Carbone		Caldaie	Energia contenuta nel carbone e nei suoi derivati	2.396	12,8%
<b>TOTALE FONTI</b>				<b>18.750</b>	<b>100%</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Nel 2013, nel **settore industriale**, sono stati consumati 18,7 Mtep di fonti energetiche per la produzione di calore destinato al riscaldamento degli ambienti e dell'acqua sanitaria; di questi, circa 300 ktep sono rinnovabili (in gran parte biomasse solide), con un'incidenza sul totale delle fonti pari all'1,5%.

La fonte più utilizzata è il gas naturale (10 Mtep, pari al 53,5% del totale); seguono i prodotti petroliferi, che nel settore industriale rivestono particolare rilievo (5,8 Mtep, pari al 30,8%), e il carbone, con 2,4 Mtep. L'impiego energetico di rifiuti in impianti di incenerimento, seppure minoritario (meno di 300 ktep), è comunque significativo (1,5% del totale).

Nel **settore terziario** nel 2013 sono stati consumati per la produzione di energia termica poco meno di 9,5 Mtep; anche in questo caso l'incidenza delle fonti rinnovabili è piuttosto modesta (171 ktep, pari all'1,8% del totale). Il gas è, al solito, la fonte largamente prevalente (7,3 Mtep, pari al 77% del totale); risulta rilevante anche l'utilizzo di energia elettrica per il riscaldamento e il raffreddamento degli ambienti (1,4 Mtep, pari al 15% del totale), mentre il consumo di prodotti petroliferi è limitato a poco più di 600 ktep (6,5%).

**Tabella 31 - Tabella 3 Usi diretti per riscaldamento e raffrescamento nel settore terziario nel 2013 (ktep)**

Fonti energetiche		Tecnologie prevalenti	Dato di riferimento	ktep	%
Fonti rinnovabili	Solare termica	Collettori solari	Energia termica prodotta dai collettori solari	34	0,4%
	Biomasse solide	Caminetti, stufe, caldaie	Energia termica contenuta nella biomassa	36	0,4%
	Geotermica	Impianti di prelievo e uso diretto di fluidi geotermici	Energia termica ottenuta prelevando acqua o vapore dal sottosuolo	77	0,8%
	Biogas	Caldaie	Energia termica contenuta nel biogas	25	0,3%
Prodotti petroliferi		Caldaie	Energia contenuta nei prodotti petroliferi	612	6,5%
Gas		Caldaie	Energia contenuta nel gas	7.259	76,7%
Energia elettrica		Pompe di calore, scaldacqua, stufe elettriche, apparecchi mobili, etc.	Consumi di energia elettrica	1.427	15,1%
<b>TOTALE FONTI</b>				<b>9.469</b>	<b>100%</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Rispetto agli altri settori, infine, in **agricoltura** la produzione di energia termica assume un ruolo più marginale, con un consumo complessivo di fonti energetiche poco superiore ai 300 ktep. In questo caso i prodotti petroliferi rivestono un ruolo prioritario, con un'incidenza del 46,2% sui consumi complessivi; il gas segue con il 40,6%. Le fonti rinnovabili, invece, trovano impiego principalmente per il riscaldamento di serre agricole e di impianti di acquacoltura/piscicoltura, per un contributo complessivo del 13,2%.

**Tabella 32 - Usi diretti per riscaldamento e raffrescamento nel settore agricolo nel 2013 (ktep)**

Fonti energetiche		Tecnologie prevalenti	Dato di riferimento	ktep	%
Fonti rinnovabili	Solare termica	Collettori solari	Energia termica prodotta dai collettori solari	2	0,5%
	Biomasse solide	Caminetti, stufe, caldaie	Energia termica contenuta nella biomassa	2	0,6%
	Geotermica	Impianti di prelievo e uso diretto di fluidi geotermici	Energia termica ottenuta prelevando acqua o vapore dal sottosuolo	38	12,1%
Prodotti petroliferi		Caldaie, generatori portatili	Energia contenuta nei prodotti petroliferi	146	46,2%
Gas		Caldaie	Energia contenuta nel gas	128	40,6%
<b>TOTALE FONTI</b>				<b>316</b>	<b>100%</b>

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

È importante precisare infine che, per motivi strettamente statistici, tra le fonti rinnovabili a oggi Eurostat non tiene ancora conto dei consumi di energia termica rinnovabile fornita dalle pompe di calore.

## 4.2 Dotazione di impianti e apparecchi nel settore residenziale

Le informazioni e i dati statistici disponibili non consentono un'analisi accurata e dettagliata sulle dotazioni impiantistiche delle imprese agricole, industriali e dei servizi, per la produzione di energia termica. Per il settore residenziale, invece, alcune importanti informazioni sulla disponibilità di impianti e apparecchi per riscaldamento e raffrescamento sono fornite dall'Indagine campionaria sui consumi energetici delle famiglie italiane realizzata dall'Istat, relativa al 2013, che riprende - con alcune differenze significative - i risultati del Censimento Istat 2011 della Popolazione e delle Abitazioni.

Per quanto riguarda il *riscaldamento degli ambienti*, la tabella che segue presenta l'incidenza delle famiglie residenti nelle diverse regioni italiane che dispongono di un impianto nella propria abitazione, per tipologia di impianto.

**Tabella 33 - Famiglie per presenza/assenza e tipologia di impianto unico o prevalente di riscaldamento dell'abitazione**

Regioni	Impianto di riscaldamento dell'abitazione					
	Presenza				Assenza (per 100 famiglie)	Totale
	Impianto centralizzato	Impianto autonomo	Apparecchi singoli fissi o portatili	Totale (per 100 famiglie)		
Piemonte	34,4	53,3	12,3	100,0		100,0
Valle d'Aosta	31,6	47,0	21,4	100,0		100,0
Lombardia	29,4	61,6	8,9	99,8	..	100,0
Trentino-Alto Adige	31,7	48,7	19,7	100,0		100,0
Bolzano	44,5	41,0	14,4	100,0		100,0
Trento	19,8	55,7	24,5	100,0		100,0
Veneto	6,7	73,8	19,5	100,0	..	100,0
Friuli Venezia Giulia	15,4	64,7	19,9	99,0	..	100,0
Liguria	28,3	60,7	11,1	99,8	..	100,0
Emilia Romagna	12,8	79,7	7,4	99,7	..	100,0
Toscana	7,9	79,9	12,2	99,5	..	100,0
Umbria	7,5	66,7	25,8	99,3	..	100,0
Marche	4,5	81,9	13,6	99,0	..	100,0
Lazio	22,5	62,9	14,7	98,6	1,4	100,0
Abruzzo	3,4	76,2	20,4	99,7	..	100,0
Molise	4,3	73,4	22,3	99,7	..	100,0
Campania	5,6	63,0	31,4	96,3	3,7	100,0
Puglia	3,0	82,9	14,1	97,2	2,8	100,0
Basilicata	4,7	73,0	22,2	99,1	..	100,0
Calabria	3,7	64,4	31,9	95,5	4,5	100,0
Sicilia	3,8	55,6	40,7	88,4	11,6	100,0
Sardegna	8,9	32,2	58,9	95,4	4,6	100,0
<b>Italia</b>	<b>15,7</b>	<b>65,8</b>	<b>18,5</b>	<b>98,0</b>	<b>2,0</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Istat

Sono indicati i due puntini (..) quando l'esiguità del fenomeno rende i valori calcolati non significativi

La quasi totalità delle abitazioni italiane dispone di almeno un impianto di riscaldamento degli ambienti: ne sono prive solo il 2%, per lo più concentrate nel Mezzogiorno (soprattutto in Sicilia). L'impianto di riscaldamento autonomo è presente in quasi due terzi delle abitazioni (65,8%); il 15,7% ha un impianto centralizzato, mentre il 18,5% dispone di apparecchi singoli, fissi o portatili (pompe di calore, stufe, etc.) che riscaldano solo una porzione dell'abitazione (una/due stanze).

I dati riportati nella tabella mostrano differenze rilevanti tra le regioni. Ad eccezione di quelle venete, le famiglie settentrionali dispongono di impianti centralizzati in misura significativamente superiore rispetto al totale nazionale (doppia nelle regioni Nord-occidentali, tripla nella provincia di Bolzano); nelle regioni del Centro-Sud, invece, l'incidenza delle abitazioni con impianti centralizzati - Lazio esclusa - non supera la quota del 10%.

Gli apparecchi singoli sono più diffusi nelle regioni meridionali (principalmente Campania, Calabria e isole), più rari nel centro-Nord (in Lombardia e in Emilia Romagna servono meno del 10% delle abitazioni). La presenza di un impianto autonomo, infine, non appare correlata in modo significativo a caratteristiche climatiche/territoriali: ne dispongono il 59% delle abitazioni del Nord-Ovest, il 73% di quelle del Nord-Est, il 71% nel Centro, il 64% nel Sud.

La Sardegna, non essendo collegata alla rete di distribuzione del gas naturale, ha caratteristiche peculiari: l'incidenza delle abitazioni con impianti autonomi e centralizzati è inferiore del 50% rispetto al dato nazionale, mentre la maggioranza delle famiglie (58,9%) si riscalda con apparecchi singoli, fissi o portatili, alimentati da energia elettrica o da altri combustibili (biomasse, gasolio, GPL).

Nella tabella che segue sono invece illustrate le fonti di alimentazione del principale impianto di riscaldamento utilizzato dalle famiglie residenti nelle diverse regioni.

**Tabella 34 - Famiglie per fonte di alimentazione dell'impianto unico o prevalente di riscaldamento dell'abitazione**

Regioni	Riscaldamento abitazione					
	Metano	Energia elettrica	Biomasse	GPL	Gasolio	Totale
Piemonte	74,5	1,1	15,9	3,4	5,1	100,0
Valle d'Aosta	30,5	2,2	23,4	10,9	33,0	100,0
Lombardia	87,0	1,0	7,2	1,5	3,3	100,0
Trentino-Alto Adige	51,9	2,0	28,7	2,3	15,1	100,0
<i>Bolzano</i>	45,4	2,1	32,2	1,9	18,4	100,0
<i>Trento</i>	57,6	1,9	25,5	2,9	12,1	100,0
Veneto	72,3	1,5	18,1	3,9	4,2	100,0
Friuli-Venezia Giulia	70,8	0,5	19,5	3,6	5,6	100,0
Liguria	77,0	4,1	9,6	3,0	6,3	100,0
Emilia-Romagna	87,4	0,6	7,2	4,0	0,8	100,0
Toscana	78,3	1,6	12,7	3,2	4,2	100,0
Umbria	56,5	1,1	32,8	6,9	2,7	100,0
Marche	76,3	2,3	15,0	4,6	1,8	100,0
Lazio	74,6	6,1	10,7	5,3	3,3	100,0
Abruzzo	70,7	2,9	23,4	2,2	..	100,0
Molise	68,4	1,4	27,7	1,6	..	100,0
Campania	53,7	10,6	18,7	15,2	1,8	100,0
Puglia	78,7	3,6	11,5	3,4	2,8	100,0
Basilicata	64,6	2,3	30,2	2,0	..	100,0
Calabria	47,0	7,9	33,3	10,7	1,1	100,0
Sicilia	52,2	24,1	7,9	14,7	..	100,0
Sardegna		19,7	40,2	21,2	18,9	100,0
<b>Italia</b>	<b>70,9</b>	<b>5,1</b>	<b>14,5</b>	<b>5,8</b>	<b>3,7</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Istat

In coerenza con i dati sui consumi di fonti energetiche presentati nelle pagine precedenti, l'analisi dei dati pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico sullo stato della metanizzazione in Italia mostra che il gas naturale, sfruttato principalmente con sistemi a caldaia autonomi o centralizzati, è ancora la fonte predominante per la fornitura di riscaldamento nelle abitazioni italiane. Sono infatti scaldate dal gas il 70,9% delle famiglie italiane, con punte dell'87% in Lombardia ed Emilia Romagna e in altre quattro regioni in cui l'incidenza è superiore al 75%. In particolare, la distribuzione del gas interessa 6.594 comuni italiani come è possibile osservare dalla tabella sottostante.

**Tabella 35 - Distribuzione del gas in Italia**

Regione	Comuni metanizzati	Distribuzione regionale gas (migliaia di Smc)	Numero clienti
Abruzzo	296	710.934	601.658
Basilicata	127	194.471	183.367
Calabria	280	270.460	355.634
Campania	430	983.987	1.242.964
Emilia Romagna	339	4.347.001	2.116.732
Friuli Venezia Giulia	184	861.492	507.590
Lazio	312	2.105.973	2.143.953
Liguria	150	893.230	840.235
Lombardia	1.443	8.963.037	4.560.955
Marche	222	826.935	627.263
Molise	133	128.429	120.994
Piemonte	1.031	3.784.455	1.938.537
Puglia	250	1.056.089	1.233.562
Sicilia	322	638.022	935.360
Toscana	240	2.205.039	1.467.352
Trentino Alto Adige	184	652.864	256.847
Umbria	86	519.700	329.480
Valle d'Aosta	24	46.643	19.976
Veneto	541	4.075.288	1.953.492
<b>Italia</b>	<b>6.594</b>	<b>33.364.049</b>	<b>21.435.951</b>

Fonte: Elaborazione GSE su dati MiSE

Quasi un terzo del gas è distribuito in Lombardia, ove in corrispondenza di 4,5 milioni di clienti si registra una distribuzione di quasi 2 migliaia di Smc di gas per cliente. In Piemonte si osserva la medesima distribuzione, in corrispondenza però di una minore quantità di gas distribuito a livello regionale. Per quanto riguarda il Mezzogiorno, la regione con il maggior numero di comuni metanizzati (430) risulta essere la Campania, seguono la Sicilia e la Calabria. Nel sud la media di gas distribuito per cliente si attesta a 0,87 migliaia di Smc di gas, valore nettamente inferiore a quello rilevato per le regioni del nord (1,95).

I comuni italiani non metanizzati sono 1.498, rappresentativi del 19% della totalità (8.092). Circa la metà dei comuni non metanizzati (48%) è concentrata nel Sud Italia, il 42% nel Nord e solamente il 10% nel centro. L'analisi evidenzia come la più ampia zona non metanizzata appartenga alla Sardegna, coinvolgendo 377 comuni. In Piemonte 175 comuni risultano non essere serviti dalla rete del gas, seguono Calabria e Campania, rispettivamente con 129 e 121 comuni.



**Tabella 36 - Ripartizione regionale dei comuni italiani non metanizzati**

Regione	Totale comuni	Comuni non metanizzati	Abitanti comuni non metanizzati (%)
Abruzzo	305	9	1
Basilicata	131	4	1
Calabria	409	129	15
Campania	551	121	9
Emilia Romagna	348	9	0
Friuli Venezia Giulia	218	34	2
Lazio	378	66	1
Liguria	235	85	3
Lombardia	1.544	101	1
Marche	239	17	1
Molise	136	3	0
Piemonte	1.206	175	1
Puglia	258	8	0
Sardegna	377	377	100
Sicilia	390	68	5
Toscana	287	47	3
Trentino Alto Adige	333	149	25
Umbria	92	6	1
Valle d'Aosta	74	50	29
Veneto	581	40	1
<b>Italia</b>	<b>8.092</b>	<b>1.498</b>	<b>6</b>

Fonte: Elaborazione GSE su dati MiSE

Con riferimento alla popolazione, il 29% di quella valdostana vive in comuni non metanizzati mentre per il Trentino Alto Adige tale quota ammonta al 25%. A livello nazionale, il 6% della popolazione risiede in comuni non serviti dalla rete del gas.

In generale, laddove il gas naturale è utilizzato in misura inferiore alla media si rileva, ovviamente, un ricorso rilevante alle altre fonti energetiche, e in particolare alle *biomasse solide* (legna da ardere e pellet) sfruttate mediante camini, stufe e caldaie. Nelle regioni del Centro-Sud, infine, sono relativamente più diffusi i sistemi di riscaldamento domestico alimentati da energia elettrica (soprattutto apparecchi a pompa di calore): in Umbria, Basilicata, Calabria e soprattutto Sardegna l'incidenza delle famiglie con tali dotazioni supera quota 30% (40,2% in Sardegna, per le ragioni sopra accennate).

La tabella che segue illustra la distribuzione delle tipologie impiantistiche che utilizzano legna e pellet tra le famiglie italiane e la relativa diffusione a livello regionale.

**Tabella 37 - Famiglie per tipologia di dotazione per l'utilizzo di legna e pellet e per ripartizione e regione, per 100 famiglie che consumano rispettivamente legna e pellet**

Regioni	Legna			Pellet	
	Camini o stufe tradizionali (a)	Camini o stufe innovativi (b)	Altri apparecchi (c)	Camini o stufe tradizionali (a)	Altri apparecchi (d)
Piemonte	86,9	7,2	12,8	97,8	..
Valle d'Aosta	89,0	6,3	14	88,8	12,7
Lombardia	97,1	..	3,4	93,9	..
Trentino-Alto Adige	90,9	5,1	25,3	79,9	30,8
<i>Bolzano</i>	90,0	6,6	36,9	69,3	50,7
<i>Trento</i>	91,8	3,8	13,6	91,7	..
Veneto	94,9	4,2	8,2	94,8	..
Friuli-Venezia Giulia	94,2	5,4	7,6	94,5	..
Liguria	84,8	14,5	8,4	79,0	..
Emilia-Romagna	93,8	4,7	4,9	97,6	..
Toscana	88,3	10,6	7,5	81,4	19
Umbria	87,6	15,1	8,7	77,7	24,8
Marche	87,5	11,6	..	72,8	32,7
Lazio	74,6	25,0	6,5	55,3	49,3
Abruzzo	81,0	23,0	9,9	85,6	31
Molise	77,4	19,5	11,8	78,9	22,5
Campania	70,9	28,3	7,4	57,8	42,2
Puglia	81,9	16,0	5,5	69,6	..
Basilicata	69,6	29,6	13,1	74,2	..
Calabria	65,5	33,6	8	62,8	45,6
Sicilia	79,0	10,6	14,3	64,7	..
Sardegna	91,2	10,7	4,7	92,2	8,5
<b>Italia</b>	<b>85,2</b>	<b>13,4</b>	<b>8,1</b>	<b>84,2</b>	<b>18,5</b>

Fonte: Istat

(a) Stufe e camini che riscaldano singole stanze (inclusi camini e stufe ventilati)

(b) Stufe e camini collegati ai termosifoni che distribuiscono il riscaldamento in più ambienti della casa

(c) Comprende scaldabagni/scaldacqua, caldaie collegate ai termosifoni e apparecchi per cucinare

(d) Comprende stufe e camini innovativi, scaldabagni/scaldacqua, caldaie collegate ai termosifoni e apparecchi per cucinare.

Come si nota, sia per la legna da ardere che per il pellet gli apparecchi maggiormente diffusi sono quelli definiti “tradizionali”, in grado cioè di riscaldare solo la stanza in cui sono posizionati; i sistemi collegati a termosifoni che distribuiscono il calore su più ambienti della casa sono il 13,4% del totale nel caso della legna e il 18,5% nel caso del pellet.

Per quanto riguarda il *riscaldamento dell'acqua*, invece, la tabella che segue presenta la dotazione di impianti per la produzione di acqua calda delle famiglie, per regione.

**Tabella 38 - Famiglie per presenza/assenza e tipologia di impianto unico o prevalente per il riscaldamento dell'acqua**

Regioni	Presenza					Assenza (per 100 famiglie)	Totale	
	Impianto centralizzato	Impianto autonomo	Scaldabagni/scaldacqua					Totale (per 100 famiglie)
			Elettrici	A metano	Ad altre fonti			
Piemonte	11,5	67,3	10,0	9,6	1,6	99,6	0,4	100,0
Valle d'Aosta	16,3	60,4	21,4	0,9	1,0	98,9	1,1	100,0
Lombardia	8,6	70,4	6,3	13,9	0,8	99,9	0,1	100,0
Trentino-Alto Adige	26,4	64,2	5,7	1,1	2,6	99,8	0,2	100,0
<i>Bolzano</i>	36,5	50,8	7,7	1,3	3,7	99,8	0,2	100,0
<i>Trento</i>	17,2	76,4	3,9	1,0	1,6	99,8	0,2	100,0
Veneto	3,4	90,6	2,9	2,1	0,9	98,8	1,2	100,0
Friuli Venezia Giulia	10,0	79,2	8,5	1,3	1,0	99,0	1,0	100,0
Liguria	13,3	68,3	9,9	7,6	0,9	99,5	0,5	100,0
Emilia Romagna	8,4	85,3	3,3	2,6	0,3	99,5	0,5	100,0
Toscana	2,9	85,8	8,7	2,2	0,5	99,7	0,3	100,0
Umbria	4,2	82,3	10,3	0,9	2,3	98,5	1,5	100,0
Marche	2,0	91,4	4,3	0,6	1,7	99,6	0,4	100,0
Lazio	4,3	67,7	23,4	3,9	0,7	99,5	0,5	100,0
Abruzzo	2,3	88,6	4,3	3,0	1,8	99,2	0,8	100,0
Molise	3,1	84,6	8,6	1,8	1,8	98,7	1,3	100,0
Campania	1,6	74,2	17,1	4,4	2,7	98,7	1,3	100,0
Puglia	2,1	83,0	13,2	1,2	0,5	99,6	0,4	100,0
Basilicata	2,6	84,5	9,5	0,7	2,7	98,2	1,8	100,0
Calabria	2,8	65,3	27,1	2,0	2,9	98,4	1,6	100,0
Sicilia	2,1	54,7	36,8	4,6	1,8	99,1	0,9	100,0
Sardegna	0,6	42,9	46,4	0,0	10,1	97,7	2,3	100,0
<b>Italia</b>	<b>5,8</b>	<b>73,9</b>	<b>13,6</b>	<b>5,3</b>	<b>1,5</b>	<b>99,3</b>	<b>0,7</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Istat

Il 99,3% delle famiglie italiane dispone di un impianto per la produzione di acqua calda. Anche in questo caso gli impianti più diffusi sono quelli autonomi: a livello nazionale, ne dispone il 73,9 % delle abitazioni, con valori più elevati in Veneto, Marche e Abruzzo e valori più bassi in provincia di Bolzano, Calabria, Sicilia e Sardegna. Fatta eccezione per il Trentino, gli impianti centralizzati per acqua calda sono poco diffusi: ne dispone il 10% circa delle abitazioni nel Nord, il 4% circa al Centro, il 2-3% al Sud. Il 20% delle famiglie utilizza scaldabagni o scaldacqua, per lo più alimentati da corrente elettrica. Nel 65% dei casi, l'impianto di riscaldamento dell'acqua coincide con l'impianto di riscaldamento ambienti.

La diffusione delle fonti di alimentazione dei sistemi di riscaldamento dell'acqua, infine, è simile a quella descritta per il riscaldamento ambienti: il gas naturale, a livello nazionale, è la fonte di gran lunga prevalente (72% delle abitazioni), seguito in questo caso da energia elettrica (14,4%), GPL (7,6%), gasolio (2,9%) e biomasse (2,4%).

Si precisa, infine, che il 43% delle famiglie dispone di un impianto ausiliario per il riscaldamento dell'abitazione; rispetto agli impianti prevalenti, aumenta notevolmente l'incidenza degli apparecchi singoli, fissi (61% degli impianti ausiliari) o portatili (33%).

La tabella che segue, infine, presenta la dotazione di impianti per il **raffrescamento** degli ambienti mediante condizionamento dell'aria nelle abitazioni delle varie regioni.

**Tabella 39 - Famiglie per presenza/assenza e tipologia di impianto unico o prevalente per il condizionamento dell'aria**

Regioni	Presenza				Assenza (per 100 famiglie)	Totale
	Sistema di condizionamento centralizzato o autonomo	Condizionatori fissi o portatili (solo raffreddamento)	Climatizzatori caldo/freddo fissi o portatili (a pompa di calore)	Totale (per 100 famiglie)		
Piemonte	5,3	27,0	67,7	13,3	86,7	100,0
Valle d'Aosta	..	..	..	1,5	98,5	100,0
Lombardia	4,7	33,6	61,7	29,7	70,3	100,0
Trentino-Alto Adige	0,9	28,8	70,4	6,2	93,8	100,0
Bolzano	1,3	21,9	76,8	6,1	93,9	100,0
Trento	0,5	34,9	64,6	6,3	93,7	100,0
Veneto	6,1	34,1	59,8	45,3	54,7	100,0
Friuli Venezia Giulia	5,0	30,0	65,0	29,3	70,7	100,0
Liguria	7,0	14,9	78,1	16,1	83,9	100,0
Emilia Romagna	7,4	36,6	56,0	42,8	57,2	100,0
Toscana	2,5	40,7	56,8	21,9	78,1	100,0
Umbria	3,0	16,2	80,8	13,3	86,7	100,0
Marche	..	20,2	78,2	20,1	79,9	100,0
Lazio	1,7	26,4	71,9	27,8	72,2	100,0
Abruzzo	..	24,0	71,0	13,4	86,6	100,0
Molise	..	23,5	75,6	11,5	88,5	100,0
Campania	2,2	17,7	80,1	28,2	71,8	100,0
Puglia	1,7	29,5	68,8	35,9	64,1	100,0
Basilicata	..	21,8	78,0	18,4	81,6	100,0
Calabria	7,4	21,7	70,9	28,8	71,2	100,0
Sicilia	0,5	17,1	82,4	37,6	62,4	100,0
Sardegna	3,9	13,2	82,9	47,5	52,5	100,0
<b>Italia</b>	<b>3,9</b>	<b>28</b>	<b>68,1</b>	<b>29,4</b>	<b>70,6</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Istat

Il 29,4% delle famiglie italiane dispone di un impianto per il raffrescamento degli ambienti. Gli impianti più diffusi sono i climatizzatori reversibili (adatti cioè sia all'uso invernale che a quello estivo), presenti nel 68,1% delle abitazioni con sistema di condizionamento, con una chiara prevalenza nelle regioni del Centro-Sud, con climi più caldi (77,6% delle famiglie rispetto alle 68,6% del Centro e al 60% circa del Nord). Seguono gli impianti di solo raffreddamento (28%), presenti in questo caso soprattutto nelle regioni del Centro-Nord, e i sistemi centralizzati o autonomi (3,9%).

### 4.3 Disponibilità di energia termica da biomasse e rifiuti

Il presente paragrafo si pone come scopo l'analisi della disponibilità teorica di fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia termica, con un particolare focus sulle biomasse. Per la valutazione dei quantitativi disponibili sono stati considerati i contributi derivanti da quattro settori:

- Civile (Rifiuti)
- Agricolo
- Forestale
- Industriale

La tabella sottostante riassume la stima della disponibilità annua di biomassa per le tipologie considerate.

**Tabella 40 - Stima della disponibilità attuale di biomassa (Mton/anno)**

	Settore	Disponibilità in peso (Mton)
Civile	Rifiuti	5
Agricoltura	Colture energetiche dedicate	5
	Biomasse residuali	22,4
Forestale		34
Industria	Scarti agroalimentari	1,32
	Scarti di lavorazione (prevalentemente nei settori legno e carta)	1,6
<b>Totale</b>		<b>69,3</b>

Si stima dunque una disponibilità teorica annua di biomasse pari a 69,3 milioni di tonnellate.

### 4.3.1 Settore civile (rifiuti)

Il settore civile contribuisce alla produzione di energia grazie allo sfruttamento dei Rifiuti Solidi Urbani. Nel 2013 la produzione di rifiuti ammontava a circa 29,6 milioni di tonnellate (fonte: Eurostat/ISPRA). E' possibile definire una ripartizione percentuale delle principali forme di gestione dei rifiuti, come si osserva nella tabella sottostante:

**Tabella 41 - Ripartizione percentuale della gestione dei rifiuti urbani in Italia (2012)**

Discarica	Termovalorizzazione	Raccolta differenziata (riciclaggio e compostaggio)
41%	18%	41%

Fonte: ISPRA

L'analisi dei dati evidenzia come lo smaltimento in discarica sia ancora una forma di gestione diffusa, interessando il 41% del totale dei rifiuti urbani prodotti, ovvero circa 12 Mton, in diminuzione rispetto all'anno precedente. Tale riduzione è ascrivibile ad una maggiore diffusione di altre forme di gestione. A tal proposito infatti oltre 5 Mton di rifiuti sono avviati a termovalorizzazione, rappresentativi del 18% della totalità prodotta. Circa 7 Mton sono indirizzate al riciclaggio e le rimanenti 4,5 Mton sono destinate al compostaggio.

Per la stima al 2023<sup>31</sup> della disponibilità di energia ottenibile dallo sfruttamento di Rifiuti Solidi Urbani, l'analisi considera una produzione totale pari a 31,5 milioni di tonnellate circa (fonte: ISPRA). Si assume che continui ad aumentare la quantità di rifiuti destinati a termovalorizzazione, fino a raggiungere 9,77 Mton, rappresentative del 31% della produzione totale. Solamente per 3 Mton di rifiuti si farà ancora ricorso alla discarica; tale quota può essere valorizzata energeticamente per produrre biogas da discarica. Considerando un potere calorifico pari a 0,23 tep/t di sostanza secca, ci si aspetta nel 2023 un contributo in termini di valore energetico proveniente da termovalorizzazione di RSU pari a 2,25 Mtep.

**Tabella 42 - Scenario 2023. Energia disponibile dalla gestione Rifiuti Solidi Urbani**

Gestione RSU	Gestione RSU (%)	Energia (Mtep)
Termovalorizzazione	31	2.25

Fonte: ISPRA

<sup>31</sup> Ai sensi del D.Lgs. 102/2014 (allegato 3 in particolare), le analisi volte ad individuare il potenziale nazionale di applicazione della CAR e del TLR sono effettuate considerando come anno base il 2013 e l'evoluzione attesa in un periodo di 10 anni.

Per la distribuzione del contributo di biomasse da RSU è usato come indicatore la produzione pro capite, assumendo come riferimento il censimento ISTAT della popolazione al 2011.

**Tabella 43 - Distribuzione regionale della disponibilità di Rifiuti destinati a termovalorizzazione al 2023**

Regione	Popolazione 2011	Ripartizione regionale (Mton)	Ripartizione regionale (Mtep)
Abruzzo	1.307.309	0,22	0,05
Basilicata	578.036	0,10	0,02
Calabria	1.959.050	0,32	0,07
Campania	5.747.354	0,95	0,22
Emilia Romagna	4.290.238	0,71	0,16
Friuli Venezia Giulia	1.208.615	0,20	0,05
Lazio	5.502.886	0,91	0,21
Liguria	1.570.694	0,26	0,06
Lombardia	9.653.554	1,59	0,37
Marche	1.518.928	0,25	0,06
Molise	313.660	0,05	0,01
Piemonte	4.363.916	0,72	0,17
Puglia	4.052.566	0,67	0,15
Sardegna	1.639.362	0,27	0,06
Sicilia	5.002.904	0,83	0,19
Toscana	3.601.920	0,59	0,14
Trentino Alto Adige	1.020.126	0,17	0,04
Umbria	884.268	0,15	0,03
Valle d'Aosta	126.806	0,02	0,00
Veneto	4.848.317	0,80	0,18
<b>Totale complessivo</b>	<b>59.190.509</b>	<b>9,77</b>	<b>2,25</b>

### 4.3.2 Settore agricolo

Dal settore agricolo possono derivare notevoli quantitativi di biomasse destinabili ad uso energetico, valorizzando determinati residui colturali che altrimenti costituirebbero solamente un onere per il loro trattamento e la loro gestione. L'utilizzazione di tali biomasse è molto diversificata e può mutare in relazione a differenti fattori.

Il settore agricolo rende disponibili diverse tipologie di biomassa a scopi energetici. Da un lato, vi sono le biomasse residuali e dall'altro le colture energetiche dedicate.

Per quanto riguarda le **biomasse residuali**, esse possono essere destinate ad uso energetico, avere impieghi differenti da quello energetico oppure rappresentare rifiuti da conferire in discarica. Per quanto riguarda la stima della loro disponibilità teorica, la metodologia qui adottata si avvale dei dati ISTAT al 2013 per definire la superficie agricola italiana. Tale analisi considera seminativi e colture permanenti, escludendo pascoli e prati poiché mira a stimare la quota di residui colturali qualitativamente idonei e tecnicamente raccogliibili.

**Tabella 44 - Superficie agricola italiana (2013)**

	Superficie (ha)
Seminativi	6.488.000
Colture permanenti	2.360.000
<b>Totale</b>	<b>8.848.000</b>

Fonte: ISTAT, 2013

La superficie agricola italiana ammonta a quasi 9 milioni di ettari, di cui circa tre quarti destinati ai seminativi; in particolare il 40% della superficie agricola italiana è dedicata a cereali e riso, mentre il 23% a colture foraggere avvicendate. Per quanto riguarda invece la famiglia delle colture permanenti, l'ulivo copre circa il 13% della superficie totale.

Per definire le quantità di scarti agricoli su base provinciale è stato possibile ricorrere al *database della biomassa residuale agricola italiana* di ENEA, il quale consente di stimare la disponibilità di residui agricoli. Vengono dunque considerate le biomasse residuali provenienti dalle colture alimentari tradizionali rappresentative del comparto agricolo nazionale, come le paglie dei cereali e le potature dei fruttiferi.



La tabella seguente mostra la disponibilità di residui agricoli ripartita su scala regionale:

**Tabella 45 - Distribuzione regionale dei residui agricoli (Mton/anno)**

Regione	Residui (Mton/anno)
Abruzzo	0,57
Basilicata	0,51
Calabria	1,41
Campania	0,68
Emilia Romagna	2,03
Friuli Venezia Giulia	0,66
Lazio	0,76
Liguria	0,03
Lombardia	3,82
Marche	0,61
Molise	0,22
Piemonte	2,84
Puglia	2,43
Sardegna	0,41
Sicilia	1,57
Toscana	1,03
Trentino Alto Adige	0,08
Umbria	0,55
Valle d'Aosta	0,00
Veneto	2,19
<b>Totale complessivo</b>	<b>22,40</b>

Le valutazioni convergono ad una disponibilità teorica annua di residui agricoli pari a circa 22,4 Mton ss, il cui 70% è relativo alle paglie dei cereali, seguono gli scarti da potature con il 22%; il 2% è ascrivibile alla lolla di riso; vinaccia e sansa coprono congiuntamente il 6%, mentre i gusci di frutta l'1%.

Allo scopo di individuare la quantità di residui agricoli utilizzabili ai fini energetici, si è fatta l'ipotesi che poco meno della metà di tale scarti sia realmente utilizzabile, ovvero una quantità pari a circa 10,2 Mton. Le regioni più interessanti sembrano essere la Lombardia, il Piemonte e la Puglia, che congiuntamente coprono quasi la metà della disponibilità di residui agricoli stimata.

Facendo riferimento ad un potere calorifico pari a 0,33 tep/t di ss, la quantità di scarti agricoli destinabili ad uso energetico corrisponde ad un contributo di energia primaria pari a 3,33 Mtep.

Per quanto riguarda la stima della disponibilità teorica delle **colture energetiche dedicate**, essa comprende le colture di biomasse erbacee e forestazione a ciclo breve.

Le coltivazioni dedicate per la produzione di energia si distinguono in:

- coltivazioni di essenze erbacee annuali, come il sorgo e i perennanti. Le risultanze ottenute sono positive in termini di efficienza produttiva, rientrando in una classe 15-20 t ss/ha/anno;
- produzione di biomasse legnose tramite forestazione a ciclo breve, come ad esempio il pioppo, con una produzione che varia da 8 a 30 t di ss/ha.

Si stima dunque complessivamente una produzione di circa 4 Mton di biomassa da colture dedicate per usi energetici, che impegnerebbe circa 200.000 ha di superficie agricola, apportando un contributo energetico pari a circa 1 Mtep.

**Tabella 46 - Colture dedicate a produzione energetica**

	Superficie (ha)	Quantità di biocarburanti e/o di ss (Mton)	Energia disponibile (Mtep)
Biocarburanti	600.000	0,8	0,6
Coltivazioni sostanze erbacee e SRF	250.000	4	1
Totale	850.000		1,6

Fonte: RSE

### 4.3.3 Settore forestale

Viene qui stimata la quantità di biomassa disponibile dagli scarti di legname prodotti dalle superfici forestali, in modo particolare ceduo e fustaia.

A partire da un'**estensione forestale** di quasi **11 milioni di ettari** al 2015 è stato dunque possibile stimare la disponibilità di biomassa boschiva e la relativa energia da essa ricavabile. La tabella sottostante illustra la ripartizione regionale delle superfici forestali in Italia. Si nota come la quota più significativa sia relativa alla Sardegna, con oltre 1,2 milioni di ettari di bosco. A seguire la Toscana.

**Tabella 47 - Ripartizione in ha della disponibilità di bosco in Italia (2015)**

Regione	Superficie forestale 2015
Abruzzo	475.093
Basilicata	393.864
Calabria	670.968
Campania	486.945
Emilia Romagna	629.625
Friuli Venezia Giulia	365.486
Lazio	667.704
Liguria	397.531
Lombardia	664.192
Marche	311.032
Molise	172.222
Piemonte	955.110
Puglia	189.086
Sardegna	1.241.409
Sicilia	381.647
Toscana	1.196.992
Trentino Alto Adige	789.104
Umbria	416.660
Valle d'Aosta	111.719
Veneto	465.264
<b>Italia</b>	<b>10.981.653</b>

Fonte: Inventario Forestale Nazionale

Assumendo un incremento medio annuo di 4,2 m<sup>3</sup>/ha per il ceduo e 5,2 m<sup>3</sup>/ha per la fustaia si può stimare che, al 2023, la disponibilità di biomassa possa ammontare a circa 34 Mton.

Assumendo che l'umidità del legno sia del 43% - e il contenuto idrico del 30% - è possibile definire un potere calorifico pari 12,57 Mj/kg, in riferimento al quale si stima che il contributo delle biomasse forestali in termini energetici sia pari a 12,6 Mtep.

Nella tabella sottostante è possibile osservare come a fronte di una maggior superficie forestale, si otterrebbe un più significativo sfruttamento della biomassa boschiva. La Sardegna riuscirebbe a produrre una quota di energia pari a 1,4 Mtep; di poco inferiore il contributo della Toscana.

**Tabella 48 - Ripartizione disponibilità energia da biomassa boschiva (Mtep)**

Regione	Ripartizione delle superfici di bosco in Italia (%)	Ripartizione di energia da biomassa boschiva (Mtep)
Abruzzo	4%	0,55
Basilicata	4%	0,45
Calabria	6%	0,77
Campania	4%	0,56
Emilia Romagna	6%	0,72
Friuli Venezia Giulia	3%	0,42
Lazio	6%	0,77
Liguria	4%	0,46
Lombardia	6%	0,76
Marche	3%	0,36
Molise	2%	0,20
Piemonte	9%	1,10
Puglia	2%	0,22
Sardegna	11%	1,42
Sicilia	3%	0,44
Toscana	11%	1,37
Trentino Alto Adige	4%	0,90
Umbria	4%	0,48
Valle d'Aosta	1%	0,13
Veneto	4%	0,53
<b>Italia</b>		<b>12,6</b>

#### 4.3.4 Settore industriale

Per quanto riguarda il settore industriale, è possibile stimare il potenziale contributo della valorizzazione dei residui di lavorazione di matrice organica.

Per l'elaborazione di tale stima si fa riferimento a dati RSE, secondo cui la quota complessiva dei rifiuti industriali non pericolosi al 2006 ammontava a circa 73 Mton, di cui 1,6 Mton provenienti dal settore legno, carta, stampa e 13,2 Mton dal settore agroalimentare.

Si assumono le seguenti ipotesi:

- la quantità di rifiuti potenzialmente utilizzabile a fini energetici sia sfruttata completamente per i comparti legno e carta, rendendo in tal modo disponibile per fini energetici l'intera quota; tale assunzione consente di ottenere un contributo energetico pari a 0,53 Mtep, considerando un potere calorifico pari a 0,33 tep/t;
- per quanto riguarda il settore agroalimentare, si considera potenzialmente sfruttabile a fini energetici il 10% della totalità; valorizzando tale quota al medesimo potere calorifico utilizzato per i comparti legno e carta, si ottiene un contributo annuo pari a 0,44 Mtep.

#### 4.4 Disponibilità di calore di scarto da siti industriali

Il calore di scarto (*waste heat*) da processi industriali è un vettore energetico legato alle inefficienze del processo produttivo ed alle limitazioni termodinamiche insite nello sfruttamento del calore prodotto.

Allo scopo di definire il calore di scarto disponibile per ogni sito industriale, geolocalizzato secondo la metodologia illustrata in precedenza nel presente rapporto<sup>32</sup>, è stata utilizzata una procedura di calcolo basata sul lavoro presentato da McKenna et al.<sup>33</sup>. Tramite opportuni fattori applicati ai dati dei consumi energetici, tale metodologia prevede di calcolare per ogni sito industriale il “*site heat load*”  $\dot{Q}$  e di applicare a quest'ultimo dei fattori di sfruttamento potenziale dell'energia consumata, calcolando in tal maniera il calore di scarto teorico disponibile.

A causa della indisponibilità di dati puntuali che possano permettere di conoscere con estrema precisione il dato dei consumi energetici di ogni sito industriale e di disaggregarlo, si è scelto di applicare tale metodologia ai dati di consumo dei diversi siti e settori industriali come stimati al paragrafo 1.5.2; di conseguenza, però, i valori ottenuti devono essere letti a puro titolo indicativo.

I principali passi implementati per il calcolo del calore di scarto associato ad ogni sito industriale mappato sono i seguenti:

- 1) acquisizione dei dati relativi al consumo energetico  $C_{ik}$  di ogni sito industriale<sup>34</sup>;
- 2) applicazione dei fattori percentuali di sfruttamento potenziale dei consumi di energia, ricavati da uno studio del Joint Research Centre<sup>35</sup> sulla base del lavoro di McKenna et al. per ogni settore industriale;

---

<sup>32</sup> Vedi paragrafo 1.5.2

<sup>33</sup> R.C. McKenna, J.B. Norman “Spatial modelling of industrial heat loads and recovery potentials in the UK”, 2009

<sup>34</sup> Vedi paragrafo 1.5.2

**Tabella 49 Fattori di sfruttamento potenziale dei consumi di energia per settore industriale (% dell'energia consumata dai siti industriali)**

Sotto- Settore	$\chi_{WH}$ [%]
Iron and Steel	15
Non-Ferrous Metals	20
Chemical and Petrochemical	7
Non-Metallic Minerals	20
Mining and Quarrying	14
Food and Tobacco	7
Textile and Leather*	14
Paper, Pulp and Print	7
Transport Equipment*	14
Machinery*	14
Wood and Wood Products**	7
Construction	25
Non-specified (Industry)*	14

\*Valore ricavato dalla media dei fattori di sfruttamento potenziale esplicitati da JRC

\*\*Valore assunto applicando l'ipotesi di similitudine con il settore "Paper, Pulp and Print"

- 3) stima della quantità di calore di scarto per ogni sito industriale sulla base del prodotto delle variabili sopracitate:

$$WH [GWh] = C_{ik} * \chi_{WH}$$

I valori di calore di scarto associati ad ogni sotto-settore industriale, calcolati tramite tale approccio, sono riassunti nella tabella seguente<sup>36</sup>. I siti industriali che presentano maggiori potenzialità di recupero di cascami termici sono quelli dei settori della siderurgia e del chimico e petrolchimico.

<sup>35</sup> JRC Science and Policy reports "Best practices and informal guidance on how to implement the Comprehensive Assessment at Member State level", Deliverable 1, July 2015

<sup>36</sup> I risultati sono presentati a livello nazionale, ma potrebbero essere anche rappresentati in termini territoriali dato che nella metodologia adottata sono stati usati i consumi stimati dei singoli siti industriali

**Tabella 50 Calore di scarto potenziale (dato in GWh) da siti industriali, distinto per sotto-settore (valutato sulla base della stima dei consumi del 2013 di ogni sito industriale)**

<b>Sotto-Settore</b>	<b>Waste heat potential (GWh)</b>
<i>Iron and Steel</i>	6086
<i>Non-Ferrous Metals</i>	545
<i>Chemical and Petrochemical</i>	2156
<i>Non-Metallic Minerals</i>	15468
<i>Food and Tobacco</i>	390
<i>Textile and Leather</i>	310
<i>Paper, Pulp and Print</i>	1496
<i>Transport Equipment</i>	178
<i>Machinery</i>	139
<i>Wood and Wood Products</i>	74
<i>Construction</i>	31
<i>Non-specified (Industry)</i>	15
<b>Totale</b>	<b>26888</b>

Come accennato, i valori ottenuti vanno considerati a puro titolo indicativo. Le criticità della metodologia adottata sono da ricondursi principalmente a:

- mancanza di dati puntuali relativi ai singoli siti industriali che possano permettere di incorporare dai consumi energetici il valore di “site heat load”  $\dot{Q}$ ;
- assunzione di un fattore  $\chi_{WH}$  costante per ogni settore industriale: in tale maniera non si tiene conto della specificità di ogni processo per ogni settore industriale;
- mancanza di dati relativi ai profili di temperatura di tale calore di scarto;
- mancanza di dati relativi a tutti i settori industriali considerati.

# 5 Potenziale CAR

## 5.1 Metodologia utilizzata per l'analisi del potenziale CAR e chiave di lettura dei risultati

Il potenziale di sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento è stato valutato a partire dalla caratterizzazione della domanda di energia dei settori residenziale, terziario e industriale descritta nel capitolo iniziale del rapporto e approfondita nella seguente trattazione. Questa fase è stata propedeutica ad individuare *cluster*, ovvero sotto settori di utenze tipo che compongono i diversi settori di consumo e a definire sia i fabbisogni energetici unitari dell'utenza (elettrici e termici) sia quelli complessivi del *cluster*.

Per ogni sotto settore di utenze individuate sono stati, inoltre, caratterizzati gli impianti CAR ad oggi in esercizio al fine di identificare l'attuale livello di penetrazione (in termini di energia erogata, potenza installata etc.), le caratteristiche degli impianti (taglia, tecnologia, combustibili etc.) e le performance tecnologiche (rendimenti, ore di esercizio, quota di energia cogenerata, quota di energia autoconsumata etc.).

L'analisi della domanda e dell'offerta esistente ha consentito sia di individuare le utenze che maggiormente si prestano ad essere alimentate da soluzioni cogenerative, sia di valutare quanta potenza ed energia da cogenerazione sia tecnicamente realizzabile presso queste utenze. E' stato in tal modo individuato una sorta di *massimo teorico*, denominato **potenziale tecnico** di sviluppo della cogenerazione, da intendersi come la massima porzione della domanda di calore che, sulla base di vincoli tecnici, è possibile soddisfare mediante impianti cogenerativi, senza tener conto di nessuna considerazione economico-finanziaria.

Più nel dettaglio la valutazione del potenziale tecnico è stata effettuata attraverso le seguenti fasi:

1. Selezione dei sotto settori che si prestano maggiormente ad essere alimentati mediante un cogeneratore, tenendo conto di alcuni indicatori e di vincoli di natura tecnica (entità del fabbisogno di calore dell'utenza, presenza di impianti già in esercizio commerciale nel sotto settore, temperatura a cui è richiesto il calore, rapporto calore elettricità, vincoli impiantistici, ecc...)
2. Dimensionamento del cogeneratore e simulazione delle sue condizioni di esercizio presso l'utenza tipo del sotto settore individuato, mediante l'utilizzo di indicatori di performance specifici desunti dagli impianti in esercizio presso utenze simili da un punto di vista dei fabbisogni energetici.
3. Stima della massima quantità di energia termica ed elettrica da cogenerazione tecnicamente realizzabile nei sotto settori che si prestano ad essere alimentati mediante un cogeneratore. Estensione dei risultati energetici ottenuti nel caso studio all'intero sotto settore di riferimento, dimensionato durante la fase di caratterizzazione della domanda.



Una volta definiti per ciascuna utenza tipo i parametri dell'impianto in esercizio e il relativo potenziale tecnico del sottosettore, si è valutato il **potenziale economico**, valutando la sostenibilità economico-finanziaria dell'esercizio dell'impianto stesso, sulla base delle normative in vigore e degli attuali trend di mercato.

Le simulazioni economiche hanno tenuto conto delle attuali condizioni normative e di mercato, valorizzando opportunamente per ogni iniziativa:

- i prezzi delle *commodities* tenendo conto degli attuali prezzi delle materie prime e dei diversi schemi tariffari previsti in funzione dell'utenza e dell'utilizzo/destinazione dell'energia prodotta dal cogeneratore;
- le premialità e gli sconti legati ai meccanismi di supporto e alle agevolazioni che interessano gli impianti di autoproduzione cogenerativi, in funzione della taglia, dell'uso e di altri requisiti specifici (sconto sulle accise, parziale esenzione dagli oneri di sistema per l'energia autoconsumata, Certificati Bianchi riconosciuti in funzione dei risparmi di energia primaria conseguiti, scambio sul posto per gli impianti CAR al di sotto dei 200 kW);
- i quantitativi energetici a cui applicare le precedenti valorizzazioni;
- i costi tecnologici dei cogeneratori (di investimento e di manutenzione) ricavati da un'indagine di mercato relativa ai principali fornitori di queste tecnologie in Italia.

È stato quindi analizzato per ciascuna utenza un *business case* dettagliato volto ad identificare i flussi di cassa e i relativi indicatori di performance economico-finanziaria dell'investimento nell'impianto cogenerativo, confrontandolo con lo scenario di *baseline* del settore. Sulla base degli indicatori economici definiti (VAN, IRR, etc.) e assumendo che le scelte di investimento delle utenze tipo perseguano la strada della massima convenienza economica per l'approvvigionamento energetico, è stata valutata la sostenibilità economica degli impianti CAR e quindi il loro potenziale economico. Per il calcolo del VAN è stato assunto un costo medio ponderale del capitale (WACC) pari al 5%. Il potenziale economico è stato desunto in primo luogo limitando il potenziale tecnico alle sole iniziative con VAN positivo. In secondo luogo è stata definita una quota di fattibilità per ciascuna iniziativa in funzione del valore del tasso interno di rendimento (IRR). Per iniziative caratterizzate da un IRR maggiore del 15% si è ipotizzata una fattibilità completa dell'intero potenziale tecnico individuato. Per le iniziative risultanti invece con un IRR inferiore al valore minimo di accettabilità (*hurdle rate*), il potenziale economico è stato considerato nullo. Il potenziale economico della cogenerazione ad alto rendimento è stato quindi determinato attraverso il prodotto tra la percentuale di fattibilità e il potenziale tecnico sopra descritto. I risultati del potenziale economico sono da intendersi in chiave probabilistica poiché le stime, sebbene condotte su basi razionali, con aderenza alle attuali condizioni normative e di mercato e secondo principi ispirati alle recenti direttive europee, non colgono del tutto la presenza di alcuni fattori e barriere non tecnici e non solo economici (disponibilità di finanziamenti, politiche industriali e gestionali, processi decisionali, procedimenti autorizzativi, etc...) che di fatto possono alterare in modo significativo (limitando o talvolta ampliando) le reali possibilità di realizzazione.

I potenziali di sviluppo tecnici ed economici della CAR sono stati espressi in termini di capacità termica ed elettrica potenzialmente installabile e di energia termica ed elettrica producibili, così da poter essere confrontati con i dati statistico-energetici sugli impianti CAR in esercizio nei diversi settori di impiego (industriale, terziario, residenziale) e da poterne desumere il potenziale incremento.

La valutazione del potenziale tecnico ed economico è stata integrata da una valutazione dei **benefici ambientali** quali i risparmi sulle emissioni di gas serra e i risparmi di energia primaria connessi allo sviluppo del potenziale CAR.

I **risparmi di energia primaria** sono stati calcolati in conformità al D.M. 4 Agosto 2011 in cui sono esplicitate le formule e le grandezze energetiche che concorrono al calcolo del PES, tra cui i rendimenti di riferimento della produzione separata termica ed elettrica (funzione del combustibile, dell'anno di installazione e delle modalità di recupero del calore) e i singoli fattori correttivi che tengono conto della temperatura ambiente media del sito di installazione, della tensione di rete e del rapporto tra energia autoconsumata ed immessa in rete<sup>37</sup>.

Le **emissioni evitate di gas serra** legate ai potenziali sviluppi in ambito CAR sono state valutate invece sulla base di una metodologia sviluppata da GSE in collaborazione con RSE, mediante la quale il GSE, ai sensi dell'art. 40 del D.Lgs. 28/2011, effettua il monitoraggio della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Tali valutazioni sono inviate biennialmente alla Commissione Europea (Progress Report ai sensi della Direttiva 2009/28/CE). Con tale metodologia sono state valutate le emissioni evitate connesse all'elettricità prodotta dagli impianti CAR, considerando le emissioni specifiche delle tecnologie marginali fossili del mercato elettrico italiano, il calore utile prodotto dagli impianti CAR e le emissioni specifiche per la produzione di calore (prendendo a riferimento una caldaia a gas naturale).

I risparmi valutati per ogni utenza tipo di ciascun settore sono stati estesi al potenziale tecnico ed economico incrementale di sviluppo della CAR di quel settore (per "incrementale" si intende la differenza tra i potenziali e quanto già realizzato ad oggi in termini di capacità ed energia da CAR nel settore di riferimento).

In ottemperanza a quanto previsto dal D.Lgs. 102/2014 e dalla Direttiva 2012/27, l'analisi del potenziale tecnico ed economico della CAR ha tenuto conto degli scenari di sviluppo della domanda di calore nei successivi dieci anni.

Per la realizzazione della valutazione del potenziale della cogenerazione il GSE ha collaborato con il Dipartimento Sviluppo dei Sistemi Energetici di RSE e con il Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'università di Roma Tor Vergata, che hanno fornito un supporto per l'identificazione delle metodologie di dimensionamento del potenziale CHP. Per la definizione degli scenari di sviluppo della domanda di calore nei prossimi dieci anni nei settori esaminati, il GSE ha collaborato con l'Unità Studi e Strategie Servizio Analisi e Scenari tecnico e socio-economici e Prospettive Economiche per la Sostenibilità dell'ENEA.

---

<sup>37</sup> Conformemente all'Allegato I della Direttiva 2012/27/UE e all'Allegato I della Decisione della Commissione 2007/74/CE.

## 5.2 Potenziale CAR nel settore residenziale

L'offerta da CAR attualmente esistente nel settore, sebbene caratterizzata da un numero non del tutto trascurabile di installazioni (stimabili in 163 unità pari al 16% del totale delle unità CAR installate in Italia) è da considerarsi piuttosto modesta in termini energetici. La capacità elettrica installata ammonta, infatti, a 4,7 MWe pari solamente allo 0,03% della capacità CAR complessivamente installata nel Paese<sup>38</sup>. L'energia termica cogenerata è pari a poco meno di 10 GWh e copre soltanto il 3,1% della domanda di calore del settore residenziale.

Gli aspetti che hanno frenato sino ad oggi lo sviluppo della CAR nel settore residenziale e che presumibilmente, almeno in parte, perdureranno anche nel futuro prossimo, sono di natura tecnica, normativa, economica e comportamentale.

Per quanto riguarda gli aspetti tecnici i principali limiti riguardano le caratteristiche della domanda di calore ed elettricità delle utenze del settore residenziale che presentano un'intensità piuttosto ridotta (anche nelle zone più fredde del paese), una durata limitata, una forte variabilità temporale dei carichi, una non elevata contemporaneità tra domanda termica ed elettrica e rapporti calore/elettricità frequentemente molto sbilanciati sulla parte termica.

Questo insieme di fattori tecnici ha inevitabili ricadute economiche. Le utenze residenziali richiedono perlopiù impianti cogenerativi micro-CHP (<50kW) che non hanno ancora raggiunto quelle economie di scala tali da renderli del tutto competitivi alle attuali condizioni di mercato. I costi specifici di investimento crescono molto più che linearmente al diminuire della taglia. Tale aspetto è particolarmente sfavorevole per il ritorno degli investimenti tenendo conto del ridotto numero di ore di funzionamento riscontrato sugli impianti in esercizio nel settore residenziale (generalmente al di sotto delle 2000 ore equivalenti). I costi variabili di produzione sono inoltre rilevanti a causa degli elevati prezzi del combustibile e dei rendimenti elettrici inferiori<sup>39</sup> rispetto a quelli delle applicazioni di più grande taglia, che non consentono di produrre elettricità a costi competitivi rispetto ai prezzi che si generano sul mercato elettrico, costringendo di fatto gli impianti a produrre solo nei casi in cui sia possibile l'autoconsumo elettrico o lo scambio sul posto.

Da un punto di vista regolatorio gli impianti micro-CHP nel settore residenziale possono beneficiare di uno sgravio di accisa maggiore rispetto ad altri settori, in quanto il differenziale che va a crearsi tra l'accisa sul combustibile che alimenta il cogeneratore negli usi di tipo civile è molto più consistente che in altri settori; allo stesso tempo, essendo il rendimento elettrico di queste applicazioni minore rispetto agli impianti di taglia maggiore, la quota parte di consumo del cogeneratore a cui si applica tale sconto è ridotta, mitigando, ma solo in minima parte, i maggiori benefici dello sgravio fiscale<sup>40</sup>. I meccanismi di supporto agli impianti CAR, in particolare i

<sup>38</sup> La ricognizione dei settori di impiego degli impianti CAR da cui è stata ricavata la statistica riportata ha coperto l'83% del numero di impianti CAR in esercizio e il 99,97% della loro potenza elettrica, tanto da ritenere del tutto rappresentative queste stime della reale consistenza delle installazioni nel settore

<sup>39</sup> Nel caso del gas, il principale combustibile di riferimento per tali applicazioni, le maggiori accise del settore e il prezzo di mercato più elevato per le minori economie di scala rende il prezzo finale ben più elevato rispetto alle applicazioni in una utility o in un'industria energivora. Per quanto riguarda i rendimenti elettrici, le applicazioni CAR nel settore residenziale sono generalmente inferiori di circa 10 punti percentuali rispetto alle prestazioni degli impianti tipo di maggiore taglia; sebbene questo aspetto sia compensato da migliori prestazioni lato termico, in termini economici il bilancio è complessivamente negativo.

<sup>40</sup> L'accisa del gas negli usi di tipo civile, tenendo conto dei diversi scaglioni di consumo e dei consumi tipo delle utenze, può variare dai 16 ai 19,5 €/Smc, l'accisa negli usi industriali, a seconda dei consumi, da 0,75 a 1,25 €/Smc. L'accisa per il gas utilizzato nei cogeneratori al di sotto della soglia di consumo elettrico specifico di 0,22 kWh/Smc è scontata ed ammonta rispettivamente a 0,04493 €/Smc e a 0,013479 €/Smc a seconda se si tratti di produzione o autoproduzione

Certificati Bianchi, sebbene prevedano fattori volti ad incrementare la premialità<sup>41</sup> nel caso di impianti di taglia ridotta non riescono a compensare gli incrementi dei costi di investimento ed esercizio.

Infine le recenti normative introdotte nell'ambito dei sistemi efficienti di utenza (SEU) (Delibere AEEGSI 578/2013/R/eel e s.m.i., D.lgs n. 115/08, all'articolo 25-bis del decreto legge n. 91/14 convertito con legge n. 116/14) consentono di beneficiare di specifiche agevolazioni, sotto forma di parziale esenzione dagli oneri generali di sistema, solamente a condizione che siano verificati determinati requisiti; in particolare la qualifica SEU richiede che il sistema sia costituito da impianti alimentati a fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento con potenza fino a 20 MWe, gestiti da un solo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, direttamente connessi tramite un collegamento privato all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e siano realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente stesso. Questi requisiti fanno sì che, in ambito residenziale, nelle realtà multi-abitative, siano ascrivibili all'utenza elettrica del cogeneratore condominiale unicamente i servizi comuni (quali ascensori, luci, consumi elettrici della centrale termica etc.) escludendo i consumi delle abitazioni, essendo queste ultime inquadrate come altre unità di consumo rispetto all'utenza condominiale. Ciò limita notevolmente il fabbisogno elettrico, creando una forte sproporzione tra i carichi termici ed elettrici, che si presta poco a soluzioni cogenerative. Si va peraltro a limitare fortemente l'autoconsumo elettrico che risulta essere una delle principali leve economiche per il settore.

Se poi si aggiungono una serie di difficoltà decisionali e gestionali che si possono riscontrare in molte delle utenze residenziali di tipo condominiale, specie se numerose, appare abbastanza ragionevole non attendersi, nel quadro attuale, una crescita notevole della capacità installata in questo settore.

La trattazione analitica che segue mostra che il notevole potenziale teorico tecnicamente realizzabile su una porzione della domanda di uno dei settori più energivori (si rammenta che i consumi finali del settore residenziale sono il 28,9% dei complessivi nazionali) appare scarsamente realizzabile per ragioni di carattere economico sulla base delle attuali condizioni di mercato e normative.

---

elettrica. Per i rendimenti tipo degli impianti residenziali compresi tra il 15% e il 30%, l'accisa finale applicata sul gas consumato dal cogeneratore è dell'ordine dei 12,7-6,9 €/Smc, quindi con uno sconto finale sulle accise compreso tra 3 e 12,5 €/Smc, che sono di circa 2,2-16,6 volte maggiori di quelli ottenibili nel settore industriale.

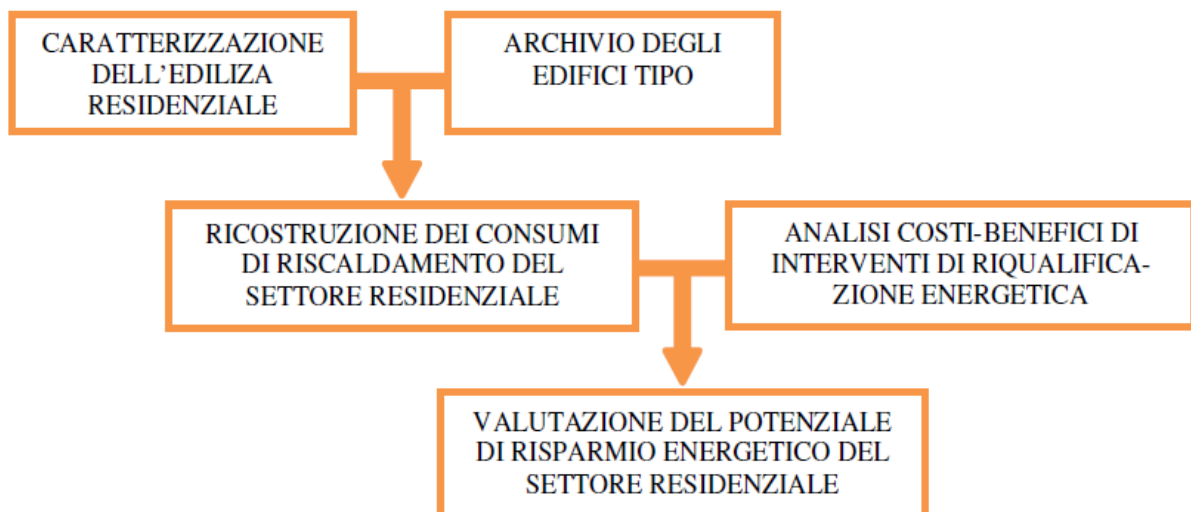
<sup>41</sup> Si fa riferimento ad alcuni fattori con cui si incrementa il computo dei risparmi di energia primaria sulla quale vengono riconosciuti i certificati bianchi, quali il coefficiente K compreso tra 1 e 1,4 che cresce al diminuire della taglia e il fattore che tiene conto dei risparmi legati alle perdite delle reti, più elevato per gli impianti collegati in bassa tensione.

## 5.2.1 Caratterizzazione della domanda di calore per il settore residenziale

La caratterizzazione della domanda termica del settore residenziale, già ampiamente descritta nel capitolo iniziale del rapporto, è stata basata sui dati di consumo trasmessi a Eurostat relativi al 2013. Nella trattazione seguente si riporteranno soltanto alcuni dati di sintesi al fine di richiamare gli input più significativi e propedeutici alla definizione del potenziale tecnico.

Il parco edilizio residenziale italiano consta di circa 24 milioni di abitazioni occupate da persone residenti, distribuite in circa 12 milioni di edifici. Sulla base dei dati contenuti nei censimenti delle abitazioni realizzati da Istat si è proceduto a una caratterizzazione del parco edilizio, in modo da quantificare la numerosità e la superficie delle abitazioni secondo una classificazione fondata sui parametri che maggiormente influenzano i consumi energetici. In parallelo sono stati definiti edifici tipo rappresentativi dell'intero parco edilizio, classificati per epoca di costruzione, tipologia e zona climatica. In questo modo, con un approccio *bottom-up*, è stato possibile ricostruire il consumo per riscaldamento degli ambienti del settore residenziale, corrispondente a circa 24,9 Mtep di energia primaria, distribuito in diverse tipologie edilizie, per classe climatica, epoca di costruzione e numero di abitazioni dell'edificio.

**Figura 57 - Rappresentazione schematica dell'attività di ricostruzione dei consumi di riscaldamento e della valutazione dei risparmi energetico del settore residenziale**



**Tabella 51 - Consumo di calore (GWh) per il settore residenziale al 2013 (MF: monofamiliare; VS: villetta a schiera o piccolo condominio; MC: medio condominio; GC: grande condominio)**

ZONA CLIMATICA	TIPOLOGIA	N° ABITAZIONI	EPOCA DI COSTRUZIONE							Totali
			ante 1919	1919-1945	1946-1961	1962-1981	1982-1991	1992-2001	2002-2013	
B	MF	1	89	172	228	401	105	43	27	3.732
	VS	2-4	58	113	199	579	108	49	22	
	MC	5-15	69	150	220	412	81	31	14	
	GC	16 e più	12	40	102	324	64	14	4	
C	MF	1	1.013	1.227	1.759	3.154	896	382	228	28.412
	VS	2-4	814	827	1.608	4.482	881	392	182	
	MC	5-15	623	558	1.442	3.185	700	288	160	
	GC	16 e più	246	305	509	1.940	429	127	54	
D	MF	1	3.244	1.960	2.101	4.498	1.267	647	425	67.177
	VS	2-4	3.544	2.049	3.069	10.275	1.792	684	417	
	MC	5-15	2.175	1.473	4.539	8.950	1.768	658	496	
	GC	16 e più	627	1.300	1.364	6.022	1.171	373	291	
E	MF	1	10.164	5.759	6.193	13.531	2.877	1.515	1.284	176.791
	VS	2-4	10.731	6.490	8.299	29.838	3.902	2.018	1.555	
	MC	5-15	6.622	4.165	8.606	20.846	3.662	2.228	2.459	
	GC	16 e più	1.342	1.960	3.124	13.370	2.045	1.148	1.059	
F	MF	1	1.383	527	377	875	213	148	118	13.489
	VS	2-4	1.591	659	659	2.100	275	157	106	
	MC	5-15	751	285	395	1.281	230	157	136	
	GC	16 e più	82	72	141	552	103	63	51	

I consumi per il riscaldamento residenziale si distribuiscono in maniera poco uniforme tra le differenti tipologie di utenze che caratterizzano le diverse località geografiche del Paese, ma possono essere sintetizzati come segue:

- il 66% dei consumi si concentra nelle fasce climatiche E-F del paese;
- il 44% dei consumi è riconducibile alle abitazioni costruite tra il 1962 e il 1981, che rappresentano la tipologia edilizia più frequente e quella con consumi specifici intermedi;
- il 24% dei consumi sono riconducibili ad edifici residenziali unifamiliari, il 35% a villette schiera, il 27% a medi condomini, mentre il restante 14% a grandi condomini.

Ai consumi da riscaldamento sono poi da aggiungere circa 2,8 Mtep di ACS che si distribuiscono tra le tipologie abitative descritte, esclusivamente sulla base della distribuzione della popolazione residente e verosimilmente senza una diversa intensità specifica in funzione della fascia climatica e della tipologia dell'edificio come avviene invece per il riscaldamento.



## 5.2.2 Potenziale tecnico per il settore residenziale

I 27,7 Mtep di consumo per il riscaldamento e ACS residenziale non possono essere tutti soddisfatti da impianti cogenerativi, così come i fabbisogni elettrici, in quanto sussistono fattori di tipo tecnico, a monte di valutazioni di tipo economico, che ne limitano l'applicabilità.

In una valutazione a scala nazionale come quella condotta, volendo concentrare l'analisi sui fenomeni principali, la prima limitazione che pare ragionevole assumere riguarda la zona climatica; appare, infatti, appropriato considerare esclusivamente le zone climatiche più fredde, dove il numero di ore di funzionamento invernali delle apparecchiature per il riscaldamento possono eventualmente giustificare l'installazione di un impianto cogenerativo. Le fasce climatiche dalla B alla D sono state escluse dall'analisi in quanto, nell'ipotesi di seguire esclusivamente il carico termico e, quindi, di non disperdere il calore prodotto, le ore di funzionamento previste per queste zone non sono sufficienti a giustificare l'installazione di un cogeneratore. Ad esempio per la fascia climatica D sono previste 12 ore di accensione giornaliera dal 1 novembre al 15 aprile, per un totale di circa 2000 ore, di cui solo una minima parte a pieno carico. Non si è ritenuto che tali ore di funzionamento fossero sufficienti a giustificare l'installazione di un impianto cogenerativo nell'ottica di produrre esclusivamente il calore richiesto e di non disperdere quello in eccesso. Per la fascia climatica C le ore di accensione scendono a 1400. Vengono dunque considerate nel potenziale tecnico la domanda di calore relativa alle zone climatiche E ed F.

La seconda barriera di tipo tecnico è relativa al sistema di distribuzione del calore all'interno dell'edificio. In edifici residenziali quali i condomini il cogeneratore è chiamato a svolgere una funzione di riscaldamento centralizzato. Laddove il condominio è caratterizzato da sistemi di riscaldamento autonomo la conversione impiantistica necessaria e la presumibile avversione dei residenti a sistemi di riscaldamento centralizzati renderebbe verosimilmente irrealizzabile la soluzione cogenerativa. Per questo motivo si è ritenuto realistico considerare ai fini della stima del potenziale tecnico solo le utenze condominiali con riscaldamento centralizzato.

Il terzo aspetto di tipo tecnico ha portato ad escludere le abitazioni di più recente realizzazione sia per una minore domanda termica dovuta al maggior isolamento ed efficienza degli abitati sia ad una minore propensione alla riqualificazione da parte dei residenti.

Sulla base dei vincoli prima descritti ai fini della valutazione del potenziale tecnico nel settore residenziale sono state quindi selezionate le seguenti utenze tipo:

- monofamiliare localizzata in zone E-F costruita prima del 2000;
- medi condomini localizzati in zone E-F con riscaldamento centralizzato costruito prima del 2000;
- grandi condomini localizzati in zone E-F con riscaldamento centralizzato costruito prima del 2000.

Per ciascuna utenza è stato caratterizzato il fabbisogno termico ed elettrico sia in termini unitari sia in termini complessivi nazionali. Nel caso dell'utenza monofamiliare sono stati imputati i fabbisogni totali elettrici e termici che la caratterizzano (a esclusione della cottura). Nel caso di utenze condominiali il cogeneratore può soddisfare i soli consumi elettrici afferenti le parti comuni (luci, ascensori, etc.) secondo quanto previsto dalla normativa in ambito SEU (Sistemi efficienti di utenza)<sup>42</sup>. Inoltre, per quanto riguarda i consumi termici, è stato considerato

<sup>42</sup> All'interno dei quali ricadono impianti alimentati a fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento con potenza fino a 20 MWe, gestiti da un solo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, direttamente connessi

tecnicamente ascrivibile al CHP il solo fabbisogno di riscaldamento degli ambienti, escludendo il fabbisogno di ACS che nella grande maggioranza dei casi è soddisfatto mediante impianti autonomi<sup>43</sup>. I fabbisogni specifici per il riscaldamento da cui sono stati calcolati i fabbisogni delle utenze fanno riferimento a quelli della classe costruttiva degli anni 70' e di fascia E, poiché più rappresentativi della classe di utenza considerata per livello di diffusione e intensità intermedia di consumo. Le abitazioni considerate nel medio condominio sono in numero di 8 mentre nel grande condominio 40.

**Tabella 52 - Fabbisogno energetico delle utenze tipo per il settore residenziale**

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio
n° abitazioni	1	5-15	>16
Anno di costruzione	ante 2000	ante 2000	ante 2000
Fascia climatica	E-F	E-F	E-F
Tipologia riscaldamento	Autonomo	centralizzato	centralizzato
Fabbisogno annuo per riscaldamento	19,4 MWh	115,3 MWh	442,8 MWh
Fabbisogno annuo per ACS	1,4 MWh	0,0 MWh	0,0 MWh
Fabbisogno annuo di energia elettrica	3.000 kWh	9.000 kWh	15.000 kWh
Rapporto calore/elettricità utenza	6,3	12,8	29,5

Sono stati quindi dimensionati cogeneratori tipo installabili presso le utenze: nel caso monofamiliare è prevista l'installazione di un microcogeneratore, di tipo Stirling, con una potenza termica di circa 5 kWt adatto ad abitazioni monofamiliari o a villette con riscaldamento autonomo. Per il caso del medio condominio si è prevista l'installazione di un microcogeneratore commerciale di taglia leggermente maggiore (13,4 kWt) mentre nel caso del grande condominio il cogeneratore scelto ha una potenza termica di 137 kWt tipico di applicazioni in condomini di grandi dimensioni.

Le condizioni di funzionamento sono state simulate utilizzando gli indicatori di performance specifici desunti dai dati di esercizio presso utenze residenziali simili dal punto di vista dei fabbisogni energetici, elaborati dal database CAR GSE.

Si è assunto che il cogeneratore vada a riqualificare un'utenza alimentata, per quanto riguarda l'elettricità dalla rete nazionale, e per quanto riguarda il calore da una caldaia a gas con prestazioni in linea con la *baseline* di mercato (90% rendimento), che viene mantenuta anche a seguito dell'installazione del cogeneratore con funzioni di integrazione e riserva.

---

tramite un collegamento privato all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente stesso. Gli appartamenti condominiali si configurano come clienti finali/entità giuridiche diverse.

<sup>43</sup> Il 73,9% delle famiglie Italiane hanno impianti autonomi per ACS. Fonte ISTAT 2013.



**Tabella 53 - Parametri tecnici degli impianti CAR tipo per il settore residenziale**

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio
<b>Tecnologia tipo</b>	Stirling - gas	MCI - gas	MCI - gas
<b>Potenza elettrica impianto CHP</b>	1 kWe	6 kWe	60 kWe
<b>Potenza termica impianto CHP</b>	5 kWt	13 kWt	137 kWt
<b>Rapporto calore/elettricità impianto</b>	5,0	2,4	2,3
<b>Rendimento elettrico impianto CHP</b>	15%	27%	28%
<b>Rendimento termico impianto CHP</b>	75%	64%	64%
<b>Quota di elettricità prodotta CAR</b>	100%	100%	100%
<b>Quota di elettricità autoprotta/consumata<sup>44</sup></b>	49%	22%	8%
<b>Ore equivalenti in regime CAR</b>	3.000 heq	1.943 heq	1.481 heq
<b>Rendimento termico caldaie</b>	90%	90%	90%

Come emerge dai risultati delle simulazioni, solo una quota parte del fabbisogno di calore dell'utenza è soddisfatto da CAR. Gran parte della quota di domanda non sfruttabile dal cogeneratore è dovuta a picchi di domanda, ad una non contemporaneità tra carichi elettrici e termici e ad un rapporto termico-elettrico sfavorevole alle applicazioni cogenerative. Sebbene esistano soluzioni, quali serbatoi di acqua calda e batterie elettriche, per differire i carichi termici ed elettrici nel tempo, costi e limiti di spazio non consentono di poter trascurare questi requisiti.

Il dimensionamento del cogeneratore, sulla base dei parametri tecnici desumibili dagli impianti in esercizio, non riesce ad avere un rapporto termico-elettrico simile a quello dell'utenza, in particolar modo nelle realtà condominiali. Questo va a discapito degli autoconsumi elettrici che ne risultano particolarmente ridotti.

Le simulazioni, inoltre, evidenziano che per massimizzare l'utilizzo del cogeneratore si deve in parte sottodimensionare la taglia dell'impianto rispetto ai fabbisogni termici complessivi dell'utenza. Le caldaie continuano così ad avere un ruolo importante per il soddisfacimento dei fabbisogni termici.

<sup>44</sup> Si intende l'elettricità prodotta dall'impianto e consumata direttamente dall'utenza senza passare per la rete.

**Tabella 54 - Output energetici della simulazione delle condizioni di esercizio dei cogeneratori nel caso residenziale**

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio
Calore prodotto da cogeneratore	15,0 MWh	25,7 MWh	204,0 MWh
Quota fabbisogno Calore cogenerato	60%	22%	46%
Calore prodotto da caldaia di integrazione	3,9 MWh	89,7 MWh	238,8 MWh
Elettricità prodotta CAR da cogeneratore	3,0 MWh	10,9 MWh	88,9 MWh
Elettricità prodotta tot da cogeneratore	3,0 MWh	10,9 MWh	88,9 MWh
Elettricità immessa	1,5 MWh	8,5 MWh	81,4 MWh
Elettricità autoconsumata	1,5 MWh	2,4 MWh	7,5 MWh
Elettricità prelevata da rete	1,5 MWh	6,6 MWh	7,5 MWh
Elettricità scambiata con la rete	1,5 MWh	6,6 MWh	7,5 MWh
Consumi cogeneratore CAR	20,0 MWh	40,2 MWh	321,0 MWh
Consumi cogeneratore totali	20,0 MWh	40,2 MWh	321,0 MWh
Consumi caldaia integrazione	4,4 MWh	99,7 MWh	265,3 MWh
Elettricità prelevata ex-ante	3,0 MWh	9,0 MWh	15,0 MWh
Consumi caldaia ex-ante	21,0 MWh	128,2 MWh	492,0 MWh

Estendendo i risultati energetici ottenuti nel caso studio all'intero sottosettore di riferimento (dimensionato nella fase di caratterizzazione della domanda) è possibile giungere ad una stima del potenziale tecnico, che complessivamente per il settore residenziale ammonta a 37 TWh<sub>t</sub> e 9 TWh<sub>e</sub> di energia termica ed elettrica producibile da CAR, a cui corrisponderebbe una capacità installata di circa 3,5 GWe.

Tali valori rappresentano, sulla base delle ipotesi adottate, la quantità massima di energia termica ed elettrica da cogenerazione tecnicamente realizzabili nei sottosectori che si ritiene si prestino ad essere alimentati mediante un cogeneratore. Si ribadisce come il potenziale tecnico di sfruttamento della cogenerazione qui rappresentato è da intendersi come del tutto teorico, ricavato sulla base dei vincoli tecnici con i quali è stata individuata la porzione di domanda di calore potenzialmente soddisfacibile da un impianto cogenerativo, al netto di qualsiasi considerazione economico finanziaria che verrà di seguito affrontata.

**Tabella 55 - Fabbisogni del sottosettore complessivo delle utenze tipo residenziali e relativo potenziale tecnico di sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento**

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio
Fabbisogno Calore sottosettore (2013)	39.207 GWh	22.230 GWh	3.038 GWh
Fabbisogno Elettrico sottosettore (2013)	6.467 GWh	1.054 GWh	228 GWh
Potenziale tecnico calore CAR	31.071 GWh	4.946 GWh	1.400 GWh
Potenziale tecnico elettricità CAR	6.214 GWh	2.097 GWh	610 GWh
Potenziale tecnico capacità termica CAR	10.357 MWt	2.545 MWt	945 MWt
Potenziale tecnico capacità elettrica CAR	2.071 MWe	1.079 MWe	412 MWe

### 5.2.3 Analisi dei costi e del potenziale economico per il settore residenziale

I casi studio descritti e simulati nella valutazione del potenziale tecnico sono stati analizzati anche dal punto di vista dei costi tecnologici, utilizzati per elaborare una simulazione economica volta a verificare quali delle soluzioni cogenerative ad alto rendimento ipotizzate siano economicamente realizzabili.

I costi tecnologici dei mini-cogeneratori emersi dall'indagine di mercato del settore sono elevati per queste applicazioni. I costi specifici di investimento crescono quasi esponenzialmente al diminuire della taglia, anche in virtù di alcune dotazioni aggiuntive di queste mini-applicazioni rispetto ai MCI standard. I costi specifici di investimento sono stati ricavati ricostruendo una curva di costo tramite l'interpolazione dei prezzi contenuti in alcuni listini dei principali fornitori che non comprendevano taglie al di sotto dei 30 KWe e che si assestavano intorno ai 3000 €/kWe. I costi di investimento specifici del micro-cogeneratore ipotizzato per il medio condominio sono in linea con quelli riportati in studi RSE e per quanto riguarda i monofamiliari si è cercato di mediare tra dati di letteratura non sempre convergenti tra loro. Per la manutenzione si è applicato un costo tipico dei contratti *full service* che vengono valorizzati in funzione delle ore di esercizio della macchina. Il costo di manutenzione per ora di esercizio offerto dai fornitori cresce pressochè linearmente con la taglia dell'impianto; per i piccoli impianti sui quali non erano disponibili informazioni di mercato si è fatto riferimento a valori forniti da RSE<sup>45</sup>.

La vita utile per gli impianti di taglia ridotta, si attesta, in base ai dati di targa dei fornitori, sulle 20.000-40.000 ore di esercizio. Ciò costituisce un altro fattore limitante di questi impianti di piccola taglia.

Poiché le caldaie preesistenti vengono mantenute anche nello scenario riqualificato mediante il cogeneratore come integrazione e riserva, non sono stati considerati i loro costi di investimento e manutenzione e la loro vita utile. Infatti, si ipotizza che, una volta terminata la loro vita utile, queste caldaie siano nuovamente acquistate sia nello scenario *ex ante* sia in quello *ex post* con il cogeneratore; lo stesso costo di investimento andrebbe quindi ad incidere su entrambi gli scenari. Questa ipotesi trascura, per lo scenario di cogenerazione, i possibili minori costi di investimento nelle caldaie a bassa efficienza che, dovendo coprire solo il carico non soddisfatto dal cogeneratore, necessitano di una potenza inferiore. Tuttavia, nel contesto residenziale e nei casi affrontati, questi minori costi, se presenti, non appaiono particolarmente significativi; infatti le potenze dei cogeneratori sono sempre molto minori rispetto a quelle del parco caldaie esistente e richiesto anche nello scenario considerato.

Per quanto riguarda le *commodities*, i prezzi finali al consumo del gas e dell'elettricità prelevata dalle utenze sono stati desunti da Eurostat utilizzando come anno di riferimento il 2014<sup>46</sup>. Le differenti tariffe applicate tra le diverse utenze del settore residenziale sono da imputare al

<sup>45</sup> Perego O., Bazzocchi F. Benini M. "Rapporto RSE RdS 14009625" 2014

CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe "Micro-CHP potential analysis European level report" December 2014

[http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/D2.5-2014-12-micro-CHP-potential-analysis\\_final.pdf](http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/D2.5-2014-12-micro-CHP-potential-analysis_final.pdf)

Danish energy agency "Technology data for energy plants" 2012

[http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/technology\\_data\\_for\\_individual\\_heating\\_plants\\_and\\_energy\\_transport.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/technology_data_for_individual_heating_plants_and_energy_transport.pdf)

<sup>46</sup> "Electricity prices for domestic consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)" "Gas prices for domestic consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) (nrg\_pc\_202)"

<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

variare dell'incidenza di alcune componenti tariffarie fisse e variabili in base ai consumi. Inoltre, alcune componenti tariffarie sono diverse tra utenti "residente" (monofamiliare) ed "altri usi" (condomini).

Tutti gli impianti ipotizzati nel settore residenziale, essendo CAR e di potenza inferiore ai 200 kWe, rispettano i requisiti per accedere al meccanismo dello scambio sul posto<sup>47</sup>. L'energia prodotta dal cogeneratore e scambiata con la rete, ovvero la minima tra la prelevata e l'immessa, viene valorizzata ad una tariffa di scambio sul posto desunta da una media delle tariffe di scambio sul posto riconosciute agli impianti CAR nel 2014 dal GSE. Qualora l'energia immessa ecceda la prelevata dalla rete, non tutta l'energia immessa è valorizzata con la tariffa SSP, l'eccedenza viene infatti valorizzata ai prezzi del mercato all'ingrosso. Il prezzo dell'elettricità all'ingrosso preso a riferimento nelle elaborazioni è il prezzo medio unico nazionale del 2014 del mercato del giorno prima (PUN MGP 2014)<sup>48</sup>.

L'elettricità autoconsumata è soggetta al pagamento delle accise elettriche al pari di quella consumata. I valori delle accise elettriche variano in funzione degli scaglioni di consumo.

Gli impianti CAR al di sotto dei 20 MWe di nuova realizzazione possono richiedere la qualifica SEU beneficiando così di una parziale esenzione dagli oneri generali di sistema. Tale esenzione è totale per gli impianti qualificati come SEU con potenza al di sotto dei 20 kWe e collegati in bassa tensione (come è stato, ad esempio, ipotizzato nei casi monofamiliare e di medio condominio). Mentre gli impianti SEU collegati in bassa tensione con potenza maggiore di 20 kWe (come il cogeneratore ipotizzato nel grande condominio) sono soggetti al pagamento di oneri in misura fissa di 36 €/anno (come previsto per il 2015 dalla Delibera AEEGSI 609/2014/R/eel e s.m.i.).

Il prezzo del gas consumato dal CHP è stato ricavato dal prezzo finale del gas descritto precedentemente al netto dell'agevolazione sulle accise per l'autoproduzione di energia elettrica, in conformità a quanto previsto attualmente dall'Agenzia delle Dogane. E', infatti, prevista un'accisa agevolata per i consumi di gas naturale per la produzione elettrica al di sotto della soglia di consumo specifico di 0,22 kWh/Smc. L'accisa per i consumi eccedenti la franchigia e i consumi di gas relativi alla caldaia sono invece soggetti ad accisa per usi civili.

Il prezzo dei titoli di efficienza energetica o Certificati Bianchi (tipologia II-CAR) è stato desunto dai dati statistici GME sui prezzi medi del mercato centralizzato dei TEE nel 2014<sup>49</sup>.

Il costo medio ponderale del capitale (WACC) è stato assunto pari al 5%, tale valore potrebbe risultare, nei casi di ampio ricorso a finanziamenti bancari, abbastanza basso, ma si è preferito

---

<sup>47</sup> Lo scambio sul posto (SSP), regolato dalla Delibera AEEGSI 570/2012/R/efr, è una particolare modalità di valorizzazione dell'energia elettrica che consente al produttore di realizzare una specifica forma di autoconsumo, immettendo in rete l'energia elettrica prodotta ma non direttamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Il meccanismo permette di ottenere una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico teorico associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Il "contributo in conto scambio" (CS) consiste in un ristoro di una parte degli oneri sostenuti dall'utente per il prelievo di energia elettrica dalla rete.

<sup>48</sup> In realtà viene riconosciuto un prezzo zonale ma, data la generalità della trattazione e gli spread zonal di prezzo ormai ridotti del mercato elettrico italiano, si è considerato trascurabile tale aspetto.

<sup>49</sup> <http://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/TEE/StatisticheTEE.aspx>

valutare in prima istanza una redditività degli investimenti non troppo influenzata dalle modalità di accesso al capitale e dall'esigenza di elevati ritorni economici, date le finalità dell'analisi<sup>50</sup>.

**Tabella 56 - Parametri economico-finanziari utilizzati nella simulazione economica del settore residenziale**

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio
Costo Inv. specifico cogeneratore	6.000 €/kW	4.800 €/kW	2.168 €/kW
Costi manutenzione variabili	0,00 €/h	0,00 €/h	1,91 €/h
Costi manutenzione fissi	180 €/kWanno	313 €/kWanno	0 €/kWanno
Vita utile cogeneratore (ore esercizio)	20.000 h	20.000 h	40.000 h
Vita utile cogeneratore (anni solari)	6,0 anni	9,3 anni	15,0 anni
Prezzo gas prelevato per usi termici	87,40 €/MWh	74,60 €/MWh	58,80 €/MWh
Prezzo gas CHP	81,84 €/MWh	63,71 €/MWh	47,53 €/MWh
Prezzo elettricità prelevata	239,20 €/MWh	314,05 €/MWh	314,05 €/MWh
Prezzo elettricità all'ingrosso	52,08 €/MWh	52,08 €/MWh	52,08 €/MWh
Prezzo elettricità SSP	158,00 €/MWh	158,00 €/MWh	158,00 €/MWh
Accisa gas civile applicata ai consumi	17,71 €/MWh	19,23 €/MWh	19,45 €/MWh
Accisa gas autoproduzione elettrica	0,02 €/MWh	0,02 €/MWh	0,02 €/MWh
Franchigia accise gas per produzione elettrica	0,22 Smc/kWh	0,22 Smc/kWh	0,22 Smc/kWh
Accisa gas applicata al cogeneratore	12,15 €/MWh	8,34 €/MWh	8,18 €/MWh
Accisa elettricità consumata	9,08 €/MWh	12,50 €/MWh	12,50 €/MWh
Oneri fissi applicati per gli autoconsumi (SEU)	0 €/anno	0 €/anno	36 €/anno
Oneri variabili applicati per gli autoconsumi (SEU)	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh
Oneri totali per unità di energia autoconsumata (SEU)	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	4,80 €/MWh
Prezzo TEE (II-CAR)	116,00 €/CB	116,00 €/CB	116,00 €/CB
WACC	5%	5%	5%

Valorizzando opportunamente i flussi energetici dello scenario riqualificato con l'installazione di un cogeneratore e quelli dello scenario ex-ante è possibile pervenire ai flussi di cassa che permettono il calcolo degli indicatori economici e finanziari della redditività dell'investimento.

Si segnala come, per tutte le utenze simulate, lo scenario con presenza del cogeneratore provoca un inevitabile aumento dei costi del gas, considerando anche i consumi e i costi del gas della caldaia a integrazione. Tale incremento dei costi del gas per essere sostenibile da un punto di vista dell'esercizio economico deve essere compensato da una riduzione dei costi dell'elettricità prelevata e da eventuali ricavi che possono generarsi dalla cessione di energia elettrica alla rete e dall'accesso ai meccanismi di supporto (Certificati Bianchi) attualmente in essere.

Nei casi simulati, sebbene beneficino tutti dello scambio sul posto, una parte non trascurabile dell'elettricità immessa (la parte eccedente rispetto ai prelievi della rete) viene valorizzata ai prezzi di mercato, che non permettono di ripagare, per queste piccole installazioni, i costi di produzione. I Certificati Bianchi riconosciuti nel caso delle residenze monofamiliari sono nulli in

<sup>50</sup> Tali considerazioni sono in linea anche con quanto riportato da JRC "Best practices and informal guidance on how to implement the Comprehensive Assessment at Member State level" 2015.

quanto i risparmi calcolati conformemente al DM 5 settembre 2011 sono inferiori a 1 tep che rappresenta la soglia minima per il riconoscimento dei Certificati Bianchi. Infine, se si considerano gli elevati extra-costi tecnologici degli investimenti e delle manutenzioni dello scenario riqualificato si hanno nel complesso costi di produzione dell'elettricità e del calore maggiori dello scenario ex-ante.

**Tabella 57 - Costi e ricavi ottenuti nella simulazione economica del settore residenziale**

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio
Costo investimento CHP	6.000 €	26.877 €	130.087 €
Costo annuo O&M CHP	180 €/anno	1.750 €/anno	3.540 €/anno
Costo combustibile CHP	1.637 €/anno	2.564 €/anno	15.256 €/anno
Costo combustibile Caldaia integrazione	381 €/anno	7.434 €/anno	15.601 €/anno
Costo elettricità prelevata	366 €/anno	2.068 €/anno	2.355 €/anno
Costo accise elettricità autoconsumata	13 €/anno	30 €/anno	94 €/anno
Costo oneri elettricità autoconsumata	0 €/anno	0 €/anno	36 €/anno
Ricavi elettricità immessa	0 €/anno	98 €/anno	3.847 €/anno
Ricavi elettricità scambiata	242 €/anno	1.041 €/anno	1.185 €/anno
Cerificati Bianchi riconosciuti	0	2	14
Ricavi Certificati Bianchi	0 €/anno	232 €/anno	1.624 €/anno
Costo combustibile caldaia ex ante	1.838 €/anno	9.561 €/anno	28.929 €/anno
Costo elettricità prelevata ex ante	718 €/anno	2.826 €/anno	4.711 €/anno

**Tabella 58 - Risultati dell'analisi economica delle iniziative di cogenerazione ipotizzate nel settore residenziale**

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio
VAN	-4.884 €	-27.502 €	-94.656 €
IRR	-	-	-
Tempo di ritorno (attualizzato)	-	-	-
Indice di profittabilità (VAN/I)	-	-	-
Quota di fattibilità	0%	0%	0%

L'analisi economica dei flussi di cassa generati nella vita utile dall'investimento nel microgeneratore evidenzia una mancata convenienza all'investimento nei diversi casi studio esaminati nel settore residenziale. In tutti i casi il Valore Attuale Netto (VAN) risulta addirittura negativo, annullando la probabilità di investimento economico in queste iniziative (quota di fattibilità) e il relativo potenziale economico calcolato come prodotto tra la quota di fattibilità e il potenziale tecnico.

Tale risultato, per quanto netto, ovviamente non ha la pretesa di essere del tutto esaustivo di qualsiasi iniziativa CAR del settore residenziale essendo lo studio, per quanto dettagliato, sviluppato su utenze tipo medie. La variabilità di sottocasistiche tra le utenze dei cluster

considerati portano a non escludere totalmente la possibilità, seppur marginale, di alcune nicchie di utenze caratterizzate da domande specifiche elettriche e termiche elevate tali da giustificare gli investimenti<sup>51</sup>.

I risultati ottenuti sul potenziale economico sono in continuità con i dati sugli impianti in esercizio nel settore che risultano piuttosto contenuti in termini di energia erogata e capacità installata. Sulla base delle analisi condotte, alle attuali condizioni normative e di mercato, si ritiene che la crescita della penetrazione CAR nel settore residenziale prosegua a ritmi contenuti come quelli riscontrati in questi anni, concentrandosi perlopiù in contesti residenziali di nicchia (comprensori, maxi-codomini etc.).

**Tabella 59 - Potenziali tecnico ed economico del settore residenziale sulla base della domanda al 2013**

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio	Totale Residenziale in ambito CAR
Fabbisogno Calore sottosettore (2013)	39.207 GWh	22.230 GWh	3.038 GWh	64.475 GWh
Fabbisogno Elettrico sottosettore (2013)	6.467 GWh	1.054 GWh	228 GWh	7.749 GWh
Calore da CAR nel sottosettore (2013)	0,7 GWh	1,1 GWh	8,0 GWh	9,8 GWh
Elettricità da CAR nel sottosettore (2013)	0,3 GWh	0,5 GWh	4,9 GWh	5,7 GWh
Potenza termica CAR nel sottosettore (2013)	0,4 MWt	0,6 MWt	7,0 MWt	8,0 MWt
Potenza elettrica CAR nel sottosettore (2013)	0,2 MWe	0,2 MWe	4,2 MWe	4,6 MWe
Quota fabbisogno termico coperto da CAR (2013)	0,002%	0,005%	0,264%	0,015%
Quota fabbisogno elettrico coperto da CAR (2013)	0,005%	0,045%	2,140%	0,074%
Potenziale tecnico calore CAR	31.071 GWh	4.946 GWh	1.400 GWh	37.416 GWh
Potenziale tecnico elettricità CAR	6.214 GWh	2.097 GWh	610 GWh	8.921 GWh
Potenziale tecnico capacità termica CAR	10.357 MWt	2.545 MWt	945 MWt	13.847 MWt
Potenziale tecnico capacità elettrica CAR	2.071 MWe	1.079 MWe	412 MWe	3.562 MWe
Potenziale economico calore CAR	0 GWh	0 GWh	0 GWh	0 GWh
Potenziale economico elettricità CAR	0 GWh	0 GWh	0 GWh	0 GWh
Potenziale economico capacità termica CAR	0 MWt	0 MWt	0 MWt	0 MWt
Potenziale economico capacità elettrica CAR	0 MWe	0 MWe	0 MWe	0 MWe

<sup>51</sup> Alcuni esempi di questo tipo potrebbero riguardare le ville di lusso, i comprensori, i maxi condomini con molti servizi comuni annessi quali piscine etc. e maggiori economie di scala. Tali casi nella presente trattazione non sono stati trattati perché considerati marginali a livello di sistema.



## 5.2.4 Analisi dei benefici legati allo sviluppo del potenziale nel settore residenziale

La valutazione del potenziale tecnico ed economico è stata integrata da una valutazione dei benefici ambientali quali i risparmi sulle emissioni di gas serra e i risparmi di energia primaria connessi allo sviluppo del potenziale incrementale tecnico ed economico della CAR.

I risparmi di energia primaria sono stati calcolati in conformità al D.M. 4 Agosto 2011 e i risparmi di emissioni di gas serra secondo la metodologia GSE adottata per il monitoraggio delle emissioni evitate di gas serra connesse allo sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica come dettagliato maggiormente nella parte metodologica riportata ad inizio del capitolo.

I rendimenti di riferimento per la produzione di sola elettricità utilizzati per il calcolo del PES e dei risparmi sono ridotti rispetto ai valori di default del DM citato per il gas naturale (52,5%), in virtù dei fattori correttivi introdotti dallo stesso decreto che premiano maggiormente le minori perdite elettriche degli impianti collegati in bassa tensione che autoconsumano l'energia elettrica autoprodotta.

I risparmi complessivi stimabili sul potenziale tecnico incrementale per il settore residenziale ammontano a 770 ktep circa, che comporterebbero una riduzione di circa il 2% dei consumi di energia primaria del settore. Mentre i risparmi di energia primaria del potenziale economico incrementale sono nulli.

I risparmi di CO<sub>2</sub> si confermano positivi nei casi studio analizzati, comportando un abbattimento delle emissioni rispetto alla produzione separata di quasi il 30%. Complessivamente il potenziale tecnico incrementale consentirebbe di abbattere le emissioni del settore residenziale di circa 2,5 Mton CO<sub>2</sub> pari a circa il 5% delle emissioni di gas serra dell'intero settore residenziale utilizzando come anno di riferimento il 2013 (fonte NIR 2013 ISPRA).

**Tabella 60 - Risparmi di energia primaria connessi alle singole iniziative CAR e al potenziale tecnico ed economico incrementale nel settore residenziale**

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio	Totale Residenziale in ambito CAR
Rendimento riferimento elettrico	47,2%	48,1%	48,6%	-
Rendimento riferimento termico	90,0%	90,0%	90,0%	-
Risparmi energia primaria dell'utenza	0,3 tep	0,9 tep	7,6 tep	-
PES	13,1%	21,3%	21,6%	-
PES soglia	0,0%	0,0%	0,0%	-
Risparmi PES Potenziale tecnico incrementale	537,8 ktep	180,2 ktep	51,9 ktep	769,9 ktep
Risparmi PES Potenziale economico incrementale	0,0 ktep	0,0 ktep	0,0 ktep	0,0 ktep



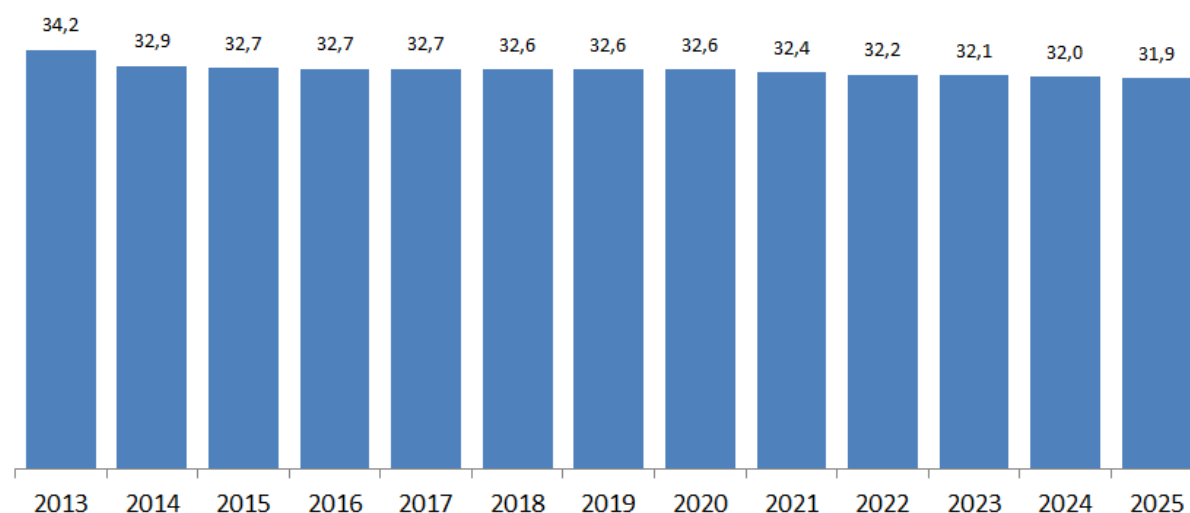
**Tabella 61 - Risparmi di CO<sub>2</sub> connessi alle singole iniziative CAR e al potenziale tecnico ed economico incrementale nel settore residenziale**

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio	Totale Residenziale in ambito CAR
Emissioni prodotte da CAR	4,1 tCO <sub>2</sub>	8,3 tCO <sub>2</sub>	65,9 tCO <sub>2</sub>	-
Emissioni prodotte da tecnologie sostitutive	4,9 tCO <sub>2</sub>	11,4 tCO <sub>2</sub>	91,7 tCO <sub>2</sub>	-
Risparmi di CO <sub>2</sub> dell'utenza	0,8 tCO <sub>2</sub>	3,1 tCO <sub>2</sub>	25,9 tCO <sub>2</sub>	-
Riduzione % delle emissioni	-17,0%	-27,5%	-28,2%	-27,5%
Risparmi CO <sub>2</sub> Potenziale tecnico incrementale	1.745,9 ktCO <sub>2</sub>	603,6 ktCO <sub>2</sub>	176,3 ktCO <sub>2</sub>	2.525,8 ktCO <sub>2</sub>
Risparmi CO <sub>2</sub> Potenziale economico incrementale	0,0 ktCO <sub>2</sub>	0,0 ktCO <sub>2</sub>	0,0 ktCO <sub>2</sub>	0,0 ktCO <sub>2</sub>

## 5.2.5 Scenari di evoluzione della domanda del settore residenziale e impatti sull'analisi del potenziale

Secondo quanto previsto dagli scenari ENEA simulati attraverso il modello Times, i consumi finali del settore residenziale sono previsti in decrescita di circa il 6% nei prossimi 10 anni, principalmente per effetto degli interventi di efficienza energetica attesi nel settore e soprattutto in ambito termico.

**Figura 58 – Scenario di di evoluzione dei consumi finali nel settore residenziale (fonte: ENEA 2015)**



A parità di tutti gli altri fattori (quadro normativo e regolatorio, costi, etc.) la decrescita non trascurabile dei consumi attesa nel settore avrebbe un impatto sul potenziale tecnico della CAR, che si ridurrebbe in termini di energia termica ed elettrica rispettivamente di 2,3 GWh<sub>t</sub> e di 0,5 GWh<sub>e</sub> mentre in termini di capacità elettrica il potenziale tecnico si ridurrebbe di circa 219 MWe.

**Tabella 62 - Potenziali tecnico ed economico della CAR nel settore residenziale sulla base della domanda al 2013**

	<b>Monofamiliare</b>	<b>Medio condominio</b>	<b>Grande condominio</b>	<b>Totale Residenziale in ambito CAR</b>
<b>Potenziale tecnico calore CAR</b>	29.159 GWh	4.642 GWh	1.314 GWh	35.114 GWh
<b>Potenziale tecnico elettricità CAR</b>	5.832 GWh	1.968 GWh	572 GWh	8.372 GWh
<b>Potenziale tecnico capacità termica CAR</b>	9.720 MWt	2.389 MWt	887 MWt	12.995 MWt
<b>Potenziale tecnico capacità elettrica CAR</b>	1.944 MWe	1.013 MWe	386 MWe	3.343 MWe
<b>Potenziale economico calore CAR</b>	o GWh	o GWh	o GWh	o GWh
<b>Potenziale economico elettricità CAR</b>	o GWh	o GWh	o GWh	o GWh
<b>Potenziale economico capacità termica CAR</b>	o MWt	o MWt	o MWt	o MWt
<b>Potenziale economico capacità elettrica CAR</b>	o MWe	o MWe	o MWe	o MWe

## 5.3 Potenziale CAR nel settore terziario

In analogia all'analisi svolta per il settore residenziale, il potenziale CAR per il settore terziario è stato elaborato a partire dalla caratterizzazione della domanda termica settoriale. All'interno di questa domanda di calore, sulla base di una serie di considerazioni e vincoli tecnici, è stata individuata la quota tecnicamente soddisfacibile attraverso la cogenerazione ad alto rendimento, definita potenziale tecnico. Attraverso un'analisi economica di fattibilità effettuata su differenti scenari di applicazione degli impianti cogenerativi, è stato individuato il potenziale economico, in termini di calore producibile da CAR e, conseguentemente, di potenza installabile.

### 5.3.1 Caratterizzazione della domanda di calore per il settore terziario

Come descritto più dettagliatamente nel capitolo iniziale di analisi della domanda, nel 2013 i consumi termici ritenuti di interesse per il presente studio nel settore terziario sono stati pari a 95.314 GWh (8,2 Mtep).

All'interno del comparto dei servizi, i consumi per riscaldamento si concentrano nella sanità (16%) e negli impianti sportivi (15%), seguiti da alberghi e amministrazione pubblica (entrambi con circa il 12%). Considerando la consistenza dei consumi, la dimensione media delle utenze ed il tipico profilo annuale, i sottosettori maggiormente interessanti a fini CAR sono la sanità, gli alberghi e una parte dei complessi sportivi, ovvero le piscine; i consumi dei settori selezionati coprono circa il 30% dei consumi complessivi per riscaldamento.

Con riferimento ai prodotti energetici impiegati nel 2013, il gas naturale ha coperto quasi l'89% dei consumi selezionati ai fini del presente rapporto. I prodotti petroliferi, invece, si sono attestati sul 7% e il calore derivato e le fonti rinnovabili sul 2%. Il combustibile di riferimento utilizzato per le analisi è stato quindi il gas naturale.

Di seguito viene proposta una ricostruzione dei consumi del settore terziario al 2013<sup>52</sup>, con la suddivisione nei principali comparti, pubblico e privato, con particolare attenzione a quelli interessanti per un'ipotesi cogenerativa.

---

<sup>52</sup> Ricostruita da GSE sulla base di alcuni studi RSE riportati in Perego O., Bazzocchi F. Benini M. "Rapporto RSE RdS 14009625" 2014 e sulla base di dati Eurostat 2013 e Terna 2013

**Tabella 63 – Consumi del comparto dei servizi in Italia nel 2013, distinti per sotto-settore e per uso.**

Sottosettore terziario	consumi elettrici (GWh)	consumi termici (GWh)	consumi complessivi (GWh)	consumi complessivi (ktep)
Amministrazione Pubblica	4.662	11.212	15.873	1.365
Sanità	6.494	14.996	21.490	1.848
Attività e tempo libero	600	3.356	3.956	340
Istruzione	1.623	11.595	13.218	1.137
Alberghi	11.273	7.380	18.653	1.604
di cui a 4 e 5 stelle	5.057	3.311	8.368	720
Complessi sportivi	2.730	13.930	16.660	1.433
di cui piscine	842	4.027	4.869	419
Uffici (nei Servizi)	5.384	9.635	15.019	1.291
Commercio - GDO	8.989	999	9.988	859
Comunicazioni	4.112	0	4.112	354
Illuminazione pubblica	5.977	0	5.977	514
Altro	37.139	22.212	59.351	5.103
<b>Totale</b>	<b>88.982</b>	<b>95.314</b>	<b>184.296</b>	<b>15.847</b>

### 5.3.2 Potenziale tecnico per il settore terziario

Sulla base della caratterizzazione del fabbisogno delle diverse attività di servizio del settore terziario è stata stimata la quota parte di calore che, dal punto di vista strettamente tecnico, si presta maggiormente ad essere alimentata, almeno in parte, da un impianto cogenerativo ad alto rendimento.

A tal fine sono state selezionate quelle utenze caratterizzate da un'elevata richiesta di calore e, parallelamente, da elevati consumi di energia elettrica, quali gli ospedali, i centri sportivi e gli alberghi. In particolare, all'interno dell'insieme dei centri sportivi sono stati considerati esclusivamente quelli dotati di piscine, in quanto particolarmente energivori e con una richiesta termica molto elevata in tutti i 12 mesi dell'anno<sup>53</sup>.

Poiché tendenzialmente queste utenze sono caratterizzate da elevate richieste di calore durante tutto l'anno, e non solo durante i mesi invernali, aumentano notevolmente le ore di funzionamento del cogeneratore e, di converso, si riducono i suoi tempi di ritorno. Inoltre, in questi casi il fattore climatico ha un'influenza molto più ridotta, rispetto al caso residenziale.

Le altre utenze del terziario non sono state incluse nell'analisi sulla base di considerazioni tecnico-impiantistiche di seguito esplicitate.

La grande distribuzione presenta un consumo per produzione termica (in caldo) pari a meno del 10% dei totali consumi del punto vendita. Inoltre gli impianti sono generalmente costituiti da pompe di calore, data la grande richiesta anche di freddo (sia per climatizzazione che per freddo alimentare). Non è stato quindi considerato significativo sviluppare un *business case* che

<sup>53</sup> Queste considerazioni sono in linea rispetto a quanto riportato in alcuni studi del settore (cfr. ad es.: R. Loschi "La cogenerazione: applicazione nel settore terziario in Italia", M. Vio "Impianti di cogenerazione", etc.).

prevedesse la sostituzione di una pompa di calore con un cogeneratore dimensionato sul carico termico (in caldo) richiesto.

Gli uffici hanno un prevalente fabbisogno di raffrescamento, sia per motivi strutturali (sono infatti spesso presenti ampie superfici vetrate) sia per i significativi carichi interni. Inoltre negli uffici generalmente è poco significativa la richiesta per acqua calda sanitaria. Per questi motivi l'ipotesi cogenerativa non è stata analizzata. Occorre, inoltre, considerare che gli uffici, soprattutto quelli grandi e quindi non collocati in un edificio ad uso promiscuo (residenziale-terziario), sono prevalentemente dotati di terminali ambiente quali fan-coils o pannelli radianti. Questi impianti hanno una richiesta di bassa temperatura (massimo 40°C), mentre il cogeneratore è adatto a fornire acqua a temperature molto maggiori.

Per quanto riguarda le scuole, queste presentano una richiesta di riscaldamento solo in alcune ore del giorno mentre il fabbisogno di acqua calda sanitaria è quasi nullo. Le ore di funzionamento del cogeneratore sarebbero quindi piuttosto basse, a meno di non considerare un complesso scolastico con annesso centro sportivo, caso particolare e non trattato nella presente analisi.

Sulla base delle considerazioni e dei vincoli prima descritti, ai fini della valutazione del potenziale tecnico nel settore terziario sono state quindi definite le seguenti utenze tipo interessanti a fini CAR:

- strutture sanitarie grandi quali ospedali e case di cura
- strutture sanitarie minori quali ASL, piccoli ambulatori, etc.
- alberghi medio-grandi
- piccoli alberghi
- strutture sportive con piscine al loro interno.

La simulazione tecnico-economica ha richiesto una caratterizzazione di dettaglio delle utenze tipo sulla base della quale effettuare un corretto dimensionamento del cogeneratore e una verosimile simulazione delle sue condizioni di funzionamento. Per questo motivo i settori sanitario e alberghiero sono stati suddivisi in due classi di utenze tipo, una relativa alle piccole strutture con minori fabbisogni e un'altra alle strutture più rilevanti ed energivore.

Per le strutture sanitarie i casi studio riportano i fabbisogni medi termici elaborati dal GSE sulla base dell'analisi dei dati delle attestazioni energetiche rilevate dalle banche dati messe a disposizione dalla regione Lombardia<sup>54</sup>. Le strutture ospedaliere sono state caratterizzate, da un punto di vista dei fabbisogni, dalla media elaborata sugli edifici sanitari con volumetrie superiori a 45.000 mc, mentre le strutture sanitarie minori dalla media delle strutture al di sotto di tale soglia volumetrica. Sulla base dei dati analizzati, la variabilità dei fabbisogni termici al variare della fascia climatica in questo tipo di strutture appare trascurabile<sup>55</sup>. Le utenze ospedaliere sono particolarmente adatte alla cogenerazione in quanto hanno dei carichi termici ed elettrici molto elevati e costanti durante l'anno.

Per quanto riguarda gli alberghi, sono stati considerati medio/piccoli quelli appartenenti alla categoria 1, 2 o 3 stelle, mentre per medio/grandi sono intesi gli alberghi della categoria 4 e 5 stelle. Questa semplificazione si è resa necessaria per poter incrociare l'analisi economica con i dati globali sui consumi che sono classificati sulla base della categoria alberghiera. I dati di questo

<sup>54</sup> <https://www.dati.lombardia.it/Energia/CENED-Certificazione-ENergetica-degli-EDifici/rsg3-xhvk>

<sup>55</sup> A tal proposito sono state analizzate anche le banche dati della regione marche <http://goodpa.regione.marche.it/>

caso studio sono stati tratti da un caso reale che è stato oggetto di analisi<sup>56</sup>. L'albergo di grandi dimensioni preso come *benchmark* ha circa 200 stanze, sala congressi e centro benessere ed è situato in zona climatica E; per la sua collocazione è aperto sia in inverno che in estate. Si osserva che le elevate richieste di calore derivano anche dalla presenza di un centro benessere e di una piscina. La domanda termica del piccolo-medio albergo è stata invece dedotta da quella del grande albergo, applicando opportuni fattori di scala.

Il settore dei centri sportivi e in particolare quello delle piscine è caratterizzato da fabbisogni molto elevati di calore, utilizzato sia per il riscaldamento degli ambienti, sia per quello dell'acqua delle piscine, sia per la produzione di acqua calda sanitaria. Il caso studio preso in esame è stato tratto da studi del settore<sup>57</sup>; si ritiene che, per la tipologia di utenze considerate, esso possa essere largamente generalizzabile. Per il calcolo del fabbisogno annuale è stato ipotizzato che la piscina non chiuda durante i mesi estivi.

**Tabella 64 - Fabbisogno energetico delle utenze tipo per il settore terziario**

	Sanità		Alberghiero		Strutture sportive
	Struttura sanitaria minore	Ospedale	Piccolo albergo	Grande albergo	Piscina
<b>Fabbisogno annuo per riscaldamento</b>	19,4 MWh	20,9 MWh	13,6 MWh	10,1 MWh	10,2 MWh
<b>Fabbisogno annuo di energia elettrica</b>	335,0 MWh	4703,2 MWh	227,0 MWh	750,0 MWh	981,0 MWh
<b>Rapporto calore/elettricità utenza</b>	0,6	0,6	2,1	2,6	2,0

La scelta della tecnologia di riferimento ha seguito quelli che sono gli attuali trend di mercato in questi settori, che vedono un'applicazione diffusa (quasi esclusiva) di motori a combustione interna alimentati a gas naturale.

I cogeneratori sono stati dimensionati di caso in caso tenendo conto delle potenze tipiche delle installazioni esistenti nei settori, presenti sul database CAR del GSE, tenendo conto del rapporto H/E dell'utenza, delle ore di funzionamento tipiche degli impianti e della quota di calore cogenerabile desunta da alcuni casi studio analizzati da RSE.

Le condizioni di funzionamento sono state simulate utilizzando gli indicatori di performance specifici desunti dai dati di esercizio presso utenze simili da un punto di vista dei fabbisogni energetici elaborati dal database CAR. Si è assunto che il cogeneratore vada a riqualificare un'utenza alimentata da un punto di vista elettrico dalla rete nazionale e dal punto di vista termico da una caldaia a gas con prestazioni in linea con la *baseline* di mercato (90% rendimento) che viene mantenuta anche a seguito dell'installazione del cogeneratore con funzioni di integrazione e riserva.

Come emerge dai risultati delle simulazioni, solo una quota parte del fabbisogno di calore dell'utenza è soddisfatto da CAR. Una grande porzione della quota di domanda non soddisfacibile dal cogeneratore è dovuta a picchi di domanda, ad una non contemporaneità tra carichi elettrici e

<sup>56</sup> I relativi risultati sono riportati in A. Gelmini, F. Bazzocchi "GDPint - un applicativo per la valutazione tecnico economica di distretti energetici", presentazione McTer, Milano, 28 giugno 2012

<sup>57</sup> C. Aprea et al. "Riqualificazione energetica di una piscina", AICARR Journal, Settembre 2014 (viene descritto dettagliatamente un caso reale di applicazione cogenerativa)

termici e ad un rapporto termico-elettrico non sempre favorevole alle applicazioni cogenerative. Sebbene esistano soluzioni quali serbatoi di acqua calda e batterie elettriche per differire carichi termici ed elettrici nel tempo i costi e i limiti di spazio non consentono di poter trascurare molto questi requisiti.

**Tabella 65 - Parametri tecnici e output energetici delle condizioni di esercizio degli impianti CAR ipotizzati per il settore terziario**

	Sanità		Alberghiero		Strutture sportive
	Struttura sanitaria minore	Ospedale	Piccolo albergo	Grande albergo	Piscina
Tecnologia tipo	MCI - gas	MCI - gas	MCI - gas	MCI - gas	MCI - gas
Potenza elettrica impianto CHP	16 kWe	281 kWe	20 kWe	111 kWe	321 kWe
Potenza termica impianto CHP	38 kWt	362 kWt	46 kWt	160 kWt	485 kWt
Rapporto calore elettricità impianto	2,4	1,3	2,3	1,4	1,5
Rendimento elettrico impianto CHP	27%	35%	27%	34%	33%
Rendimento termico impianto CHP	65%	44%	62%	40%	49%
Quota di elettricità prodotta CAR	100%	92%	100%	97%	97%
Quota di elettricità autoconsumata	100%	98%	27%	82%	43%
Ore equivalenti in regime CAR	2.893 heq	4.257 heq	2.802 heq	2.791 heq	3.059 heq
Rendimento termico caldaie	90%	90%	90%	90%	90%
Calore prodotto da cogeneratore	109,7 MWh	1540,7 MWh	130,1 MWh	445,6 MWh	1484,3 MWh
Quota fabbisogno Calore cogenerato	52%	52%	27%	23%	81%
Calore prodotto da caldaia di integrazione	101,3 MWh	1422,2 MWh	354,9 MWh	1491,9 MWh	473,7 MWh
Elettricità prodotta CAR da cogeneratore	45,8 MWh	1194,9 MWh	56,5 MWh	310,1 MWh	981,0 MWh
Elettricità prodotta tot da cogeneratore	45,8 MWh	1300,8 MWh	56,7 MWh	321,3 MWh	1012,8 MWh
Elettricità immessa	0,0 MWh	29,5 MWh	41,4 MWh	59,0 MWh	581,0 MWh
Elettricità autoconsumata	45,8 MWh	1271,3 MWh	15,3 MWh	262,3 MWh	431,9 MWh
Elettricità prelevata da rete	289,2 MWh	3431,9 MWh	211,7 MWh	487,7 MWh	549,1 MWh
Elettricità scambiata con la rete	0,0 MWh	29,5 MWh	41,4 MWh	59,0 MWh	549,1 MWh
Consumi cogeneratore CAR	168,4 MWh	3454,4 MWh	210,5 MWh	908,5 MWh	2979,6 MWh
Consumi cogeneratore totali	168,4 MWh	3760,5 MWh	211,1 MWh	941,3 MWh	3074,1 MWh
Consumi caldaia integrazione	112,6 MWh	1580,2 MWh	394,3 MWh	1657,6 MWh	526,3 MWh
Elettricità prelevata ex-ante	335,0 MWh	4703,2 MWh	227,0 MWh	750,0 MWh	981,0 MWh
Consumi caldaia ex-ante	234,5 MWh	3292,1 MWh	538,9 MWh	2152,8 MWh	2175,6 MWh

Estendendo i risultati energetici ottenuti nel caso studio all'intero sottosettore di riferimento è possibile stimare il potenziale tecnico, che complessivamente per il settore terziario ammonta a 11,4 TWht e 6,8 TWhe di energia termica ed elettrica producibile da CAR a cui corrisponderebbe una capacità installata di circa 2 GWe e 3,5 GWt.

Tali valori rappresentano, sulla base delle ipotesi adottate, la quantità massima teorica di energia termica ed elettrica da cogenerazione tecnicamente realizzabili nei sottosettori del terziario che si

ritiene si prestino ad essere alimentati mediante un cogeneratore, al netto di qualsiasi considerazione economico finanziaria che verrà di seguito affrontata.

**Tabella 66 - Fabbisogni dei sottosettori del terziario rilevanti a fini CAR e relativi potenziali tecnici di sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento**

	Sanità		Alberghiero		Strutture sportive	Totale Terziario in ambito potenziale CAR
	Struttura sanitaria minore	Ospedale	Piccolo albergo	Grande albergo	Piscina	
<b>Fabbisogno Calore sottosettore (2013)</b>	7.336 GWh	6.160 GWh	2.980 GWh	3.662 GWh	3.624 GWh	23.762 GWh
<b>Fabbisogno Elettrico sottosettore (2013)</b>	3.530 GWh	2.964 GWh	5.057 GWh	6.216 GWh	842 GWh	18.609 GWh
<b>Potenziale tecnico calore CAR</b>	3.815 GWh	3.203 GWh	799 GWh	842 GWh	2.748 GWh	11.407 GWh
<b>Potenziale tecnico elettricità CAR</b>	1.591 GWh	2.484 GWh	347 GWh	586 GWh	1.816 GWh	6.825 GWh
<b>Potenziale tecnico capacità termica CAR</b>	1.319 MWt	753 MWt	285 MWt	302 MWt	898 MWt	3.557 MWt
<b>Potenziale tecnico capacità elettrica CAR</b>	550 MWe	584 MWe	124 MWe	210 MWe	594 MWe	2.061 MWe

### 5.3.3 Analisi dei costi e del potenziale economico per il settore terziario

I casi studio descritti e simulati nella valutazione del potenziale tecnico sono stati oggetto di una analisi dei costi tecnologici, con cui è stata elaborata una simulazione economica volta a verificare quali delle soluzioni cogenerative ad alto rendimento ipotizzate siano economicamente realizzabili. Le ipotesi e gli strumenti adottati sono del tutto simili a quelli utilizzati per l'analisi economica del settore residenziale, con adattamenti degli input necessari a rappresentare le peculiarità del settore.

I costi tecnologici dei cogeneratori MCI sono molto variabili in funzione della taglia degli stessi. I costi specifici di investimento ricavati da indagini di mercato condotte da GSE crescono notevolmente al diminuire della taglia. Per la manutenzione si è applicato un costo tipico dei contratti *full service* che vengono valorizzati in funzione delle ore di esercizio della macchina. Il costo di manutenzione per ora di esercizio offerto dai fornitori cresce pressoché linearmente con la taglia dell'impianto.

Dai dati di targa dei fornitore si è desunta una vita utile per gli impianti di taglia ridotta (micro-CAR <20 KW ) sulle 20.000 ore di esercizio, mentre per gli impianti di taglia intermedia (tra 20-500 kW) di circa 40.000 ore di esercizio. La vita utile in anni solari dipende quindi sia dalla taglia sia dal fattore di utilizzo (ore di esercizio) delle macchine e oscilla nei diversi casi studio dai 6 ai 15 anni.

Anche nelle applicazioni del terziario le caldaie preesistenti vengono mantenute nello scenario riqualificato mediante il cogeneratore, come integrazione e riserva. Non sono stati quindi considerati i loro costi di investimento e manutenzione e la loro vita utile.

Per quanto riguarda le *commodities*, i prezzi finali al consumo del gas e dell'elettricità prelevata dalle utenze sono stati desunti da Eurostat utilizzando come anno di riferimento il 2014<sup>58</sup>. Le

<sup>58</sup> "Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)", "Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) (nrg\_pc\_202)" <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>



differenti tariffe applicate tra le diverse utenze del settore terziario sono da imputare al variare dei consumi che determinano una diversa incidenza di alcune componenti tariffarie fisse e variabili.

Gli impianti CAR ipotizzati nel caso degli alberghi e delle piccole strutture sanitarie, essendo di potenza inferiore ai 200 kWe, rispettano i requisiti per accedere al meccanismo dello scambio sul posto. L'energia prodotta dal cogeneratore e scambiata con la rete, per queste strutture, viene valorizzata ad una tariffa desunta da una media delle tariffe SSP riconosciute agli impianti CAR nel 2014 dal GSE. Qualora l'energia immessa ecceda quella prelevata dalla rete, non tutta l'energia immessa è valorizzata con la tariffa SSP; l'eccedenza in questi casi è valorizzata ai prezzi del mercato all'ingrosso. Le strutture ospedaliere e i centri sportivi con piscine, necessitando generalmente di impianti di potenza superiore ai 200 kW, non accedono al meccanismo SSP e vedono valorizzata tutta l'energia immessa nella rete ai prezzi di mercato all'ingrosso. Il prezzo dell'elettricità all'ingrosso preso a riferimento nelle elaborazioni è il prezzo medio unico nazionale del 2014 del mercato del giorno prima (PUN MGP 2014)<sup>59</sup>.

L'elettricità autoconsumata è soggetta al pagamento delle accise elettriche al pari di quella consumata. I valori delle accise elettriche variano in funzione degli scaglioni di consumo.

Tutti gli impianti ipotizzati nelle utenze tipo del settore terziario, essendo CAR e al di sotto dei 20 MWe, possono richiedere la qualifica SEU, beneficiando così di una parziale esenzione dagli oneri generali di sistema. Tale esenzione è totale per gli impianti qualificati come SEU con potenza al di sotto dei 20 kWe e collegati in bassa tensione (come è stato ipotizzato, ad esempio, nel caso della piccola struttura sanitaria). Gli impianti SEU collegati in bassa tensione con potenza maggiore di 20 kW (come il cogeneratore ipotizzato nel caso del piccolo albergo) sono, invece, soggetti al pagamento di oneri in misura fissa di 36 €/anno (come previsto per il 2015) mentre quelli collegati in media tensione non energivori (quali i grandi alberghi, gli ospedali e le piscine) sono soggetti al pagamento di una quota annua forfettaria sulla base della potenza dell'impianto in conformità a quanto definito dalla Delibera AEEGSI 609/2014/R/eel e s.m.i.<sup>60</sup>.

Il prezzo del gas consumato dal CHP è stato ricavato dal prezzo finale del gas descritto precedentemente, al netto dell'agevolazione sulle accise per l'autoproduzione di energia elettrica, in conformità a quanto previsto attualmente dall'Agenzia delle Dogane. È infatti prevista un'accisa agevolata, per i consumi di gas naturale, per la produzione elettrica al di sotto della soglia di consumo specifico di 0,22 kWh/Smc. I consumi eccedenti la franchigia e i consumi di gas relativi alla caldaia sono, invece, soggetti ad accisa per usi civili nel caso delle piscine e ad accisa per uso industriale per alberghi e strutture sanitarie.

Il prezzo dei titoli di efficienza energetica o Certificati Bianchi (tipologia II-CAR) è stato desunto dai dati statistici GME sui prezzi medi del mercato centralizzato dei TEE nel 2014<sup>61</sup>.

Il costo medio ponderale del capitale (WACC) è stato assunto pari al 5%. Tale valore potrebbe risultare, in caso di ampio ricorso a finanziamenti bancari, abbastanza basso, ma si è preferito

---

<sup>59</sup> In realtà viene riconosciuto un prezzo zonale ma data la generalità della trattazione in termini geografici e gli spread zonal di prezzo ormai ridotti del mercato elettrico italiano si è considerato trascurabile tale aspetto.

<sup>60</sup> Dove l'onere sull'autoconsumata, definito come maggiorazione A3, è calcolato per il 2015 come segue: Maggiorazione A3 = Phom x ore x  $\alpha$  x Aliquota. L'aliquota è di 0,273 c€/kWh mentre il fattore  $\alpha$  e le ore sono nel caso degli impianti CAR pari rispettivamente a 0,6 e 5000

<sup>61</sup> <http://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/TEE/StatisticheTEE.aspx>

valutare in prima istanza una redditività degli investimenti non troppo influenzata dalle modalità di accesso al capitale e dall'esigenza di elevati ritorni economici, date le finalità dell'analisi<sup>62</sup>.

**Tabella 67 - Parametri economici finanziari utilizzati nella simulazione economica del settore terziario**

	Sanità		Alberghiero		Strutture sportive
	Struttura sanitaria minore	Ospedale	Piccolo albergo	Grande albergo	Piscina
Costo investimento specifico cogeneratore	3.919 €/kW	1.093 €/kW	3.518 €/kW	1.649 €/kW	1.030 €/kW
Costi manutenzione variabili	1,48 €/h	4,07 €/h	1,52 €/h	2,41 €/h	4,46 €/h
Vita utile cogeneratore (ore esercizio)	20.000 h	40.000 h	40.000 h	40.000 h	40.000 h
Vita utile cogeneratore (anni solari)	6,2 anni	7,8 anni	12,9 anni	12,5 anni	11,4 anni
Prezzo gas prelevato per usi termici	74,60 €/MWh	40,75 €/MWh	49,40 €/MWh	49,40 €/MWh	49,40 €/MWh
Prezzo gas CHP	73,86 €/MWh	39,81 €/MWh	48,67 €/MWh	48,47 €/MWh	35,94 €/MWh
Prezzo elettricità prelevata	236,95 €/MWh	175,45 €/MWh	197,40 €/MWh	172,75 €/MWh	172,75 €/MWh
Prezzo elettricità all'ingrosso	52,08 €/MWh	52,08 €/MWh	52,08 €/MWh	52,08 €/MWh	52,08 €/MWh
Prezzo elettricità SSP	158,00 €/MWh	158,00 €/MWh	158,00 €/MWh	158,00 €/MWh	158,00 €/MWh
Accisa gas civile applicata ai consumi	19,36 €/MWh	19,52 €/MWh	19,46 €/MWh	19,51 €/MWh	19,51 €/MWh
Accisa gas autoproduzione elettrica	0,02 €/MWh	0,02 €/MWh	0,02 €/MWh	0,02 €/MWh	0,02 €/MWh
Franchigia accise gas per produzione elettrica	0,22 Smc/kWh	0,22 Smc/kWh	0,22 Smc/kWh	0,22 Smc/kWh	0,22 Smc/kWh
Accisa gas applicata al cogeneratore	0,57 €/MWh	0,37 €/MWh	0,58 €/MWh	0,38 €/MWh	6,05 €/MWh
Accisa elettricità consumata	12,50 €/MWh	10,05 €/MWh	12,50 €/MWh	12,50 €/MWh	12,50 €/MWh
Oneri fissi applicati per gli autoconsumi (SEU)	0 €/anno	2.299 €/anno	36 €/anno	910 €/anno	2.627 €/anno
Oneri variabili applicati per gli autoconsumi (SEU)	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh	0,00 €/MWh
Oneri totali per unità di energia autoconsumata	0,00 €/MWh	1,81 €/MWh	2,35 €/MWh	3,47 €/MWh	6,08 €/MWh
Prezzo TEE (II-CAR)	116,00 €/CB	116,00 €/CB	116,00 €/CB	116,00 €/CB	116,00 €/CB
WACC	5%	5%	5%	5%	5%

Valorizzando opportunamente i flussi energetici dello scenario riqualificato con l'installazione di un cogeneratore e quelli dello scenario ex-ante è possibile pervenire ai flussi di cassa che permettono il calcolo degli indicatori economici e finanziari della redditività dell'investimento.

<sup>62</sup> Tali considerazioni sono in linea anche con quanto riportato da JRC "Best practices and informal guidance on how to implement the Comprehensive Assessment at Member State level" 2015

**Tabella 68 - Costi e ricavi ottenuti nella simulazione economica del settore terziario**

	Sanità		Alberghiero		Strutture sportive
	Struttura sanitaria minore	Ospedale	Piccolo albergo	Grande albergo	Piscina
Costo investimento CHP	61.995 €	306.757 €	70.967 €	183.261 €	330.368 €
Costo annuo O&M CHP	5.350 €/anno	23.589 €/anno	5.331 €/anno	8.719 €/anno	17.621 €/anno
Costo combustibile CHP	12.441 €/anno	149.708 €/anno	10.275 €/anno	45.629 €/anno	110.486 €/anno
Costo combustibile Caldaia integrazione	8.397 €/anno	64.394 €/anno	19.480 €/anno	81.887 €/anno	26.001 €/anno
Costo elettricità prelevata	68.535 €/anno	602.132 €/anno	41.788 €/anno	84.250 €/anno	94.862 €/anno
Costo accise elettricità autoconsumata	572 €/anno	12.778 €/anno	191 €/anno	3.279 €/anno	5.398 €/anno
Costo oneri elettricità autoconsumata	0 €/anno	2.299 €/anno	36 €/anno	910 €/anno	2.627 €/anno
Ricavi elettricità immessa	0 €/anno	1.536 €/anno	0 €/anno	0 €/anno	30.256 €/anno
Ricavi elettricità scambiata	1 €/anno	0 €/anno	6.537 €/anno	9.325 €/anno	0 €/anno
Cerificati Bianchi riconosciuti	8	128	8	38	114
Ricavi Certificati Bianchi	928 €/anno	14.848 €/anno	928 €/anno	4.408 €/anno	13.224 €/anno
Costo combustibile caldaia ex ante	17.493 €/anno	134.154 €/anno	26.621 €/anno	106.347 €/anno	107.472 €/anno
Costo elettricità prelevata ex ante	79.378 €/anno	825.178 €/anno	44.810 €/anno	129.563 €/anno	169.468 €/anno

**Tabella 69 - Risultati dell'analisi economica delle iniziative di cogenerazione ipotizzate nel settore terziario**

	Sanità		Alberghiero		Strutture sportive
	Struttura sanitaria minore	Ospedale	Piccolo albergo	Grande albergo	Piscina
VAN	-49.278 €	392.325 €	-55.062 €	38.038 €	196.463 €
IRR	-	34%	-	9%	15%
Tempo di ritorno (attualizzato)	-	2,8	-	9,4	6,2
Indice di profittabilità (VAN/I)	-	1,3	-	0,2	0,6
Quota di fattibilità	0%	100%	0%	35%	100%

L'analisi economica dei flussi di cassa generati nella vita utile dall'investimento nel microgeneratore evidenzia una mancata convenienza all'investimento nelle piccole strutture sanitarie e nei piccoli alberghi. In questi casi il Valore Attuale Netto (VAN) risulta addirittura negativo, rendendo pressoché nulla la probabilità di investimento economico in queste iniziative (quota di fattibilità) e il relativo potenziale economico calcolato come prodotto tra la quota di

fattibilità e il potenziale tecnico. Di estremo interesse sembrano invece i ritorni economici sulle realizzazione di impianti CAR nelle grandi strutture sanitarie (quali ospedali, cliniche, case di cura etc.), nelle strutture polisportive (dotate di piscine) dove gli elevati VAN e IRR lasciano presupporre che da un punto di vista economico ci siano tutte le condizioni per poter investire sulle soluzioni CAR. Per i grandi alberghi i risultati della simulazione economica sono meno netti: il VAN positivo e un IRR del 9% portano a ritenere che l'economicità dell'investimento sia al limite e variazioni di condizioni al contorno tra diverse strutture del settore (quali condizioni di accesso ai finanziamenti, fabbisogni energetici differenti, etc.) possano variare le condizioni di economicità di caso in caso. Con i criteri esposti nella parte metodologica ad inizio capitolo, si è valutata, sulla base degli indicatori economici riportati, una quota di fattibilità del 35%.

**Tabella 70 - Potenziali tecnico ed economico del settore terziario sulla base della domanda al 2013**

	Sanità		Alberghiero		Strutture sportive	Totale Terziario in ambito potenziale CAR
	Struttura sanitaria minore	Ospedale	Piccolo albergo	Grande albergo	Piscina	
Fabbisogno Calore sottosettore (2013)	7.336 GWh	6.160 GWh	2.980 GWh	3.662 GWh	3.624 GWh	23.762 GWh
Fabbisogno Elettrico sottosettore (2013)	3.530 GWh	2.964 GWh	5.057 GWh	6.216 GWh	842 GWh	18.609 GWh
Calore da CAR nel sottosettore (2013)	1,1 GWh	409,6 GWh	1,6 GWh	6,5 GWh	64,3 GWh	483,1 GWh
Elettricità da CAR nel sottosettore (2013)	0,4 GWh	391,0 GWh	0,8 GWh	7,4 GWh	45,6 GWh	445,2 GWh
Potenza termica CAR nel sottosettore (2013)	0,4 MWt	96,1 MWt	0,8 MWt	3,0 MWt	22,4 MWt	122,7 MWt
Potenza elettrica CAR nel sottosettore (2013)	0,2 MWe	91,7 MWe	0,4 MWe	3,4 MWe	15,9 MWe	111,6 MWe
Quota fabbisogno termico da CAR (2013)	0,014%	6,650%	0,055%	0,179%	1,774%	8,672%
Quota fabbisogno elettrico da CAR (2013)	0,012%	13,191%	0,017%	0,119%	5,418%	18,756%
Potenziale tecnico calore CAR	3.815 GWh	3.203 GWh	799 GWh	842 GWh	2.748 GWh	11.407 GWh
Potenziale tecnico elettricità CAR	1.591 GWh	2.484 GWh	347 GWh	586 GWh	1.816 GWh	6.825 GWh
Potenziale tecnico capacità termica CAR	1.319 MWt	753 MWt	285 MWt	302 MWt	898 MWt	3.557 MWt
Potenziale tecnico capacità elettrica CAR	550 MWe	584 MWe	124 MWe	210 MWe	594 MWe	2.061 MWe
Potenziale economico calore CAR	0 GWh	3.203 GWh	0 GWh	296 GWh	2.748 GWh	6.247 GWh
Potenziale economico elettricità CAR	0 GWh	2.484 GWh	0 GWh	206 GWh	1.816 GWh	4.506 GWh
Potenziale economico capacità termica CAR	0 MWt	753 MWt	0 MWt	106 MWt	898 MWt	1.757 MWt
Potenziale economico capacità elettrica CAR	0 MWe	584 MWe	0 MWe	74 MWe	594 MWe	1.251 MWe
Potenziale economico incrementale calore CAR	0 GWh	2.794 GWh	0 GWh	289 GWh	2.683 GWh	5.766 GWh
Potenziale economico incrementale elettricità CAR	0 GWh	2.093 GWh	0 GWh	199 GWh	1.770 GWh	4.062 GWh
Potenziale economico incrementale capacità termica CAR	0 MWt	656 MWt	0 MWt	103 MWt	876 MWt	1.635 MWt
Potenziale economico incrementale capacità elettrica CAR	0 MWe	492 MWe	0 MWe	70 MWe	578 MWe	1.140 MWe

È importante rammentare che i risultati ottenuti, per quanto abbastanza netti, non hanno la pretesa di essere del tutto esaustivi di qualsiasi iniziativa CAR nel settore terziario essendo lo studio, per quanto dettagliato, sviluppato su utenze tipo medie. I risultati ottenuti sul potenziale economico evidenziano una potenziale interessante crescita della CAR nel settore terziario.

Considerando la differenza tra il potenziale economico valutato della CAR e quanto già presente in esercizio al 2013 nei settori analizzati, si può stimare un potenziale incrementale di energia termica ed elettrica da CAR pari, rispettivamente, a 5,8 TWh<sub>t</sub> e a 4,1 TWh<sub>e</sub> e, in termini di capacità elettrica, a circa 1,1 GWe.

### **5.3.4 Analisi dei benefici legati allo sviluppo del potenziale nel settore terziario**

La valutazione del potenziale tecnico ed economico è stata integrata da una valutazione dei benefici ambientali quali i risparmi di energia primaria e i risparmi sulle emissioni di gas serra connessi allo sviluppo del potenziale incrementale tecnico ed economico della CAR.

I risparmi di energia primaria sono stati calcolati in conformità al D.M. 4 Agosto 2011 e i risparmi di emissioni di gas serra secondo la metodologia GSE adottata per il monitoraggio delle emissioni evitate di gas serra connesse allo sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, come dettagliato maggiormente nella parte metodologica riportata ad inizio del capitolo.

I risparmi complessivi stimabili sul potenziale tecnico ed economico incrementale per il settore terziario ammontano, rispettivamente, a 431 ktep e 219 ktep, che comporterebbero una riduzione pari a circa il 2% e il 1% dei consumi di energia primaria del settore.

I risparmi di CO<sub>2</sub> relativi alle iniziative proposte comporterebbero un abbattimento delle emissioni rispetto alle condizioni ex ante di quasi il 30%. Complessivamente il potenziale tecnico ed economico consentirebbero di abbattere le emissioni del settore terziario rispettivamente di circa 1,5 e 0,9 MtCO<sub>2</sub> pari a circa il 5% e il 3% delle emissioni di gas serra dell'intero settore terziario utilizzando come anno di riferimento il 2013 (fonte NIR 2013 ISPRA).

**Tabella 71 - Risparmi di energia primaria connessi alle singole iniziative CAR e al potenziale tecnico ed economico incrementale nel settore terziario**

	Sanità		Alberghiero		Strutture sportive	Totale Terziario in ambito potenziale CAR
	Struttura sanitaria minore	Ospedale	Piccolo albergo	Grande albergo	Piscina	
Rendimento riferimento elettrico	45,5%	48,9%	48,0%	49,1%	49,5%	
Rendimento riferimento termico	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	
Risparmi energia primaria dell'utenza	4,7 tep	60,2 tep	4,5 tep	18,8 tep	56,0 tep	
PES	24,3%	16,2%	19,6%	12,4%	17,4%	
PES soglia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Risparmi PES Potenziale tecnico incrementale	161,8 ktep	105,5 ktep	27,3 ktep	35,3 ktep	101,0 ktep	430,9 ktep
Risparmi PES Potenziale economico incrementale	0,0 ktep	105,5 ktep	0,0 ktep	12,3 ktep	101,0 ktep	218,8 ktep

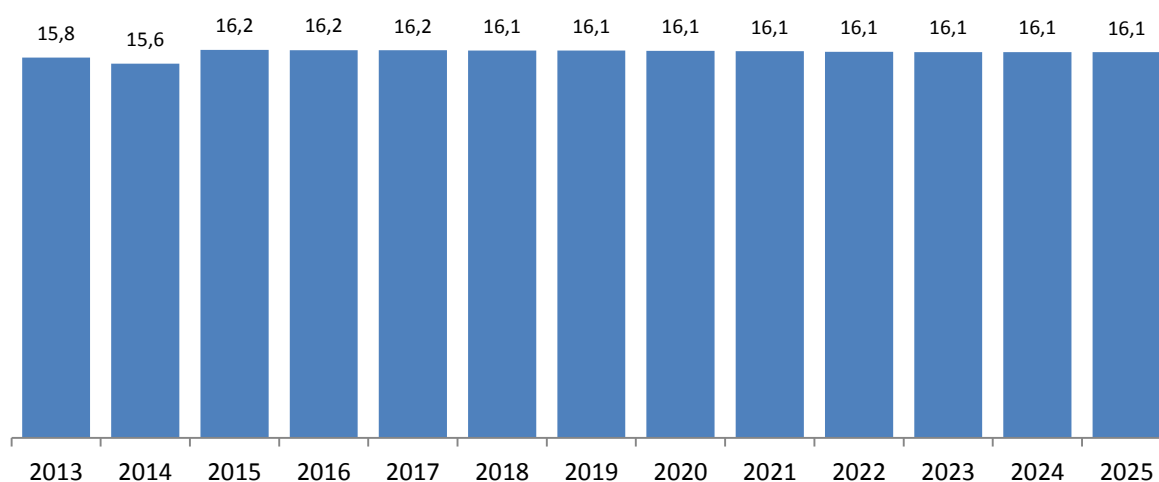
**Tabella 72 - Risparmi di CO<sub>2</sub> connessi alle singole iniziative CAR e al potenziale tecnico ed economico incrementale nel settore terziario**

	Sanità		Alberghiero		Strutture sportive	Totale Terziario in ambito potenziale CAR
	Struttura sanitaria minore	Ospedale	Piccolo albergo	Grande albergo	Piscina	
Emissioni prodotte da CAR	34,6 tCO <sub>2</sub>	708,7 tCO <sub>2</sub>	43,2 tCO <sub>2</sub>	186,4 tCO <sub>2</sub>	611,3 tCO <sub>2</sub>	
Emissioni prodotte da tecnologie sostitutive	48,3 tCO <sub>2</sub>	959,3 tCO <sub>2</sub>	58,4 tCO <sub>2</sub>	259,4 tCO <sub>2</sub>	837,6 tCO <sub>2</sub>	
Risparmi di CO <sub>2</sub> dell'utenza	13,8 tCO <sub>2</sub>	250,6 tCO <sub>2</sub>	15,2 tCO <sub>2</sub>	73,0 tCO <sub>2</sub>	226,3 tCO <sub>2</sub>	
Riduzione % delle emissioni	-28,5%	-26,1%	-26,1%	-28,1%	-27,0%	
Risparmi CO <sub>2</sub> Potenziale tecnico incrementale	477,9 ktCO <sub>2</sub>	439,4 ktCO <sub>2</sub>	93,4 ktCO <sub>2</sub>	137,0 ktCO <sub>2</sub>	408,4 ktCO <sub>2</sub>	1.551,6 ktCO <sub>2</sub>
Risparmi CO <sub>2</sub> Potenziale economico incrementale	0,0 ktCO <sub>2</sub>	439,4 ktCO <sub>2</sub>	0,0 ktCO <sub>2</sub>	47,5 ktCO <sub>2</sub>	408,4 ktCO <sub>2</sub>	892,2 ktCO <sub>2</sub>

### 5.3.5 Scenari di evoluzione della domanda del settore terziario e impatti sull'analisi del potenziale

Secondo quanto previsto dagli scenari ENEA simulati attraverso il modello Times, i consumi finali del settore terziario sono previsti in crescita di circa l'1% nei prossimi 10 anni.

Figura 59 – Scenario di evoluzione dei consumi finali nel settore terziario (fonte: ENEA 2015)



La crescita contenuta dei consumi attesa nel settore ha un impatto trascurabile sui risultati del potenziale tecnico ed economico valutati sulla domanda del settore al 2013. I potenziali al 2023, dunque, a parità di tutti gli altri fattori (quadro normativo e regolatorio, costi, etc.) varierebbero poco rispetto al 2013.

Tabella 73 - Potenziali tecnico ed economico del settore terziario sulla base della domanda al 2023

	Sanità		Alberghiero		Strutture sportive	Totale Terziario in ambito potenziale CAR
	Struttura sanitaria minore	Ospedale	Piccolo albergo	Grande albergo	Piscina	
Potenziale tecnico calore CAR	3.871 GWh	3.251 GWh	811 GWh	855 GWh	2.788 GWh	11.576 GWh
Potenziale tecnico elettricità CAR	1.614 GWh	2.521 GWh	352 GWh	595 GWh	1.843 GWh	6.925 GWh
Potenziale tecnico capacità termica CAR	1.338 MWt	764 MWt	290 MWt	306 MWt	912 MWt	3.609 MWt
Potenziale tecnico capacità elettrica CAR	558 MWe	592 MWe	126 MWe	213 MWe	602 MWe	2.092 MWe
Potenziale economico calore CAR	0 GWh	3.251 GWh	0 GWh	300 GWh	2.788 GWh	6.339 GWh
Potenziale economico elettricità CAR	0 GWh	2.521 GWh	0 GWh	209 GWh	1.843 GWh	4.573 GWh
Potenziale economico capacità termica CAR	0 MWt	764 MWt	0 MWt	108 MWt	912 MWt	1.783 MWt
Potenziale economico capacità elettrica CAR	0 MWe	592 MWe	0 MWe	75 MWe	602 MWe	1.270 MWe

## 5.4 Potenziale CAR nel settore industriale

L'analisi del potenziale di sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento nel settore industriale condotta è partita da una ricognizione dei diversi comparti industriali e dei loro fabbisogni elettrici e termici.

Si è focalizzata l'attenzione sui sottosettori industriali che presentano caratteristiche della domanda termica ed elettrica maggiormente idonee ad essere soddisfatte mediante cogenerazione ad alto rendimento e su questi sono stati stimati i consumi specifici relativi alle aziende tipo.

E' stata quindi elaborata una metodologia per ottimizzare la selezione della tecnologia CAR e il suo dimensionamento sulla base delle caratteristiche termiche ed elettriche del processo produttivo dell'azienda tipo del settore.

Il dimensionamento descritto ha consentito di stimare il massimo fabbisogno termico ed elettrico soddisfacibile da CAR nel settore industriale, definito come potenziale tecnico CAR.

Infine è stata condotta un'analisi di fattibilità economica al fine di stimare la quota parte del potenziale tecnico da CAR sostenibile da un punto di vista economico in ciascun settore industriale considerato e quindi nel comparto industriale nel suo complesso.

### 5.4.1 Caratterizzazione della domanda di calore per il settore industriale

I fabbisogni del settore industriale e delle industrie energetiche<sup>63</sup> in Italia nell'anno 2013 risultano pari a 31,6 Mtep, di cui 20,9 Mtep impiegati per usi termici di processo<sup>64</sup>, mentre 10,7 Mtep per soddisfare usi elettrici obbligati tra cui una quota marginale di calore che per esigenze di processo è alimentata tramite elettricità.

I fabbisogni termici sono soddisfatti perlopiù tramite consumi diretti di combustibili fossili e per la restante parte, circa il 19%, da calore derivato (che include anche il calore autoprodotta in cogenerazione), mentre i fabbisogni elettrici sono prevalentemente soddisfatti tramite prelievi dalla rete nazionale e per circa un 15% da elettricità autoprodotta.

Ai fini della valutazione del potenziale tecnico CAR è stato necessario condurre un'approfondita caratterizzazione della domanda termica ed elettrica dei diversi comparti ad un livello di dettaglio maggiore di quello desumibile dai settori industriali riportati sui bilanci energetici nazionali e pubblicati da Eurostat. A tal fine sono stati disaggregati i consumi dei settori industriali riportati sui bilanci Eurostat 2013, utilizzando dati statistici Istat sui singoli comparti industriali relativi alla spesa energetica delle imprese e al numero delle aziende per sottosettore ATECO e per classe di addetti.

---

<sup>63</sup> Nell'analisi sono stati considerati come parte integrante del settore industriale i consumi a fini energetici delle industrie del settore della trasformazione. Nei consumi del settore della trasformazione non sono stati inclusi i consumi degli impianti centralizzati di produzione del calore e dell'elettricità e i relativi consumi di pompaggi e ausiliari, ma solo i consumi a fini energetici delle industrie energetiche (quali raffinerie, cokerie etc.) al netto dei consumi delle materie prime. I fabbisogni sono stati calcolati dai consumi diretti assumendo un rendimento di conversione del 90%.

<sup>64</sup> La quota di fabbisogni termici per usi di riscaldamento degli ambienti e cottura in questo settore è da considerarsi trascurabile.



Sono stati, quindi, stimati i fabbisogni elettrici e termici complessivi di ogni sottosettore ATECO e quelli delle singole aziende tipo che lo compongono per classi di grandezza: micro-imprese (0-10 addetti), PMI (10-50 addetti), medie e grandi imprese (>50 addetti).

## 5.4.2 Potenziale tecnico per il settore industriale

Sulla base della caratterizzazione del fabbisogno delle diverse attività del settore industriale è stata stimata la quota parte di calore che, dal punto di vista strettamente tecnico, si presta maggiormente ad essere alimentata, almeno in parte, da un impianto cogenerativo ad alto rendimento.

A tal fine sono stati selezionati quei settori caratterizzati da aziende con un'elevata richiesta di calore ed energia elettrica o dove sono presenti impianti CAR in esercizio evidenziati dalla ricognizione del DB CAR GSE.

Per ogni settore industriale sono stati effettuati inoltre studi di tipo *bottom-up* dei processi produttivi in cui sono stati individuati i fabbisogni specifici (per unità di prodotto/fatturato) e in cui viene definita la quota parte del fabbisogno di calore cogenerabile sulla base di vincoli tecnici quali la temperatura<sup>65</sup>.

Sulla base di queste analisi sono stati calcolati i fabbisogni elettrici e termici cogenerabili delle utenze tipo dei diversi comparti sui quali è stato effettuato un opportuno dimensionamento tecnico.

La scelta tecnologica è stata orientata agli attuali trend di mercato riscontrati sugli impianti in esercizio, che vedono alcune tecnologie prevalere nettamente sulle altre in base alla taglia di potenza (MCI a gas per taglie inferiori ai 10 MW e TG o CCGT per taglie maggiori).<sup>66</sup>

Il dimensionamento CAR è stato volto a massimizzare il soddisfacimento del fabbisogno di energia termica ed elettrica richieste dal processo. Ovvero si è cercato di:

- minimizzare l'energia elettrica immessa nella rete nazionale e quindi dimensionare l'impianto con una potenza elettrica al massimo pari a quella richiesta dal processo;
- massimizzare il calore reso disponibile dal cogeneratore e, quindi, sfruttare appieno l'H/E massimo del cogeneratore che consenta di ottenere le massime prestazioni in termini di produzione CAR e risparmi di energia di primaria.

Per far questo si è proceduto a calcolare il rapporto tra la potenza media elettrica e termica del processo  $H/E_{utenza-chp}$  soddisfacibile mediante cogenerazione e a confrontarlo con il rapporto  $(H/E)_{cog}$  della specifica tecnologia di cogenerazione. Se risulta:

$$\left(\frac{H}{E}\right)_{utenza-chp} > \left(\frac{H}{E}\right)_{cog}$$

significa che la tecnologia cogenerativa prescelta è in grado di soddisfare la richiesta elettrica del processo, ma non la termica; pertanto si dimensiona il cogeneratore sulla potenza elettrica del processo e si ricorre a caldaie ausiliarie per soddisfare la potenza termica richiesta dal processo.

<sup>65</sup> Gambini M. Vellini. M. "Illustrazione dei principali processi industriali rilevanti ai fini CAR" 2015

<sup>66</sup> Tali scelte tecnologiche sono quelle più economicamente efficienti, come emerge anche dallo studio richiamato nella nota precedente (<sup>65</sup>) in cui le diverse tecnologie CAR sono messe in competizione tra di loro.

Se invece risulta:

$$\left(\frac{H}{E}\right)_{utenza-chp} < \left(\frac{H}{E}\right)_{cog}$$

significa che la tecnologia cogenerativa prescelta è in grado di soddisfare tutta la richiesta termica del processo, ma non quella elettrica; pertanto si dimensiona il cogeneratore sulla potenza termica del processo e si ricorre al prelievo dalla rete nazionale per soddisfare la potenza elettrica richiesta dal processo.

Seguendo tale criterio, è possibile dimensionare il cogeneratore (quantificazione della potenza elettrica, della potenza utile cogenerativa e della potenza termica da combustibile) nonché le eventuali potenze termiche da combustibile associate alla produzione di calore da sistemi ausiliari e la potenza elettrica prelevata dalla rete.

Nonostante gli accorgimenti utilizzati in fase di dimensionamento dell'impianto, la quota di energia prodotta effettivamente in regime CAR e la quota di energia elettrica autoconsumata non sono state considerate pari al 100% dell'energia prodotta dal cogeneratore, ma ricavate dalla media riscontrata sugli impianti in esercizio nei singoli settori che si è ritenuto interiorizzassero una serie di complessità di abbinamento tra carichi termici ed elettrici di utenza e impianto specifici del processo produttivo<sup>67</sup>. Gli impianti tipo sono stati poi caratterizzati mediante indicatori di performance tecniche (rendimenti, rapporti H/E, etc.) derivati dall'analisi approfondita degli impianti CAR in esercizio nei diversi settori industriali desunti dal DB CAR GSE.

I risultati ottenuti in termini di potenziale tecnico sono estremamente eterogenei in funzione dei settori industriali considerati. Alcuni settori industriali particolarmente energivori (quali ad esempio raffinerie, siderurgia, cartiere) sembrano aver già saturato e in alcuni casi addirittura superato i potenziali tecnici di sviluppo. Tale saturazione del potenziale è più marcata sulla parte elettrica che termica. Questa evidenza può essere spiegata sulla base di alcune considerazioni:

- le industrie più energivore hanno già da anni investito negli impianti CHP di autoproduzione con l'intento di minimizzare i costi di approvvigionamento;
- il rapporto H/E dell'impianto è stato in parte sbilanciato sull'elettrico per ragioni tecniche ed economiche, dato il maggior prezzo dell'elettricità e la più facile gestione delle sovrapproduzioni elettriche rispetto alle termiche in virtù del *back-up* della rete, che in anni passati consentiva anche un'elevata remunerazione;
- alcune industrie energivore hanno sviluppato negli anni *business* diversificati che integrano nell'attività produttiva *core* la vendita di energia elettrica all'ingrosso;
- alcune industrie energivore, in parte ridimensionate dalla crisi economica, dispongono di molta capacità che in questi anni è stata sottoutilizzata e che indirettamente copre anche i margini di crescita di altri siti industriali dello stesso settore.

Per questi settori è possibile ipotizzare, al termine della vita utile degli asset, la possibilità di effettuare una parziale riconversione degli impianti con un depotenziamento elettrico a favore di un maggior recupero termico. Gli interventi ipotizzabili in tal senso potrebbero riguardare la trasformazione dei cicli combinati a condensazione in cicli combinati a contropressione o, addirittura, in semplici TG, e dei cicli a vapore a condensazione in cicli a contropressione.

---

<sup>67</sup> Picchi di domanda termica ed elettrica, non contemporaneità dei carichi elettrici e termici del processo, rapporti termici elettrici differenti da quelli dell'impianto, etc.

Altri settori meno energivori dei precedenti mostrano invece ancora dei margini incrementali di sfruttamento del potenziale tecnico quali:

- Chemical and Petrochemical (*Chimico e Petrochimico*): nel particolare in alcuni sottosectori del chimico non di base (quali la produzione di saponi, detersivi etc. e il farmaceutico);
- Food and Tobacco (*Alimentari e Tabacco*) in quasi tutti i settori produttivi alimentari;
- Machinery (*Macchinari*): comprendente la produzione di apparecchiature e strumenti di vario impiego;
- Non-Metallic Minerals (*Minerali non metalliferi*): nella produzione di materiale da costruzione (ceramiche);
- Non-specified (Industry) (*Settori industriali non specificati altrimenti*): prevalentemente nella produzione della gomma e di mobili;
- Textile and Leather (*Tessile e pellami*): nel particolare nel finissaggio, conerie e altre industrie tessili;
- Wood and W. Products (*Legname e prodotti in legno*): produzione di legno e prodotti di legno.

Per il settore industriale è stato ricavato un potenziale tecnico incrementale globale, che ammonta a 41,6 TWht e 31,9 TWe di energia termica ed elettrica producibili da CAR, a cui corrisponderebbe una capacità da installare di circa 16,1 GWt e 12,3 GWe. Tali valori rappresentano la quantità massima teorica di energia termica ed elettrica da cogenerazione tecnicamente realizzabile nei sottosectori che si ritiene si prestino ad essere alimentati mediante un cogeneratore, al netto di qualsiasi considerazione economico-finanziaria che verrà di seguito affrontata.

**Tabella 74 - Potenziale tecnico di sviluppo della CAR e situazione attuale nel settore industriale**

	Calore CAR 2013	Elettricità CAR 2013	Potenza termica CAR 2013	Potenza elettrica CAR 2013	Potenziale tecnico calore CAR	Potenziale tecnico elettricità CAR	Potenziale tecnico capacità termica CAR	Potenziale tecnico capacità elettrica CAR
Chemical and Petrochemical	4.725 GWh	4.573 GWh	2.145 MWt	3.185 MWe	11.809 GWh	9.988 GWh	3.856 MWt	3.272 MWe
Coke Ovens	49 GWh	50 GWh	27 MWt	28 MWe	36 GWh	37 GWh	14 MWt	14 MWe
Refineries	9.311 GWh	6.959 GWh	3.733 MWt	2.807 MWe	10.164 GWh	5.312 GWh	3.953 MWt	2.072 MWe
Food and Tobacco	1.882 GWh	1.496 GWh	471 MWt	407 MWe	3.967 GWh	3.634 GWh	1.383 MWt	1.290 MWe
Iron and Steel	620 GWh	565 GWh	825 MWt	778 MWe	2.277 GWh	1.886 GWh	767 MWt	639 MWe
Machinery	152 GWh	131 GWh	136 MWt	98 MWe	4.482 GWh	3.041 GWh	2.307 MWt	1.566 MWe
Mining and Quarrying	12 GWh	16 GWh	3 MWt	4 MWe	3 GWh	4 GWh	1 MWt	1 MWe
Non-Ferrous Metals	19 GWh	32 GWh	4 MWt	6 MWe	122 GWh	173 GWh	31 MWt	44 MWe
Non-Metallic Minerals	325 GWh	269 GWh	109 MWt	91 MWe	1.080 GWh	1.392 GWh	369 MWt	475 MWe
Non-specified (Industry)	328 GWh	333 GWh	110 MWt	102 MWe	1.137 GWh	1.022 GWh	1.229 MWt	983 MWe
Paper, Pulp and Print	5.188 GWh	3.299 GWh	1.493 MWt	944 MWe	4.127 GWh	3.040 GWh	1.078 MWt	827 MWe
Textile and Leather	217 GWh	180 GWh	75 MWt	75 MWe	1.608 GWh	1.459 GWh	715 MWt	638 MWe
Transport Equipment	308 GWh	301 GWh	196 MWt	209 MWe	299 GWh	377 GWh	182 MWt	230 MWe
Wood and W. Products	103 GWh	124 GWh	35 MWt	40 MWe	469 GWh	531 GWh	229 MWt	259 MWe
<b>Totale</b>	<b>23.239 GWh</b>	<b>18.327 GWh</b>	<b>9.361 MWt</b>	<b>8.773 MWe</b>	<b>41.579 GWh</b>	<b>31.897 GWh</b>	<b>16.113 MWt</b>	<b>12.310 MWe</b>

**Tabella 75 - Potenziale tecnico incrementale di sviluppo della CAR nel settore industriale**

	Potenziale tecnico incrementale calore CAR	Potenziale tecnico incrementale elettricità CAR	Potenziale tecnico incrementale capacità termica CAR	Potenziale tecnico incrementale capacità elettrica CAR
Chemical and Petrochemical	7.084 GWh	5.415 GWh	1.711 MWt	309 MWe
Coke Ovens	-	-	-	-
Refineries	853 GWh	-	219 MWt	-
Food and Tobacco	2.736 GWh	2.482 GWh	912 MWt	882 MWe
Iron and Steel	1.658 GWh	1.321 GWh	-	-
Machinery	4.330 GWh	2.911 GWh	2.172 MWt	1.467 MWe
Mining and Quarrying	-	-	-	-
Non-Ferrous Metals	103 GWh	141 GWh	27 MWt	37 MWe
Non-Metallic Minerals	754 GWh	1.123 GWh	260 MWt	385 MWe
Non-specified (Industry)	809 GWh	689 GWh	1.119 MWt	881 MWe
Paper, Pulp and Print	-	-	-	-
Textile and Leather	1.391 GWh	1.279 GWh	640 MWt	563 MWe
Transport Equipment	-	75 GWh	-	21 MWe
Wood and W. Products	365 GWh	407 GWh	194 MWt	219 MWe
<b>Totale</b>	<b>20.083 GWh</b>	<b>15.843 GWh</b>	<b>7.254 MWt</b>	<b>4.764 MWe</b>

### 5.4.3 Analisi dei costi e del potenziale economico per il settore industriale

Le aziende tipo dei sottosettori industriali simulati nella valutazione del potenziale tecnico sono state oggetto di una approfondita analisi dei costi tecnologici con cui è stata elaborata una simulazione economica volta a verificare quali delle soluzioni cogenerative ad alto rendimento ipotizzate siano economicamente realizzabili.

Le ipotesi e gli strumenti adottati sono del tutto simili a quelli utilizzati per l'analisi economica del settore residenziale e terziario, con adattamenti di alcuni input necessari a rappresentare le peculiarità del settore.

I costi tecnologici dei cogeneratori di tipo MCI sono molto variabili in funzione della taglia degli stessi. I costi specifici di investimento ricavati da indagini di mercato condotte da GSE crescono notevolmente al diminuire della taglia. Per la manutenzione si è applicato un costo tipico dei contratti *full service* che vengono valorizzati in funzione delle ore di esercizio della macchina. Il costo di manutenzione per ora di esercizio offerto dai fornitori cresce pressoché linearmente con la taglia dell'impianto. La vita utile degli impianti MCI è stata desunta dai dati di targa dei fornitori. Per gli impianti di taglia ridotta (micro-CAR <20 kW) la vita utile è stimabile in 20.000 ore di esercizio, per gli impianti di taglia intermedia, tra 20-500 kW, si assumono circa 40.000 ore di esercizio, mentre per gli impianti MCI di taglia medio grande (>500 Kw) la vita utile è stimabile nel range di 60.000-70.000 ore. La vita utile in anni solari dipende quindi sia dalla taglia che dal fattore di utilizzo delle macchine (ore di esercizio) e oscilla nei diversi casi studio dai 6 ai 15 anni. Per gli impianti CCGT (ipotizzati solo nelle grandi aziende delle industrie più energivore, quali: chimica di base, raffinerie, siderurgia, cartiere) sono stati considerati costi di investimento pari a 1.000 €/kWe, costi di manutenzione fissi pari al 4% dei costi di investimento<sup>68</sup> e una vita utile di 75.000 ore, comunque non maggiore di 15 anni. Anche nelle applicazioni del settore industriale le caldaie preesistenti vengono mantenute anche nello scenario riqualificato mediante il cogeneratore, come integrazione e riserva, e non sono stati quindi considerati i loro costi di investimento e manutenzione e la loro vita utile.

Per quanto riguarda le commodities, i prezzi finali al consumo del gas e dell'elettricità prelevata dalle utenze sono stati desunti da Eurostat utilizzando come anno di riferimento il 2014<sup>69</sup>. Le diverse tariffe applicate tra le differenti utenze del settore industriale sono da imputare al variare dei consumi che determinano una diversa incidenza di alcune componenti tariffarie fisse e variabili.

Gli impianti CAR ipotizzati per le aziende PMI spesso ricadono al di sotto dei 200 kWe e quindi si è assunto, laddove tale condizione è verificata, che accedano al meccanismo dello scambio sul posto. L'energia prodotta dal cogeneratore e scambiata con la rete, in questi casi, viene quindi valorizzata ad una tariffa di scambio sul posto desunta da una media delle tariffe SSP riconosciute agli impianti CAR nel 2014 dal GSE. Qualora l'energia immessa ecceda quella prelevata dalla rete, non tutta l'energia immessa è valorizzata con la tariffa SSP, l'eccedenza viene valorizzata ai prezzi del mercato all'ingrosso. I settori industriali per cui si sono ipotizzati impianti con potenza superiore a 200 kW, non accedendo al meccanismo SSP, valorizzano tutta l'energia immessa nella rete ai prezzi di mercato all'ingrosso.

<sup>68</sup> Gambini M. Vellini. M. "Illustrazione dei principali processi industriali rilevanti ai fini CAR" 2015

<sup>69</sup> "Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)", "Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) (nrg\_pc\_202)"  
<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

Il prezzo dell'elettricità all'ingrosso preso a riferimento nelle elaborazioni è il prezzo medio unico nazionale del 2014 del mercato del giorno prima (PUN MGP 2014)<sup>70</sup>.

L'elettricità autoconsumata è soggetta al pagamento delle accise elettriche al pari di quella consumata. I valori delle accise elettriche variano in funzione degli scaglioni di consumo.

Tutti gli impianti ipotizzati nelle utenze tipo del settore industriale essendo CAR e al disotto dei 20 MWe possono richiedere la qualifica SEU, beneficiando così di una parziale esenzione dagli oneri generali di sistema. Tale esenzione è totale per gli impianti qualificati come SEU con potenza al di sotto dei 20 KWe e collegati in bassa tensione. Gli impianti SEU collegati in bassa tensione con potenza maggiore di 20 kw sono, invece, soggetti al pagamento di oneri in misura fissa di 36 €/anno (come previsto per il 2015), quelli collegati in media tensione non energivori sono soggetti al pagamento di una quota annua forfettaria sulla base della potenza dell'impianto in conformità a quanto definito dalla Delibera AEEGSI 609/2014/R/eel e s.m.i.<sup>71</sup>, mentre quelli in alta tensione e quelli in media tensione energivori sono soggetti al pagamento del 5% degli oneri variabili di sistema sulla parte di energia autoprodotta/autoconsumata.

Il prezzo del gas consumato dal CHP è stato ricavato dal prezzo finale del gas descritto precedentemente, al netto dell'agevolazione sulle accise per l'autoproduzione di energia elettrica in conformità a quanto previsto attualmente dall'Agenzia delle Dogane. E', infatti, prevista un'accisa agevolata per i consumi di gas naturale per la produzione elettrica al di sotto della soglia di consumo specifico di 0,22 kWh/Smc. I consumi eccedenti la franchigia e i consumi di gas relativi alla caldaia sono invece soggetti ad accisa per usi industriali.

Il prezzo dei titoli di efficienza energetica o Certificati Bianchi (tipologia II-CAR) è stato desunto dai dati statistici GME sui prezzi medi del mercato centralizzato dei CB nel 2014<sup>72</sup>.

Il costo medio ponderale del capitale (WACC) è stato assunto pari al 5%. Tale valore potrebbe risultare abbastanza basso per il settore industriale, ma si è preferito valutare in prima istanza una redditività degli investimenti non troppo influenzata dalle modalità di accesso al capitale o dalle aspettative degli investitori, date le finalità dell'analisi<sup>73</sup>. Valorizzando opportunamente i flussi energetici dello scenario riqualificato con l'installazione di un cogeneratore e quelli dello scenario ex-ante, è stato possibile pervenire ai flussi di cassa che permettono il calcolo degli indicatori economici e finanziari della redditività dell'investimento.

L'analisi economica dei flussi di cassa generati nella vita utile dall'investimento nell'impianto di cogenerazione ha evidenziato una mancata o limitata convenienza in alcuni dei sottosectori caratterizzati da un interessante potenziale tecnico incrementale quali: meccanica, legno, parte del tessile (filati, tessitura, altre industrie tessili), altre industrie non specificate (gomma, altre apparecchiature, etc).

---

<sup>70</sup> In realtà viene riconosciuto un prezzo zonale ma data la generalità della trattazione in termini geografici e gli spread zonal di prezzo ormai ridotti del mercato elettrico italiano, si è considerato trascurabile tale aspetto.

<sup>71</sup> Dove l'onere sull'autoconsumata definito come maggiorazione A3, è calcolato per il 2015 come segue: Maggiorazione  $A3 = Pnom \times ore \times \alpha \times Aliquota$ . L'aliquota è di 0,273 €/kWh mentre il fattore  $\alpha$  e le ore sono nel caso degli impianti CAR pari rispettivamente a 0,6 e 5000.

<sup>72</sup> <http://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/TEE/StatisticheTEE.aspx>

<sup>73</sup> Tali considerazioni sono in linea anche a quanto riportato da JRC "Best practices and informal guidance on how to implement the Comprehensive Assessment at Member State level" 2015

Per i settori caratterizzati da aziende più energivore (raffinazione, siderurgia, chimica di base, cartiere), nonostante la convenienza delle simulazioni economiche, il potenziale economico sembra mediamente già espresso dagli impianti attualmente in esercizio in questi settori.

Si riscontra, invece, un potenziale economico incrementale concentrato in particolare nel settore alimentare (di circa 2 TWht da quasi tutti i diversi suoi sottosectori), nel settore della fabbricazione dei materiali da costruzione (di circa 0,5 TWht essenzialmente da industrie ceramiche), nei settori chimico e petrolchimico (di circa 5TWht) e nel settore tessile (di circa 0,2 TWht essenzialmente nelle concerie).

**Tabella 76 - Potenziale economico di sviluppo della CAR nel settore industriale**

	Calore CAR 2013	Elettricità CAR 2013	Potenza termica CAR 2013	Potenza elettrica CAR 2013	Potenziale economico calore CAR	Potenziale economico elettricità CAR	Potenziale economico capacità termica CAR	Potenziale economico capacità elettrica CAR
Chemical and Petrochemical	4.725 GWh	4.573 GWh	2.145 MWt	3.185 MWe	9.809 GWh	8.082 GWh	3.140 MWt	2.578 MWe
Coke Ovens	49 GWh	50 GWh	27 MWt	28 MWe	-	-	-	-
Refineries	9.311 GWh	6.959 GWh	3.733 MWt	2.807 MWe	10.097 GWh	5.239 GWh	3.915 MWt	2.032 MWe
Food and Tobacco	1.882 GWh	1.496 GWh	471 MWt	407 MWe	2.916 GWh	2.614 GWh	917 MWt	835 MWe
Iron and Steel	620 GWh	565 GWh	825 MWt	778 MWe	1.793 GWh	1.459 GWh	598 MWt	486 MWe
Machinery	152 GWh	131 GWh	136 MWt	98 MWe	-	-	-	-
Mining and Quarrying	12 GWh	16 GWh	3 MWt	4 MWe	-	-	-	-
Non-Ferrous Metals	19 GWh	32 GWh	4 MWt	6 MWe	53 GWh	75 GWh	12 MWt	17 MWe
Non-Metallic Minerals	325 GWh	269 GWh	109 MWt	91 MWe	890 GWh	1.147 GWh	284 MWt	366 MWe
Non-specified (Industry)	328 GWh	333 GWh	110 MWt	102 MWe	-	-	-	-
Paper, Pulp and Print	5.188 GWh	3.299 GWh	1.493 MWt	944 MWe	4.127 GWh	3.040 GWh	1.078 MWt	827 MWe
Textile and Leather	217 GWh	180 GWh	75 MWt	75 MWe	125 GWh	94 GWh	73 MWt	55 MWe
Transport Equipment	308 GWh	301 GWh	196 MWt	209 MWe	11 GWh	14 GWh	6 MWt	8 MWe
Wood and W. Products	103 GWh	124 GWh	35 MWt	40 MWe	53 GWh	60 GWh	21 MWt	23 MWe
<b>Totale</b>	<b>23.239 GWh</b>	<b>18.327 GWh</b>	<b>9.361 MWt</b>	<b>8.773 MWe</b>	<b>29.873 GW</b>	<b>21.824 GWh</b>	<b>10.044MWt</b>	<b>7.227 MWe</b>



**Tabella 77 - Potenziale economico incrementale di sviluppo della CAR nel settore industriale**

	Potenziale economico incrementale calore CAR	Potenziale economico incrementale elettricità CAR	Potenziale economico incrementale capacità termica CAR	Potenziale economico incrementale capacità elettrica CAR
Chemical and Petrochemical	5.101 GWh	3.528 GWh	1.001 MWt	64 MWe
Coke Ovens	-	-	-	-
Refineries	786 GWh	-	182 MWt	-
Food and Tobacco	2.006 GWh	1.799 GWh	580 MWt	525 MWe
Iron and Steel	-	-	-	-
Machinery	-	-	-	-
Mining and Quarrying	-	-	-	-
Non-Ferrous Metals	34 GWh	43 GWh	8 MWt	11 MWe
Non-Metallic Minerals	565 GWh	878 GWh	176 MWt	276 MWe
Non-specified (Industry)	-	-	-	-
Paper, Pulp and Print	-	-	-	-
Textile and Leather	120 GWh	89 GWh	44 MWt	20 MWe
Transport Equipment	-	-	-	-
Wood and W. Products	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>8.612 GWh</b>	<b>6.338 GWh</b>	<b>1.991 MWt</b>	<b>895 MWe</b>

Nel settore industriale si stima complessivamente un potenziale incrementale di energia termica ed elettrica da CAR dell'ordine rispettivamente di 8,6 TWht e di 6,3 TWhe, e in termini di capacità di circa 0,9 GWe e 2 GWt.

Per i settori in cui il potenziale economico è risultato inferiore a quanto già realizzato (quali raffinerie, siderurgia) si ritiene che le cause già riportate nell'analisi del potenziale tecnico<sup>74</sup>, unite al pressochè raggiunto ammortamento degli impianti<sup>75</sup>, giustifichino attualmente questi apparenti eccessi di capacità e di produzione degli impianti CAR del settore industriale. Tuttavia, qualora perdurino le attuali condizioni di domanda del settore e gli attuali trend di mercato, appare ragionevole ipotizzare che in alcuni di questi settori, a fine vita degli impianti, si possa valutare un parziale ridimensionamento soprattutto della capacità elettrica dei propri impianti a favore di un maggior recupero termico, dato il mutato scenario economico.

<sup>74</sup> Tra i principali: calo dei consumi legato alla crisi, elevata remunerazione del mercato elettrico negli anni precedenti, a cui risalgono gli investimenti, diversificazione del business delle aziende industriali energivore che hanno deciso di operare anche nel settore elettrico etc.

<sup>75</sup> I costi di produzione valutati dal modello utilizzato tengono conto degli ammortamenti, che per gli impianti CAR esistenti sono in buona parte terminati.



## 5.4.4 Analisi dei benefici legati allo sviluppo del potenziale nel settore Industriale

La valutazione del potenziale tecnico ed economico è stata integrata da una valutazione dei benefici ambientali quali i risparmi sulle emissioni di gas serra e i risparmi di energia primaria connessi allo sviluppo del potenziale incrementale tecnico ed economico della CAR.

I risparmi di energia primaria sono stati calcolati in conformità al D.M. 4 Agosto 2011 e i risparmi di emissioni di gas serra secondo la metodologia GSE adottata per il monitoraggio delle emissioni evitate di gas serra connesse allo sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, come dettagliato maggiormente nella parte metodologica riportata ad inizio del capitolo.

I risparmi complessivi stimabili sul potenziale tecnico ed economico incrementale per il settore industriale ammontano rispettivamente a 784 ktep e 365 ktep.

Complessivamente, lo sfruttamento del potenziale incrementale tecnico ed economico consentirebbe di abbattere le emissioni del settore industriale rispettivamente di circa 3,3 e 1,5 MtCO<sub>2</sub>.

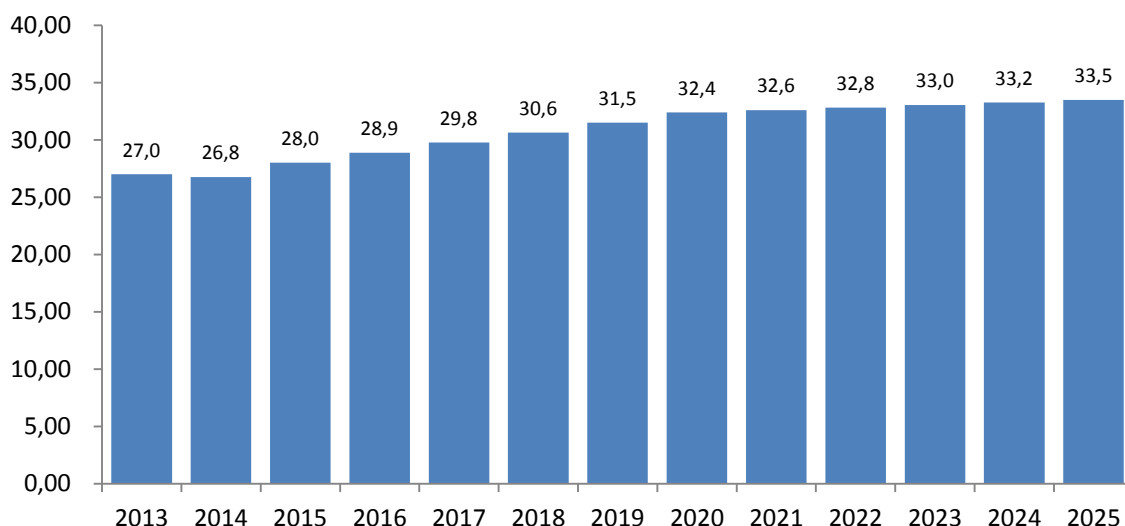
**Tabella 78 - Risparmi di energia primaria connessi al potenziale tecnico ed economico incrementale nel settore industriale**

	Risparmi CO <sub>2</sub> Potenziale tecnico incrementale	Rrisparmi CO <sub>2</sub> Potenziale economico incrementale	Risparmi (PES) Potenziale tecnico incrementale	Risparmi (PES) Potenziale economico incrementale
Chemical and Petrochemical	1.122 ktCO <sub>2</sub>	729 ktCO <sub>2</sub>	249 ktep	161 ktep
Coke Ovens	-	-	-	-
Refineries	195 ktCO <sub>2</sub>	179 ktCO <sub>2</sub>	82 ktep	75 ktep
Food and Tobacco	522 ktCO <sub>2</sub>	377 ktCO <sub>2</sub>	117 ktep	84 ktep
Iron and Steel	-	-	-	-
Machinery	683 ktCO <sub>2</sub>	-	167 ktep	-
Mining and Quarrying	-	-	-	-
Non-Ferrous Metals	29 ktCO <sub>2</sub>	9 ktCO <sub>2</sub>	6 ktep	2 ktep
Non-Metallic Minerals	224 ktCO <sub>2</sub>	174 ktCO <sub>2</sub>	48 ktep	37 ktep
Non-specified (Industry)	153 ktCO <sub>2</sub>	-	36 ktep	-
Paper, Pulp and Print	-	-	-	-
Textile and Leather	265 ktCO <sub>2</sub>	21 ktCO <sub>2</sub>	59 ktep	5 ktep
Transport Equipment	13 ktCO <sub>2</sub>	-	2 ktep	-
Wood and W. Products	80 ktCO <sub>2</sub>	-	17 ktep	-
<b>Totale</b>	<b>3.286 ktCO<sub>2</sub></b>	<b>1.489 ktCO<sub>2</sub></b>	<b>784 ktep</b>	<b>365 ktep</b>

## 5.4.5 Scenari di evoluzione della domanda del settore industriale e impatti sull'analisi del potenziale

Secondo quanto previsto dagli scenari ENEA simulati attraverso il modello Times, i consumi finali del settore industriale sono previsti in ripresa nei prossimi 10 anni.

**Figura 60 – Scenario di di evoluzione dei consumi finali nel settore Industriale (fonte: ENEA 2015)**



La crescita dei consumi attesa nel settore ha un impatto non trascurabile sul potenziale economico come mostrato nella seguente tabella.

**Tabella 79 - Potenziali economici incrementali del settore industriale sulla base della domanda al 2023**

	Potenziale economico incrementale calore CAR	Potenziale economico incrementale elettricità CAR	Potenziale economico incrementale capacità termica CAR	Potenziale economico incrementale capacità elettrica CAR
Chemical and Petrochemical	8.130 GWh	6.024 GWh	1.971 MWt	195 MWe
Coke Ovens	-	-	-	-
Refineries	1.318 GWh	-	388 MWt	-
Food and Tobacco	2.142 GWh	1.921 GWh	620 MWt	564 MWe
Iron and Steel	-	-	-	-
Machinery	-	-	-	-
Mining and Quarrying	-	-	-	-
Non-Ferrous Metals	50 GWh	66 GWh	12 MWt	16 MWe
Non-Metallic Minerals	811 GWh	1.196 GWh	254 MWt	377 MWe
Non-specified (Industry)	-	-	-	-
Paper, Pulp and Print	-	507 GWh	-	92 MWe
Textile and Leather	126 GWh	94 GWh	48 MWt	23 MWe
Transport Equipment	-	-	-	-
Wood and W. Products	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>12.578 GWh</b>	<b>9.808 GWh</b>	<b>3.293 MWt</b>	<b>1.266 MWe</b>

## 5.4.6 Appendice analitica - elaborati di dettaglio settore industriale

Tabella 8o - Fabbisogni del settore industriale 2013 disaggregati per settore ATECO. A titolo esemplificativo si riporta un' estrazione dei dati elaborati per i settori chimico e petrolchimico e alimentare (fonte: elaborazione GSE su dati Eurostat e Istat)

Settore Eurostat	Cod ATECO	Descrizione cod ATECO 3L	Fabbisogno elettrico sottosettore	Fabbisogno termico sottosettore	Fabbisogno elettrico totale PMI (10-50 addetti)	Fabbisogno termico totale PMI (10-50 addetti)	Fabbisogni elettrici utenza tipo PMI	Fabbisogno termico utenza tipo PMI	Fabbisogno elettrico totale MCI (>50 addetti)	Fabbisogno termico totale MCI (>50 addetti)	Fabbisogni elettrici utenza tipo MCI (>50 addetti)	Fabbisogno termico az.tipo MCI (>50 addetti)
			GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno
Chemical and Petrochemical	20.1	FABBRICAZIONE DI PRODOTTI CHIMICI DI BASE, DI FERTILIZZANTI E COMPOSTI AZOTATI, DI MATERIE PLASTICHE E GOMMA SINTETI	11733	24682	326	686	0,98	2,06	11313	23799	84	178
Chemical and Petrochemical	20.2	FABBRICAZIONE DI AGROFARMACI E DI ALTRI PRODOTTI CHIMICI PER L'AGRICOLTURA	9	19	4	9	0,25	0,53	5	10	0	1
Chemical and Petrochemical	20.3	FABBRICAZIONE DI PITTURE, VERNICI E SMALTI, INCHIOSTRI DA STAMPA E ADESIVI SINTETICI	312	657	142	298	0,53	1,11	119	250	2	4
Chemical and Petrochemical	20.4	FABBRICAZIONE DI SAPONI E DETERGENTI, DI PRODOTTI PER LA PULIZIA E LA LUCIDATURA, DI PROFUMI E COSMETICI	563	1184	247	520	0,83	1,75	303	637	3	7
Chemical and Petrochemical	20.5	FABBRICAZIONE DI ALTRI PRODOTTI CHIMICI	1624	3416	568	1194	1,83	3,85	1015	2136	10	20
Chemical and Petrochemical	20.6	FABBRICAZIONE DI FIBRE SINTETICHE E ARTIFICIALI	49	103	8	16	0,54	1,14	39	81	2	4
Chemical and Petrochemical	21.1	FABBRICAZIONE DI PRODOTTI FARMACEUTICI DI BASE	317	667	3	7	0,16	0,33	313	659	6	12
Chemical and Petrochemical	21.2	FABBRICAZIONE DI MEDICINALI E PREPARATI FARMACEUTICI	236	497	5	11	0,06	0,12	231	485	2	4
Food and Tobacco	10.1	LAVORAZIONE E CONSERVAZIONE DI CARNE ...	1240	1801	249	362	0,28	0,41	944	1371	6	8
Food and Tobacco	10.2	LAVORAZIONE E CONSERVAZIONE DI PESCE, CROSTACEI E MOLL...	31	45	12	17	0,12	0,18	15	21	0	1
Food and Tobacco	10.3	LAVORAZIONE E CONSERVAZIONE DI FRUTTA E ORTAGGI	1396	2028	430	625	0,98	1,43	915	1329	9	13
Food and Tobacco	10.4	PRODUZIONE DI OLI E GRASSI VEGETALI E ANIMALI	153	222	47	69	0,44	0,63	56	81	1	2
Food and Tobacco	10.5	INDUSTRIA LATTIERO-CASEARIA	1893	2750	623	905	0,80	1,16	1051	1527	9	13
Food and Tobacco	10.6	LAVORAZIONE DELLE GRANAGLIE, PRODUZIONE DI AMIDI E DI PRODOTTI AMIDACEI	1176	1709	393	571	2,34	3,40	743	1079	14	21
Food and Tobacco	10.7	PRODUZIONE DI PRODOTTI DA FORNO E FARINACEI	2188	3178	635	922	0,24	0,35	432	627	3	4
Food and Tobacco	10.8	PRODUZIONE DI ALTRI PRODOTTI ALIMENTARI	2372	3446	264	383	0,36	0,52	2003	2910	15	22
Food and Tobacco	10.9	PRODUZIONE DI PRODOTTI PER L'ALIMENTAZIONE DEGLI ANIMALI	733	1065	273	396	2,11	3,06	421	611	8	11
Food and Tobacco	11.0	INDUSTRIA DELLE BEVANDE	770	1118	191	277	0,37	0,53	508	737	5	7
Food and Tobacco	12.0	INDUSTRIA DEL TABACCO	1	1	0	0	0,00	0,00	1	1	0	0

**Tabella 81 - Dimensionamento cogeneratori e simulazioni condizioni di esercizio nel settore industriale per le aziende tipo medio grandi (>50 addetti)**

Settore industriale	Chimico e petrolchimico		Cokerie	Oil&Gas	Alimentare										Side rurgico	Meccanica	Mine rario	Altri Metalli	Ceramica e vetro	Altre industrie	Cartario	Tessile			Auto motive	Legno			
	Produzione chimica di base, fertilizzanti e composti azotati	Produzione farmaceutica			Produzione saponi, detergenti e cosmetica	Industria bevande	Industria lattiero-casearia	Lavorazione e conservazione delle carni	Lavorazione e conservazione frutta e ortaggi	Lavorazione granaglie e produzione amidi	Prodotti altri prodotti alimentari (Cacao, zucchero etc.)	Produzione altri prodotti alimentari e tabacco	Produzione mangimi	Produzione prodotti forno e farinacei								Siderurgia e produzione di tubi profilati etc	Fabbricazione di macchine e apparecchiature di vario impiego	Estrazione di minerali da cave e miniere			Fonderie	Fabbricazione di materiali da costruzione (ceramiche e altri materiali minerali)	Fabbricazione di vetro e relativi prodotti
Fabbisogno calore [MWh/anno]	155.065	5.962	6.566	138.868	489.275	7.374	13.052	8.258	12.539	20.756	21.556	1.187	11.012	3.971	170.924	1.951	812	11.511	89.869	92.236	715	1.539	105.254	2.603	2.624	3.610	2.067	2.318	
Fabbisogno energia elettrica [MWh/anno]	73.712	2.834	3.121	14.028	55.935	5.076	8.985	5.684	8.632	14.288	14.839	817	7.580	2.734	82.032	2.227	926	6.160	8.595	19.884	3.963	8.529	70.115	1.867	1.882	2.589	7.486	4.386	
Rapporto calore elettricità utenza []	2,1	2,1	2,1	9,9	8,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,1	0,9	0,9	1,9	4,6	4,6	0,2	0,2	1,5	1,4	1,4	1,4	0,3	0,5	
Tecnologia tipo []	CCGT-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	CCGT-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	CCGT-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	CCGT-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG	MCI-NG
Potenza elettrica impianto CHP [MWe]	18,0	0,6	1,1	4,5	21,7	0,7	0,9	0,7	0,4	2,0	1,9	0,1	1,6	0,2	2,8	0,3	-	0,2	1,3	0,9	0,6	0,2	12,5	0,5	0,2	0,3	0,8	0,6	
Potenza termica impianto CHP [MWt]	22,1	0,6	0,9	4,2	41,8	0,6	1,0	0,9	0,4	2,3	2,1	0,1	1,4	0,2	3,4	0,4	0,0	0,2	1,0	0,7	0,7	0,2	19,5	0,6	0,2	0,3	0,6	0,5	
Rapporto calore elettricità impianto []	1,2	0,9	0,9	0,9	1,9	1,0	1,1	1,3	1,0	1,1	1,1	0,9	0,9	0,9	1,2	1,5	0,8	0,7	0,8	0,8	1,3	1,0	1,6	1,3	1,0	1,1	0,8	0,9	
Rendimento elettrico impianto CHP [%]	36%	39%	40%	38%	34%	38%	37%	36%	38%	35%	37%	40%	39%	41%	36%	34%	41%	44%	42%	42%	37%	38%	33%	35%	38%	37%	42%	40%	
Rendimento termico impianto CHP [%]	44%	36%	35%	37%	46%	37%	41%	44%	37%	40%	40%	37%	36%	35%	44%	46%	34%	31%	33%	33%	48%	38%	49%	47%	37%	37%	33%	35%	
Quota di elettricità prodotta CAR [%]	50%	75%	56%	49%	57%	66%	86%	90%	88%	82%	79%	75%	68%	72%	50%	83%	57%	67%	64%	64%	100%	83%	81%	100%	63%	83%	58%	47%	
Quota di elettricità autoprodotta [%]	53%	91%	92%	98%	53%	82%	90%	89%	92%	100%	79%	81%	88%	82%	53%	70%	99%	94%	85%	85%	100%	87%	75%	100%	67%	77%	87%	98%	
Ore equivalenti in regime CAR [heq]	3.083	4.544	2.969	3.134	2.579	2.969	3.038	3.836	3.513	2.246	4.082	2.513	1.963	3.259	3.000	2.293	3.762	4.482	3.210	3.210	527	4.027	4.150	1.712	2.909	2.963	1.693	2.553	
Rendimento termico caldaie [%]	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Calore prodotto da cogeneratore [MWh]	68.229	2.664	2.754	13.320	107.794	1.843	3.002	3.303	1.254	5.189	8.622	298	2.795	596	10.255	976	122	691	3.190	2.306	393	677	81.045	1.067	630	1.011	1.034	1.275	
Quota fabbisogno Calore cogenerato [%]	44%	45%	60%	15%	36%	25%	23%	40%	10%	25%	40%	25%	25%	15%	6%	50%	15%	6%	8%	3%	55%	44%	77%	41%	24%	28%	50%	55%	
Calore prodotto da caldaia di integrazione [MWh]	86.837	3.298	3.812	125.548	381.481	5.530	10.050	4.955	11.285	15.567	12.934	890	8.216	3.375	160.668	976	690	10.820	36.679	89.930	322	862	24.208	1.536	1.994	2.599	1.034	1.043	
Elettricità prodotta CAR da cogeneratore [MWh]	55.531	2.834	3.121	14.028	55.935	1.935	2.702	2.539	1.303	4.589	7.626	319	3.066	687	8.347	662	144	980	4.112	2.973	300	666	51.915	801	648	938	1.304	1.444	
Elettricità prodotta tot da cogeneratore [MWh]	111.061	3.768	5.564	28.685	97.913	2.911	3.159	2.808	1.478	5.623	9.674	427	4.516	952	16.694	795	252	1.455	6.458	4.669	300	806	63.724	801	1.030	1.124	2.251	3.049	
Elettricità immessa [MWh]	51.929	329	441	466	45.781	532	321	315	124	-	2.066	79	528	167	7.805	239	3	94	948	685	0	106	15.637	-	343	256	295	69	
Elettricità autoconsumata [MWh]	59.132	3.438	5.124	28.219	52.132	2.379	2.839	2.493	1.354	5.623	7.608	348	3.988	785	8.888	556	249	1.360	5.510	3.983	300	700	48.087	801	687	867	1.956	2.979	
Elettricità prelevata da rete [MWh]	14.580	-	-	-	3.804	2.697	6.146	3.192	7.278	8.666	7.231	470	3.592	1.949	73.143	1.671	677	4.800	3.085	15.901	3.663	7.828	22.027	1.066	1.195	1.722	5.530	1.407	
Elettricità scambiata con la rete [MWh]	14.580	-	-	-	3.804	532	321	315	124	-	2.066	79	528	167	7.805	239	3	94	948	685	0	106	15.637	-	343	256	295	69	
Consumi cogeneratore CAR [MWh]	153.727	7.265	7.833	36.466	162.466	5.029	7.330	7.103	3.389	13.039	20.788	801	7.787	1.675	23.107	1.973	353	2.209	9.710	7.020	803	1.750	158.401	2.271	1.696	2.503	3.115	3.608	
Consumi cogeneratore totali [MWh]	278.157	9.678	13.965	74.565	257.371	7.566	8.547	7.813	3.825	15.975	26.231	1.067	11.471	2.332	41.810	2.319	618	3.280	15.250	11.025	803	2.117	190.103	2.271	2.696	3.009	5.374	7.617	
Consumi caldaia integrazione [MWh]	96.485	3.665	4.235	139.497	423.868	6.145	11.167	5.505	12.539	17.297	14.371	989	9.129	3.750	178.520	1.084	767	12.022	40.755	99.922	358	958	26.898	1.706	2.216	2.888	1.149	1.159	
Elettricità prelevata ex-ante [MWh]	73.712	2.834	3.121	14.028	55.935	5.076	8.985	5.684	8.632	14.288	14.839	817	7.580	2.734	82.032	2.227	926	6.160	8.595	19.884	3.963	8.529	70.115	1.867	1.882	2.589	7.486	4.386	
Consumi caldaia ex-ante [MWh]	172.295	6.624	7.296	154.298	543.639	8.193	14.502	9.175	13.932	23.062	23.951	1.319	12.235	4.412	189.915	2.168	902	12.790	44.299	102.484	795	1.710	116.949	2.892	2.915	4.011	2.297	2.576	

**Tabella 82 - Dimensionamento cogeneratori e simulazioni condizioni di esercizio nel settore industriale per le aziende tipo PMI (10-50 addetti)**

Settore industriale	Chimico e petrolchimico			Cokerie	Oil&Gas	Alimentare										Side rurgico	Meccanica	Mine rario	Altri Metalli	Ceramica e vetro	Altre industrie			Cartario	Tessile			Auto motive	Legno
	Produzione chimica di base, fertilizzanti e composti azotati	Produzione farmaceutica	Produzione saponi, detergenti e cosmetica			Industria bevande	Industria lattiero-casearia	Lavorazione e conservazione delle carni	Lavorazione e conservazione frutta e ortaggi	Lavorazione graniglie e produzione amidi	Produzione altri prodotti alimentari (Cacao, zucchero etc.)	Produzione altri prodotti alimentari e tabacco	Produzione mangimi	Produzione prodotti forno e farinacei	Siderurgia e produzione di tubi profilati ecc						Fabbricazione di macchine e apparecchiature di vario impiego	Estrazione di minerali da cave e miniere	Fonderie		Fabbricazione di materiali da costruzione (ceramiche e altri materiali minerali)	Fabbricazione di vetro e relativi prodotti	Fabbricazione di altri prodotti (mobili, apparecchiature mediche)		
Fabbisogno calore [MWh/anno]	2.022	158	1.745	138.868	4.423	535	1.160	409	1.426	3.399	524	422	3.059	347	1.443	210	283	1.914	5.631	3.025	137	173	17.778	204	738	282	99	244	
Fabbisogno energia elettrica [MWh/anno]	961	75	830	14.028	506	368	799	281	982	2.340	360	291	2.106	239	693	240	324	1.024	1.214	652	760	956	11.843	146	530	202	359	461	
Rapporto calore elettricità utenza []	2,1	2,1	2,1	9,9	8,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,1	0,9	0,9	1,9	4,6	4,6	0,2	0,2	1,5	1,4	1,4	1,4	0,3	0,5	
Tecnologia tipo []	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG	MCI - NG
Potenza elettrica impianto CHP [MWe]	0,4	-	0,4	6,4	0,3	0,1	0,1	-	0,1	0,5	0,1	0,1	0,6	-	0,1	-	-	0,1	0,3	-	0,2	-	4,1	0,1	0,1	-	0,1	0,1	
Potenza termica impianto CHP [MWt]	0,4	0,0	0,4	6,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,1	0,1	0,6	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	3,6	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	
Rapporto calore elettricità impianto []	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1	1,3	1,0	1,1	1,1	0,9	0,9	0,9	0,7	1,5	0,8	0,7	0,8	0,8	1,3	1,0	0,9	1,3	1,0	1,1	0,8	0,9	
Rendimento elettrico impianto CHP [%]	40%	39%	40%	38%	41%	38%	37%	36%	38%	35%	37%	40%	39%	41%	44%	34%	41%	44%	42%	42%	37%	38%	40%	35%	38%	37%	42%	40%	
Rendimento termico impianto CHP [%]	36%	36%	35%	37%	37%	37%	41%	44%	37%	40%	40%	37%	36%	35%	31%	46%	34%	31%	33%	33%	48%	38%	35%	47%	37%	37%	33%	35%	
Quota di elettricità prodotta CAR [%]	69%	75%	56%	49%	82%	66%	86%	90%	88%	82%	79%	75%	68%	72%	67%	83%	57%	67%	64%	64%	100%	83%	78%	100%	63%	83%	58%	47%	
Quota di elettricità autoprodotta [%]	95%	91%	92%	98%	97%	82%	90%	89%	92%	100%	79%	81%	88%	82%	94%	70%	99%	94%	85%	85%	100%	87%	88%	100%	67%	77%	87%	98%	
Ore equivalenti in regime CAR [heq]	2.158	3.181	2.078	2.194	1.805	2.078	2.126	2.685	2.459	1.573	2.858	1.759	1.374	2.281	2.100	1.605	2.633	3.137	2.247	2.247	369	2.819	2.905	1.198	2.036	2.074	1.185	1.787	
Rendimento termico caldaie [%]	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
Calore prodotto da cogeneratore [MWh]	857	71	732	13.320	468	134	267	163	143	850	209	106	777	52	87	105	43	115	451	76	75	76	10.446	84	177	79	50	134	
Quota fabbisogno Calore cogenerato [%]	44%	45%	60%	15%	36%	25%	23%	40%	10%	25%	40%	25%	25%	15%	6%	50%	15%	6%	8%	3%	55%	44%	77%	41%	24%	28%	50%	55%	
Calore prodotto da caldaia di integrazione [MWh]	1.166	88	1.013	125.548	3.955	401	893	245	1.284	2.549	314	316	2.283	295	1.357	105	241	1.799	5.181	2.950	62	97	7.332	120	561	203	50	110	
Elettricità prodotta CAR da cogeneratore [MWh]	961	75	830	14.028	506	140	240	126	148	752	185	113	852	60	123	71	50	163	581	97	58	75	11.843	63	182	73	63	152	
Elettricità prodotta tot da cogeneratore [MWh]	1.387	100	1.479	28.685	620	211	281	139	168	921	235	152	1.255	83	182	86	88	242	912	153	58	90	15.122	63	290	88	108	321	
Elettricità immessa [MWh]	64	9	117	466	21	39	29	16	14	-	50	28	147	15	12	26	1	16	134	22	0	12	1.842	-	97	20	14	7	
Elettricità autoconsumata [MWh]	1.323	91	1.362	28.219	600	173	252	123	154	921	185	124	1.108	68	171	60	87	226	778	131	58	78	13.280	63	193	68	94	313	
Elettricità prelevata da rete [MWh]	-	-	-	-	-	196	546	158	828	1.419	176	167	998	170	522	180	237	798	436	522	703	878	-	84	336	134	265	148	
Elettricità scambiata con la rete [MWh]	-	-	-	-	-	39	29	16	14	-	50	28	147	15	12	26	1	16	134	22	0	12	-	-	97	20	14	7	
Consumi cogeneratore CAR [MWh]	2.390	193	2.082	36.466	1.248	365	651	352	385	2.135	505	285	2.163	146	277	213	123	367	1.371	230	154	196	29.318	178	477	196	149	379	
Consumi cogeneratore totali [MWh]	3.472	257	3.712	74.565	1.517	549	760	387	435	2.616	637	380	3.187	203	411	250	216	546	2.154	362	154	237	37.558	178	759	235	258	801	
Consumi caldaia integrazione [MWh]	1.295	97	1.126	139.497	4.394	446	992	272	1.426	2.832	349	352	2.536	327	1.507	117	268	1.999	5.756	3.277	69	107	8.146	134	623	226	55	122	
Elettricità prelevata ex-ante [MWh]	961	75	830	14.028	506	368	799	281	982	2.340	360	291	2.106	239	693	240	324	1.024	1.214	652	760	956	11.843	146	530	202	359	461	
Consumi caldaia ex-ante [MWh]	2.247	176	1.939	154.298	4.915	594	1.289	454	1.585	3.777	582	469	3.399	385	1.604	234	315	2.127	6.257	3.361	152	192	19.753	227	820	313	110	271	

Tabella 83 - Parametri economici e finanziari della CAR nel settore industriale per le aziende tipo medio grandi (>50 addetti)

Settore industriale	Chimico e petrolchimico			Cokerie	Oil&Gas	Alimentare										Side rurgico	Mecca nica	Mine rario	Altri Metalli	Ceramica e vetro		Altre industrie		Cartario	Tessile			Auto motive	Legno
	Produzione chimica di base, fertilizzanti e composti azotati	Produzione farmaceutica	Produzione saponi, detergenti e cosmetica	Cokerie	Estrazione e raffinazione del petrolio	Industria bevande	Industria lattiero-casearia	Lavorazione e conservazione delle carni	Lavorazione e conservazione frutta e ortaggi	Lavorazione granaglie e produzione amidi	Produzione altri prodotti alimentari	Produzione altri prodotti alimentari e tabacco	Produzione mangimi	Produzione prodotti forno e farinacei	Siderurgia e produzione di tubi profilati etc	Fabbricazione di macchine e apparecchiature di vario impiego	Estrazione di minerali da cave e miniere	Fonderie	ceramiche e altri materiali minerali	Fabbricazione di vetro e relativi prodotti	Fabbricazione di altri prodotti (mobili,ec.	Fabbricazione di prodotti in materiali plastici e di gomma	Fabbricazione di pasta-cartta, carta, cartone	Preparazione e concia del cuoio; etc.	Preparazione e filatura di fibre tessili	tessili, altre industrie tessili, confezione e fabbricazione di articoli di abbigliamento e	Fabbricazione di autoveicoli e di parti accessorie	Fabbricazione di prodotti in legno, sughero, paglia e materiali da intreccio	
Costo Inv. specifico cogeneratore [€/kWe]	1.000	808	699	613	1.000	800	732	797	966	674	678	1.554	686	1.241	1.000	1.079	2.649	1.221	693	721	824	1.382	1.000	871	1.211	1.036	766	825	
Costi manutenzione variabili [€/h]	-	7,4	11,6	45,1	-	7,7	10,0	7,8	5,0	21,3	19,6	2,6	16,6	3,4	-	4,2	1,7	3,5	13,9	10,4	6,9	2,9	-	5,9	3,5	4,4	8,9	6,9	
Costi manutenzione fissi [€/kW anno]	40	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-	
Vita utile cogeneratore (ore esercizio) [h]	75.000	60.000	60.000	60.000	75.000	60.000	60.000	60.000	40.000	60.000	60.000	40.000	60.000	40.000	75.000	40.000	40.000	40.000	60.000	60.000	60.000	40.000	75.000	40.000	40.000	40.000	60.000	60.000	
Vita utile cogeneratore (anni solari) [anni]	8,5	7,0	7,9	6,6	11,6	9,4	11,8	9,9	7,0	15,0	8,1	8,3	14,5	6,2	8,8	10,2	4,2	4,2	8,3	8,3	15,0	5,7	10,3	15,0	6,1	7,9	14,4	7,8	
Prezzo gas prelevato per usi termici [€/MWh]	30,60	36,15	36,15	30,60	29,15	36,15	36,15	36,15	36,15	36,15	36,15	49,40	36,15	36,15	30,60	49,40	49,40	36,15	30,60	30,60	49,40	49,40	30,60	36,15	36,15	36,15	49,40	49,40	
Prezzo gas CHP [€/MWh]	29,93	35,09	35,07	29,95	28,53	35,10	35,23	35,17	35,18	35,39	35,36	48,31	35,11	35,04	29,93	48,47	48,29	35,00	29,80	29,86	48,38	48,37	30,02	35,19	35,11	35,14	48,26	48,31	
Prezzo elettricità prelevata [€/MWh]	136,20	155,70	155,70	155,70	136,20	155,70	155,70	155,70	155,70	155,70	155,70	172,75	155,70	155,70	136,20	155,70	172,75	155,70	155,70	155,70	155,70	155,70	136,20	172,75	172,75	155,70	155,70	155,70	
Prezzo elettricità all'ingrosso [€/MWh]	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	
Prezzo elettricità SSP [€/MWh]	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	
Accisa gas civile applicata ai consumi [€/MWh]	19,53	19,52	19,52	19,53	19,53	19,52	19,52	19,52	19,52	19,53	19,53	19,50	19,52	19,52	19,53	19,51	19,49	19,52	19,53	19,53	19,48	19,51	19,53	19,51	19,51	19,52	19,51	19,51	
Accisa gas autoproduzione elettrica [€/MWh]	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
Franchigia accise gas per produzione elettrica [Smc/KWh]	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	
Accisa gas applicata al cogeneratore [€/MWh]	0,15	0,25	0,23	0,17	0,17	0,27	0,28	0,34	0,24	0,29	0,25	0,23	0,24	0,20	0,15	0,38	0,21	0,10	0,12	0,11	0,30	0,28	0,26	0,35	0,27	0,30	0,17	0,22	
Accisa elettricità consumata [€/MWh]	1,19	11,73	11,34	8,36	1,57	9,86	8,84	9,61	8,89	8,34	5,92	12,50	9,08	11,89	1,07	12,50	12,50	9,45	8,90	4,42	10,53	8,91	1,25	12,50	12,50	12,13	9,10	10,24	
Prezzo CB (II) CAR [€/CB]	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	
WACC [%]	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
VAN [€]	7.049.996	130.705	808.984	-3.777.986	16.651.002	439.849	1.026.005	840.753	183.252	2.590.078	2.125.366	-60.087	1.400.788	-42.552	972.711	-182.294	-89.855	39.835	1.796.772	1.375.500	-340.418	-76.456	16.841.073	371.727	-83.671	-33.877	15.030	45.538	
IRR [%]	14%	13%	-	-	18%	21%	29%	34%	18%	27%	38%	-	22%	-	13%	-	-	11%	44%	45%	-	-	28%	17%	-	2%	5%	8%	
Tempo di ritorno (attualizzato) [anni]	5,4	4,6	-	-	5,5	4,4	3,6	3,0	4,4	4,1	2,6	12,8	4,9	7,4	5,6	54,6	-	3,4	2,3	2,3	-	8,1	3,7	6,5	9,4	8,0	13,5	6,3	
Indice di profittabilità (VAN/I) [ ]	0,4	0,3	-	-	0,8	0,8	1,6	1,6	0,5	1,9	1,7	-	1,3	-	0,3	-	-	0,1	2,0	2,1	-	-	1,3	0,9	-	-	0,0	0,1	
Quota di attivazione [%]	90%	77%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	100%	0%	81%	0%	0%	63%	100%	100%	0%	0%	100%	100%	0%	0%	4%	26%	

**Tabella 84 - Parametri economici e finanziari della CAR nel settore industriale per le aziende tipo PMI (10-50 addetti)**

Settore industriale	Chimico e petrolchimico			Cokerie	Oil&Gas	Alimentare										Side rurgico	Mecca nica	Mine rario	Altri Metalli	Ceramica e vetro	Altre industrie	Cartario	Tessile			Auto motive	Legno		
	Produzione chimica di base, fertilizzanti e composti azotati	Produzione farmaceutica	Produzione saponi, detersivi e cosmetica	Cokerie	Estrazione e raffinazione del petrolio	Industria bevande	Industria lattiero-casearia	Lavorazione e conservazione delle carni	Lavorazione e conservazione frutta e ortaggi	Lavorazione e conservazione amidi	Produzione altri prodotti alimentari	Produzione altri prodotti alimentari e tabacco	Produzione mangimi	Produzione prodotti forno e farinacei	Siderurgia e produzione di tubi profilati etc	Fabbricazione di macchine e apparecchiature di vario impiego	Estrazione di minerali da cave e miniere	Fonderie	ceramiche e altri materiali minerali	Fabbricazione di vetro e relativi prodotti	Fabbricazione di altri prodotti (mobili,ec.	Fabbricazione di prodotti in materiali plastici e di gomma	Fabbricazione di pasta-cartta, carta, cartone	Preparazione e concia del cuoio etc.	Preparazione e filatura di fibre tessili	tessili, altre industrie tessili, confezione e fabbricazione di articoli di abbigliamento e di parti accessorie	Fabbricazione di autoveicoli e di parti accessorie	Fabbricazione di prodotti in legno, sughero, paglia e materiali da intreccio	
Costo Inv. specifico cogeneratore [€/kWe]	890	3.276	935	600	1.094	2.057	1.637	2.421	2.164	863	2.095	2.099	810	3.129	2.193	2.476	3.606	2.312	1.134	2.504	1.418	3.117	623	2.304	1.815	2.744	2.296	1.858	
Costi manutenzione variabili [€/h]	5,7	1,6	5,2	63,9	4,1	2,0	2,4	1,8	1,9	6,0	2,0	2,0	7,4	1,6	1,9	1,8	1,5	1,8	3,9	1,7	2,9	1,6	41,2	1,8	2,2	1,7	1,8	2,2	
Costi manutenzione fissi [€/kW anno]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Vita utile cogeneratore (ore esercizio) [h]	40.000	40.000	40.000	60.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	60.000	40.000	40.000	40.000	20.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	60.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	
Vita utile cogeneratore (anni solari) [anni]	9,0	6,6	7,6	9,4	12,6	9,0	11,3	9,4	10,0	14,5	7,7	11,9	15,0	8,9	9,0	14,5	3,0	6,0	7,9	7,9	15,0	8,2	11,3	15,0	8,7	11,3	13,7	7,4	
Prezzo gas prelevato per usi termici [€/MWh]	49,40	61,70	49,40	30,60	36,15	49,40	49,40	49,40	49,40	36,15	49,40	49,40	36,15	49,40	49,40	61,70	49,40	49,40	36,15	36,15	61,70	61,70	36,15	61,70	49,40	49,40	61,70	49,40	
Prezzo gas CHP [€/MWh]	48,31	60,64	48,32	29,95	35,04	48,35	48,40	48,42	48,35	35,19	48,40	48,31	35,08	48,29	48,20	60,77	48,29	48,20	35,00	35,00	60,68	60,67	35,24	60,74	48,36	48,39	60,56	48,31	
Prezzo elettricità prelevata [€/MWh]	172,75	197,40	172,75	155,70	172,75	197,40	172,75	197,40	172,75	155,70	197,40	197,40	155,70	197,40	172,75	197,40	197,40	172,75	172,75	172,75	172,75	172,75	155,70	197,40	172,75	197,40	197,40	197,40	
Prezzo elettricità all'ingrosso [€/MWh]	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	52,08	
Prezzo elettricità SSP [€/MWh]	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	
Accisa gas civile applicata ai consumi [€/MWh]	19,51	19,31	19,51	19,53	19,52	19,46	19,50	19,44	19,50	19,52	19,46	19,45	19,52	19,43	19,50	19,36	19,41	19,51	19,52	19,52	19,28	19,33	19,53	19,36	19,48	19,41	19,18	19,39	
Accisa gas autoproduzione elettrica [€/MWh]	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
Franchigia accise gas per produzione elettrica [Smc/KWh]	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	
Accisa gas applicata al cogeneratore [€/MWh]	0,23	0,25	0,23	0,17	0,20	0,27	0,31	0,34	0,26	0,36	0,31	0,23	0,24	0,20	0,11	0,38	0,21	0,11	0,16	0,16	0,30	0,28	0,18	0,35	0,27	0,30	0,17	0,22	
Accisa elettricità consumata [€/MWh]	12,50	12,50	12,50	8,36	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	8,51	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	
Prezzo CB (II) CAR [€/CB]	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	116,00	
WACC [%]	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
VAN [€]	-355.444	-	-	-	-7.472	-67.472	-65.181	-	-76.084	139.477	-55.298	-	143.461	-71.016	-84.638	-81.229	-70.284	-78.948	27.835	-69.299	-	-92.333	3.280.295	-81.545	95.390	-68.212	96.276	56.078	
IRR [%]	-	-	-	-	5%	-	-	-	-	10%	-	-	9%	-	-	-	-	-	8%	-	-	-	25%	-	-	-	-	-	-
Tempo di ritorno (attualizzato) [anni]	-	-	-	-	12,4	20,3	21,0	20,7	53,6	9,5	13,7	28,4	10,6	-	61,5	-	-	27,7	6,3	32,9	-	-	4,1	-	31,2	-	-	12,2	
Indice di profittabilità (VAN/I) [ ]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	-	-	0,3	-	-	-	-	-	0,1	-	-	-	1,3	-	-	-	-	-	
Quota di attivazione [%]	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	49%	0%	0%	40%	0%	0%	0%	0%	0%	26%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	

# 6 Potenziale TLR efficiente

L'analisi del potenziale del teleriscaldamento efficiente è stata eseguita dal GSE a partire dalla elaborazione delle mappature della domanda di calore, identificando le aree tecnicamente idonee al teleriscaldamento e sviluppando su queste una valutazione di fattibilità tecnico economica.

Lo scenario di sviluppo del potenziale del teleriscaldamento in Italia si basa su una stima dettagliata della domanda di energia termica per settore, tipologia di uso e zona geografica descritta nel capitolo 1 e su stime parametriche, derivate dall'analisi delle reti di teleriscaldamento in esercizio in Italia.

I risultati ottenuti danno un'indicazione complessiva delle potenzialità di sviluppo del teleriscaldamento efficiente considerando i seguenti contributi:

- l'impiego della cogenerazione a gas per le aree metanizzate;
- l'impiego delle biomasse legnose per le aree non metanizzate;
- lo sfruttamento dei quantitativi dei rifiuti per cui è prevista la termovalorizzazione.

Per le valutazioni delle singole iniziative di teleriscaldamento ovviamente si rimanda a specifiche analisi di fattibilità in grado di prendere in considerazione le peculiarità individuali dei singoli investimenti e gli aspetti sito-specifici, difficilmente modellabili su analisi a scala nazionale.

**Figura 61 Schema della metodologia di valutazione del potenziale TLR efficiente**





La metodologia adottata per la costruzione dello scenario ha previsto le seguenti fasi:

- Caratterizzazione della domanda di calore:
  - ricostruzione della domanda termica nazionale a livello comunale per settore e per tipologia di uso;
- Rilevazione reti esistenti:
  - ricognizione della domanda termica comunale alimentata attualmente da reti di teleriscaldamento;
- Stima del potenziale tecnico di incremento del teleriscaldamento:
  - identificazione della quota di domanda termica (potenziale tecnico lordo teleriscaldabile) che presenta delle caratteristiche di idoneità ai fini dello sviluppo del teleriscaldamento;
  - calibrazione del potenziale tecnico lordo per mezzo di fattori correttivi volti a modellizzare alcuni aspetti che impattano sullo sviluppo effettivo delle reti (tasso di switch, tempi di crescita delle reti, etc.);
  - calcolo del potenziale tecnico incrementale del teleriscaldamento come differenza tra il potenziale tecnico (calibrato) e la domanda termica già asservita al teleriscaldamento;
- Dimensionamento delle reti e degli impianti di teleriscaldamento e stima dei costi di investimento ed esercizio:
  - dimensionamento della rete (lunghezza, potenza delle sottocentrali di utenza) per soddisfare il potenziale incrementale e stima dei costi di distribuzione associati alla rete;
  - dimensionamento degli impianti, scelta delle tecnologie e delle fonti e definizione delle condizioni di funzionamento atte a soddisfare il potenziale incrementale e stima dei costi di generazione del calore;
- Analisi economica e stima del potenziale tecnico-economico di incremento del teleriscaldamento:
  - stima dei ricavi della vendita di calore ed elettricità, sulla base degli attuali trend di mercato;
  - valutazione della redditività degli investimenti delle reti oggetto di potenziale incremento, individuando così il potenziale tecnico-economico incrementale di sviluppo del teleriscaldamento.

## 6.1 Fabbisogno di calore

La ricostruzione della domanda termica comunale per settore e per tipologia di uso utilizzata in input per la valutazione del potenziale tecnico è stata descritta al capitolo 1 del presente rapporto.

La ricognizione della domanda termica comunale soddisfatta attualmente da reti di teleriscaldamento è stata ottenuta elaborando i dati dell'annuario AIRU 2014.

Il principale driver utilizzato per individuare le aree con un potenziale tecnico di sviluppo del TLR è stato il fabbisogno termico di riscaldamento residenziale, essendo stato il settore che sino ad oggi ha maggiormente favorito lo sviluppo di queste infrastrutture. Tale scelta è rafforzata dalle precedenti statistiche riportate sul settore del teleriscaldamento in Italia, dove;

- il 67% dell'energia erogata da reti TLR è destinata al settore residenziale;
- l'1% delle reti esistenti eroga energia in maniera solo trascurabile al settore residenziale;
- il 97% dell'energia erogata da reti TLR è in zone con inverni più rigidi (fasce climatiche E-F).

Il contributo della domanda termica del settore terziario allo sviluppo delle reti è stato preso in considerazione secondariamente. Ovvero non è stato considerato come driver per l'individuazione delle aree a maggior vocazione per il TLR, ma soltanto nella fase di dimensionamento della domanda asservibile alla rete. Il contributo della domanda termica delle utenze industriali allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento (ad oggi circa il 6% dell'energia erogata) non è stato considerato nelle presenti valutazioni poiché limitato a contesti molto specifici e difficilmente individuabili su scala nazionale.

Considerando il settore residenziale, il 66% del fabbisogno termico del settore è localizzato nelle zone E ed F dove si è concentrato lo sviluppo della quasi totalità delle reti di teleriscaldamento esistenti e che ad oggi coprono solo una parte esigua della domanda complessiva (2,6% rispetto al totale nazionale).

**Tabella 85 Fabbisogno di calore nel settore residenziale e quota coperta da TLR nel 2013**

Zona	Numero dei comuni	Consumi per riscaldamento ambienti nel settore residenziale (GWh)	Fabbisogno termico per riscaldamento ambienti nel settore residenziale (GWh)	Quota fabbisogno zona climatica	Energia erogata da TLR nel 2013 nel settore residenziale (GWh)	Quota fabbisogno coperto da TLR
A	2	-	-	-	-	-
B	157	3.732	2.985	1%	-	0,0%
C	986	28.412	22.730	10%	-	0,0%
D	1.582	67.177	53.742	23%	156	0,3%
E	4.263	176.791	141.433	61%	5.052	3,6%
F	1.102	13.489	10.791	5%	719	6,7%
<b>Totale</b>	<b>8.092</b>	<b>289.601</b>	<b>231.680</b>	<b>100%</b>	<b>5.927</b>	<b>2,6%</b>

**Tabella 86 Fabbisogno di calore nel settore residenziale e quota coperta da TLR nel 2013 per i comuni metanizzati**

Zona	Numero dei comuni metanizzati	Consumi per riscaldamento ambienti nel settore residenziale (GWh)	Fabbisogno termico per riscaldamento ambienti nel settore residenziale (GWh)	Quota fabbisogno zona climatica	Energia erogata da TLR nel 2013 nel settore residenziale (GWh)	Quota fabbisogno coperto da TLR
A	1	-	-	0%	-	-
B	93	3.366	2.693	1%	-	0,0%
C	677	24.147	19.318	9%	-	0,0%
D	1.248	63.836	51.069	23%	156	0,3%
E	3.978	174.283	139.427	63%	4.952	3,6%
F	595	10.314	8.251	4%	439	5,3%
<b>Totale</b>	<b>6.592</b>	<b>275.946</b>	<b>220.757</b>	<b>100%</b>	<b>5.547</b>	<b>2,5%</b>

**Tabella 87 Fabbisogno di calore nel settore residenziale e quota coperta da TLR nel 2013 per i comuni non metanizzati**

Zona	Numero dei comuni metanizzati	Consumi per riscaldamento ambienti nel settore residenziale (GWh)	Fabbisogno termico per riscaldamento ambienti nel settore residenziale (GWh)	Quota fabbisogno zona climatica	Energia erogata da TLR nel 2013 nel settore residenziale (GWh)	Quota fabbisogno coperto da TLR
A	1	-	-	0%	-	-
B	64	365	292	3%	-	0,0%
C	309	4.265	3.412	31%	-	0,0%
D	334	3.342	2.673	24%	-	0,0%
E	285	2.507	2.006	18%	100	5,0%
F	507	3.175	2.540	23%	280	11,0%
<b>Totale</b>	<b>1.500</b>	<b>13.654</b>	<b>10.923</b>	<b>100%</b>	<b>381</b>	<b>3,5%</b>

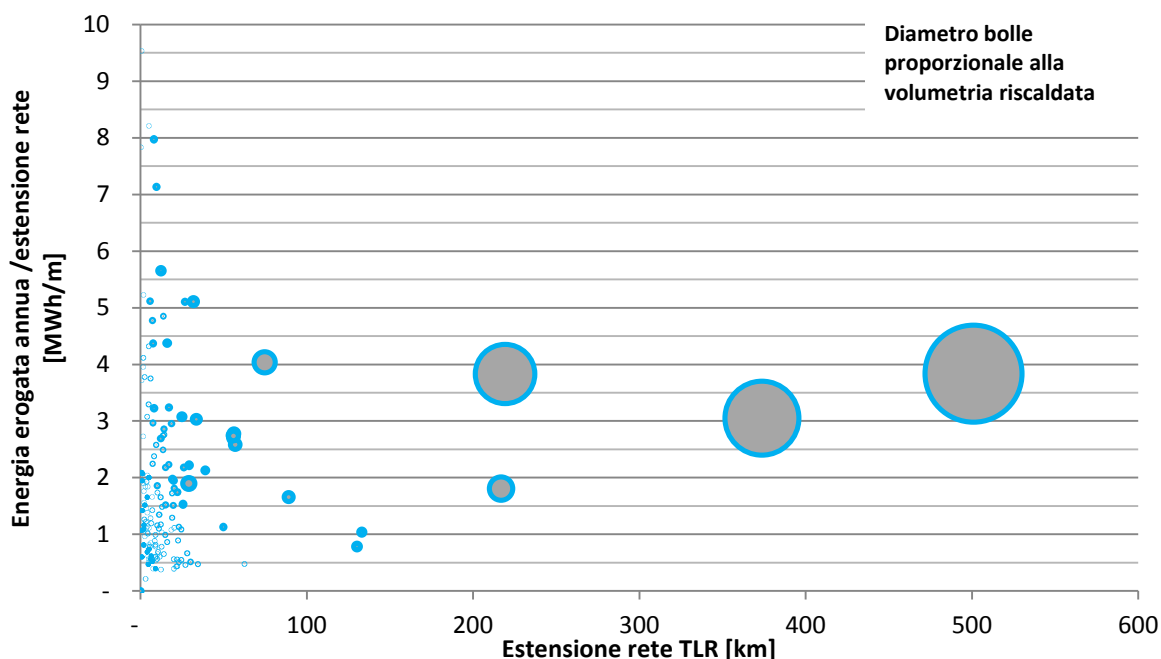
## 6.2 Potenziale tecnico TLR

La stima del potenziale di sviluppo del teleriscaldamento è stata condotta a partire dall'identificazione di un potenziale tecnico lordo teleriscaldabile, considerato pari alla domanda termica delle aree geografiche che presentano caratteristiche di densità tali da giustificare lo sviluppo di un sistema di distribuzione del calore.

La densità termica lineare, ovvero la quantità di energia termica trasportata annualmente per unità di lunghezza di tubo, è il driver fondamentale dei costi di distribuzione che diminuiscono al crescere di tale parametro. La densità termica lineare è stata quindi utilizzata come indicatore chiave della fattibilità di una rete di teleriscaldamento.

Le note orientative della Commissione europea sull'art.14 della direttiva 2012/27 (SWD2013 449) indicano che affinché una rete di teleriscaldamento sia "direttamente fattibile" la sua densità termica lineare dovrebbe risultare non inferiore alla soglia di 2,5 MWh/m. Su tale valore di soglia si riscontra una certa convergenza sia nella letteratura di settore<sup>76</sup>, sia nei dati di esercizio delle reti TLR maggiormente sviluppate in Italia. Le reti di teleriscaldamento italiane presentano una densità lineare media di 2 MWh/m e di 3,7 MWh/m qualora la media sia ponderata con l'energia erogata. Le due medie evidenziano sinteticamente come le reti più sviluppate delle principali realtà urbane (es. Brescia, Torino, Verona, Milano etc.) siano caratterizzate da valori ben più elevati del valore di soglia (tra i 3,5 e i 4 MWh/m) mentre le numerose piccole reti montane siano caratterizzate in molti casi da valori ben al di sotto dei 2 MWh/m.

**Figura 62. Reti di teleriscaldamento in Italia al 2013. Distribuzione rispetto a: estensione della rete, densità lineare e volumetria riscaldata**



<sup>76</sup> Alcuni studi presentano valori soglia più alti, pari a 3 MWh/m come in "Cogeneration and District Heating Best Practices for Municipalities, Energy Charter Protocol on Energy Efficiency and Related Environmental Aspects (PEEREA)", mentre altri studi presentano valori soglia più bassi, pari a 2 MWh/m come in "M6 - Energy Distribution: District Heating and Cooling, Intelligent Energy Europe, UP-RES Project".

## 6.2.1 Potenziale tecnico TLR efficiente da gas naturale

Il potenziale relativo al teleriscaldamento efficiente alimentato a gas naturale, ovvero con almeno il 75% di energia termica prodotta da cogenerazione, è stato valutato per tutti i comuni raggiunti dalla rete del gas naturale.

Sulla base delle precedenti considerazioni si è deciso quindi di procedere ad adottare come valore soglia per l'identificazione del potenziale tecnico il valore di densità lineare termico suggerito dalla Commissione Europea, pari a 2,5 MWh/m.

Per stimare la densità termica lineare è stata implementata la metodologia di calcolo proposta da Persson<sup>77</sup>:

$$\frac{Q_S}{L} = e \cdot q \cdot w$$

Dove:

$\frac{Q_S}{L}$ : densità termica lineare

$e$ : plot ratio ovvero rapporto tra superficie utile calpestabile e area di riferimento in pianta

$q$ : fabbisogno termico specifico relativo alla superficie calpestabile

$w$ : “effective width” rapporto tra l'area in pianta servita dalla rete e la sua lunghezza, calcolato sulla base della formula empirica fornita dallo stesso autore  $w = 61,8 \cdot e^{-0,15}$

Tenendo conto della domanda già soddisfatta da reti di teleriscaldamento esistenti e alcuni fattori correttivi per calibrare il potenziale tecnico del teleriscaldamento si è proceduto a calcolare il potenziale tecnico di incremento del teleriscaldamento secondo la seguente formula:

$$P_{INCR-TLR} = \sum_{i=0}^{8092} P_{i INCR-TLR} = \sum_{i=0}^{8092} [(P_{iL-TLR} \cdot K_{i SAT} - E_{i TLR}) \cdot K_{SWITCH} \cdot K_{INCR} \cdot K_{i MAX}]$$

Dove

$P_{i INCR-TLR}$ : potenziale tecnico di incremento del teleriscaldamento per l'i-esimo comune

$E_{i TLR}$ : energia termica fornita da TLR esistente nel settore residenziale nel comune i-esimo

$P_{iL-TLR}$ : fabbisogno lordo teleriscaldabile per l'i-esimo comune, considerato pari al fabbisogno di riscaldamento residenziale dei comuni per cui risulta una densità termica lineare maggiore al valore di soglia di 2,5 MWh/m. Sebbene il fabbisogno termico di riscaldamento residenziale costituisca il principale utilizzo del calore distribuito da reti di teleriscaldamento, l'assunzione di considerarlo in prima istanza pari al fabbisogno termico servibile dalla rete di teleriscaldamento può portare ad una parziale sottostima del potenziale erogabile da TLR. Tuttavia tale assunzione cautelativa è bilanciata da altre assunzioni che lo sovrastimano quali quella della contiguità delle zone ad alta densità e l'assenza di ostacoli fisici per la realizzazione della rete. Inoltre è stato introdotto nella calibrazione del potenziale tecnico incrementale un fattore correttivo  $K_{INCR}$  per considerare il contributo di altre utenze termiche diverse dal riscaldamento residenziale.

<sup>77</sup> Urban Persson “Realize the Potential! Cost effective and Energy Efficient District Heating in European Urban Areas”, 2011

$K_{iSAT}$ : tasso di saturazione, rapporto tra la domanda termica comunale afferente le zone comunali (identificate dalle singole sezioni censuarie del comune) con densità termica lineare >2,5 MWh/m e la domanda comunale complessiva, assumendo che tali zone siano tutte tecnicamente servibili da teleriscaldamento. L'ipotesi trascura di conseguenza la presenza di ostacoli fisici nella realizzazione delle reti (carreggiate stradali troppo strette, difficoltà negli scavi legati a pendenze o a caratteristiche del suolo, centri storici, etc.) e l'eventualità che le sezioni ad alta densità di fabbisogno termico si trovino in zone non contigue e servibili da un'unica rete.

$K_{SWITCH}$ : tasso di acquisizione del teleriscaldamento che rappresenta la quota % di utenze potenziali che si allaccerebbero alla rete tra quelle raggiunte dall'infrastruttura. Tale fattore è stato valutato a livello comunale pari alla quota di consumi di fonti energetiche costose (gasolio, GPL, etc.) a cui è stato aggiunto il 50% della quota di consumi da riscaldamento centralizzato.

$K_{INCR}$ : tasso incrementale legato alle altre utenze, ovvero un fattore incrementale della domanda per stimare il contributo legato all'acquisizione di utenze diverse dal riscaldamento residenziale. Considerando che a livello nazionale l'energia erogata da teleriscaldamento per usi termici non di processo in settori diversi dal residenziale è pari al 30%, tale fattore incrementale è stato posto pari al 140%.

$K_{iMAX}$ : fattore che implementa il limite annuo di crescita della volumetria comunale allacciata: il valore fissato per il limite è stato di 3 milioni di metri cubi annui per comune. Tale valore corrisponde al massimo valore di crescita annua della volumetria allacciata, riscontrato per un singolo comune all'interno delle serie storiche di sviluppo delle reti esistenti.

Il potenziale tecnico di incremento del teleriscaldamento relativo alle aree metanizzate è risultato pari a circa 10,7 TWh. Confrontando tale valore con gli attuali 9,2 TWh si ritiene che, al netto di considerazioni di carattere economico e finanziario, si potrebbe avere un incremento massimo di circa 2,2 volte la domanda attualmente soddisfatta da teleriscaldamento.

**Tabella 88 Potenziale tecnico incrementale TLR efficiente a gas naturale**

$N_c$	$P_{L-TLR}$	$K_{sat}$	$K_{switch}$	$K_{incr}$	$E_{TLR}$	$P_{INCR-TLR}$
Numero comuni potenziale TLR	Potenziale tecnico lordo TLR	Tasso di saturazione	Tasso di switch	Tasso incrementale altre utenze	Energia termica fornita al settore residenziale da TLR esistente <sup>78</sup>	Potenziale tecnico incrementale <sup>79</sup>
n°	(GWh/anno)	%	%	%	(GWh/anno)	(GWh/anno)
<b>B</b>	1	0%	-	140%	-	-
<b>C</b>	5	3%	37%	140%	-	-
<b>D</b>	150	46%	29%	140%	12	1.488
<b>E</b>	804	55%	36%	140%	4.184	9.028
<b>F</b>	204	16%	47%	140%	67	217
<b>Italia</b>	<b>1.164</b>	<b>52%</b>	<b>35%</b>	<b>140%</b>	<b>4.262</b>	<b>10.733</b>

<sup>78</sup> Il calore da teleriscaldamento non coincide con il totale nazionale al 2013 perché si sta prendendo in considerazione unicamente l'energia erogata da teleriscaldamento nei comuni metanizzati caratterizzati da densità termica lineare >2,5MWh/m.

<sup>79</sup> Si segnala come in termini aggregati non sia esattamente applicabile la formula proposta. Tale formula può dare risultato negativo in alcuni reti dove lo sviluppo sia stato superiore al potenziale tecnico lordo. In tali casi il potenziale tecnico incrementale del comune è stato considerato nullo.

## 6.2.2 Potenziale tecnico TLR efficiente da termovalorizzazione dei rifiuti

Al 2013 risultano inviate a termovalorizzazione 5 milioni di tonnellate di rifiuti, con un contenuto energetico in ingresso di 13,3 TWh (1,15 Mtep)<sup>80</sup>, di cui 6,8 TWh risultano impiegati per il teleriscaldamento<sup>81</sup>.

Per valutare il ruolo dei rifiuti nel potenziale di incremento del TLR è importante stimare anche la loro disponibilità nel prossimo futuro. A tale scopo l'analisi del potenziale tecnico relativo al teleriscaldamento alimentato da rifiuti si basa sulle stime della disponibilità di rifiuti destinati alla termovalorizzazione, valutata, al 2023, pari a 9,77 milioni di tonnellate, per un equivalente termico di 2,25 Mtep (26 TWh)<sup>82</sup>. Al 2023 risulterebbe dunque una disponibilità incrementale di energia in ingresso ai termovalorizzatori pari a 12,7 TWh, a cui corrispondono (applicando un rendimento termico del 20% e il 15% di perdite di distribuzione del calore) 2,1 TWh.

L'analisi dello sfruttamento di tale disponibilità ai fini del teleriscaldamento ha ipotizzato l'impiego di tali risorse in ciascun capoluogo di provincia (nel caso di provincie con più capoluoghi, nel capoluogo con il maggior numero di abitanti). Ai fini dell'analisi, è stata valutata la disponibilità territoriale di rifiuti destinati a termovalorizzazione attraverso una ripartizione provinciale sulla base della popolazione residente; tale ipotesi, sebbene introduca una approssimazione, si ritiene adeguata alle finalità del presente studio. È stato ipotizzato che le reti TLR attualmente alimentate da termovalorizzatori impieghino in prima istanza rifiuti prodotti nella stessa provincia dove sono ubicate, secondariamente nelle provincie della regione di appartenenza, infine, per gli eventuali consumi in eccesso, si è supposto che utilizzino rifiuti prelevati in modo equamente distribuito dalle altre regioni.

---

<sup>80</sup> Fonte dati ISPRA

<sup>81</sup> Fonte dati annuario AIRU

<sup>82</sup> Le stime dei rifiuti da destinare a termovalorizzazione sono basate su degli scenari forniti da ISPRA nel 2015

**Tabella 89 Valutazione dell'impiego a fini TLR della disponibilità di rifiuti destinati a termovalorizzazione al 2023**

Regione	Provincia	Popolazione residente al 31/12/2010	Quota regionale della popolazione residente	Consumo regionale di rifiuti 2013 [GWh]	Consumo provinciale 2013[GWh]	Consumo provinciale rifiuti per TLR 2013 [GWh]	Disponibilità regionale 2023 [GWh]	Disponibilità provinciale 2023 [GWh]	Disponibilità residua lorda 2023 [GWh]	Eccesso regionale 2023 [GWh]	Disponibilità residua provinciale 2023 [GWh]	Rendimento termico	Calore erogabile da rifiuti [GWh]	Domanda incrementale TLR riscaldamento RES + TER (GWh/anno)	Calore effettivamente erogabile da rifiuti [GWh]
ABRUZZO	L'Aquila	309.820	23,08%		69			134	134		84	20%	14	-	-
	Teramo	312.239	23,26%	300	70		582	135	135		85	20%	14	16	14
	Pescara	323.184	24,08%		72			140	140		88	20%	15	-	-
	Chieti	397.123	29,58%		89			172	172		108	20%	18	-	-
BASILICATA	Potenza	383.791	65,32%	136	89		233	152	152		95	20%	16	50	16
	Matera	203.726	34,68%		47			81	81		51	20%	9	-	-
	Cosenza	734.656	36,52%		159			297	297		187	20%	32	-	-
CALABRIA	Catanzaro	368.597	18,33%	436	80		814	149	149		94	20%	16	-	-
	Reggio di Calabria	566.977	28,19%		123			229	229		144	20%	24	-	-
	Crotone	174.605	8,68%		38			71	71		44	20%	8	-	-
CAMPANIA	Vibo Valentia	166.560	8,28%		36			67	67		42	20%	7	-	-
	Caserta	916.467	15,71%		203			402	402		252	20%	43	-	-
	Benevento	287.874	4,93%	1.294	64		2.559	126	126		79	20%	13	-	-
	Napoli	3.080.873	52,81%		683			1.351	1.351		848	20%	144	-	-
	Avellino	439.137	7,53%		97			193	193		121	20%	21	-	-
EMILIA-ROMAGNA	Salerno	1.109.705	19,02%		246			487	487		306	20%	52	-	-
	Piacenza	289.875	6,54%		63			122	59		37	20%	6	114	6
	Parma	442.120	9,97%		96			186	90		56	20%	10	140	10
	Reggio nell'Emilia	530.343	11,97%		116			223	108		68	20%	11	-	-
	Modena	700.913	15,81%	967	153		1.861	294	142		89	20%	15	241	15
FRIULI-VENEZIA GIULIA	Bologna	991.924	22,38%		216	604		416	0		-	20%	-	674	-
	Ferrara	359.994	8,12%		79	391		151	0		-	20%	-	90	-
	Ravenna	392.458	8,85%		86			165	80		50	20%	8	88	8
	Forlì-Cesena	395.489	8,92%		86	321		166	0		-	20%	-	-	-
	Rimini	329.302	7,43%		72			138	67		42	20%	7	89	7
LAZIO	Udine	541.522	43,82%		119			255	255		160	20%	27	-	-
	Gorizia	142.407	11,52%	272	31		582	67	67		42	20%	7	-	-
	Trieste	236.556	19,14%		52			111	111		70	20%	12	372	12
	Pordenone	315.323	25,52%		69			148	148		93	20%	16	-	-
LIGURIA	Viterbo	320.294	5,59%	1.239	69		2.442	137	137		86	20%	15	-	-
	Rieti	160.467	2,80%		35			68	68		43	20%	7	-	-
	Roma	4.194.068	73,21%		907			1.788	1.788		1.122	20%	191	-	-
	Latina	555.692	9,70%		120			237	237		149	20%	25	-	-
	Frosinone	498.167	8,70%		108			212	212		133	20%	23	-	-
LOMBARDIA	Imperia	222.648	13,77%		49			96	96		60	20%	10	-	-
	Savona	287.906	17,81%	354	63		698	124	124		78	20%	13	105	13
	Genova	882.718	54,60%		193			381	381		239	20%	41	863	41
	La Spezia	223.516	13,82%		49			96	96		61	20%	10	90	10
	Varese	883.285	8,91%		193			383	-		-	20%	-	-	-
MARCHE	Como	594.988	6,00%		130	214		258	-		-	20%	-	-	-
	Sondrio	183.169	1,85%		40			79	-		-	20%	-	79	-
	Milano	3.156.694	31,83%		689	2.180		1.370	-		-	20%	-	1.109	-
	Bergamo	1.098.740	11,08%		240	316		477	-		-	20%	-	181	-
	Brescia	1.256.025	12,66%		274	2.166		545	-		-	20%	-	-	-
	Pavia	548.307	5,53%	2.165	120		4.303	238	-	-1.052	-	20%	-	132	-
	Cremona	363.606	3,67%		79	186		158	-		-	20%	-	60	-
	Mantova	415.442	4,19%		91			180	-		-	20%	-	-	-
	Lecco	340.167	3,43%		74			148	-		-	20%	-	58	-
	Lodi	227.655	2,30%		50			99	-		-	20%	-	-	-
MARCHES	Monza e della Brianza	849.636	8,57%		185	294		369	-		-	20%	-	183	-
	Pesaro e Urbino	366.963	23,44%		80			164	164		103	20%	17	75	17
	Ancona	481.028	30,73%	340	105		698	214	214		135	20%	23	62	23
	Macerata	325.362	20,79%		71			145	145		91	20%	15	-	-
	Ascoli Piceno	214.068	13,68%		47			95	95		60	20%	10	31	10
Fermo	177.914	11,37%		39			79	79		50	20%	8	-	-	



Regione	Provincia	Popolazione residente al 31/12/2010	Quota regionale della popolazione residente	Consumo regionale di rifiuti 2013 [GWh]	Consumo provinciale 2013 [GWh]	Consumo provinciale rifiuti per TLR 2013 [GWh]	Disponibilità regionale 2023 [GWh]	Disponibilità provinciale 2023 [GWh]	Disponibilità residua lorda 2023 [GWh]	Eccesso regionale 2023 [GWh]	Disponibilità residua provinciale 2023 [GWh]	Rendimento termico	Calore erogabile da rifiuti [GWh]	Domanda incrementale TLR riscaldamento RES + TER (GWh/anno)	Calore effettivamente erogabile da rifiuti [GWh]	
MOLISE	Campobasso	231.086	72,26%	68	49		116	84	84		53	20%	9	40	9	
	Isernia	88.694	27,74%		19			32	32	20	20%	3	-	-	-	-
	Torino	2.302.353	51,65%		506			1.021	1.021	641	20%	109	1.134	109		
	Vercelli	179.562	4,03%		39			80	80	50	20%	9	103	9		
	Novara	371.802	8,34%		82			165	165	104	20%	18	187	18		
PIEMONTE	Cuneo	592.303	13,29%	981	130		1.977	263	263		165	20%	28	129	28	
	Asti	221.687	4,97%		49			98	98	62	20%	10	135	10		
	Alessandria	440.613	9,89%		97			195	195	123	20%	21	152	21		
	Biella	185.768	4,17%		41			82	82	52	20%	9	87	9		
	Verbano-Cusio-Ossola	163.247	3,66%		36			72	72	45	20%	8	-	-		
PUGLIA	Foggia	640.836	15,66%	912	143		1.745	273	273		172	20%	29	-	-	
	Bari	1.258.706	30,77%		281			537	537	337	20%	57	-	-		
	Taranto	580.028	14,18%		129			247	247	155	20%	26	-	-		
	Brindisi	403.229	9,86%		90			172	172	108	20%	18	-	-		
	Lecce	815.597	19,94%		182			348	348	218	20%	37	-	-		
SARDEGNA	Barletta-Andria-Trani	392.863	9,60%	368	88		698	168	168		105	20%	18	-	-	
	Sassari	337.237	20,13%		74			140	140	88	20%	15	-	-		
	Nuoro	160.677	9,59%		35			67	67	42	20%	7	-	-		
	Cagliari	563.180	33,61%		124			235	235	147	20%	25	-	-		
	Oristano	166.244	9,92%		36			69	69	43	20%	7	-	-		
SICILIA	Olbia-Tempio	157.859	9,42%	1.130	35		2.210	66	66		41	20%	7	-	-	
	Ogliastra	57.965	3,46%		13			24	24	15	20%	3	-	-		
	Medio Campidano	102.409	6,11%		22			43	43	27	20%	5	-	-		
	Carbonia-Iglesias	129.840	7,75%		28			54	54	34	20%	6	-	-		
	Trapani	436.624	8,64%		98			191	191	120	20%	20	-	-		
TOSCANA	Palermo	1.249.577	24,74%	803	280		1.628	547	547		343	20%	58	-	-	
	Messina	653.737	12,94%		146			286	286	180	20%	31	-	-		
	Agrigento	454.002	8,99%		102			199	199	125	20%	21	-	-		
	Caltanissetta	271.729	5,38%		61			119	119	75	20%	13	-	-		
	Enna	172.485	3,41%		39			75	75	47	20%	8	-	-		
TRENTINO-ALTO ADIGE	Catania	1.090.101	21,58%	232	244		465	477	477		299	20%	51	-	-	
	Ragusa	318.549	6,31%		71			139	139	87	20%	15	-	-		
	Siracusa	404.271	8,00%		90			177	177	111	20%	19	-	-		
	Massa-Carrara	203.901	5,44%		44			89	89	56	20%	9	-	-		
	Lucca	393.795	10,50%		84			171	171	107	20%	18	-	-		
UMBRIA	Pistoia	293.061	7,82%	204	63		349	127	127		80	20%	14	-	-	
	Firenze	998.098	26,62%		214			433	433	272	20%	46	-	-		
	Livorno	342.955	9,15%		73			149	149	93	20%	16	-	-		
	Pisa	417.782	11,14%		90			181	181	114	20%	19	-	-		
	Arezzo	349.651	9,32%		75			152	152	95	20%	16	72	16		
VALLE D'AOSTA	Siena	272.638	7,27%	27	58		-	118	118		74	20%	13	-	-	
	Grosseto	228.157	6,08%		49			99	99	62	20%	11	-	-		
	Prato	249.775	6,66%		54			108	108	68	20%	12	-	-		
	Bolzano	507.657	48,95%		113	150		228	78	49	20%	8	287	8		
	Trento	529.457	51,05%		118			237	237	149	20%	25	-	-		
VENETO	Perugia	671.821	74,11%	1.089	151		2.093	259	259		162	20%	28	-	-	
	Terni	234.665	25,89%		53			90	90	57	20%	10	-	-		
	Valle d'Aosta	128.230	100,00%		27			-	-	-	20%	-	155	-		
	Verona	920.158	18,63%		203			390	390	245	20%	42	281	42		
	Vicenza	870.740	17,63%		192			369	369	232	20%	39	-	-		
Totale complessivo	Belluno	213.474	4,32%	204	47		349	91	91		57	20%	10	88	10	
	Treviso	888.249	17,99%		196			377	377	236	20%	40	-	-		
	Venezia	863.133	17,48%		190			366	366	230	20%	39	394	39		
	Padova	934.216	18,92%		206			396	396	249	20%	42	340	42		
	Rovigo	247.884	5,02%		55			105	105	66	20%	11	-	-		
<b>Totale complessivo</b>		<b>60.626.442</b>	<b>100,00%</b>	<b>13.319</b>	<b>13.319</b>	<b>6.821</b>	<b>26.051</b>	<b>26.051</b>	<b>20.282</b>	<b>-1.052</b>	<b>12.733</b>		<b>2.165</b>	<b>8.490</b>	<b>573</b>	

### 6.2.3 Potenziale tecnico TLR efficiente da biomassa

Il potenziale del teleriscaldamento efficiente alimentato da biomassa è stato valutato per tutti i comuni non raggiunti dalla rete del gas naturale.

L'analisi ha comportato l'adozione di alcune ipotesi specifiche, legate alle peculiarità di queste zone e alle caratteristiche riscontrate nelle infrastrutture di teleriscaldamento esistenti.

Si è dunque proceduto a calcolare il potenziale tecnico di incremento del teleriscaldamento seconda la medesima formula adottata al paragrafo 6.2.1, con le seguenti specificità:

- $P_{iL-TLR}$  è il fabbisogno lordo teleriscaldabile per l'i-esimo comune, considerato pari al fabbisogno di riscaldamento residenziale dei comuni per cui risulta una densità termica lineare maggiore al valore di soglia di 1,5 MWh/m;
- $K_{iSAT}$ : il tasso di saturazione è stato valutato pari al 70%, in linea con la quota di penetrazione del teleriscaldamento nel settore residenziale riscontrato nelle reti di teleriscaldamento attualmente in esercizio in aree non metanizzate;
- $K_{iSWITCH}$ : il tasso di acquisizione del teleriscaldamento è stato assunto omogeneo per le diverse realtà comunali e pari al 70% delle utenze residenziali comunali.

**Tabella 90 Potenziale tecnico incrementale TLR efficiente da biomassa**

$N_c$	$P_{L-TLR}$	$K_{sat}$	$K_{switch}$	$K_{incr}$	$E_{TLR}$	$P_{INCR-TLR}$	
Numero comuni potenziale TLR	Potenziale tecnico lordo TLR	Tsso di saturazione	Tasso di switch	Tasso incrementale altre utenze	Energia termica fornita al settore residenziale da TLR esistente <sup>83</sup>	Potenziale tecnico incrementale	
n°	(GWh/anno)	%	%	%	(GWh/anno)	(GWh/anno)	
<b>C</b>	10	129	70%	70%	140%	-	86
<b>D</b>	149	1.221	70%	70%	140%	-	787
<b>E</b>	231	1.625	70%	70%	140%	82	952
<b>F</b>	356	1.498	70%	70%	140%	118	728
<b>Italia</b>	<b>746</b>	<b>4.474</b>	<b>70%</b>	<b>70%</b>	<b>140%</b>	<b>200</b>	<b>2.552</b>

<sup>83</sup> Il calore da teleriscaldamento non coincide con il totale nazionale perché si sta prendendo in considerazione unicamente l'energia erogata da teleriscaldamento nei comuni non metanizzati caratterizzati da densità termica lineare >1,5MWh/m.

## 6.3 Dimensionamento e costi delle reti

Per definire i costi del teleriscaldamento, si è proceduto ad implementare un dimensionamento di massima delle infrastrutture volto a definire l'ordine di grandezza dei parametri tecnici minimi a cui sono legati i costi di investimento e di esercizio delle reti.

Per ogni comune l'infrastruttura di rete è stata dimensionata sulla base del potenziale tecnico incrementale relativo all'insieme delle sezioni comunali per le quali l'indice di densità termica lineare è risultato maggiore di 2,5 MWh/m<sup>84</sup>.

La lunghezza complessiva della rete è stata quindi determinata attraverso il rapporto tra potenziale tecnico incrementale e la densità termica lineare complessiva della zona individuata.

Il costo specifico di realizzazione delle reti (€/km) è strettamente connesso al diametro della tubazione da porre in opera. Non disponendo di dati estremamente dettagliati relativi al diametro delle reti in esercizio e non potendo progettare nel dettaglio il layout di ogni singola rete per desumerne il suo dimensionamento, si è proceduto a stimare dei costi di rete sulla base di costi medi unitari (€/km) desunti da indagini di mercato condotte da AGCM<sup>85</sup> di seguito riportati:

**Tabella 91 Costo lineare delle tubazioni**

Costi tubazioni (reti minori)	200 €/m
Costi tubazioni (reti montane)	500 €/m
Costi tubazioni (reti urbane)	500 €/m

Le sottocentrali di utenza sono state dimensionate per mezzo del prodotto tra il parametro di potenza specifica media<sup>86</sup> e le volumetrie incrementali teleriscaldabili calcolate per ogni comune:

**Tabella 92 Sottocentrali di utenza: potenza specifica media**

Fascia climatica D	23,3 W/mc
Fascia climatica E	29,0 W/mc
Fascia climatica F	35,6 W/mc

Il costo specifico delle sottocentrali di utenza è stato desunto attraverso delle stime parametriche ricavate da analisi bibliografiche. I costi accessori (comprensivi di tubature di allaccio, componenti "speciali" quali pozzetti di ispezione, stacchi, etc.) e di progettazione sono stati considerati pari al 30% dei costi complessivi di investimento nella rete.

<sup>84</sup> Per le reti alimentati a biomassa tale indice è stato considerato pari a 1,5

<sup>85</sup> AGCM "Indagine conoscitiva sul settore del teleriscaldamento" 2013

<sup>86</sup> Desunto per la zona E da dati relativi alla provincia di Torino ed elaborato da GSE per le altre zone climatiche sulla base dei gradi giorno medi

I consumi da pompaggio sono stati desunti dai consumi elettrici delle reti di teleriscaldamento in esercizio, individuando un benchmark di riferimento pari a 80 MWh/km a cui sono stati applicati dei prezzi dell'elettricità pari a 8 €/MWh ricavati da statistiche Eurostat<sup>87</sup>.

I costi di esercizio delle reti sono stati ricavati dalle guidelines JRC<sup>88</sup> che indicano dei costi pari a:

- 250 €/TJ per la parte afferente all'esercizio e manutenzione della rete
- 1,5 €/kW per la parte afferente all'esercizio e manutenzione delle sottostazioni

La vita utile è stata considerata pari a 30 anni per le reti e a 20 anni per le sottocentrali di utenza. Il tasso di attualizzazione dell'investimento delle reti è stato considerato pari al 5%. I costi medi di rete calcolati per il potenziale tecnico incrementale sono sintetizzati nella seguente tabella, espressi come costo specifico di distribuzione, ovvero il costo per unità di energia termica distribuita dalla rete :

**Tabella 93 Componenti del costo specifico di distribuzione (€/MWh)**

Costo specifico tubazioni	Costo specifico sottocentrali di utenza	Costo specifici accessori	Costo operativo pompaggi	Costi O&M rete	<b>Costo totale distribuzione</b>
5,4	6,6	5,2	1,6	1,9	20,8

<sup>87</sup> Prezzi elettricità al netto di IVA e altri oneri recuperabili, consuntivati nel 2014 per industrie con consumi compresi tra 70 e 150 GWh

<sup>88</sup> JRC "Best practices and informal guidance on how to implement the Comprehensive Assessment at Member State level", 2015

## 6.4 Dimensionamento e costi degli impianti

La produzione di energia termica su cui è stata dimensionata la potenza degli impianti considera un 15% di perdite sulle reti<sup>89</sup> da dover aggiungere al fabbisogno incrementale.

Il dimensionamento degli impianti che alimentano la rete è stato effettuato sulla base dell'analisi delle potenze delle centrali termiche che alimentano le reti di teleriscaldamento esistenti.

### 6.4.1 Impianti alimentati a gas naturale

Per il dimensionamento degli impianti alimentati a gas naturale è stato calcolato per le principali reti esistenti il parametro  $K_{base}$  pari al rapporto tra la potenza degli impianti baseload (quali impianti CHP, FER e rifiuti) e potenza media di riscaldamento e il parametro  $K_{peak}$  pari al rapporto tra impianti di integrazione e riserva (quali caldaie fossili) e potenza media di riscaldamento<sup>90</sup> ottenendo dei valori medi di:

**Tabella 94 Parametri  $K_{base}$  e  $K_{peak}$**

$K_{base}$	1
$K_{peak}$	1,3

Per ciascun comune metanizzato sono state stimate le potenze medie e conseguentemente, attraverso i parametri  $K_{base}$  e  $K_{peak}$ , desunte le potenze relative agli impianti baseload e quelli di picco.

La scelta della tecnologia degli impianti base si è concentrata su motori cogenerativi a combustione interna alimentati a gas naturale essendo questa una tecnologia modulare che ben si presta alla progressività tipica dello sviluppo delle reti di teleriscaldamento.

I parametri tecnici di performance degli impianti, desunti dai dati di esercizio degli impianti CAR che alimentano alcune delle principali reti di teleriscaldamento, sono riportati a seguire:

**Tabella 95 Parametri tecnici motori a combustione intera cogenerativi**

	(H/E)max	Fuel/E solo EE	Fuel/E CHP	E CHP/E	RISP/E	PES
MCI grande taglia	0,87	2,20	2,20	1,00	0,92	22
MCI piccola taglia	1,05	2,50	2,47	1,00	0,87	20

<sup>89</sup> Valore in linea con le attuali perdite medie delle reti TLR italiane pari al 16%, nonché con quelli che sono i principali riferimenti di letteratura del settore che riportano questo valore compreso nel range tra il 10% e il 20%

<sup>90</sup> Stimata dal rapporto tra energia erogata dalla rete e ore di riscaldamento per fascia climatica da D.P.R. 412/93

Per rispettare i requisiti di efficienza delle reti di teleriscaldamento, si è assunto che l'80% della produzione termica sia cogenerata mentre il restante 20% sia generato dalle caldaie di integrazione. La produzione elettrica è stata definita sulla base del rapporto H/E specifico della tecnologia riportata nella precedente tabella.

Per quanto riguarda il funzionamento al di fuori della stagione di riscaldamento, si è assunto che l'impianto lavori in assetto non cogenerativo con ore equivalenti stimate sulla base delle ore in cui i prezzi registrati sul MGP (della zona Nord nella stagione al di fuori del periodo di riscaldamento 2014) superavano i costi marginali di produzione.

**Tabella 96 Ore equivalenti di funzionamento adottate**

Fascia climatica	heq CHP stagione invernale	heq solo EE stagione estiva
D	1.594	424
E	2.050	424
F	2.714	424

Per calcolare i costi di investimento e di esercizio degli impianti e i relativi ricavi legati alla vendita di energia elettrica e termica sono stati utilizzati i seguenti parametri di costo (C) e ricavo (R):

**Tabella 97 Parametri economici degli impianti**

	$C_{inv}$	$C_{o\&m}$	$C_{o\&m}$	$C_{fuel}$	$R_{heat}$	$R_{ele\ chp}$ invernale	$R_{ele}$ solo ele estivo
	€/KW	€/KWanno	€/MWh	€/KWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
MCI grande taglia	650	52		0,027	94,8	57	78
MCI piccola taglia	1000	40		0,027	94,8	57	78
Caldaia a gas	100		3	0,028	94,8	57	78

I costi degli impianti e i prezzi delle commodities gas, biomasse, elettricità e calore utilizzati sono stati valutati sulla base di elaborazioni di dati di mercato provenienti da una pluralità di fonti riportate a seguire.

**Tabella 98 Fonti informative relative ai parametri economici**

	$C_{inv}$	$C_{o\&m}$	$C_{o\&m}$	$C_{fuel}$	$R_{heat}$	$R_{ele\ chp}$ invernale	$R_{ele}$ solo ele estivo
MCI grande taglia	Università Torvergata 2015	Università Torvergata 2015	Università Torvergata 2015	Elaborazioni GSE su dati PSV	Equivalenza gas-TLR su prezzo Eurostat 2014	Elaborazioni GSE su dati MGP 2014	Elaborazioni GSE su dati MGP 2014
MCI piccola taglia	Università Torvergata 2015	Università Torvergata 2015	Università Torvergata 2015	Elaborazioni GSE su dati PSV	Equivalenza gas-TLR su prezzo Eurostat 2015	Elaborazioni GSE su dati MGP 2014	Elaborazioni GSE su dati MGP 2014
Caldaia a gas	AGCM 2013	AGCM 2013	AGCM 2013	Elaborazioni GSE su dati PSV	Equivalenza gas-TLR su prezzo Eurostat 2016	Elaborazioni GSE su dati MGP 2014	Elaborazioni GSE su dati MGP 2014

Sono stati calcolati quindi i costi annualizzati di generazione termica ed elettrica prodotta (rispettivamente Levelized cost of electricity LCOE e Levelized cost of Heat LCOH) considerando nel caso del costo di generazione dell'energia termica i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica e, viceversa, nel caso elettrico i ricavi derivanti dalla vendita del calore.

**Tabella 99 Valori medi dei costi di generazione relativi alle reti incluse nel potenziale economico**

LCOE	LCOH
€/MWh	€/MWh
50,6	82,1

### 6.4.2 Impianti alimentati a biomassa

Il dimensionamento delle centrali di teleriscaldamento alimentate a biomassa legnosa è stato fatto in analogia a quanto riscontrato nelle reti diffuse nelle zone non metanizzate, ipotizzando di abbinare alla generazione di calore tramite caldaia a biomassa una produzione cogenerativa attraverso un impianto ORC.

In particolare il dimensionamento è stato effettuato imponendo i valori medi riscontrati relativi alle caratteristiche osservate, quali:

- $K_{H/CHP}$  : il rapporto tra la potenza termica installata delle caldaia rispetto a quella del cogeneratore, valutato pari a 2,9
- $H/E_{CHP}$  ; il rapporto tra la potenza termica e la potenza elettrica del cogeneratore, valutato pari a 4,6

**Tabella 100 Parametri  $K_{base}$  e  $K_{peak}$**

$K_{H/CHP}$	2,9
$H/E_{CHP}$	4,6

I parametri tecnici di performance degli impianti cogenerativi sono riportati a seguire:

**Tabella 101 Parametri tecnici motori a combustione intera cogenerativi**

	(H/E)max	Fuel/E solo EE	E CHP/E
Ciclo ORC	4,63	8,94	1,00

Sulla base della domanda di calore e i rapporti  $K_{H/CHP}$  e  $H/E_{CHP}$ , gli impianti sono stati dimensionati imponendo al ciclo ORC le seguenti ore di funzionamento:

**Tabella 102 Ore equivalenti di funzionamento adottate per i cicli ORC**

Fascia climatica	heq CHP stagione invernale
D	1.594
E	2.050
F	2.714

Per calcolare i costi di investimento e di esercizio dagli impianti e i relativi ricavi legati alla vendita di energia elettrica e termica sono stati utilizzati i seguenti parametri:

**Tabella 103 Parametri economici degli impianti**

	$C_{inv}$ €/KW	$C_{o\&m}$ €/KW anno	$C_{o\&m}$ €/MWh	$C_{fuel}$ €/KWh	$R_{heat}$ €/MWh	$R_{ele\ ch}$ €/MWh	TEE €/TEE
Ciclo ORC	6,500	468		0,020	140	115	-
Caldaia a cippato	170		5,1	0,020	140	-	100

I costi degli impianti e i prezzi delle commodities GPL, biomasse, elettricità e calore utilizzati sono stati valutati sulla base di elaborazioni di dati di mercato e bibliografici riportati in precedenza. In particolare il costo della biomassa si riferisce al valore medio annuo registrato nel 2014 dalla camera di commercio di Milano per il cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale da manutenzione del patrimonio boschivo (umidità sul tal quale 45%; PCI: 2,5 MWh/t)



## 6.5 Potenziale economico TLR

Sulla base della caratterizzazione dei parametri tecnici ed economici relativi allo sviluppo delle infrastrutture di teleriscaldamento efficienti, l'analisi si è dunque concentrata sulla valutazione della sostenibilità economica delle iniziative individuate.

L'analisi, condotta per ciascun comune incluso nel potenziale tecnico TLR, ha verificato la fattibilità economica degli investimenti, valutando costi e ricavi derivanti dallo sviluppo ed esercizio della rete e delle centrali da parte di un potenziale investitore, ipotizzando un prezzo di vendita al cliente finale competitivo con il prezzo del vettore energetico sostituito (gas o GPL per le aree non metanizzate).

La fattibilità economica delle iniziative è stata analizzata sulla base del Valore Attuale Netto (VAN) di ciascuna rete, considerando un periodo di valutazione di 30 anni.

Per il calcolo del VAN è stato assunto un costo medio ponderale del capitale (WACC) pari al 5%. Il potenziale economico è stato desunto limitando il potenziale tecnico alle sole iniziative con VAN positivo. Inoltre è stata definita una quota di fattibilità per ciascuna iniziativa in funzione del valore del tasso interno di rendimento (IRR). Per iniziative caratterizzate da un IRR maggiore del 15% si è ipotizzata una fattibilità completa dell'intero potenziale tecnico individuato. Per le iniziative risultanti invece con un IRR inferiore al valore minimo di accettabilità (*hurdle rate*), il potenziale economico è stato considerato nullo. Il valore di *hurdle rate* è stato ipotizzato pari al 5% nel caso di estensione di una rete di teleriscaldamento esistente, pari al 7% nel caso di costruzione ex novo dell'infrastruttura.

Per i casi con IRR risultanti compresi tra il valore di *hurdle rate* e la soglia del 15%, la quota di fattibilità è stata determinata in modo proporzionale.

Avendo fissato dei ricavi delle reti di teleriscaldamento sulla base dei prezzi di riferimento del calore nel settore residenziale con soluzioni convenzionali (attraverso opportune formule di equivalenza), la valutazione della sostenibilità economica lato investitore si sovrappone almeno in parte a quella del cliente finale<sup>91</sup>.

I risultati dell'analisi sono da interpretare in ottica complessiva e servono per caratterizzare in modo comparativo le iniziative più favorevoli. Per le valutazioni dei singoli investimenti si rimanda a specifiche analisi di fattibilità in grado di prendere in considerazione le peculiarità individuali e gli aspetti sito-specifici, difficilmente modellabili su analisi a vasta scala.

La valutazione del potenziale economico del TLR è stata integrata da una valutazione dei benefici ambientali quali i risparmi sulle emissioni di gas serra e i risparmi di energia primaria connessi al suo sviluppo.

---

<sup>91</sup> Tale considerazione ha una valenza parziale non avendo messo in competizione il teleriscaldamento con tutte le tecnologie efficienti per la fornitura di calore ma solo con le convenzionali.

## 6.5.1 Potenziale economico TLR efficiente da gas naturale

La fattibilità economica delle infrastrutture di teleriscaldamento efficienti è molto sensibile, oltre che alle peculiarità urbanistiche e all'intensità locale del fabbisogno di calore, ai prezzi di acquisto e di vendita dei diversi vettori energetici sia all'ingrosso che al dettaglio.

In particolare per quanto riguarda i comuni metanizzati, il valore medio del costo annualizzato di generazione del calore, erogato dalle reti che sono risultate economicamente sostenibili, risulta pari a 82 €/MWh, a fronte di un prezzo medio di vendita valutato pari 94,8 €/MWh.<sup>92</sup> Tale margine, che include i costi industriali di investimento ed esercizio e gli oneri finanziari, dipende fortemente, oltre che dal prezzo di vendita del gas alle utenze domestiche, dai differenziali relativi alle imposte (IVA agevolata al 10% per TLR da CAR e fonti rinnovabili per utenze residenziali) e alle accise (accise per usi industriali applicate al TLR inferiori rispetto alle accise per usi civili applicate alle utenze gas residenziali).

**Tabella 104 Prezzi di riferimento considerati per l'analisi economica dei comuni metanizzati (prezzi IVA esclusa)**

Prezzo gas CHP	26,9	€/MWh
Prezzo gas industriale	28,2	€/MWh
Prezzo gas retail	73,9	€/MWh
Prezzo EE chp	57,0	€/MWh
Prezzo EE estate	67,3	€/MWh
Prezzo calore ingrosso	33,2	€/MWh
Prezzo di vendita TLR	94,8	€/MWh
Prezzo Certificati Bianchi	100	€/TEE

È importante sottolineare, a fronte della estesa vita utile considerata per questo tipo di infrastrutture, la forte correlazione tra la fattibilità economica e il prezzo di fornitura al dettaglio del gas naturale, con il quale il TLR compete, e l'evoluzione dei volumi di consumo delle utenze connesse. Si aggiunge inoltre che il potenziale individuato non considera eventuali soluzioni alternative di soddisfacimento del fabbisogno termico (quali ad esempio le pompe di calore o gli impianti di riscaldamento alimentati da fonti rinnovabili) che potrebbero risultare maggiormente convenienti rispetto al teleriscaldamento stesso.

Applicando i prezzi di riferimento del 2014, il potenziale economico relativo al TLR alimentato da cogenerazione ad alto rendimento è risultato pari ad un potenziale incremento di 2,2 TWh di energia termica annua erogata alle utenze, con un ampliamento dell'estensione delle reti di 375 km e 57 milioni di mc di volumetria riscaldata.

<sup>92</sup> Tale prezzo è stato calcolato, sulla base dei prezzi di riferimento considerati, attraverso la seguente formula di equivalenza con il costo di acquisto al dettaglio del gas per un'utenza residenziale:

$$P_{TLR} = [P_{CH4}/(9,6 \times rend)] \times (1,22/1,1) + IVA 10\%$$

$P_{TLR}$ : prezzo di vendita TLR

$P_{CH4}$ : prezzo di vendita metano per riscaldamento residenziale IVA esclusa

9,6: PCI metano (KWh/m<sup>3</sup>)

rend = rendimento medio stagionale caldaie tradizionali

(1,22/1,1) = differenziale IVA tra metano e TLR residenziale da CAR o fonti rinnovabili

**Tabella 105 Potenziale economico incrementale del teleriscaldamento per i comuni metanizzati (basato sui consumi 2013)**

zona climatica	E	F	Totale complessivo
Potenziale economico incrementale [GWh]	2.141	119	2.260
Lunghezza incrementale reti [km]	354	21	375
Volumetria riscaldata incrementale [milioni di m <sup>3</sup> ]	54,4	2,5	56,9
Potenza termica incr. CAR [MWt]	983	41	1.025
Potenza termica incr. di integrazione [MWt]	1.278	54	1.332
Energia termica incr. CAR erogata [GWh]	1.713	95	1.808
Energia termica incr. di integrazione erogata [GWh]	428	24	452
Potenza elettrica incr. CAR [MWeI]	1.125	47	1.172
Energia elettrica incr. CAR prodotta [GWh]	2.305	128	2.433
Energia elettrica incr. no CAR prodotta [GWh]	477	20	497
LCOH [€/MWh]	82,6	69,2	82,1
Emissioni evitate [ton CO <sub>2</sub> eq]	521.634	28.898	550.532
Risparmi di energia primaria [tep]	115.464	6.395	121.859

Secondo quanto previsto dagli scenari ENEA simulati attraverso il modello Times, i consumi finali del settore residenziale sono previsti in decrescita di circa il 6% nei prossimi 10 anni per effetto principalmente degli interventi di efficienza energetica attesi nel settore soprattutto in ambito termico. Implementando tali ipotesi di consumo, il potenziale economico relativo al TLR alimentato da cogenerazione ad alto rendimento si riduce a un incremento di 1,7 TWh di energia termica annua erogata alle utenze. Tale risultato evidenzia le criticità legate a tempi di sviluppo e di ritorno molto lunghi delle infrastrutture di teleriscaldamento che sembrano invece esprimere una forte vocazione nel cogliere le opportunità legate ad eventuali disponibilità di cascame termico, calore da rifiuti e da biomassa localmente disponibile.

**Tabella 106 Potenziale economico del teleriscaldamento per i comuni metanizzati (basato sui consumi 2023)**

zona climatica	E	F	Totale complessivo
Potenziale economico incrementale [GWh]	1.605	85	1.690
Lunghezza incrementale reti [km]	279	16	295
Volumetria riscaldata incrementale [milioni di m <sup>3</sup> ]	43,6	1,9	45,5
Potenza termica CAR [MWt]	737	29	767
Potenza termica di integrazione [MWt]	958	38	997
Energia termica CAR erogata [GWh]	1.284	68	1.352
Energia termica di integrazione erogata [GWh]	321	17	338
Potenza elettrica CAR [MWeI]	843	33	876
Energia elettrica CAR prodotta [GWh]	1.727	90	1.817
Energia elettrica no CAR prodotta [GWh]	357	14	371
LCOH [€/MWh]	83,8	72,7	83,21
Emissioni evitate [ton CO <sub>2</sub> eq]	390.910	20.338	411.248
Risparmi di energia primaria [tep]	86.532	4.496	91.028

## 6.5.2 Potenziale economico TLR efficiente dalla termovalorizzazione dei rifiuti

La presente analisi ha valutato l'energia derivabile dalla termovalorizzazione dei quantitativi di rifiuti prevista dagli scenari di ISPRA nei prossimi anni come energia disponibile a costo zero per la termovalorizzazione. Tale assunzione deriva dal considerare gli impianti di termovalorizzazione (e i relativi costi di costruzione ed esercizio) come investimenti afferenti al settore della gestione dei rifiuti.

La disponibilità di energia da termovalorizzazione dei rifiuti, determinata sulla base del potenziale tecnico elaborato, è stata quindi confrontata con la domanda termica potenziale soddisfacibile da teleriscaldamento in ciascun capoluogo di provincia: a valle di tale decurtazione, la disponibilità di calore da rifiuti effettivamente utilizzabile risulta pari a 573 GWh.

Nella tabella seguente è indicata la distribuzione regionale della suddetta stima, ma, sebbene sia stata verificata la condizione che vi sia un potenziale tecnico-economico del TLR a gas nelle zone individuate, tale distribuzione va intesa come indicativa essendo frutto delle approssimazioni che sono state adottate per giungere ad una valutazione a scala nazionale (in primis l'aver ipotizzato una disponibilità territoriale di rifiuti destinati a termovalorizzazione attraverso una ripartizione provinciale basata sulla popolazione e l'aver supposto che le reti TLR impieghino in prima istanza rifiuti prodotti nella stessa provincia dove sono ubicate e secondariamente rifiuti provenienti da altri territori<sup>93</sup>).

**Tabella 107 Potenziale economico TLR efficiente della termovalorizzazione dei rifiuti [GWh]**

Abruzzo	14
Basilicata	16
Emilia Romagna	47
Friuli Venezia Giulia	12
Liguria	64
Marche	51
Molise	9
Piemonte	203
Toscana	16
Trentino Alto Adige	8
Veneto	133
<b>Totale</b>	<b>573</b>

Allo sfruttamento del potenziale economico del TLR efficiente da termovalorizzazione dei rifiuti risulta associato un risparmio di energia primaria fossile (valutato sulla base di un rendimento termico degli impianti sostituiti pari al 90%) pari a 55 ktep e delle emissioni evitate pari a 18,7 kton di CO<sub>2</sub>eq (valutate sulla base della differenza dei fattori emissivi del gas naturale, pari a 57 kgCO<sub>2</sub>eq/GJ, e del CDR, pari a 48,86 kgCO<sub>2</sub>/GJ<sup>94</sup>).

<sup>93</sup> Vedi paragrafo 6.2.2

<sup>94</sup> Fonte dati ISPRA 2013

### 6.5.3 Potenziale economico TLR efficiente da biomassa

Per quanto riguarda le reti situate in comuni non metanizzati, alimentate a biomassa e che sono risultate economicamente sostenibili, il valore medio del costo annualizzato di erogazione del calore all'utenza è risultato pari a 104 €/MWh, a fronte di un prezzo medio di vendita del calore erogato valutato pari a 140,1 €/MWh<sup>95</sup>. Tale margine, che include sia i costi industriali di investimento ed esercizio sia gli oneri finanziari, dipende fortemente, oltre che dal prezzo di vendita del GPL per riscaldamento, dal minor costo legato allo sfruttamento della biomassa e dai differenziali relativi alle imposte (IVA agevolata al 10% per TLR da CAR e fonti rinnovabili per utenze residenziali).

**Tabella 108 Prezzi di riferimento considerati per l'analisi economica del TLR efficiente a biomassa (prezzi IVA esclusa)**

Prezzo GPL retail	109,2	€/MWh
Prezzo cippato	20	€/MWh
Prezzo EE chp <sup>96</sup>	115	€/MWh
Prezzo calore ingrosso	33,2	€/MWh
Prezzo di vendita TLR	140,1	€/MWh
Prezzo Certificati Bianchi	100	€/TEE

È importante sottolineare la forte correlazione tra la fattibilità economica, la disponibilità di biomassa locale a basso costo e, considerando l'estesa vita utile delle infrastrutture, l'evoluzione dei volumi di consumo delle utenze connesse. Si consideri inoltre che il potenziale individuato non valuta eventuali soluzioni alternative di soddisfacimento del fabbisogno termico (quali ad esempio le pompe di calore o gli impianti di riscaldamento alimentati da fonti rinnovabili) che potrebbero risultare maggiormente convenienti rispetto al teleriscaldamento stesso.

Il costo della biomassa adottato si riferisce al valore medio annuo registrato nel 2014 dalla camera di commercio di Milano per il cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale da manutenzione del patrimonio boschivo (umidità sul tal quale 45%; PCI: 2,5 MWh/t)

Applicando i prezzi di riferimento del 2014, il potenziale economico relativo al TLR alimentato da biomassa è risultato pari ad un potenziale incremento di 1,3 TWh di energia termica annua erogata

<sup>95</sup> Tale prezzo è stato calcolato, sulla base dei prezzi di riferimento considerati, attraverso la seguente formula di equivalenza con il costo di acquisto al dettaglio del GPL per un'utenza residenziale:

$$P_{TLR} = [P_{GPL}/(rend)] \times (1,22/1,1) + IVA 10\%$$

$P_{TLR}$ : prezzo di vendita TLR

$P_{GPL}$ : prezzo di vendita del GPL per riscaldamento residenziale IVA esclusa

$rend$  = rendimento medio stagionale caldaie

$(1,22/1,1)$  = differenziale IVA tra GPL e TLR residenziale da CAR o fonti rinnovabili

<sup>96</sup> Applicato valore preliminare per il cippato da manutenzione del patrimonio boschivo previsto dalla bozza 2015 del DM sull'incentivazione delle fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico

alle utenze, per un ampliamento dell'estensione delle reti di 408 km e 29 milioni di mc di volumetria riscaldata.

**Tabella 109 Potenziale economico incrementale del TLR efficiente a biomassa (basato sui consumi 2013)**

Zona climatica	D	E	F	Totale complessivo
Potenziale economico incrementale [GWh]	149	657	533	1.338
Lunghezza incrementale reti [km]	44	196	168	408
Volumetria riscaldata incrementale [milioni di m <sup>3</sup> ]	4,5	13,9	10,6	29
Potenza termica incr. CAR [MWt]	39	133	82	254
Potenza termica incr. di integrazione [MWt]	113	386	236	735
Energia termica incr. CAR erogata [GWh]	66	291	236	592
Energia termica incr. di integrazione erogata [GWh]	83	366	297	746
Potenza elettrica incr. CAR [MWel]	8	29	18	55
Energia elettrica incr. CAR prodotta [GWh]	17	74	60	150
Energia elettrica incr. no CAR prodotta [GWh]	-	-	-	-
LCOH [€/MWh]	119,9	100,6	96,4	104
Emissioni evitate [ton CO <sub>2</sub> eq]	8.521	37.559	30.458	76.538
Risparmi di energia primaria [tep]	17.057	75.178	60.965	153.200

Implementando gli scenari di consumo ENEA simulati attraverso il modello Times, i consumi finali del settore residenziale sono previsti in decrescita di circa il 6% nei prossimi 10 anni: in questo caso il potenziale economico relativo al TLR alimentato da biomasse si riduce a un incremento di 1,2 TWh di energia termica annua erogata alle utenze.

**Tabella 110 Potenziale economico del TLR efficiente a biomassa (basato sui consumi 2023)**

Zona climatica	D	E	F	Totale complessivo
Potenziale economico incrementale [GWh]	143	593	466	1.202
Lunghezza incrementale reti [km]	43	183	150	377
Volumetria riscaldata incrementale [milioni di m <sup>3</sup> ]	4,5	13,0	9,5	27
Potenza termica CAR [MWt]	37	121	72	229
Potenza termica di integrazione [MWt]	108	349	207	664
Energia termica CAR erogata [GWh]	63	263	206	532
Energia termica di integrazione erogata [GWh]	80	331	260	670
Potenza elettrica CAR [MWel]	8	26	15	50
Energia elettrica CAR prodotta [GWh]	16	67	52	135
Energia elettrica no CAR prodotta [GWh]	-	-	-	-
LCOH [€/MWh]	120,0	100,8	96,8	105
Emissioni evitate [ton CO <sub>2</sub> eq]	8.157	33.933	26.672	68.763
Risparmi di energia primaria [tep]	16.328	67.921	53.388	137.637

## 6.6 Potenziale di efficientamento delle reti di teleriscaldamento esistenti

Durante l'anno di esercizio 2013 le perdite termiche dovute alla distribuzione del calore attraverso le reti di teleriscaldamento sono risultate pari a 1,7 TWh, pari al 16% dell'energia termica immessa nelle reti stesse.

Ipotizzando di applicare a ciascuna rete le migliori prestazioni di termini di efficienza di distribuzione del calore come indicato dalle linee guida della Commissione Europea le perdite di rete andrebbero limitate alla quota del 10%. La riduzione delle perdite sulle reti esistenti comporterebbe un risparmio di energia termica pari a 673 GWh.

**Tabella 111 Potenziale di efficientamento delle reti TLR esistenti (fonte dati su energia termica erogata e perdite: Annuario AIRU 2013)**

Comune	Energia termica erogata [MWh]	Perdite termiche rete TLR [MWh]	Perdite [%]	Potenziale di efficientamento [MWh]
<b>Totale</b>	<b>8.744.345</b>	<b>1.685.614</b>	<b>16%</b>	<b>672.746</b>
Torino	1.923.064	389.175	17%	157.951
Brescia	1.139.691	240.596	17%	102.567
Milano	839.786	95.671	10%	2.125
Reggio Emilia	391.666	66.145	14%	20.364
Verona	301.470	45.012	13%	10.364
San Donato Milanese	162.108	21.421	12%	3.068
Mantova	155.937	32.770	17%	13.899
Ferrara	153.073	29.231	16%	11.001
Rivoli	151.640	24.624	14%	6.998
Bergamo	150.214	19.780	12%	2.781
Parma	147.599	26.047	15%	8.682
Cremona	146.786	26.312	15%	9.002
Brunico	137.665	25.744	16%	9.403
Imola	102.286	22.456	18%	9.982
Alba	101.607	29.413	22%	16.311
Settimo Torinese	81.043	16.223	17%	6.496
Roma	76.573	19.687	20%	10.061
Varese	70.040	6.334	8%	-
Genova	69.096	1.821	3%	-
Bardonecchia	67.797	9.599	12%	1.859
Sestriere	66.506	5.401	8%	-
Legnano	64.859	12.960	17%	5.178
Bologna	63.657	5.159	7%	-
Rovereto	57.285	25.719	31%	17.419
Dobbiaco	56.754	14.160	20%	7.069
Val di Vizze	56.229	17.805	24%	10.402
Cinisello Balsamo	55.108	6.462	10%	305
Rho	55.030	10.192	16%	3.670
Bolzano	54.954	5.285	9%	-
Milano	51.248	2.562	5%	-
Castelnuovo di Val di Cecina	41.048	-	0%	-
Riva del Garda	40.509	9.270	19%	4.292
Bologna	40.189	9.024	18%	4.103
Seregno	39.394	10.719	21%	5.708
Morbegno	38.994	15.210	28%	9.790
Tirano	38.877	10.714	22%	5.755
Desio	38.574	10.901	22%	5.954

Varna	37.944	361	1%	-
Vicenza	37.865	6.777	15%	2.313
Saluzzo	37.024	7.286	16%	2.855
Fossano	36.698	10.520	22%	5.798
Monza	34.245	4.242	11%	393
Biella	33.605	3.892	10%	142
Como	33.273	13.779	29%	9.074
Acqui Terme	32.920	5.010	13%	1.217
Pomaranze	32.800	1.730	5%	-
Lodi	32.712	4.638	12%	903
Monza	32.685	5.787	15%	1.940
Pomaranze	29.800	1.900	6%	-
Piacenza	29.670	5.236	15%	1.745
Bologna	29.315	2.608	8%	-
Cavalese	26.090	14.663	36%	10.588
Voghera	26.012	3.020	10%	117
Cassano d'Adda	24.567	2.136	8%	-
Modena	24.102	4.282	15%	1.444
Silandro	23.697	6.447	21%	3.433
Siror	22.807	2.394	10%	-
Santa Fiora	22.588	5.825	21%	2.984
Casale Monferrato	22.429	2.545	10%	48
Casalecchio di Reno	22.010	6.447	23%	3.601
Cesana Torinese	21.122	2.451	10%	94
Temù	20.097	5.403	21%	2.853
Sesto	19.946	3.951	17%	1.561
Rho	19.850	3.515	15%	1.179
Borgaro Torinese	19.264	1.759	8%	-
Busto Arsizio	19.159	2.780	13%	586
Monguelfo	18.627	4.518	20%	2.203
Valdaora	18.565	3.690	17%	1.464
La Thuile	17.722	3.720	17%	1.576
Carmagnola	16.299	2.502	13%	622
Laces	16.295	5.279	24%	3.122
Monza	15.709	1.853	11%	97
Mezzano	15.418	7.624	33%	5.320
Sondalo	15.084	4.980	25%	2.974
Osimo	14.702	5.600	28%	3.570
Leini	14.279	3.275	19%	1.520
Badia	13.811	4.748	26%	2.892
Cesena	13.449	1.494	10%	-
Sluderno	13.391	7.703	37%	5.593
Chiusa	13.127	2.699	17%	1.116
Lasa	12.426	4.599	27%	2.897
Cairo Montenotte	12.405	1.552	11%	156
Campo Tures	12.232	3.809	24%	2.204
Cesena	12.108	3.937	25%	2.333
Renon	11.671	20.374	64%	17.170
Pragelato	11.642	2.522	18%	1.106
Morgex	11.569	5.845	34%	4.104
Rasun Anterselva	11.267	4.361	28%	2.798
Monterotondo Marittimo	10.017	-	0%	-
Prè Saint Didier	9.977	1.819	15%	639
Sarentino	9.943	3.710	27%	2.345
Prato allo Stelvio	9.629	3.888	29%	2.536
Valle Aurina	9.289	4.554	33%	3.170
Piossasco	9.240	528	5%	-
Forlì	9.124	3.508	28%	2.245
Stelvio	8.915	2.920	25%	1.737
Cesano Boscone	8.148	3.492	30%	2.328
Villa Guardia	7.840	2.974	28%	1.893
Bergamo	7.828	586	7%	-
Brennero	7.768	1.666	18%	723
Rho	7.700	1.911	20%	950



Valle Aurina	7.506	1.875	20%	937
Predazzo	7.316	2.548	26%	1.562
Vandoes	7.250	2.726	27%	1.728
Rio di Pusteria	7.077	1.901	21%	1.003
Modena	7.032	1.050	13%	242
Santa Caterina Valfurva	7.031	3.775	35%	2.695
Ultimo	6.943	2.042	23%	1.143
Sellero	6.717	2.784	29%	1.834
Pomaranche	6.620	280	4%	-
Rovereto	5.933	297	5%	-
Racines	5.769	172	3%	-
Fondo	5.684	2.896	34%	2.038
Vicenza	5.670	1.282	18%	587
Malles	5.571	1.504	21%	797
Collio	5.473	2.719	33%	1.900
Bagno di Romagna	5.400	2.390	31%	1.611
Ormea	5.249	2.713	34%	1.917
Arta Terme	5.242	2.413	32%	1.648
Nizza Monferrato	5.013	787	14%	207
Falzes	4.816	1.817	27%	1.154
Pomaranche	4.711	-	0%	-
Curon	4.680	1.202	20%	614
Lizzano in Belvedere	4.655	2.315	33%	1.618
Racconigi	4.610	710	13%	178
Mirandola	4.481	1.295	22%	717
Nova Ponente	4.367	331	7%	-
Rimini	4.297	1.468	25%	892
Bomporto	4.143	2.984	42%	2.271
Terento	4.130	781	16%	290
Castel Maggiore	4.068	1.743	30%	1.162
Velturmo	4.029	1.471	27%	921
Malles	3.998	1.194	23%	675
Pollein	3.905	1.812	32%	1.240
Rasun Anterselva	3.888	2.896	43%	2.217
Pomaranche	3.792	152	4%	-
Naz Sciaves	3.754	826	18%	368
Curon	3.682	1.200	25%	711
Pinerolo	3.641	973	21%	512
Funes	3.553	1.112	24%	646
Laion	3.545	1.546	30%	1.037
Racines	3.523	575	14%	165
Luson	3.512	796	18%	365
Canale	3.500	1.238	26%	764
Rimini	3.432	1.479	30%	988
Trento	3.418	661	16%	253
Casalecchio di Reno	3.386	1.451	30%	967
Sedrino	2.964	1.429	33%	989
Naturno	2.906	462	14%	125
Castegnato	2.893	1.949	40%	1.465
Bologna	2.825	1.000	26%	618
Coredo	2.814	727	21%	373
Malles	2.751	633	19%	294
Selva dei Molini	2.562	546	18%	235
Tires	2.485	199	7%	-
Bologna	2.428	200	8%	-
Santo Stefano di Cadore	2.427	135	5%	-
Terlano	2.416	559	19%	262
San Felice sul Panaro	2.378	1.192	33%	835
Valdaora	2.230	250	10%	2
Castel Bolognese	2.194	482	18%	214
San Pancrazio	2.072	429	17%	179
Cortemilia	1.946	76	4%	-
Chiusa	1.929	674	26%	413
Funes	1.580	593	27%	376

---

Pomarance	1.573	77	5%	-
Moso in Passiria	1.565	498	24%	291
Castelrotto	1.543	698	31%	474
Verano	1.543	796	34%	562
Rodengo	1.516	583	28%	373
Pomarance	1.418	82	5%	-
Pomarance	1.255	55	4%	-
Modena	1.164	498	30%	332
Monterenzio	836	136	14%	39
San Godenzo	710	290	29%	190
Forlì	640	490	43%	377
Treppo Carnico	479	355	43%	272
Piobesi Torinese	428	112	21%	58

---

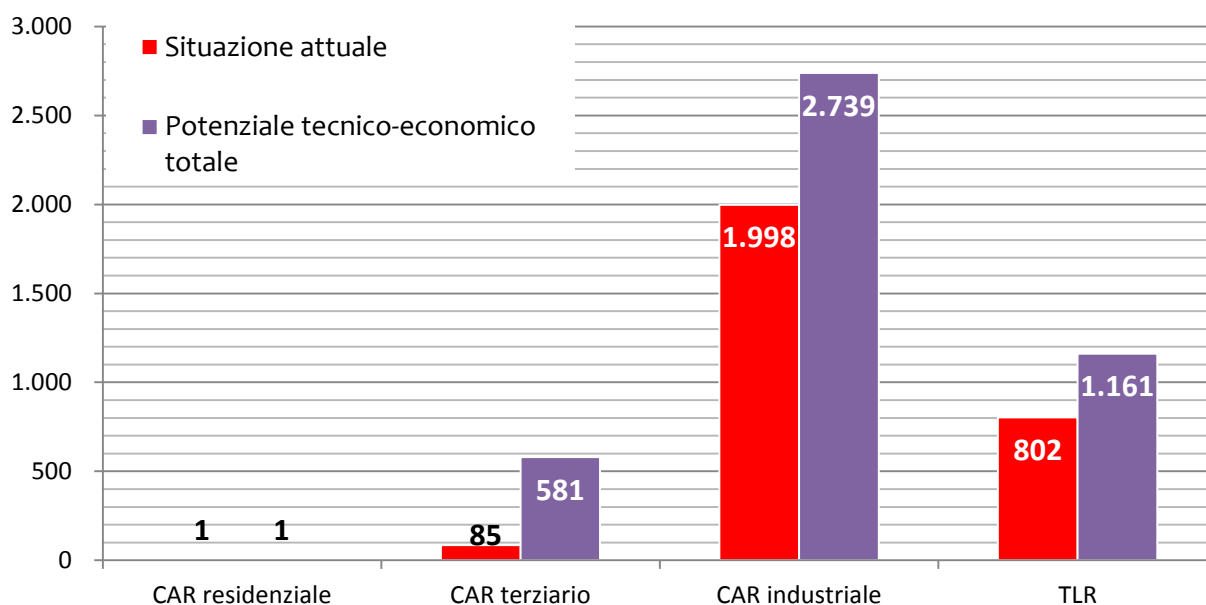
# 7 Sintesi dei risultati

Il potenziale di sviluppo della CAR nei settori finali di utilizzo<sup>97</sup> è risultato, sulla base delle condizioni economiche e di consumo attuali, pari a 3.320 ktep. Rispetto alla produzione di calore utile da CAR in questi settori al 2013, pari a 2.084 ktep, si riscontra un potenziale incremento di 1.236 ktep.

Tale incremento di calore utile prodotto da CAR è riconducibile al settore industriale e al settore terziario con un incremento potenziale rispettivamente di 740 ktep e 496 ktep. Il settore residenziale non mostra un potenziale economico sfruttabile alle attuali condizioni di mercato e di costi delle tecnologie.

Nel settore del teleriscaldamento, il potenziale riscontrato risulta pari a 1.161 ktep. Rispetto al calore erogato da TLR nel 2013, pari a 802 ktep, si riscontra un potenziale incremento da teleriscaldamento efficiente di 359 ktep. A tale potenziale incremento contribuisce la produzione di calore basata sullo sfruttamento delle biomasse per 115 ktep e lo sfruttamento della termovalorizzazione dei rifiuti per ulteriori 49 ktep.

**Figura 63 Confronto tra il consumo di energia termica da CAR e TLR e il potenziale tecnico economico elaborato basato sui livelli di consumo del 2013 [ktep]**



<sup>97</sup> Gli impianti CAR che alimentano reti di teleriscaldamento non sono inclusi in questa stima

**Tabella 112 Sintesi dei risultati sul potenziale**

Settore	Grandezza	Unità di misura	Situazione attuale 2013	Potenziale tecnico-economico totale <sup>98</sup>	Potenziale tecnico-economico incrementale
<b>CAR residenziale</b>	Capacità elettrica	MWe	5	5	0
	Capacità termica	MWt	7	7	0
	Produzione elettrica CAR	GWh el	6	6	0
	Produzione termica	GWh t ktep	10 1	10 1	0 0
<b>CAR terziario</b>	Capacità elettrica	MWe	287	1.426	1.140
	Capacità termica	MWt	291	1.925	1.634
	Produzione elettrica CAR	GWh el	989	5.050	4.061
	Produzione termica	GWh t ktep	989 85	6.752 581	5.764 496
<b>CAR industriale</b>	Capacità elettrica	MWe	8.773	9.668	895
	Capacità termica	MWt	9.361	11.352	1.991
	Produzione elettrica CAR	GWh el	18.327	24.665	6.338
	Produzione termica	GWh t ktep	23.239 1.998	31.851 2.739	8.612 740
<b>TLR</b>	Volumetrie riscadate	Mmc	302	402	100
	Km rete	km	3.807	4.685	878
	Capacità termica CHP	MWt	2.825	4.260	1.435
	Capacità termica TOT	MWt	8.056	11.558	3.502
	Energia termica erogata	GWht ktep	9.331 802	13.502 1.161	4.171 359
	<i>di cui da FER</i>	<i>GWht</i>	<i>1.367</i>	<i>2.705</i>	<i>1.338</i>
	<i>di cui da rifiuti</i>	<i>GWht</i>	<i>1.264</i>	<i>1.837</i>	<i>573</i>

<sup>98</sup> Il potenziale tecnico economico riportato nel presente paragrafo è valutato come somma del potenziale incrementale individuato e la produzione attuale, escludendo future eventuali dismissioni o ridimensionamenti della capacità attualmente in esercizio.

# 8

## Appendice

### 8.1 CAR e TLR: politiche e obiettivi

Le Direttiva 2012/27/UE assegna alla cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e al teleriscaldamento e al teleraffreddamento efficienti (TLR) un ruolo chiave nella realizzazione delle politiche di risparmio energetico e di riduzione delle emissioni climalteranti.

Nei considerata della suddetta Direttiva, infatti, si sottolinea come la cogenerazione ad alto rendimento e il teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti presentino significative possibilità di risparmio di energia primaria largamente inutilizzate nell'Unione. E' quindi ritenuto opportuno che gli Stati membri effettuino una valutazione globale del potenziale tecnico ed economico di tali soluzioni tecnologiche, propedeutica alla loro diffusione secondo criteri di efficacia ed efficienza.

Il D.Lgs 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/UE, conferma l'importante ruolo della CAR e del teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti nel raggiungimento dell'obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico che consiste nella riduzione, entro l'anno 2020, di 20 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio dei consumi di energia primaria, pari a 15,5 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio di energia finale, rispetto al 2010.

Tali obiettivi sono stati stabiliti in coerenza con la Strategia Energetica Nazionale (SEN) del marzo 2013 che vede nello sviluppo della CAR e del TLR un volano importante per la promozione in Italia di un uso efficiente dell'energia.

Nel settore della cogenerazione ad alto rendimento, in linea con le disposizioni della Direttiva 2012/27/UE, la SEN caldeggia l'introduzione di misure a carattere regolamentare ad integrazione del regime di incentivazione in vigore, al fine di agevolare la diffusione di questa tecnologia. La SEN sottolinea come nel settore della CAR, l'Italia abbia già uno sviluppo storicamente forte in ambito industriale, a servizio di specifici processi produttivi ed una presenza di impianti di produzione soprattutto medio-grandi. Secondo la SEN, quindi, il sostegno pubblico deve puntare non solo allo sviluppo di nuove installazioni, in particolare di piccole dimensioni, ma soprattutto alla sostituzione e al rifacimento di impianti esistenti, verso tecnologie e assetti a più alto rendimento.

Per ciò che concerne le potenzialità offerte dal teleriscaldamento e dal teleraffreddamento, nella SEN si afferma come esse non siano sfruttate appieno. Per tale motivo, sono ritenuti necessari interventi che incoraggino l'applicazione di queste tecnologie.

In generale la SEN pone l'accento sullo sviluppo delle rinnovabili termiche -- caldaie a biomassa, pompe di calore, solare termico, etc. 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)" L'obiettivo per le rinnovabili termiche è "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".

In particolare, la SEN prevede di raggiungere l'obiettivo anche attraverso 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.

## 8.2 Incentivi attuali

### 8.2.1 Cogenerazione

Al fine di promuovere l'efficienza energetica nell'ambito della cogenerazione, il D.Lgs. 20/2007, emanato in attuazione della direttiva 2004/8/CE, ha previsto una forma di sostegno economico diretta a interventi tecnologici che, rispettando specifici requisiti in termini di risparmio di energia primaria (indice PES), possano essere ritenuti funzionanti in Cogenerazione ad Alto rendimento (CAR).

Il decreto ministeriale del 4 agosto 2011 ha completato il recepimento della direttiva stabilendo i criteri per la valutazione della condizione di CAR.

Il DM 5 settembre 2011, sulla base dei principi del D.Lgs. 20/2007, ha introdotto l'accesso ai Certificati Bianchi di tipologia II (CB-CAR) per interventi tecnologici effettuati su unità di cogenerazione, secondo i seguenti criteri:

- a. per unità di cogenerazione di nuova costruzione entrate in esercizio a decorrere dal 7 marzo 2007, ha previsto il diritto al rilascio di CB-CAR per un periodo di 10 anni solari, in numero variabile, per ciascun anno di rendicontazione, in base al risparmio di energia primaria conseguito e a un coefficiente di armonizzazione "K", compreso tra 1 e 1,4 in relazione alla potenza media di generazione elettrica in regime di CAR. Il periodo di incentivazione è esteso a 15 anni solari nel caso di unità abbinate a rete di teleriscaldamento, qualora l'intervento di nuova costruzione comprenda anche la rete;
- b. per unità di cogenerazione sottoposte, a decorrere dal 7 marzo 2007, a intervento di "rifacimento" (sostituzione di almeno due componenti principali con componenti nuovi, in unità in esercizio da almeno 12 anni) ha previsto il diritto al rilascio di CB-CAR per un periodo di 10 anni solari, in numero variabile, per ciascun anno di rendicontazione, in base al risparmio di energia primaria conseguito (il coefficiente di armonizzazione "K" è posto pari a 1). Il periodo di incentivazione è esteso a 15 anni solari nel caso di unità abbinate a rete di teleriscaldamento, qualora l'intervento di rifacimento abbia previsto anche una capacità di trasporto aggiuntiva della rete, espressa in termini di tep/a, non inferiore al 30% della capacità di trasporto nominale antecedente l'intervento;
- c. per unità di cogenerazione entrate in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007, se riconosciute cogenerative ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio, recependo quanto stabilito dal D.Lgs. 28/2011, ha previsto il diritto al rilascio di CB-CAR per un periodo di 5 anni solari in numero pari al 30% di quanto riconosciuto alle unità di cui alle lettere precedenti.

I Certificati Bianchi possono essere utilizzati per assolvere all'obbligo posto in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale di raggiungere annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in Tonnellate Equivalenti di Petrolio risparmiate, ai sensi

del DM 20 luglio 2004, oppure possono essere oggetto di scambio e contrattazione sul mercato telematico gestito dal GME.

In alternativa, l'operatore può richiedere il ritiro da parte del GSE dei Certificati Bianchi cui ha diritto. Il prezzo di ritiro è quello vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità, costante per tutto il periodo di incentivazione. Solo per le unità entrate in esercizio prima del DM 5 settembre 2011, il prezzo di ritiro è quello vigente alla data di entrata in vigore del medesimo decreto.

L'energia elettrica prodotta dalle unità di cogenerazione per le quali è stato riconosciuto il funzionamento in CAR, ai sensi del DM 4 agosto 2011, ha diritto ai seguenti ulteriori benefici:

- l'esonero dall'obbligo di acquisto di Certificati Verdi, previsto per produttori e importatori di energia da fonti non rinnovabili per quantità maggiori di 100 GWh;
- la priorità rispetto alla produzione da fonti convenzionali, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da unità prevalentemente CAR, ovvero unità per le quali la percentuale dell'energia elettrica prodotta in CAR è pari o superiore al 50% del totale dell'energia elettrica prodotta;
- relativamente alla quota di energia elettrica netta prodotta in CAR e immessa in rete da impianti alimentati a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili, un incremento, differenziato in base al combustibile, della tariffa base di incentivazione prevista dal DM 6 luglio 2012;
- relativamente all'energia elettrica netta prodotta in CAR e immessa in rete da impianti alimentati a biometano, il riconoscimento, ai sensi del DM 5 dicembre 2013, della tariffa riconosciuta alla produzione di energia elettrica da biogas di cui al DM 6 luglio 2012;
- l'esenzione parziale dal pagamento degli oneri generali di sistema, qualora siano rispettati gli altri requisiti previsti dal D.Lgs. 115/2008, come modificato dal D.Lgs. 56/2010, ai fini del riconoscimento di "sistema efficiente di utenza e sistemi equivalenti (SEU e SESEU)".

Il DM 24 ottobre 2005 disciplina l'accesso ai Certificati Verdi (CV-TLR) per unità che abbiano già ottenuto la qualifica di "Impianto di cogenerazione abbinato a rete di teleriscaldamento", riconosciuti di cogenerazione ai sensi della Delibera AEEG 42/02 e s.m.i. I CV-TLR vengono riconosciuti per un periodo di 8 anni solari, in numero variabile, per ciascun anno di rendicontazione, in base al calore cogenerato ceduto alla rete.

E' opportuno evidenziare, infine, che il comma 11, art. 14 della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, prescrive che "gli Stati membri garantiscono che qualsiasi possibile sostegno alla cogenerazione sia subordinato alla condizione che l'energia elettrica prodotta provenga da cogenerazione ad alto rendimento e che il calore di scarto sia effettivamente usato per realizzare risparmi di energia primaria".

Infine è utile segnalare che il gas naturale utilizzato per produrre energia elettrica è soggetto ad un particolare regime di accisa (variabile con il consumo e a seconda dell'uso finale), ovvero: un'accisa pari € 0,000449/m<sup>3</sup> per il gas relativamente ad un consumo specifico fino a 0,220 m<sup>3</sup>/kWh, e un'accisa compresa tra 0,007499 €/m<sup>3</sup> e 0,044 €/m<sup>3</sup> (a seconda dell'uso finale) per il gas i cui consumi superano il suddetto limite. Se l'elettricità è autoconsumata l'accisa è ridotta del 30%.

Sulle forniture di gas metano impiegate per la produzione di energia elettrica (anche in cogenerazione) si applica l'aliquota IVA agevolata al 10% mentre sulle forniture di gas impiegate nelle caldaie si applica l'aliquota ordinaria 22%.

## 8.2.2 Teleriscaldamento

In Italia lo sviluppo del teleriscaldamento è stato favorito, da un lato dalla necessità di raggiungere obiettivi nazionali e comunitari di carattere ambientale e di efficienza energetica, che hanno spinto ad incentivare in vario modo lo sviluppo del settore. Dall'altro lato, il TLR è stato spesso regolamentato dagli Enti locali e realizzato grazie alle imprese municipalizzate che hanno sviluppato gran parte delle reti esistenti.

Nel corso degli anni sono stati predisposti incentivi di vario tipo per lo sviluppo del TLR: obblighi, incentivi in conto capitale e in conto interesse, incentivi in conto esercizio

In tema di obblighi il Decreto Legislativo 311/2006 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 ad essa.

Tale norma è stata rafforzata dall'art. 22, comma 1, del D.Lgs 28/2011, secondo il quale 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. L'obbligo di connessione sussiste, di fatto, per gli interventi di edilizia popolare realizzati dagli enti competenti.

L'art. 11 del già citato 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 (comma 5) 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.

Per quanto riguarda gli incentivi in conto capitale negli anni '80 e '90 la realizzazione di impianti e reti di TLR ha goduto di alcune agevolazioni agli investimenti 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. Tuttavia è utile richiamarle brevemente per il ruolo estremamente significativo che hanno avuto nel sostenere lo sviluppo del settore.

La legge 308/82 considerava "di pubblico interesse e di pubblica utilità" l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili, includendo 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 in impianti di potenza inferiore a 3 MWe. Tale legge prevedeva anche un'importante deroga per le imprese municipalizzate: "Qualora gli impianti siano gestiti da comuni, province e loro consorzi o aziende singole o consorziate nonché da consorzi costituiti 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.



Al fine di incentivare lo sviluppo della produzione da rinnovabili o in cogenerazione, venivano concessi contributi a fondo perduto per studi di fattibilità e progetti esecutivi e veniva predisposto un fondo di ben 415 miliardi di lire per contributi in conto capitale ai medesimi soggetti che avessero costruito o sviluppato impianti FER o cogenerativi, nel limite del 30% della spesa totale preventivata.

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

La Legge 10/91 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 esecutivi. Nel medesimo articolo veniva inoltre previsto un contributo in conto capitale – pari al 40% della spesa documentata per le reti di TLR.

Il comma 7 dell'art. 11 conteneva inoltre una norma specifica a favore del TLR, secondo la quale la “realizzazione degli impianti di teleriscaldamento 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”.

L'art. 6 obbligava le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano a individuare le zone idonee alla realizzazione di impianti e di reti di teleriscaldamento e imponeva ad Amministrazioni ed Enti pubblici l'obbligo di privilegiare l'allacciamento alle reti di TLR qualora propri immobili rientrino in tali aree.

L'art. 8 prevedeva inoltre contributi in conto capitale, per una percentuale compresa tra il 20% e il 40% della spesa documentata, per interventi di efficientamento energetico degli edifici, favorendo l'allacciamento degli edifici alle reti di TLR.

La legge 10/91 nel 1995 non è stata rifinanziata ed ha quindi esaurito i suoi effetti.

Alcune Regioni, ad esempio: 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.

L'art. 22, comma 4, del D.lgs. 28/2011 ha istituito il fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento. Tale fondo è alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano, posto a carico dei clienti finali, pari a 0,05 €/Sm<sup>3</sup>. Non sono tuttavia stati emanati i decreti interministeriali per stabilire i criteri di accesso al fondo.

Il D.lgs. 102/2014 all'art. 5 comma 12 ha superato il suddetto fondo, stabilendo che le risorse accantonate devono essere versate all'entrata del bilancio dello Stato, per l'importo di 5 milioni di euro nell'anno 2014 e di 25 milioni di euro nell'anno 2015, per essere riassegnate all'attuazione del programma di interventi per il miglioramento della prestazione energetica degli immobili della pubblica amministrazione centrale.

L'rt. 15. del D.Lgs. 102/2014 ha istituito il fondo nazionale per l'efficienza energetica, di natura rotativa, volto a sostenere il finanziamento di interventi coerenti con il raggiungimento degli

obiettivi nazionali di efficienza energetica, promuovendo il coinvolgimento di istituti finanziari, nazionali e comunitari, e investitori privati sulla base di un'adeguata condivisione dei rischi, con particolare riguardo alle seguenti finalità: a) interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici di proprietà della Pubblica Amministrazione; b) realizzazione di reti per il teleriscaldamento e per il teleraffrescamento; c) efficienza energetica dei servizi e infrastrutture pubbliche, compresa l'illuminazione pubblica; d) efficientamento energetico di interi edifici destinati ad uso residenziale, compresa l'edilizia popolare; e) efficienza energetica e riduzione dei consumi di energia nei settori dell'industria e dei servizi.

Per quanto riguarda gli incentivi in conto interesse un ruolo importante nello sviluppo del settore è esercitato 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.

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.

Le reti TLR possono accedere al meccanismo incentivante dei Certificati Bianchi o Titoli di Efficienza Energetica (TEE). I titoli spettanti alle reti TLR alimentate da impianti cogenerativi ad alto rendimento sono calcolati secondo la metodologia prevista dal D.M 5/9/2011 che definisce il regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento. Per i Certificati Bianchi spettanti alle reti TLR alimentate da impianti non cogenerativi oppure che non ricadono tra quelli considerati dal D.M., trova applicazione quanto previsto dalla scheda tecnica 22T: “applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria”.

Ai sensi dell'art. 2, comma 3, lettera a), del decreto del Ministro delle attività produttive del 24 ottobre 2005 gli impianti cogenerativi che alimentano una rete di TLR accedono al meccanismo incentivante dei Certificati Verdi (CV –TLR) proporzionalmente alla quantità di calore immessa nella rete di TLR e alla tecnologia di generazione utilizzata, anche se non alimentati a fonte rinnovabile.

Il D.M. 6 luglio 2012 relativo all'incentivazione dell'energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche ha disposto la graduale eliminazione del meccanismo dei Certificati Verdi. In particolare a partire dal 2016 la produzione di energia da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 hanno diritto ad un incentivo sulla produzione netta incentivata, calcolato secondo le modalità previste dal decreto medesimo, aggiuntivo ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia.

Il D.M. 6 luglio 2012 stabilisce anche che la tariffa prevista per impianti a biomasse alimentati da specifiche categorie di sottoprodotti, stabilite dal decreto stesso, deve essere maggiorata di un premio di 40 €/MWh qualora il calore generato sia utilizzato per il teleriscaldamento.

I Certificati Verdi, nonché il premio per la cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, non sono cumulabili con gli incentivi all'efficienza energetica e alla produzione di energia termica (come, ad esempio, i Certificati Bianchi)

Sempre per quanto riguarda gli incentivi in conto esercizio, 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.

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

Il TLR, infine, 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.

### 8.3 CAR e TLR nei PEAR e altri atti regionali

Analizzando i singoli provvedimenti regionali - in primis i Piani Energetici Ambientali Regionali (PEAR) definitivamente approvati dai Consigli regionali o in molti casi approvati dalle Giunte e in fase di consultazione pubblica - è possibile distinguere Regioni che hanno affrontato in modo sostanziale e in anni recenti i temi della cogenerazione e del teleriscaldamento e Regioni che hanno considerato in modo più marginale scenari di sviluppo di tali tecnologie o non hanno espresso provvedimenti e indirizzi specifici in merito.

**Figura 64 - Regioni nei cui documenti ufficiali sono state reperite valutazioni sul potenziale della CAR**



**Figura 65 - Regioni nei cui documenti ufficiali sono state reperite valutazioni sul potenziale del TLR**



In particolare, mappando i principali dati regionali emersi in questo benchmark, emerge in modo nitido la propensione delle Regioni settentrionali a vedere nella CAR e soprattutto nel TLR delle valide forme di diversificazione energetica, a sostegno in particolare dei settori residenziale e industriale. Ciò, ovviamente, per fattori peculiari e distintivi di tipo climatico e socio-economico, quali le esigenze di riscaldamento o l'esistenza di determinati distretti e poli energetici, insistenti in favorevoli condizioni di approvvigionamento delle materie prime adoperate.

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa delle Regioni che forniscono all'interno dei PEAR - e in altri atti - valutazioni sui potenziali di sviluppo della **cogenerazione** e a seguire, brevi descrizioni regione per regione, dei principali riscontri reperiti negli atti normativi in materia di valutazione dei potenziali della cogenerazione.

**Tabella 113 - CAR: Regioni che forniscono all'interno dei PEAR - e in altri atti - valutazioni sui potenziali**

REGIONE	Potenziale CAR	Fonte consultata	Anno della fonte
Piemonte	✓	Documento preliminare di nuovo PEAR	2015
Valle d'Aosta	✓	PEAR	2014
Lombardia	✓	PEAR integrato con VAS	2015
Bolzano	✓	Piano Clima Energia Alto Adige 2050	2011
Trento	✓	PEAP	2013
Veneto	✓	PEAR – Proposta per il Consiglio	2014
Friuli Venezia Giulia	✓	Adozione PER e consultazione	2015
Emilia Romagna		PER - Il Piano attuativo 20011-2013	2011
Liguria	✓	Proposta di PEAR	2014
Toscana		PAER	2015
Umbria		SEAR	2013
Marche	✓	PEAR	2005
Lazio		Documento strategico Nuovo Piano energetico del Lazio	2015
Abruzzo		PER	2009
Molise	✓	Documento preliminare al nuovo PEAR 2015	2015
Campania	✓	Proposta PEAR e avvio VAS	2009
Puglia		Adozione aggiornamento PEAR e avvio consultazione VAS	2015
Basilicata		PIEAR	2010
Calabria		PEAR	2005
Sicilia	✓	PEARS	2009
Sardegna	✓	Proposta PEAR e avvio consultazione	2014

Tra le Regioni che hanno fornito indicazioni sulle potenziali forme di crescita e sviluppo della CAR nel proprio territorio, vi è la **Provincia autonoma di Bolzano**, che nel Piano Clima Energia Alto Adige 2050, approvato nel 2011, attesta che il numero di impianti di cogenerazione nel settore industriale e artigianale della Provincia sarà ulteriormente ampliato, tenendo conto nelle zone residenziali della richiesta termica. Inoltre, per poter ampliare il numero degli impianti di cogenerazione nel settore industriale e commerciale della Provincia, entro il 2013 sarebbe stato rilevato il potenziale esistente, in collaborazione con le organizzazioni di rappresentanza.

La **Provincia autonoma di Trento**, nel PEAP approvato nel 2013, ha fornito scenari di incremento legati ad impianti a cogenerazione a biomasse e reti di teleriscaldamento. Sono stati considerati due scenari al 2020: scenario basso, in base al quale saranno realizzati solamente il 50% degli

impianti in fase di progettazione definitiva, l'80% di quelli in fase di progettazione esecutiva ed il 100% degli impianti in corso di realizzazione; scenario alto: saranno realizzati tutti gli impianti.

La **Regione Valle d'Aosta**, nel PEAR approvato nel 2014, presenta uno scenario di piano in cui si assume di installare al 2020, impianti cogenerativi per 2 MWt alimentati a gas naturale, 4 MWt alimentati a gasolio e altri 4 MWt di altri impianti cogenerativi alimentati a biomassa. Tali potenze contemplano anche impianti di mini e microcogenerazione.

Per quanto riguarda la **Regione Veneto**, nella sezione "Potenziali per il risparmio energetico nel settore industriale" della Proposta di approvazione per il Consiglio regionale del Piano energetico regionale, formulata nel 2014, si prospettavano per il 2016 interventi di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore industriale - attraverso CAR - pari a 6.280 GWh/anno, dopo i 2.493 conseguiti nel 2010 sempre con interventi di risparmio energetico. Sommando i risparmi elettrici e termici effettivi e fattibili (si suppone che l'energia termica prodotta dalla cogenerazione sia utilizzata nel processo produttivo o in applicazioni trigenerative), conseguiti a seguito dell'adozione delle tecnologie si otterrebbe, a livello regionale, un risparmio energetico nello scenario base al 2020 (calcolato con il tasso di penetrazione della tecnologia inferiore) dell'ordine di 266 ktep, di cui 134 elettrici e 132 termici.

Anche la **Regione Friuli Venezia Giulia**, nella Proposta di Piano Energetico Regionale in fase di consultazione nel 2015, pone sotto la lente d'ingrandimento la crescita della CAR, anche attraverso specifiche misure regionali che prevedano, ad esempio, l'istituzione di fondi di rotazione e/o di garanzia che aiutino le PMI nell'investimento in questa tecnologia. Inoltre si vuole favorire, anche attraverso forme di credito agevolato, lo sviluppo di piccoli impianti cogenerativi nell'ottica del massimo sfruttamento delle risorse locali (biomasse) e della massimizzazione dei rendimenti di impianto con il recupero del calore di processo.

La **Regione Lombardia**, nella proposta di PEAR del 2015, fornisce importanti indicazioni sul ruolo della CAR nei vari settori (residenziale, industriale), nonché sugli sviluppi futuri che potranno interessare in particolare le bioenergie e nella fattispecie biomasse solide di origine legnosa e residuale nei settori civile per il riscaldamento individuale e negli impianti a servizio di reti di teleriscaldamento, anche in cogenerazione termica ed elettrica; biogas nella generazione elettrica, anche in cogenerazione termica ed elettrica; biocombustibili liquidi nei trasporti e nella generazione elettrica.

La **Regione Piemonte**, nella proposta del nuovo PEAR approvata nel 2015, pondera, nello scenario di piano per lo sviluppo dei sistemi di teleriscaldamento nelle aree urbane, una massimizzazione dell'utilizzo del calore prodotto in cogenerazione negli impianti esistenti (in particolare per quanto concerne il TLR dell'area metropolitana torinese).

Nella **Regione Liguria**, secondo il PEAR in consultazione pubblica da fine 2014, si fa presente come nonostante l'elevato potenziale regionale in termini di utenze potenzialmente servibili (grandi condomini, centri direzionali e commerciali, alberghi ed ospedali), al momento i potenziali di queste tecnologie (CAR e TLR) risultino sfruttati solo in minima parte. Per sviluppare appositi distretti, si prevede di partecipare ai finanziamenti previsti dal programma "Horizon 2020", dedicato alle "Smart Cities and Communities".

La **Regione Emilia Romagna** fa riferimento ad una logica di continuità con le politiche di agevolazione poste in essere dalla Regione nell'ambito del POR FESR 2007/2013, tese a favorire la realizzazione delle A.P.E.A., già finanziate all'interno dei Fondi Strutturali 2007-2013, da una serie di interventi finalizzati, ad esempio, ad agevolare la realizzazione di impianti di cogenerazione, trigenerazione, in primo luogo integrati nei cicli produttivi aziendali, e di reti di teleriscaldamento



quando energeticamente competitive rispetto a interventi di efficientamento puntuali, a servizio dell'insieme degli utenti presenti nelle aree produttive. In particolare, per quanto concerne la riqualificazione edilizia, urbana e territoriale, il risparmio energetico, stimabile mediamente intorno al 20 - 25%, va associato all'intero sistema impianto di cogenerazione/rete di teleriscaldamento.

La **Regione Marche**, per quanto riguarda le utenze industriali citate nel PEAR del 2005, individua molti contesti territoriali che hanno caratteristiche energetiche tali da rendere adatta l'introduzione di impianti di cogenerazione, anche se risultavano ancora molto poco frequenti le applicazioni di impianti cogenerativi a contesti come i grandi centri commerciali o utenze comunque da riferire al settore terziario. Con particolare riferimento al tema specifico delle "centrali di distretto", è da constatare il fatto che le potenzialità inesprese riguardavano situazioni nelle quali era evidente la convenienza energetica e meno evidente la convenienza economica. In questo senso una diffusione capillare della CAR (accoppiata al TLR quando questo fosse l'unico modo per utilizzare il calore prodotto) poteva diventare fattibile solo con adeguati e nuovi meccanismi di incentivazione.

La **Regione Umbria**, nella SEAR approvata a fine 2013, individua per il settore terziario misure volte a incentivare centrali a cogenerazione (rinnovabili o gas metano) e per TLR/teleraffrescamento, finanziabili tramite fondi FESR e FEASR, con l'obiettivo di diminuire i consumi. Pertanto, lo sviluppo di piccole centrali di combustione per la produzione di energia elettrica da FER costituisce un'importante possibilità di sviluppare localmente piccole reti che possano sfruttare il cascame termico che spesso viene disperso.

La **Regione Molise** elenca nel documento preliminare al nuovo PEAR del 2015 la possibilità di puntare sulla CAR per le utenze ospedaliere regionali, con un risparmio, in termini di energia primaria, di circa 13.600 MWh/anno, che percentualmente rappresenta circa il 10% dei consumi originari. Inoltre si vorrebbe puntare molto sulla microcogenerazione per utenze di dimensioni e consumi più contenuti.

La **Regione Sardegna**, nello scenario base del PEAR 2014, intenderebbe puntare su distretti energetici caratterizzati dalla presenza di impianti cogenerativi alimentati a biomassa di taglia inferiore a 1 MW elettrico, utilizzati per la fornitura di calore/freddo ad utenze domestiche, servizi, terziario, insediati in distretti energetici caratterizzati da reti di TLR.

La potenza cumulata installata al 2020 si prevede pari a 3 MW; lo scenario di sviluppo eleva a 6 MW la potenza cumulata da installare al 2020; lo scenario sviluppo industriale eleva a sua volta a 10 MW la potenza cumulata installata al 2020. Per quanto concerne in particolare le biomasse, nel PEAR si punta a promuovere, presso i distretti energetici e presso i comuni sardi, l'utilizzo cogenerativo delle biomasse e si individua per il 2020 l'obiettivo di realizzare un numero di sistemi cogenerativi ad alta efficienza alimentati a biomassa per una potenza elettrica nominale cumulata di 10 MWe.

Nell'ambito della promozione di interventi per lo sviluppo della cogenerazione e l'utilizzo efficiente delle biomasse, la Regione Sardegna promuove ed incentiva la creazione di District Heating caratterizzati dalla presenza di reti di TLR, volte a massimizzare l'utilizzo del calore cogenerativo. A tal fine si propone l'utilizzo di biomasse residuali, così come indicato nello "Studio sulle potenzialità energetiche delle biomasse in Sardegna", per l'alimentazione di impianti di cogenerazione/trigenerazione di piccola-media taglia (inferiore ad 1 MW elettrico), che alimentino micro-reti di quartiere o di comparto, ubicati in località idonee da un punto di vista geografico e climatologico e di disponibilità di biomasse autoctone. La Regione Sardegna si pone come obiettivo la realizzazione di 10 impianti entro il 2020, da ubicarsi possibilmente nei distretti

energetici. La Regione promuove l'utilizzo e la messa in opera di impianti ibridi, che combinando differenti sorgenti energetiche ne ottimizzano la conversione. Si individuano poi nei centri di maggior consumo termico, quali uffici pubblici, ospedali, scuole, università, case dello studente, ricoveri per anziani, i luoghi preferenziali per la realizzazione di tali impianti.

La **Regione Campania**, invece, nel PEAR approvato nel 2009, si poneva l'obiettivo minimo, per quanto riguarda gli impianti di taglia inferiore a 100 MWe a gas naturale, d'incremento della potenza elettrica installata di 50 MWe entro il 2013 e di 100 MWe entro il 2020, con conseguenti ulteriori risparmi in termini di fabbisogno di energia primaria non rinnovabile stimabili in 25 ktep/anno al 2013 e 50 ktep/anno al 2020.

Nel **Piano d'azione della Regione Sicilia**, sono presenti numerose schede descrittive di azioni e misure che coinvolgono la cogenerazione (per autoproduzione o no), a partire dall'ipotesi di realizzare piccole centrali di produzione fisse, alimentate sia a biomasse che a gas naturale.

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa delle Regioni che forniscono all'interno dei PEAR - e in altri atti - valutazioni sui potenziali di sviluppo del **teleriscaldamento** e, a seguire, brevi descrizioni regione per regione, dei principali riscontri reperiti negli atti normativi in materia di valutazione dei potenziali del TLR.

**Tabella 114 - TLR: Regioni che forniscono all'interno dei PEAR - e in altri atti - valutazioni sui potenziali**

REGIONE	Potenziale TLR	Fonte citata	Anno fonte
Piemonte	✓	Documento preliminare di nuovo PEAR Il contributo del TLR agli obiettivi di BS	2015 2013
Valle d'Aosta	✓	PEAR	2014
Lombardia	✓	PEAR integrato con VAS	2015
Bolzano	✓	Piano Klima Energia Alto Adige 2050	2011
Trento	✓	DGP 836/2015 - Piano investimenti settore energia (TLR) DGP 1826/2014 - Disponibilità provinciale di cippato PEAP	2015 2014 2013
Veneto	✓	PEAR – Proposta per il Consiglio	2014
Friuli Venezia Giulia	✓	Adozione PER e consultazione	2015
Emilia Romagna	✓	PER - Il Piano attuativo 20011-2013 Analisi preliminare per la valutazione del potenziale geotermico	2011 2010
Liguria	✓	Proposta di PEAR	2014
Toscana	✓	PAER	2015
Umbria	✓	SEAR	2013
Marche		PEAR	2005
Lazio		Documento strategico Nuovo Piano energetico del Lazio	2015
Abruzzo		PER	2009
Molise		Documento preliminare al nuovo PEAR 2015	2015
Campania		Proposta PEAR e avvio VAS	2009
Puglia		Adozione aggiornamento PEAR e avvio consultazione VAS	2015
Basilicata		PIEAR	2010
Calabria		PEAR	2005
Sicilia		PEARS	2009
Sardegna		Proposta PEAR e avvio consultazione	2014

La **Regione Valle d'Aosta** individua nel PEAR del 2014 - fra gli interventi di efficienza energetica ed efficienza delle conversioni energetiche al 2020 - il progetto del TLR di Aosta (produzione termica di 95 GWht/anno a bocca di centrale con un'energia utile alle utenze, se si considerano le perdite di rete, di circa 85 GWht/anno e con una produzione elettrica di circa 30,5 GWhe al 2020) e il progetto del TLR di Breuil Cervinia (produzione termica di circa 82,7 GWht al 2020 e una produzione elettrica di circa 8,3 GWhe). È stato stimato, al 2020, un incremento di 19 MW di impianti termici e di ulteriori 8,5 MW relativi ad impianti di tipo cogenerativo in impianti di media taglia o mini reti di TLR, per giungere ad una produzione di energia termica complessiva da biomassa al 2020 pari a circa 354 GWh/anno.

La **Regione Lombardia** ha aderito al progetto europeo "BioEnerGIS" (concluso a fine 2011), che si prefiggeva di supportare gli stakeholders pubblici e privati, nell'individuare la migliore localizzazione di nuove reti di teleriscaldamento a biomassa, incrociando la domanda di calore e la disponibilità di biomasse locali. Per il settore residenziale i dati di input sono rappresentati dal consumo energetico annuo, disponibile su scala comunale e dettagliato per tipo di combustibile, disaggregato in aree di censimento, numero di appartamenti ed edifici, dimensioni di un appartamento medio e percentuale di riscaldamento per i vettori di energia a livello comunale come proxy. L'area censita è georeferenziata, per cui è possibile convertire la quantità della domanda di energia per area di censimento in quantità per cellula. Il livello dell'area censuaria ha una buona risoluzione spaziale: in Lombardia ci sono circa 49.000 aree di censimento, in 1.546 comuni, con una popolazione media di 200 abitanti per zona di censimento e una superficie media di 0,488 km<sup>2</sup>. L'output dell'analisi dei dati del settore residenziale fornisce kWh/anno per comune e per ogni area di censimento (stima), per carburante (stima), nel periodo 2000-2008. La taglia ottimale per mantenere una filiera locale all'interno del territorio lombardo è in generale compresa tra 1 e 10 MW: considerando la sola produzione termica, risulta una potenzialità di quasi 130 nuovi impianti a biomassa di taglia pari a 10 MW.

Secondo le stime fornite, utilizzando tutta la biomassa legnosa "sostenibile" lombarda sarebbe possibile installare 1.283 MW (circa 10 volte tanto la potenza termica rilevata dagli impianti di teleriscaldamento presenti in Lombardia al 2012) e produrre circa 320 ktep, andando ad aumentare di 6 volte la quantità di energia prodotta complessivamente nel 2012 da teleriscaldamento a biomassa, pari a circa 50 ktep. Gli scenari PEAR 2020, alto e medio, contemplano un efficientamento delle reti TLR pari rispettivamente a 120 e 80 ktep (nel settore residenziale e terziario), mentre per quanto riguarda gli scenari di penetrazione e sviluppo delle FER, biomasse per usi domestici, teleriscaldamento e usi industriali e agricoli nello scenario alto 2020 raggiungono 1.140 ktep e 806 in quello medio; la geotermia (uso diretto, teleriscaldamento) nello scenario alto toccano i 30 ktep, in quello medio 13; i rifiuti FER con utilizzo in teleriscaldamento arrivano a 130 ktep nello scenario FER alto e 110 ktep in quello medio.

La **Provincia autonoma di Trento**, nel PEAP 2013-2020 approvato nel 2013, a seconda che si consideri lo scenario basso o quello alto, quantifica a 17 e 22 ktep la produzione energetica da TLR alimentato a biomasse al 2020, sulla cui valutazione dei quantitativi di cippato disponibile, si è registrata una particolare attenzione, grazie ai risultati del progetto europeo BIO-EN-AREA, che ha determinato i quantitativi attualmente utilizzati, stimando le potenzialità ancora ritraibili sul territorio provinciale. Inoltre la Giunta provinciale, con la DGP n.1826 del 27 ottobre 2014, ha ritenuto opportuno programmare attentamente la domanda di cippato proveniente da nuove iniziative imprenditoriali nel settore e tenuto conto del quadro di saturazione delle risorse disponibili sul territorio provinciale, ha stabilito di non finanziare sia gli impianti alimentati a cippato, compresi impianti di TLR, in Comuni già metanizzati o facilmente metanizzabili, sia gli



impianti di cogenerazione alimentati a cippato, privi di una corrispondente rete di TLR o di altre utenze in grado di utilizzare l'energia termica prodotta.

La **Provincia autonoma di Bolzano**, all'interno del Piano Clima Energia Alto Adige 2050 approvato nel 2011, ha previsto per la città di Bolzano un ulteriore ampliamento del TLR esistente, con sfruttamento del calore residuo dal nuovo inceneritore di rifiuti. Allo stato finale, il TLR del capoluogo altoatesino fornirà più del 20% della richiesta termica in città e comporterà una sostituzione di un equivalente di 22.500.000 litri di gasolio. Inoltre, il calore prodotto dalla combustione dei rifiuti sarà utilizzato in sistemi di raffrescamento ad assorbimento per le grosse utenze, come l'intera struttura ospedaliera di Bolzano.

Inoltre, sono già state individuate diverse località per l'utilizzo dell'energia geotermica da grandi profondità: l'energia geotermica ricavata dal sottosuolo si può utilizzare sia per produrre energia elettrica, sia per alimentare la rete di TLR. Secondo i dati di progetto, la potenza termica ammonterebbe a 17.054 kW, mentre la potenza elettrica prodotta sarebbe pari a 2.000 kW. Il consumo proprio di energia corrisponde al 10/12 % della potenza elettrica.

La **Regione Veneto**, che ha già finanziato per mezzo di fondi POR 2007/2013 la realizzazione di una serie di interventi mirati alla diffusione delle reti di TLR, nella sezione "Potenziale di generazione di energia da fonte geotermica" della Proposta di approvazione per il Consiglio regionale del PEAR, formulata nel 2014, data la disponibilità di fonte geotermica per alimentazione diretta in reti di TLR, ha richiesto progetti pilota dimostrativi; si può ritenere che in Regione, al 2020, possano essere installate alcune reti di TLR a servizio di utenze civili, per una potenza di 20 MW, che comporterebbero 1,1 ktep di fonti rinnovabili. Oltre alla fonte geotermica, occorre tenere conto dell'alimentazione a combustibili legnosi, in particolare di cippato, i cui comparti produttivi sono stati oggetto nel PEAR di una minuziosa indagine circa l'offerta potenziale (oltre 1.200.000 t/anno disponibili secondo l'indagine citata).

La **Regione Toscana**, attraverso il PAER approvato dal Consiglio regionale ad inizio 2015, fra le modalità di consumo al 2020 del calore da rinnovabili, individua 29 ktep per biomassa da teleriscaldamento, 2,2 ktep per pompe di calore abbinate al teleriscaldamento e 48,9 ktep per la geotermia diretta e/o teleriscaldamento.

La **Regione Piemonte**, in base alle tendenze in atto negli scorsi anni, ha reso noto nel 2013 un contributo del TLR agli obiettivi regionali fissati dal Burden Sharing, nell'ordine di una volumetria al 2020 pari a circa 100 Mm<sup>3</sup>, fermo restando che tali previsioni prefigurano la creazione di specifiche misure di sostegno per lo sviluppo del TLR, correlato alla CAR e/o alla generazione di calore da FER.

La **Regione Umbria**, nella SEAR approvata a fine 2013, individua per il settore terziario, misure volte a incentivare centrali a cogenerazione (rinnovabili o gas metano) e per TLR/teleraffrescamento, finanziabili tramite fondi FESR e FEASR, con l'obiettivo di diminuire i consumi.

La **Regione Emilia Romagna**, nel triennio 2011-2013, ha previsto estensioni delle reti per complessivi 35 km circa ed un incremento della volumetria servita pari a circa 5.200.000 m<sup>3</sup>, cui corrisponde un'entità di energia termica distribuita che può stimarsi pari a 166.000 MWht/anno. Il Piano attuativo per l'energia 2011-2013 pone tra gli obiettivi strategici sia l'aumento dell'efficienza energetica, che la produzione di energia da FER, ricorrendo anche ad incrementi della CAR e del TLR/teleraffrescamento. D'altronde nel II Piano Attuativo 2011 del PER, si sottolineava come la Regione fosse al 3° posto in Italia, dopo Lombardia e Piemonte, per estensione del TLR, con oltre 26 impianti, circa 1.200.000 MWht di energia termica distribuita (pari a circa 103 ktep) e oltre 35

Mm<sup>3</sup> di edifici teleriscaldati; come si evince dagli investimenti previsti in tale Piano, un ruolo importante per il teleriscaldamento potrà essere giocato dagli interventi previsti dal sistema delle multiutilities, degli Enti locali e dagli sviluppo degli impianti delle aree ecologicamente attrezzate.

Nella **Regione Liguria** gli impianti a TLR concorrono, nello scenario di piano al raggiungimento dell'obiettivo di efficienza energetica del PEAR 2014 – 2020, con una quota pari a 332 ktep. Lo stesso PEAR (che su ogni FER, TLR compreso, fornisce un'utile analisi SWOT), pone tra le linee di sviluppo essenziali l'installazione di sistemi tecnologici avanzati quali impianti di cogenerazione e trigenerazione, teleriscaldamento e teleraffrescamento, volti a ridurre i consumi, anche tramite risorse reperibili nella Programmazione dei Fondi Strutturali FESR 2014-2020.

La **Regione Friuli Venezia Giulia** nel PER 2015 prevede misure regionali di supporto alle reti di TLR, in linea con i fondi POR FESR 2007-2013 già adoperati negli anni passati. Nel settore industriale, ad esempio in un polo siderurgico friulano, si sta studiando la possibilità di realizzare una rete di teleriscaldamento cittadina, alimentata dal recupero termico da off-gas; attualmente l'azienda effettua recuperi termici per una sorta di teleriscaldamento interno e ha intenzione di raffrescare le cabine elettriche e di comando con macchine a assorbimento. Nel settore civile risultano maggiormente interessate le conurbazioni, al fine di trasformare gli impianti tradizionali di produzione di energia in impianti più sostenibili (potenziamento delle reti di distribuzione, smart grid, teleriscaldamento, sistemi di accumulo).



Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.

Socio Unico Ministero dell'Economia e delle Finanze D.Lgs. 79/99

Sede Legale in Roma, Viale Maresciallo Pilsudski, 92 – 00197

Capitale sociale 26.000.000,00 Euro (i.v.)

R.E.A. di Roma n.918934

Registro Imprese di Roma, C.F. e P.IVA n.05754381001