

# Impatti energetici e ambientali **dei combustibili nel riscaldamento residenziale**

Maria Rosa Viridis, Maria Gaeta, Umberto Ciorba  
e Ilaria D'Elia



**Impatti energetici e ambientali dei combustibili  
nel riscaldamento residenziale**

*A cura di Maria Rosa Viridis, Maria Gaeta, Umberto Ciorba e Ilaria D'Elia*

2017 ENEA  
Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e  
lo sviluppo economico sostenibile

ISBN: 978-88-8286-350-0

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Copertina: Paola Carabotta

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA – Frascati

## Sommario

0. Introduzione .....	7
Obiettivi .....	7
SEZIONE I .....	9
1. CONTESTO DI RIFERIMENTO EUROPEO E NAZIONALE .....	11
1.1 Gli obiettivi europei al 2020 .....	11
1.1.1 La Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili .....	12
1.1.2 La Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica .....	13
1.2 Obiettivi a lungo termine.....	14
1.2.1 La Roadmap 2050 .....	14
1.2.2 La strategia su energia e clima al 2030.....	15
1.3 Il quadro normativo nazionale sulle rinnovabili e la Strategia Energetica Nazionale .....	16
1.3.1 La normativa nazionale sulle rinnovabili .....	16
1.3.2 La normativa nazionale sull'efficienza energetica.....	16
1.3.3 La Strategia Energetica Nazionale .....	17
2. QUADRO ENERGETICO E EMISSIVO ITALIANO .....	21
2.1 Uno sguardo d'insieme.....	21
2.1.1 Dipendenza energetica.....	22
2.1.2 La fattura energetica .....	23
2.2 Il settore elettrico .....	24
2.3 Consumi finali .....	25
2.3.1 I consumi di energia del settore residenziale.....	27
2.3.2 Trend di emissioni di CO <sub>2</sub> del settore residenziale .....	29
2.4 Serie storiche delle emissioni dei principali inquinanti atmosferici .....	31
2.4.1 Fattori di emissione .....	34
3. CARATTERIZZAZIONE DEL RISCALDAMENTO DOMESTICO .....	39
3.1 Il riscaldamento nel settore residenziale: mercato e tecnologie .....	39
3.2 Focus su GPL da riscaldamento .....	43
3.2.1 Quadro generale.....	43
3.2.2 Il mercato del GPL in Italia .....	44
3.2.3 Fiscalità .....	45
Gas naturale .....	46
3.3 Focus su biomasse per riscaldamento.....	47
3.3.1 I consumi delle biomasse in Italia.....	47

3.3.2	L'offerta attuale e potenziale da biomasse .....	50
3.3.3	Legna, pellet, cippato e bricchette .....	52
3.3.4	Vantaggi e svantaggi.....	60
3.3.5	Sistemi di incentivazione alle biomasse .....	63
3.3.6	La questione ambientale .....	65
SEZIONE II .....		71
4.	L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO E AMBIENTALE ITALIANO AL 2030 .....	73
4.1	Metodologia .....	73
4.2	Il TIMES-Italia e approccio di sistema .....	74
4.2.1	Le ipotesi di scenario .....	75
4.3	Il modello Gains-Italia .....	78
4.3.1	Metodologia e Strategia di Controllo .....	79
4.4	Scenari energetici elaborati.....	83
5.	SCENARIO DI RIFERIMENTO.....	85
5.1	Scenario energetico RIF.....	85
5.1.1	Il fabbisogno di energia primaria.....	85
5.1.2	Il parco di generazione elettrica .....	86
5.1.3	I consumi energetici finali.....	87
5.1.4	Focus sui consumi energetici nel settore residenziale e terziario.....	89
5.1.5	Obiettivi FER al 2020: consumi rinnovabili elettrici, termici e trasporti .....	94
5.1.6	Le emissioni di CO <sub>2</sub> dello scenario di riferimento.....	95
5.2	Scenario emissivo CLE.....	96
5.2.1	Emissioni degli inquinanti atmosferici relative allo scenario di riferimento o CLE ENEA.....	96
5.2.2	Emissioni di SO <sub>2</sub> .....	97
5.2.3	Emissioni di NO <sub>x</sub> .....	98
5.2.4	Emissioni di PM 2.5.....	101
5.2.5	Emissioni di NMVOC (Composti Organici Volatili non metanici).....	103
5.2.6	Analisi di impatto sulle concentrazioni degli inquinanti al 2020 e 2030 RIF_CLE .....	105
5.3	Scenario emissivo MTRF .....	109
5.3.1	Emissioni di PM 2.5.....	109
5.3.2	Emissioni di NMVOC .....	111
5.3.3	Analisi di impatto sulle concentrazioni di PM 2.5 al 2020 e 2030.....	112

6.	SCENARIO BIOCOST .....	115
6.1	Scenario energetico BIOcost .....	115
6.1.1	Le variazioni nel fabbisogno primario di energia e nel parco di generazione elettrica.....	115
6.1.2	I consumi energetici finali.....	117
6.1.3	Le emissioni di CO <sub>2</sub> dello scenario energetico BIOCost.....	118
6.2	Scenario emissivo CLE.....	119
6.2.1	Emissioni di SO <sub>2</sub> .....	119
6.2.2	Emissioni di NO <sub>x</sub> .....	121
6.2.3	Emissioni di PM 2.5.....	123
6.2.4	Emissioni di NMVOC (Composti Organici Volatili non metanici).....	125
6.2.5	Analisi di impatto sulle concentrazioni degli inquinanti al 2020 e 2030 .....	126
7.	SCENARIO DI DECARBONIZZAZIONE al 2030 .....	129
7.1	Lo scenario energetico e la metodologia di analisi .....	129
7.1.1	Il fabbisogno primario di energia.....	129
7.1.2	Le emissioni di CO <sub>2</sub> dello scenario energetico DEC .....	131
7.1.3	Il parco di generazione elettrica .....	132
7.1.4	I consumi energetici finali.....	134
7.1.5	Focus sui consumi energetici nel settore residenziale .....	136
7.2	Scenario emissivo DEC.....	138
7.2.1	Emissioni di SO <sub>2</sub> .....	138
7.2.2	Emissioni di NO <sub>x</sub> .....	140
7.2.3	Emissioni di PM 2.5.....	143
7.2.4	Emissioni di NMVOC (Composti Organici Volatili non metanici).....	145
7.2.5	Analisi di impatto sulle concentrazioni degli inquinanti al 2020 e 2030 .....	146
8.	CONFRONTO TRA GLI SCENARI.....	153
8.1	Evoluzione dei principali indicatori energetici e delle emissioni di CO <sub>2</sub> .....	153
8.2	Focus sul settore Civile .....	155
8.3	Confronto scenari emissivi .....	157
8.3.1	Confronto mappe di concentrazione.....	159
8.4	Impatti economici.....	163
9	Conclusioni .....	169
	Indice delle figure .....	171
	Indice delle tabelle .....	174
	Bibliografia.....	176

*I curatori dello studio fanno parte di ENEA - Unità Centrale Studi e Strategie*

## **Autori per capitolo:**

### **Capitolo 0 Introduzione**

Autore: Maria Rosa Virdis<sup>1</sup>

### **Capitolo 1 – Contesto di riferimento europeo e nazionale**

Autore: Maria Rosa Virdis<sup>1</sup> (§1)

### **Capitolo 2 – Quadro energetico ed emissivo italiano**

Autori: Marco Rao<sup>1</sup> (§2), Maria Rosa Virdis<sup>1</sup> (§2), Ilaria D’Elia<sup>1</sup> e Maria Gaeta<sup>1</sup> (§2.4)

### **Capitolo 3 – Caratterizzazione del riscaldamento domestico**

Autori: Marco Rao<sup>1</sup> (§3.1), Maria Rosa Virdis<sup>1</sup> (§3.1 e 3.2.3), Andrea Fidanza<sup>1</sup> e Umberto Ciorba<sup>1</sup> (§3.2), Giacobbe Braccio<sup>2</sup> e Maria Gaeta<sup>1</sup> (§3.3)

### **Capitolo 4 – Evoluzione del sistema energetico e ambientale italiano al 2030**

Autori: Maria Gaeta<sup>1</sup> (§4.1, 4.2, 4.4), Ilaria D’Elia<sup>1</sup> (§4.3), Bruno Baldissara<sup>1</sup> (§4.2),

### **Capitolo 5 – Scenario di Riferimento**

Autori: Maria Gaeta<sup>1</sup> (§5.1, 5.2, 5.3), Bruno Baldissara<sup>1</sup> (§5.1), Ilaria D’Elia<sup>1</sup> (§5.2)

### **Capitolo 6 – Scenario BIOcost**

Autori: Maria Gaeta<sup>1</sup>(§6)

### **Capitolo 7 – Scenario di decarbonizzazione**

Autori: Maria Gaeta<sup>1</sup> (§7.1 e 7.2) e Ilaria D’Elia<sup>1</sup> (§7.2)

### **Capitolo 8 – Confronto tra gli scenari**

Autori: Maria Gaeta<sup>1</sup> (§8.1, 8.2, 8.3), Ilaria D’Elia<sup>1</sup> (§8.3), Umberto Ciorba<sup>1</sup> (§8.4),

### **Capitolo 9 – Conclusioni e raccomandazioni**

Autori: Maria Rosa Virdis<sup>1</sup> (§9)

Si ringraziano i colleghi ENEA Tiziano Pignatelli per l’importante sostegno nelle analisi ambientali con il modello GAINS\_IT, Giacobbe Braccio per il quadro attuale e le utili informazioni sulle tecnologie a biomasse; e il collega Bruno Baldissara per l’importante contributo alla realizzazione del link tra modello TIMES e GAINS.

---

<sup>1</sup> Unità Studi e Strategie, ENEA

<sup>2</sup> Dipartimento DTE, ENEA

## 0. Introduzione

### Obiettivi

Le politiche nazionali ed europee degli ultimi anni sono orientate ad una progressiva decarbonizzazione del sistema energetico. Negli usi termici un sostituto dei combustibili fossili è costituito dalla biomassa la cui combustione convenzionalmente è considerata *carbon neutral*.

Di recente una revisione delle statistiche sui consumi di alcune fonti energetiche, riconsiderate sulla base di indagini campionarie (come l'indagine sui consumi delle famiglie) effettuate dall'ISTAT (2014)<sup>3</sup> ha rivelato per l'Italia un consumo molto più cospicuo di biomasse legnose per uso riscaldamento di quanto precedentemente stimato.

Il presente studio, condotto su incarico di Assogasliquidi/Federchimica, si prefigge di valutare l'impatto sul sistema energetico, e in particolare sul settore del riscaldamento domestico, di politiche di decarbonizzazione e di sostegno alle fonti rinnovabili come quelle sulle biomasse e i prodotti derivanti da biomasse previste dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN 2013). Tali intenti politici e le corrispondenti misure di incentivo alle biomasse si presuppone avranno impatti energetici, impatti economici sul mercato per combustibili impiegati per gli stessi usi, ed effetti ambientali, in particolare sulla qualità dell'aria. Pertanto si rende necessario accompagnare lo studio con valutazioni integrate dell'impatto in termini energetici, ambientali ed economici.

Nello specifico, l'analisi deve necessariamente guardare, oltre che alle emissioni di CO<sub>2</sub>, anche agli apporti di altri inquinanti come il particolato (PM), gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), i composti organici volatili non metanici (COVNM), e dunque agli effetti sulla qualità dell'aria.

Questo studio dunque analizza in maniera approfondita gli aspetti tecnologici e ambientali delle suddette politiche, mediante l'utilizzo di strumenti modellistici per la simulazione di scenari energetico ambientali. Lo studio esamina anche le ricadute economiche delle politiche di sostegno alla biomassa soprattutto in relazione al trattamento fiscale ad esse accordato e gli impatti sugli introiti dello Stato.

Dopo una ampia sezione di inquadramento del problema (capitoli da 1 a 3), il presente rapporto espone la valutazione sugli impatti futuri (all'orizzonte 2020 e 2030) di diversi scenari condotta con l'ausilio di strumenti modellistici. In particolare si espone la metodologia d'impiego del modello energetico TIMES-Italia, in uso presso l'UC-Studi ENEA, per quantificare gli scenari energetici di riferimento ed alternativi con particolare attenzione ai settori più rilevanti per l'analisi (capitoli da 4 a 7). Gli elementi principali di questi scenari, soprattutto in relazione alle fonti energetiche e ai combustibili utilizzati hanno costituito la base per il calcolo delle emissioni di inquinanti atmosferici e la definizione di corrispondenti mappe di concentrazioni degli stessi per mezzo del modello GAINS-Italia (capitoli da 4 a 7).

---

<sup>3</sup> ISTAT: "I consumi energetici delle famiglie – Anno 2013". Report, 14 dicembre 2014. <http://www.istat.it/it/archivio/142173>

Tali strumenti, integrati con metodologie per l'analisi di impatto economico (capitolo 8), hanno permesso di evidenziare criticità per il sistema energetico, per segmenti di mercato di interesse, e per la qualità dell'ambiente. Nella sezione conclusiva vengono ripresi questi elementi e integrati con alcune considerazioni e raccomandazioni.

## **SEZIONE I**



## 1. CONTESTO DI RIFERIMENTO EUROPEO E NAZIONALE

Il presente studio riguarda la valutazione dell'impatto di varie politiche riguardanti il sostegno all'uso di fonti rinnovabili (come le biomasse legnose o i prodotti derivanti da biomasse legnose) o di altri trend (tecnologici o sociali) sulla domanda delle varie fonti energetiche per il riscaldamento di edifici in piccoli impianti e sull'ambiente.

Le problematiche esaminate in questo studio richiedono un inquadramento preliminare nel contesto delle politiche sia di livello nazionale che sovranazionale relative all'energia e alla mitigazione del cambiamento climatico. Si darà qui di seguito conto dei principali elementi che determinano tale contesto.

### 1.1 Gli obiettivi europei al 2020

Le politiche Europee in ambito energetico perseguono contemporaneamente vari obiettivi:

- La riduzione della dipendenza energetica attraverso la diversificazione delle fonti energetiche e dei fornitori;
- Il contenimento del fabbisogno energetico;
- Il completamento del mercato interno;
- L'integrazione e sviluppo delle reti di trasporto e distribuzione;
- Lo sviluppo di nuove tecnologie.

Tali obiettivi sono inseriti anche nel contesto delle politiche ambientali, ed in particolare quelle legate al contrasto dei cambiamenti climatici. Un altro importante asse di riferimento delle politiche europee è costituito dalla competitività delle economie dell'UE.

Sui temi climatici l'Unione Europea ha fatto propria l'indicazione dell'IPCC secondo cui per stabilizzare il riscaldamento climatico ad un livello di non oltre 2° Celsius, le emissioni globali di gas-serra debbono ridursi di circa il 50% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050. Secondo l'IPCC questo richiederebbe una riduzione delle emissioni intorno all'80 % entro il 2050 per l'insieme dei Paesi industrializzati ed uno sforzo di contenimento graduale ma significativo per i Paesi in via di sviluppo. Nell'ambito dei negoziati per definire un accordo Post-Kyoto, l'UE ha mantenuto le posizioni enunciate nei primi mesi del 2007 con due Comunicazioni: la COM(2007)1: *Una politica energetica per l'Europa* e la COM(2007)2: *Limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a +2 gradi Celsius*.

Le due Comunicazioni sono sfociate in un pacchetto integrato di politiche e misure atte a facilitare il raggiungimento di questo obiettivo, il cosiddetto "Pacchetto Energia-Clima" o "Pacchetto 20-20-20" che è stato adottato nella primavera del 2009. Gli obiettivi al 2020 posti dal pacchetto includono:

- la riduzione unilaterale delle emissioni dei Paesi UE del 20% entro il 2020 rispetto al 1990, anche in assenza di un nuovo accordo internazionale,
- la produzione da rinnovabili del 20% del consumo finale di energia (e il 10% dei consumi finali dei trasporti) entro il 2020;
- il miglioramento dell'efficienza energetica dei Paesi UE nella misura de 20% entro il 2020: il raggiungimento tale obiettivo non vincolante è misurato rispetto alle proiezioni di consumi energetici al 2020 elaborate nel 2007 dalla Commissione Europea.

Il Pacchetto Energia e Clima è composto di una serie di misure di attuazione degli obiettivi enunciati che comprende, fra le altre cose:

- una nuova **Direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva 2009/28/CE)** che emenda e sostituisce le Direttive 2001/77/CE and 2003/30/CE, rispettivamente sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e sull'uso di biocarburanti o altre fonti rinnovabili nei trasporti. La direttiva assegna ai Paesi membri target nazionali vincolanti per l'incremento della quota di fonti rinnovabili nei loro consumi energetici finali al 2020. Essa impone inoltre una quota del 10% nell'uso di fonti rinnovabili sul totale dei consumi di energia nei trasporti;
- la **Direttiva 2009/29/CE sul perfezionamento ed estensione del sistema comunitario di scambio delle quote di emissione ETS**. La nuova direttiva rivede e rafforza la precedente legislazione sull'ETS introducendo per la Terza fase, a partire dal 2013, un tetto globale alle emissioni europee coperte dall'ETS al posto dei limiti nazionali, e prevede riduzioni annuali di quel tetto fino a raggiungere una contrazione complessiva del 21% rispetto al 2005 nel 2020. La **Decisione n. 406/2009/CE, cosiddetta "Effort sharing"**, che ripartisce tra i Paesi una riduzione del 10% delle emissioni dei settori non coperti da ETS, come il settore residenziale e terziario, l'agricoltura e i trasporti. Gli obiettivi di riduzione variano da un Paese all'altro ma per tutti esiste l'obbligo di produrre un report periodico sulle proprie emissioni;
- per quanto riguarda l'obiettivo dell'efficienza energetica il Pacchetto Energia Clima rimanda al Piano sull'Efficienza Energetica (COM/2011/109) e alla Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza Energetica. L'obiettivo limita il consumo energetico primario totale dell'Unione a non più di 1474 Mtep, ossia a non più di 1078 Mtep di consumi finali al 2020, valori rivisti al rialzo (rispettivamente 1483 Mtep e 1086 Mtep) dopo l'ingresso della Croazia nell'UE.

### 1.1.1 La Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili

La Direttiva 2009/28/EC fissa obiettivi nazionali per la quota delle energie rinnovabili, da raggiungere entro il 2020. Tali quote sono rapportate ai consumi energetici finali lordi (incluse perdite di rete e consumi ausiliari) del Paese considerato. I target sono vincolanti ed è responsabilità degli stati membri dotarsi di Piani d'Azione Nazionali per raggiungerli. Per l'Italia il target adottato è del 17%.

All'interno di ciascun obiettivo nazionale, la ripartizione per fonte è lasciata allo Stato membro in base alle potenzialità esistenti. La direttiva crea la base per standardizzare le cosiddette "Garanzie di Origine" (GO) che certificano l'origine da rinnovabili dell'elettricità o del calore prodotti, e per la loro trasferibilità, così permettendo ai Paesi membri di utilizzare quote di energia da rinnovabili prodotte in un altro Stato membro per raggiungere il proprio obiettivo nazionale.

La Direttiva mira anche alla riduzione delle barriere amministrative e normative che ostacolano lo sviluppo delle rinnovabili (nonché dei sistemi di tele-riscaldamento/raffreddamento), e a migliorarne l'accesso alla rete elettrica. A tale riguardo impone requisiti minimi di utilizzazione di fonti rinnovabili nei nuovi edifici o nei progetti di ristrutturazione, e regimi di certificazione per gli installatori di impianti a energia rinnovabile. La Direttiva richiede inoltre che si dia accesso prioritario alla rete all'elettricità prodotta da rinnovabili e che si sviluppi l'infrastruttura di trasmissione per facilitare la gestione di questi flussi.

A seguito dei numerosi dubbi sollevati sull'effettivo impatto ambientale ed economico (specialmente sui prezzi dei prodotti per alimentazione umana) dell'uso di biocombustibili nei trasporti, la direttiva pone le basi per la definizione dei criteri di sostenibilità ambientale che i biocombustibili debbono rispettare per poter essere presi in considerazione ai fini del target del 10% nei trasporti. Tali criteri includono un minimo di 35% di riduzione delle emissioni rispetto al prodotto equivalente di origine fossile, il divieto di usare materiali da foreste primarie, o aree protette e quello di convertire zone umide o foreste per produrre biocombustibili. La mancata ottemperanza a tali criteri provoca inoltre l'esclusione dai sussidi e dagli sgravi fiscali.

### 1.1.2 La Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica

La Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica che abroga le direttive 2004/8/CE (cogenerazione) e 2006/32/CE (servizi energetici) e modifica le Direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE stabilisce un quadro comune e coerente per la promozione dell'efficienza energetica nei Paesi membri dell'UE. Il proposito è di garantire il conseguimento di un risparmio di energia primaria pari al 20% entro il 2020 e di gettare le basi per migliorare ulteriormente l'efficienza energetica al di là di tale data. Essa intende fissare delle *"norme atte a eliminare gli ostacoli sul mercato dell'energia e superare le carenze del mercato che frenano l'efficienza nella fornitura e nell'uso di energia"*. La norma chiede agli stati membri di fissare i propri obiettivi interni di efficienza energetica (sia sotto forma di riduzioni percentuali che di livelli) coerentemente con l'obiettivo comunitario al 2020.

## 1.2 Obiettivi a lungo termine

### 1.2.1 La Roadmap 2050

Sulla scia della visione di lungo termine sulla necessità di scongiurare pericolosi cambiamenti climatici La Commissione Europea ha elaborato la Comunicazione COM/2011/0112 *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, del marzo 2011 che illustra come l'Unione Europea può raggiungere in maniera economicamente sostenibile e ricorrendo a misure interne l'obiettivo di una drastica riduzione delle proprie emissioni di gas serra entro il 2050. Per quella data, dunque, l'UE dovrebbe ridurre le emissioni dell'80% rispetto ai livelli del 1990 unicamente attuando interventi interni, dal momento che entro il 2050 i crediti internazionali per compensare le emissioni saranno molto meno disponibili di quanto non lo siano oggi. L'impiego di eventuali crediti contribuirebbe ad andare oltre alla riduzione complessiva di emissioni dell'80%.

Le analisi di scenario sul quale si basa la “roadmap” indicano che per realizzare riduzioni dell'80% entro il 2050 all'interno dell'Unione europea è necessario raggiungere alcune tappe intermedie di riduzione delle emissioni: in particolare del 40% circa entro il 2030 e del 60% circa entro il 2040 rispetto ai livelli del 1990. Uno sforzo considerevole di de-carbonizzazione deve essere fatto dalla generazione elettrica mentre il settore residenziale e commerciale deve diventare molto più efficiente, ma tutti i settori sono chiamati a contribuire, incluso quello più dipendente dalle fonti fossili, quello dei trasporti.

L'analisi indica anche che per il 2020 l'obiettivo attuale di riduzione delle emissioni del 20% andrebbe rafforzato al 25% ricorrendo unicamente a interventi a livello UE: di fatto tale risultato sarebbe già raggiungibile attuando misure già previste e obiettivi del pacchetto 20-20-20 come quelli sulla quota di rinnovabili e sul risparmio energetico. Le politiche del pacchetto 20-20-20, tuttavia, sono solo sufficienti a raggiungere una riduzione delle emissioni interne del 30% entro il 2030 e del 40% entro il 2050, dunque in vista di un ambizioso obiettivo di riduzione al 2050 queste politiche andranno rafforzate ed integrate.

La Comunicazione *Energy Roadmap 2050*, pubblicata nel dicembre 2011, conferma l'ambizione di decarbonizzare all'80-95% l'economia europea entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, rafforzando al contempo la competitività dell'Europa e la sicurezza degli approvvigionamenti.

La comunicazione analizza varie opzioni strategiche (e scenari esemplificativi), corrispondenti a diverse combinazioni dei principali elementi che concorrono alla riduzione delle emissioni (efficienza energetica, rinnovabili, energia nucleare e tecnologie di cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub>).

Emerge comunque una serie di elementi comuni in tutti gli scenari; i più importanti fra questi:

- la crescita del contributo delle energie rinnovabili;
- il ruolo cruciale dell'efficienza energetica;
- il rafforzamento del ruolo dell'elettricità.

Mentre l'UE registra buoni progressi verso il conseguimento degli obiettivi del 2020, occorre garantire la prosecuzione degli sforzi di decarbonizzazione e riflettere su un nuovo quadro per il 2030 per le politiche sul clima e l'energia e stabilirne rapidamente i contorni per offrire agli investitori maggiori certezze in cicli di investimento di per sé lunghi e la garanzia di un approccio coordinato fra i vari Paesi membri dell'UE.

### 1.2.2 La strategia su energia e clima al 2030

Per soddisfare questa esigenza il 22 gennaio scorso la Commissione ha presentato la Comunicazione “*A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030*” (COM(2014)15) che cerca di incanalare gli sforzi volti a realizzare un'economia a basso contenuto di carbonio e un sistema energetico competitivo e sicuro. Essa propone i seguenti obiettivi per il 2030:

- a) ridurre le emissioni comunitarie di gas serra del 40% rispetto ai valori del 1990; questo obiettivo sarebbe in parte raggiunto attraverso il meccanismo europeo dello scambio delle quote di emissione di anidride carbonica, e in parte verrebbe ripartito in obiettivi specifici assegnati agli Stati membri; in particolare per ottenere tale risultato i settori coperti dal sistema ETS dovrebbero ridurre le proprie emissioni del 43% rispetto al 2005 mentre i settori non-ETS dovrebbero ridurle del 30% rispetto allo stesso anno.
- b) coprire con fonti rinnovabili il 27% dei consumi totali dell'Unione; questo obiettivo sarebbe vincolante per l'Unione ma non sarebbe tradotto in obiettivi vincolanti per gli Stati membri, tenuti tuttavia a continuare i propri sforzi per far sì che l'obiettivo comunitario sia raggiunto. Tale formulazione è ritenuta necessario per mantenere un livello adeguato di investimenti in tecnologie centrali per il raggiungimento degli obiettivi energetici e di decarbonizzazione nel lungo periodo ma allo stesso tempo consente la flessibilità necessaria agli stati membri per adattare le politiche alle circostanze nazionali.

Durante la riunione del Consiglio Europeo dei Ministri dell'ottobre 2014 è stato aggiunto anche un obiettivo sull'efficienza energetica, comunque ritenuta indispensabile per conseguire sia l'obiettivo sui gas serra, sia quello sulle rinnovabili. Tale obiettivo consiste in un miglioramento dell'efficienza energetica pari ad almeno il 27% rispetto all'evoluzione di riferimento (come indicata dallo scenario di riferimento UE del 2008).

Per assicurare coerenza delle politiche a livello UE la proposta della Commissione per il 2030 delinea un nuovo sistema di *governance* della transizione basato sui piani nazionali per un'energia competitiva, sicura e sostenibile, preparati dagli stati membri sulla base di un approccio comune.

L'Impact Assessment della Comunicazione (COM(2014)15)<sup>4</sup> delinea a livello di singoli Paesi UE l'impatto e le riduzioni attese per un obiettivo comunitario di riduzione dei gas di serra al 2030 compreso fra il 35% e il 45% rispetto al 1990. Secondo tale documento, un obiettivo di

---

<sup>4</sup> (SWD(2014)15 final)

decarbonizzazione comunitario del -40% si tradurrebbe per l'Italia in riduzioni comprese fra il 36% e 40% rispetto al 2005.

### 1.3 Il quadro normativo nazionale sulle rinnovabili e la Strategia Energetica Nazionale

Il quadro strategico e normativo del nostro studio non sarebbe completo senza una disamina delle principali politiche energetiche riguardanti le rinnovabili in Italia. Molte di queste norme e politiche rappresentano la trasposizione a livello nazionale degli orientamenti comunitari appena discussi.

#### 1.3.1 La normativa nazionale sulle rinnovabili

Il 30 giugno 2010, il Governo Italiano ha presentato il proprio Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN) dove sono fissati, per il 2020, gli specifici obiettivi nazionali per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento. Gli obiettivi possono essere raggiunti agendo in quattro direzioni: aumentando le quote da fonti energetiche rinnovabili (FER) nei comparti calore, elettricità e trasporti e riducendo i consumi, dunque anche intervenendo attraverso un incremento dell'efficienza energetica.

Allo scopo di garantire il raggiungimento degli obiettivi definiti nel Piano d'Azione per le Fonti Rinnovabili, il Governo Italiano ha emanato nel marzo 2011 il DLgs n. 28 di attuazione della Direttiva 2009/28/CE dove sono stati trasposti sia le nuove definizioni della Direttiva comunitaria sia l'obbligo individuato per l'Italia di coprire, al 2020, il consumo finale lordo di energia da rinnovabili (pari al 17%).

Il nuovo Decreto sulle rinnovabili ridefinisce in maniera organica gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il relativo quadro istituzionale/finanziario, ribadendo, tra l'altro, il ruolo complementare e sinergico delle politiche di efficienza energetica<sup>5</sup>.

Più specificatamente, le misure di razionalizzazione e semplificazione dei procedimenti autorizzativi per la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili stabiliscono regole per gli impianti a energia rinnovabile termica (diversi dagli impianti solari termici e dai geotermici, per i quali è prevista l'emanazione di un apposito provvedimento) realizzati negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi, destinati unicamente alla produzione di acqua calda e aria.

#### 1.3.2 La normativa nazionale sull'efficienza energetica

La Direttiva 2006/32/CE, relativa alla promozione dell'uso efficiente dell'energia negli impieghi finali, entrata in vigore nel 2008, aveva stabilito per gli Stati membri un obiettivo nazionale

---

<sup>5</sup> Il decreto introduce provvedimenti in merito alla realizzazione di un portale informatico per l'efficienza energetica, all'attivazione di un programma di formazione per installatori e manutentori d'impianti termici, all'avvio di un nuovo meccanismo d'incentivazione per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni, alla realizzazione di nuove schede tecniche standardizzate per interventi nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi.

indicativo di risparmio energetico del 9 per cento per il 2016 (nono anno di applicazione della Direttiva). Misure e risparmi energetici dovevano essere monitorati e indicati in appositi Piani d’Azione in materia di efficienza energetica che gli Stati membri erano tenuti a elaborare negli anni 2007, 2011 e 2014, e a sottomettere alla Commissione Europea.

Il primo Piano d’Azione Nazionale per l’Efficienza Energetica (PAEE), prevedeva di raggiungere un target leggermente superiore (9,6 per cento di risparmio energetico nel 2016) a quello della Commissione attraverso un risparmio complessivo di 35658 GWh/anno nel 2010 e 126327 GWh/anno nel 2016. Di questi, ben 56830/a (pari a circa il 45 per cento del totale) riguardavano il settore residenziale e 24700 GWh/a (19.5%) il terziario<sup>6</sup>.

A luglio 2011, è stato pubblicato il secondo Piano d’Azione per l’Efficienza Energetica (PAEE 2011) come richiesto dall’UE. Il nuovo piano ha una visione molto più allargata rispetto al precedente e indica chiaramente la necessità di valutare l’impatto delle politiche di riduzione dei consumi energetici a livello di intero sistema.

Le misure di miglioramento dell’efficienza energetica incluse nel PAEE 2011 infatti considerano anche l’utilizzo di tecnologie rinnovabili come nel caso dei titoli di efficienza energetica (TEE) e delle detrazioni fiscali del 55 per cento concernenti l’adozione di tecnologie rinnovabili per usi termici, tra cui: collettori solari per la produzione di acqua calda, pompe di calore ad alta efficienza, impianti geotermici a bassa entalpia ecc.

Il successivo Decreto legislativo del 4 luglio 2014, n. 102 recepisce nella normativa italiana la Direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica.

### 1.3.3 La Strategia Energetica Nazionale

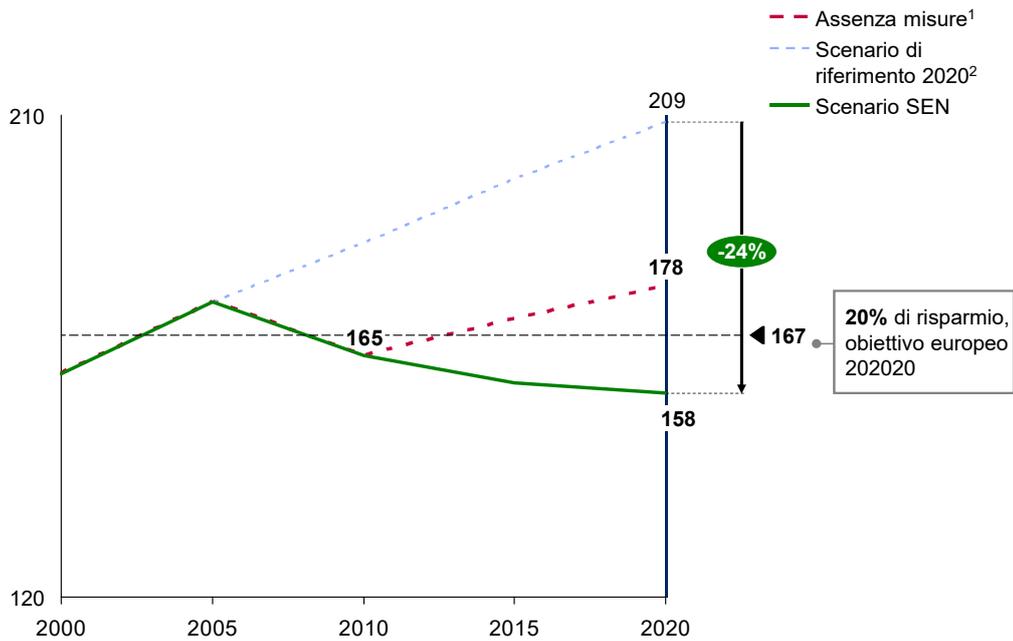
Con il Decreto Interministeriale dell’8 marzo 2013, è stata approvata la Strategia Energetica Nazionale che per il 2020 si pone obiettivi più ambiziosi di quelli del cosiddetto pacchetto Clima-Energia della Commissione Europea. Obiettivo della SEN è principalmente orientare gli sforzi del Paese verso un miglioramento sostanziale della competitività del sistema energetico insieme con il perseguimento della sostenibilità ambientale.

Le azioni proposte nella SEN sono coerenti con un percorso di decarbonizzazione al 2050 per l’Italia, anche se non così radicale come gli scenari Roadmap 2050 analizzati dalle DG Energia e Clima della Commissione Europea. Infatti, in linea con la *policy* europea, tra le priorità di azione la SEN individua *l’efficienza energetica*, che contribuisce contemporaneamente al raggiungimento di tutti e quattro gli obiettivi di politica energetica sopra enunciati, e *le Fonti di Energia Rinnovabile (FER)*, ponendo per il settore elettrico obiettivi ancora più ambiziosi di quelli previsti dal Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN), e promuovendo lo sviluppo delle rinnovabili termiche.

---

<sup>6</sup> Secondo lo schema fornito dalla Commissione UE, il documento è articolato in 5 sezioni corrispondenti al settore residenziale, terziario, industriale (non ETS), trasporti e pubblico.

Figura 1 - Consumi primari di energia nella SEN (Mtep)



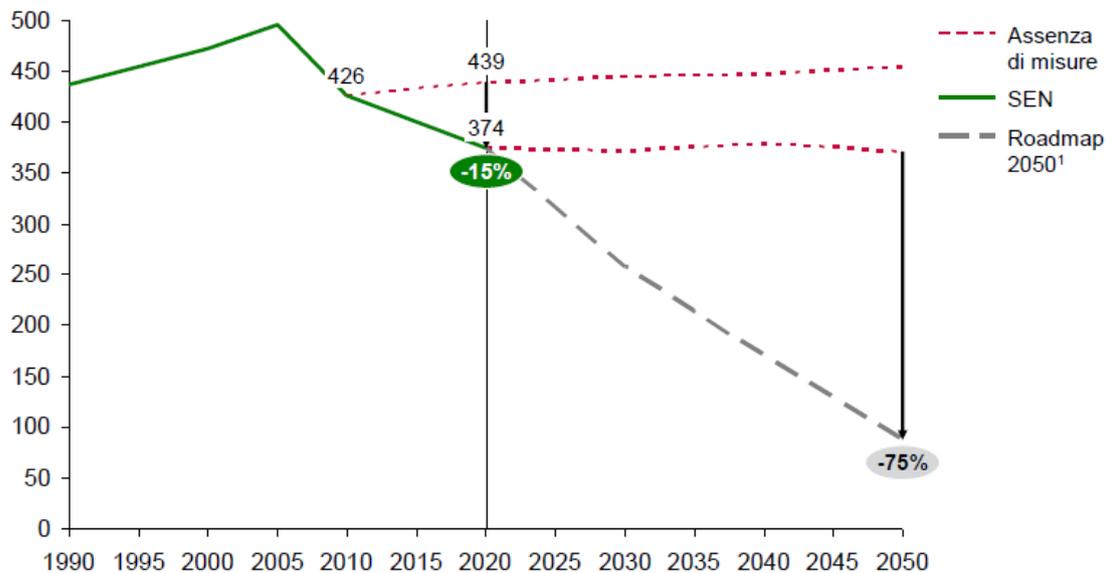
Note:

1 Interruzione di tutte le misure di supporto all'efficienza energetica (non contabilizza i risparmi attesi dal PAEE successivi al 2010).

2 Primes 2008.

Fonte: MiSE, ENEA

Figura 2 - Emissioni di CO<sub>2</sub> nello Scenario SEN confrontato con un'evoluzione di riferimento e una possibile Roadmap di decarbonizzazione al 2050 per l'Italia (Mt CO<sub>2</sub>)<sup>2</sup>



Note:

1 Applicazione a scenario Italia di obiettivi complessivi europei, senza tener conto della differenziazione per diverso punto di partenza dei Paesi europei.

2 Solo CO<sub>2</sub>, non include altri gas serra.

Fonte: MiSE, ENEA

In termini di obiettivi quantitativi la SEN fra le altre cose si prefigge di soddisfare con FER una quota dei consumi finali lordi pari al 19-20% al 2020, contro un obiettivo assegnato dall'UE all'Italia del 17%. Tale quota corrisponderebbe a 23-24 Mtep/anno di energia finale e ad una riduzione delle emissioni fino a 50 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>. Una parte di questo contributo sarebbe fornito dalle rinnovabili per usi termici (pari a circa 11 Mtep/anno) che includerebbero, oltre al solare termico e alle pompe di calore, una quota fornita dalle caldaie, dai termo camini e dalle stufe a biomassa. La quota delle rinnovabili termiche sul totale degli usi termici nei CFL salirebbe dunque dal 17% al 20% secondo la SEN.

I principali strumenti normativi nazionali di sostegno all'utilizzo energetico delle biomasse includono:

- Incentivi riconosciuti all'installazione di caldaie a biomassa ad alta efficienza, in serre ed edifici rurali, secondo il decreto DM 28 dicembre 2012 (alias "Conto Termico");
- Detrazione fiscale per lavori di efficienza energetica;
- I certificati bianchi (noti anche come "Titoli di Efficienza Energetica"), secondo il decreto DM 28 dicembre 2012.

Il Conto Termico (DM 28 dicembre 2012) introdotto nel dicembre 2012 garantisce risorse per incentivare interventi di piccole dimensioni sulle rinnovabili termiche (fra cui le biomasse) pari a 900 milioni di € l'anno, che dovrebbero essere in grado di mobilitare investimenti per circa 15-20 miliardi di € al 2020. I certificati bianchi sono regolati in Italia dal Decreto DM 28 dicembre 2012, in base al quale anche l'energia termica prodotta da caldaie a biomassa può rientrare tra le misure di efficientamento energetico.

Detrazioni fiscali "Ecobonus". La detrazione fiscale del 65% dei costi totali, suddivisa in 10 anni, è un sistema di sostegno che riguarda misure di retrofit di efficienza energetica degli edifici esistenti.

Nel novero delle politiche a sostegno delle biomasse andrebbero incluse per completezza anche quelle relative alla fiscalità. La biomassa solida per usi energetici, fino alla fine del 2014 era soggetta a tassazione agevolata, con un'IVA pari al 10%, solo recentemente elevata al 22%. Le biomasse solide inoltre non sono soggette ad accise. Queste misure verranno discusse in maggior dettaglio più avanti.



## 2. QUADRO ENERGETICO E EMISSIVO ITALIANO

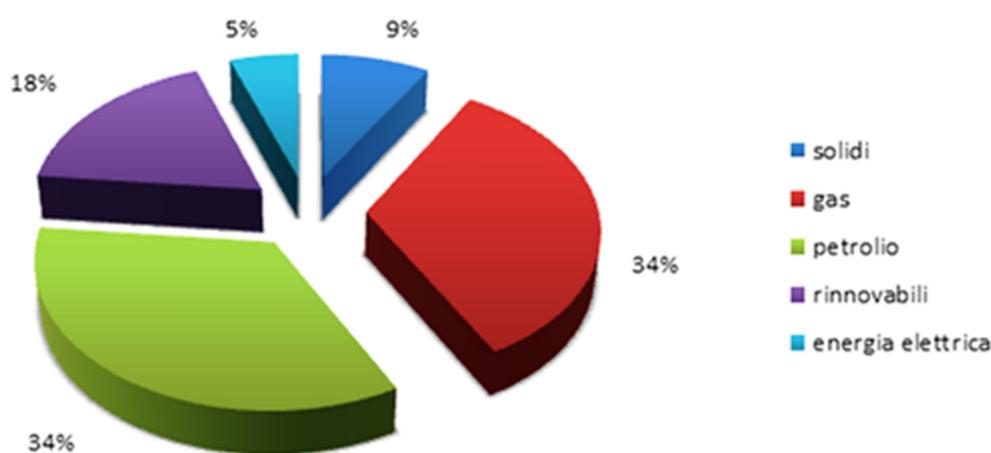
### 2.1 Uno sguardo d'insieme

Gli ultimi decenni hanno visto una profonda rivoluzione del sistema energetico italiano nel quale all'affermarsi dell'utilizzo del gas naturale ha fatto seguito dopo il 2000 una forte crescita delle fonti energetiche rinnovabili, in particolare nel settore elettrico. Questa evoluzione è stata dettata sia dalle politiche che si sono imposte a livello europeo, volte a ridurre in maniera significativa le emissioni di gas serra e contrastare così i rischi legati ai cambiamenti climatici sia dalla necessità di garantire maggiore sicurezza e diversificazione nelle forniture energetiche.

Negli ultimi decenni le fonti energetiche rinnovabili, grazie anche ad un generoso sistema di incentivazione, sono state protagoniste di una stagione di grande sviluppo in Italia con un'offerta di energia di oltre 30 Mtep<sup>7</sup>, pari al 18% circa del fabbisogno energetico primario del nostro Paese nel 2013.

La disponibilità lorda di energia totale in Italia per l'anno 2013 è infatti pari a 171 Mtep, in diminuzione di circa 3 punti percentuali rispetto al dato 2012. Tale dato deriva da una consistente diminuzione dell'offerta di gas (-6.5%) e di petrolio (-5.2%) e da un deciso incremento delle FER (+15.8%) sull'anno precedente<sup>8</sup>. Il dato strutturale relativo all'importazione di energia elettrica si mantiene nell'ordine del 5%, in linea con la media dei dieci anni precedenti (5.6%).

Figura 3 - Domanda di energia primaria per fonte. Italia 2013 (valori percentuali)



Fonte: elaborazione ENEA su dati del Ministero dello Sviluppo Economico

<sup>7</sup> Fonte MiSE - DGSAIE – anno 2013.

<sup>8</sup> La forte contrazione dell'offerta di combustibili solidi (-12.2%) incide in misura poco rilevante sulla dinamica dell'offerta globale.

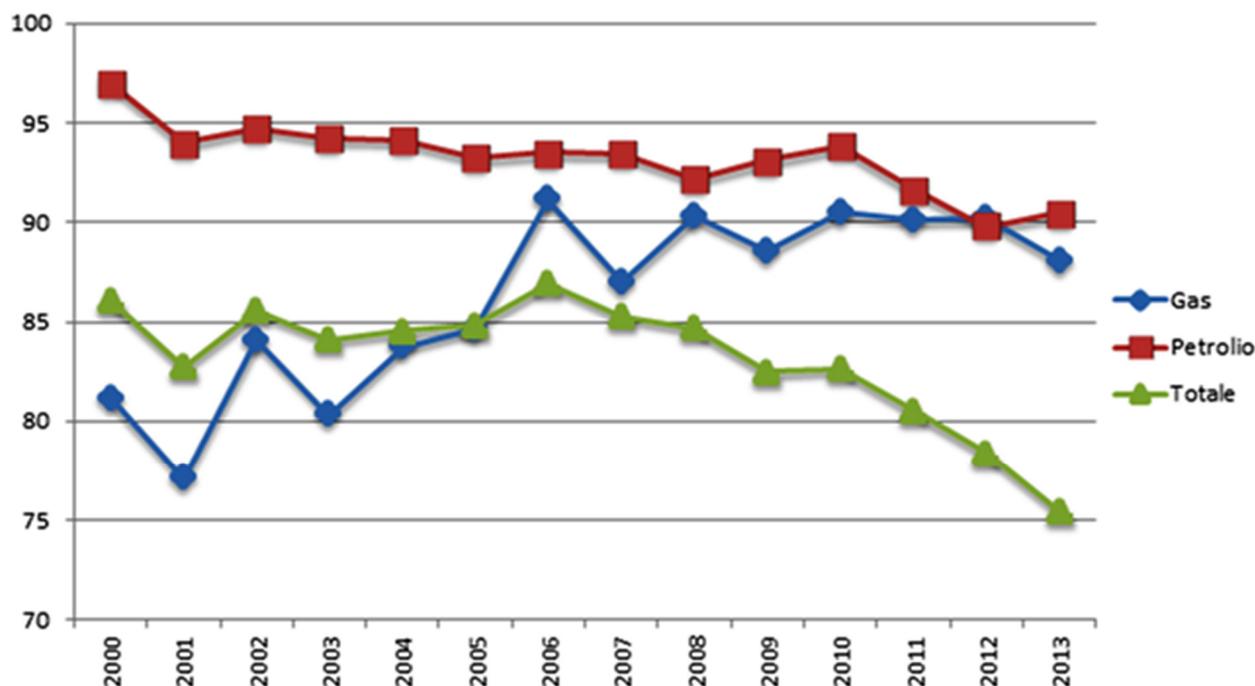
L’analisi evidenzia il persistere degli effetti della crisi economica globale sul sistema energetico. La caduta della domanda totale di energia, rispetto ai valori del 2012 (-3.0%), è in linea con un trend di caduta medio del 2%, databile dal 2007: questa dinamica è in accordo con la flessione dell’indice generale della produzione industriale<sup>9</sup> (-3.1%) sperimentata in corso d’anno.

Una panoramica su altri indicatori di rilievo vede la diminuzione della produzione (-10.1%) e delle importazioni (-8.5%) di gas naturale. I consumi dei prodotti petroliferi totali registrano una contrazione (-5.2%) sul dato 2012, in particolare si segnala una riduzione per benzina (-4.8%), gasolio per autotrazione e riscaldamento (-2.7 e -4.9%, rispettivamente). Di segno opposto le variazioni sull’anno precedente per i consumi di GPL (+12.2% per quello impiegato per autotrazione e -3.6% per uso riscaldamento).

### 2.1.1 Dipendenza energetica

La dipendenza del nostro sistema energetico nazionale dall’estero, intorno all’85% nella prima decade del 2000 (rispetto al 56% circa per EU27), mostra nel 2013 una significativa ed evidente diminuzione congiunturale e tendenziale (-3.7% sul dato 2012 e -10.8% sulla media 2000-2010). La Figura 4 indica tendenze opposte nella dipendenza energetica per il gas e il petrolio, in aumento per il primo, in leggera diminuzione per il secondo, il che testimonia dei cambiamenti nei ruoli giocati da tali fonti nel mix energetico italiano.

Figura 4 - Dipendenza energetica nazionale - Anni 2000-2013 (dati in valori percentuali)



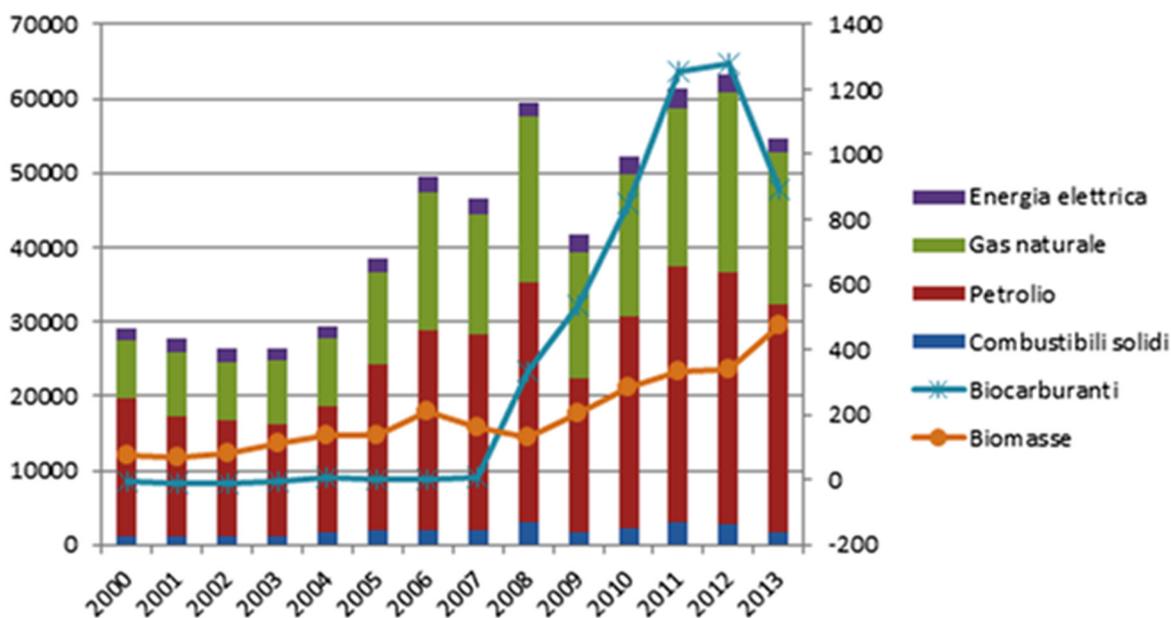
Fonte: elaborazione ENEA su dati del Ministero dello Sviluppo Economico

<sup>9</sup> Variazione tendenziale percentuale nell’anno 2013, dati grezzi (fonte: Istat).

2.1.2 La fattura energetica

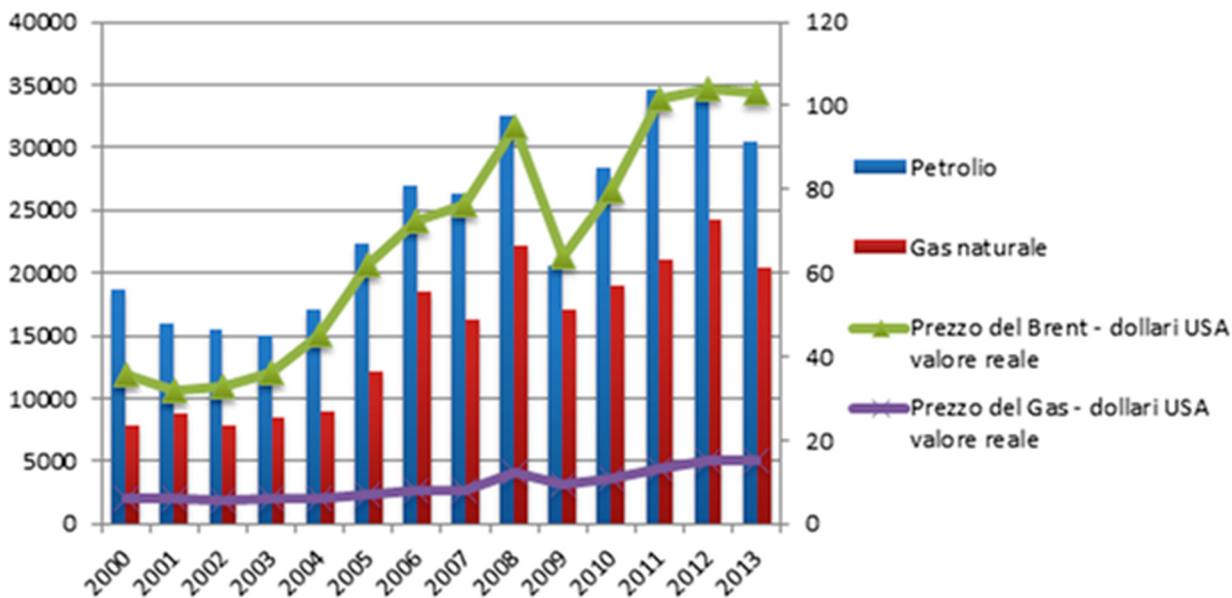
Riflesso della dipendenza, la fattura energetica nazionale nel 2013 si riduce del 14% rispetto al dato dell’anno precedente (a poco più di 56 miliardi di euro); la forte diminuzione registrata nell’anno 2009 come immediato riflesso della crisi viene sovracompensata a partire dal 2010 fino al 2013 seguendo la dinamica dei prezzi delle *commodities* interessate.

Figura 5 - Fattura energetica nazionale per fonte - Anni 2000-2013 (milioni di euro)



Fonte: elaborazione ENEA su dati dell’Unione Petrolifera

Figura 6 - Componenti della fattura energetica e dinamiche dei prezzi di gas naturale e petrolio - Anni 2000-2013 (ktep e \$)

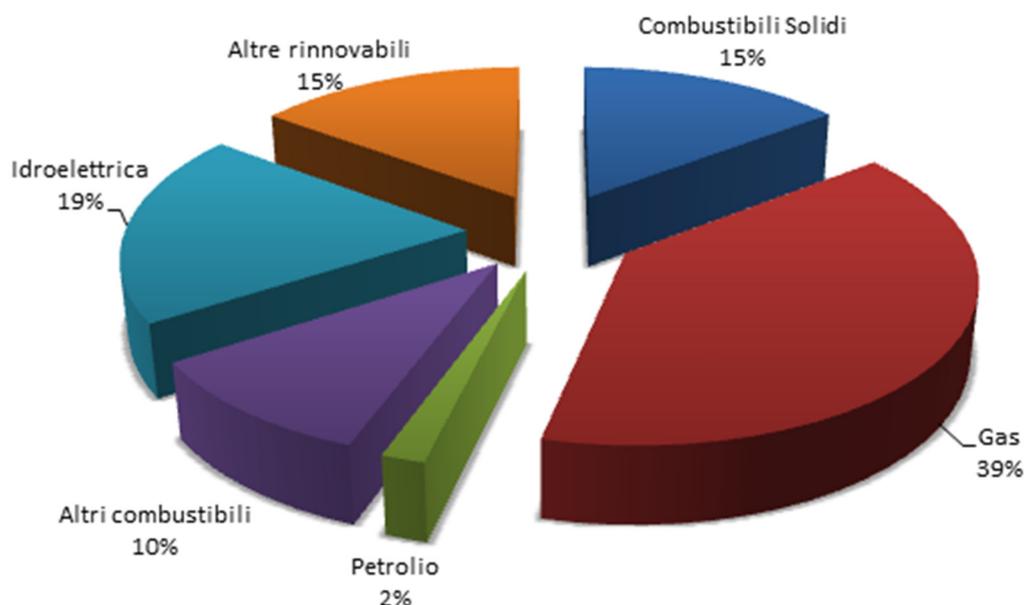


Fonte: elaborazione ENEA su dati dell’Unione Petrolifera e Banca Mondiale

## 2.2 Il settore elettrico

La produzione netta di energia elettrica nel 2013 si attesta a 279 TWh, classificabili per fonte di produzione come mostrato nella Figura 7.

Figura 7 - Generazione elettrica per tipologia di fonte - Italia 2013<sup>10</sup>



Fonte: elaborazione ENEA su dati Terna SpA

Il gas naturale si conferma come fonte prevalente nel parco di generazione nazionale. I dati disponibili evidenziano tuttavia una significativa diminuzione del contributo di tale fonte (-16.1%) sul totale (petrolio -23.3%, combustibili solidi -8.7%) rispetto ai dati 2012<sup>11</sup>.

L'import elettrico pari a 42 TWh (che pur si riduce del 7.2% sul 2012) è un dato strutturale caratteristico del panorama nazionale. Notevole, ed in crescita del 21.4%, è l'apporto delle rinnovabili (eolico +11.1%, fotovoltaico +13.9%, idro +25.9%, bioenergie +36.8%).

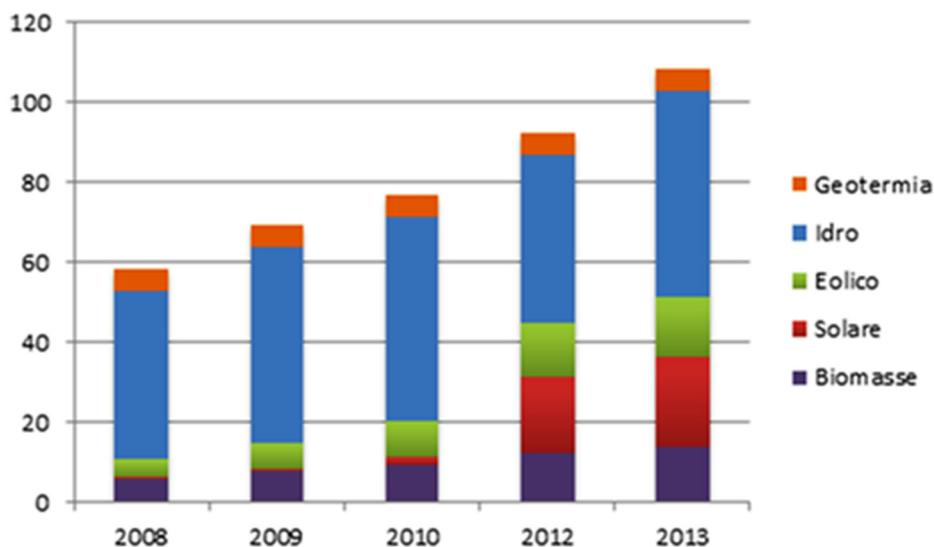
Grazie a politiche di sostegno molto vigorose infatti, l'Italia sta ricoprendo un ruolo importante nella crescita delle energie rinnovabili: nel 2013 quasi il 38,6% della generazione elettrica lorda è stata prodotta attraverso fonti pulite (112 TWh) mentre nel 2014 sono stati raggiunti i 120.7 TWh verdi.

Il fotovoltaico ha registrato una crescita sorprendente: la generazione è passata da 1.9 TWh nel 2010 a 21.6 TWh circa nel 2013. Negli ultimi due anni presi in considerazione nella Figura 8, tuttavia, le nuove installazioni hanno subito un rallentamento: solo il 12.2% nel 2013, 14% nel 2012, ossia valori molto più modesti rispetto alla crescita del 2011, anno di investimenti record nel settore (+37% di nuova capacità rispetto al 2010).

<sup>10</sup> Anno più recente disponibile da Terna.

<sup>11</sup> Il contributo sopraindicato si riferisce alla variazione della quota delle medesime fonti sul totale.

Figura 8 - Generazione elettrica da fonti rinnovabili (TWh)



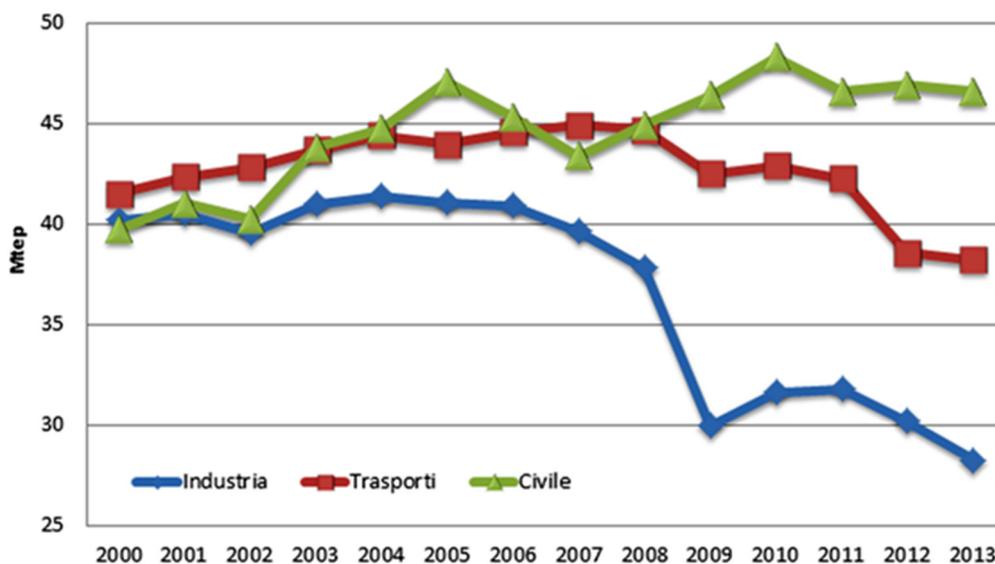
Fonte: elaborazione ENEA su dati Terna e GSE

### 2.3 Consumi finali

Uno sguardo ai consumi energetici nei settori di uso finale dell'energia nel 2013 (Figura 9) evidenzia, rispetto all'anno precedente:

- una sostanziale stabilità dei consumi del settore trasporti (-0.9%);
- una situazione identica alla precedente per il settore Civile (-0.7%);
- una netta contrazione dei consumi dell'industria (-6.4%).

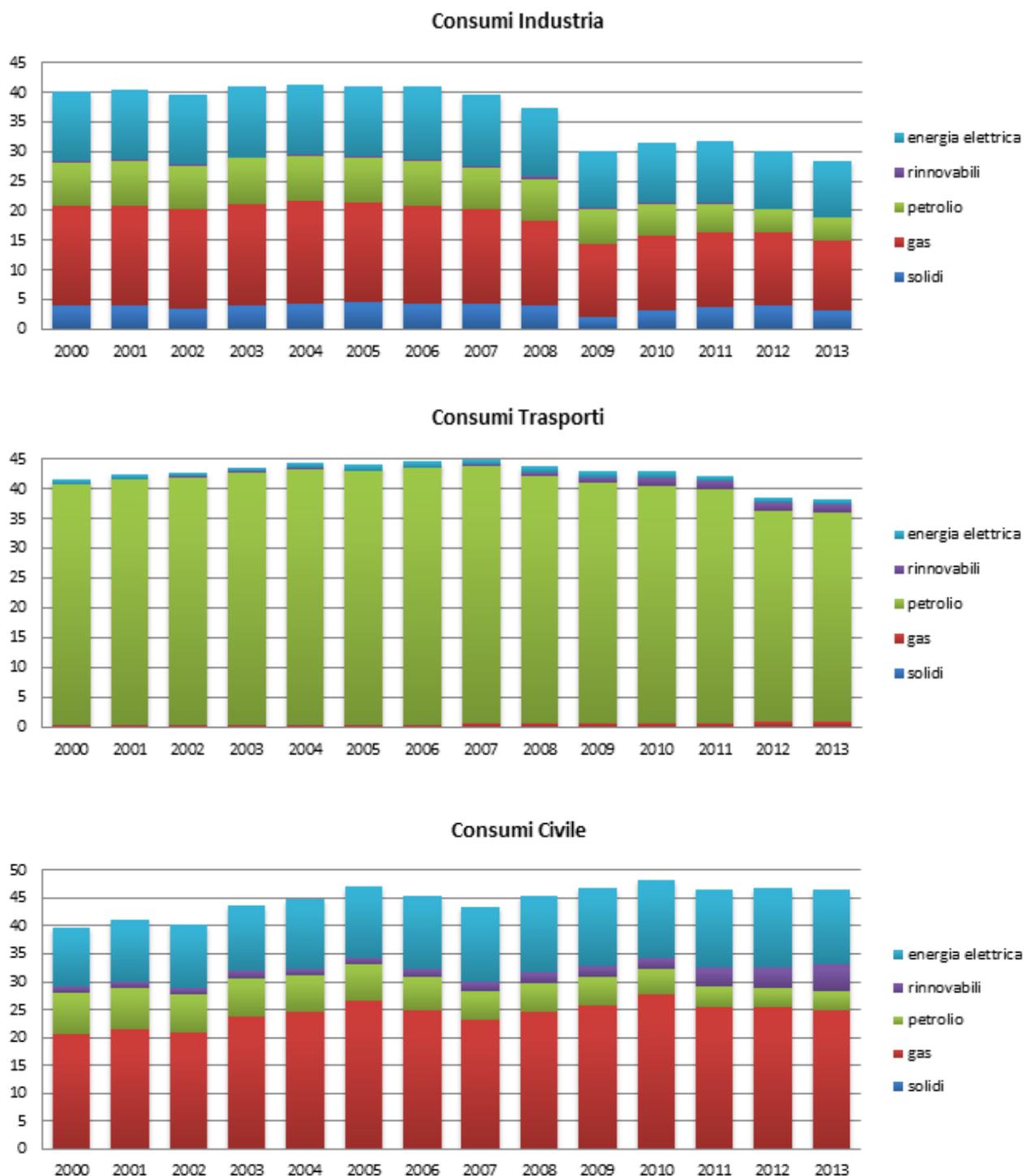
Figura 9 - Consumi finali di energia - Italia 2000-2013 (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati del Ministero dello Sviluppo Economico

Il trend di Figura 10 mostra una sostanziale invarianza nel profilo del mix energetico dei consumi di settore. Emerge il predominio delle fonti gas ed elettricità nei settori industriale (circa il 70% sul totale consumi) e civile (85%); il petrolio copre la quasi totalità del fabbisogno dei trasporti, pur segnalando una crescita delle FER per via dell'impiego di biocarburanti.

Figura 10 - Consumi finali di energia per settore - Italia 2000-2013 (Mtep)

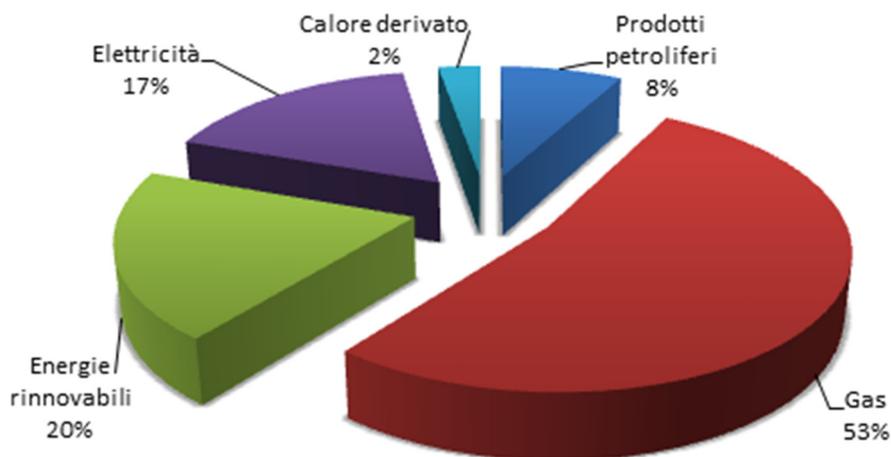


Fonte: elaborazione ENEA su dati del Ministero dello Sviluppo Economico

### 2.3.1 I consumi di energia del settore residenziale

Le famiglie italiane si caratterizzano per un livello di consumi nell’anno 2013 pari a circa 34.2 Mtep, con la ripartizione tra fonti mostrata nella Figura 11.

Figura 11 - Consumi finali di energia del settore residenziale in Italia - Anno 2013 (dati in valori percentuali)

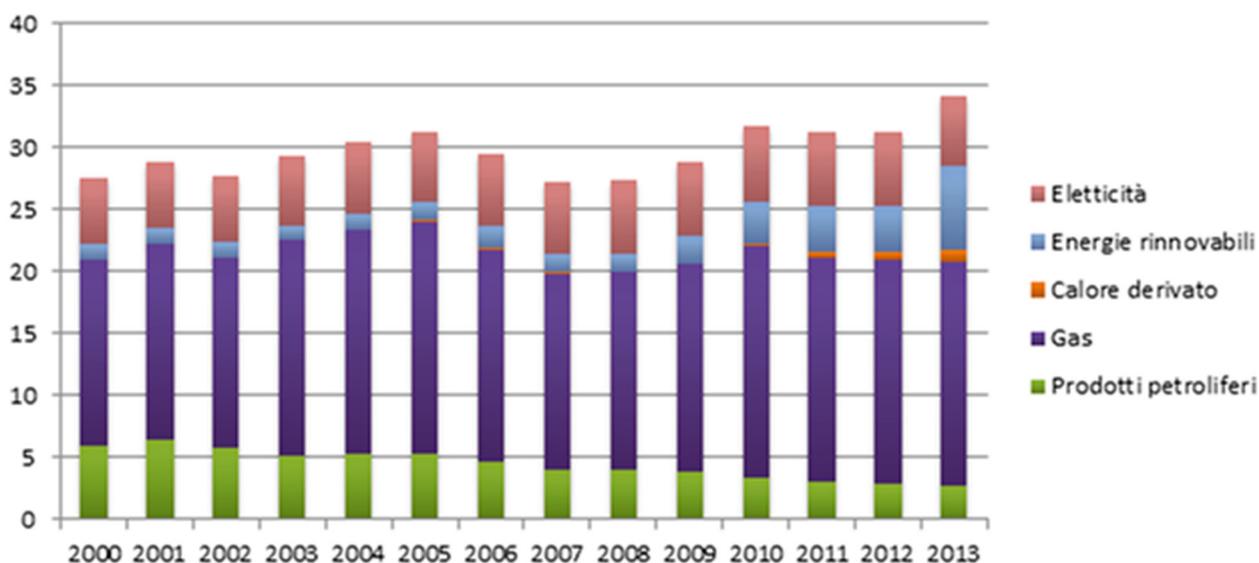


Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

I trend delle fonti dal 2000 al 2013 (Figura 12) evidenziano il ruolo stabile in leggera crescita del gas naturale (+1.6% annuo medio nel periodo), ed un trend simile per l’energia elettrica (+0.7% medio annuo).

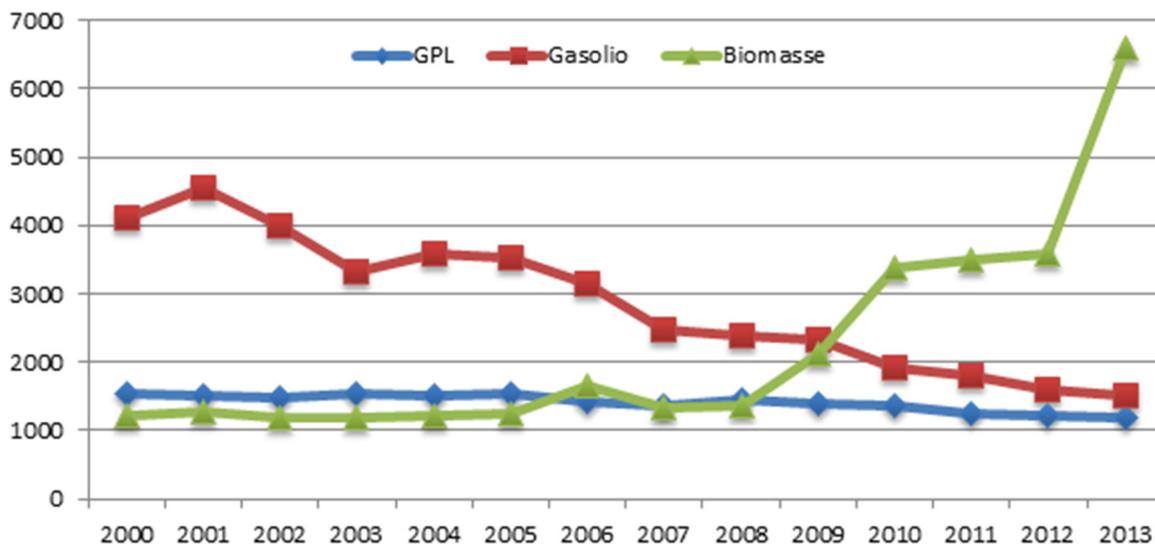
Notevole la crescita delle FER (+16.7% medio annuo), e il declino dei prodotti petroliferi (-5.7% medio annuo nel periodo 2000-13).

Figura 12 - Consumi finali di energia del settore residenziale in Italia - Anni 2000-2013 (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

Figura 13 - Consumi finali di alcune fonti energetiche del settore residenziale in Italia - Anno 2013 (ktep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

La Figura 13 evidenzia la decisa crescita delle biomasse a partire dall'anno 2008, particolarmente chiara nelle stime del Bilancio Energetico Nazionale (BEN) elaborato e pubblicato annualmente dal Ministero per lo Sviluppo Economico.

Già da qualche anno si disponeva di forti indizi di un progressivo incremento dei consumi di biomassa per la produzione di calore, sotto la spinta di diversi fattori, tra cui le politiche in materia di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e l'aumento dei prezzi dei combustibili tradizionali. L'emersione di parte di quei consumi di biomasse nei bilanci del MiSE era tuttavia complicato dalla loro mancata contabilizzazione nelle statistiche ufficiali perché non tracciabili o non dichiarate in alcun modo.

L'indagine ISTAT sui consumi energetici delle famiglie (2014)<sup>12</sup> ha consentito di far luce sulle reali consistenze di questi consumi di biomasse per usi di riscaldamento. Tale indagine ha permesso di stimare più accuratamente il consumo di biomasse legnose per uso riscaldamento, rivelando livelli di consumo molto più elevati di quelli precedentemente stimati. Infatti il consumo di legna stimato nel 2013 per il settore residenziale era di 17,7 milioni di tonnellate. L'uso dei pellet, nonostante la considerevole crescita degli ultimi anni, è meno diffuso e rappresentava un consumo totale pari a poco meno di 1 milione e mezzo di tonnellate. Dunque il consumo complessivo di biomassa per riscaldamento domestico ammonterebbe a 19,193 milioni di tonnellate. A titolo di confronto, si ricorda che nel 2012 il MiSE contabilizzava 14330 kt di biomasse per uso termico nel domestico e commerciale. Il dato sulle biomasse per il 2013 frutto dell'indagine ISTAT segnala la necessità di una revisione dell'intera serie storica, di fatto già in corso.

<sup>12</sup> ISTAT: "I consumi energetici delle famiglie – Anno 2013". Report, 14 dicembre 2014. <http://www.istat.it/it/archivio/142173>

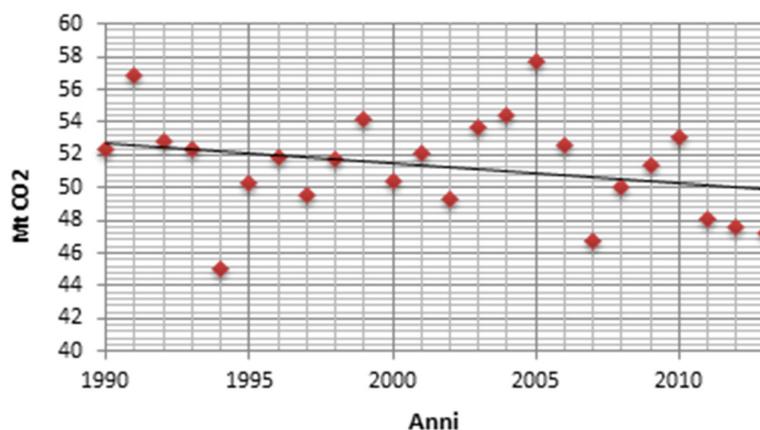
Significativi, ma di segno opposto a quelli per le biomasse, sono i trend dei prodotti petroliferi di maggiore uso da parte delle famiglie, il gasolio da riscaldamento<sup>13</sup> e il GPL: per il primo è evidente la netta decrescita nel periodo, ad un tasso pari a -7% medio annuo (2000-2013). Molto più stabile il trend del GPL, con una media del 2% di decrescita per lo stesso periodo.

### 2.3.2 Trend di emissioni di CO<sub>2</sub> del settore residenziale

La Figura 14 riporta il livello di emissioni atmosferiche per gli anni 2000-2013 relative al settore residenziale secondo l’Agenzia Europea per l’Ambiente, con un dettaglio sulla tipologia degli inquinanti per l’ultimo anno della serie.

Figura 14 - Emissioni atmosferiche del settore residenziale in Italia - Anni 2000-2013 (dati in Gg e Mt)

2013	Gg
CO <sub>2</sub>	47193
CH <sub>4</sub>	91
N <sub>2</sub> O	4,8
NO <sub>x</sub>	43,6
CO	1490,8
NM <sub>VO</sub> C	180,5
SO <sub>2</sub>	6,4



Fonte: elaborazione ENEA su dati EEA

Come noto, la quasi totalità delle emissioni del settore si riferisce alla CO<sub>2</sub> (47193 Gg nel 2013), per le quali il grafico della Figura 14 evidenzia nel periodo 1990-2013 un trend in leggera decrescita.

Ma è utile esaminare la ripartizione delle emissioni per tipologia di combustibile utilizzato (Figura 15)<sup>14</sup>. È utile ricordare che, secondo la classificazione delle tipologie di combustibili, GPL e gasolio rientrano nella categoria delle fonti liquide.

Si ricorda che le emissioni di CO<sub>2</sub> relative alla combustione di biomassa non sono contabilizzate nelle statistiche delle emissioni generate dalla combustione nel settore energetico in quanto

<sup>13</sup> È utile ricordare che questa voce nelle statistiche Eurostat riguarda effettivamente l’utilizzo puramente domestico (riscaldamento ed uso cucina), essendo il gasolio per autotrazione registrato nel settore trasporti stradali.

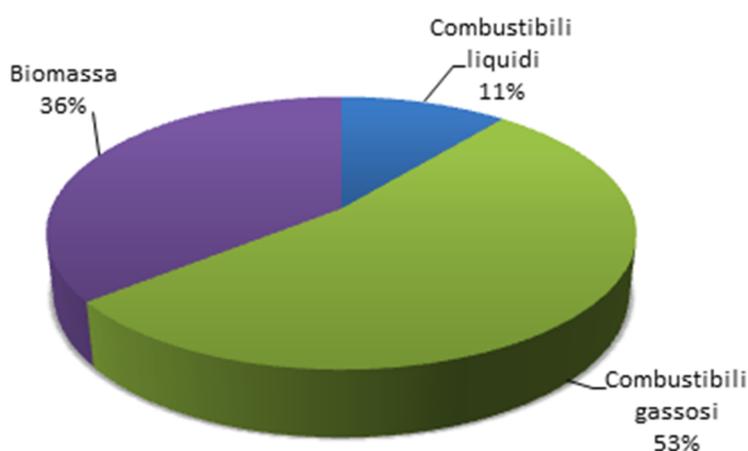
<sup>14</sup> L’Agenzia, nelle note contenute nelle tavole delle serie storiche dell’inventario delle emissioni nell’atmosfera, indica che: <sup>(1)</sup> Countries are asked to report emissions from international aviation and marine bunkers and multilateral operations, as well as CO<sub>2</sub> emissions from biomass, under Memo Items. These emissions should not be included in the national total emissions from the Energy sector. Amounts of biomass used as fuel are included in the national energy consumption but the corresponding CO<sub>2</sub> emissions are not included in the national total as it is assumed that the biomass is produced in a sustainable manner. If the biomass is harvested at an unsustainable rate, net CO<sub>2</sub> emissions are accounted for as a loss of biomass stocks in the Land Use, Land-Use Change and Forestry sector. Di fatto, le emissioni da biomassa sono riportate ma non contabilizzate nel totale di settore.

convenzionalmente si assume che la CO<sub>2</sub> rilasciata dalla sua combustione sia la stessa accumulata durante la crescita delle piante e che, pertanto, il bilancio diretto sia neutro. Il carbonio contenuto nella biomassa utilizzata per l'energia viene invece contabilizzato come un'emissione del settore LULUCF (*land use, land use change and forestry*) che avviene al momento (cioè nell'anno) in cui la biomassa è tagliata. Tuttavia, come evidenziato da un recente studio del Joint Research Centre di ISPRA<sup>15</sup>, nella misura in cui la raccolta di legna per usi energetici provoca una riduzione dello stock di carbonio forestale non ricostituibile in breve tempo, almeno nel periodo di ricrescita della biomassa si verifica un aumento temporaneo della CO<sub>2</sub> atmosferica.

Nella Figura 15 infatti si nota come nel 2013 le emissioni di CO<sub>2</sub> da combustione relative al settore residenziale (47193 Gg) non includono quelle provenienti da biomassa. Ma se le includessimo, il grafico darebbe una indicazione del contributo delle biomasse al totale delle emissioni di CO<sub>2</sub> del settore che, per dimensione, sarebbero seconde solo a quelle dovute alla combustione di gas (39161 Gg).

Figura 15 - Emissioni di CO<sub>2</sub> del settore residenziale per tipologia di combustibile - Italia 2013 (Gg)

<b>Tot Residenziale</b>	47.193,35
Combustibili liquidi	8.020
Combustibili solidi	12
Combustibili gassosi	39.161
Biomasse	26.341
Altri combustibili	NO



Fonte: elaborazione ENEA su dati EEA

L'analisi storica del trend delle fonti liquide sembra suggerire una futura diminuzione del contributo delle medesime alle emissioni di CO<sub>2</sub>. È anche da rilevare che, tenendo conto della quota di tali combustibili sul totale consumi delle famiglie, si può ragionevolmente considerare come poco significativo il contributo specifico del GPL alle emissioni totali prodotte dalle famiglie.

<sup>15</sup> "Carbon Accounting of Forest Bioenergy" - JRC Technical Reports, EUR 25354 EN, 2013.

## 2.4 Serie storiche delle emissioni dei principali inquinanti atmosferici

L'inventario nazionale delle emissioni è la fonte ufficiale a livello nazionale, delle emissioni di diversi inquinanti prodotte da una serie di sorgenti codificate e condivise a livello internazionale. L'inventario viene elaborato con cadenza annuale per rispondere sia agli impegni contenuti nella Convenzione di Ginevra sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero a lunga distanza e nei successivi protocolli attuativi, sia agli impegni stabiliti nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (*United Nations Framework Convention on Climate Change*, UNFCCC). Risponde, inoltre, anche agli obblighi contenuti nel decreto legislativo n. 171/2004 e nel decreto legislativo n. 155/2010.

L'inventario delle emissioni è un potente strumento per confrontare i dati emissivi reali con i tetti nazionali di emissione nel 2010 introdotti sia dal Protocollo di Göteborg del 1999 e sia dalla direttiva 2001/81/CE (NEC=National Emission Ceilings).

Il Protocollo di Göteborg (1999) relativo alla riduzione dell'acidificazione, dell'eutrofizzazione e dell'ozono troposferico, è entrato in vigore nel maggio del 2005. Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di riduzione dell'acidificazione, dell'eutrofizzazione e dell'ozono troposferico, il protocollo fissava appositi tetti alle emissioni nazionali da rispettare all'anno 2010, per alcuni inquinanti quali il biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), i composti organici volatili (COV) e l'ammoniaca (NH<sub>3</sub>). L'aggiornamento intervenuto nel 2012 ha previsto nuovi tetti al 2020 aggiungendone uno anche per il PM<sub>2.5</sub>. Con l'utilizzo degli inventari e degli scenari di emissione, infatti, si è monitorata nel corso degli anni la possibilità di raggiungimento degli obiettivi prefissati a livello internazionale in modo che le autorità competenti potessero adottare le misure di riduzione delle emissioni eventualmente necessarie con un ragionevole anticipo rispetto alla scadenza.

L'inventario nazionale delle emissioni relativo al 2010, elaborato in via definitiva nel corso del 2012, ha permesso di dimostrare il rispetto di tutti i tetti nazionali di emissione, come illustrato nella Tabella 1.

**Tabella 1 - Emissioni dell'inventario nazionale 2010 e confronto con i tetti previsti dalla direttiva NEC e dal Protocollo di Göteborg<sup>16</sup>**

Inquinante	Tetto nazionale (kt) al 2010 – direttiva NEC	Tetto nazionale (kt) al 2010 – protocollo di Göteborg	Emissione nazionale (kt) al 2010
SO <sub>2</sub>	475	500	210
NO <sub>x</sub>	990	1000	964
NMVOG	1159	1159	1080
NH <sub>3</sub>	419	419	379

<sup>16</sup> Si ricorda che la direttiva NEC nella formulazione attuale ed il Protocollo di Göteborg nella formulazione antecedente al maggio 2012 non fissano alcun limite alle emissioni nazionali di PM. La revisione della direttiva NEC fissa dei target al 2020, 2025 e 2030: al 2020 fa suoi i target anche di PM 2.5 dell'aggiornamento 2012 del Protocollo di Göteborg.

**Tabella 2 - Confronto tra gli impegni sottoscritti dall'Italia e dagli altri Paesi europei con il Protocollo di Göteborg**

	SO2		NOX		NH3		VOC		PM 2.5	
	Emissioni 2005	Riduzione al 2020 rispetto al 2005	Emissioni 2005	Riduzione al 2020 rispetto al 2005	Emissioni 2005	Riduzione al 2020 rispetto al 2005	Emissioni 2005	Riduzione al 2020 rispetto al 2005	Emissioni 2005	Riduzione al 2020 rispetto al 2005
France	467	55%	1430	50%	661	4%	1232	43%	304	27%
Germany	517	21%	1464	39%	573	5%	1143	13%	121	26%
Italy	403	35%	1212	40%	416	5%	1286	35%	166	10%
Spain	1282	67%	1292	41%	365	3%	809	22%	92.8	15%
UK	706	59%	1580	55%	307	8%	1088	32%	81.0	30%

Da questo punto di vista, l'Italia ha dimostrato di aver saputo applicare le giuste misure di contenimento, dal momento che ha confermato di essere al di sotto (di poco per i NO<sub>x</sub>) della soglia prevista, anche se la Pianura padana si conferma come area critica.

Nelle Figure 16, 17 e 18 vengono riportati gli andamenti, dal 2000 al 2013, delle emissioni complessive di ciascun inquinante insieme a quelle derivanti dalle sorgenti emissive che forniscono i contributi più alti.

Da tali grafici risulta evidente una riduzione significativa della maggior parte degli inquinanti, ad eccezione del PM per il quale è subito palese la crescita delle emissioni provenienti dal settore residenziale. Tale andamento è dovuto essenzialmente alla crescita dei consumi di biomassa per il riscaldamento delle abitazioni già evidenziato nelle pagine precedenti.

**Figura 16 - Andamento delle emissioni in kt di NO<sub>x</sub> (sx) e NMVOC (dx)**

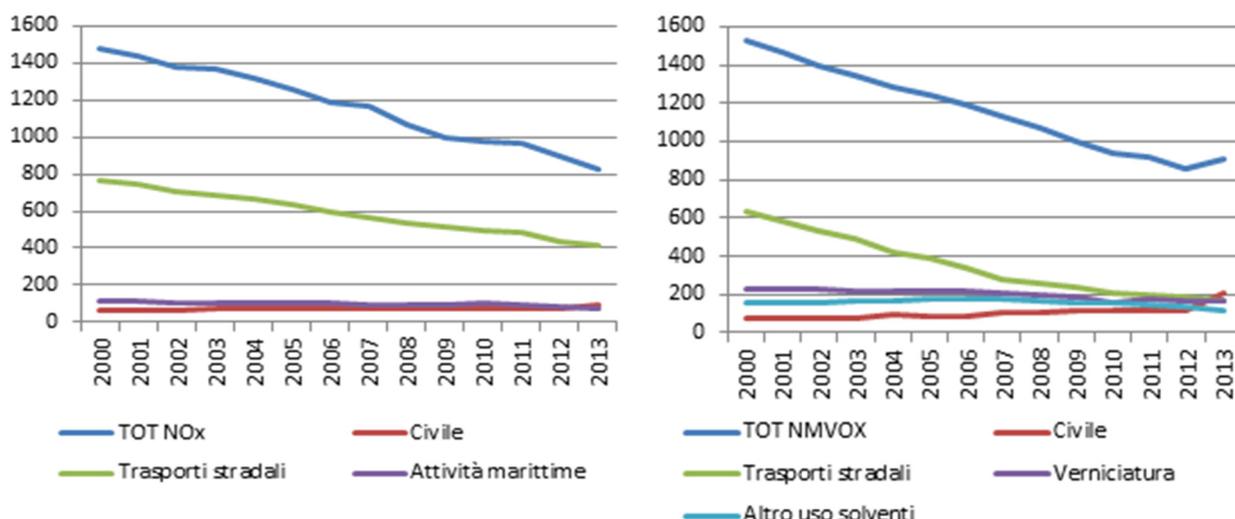


Figura 17 - Andamento delle emissioni in kt di SO<sub>x</sub> (sx) e NH<sub>3</sub> (dx)

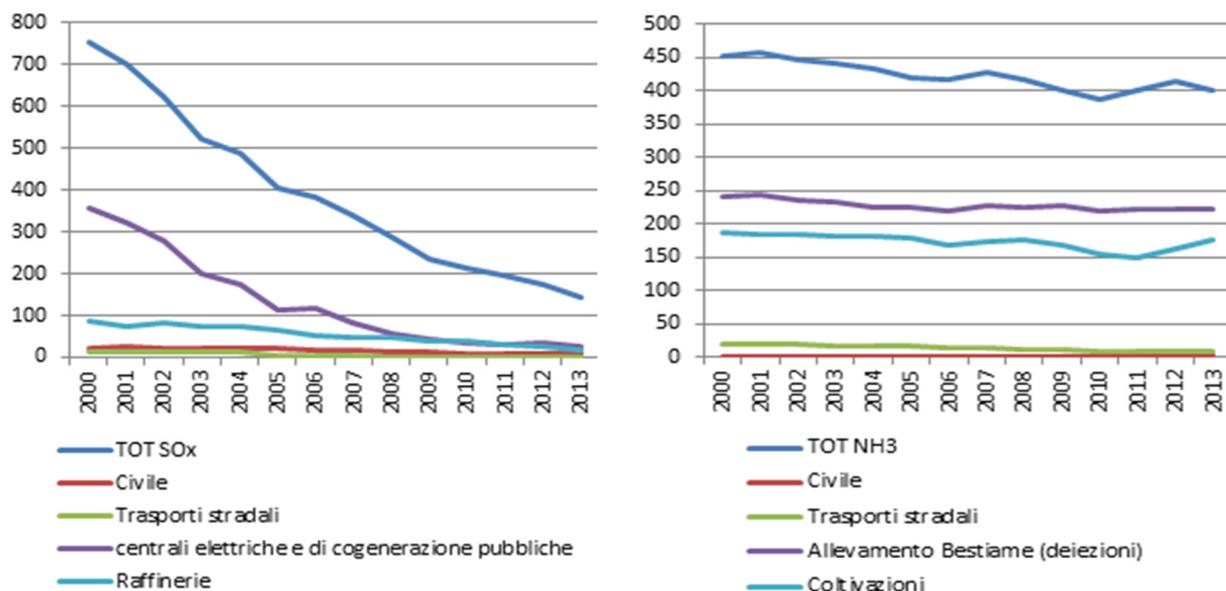
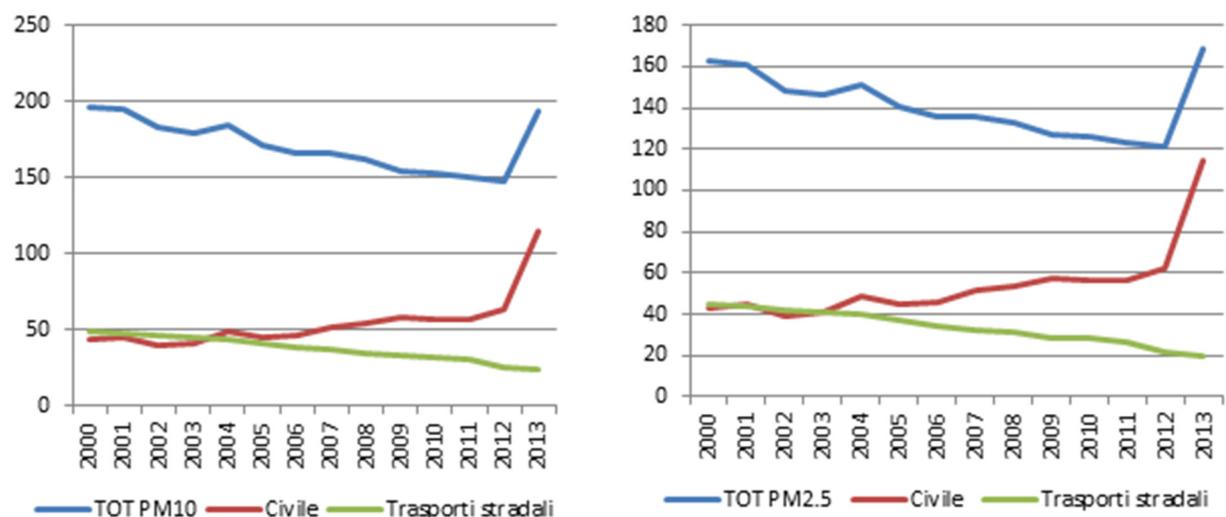


Figura 18 - Andamento delle emissioni in kt di PM<sub>10</sub> (sx) e PM<sub>2.5</sub> (dx)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ISPRA

Secondo i dati disponibili, infatti, a causa di diversi fattori, tra cui le politiche in materia di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e l'aumento dei prezzi dei combustibili tradizionali, si sta assistendo negli ultimi anni ad un progressivo incremento dei consumi di biomassa<sup>17</sup> per la produzione di calore.

Tale incremento, se in parte tiene conto della crescita costante che generalmente si registra nei consumi energetici col passare del tempo, d'altro canto avviene in sostituzione di combustibili tradizionali quali il metano e altre fonti fossili.

<sup>17</sup> Crescita dovuta anche all'emersione di parte di quelle biomasse precedentemente non contabilizzate nelle statistiche ufficiali perché non tracciabili o non dichiarate in alcun modo.

Ciò fa sì che, a fronte di una riduzione delle emissioni di PM2.5 in quasi tutti i settori, dovuta alla diffusione di tecnologie via via più efficienti e meno emmissive, nel riscaldamento domestico si assista ad un continuo incremento delle emissioni, legato sia all'incremento di combustibili intrinsecamente capaci di determinare emissioni maggiori di polveri, sia al lento tasso di rinnovo delle apparecchiature in cui tali combustibili vengono bruciati.

La rivalutazione dell'effettiva consistenza dei consumi di legna, secondo le già menzionate recenti rilevazioni ISTAT, pone dei problemi importanti sia in termini di ricostruzione di una coerente serie storica dei consumi di legna nel settore residenziale, sia per la ri-stima delle emissioni prodotte da questo settore, e a maggior ragione per nuove previsioni.

### 2.4.1 Fattori di emissione

I fattori di emissione e le metodologie utilizzati nel processo di stima delle emissioni nell'inventario nazionale sono riconducibili a ISPRA e sono coerenti con le linee guida IPCC, ma mediate con il supporto degli esperti nazionali in materia. I fattori di emissione in genere derivano da misure su una serie di fonti rappresentative e il fattore risultante viene applicato a tutto il Paese. Nella Tabella 3 sono riportati i valori di Fattore di Emissione allineati con l'ultimo inventario nazionale.

**Tabella 3 - Alcuni fattori di emissioni medi per il settore residenziale**

	AGGREGATE EMISSION FACTORS (kg/Gj)						AGGREGATE EMISSION FACTORS (g/Gj)			
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	NM VOC	SO <sub>2</sub>	PM10	PM2.5	PAH	Diox (µg/GJ)
Steam coal	91.66	0.200	0.05	5.00	0.200	0.646	439.0	219.5	0.196	0.319
Coke oven coke	105.93	0.015	0.07	5.00	0.005	0.682	439.0	219.5		0.341
Wood and similar	92.71	0.320	0.06	5.39	0.638	0.013	403.9	400.2	0.217	0.442
M. Waste	114.88	0.006	0.12	0.01	0.049	0.042	9.6	9.6		
Biodiesel	72.60	0.012	1.30	0.41	0.088	0.047				
Residual oil	75.66	0.003	0.15	0.02	0.012	0.146	58.7	47.0	0.000	0.024
Gas oil	73.69	0.007	0.05	0.02	0.003	0.047	3.6	3.6		0.023
Kerosene	70.74	0.007	0.05	0.06	0.0030	0.018	3.6	3.6		0.023
Natural gas	56.76	0.003	0.03	0.03	0.0050	0.000	0.2	0.2		
LPG	64.94	0.001	0.05	0.01	0.0020	0.000	2.0	2.0		0.022

Fonte: elaborazione ENEA su dati ISPRA, SINANET

I fattori di emissione medi dell'inventario derivano dal mix di diffusione di diverse tipologie di tecnologie di combustione nel settore residenziale. Per le biomasse gli elementi di aleatorietà sono più evidenti di altre fonti e dipendono dal tipo di legna, dal suo grado di umidità, dalle condizioni di combustione, ma anche dall'incertezza sui metodi stessi di misura e campionamento delle emissioni. Nella successiva Tabella 4 si riportano i principali fattori emissivi legati al consumo di biomassa attraverso diversi dispositivi di combustione utilizzati per la realizzazione dell'ultimo Inventario Nazionale.

Tabella 4 - Fattori di emissioni relative a tecnologie a biomasse nell'inventario

Tecnologia	Emission factors (kg/GJ)			Aggregate emission factors (g/GJ)			
	NOx	CO	NMVOC	PM10	PM2.5	Diox(µg/GJ)	B(a)P
Caminetto tradizionale	0.05	6.00	0.780	516.0	510.0	0.478	0.0390
Caminetto chiuso	0.09	4.50	0.390	138.5	133.5	0.478	0.0120
Stufa tradizionale	0.05	6.00	0.720	486.0	486.0	0.478	0.1500
Stufa innovativa	0.09	3.00	0.250	176.5	164.5		0.1500
Stufa a pellet	0.09	0.50	0.014	149.0	148.0		0.0120

Fonte: elaborazione ENEA su dati ISPRA

Nel corso degli ultimi anni proprio per tali incertezze i fattori di emissione per specifiche tecnologie hanno visto continui aggiornamenti avallati proprio dagli ampi *range* presenti nella letteratura di riferimento. Nella Tabella 5, tratta dal documento “Small Combustion” della Guidebook 2013, si nota come l’intervallo di variabilità di emissione di PM2.5 di una stufa a legna passi da un minimo di 486 g/GJ fino ai 1130.

Tabella 5 - Fattori di emissioni di letteratura relativi a stufe a biomasse

Tier 2 emission factors					
NFR Source Category	Code	Name			
	1.A.4.b.i	Residential plants			
Fuel	Wood and similar wood waste				
SNAP (if applicable)	020205	Residential - Other equipments (stoves, fireplaces, cooking,...)			
Technologies/Practices	Stoves				
Region or regional conditions	NA				
Abatement technologies	NA				
Not applicable	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SCCP				
Not estimated	Total 4 PAHs				
Pollutant	Value	Unit	95% confidence interval		Reference
			Lower	Upper	
NOx	50	g/GJ	30	150	EMEP/CORINAIR B216
CO	6000	g/GJ	4000	6500	EMEP/CORINAIR B216
NMVOC	1200	g/GJ	720	1500	EMEP/CORINAIR B216
SOx	10	g/GJ	6	40	EMEP/CORINAIR B216
NH3	5	g/GJ	3.8	7	EMEP/CORINAIR B216
TSP	850	g/GJ	510	1190	EMEP/CORINAIR B216
PM10	810	g/GJ	486	1130	EMEP/CORINAIR B216
PM2.5	810	g/GJ	486	1130	EMEP/CORINAIR B216
Pb	40	mg/GJ	24	56	EMEP/CORINAIR B216
Cd	1	mg/GJ	0.6	2.5	EMEP/CORINAIR B216
Hg	0.4	mg/GJ	0.24	0.56	EMEP/CORINAIR B216
As	0.5	mg/GJ	0.3	2.5	EMEP/CORINAIR B216
Cr	2	mg/GJ	1.2	2.8	EMEP/CORINAIR B216
Cu	8	mg/GJ	4.8	11.2	EMEP/CORINAIR B216
Ni	2	mg/GJ	1.2	2.8	EMEP/CORINAIR B216
Se	0.5	mg/GJ	0.3	0.7	EMEP/CORINAIR B216
Zn	100	mg/GJ	60	250	EMEP/CORINAIR B216
PCB	0.06	mg/GJ	0.012	0.3	Kakareka et. al (2004)
PCDD/F	800	ng I-TEQ/GJ	500	1000	EMEP/CORINAIR B216
Benzo(a)pyrene	250	mg/GJ	150	300	EMEP/CORINAIR B216
Benzo(b)fluoranthene	240	mg/GJ	180	260	EMEP/CORINAIR B216
Benzo(k)fluoranthene	150	mg/GJ	90	180	EMEP/CORINAIR B216
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	180	mg/GJ	108	200	EMEP/CORINAIR B216
HCB	6	µg/GJ	3	9	EMEP/CORINAIR B216

Fonte: EMEP Inventory Guidebook 2013

Sempre dal medesimo documento, riportiamo per confronto gli intervalli di variabilità delle emissioni di inquinanti sia per gli impianti a gas naturale (Tabella 6) sia per gli impianti a gas oil (Tabella 7).

**Tabella 6 - Fattori di emissioni di letteratura relativi a caldaie a gas naturale**

Tier 2 emission factors					
	Code	Name			
NFR Source Category	1.A.4.b.i	Residential plants			
Fuel	Natural Gas				
SNAP (if applicable)					
Technologies/Practices	Small (single household scale, capacity <=50 kWth) boilers				
Region or regional conditions	NA				
Abatement technologies	NA				
Not applicable	HCH				
Not estimated	NH <sub>3</sub> , HCB, PCBs				
Pollutant	Value	Unit	95% confidence interval		Reference
			Lower	Upper	
NO <sub>x</sub>	42	g/GJ	25	59	DGC (2009)
CO	22	g/GJ	18	42	DGC (2009)
NM <sub>VOC</sub>	1.8	g/GJ	1.1	2.5	Italian Ministry for the Environment (2005)
SO <sub>x</sub>	0.30	g/GJ	0.18	0.42	DGC (2009)
TSP	0.20	g/GJ	0.12	0.28	BUWAL (2001)
PM <sub>10</sub>	0.20	g/GJ	0.12	0.28	BUWAL (2001)
PM <sub>2.5</sub>	0.20	g/GJ	0.12	0.28	*
BC	5.4	% of PM <sub>2.5</sub>	2.7	11	Hildemann et al. (1991), Muhlbaier (1981) **
Pb	0.0015	mg/GJ	0.00075	0.0030	Nielsen et al. (2013)
Cd	0.00025	mg/GJ	0.00013	0.00050	Nielsen et al. (2013)
Hg	0.1	mg/GJ	0.0013	0.68	Nielsen et al. (2010)
As	0.12	mg/GJ	0.060	0.24	Nielsen et al. (2013)
Cr	0.00076	mg/GJ	0.00038	0.0015	Nielsen et al. (2013)
Cu	0.000076	mg/GJ	0.000038	0.00015	Nielsen et al. (2013)
Ni	0.00051	mg/GJ	0.00026	0.0010	Nielsen et al. (2013)
Se	0.011	mg/GJ	0.0038	0.011	US EPA (1998)
Zn	0.0015	mg/GJ	0.0008	0.003	Nielsen et al. (2013)
PCDD/F	1.5	ng I-TEQ/GJ	0.80	2.3	UNEP (2005)
Benzo(a)pyrene	0.56	ug/GJ	0.19	0.56	US EPA (1998)
Benzo(b)fluoranthene	0.84	ug/GJ	0.28	0.84	US EPA (1998)
Benzo(k)fluoranthene	0.84	ug/GJ	0.28	0.84	US EPA (1998)
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.84	ug/GJ	0.28	0.84	US EPA (1998)

\* assumption: EF(PM<sub>10</sub>) = EF(PM<sub>2.5</sub>)

\*\* average of EFs from the listed references

Fonte: EMEP Inventory Guidebook 2013

Tabella 7 - Fattori di emissioni di letteratura relativi a caldaie a gas oil

Tier 2 emission factors					
	Code	Name			
NFR Source Category	1.A.4.b.i	Residential plants			
Fuel	Gas oil				
SNAP (if applicable)					
Technologies/Practices	Small (single household scale, capacity <=50 kWth) boilers				
Region or regional conditions	NA				
Abatement technologies	NA				
Not applicable	HCH				
Not estimated	NH <sub>3</sub> , PCB, HCB				
Pollutant	Value	Unit	95% confidence interval		Reference
			Lower	Upper	
NO <sub>x</sub>	69	g/GJ	41	97	Italian Ministry for the Environment (2005)
CO	3.7	g/GJ	2	5	Italian Ministry for the Environment (2005)
NM <sub>VOC</sub>	0.17	g/GJ	0,06	0,51	Italian Ministry for the Environment (2005)
SO <sub>2</sub>	79	g/GJ	47	111	Italian Ministry for the Environment (2005)
TSP	1.5	g/GJ	1	2	Italian Ministry for the Environment (2005)
PM <sub>10</sub>	1.5	g/GJ	1	2	*
PM <sub>2.5</sub>	1.5	g/GJ	1	2	*
BC	3.9	% of PM <sub>2.5</sub>	2	8	US EPA (2011)
Pb	0.012	mg/GJ	0.006	0.024	Pulles et al. (2012)
Cd	0.001	mg/GJ	0.0003	0.001	Pulles et al. (2012)
Hg	0.12	mg/GJ	0.03	0.12	Pulles et al. (2012)
As	0.002	mg/GJ	0.0005	0.002	Pulles et al. (2012)
Cr	0.2	mg/GJ	0.1	0.4	Pulles et al. (2012)
Cu	0.13	mg/GJ	0.065	0.26	Pulles et al. (2012)
Ni	0.005	mg/GJ	0.0025	0.01	Pulles et al. (2012)
Se	0.002	mg/GJ	0.0005	0.002	Pulles et al. (2012)
Zn	0.42	mg/GJ	0.21	0.84	Pulles et al. (2012)
PCDD/F	1.8	ng I-TEQ/GJ	0.4	9	Pfeiffer et al. (2000)
Benzo(a)pyrene	80	ug/GJ	16	120	Berdowski et al. (1995)
Benzo(b)fluoranthene	40	ug/GJ	8	60	Berdowski et al. (1995)
Benzo(k)fluoranthene	70	ug/GJ	14	105	Berdowski et al. (1995)
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	160	ug/GJ	32	240	Berdowski et al. (1995)

\* assumption: EF(TSP) = EF(PM<sub>10</sub>) = EF(PM<sub>2.5</sub>)



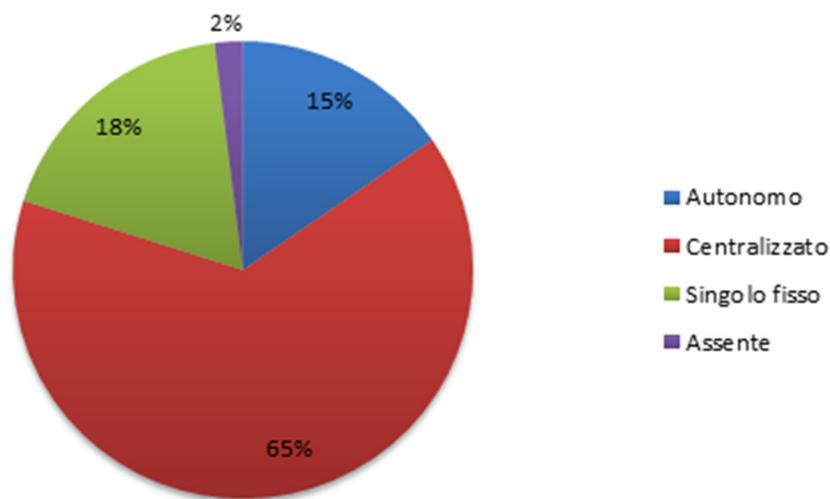
### 3. CARATTERIZZAZIONE DEL RISCALDAMENTO DOMESTICO

#### 3.1 Il riscaldamento nel settore residenziale: mercato e tecnologie

Di seguito si riportano alcune informazioni relative agli usi finali di energia nel settore residenziale relativamente al riscaldamento domestico. Oltre ai risultati dell’indagine Istat realizzata in collaborazione con ENEA sotto l’egida del Ministero dello Sviluppo Economico per l’anno 2013<sup>18</sup>, sono disponibili altre rilevazioni, quali quella di REF-E, tendente a tracciare un profilo esaustivo del settore e caratterizzata dal ricorso ad interviste dirette ad imprese di installazione<sup>19</sup>. Ove possibile, i risultati dell’indagine ISTAT sono nel seguito integrati da osservazioni riferite alla rilevazione di REF-E<sup>20</sup>.

L’indagine ISTAT conferma la prevalenza di impianti di riscaldamento centralizzati nei sistemi di riscaldamento domestici in Italia e una presenza significativa sia di impianti autonomi (15%) che di singoli impianti fissi (caminetti o stufe) atti a riscaldare un solo ambiente.

**Figura 19 - Famiglie per presenza/assenza e tipologia di impianto unico o prevalente di riscaldamento dell'abitazione. Italia (composizione percentuale)**



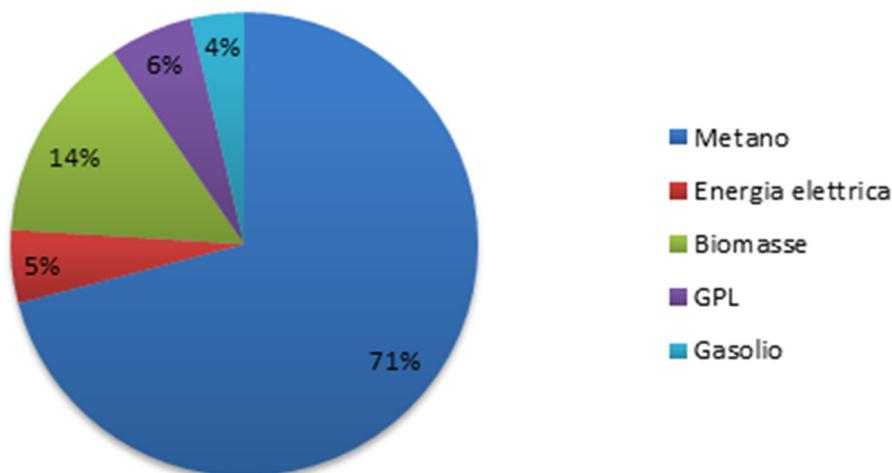
Fonte: ISTAT

<sup>18</sup> <http://www.istat.it/it/archivio/58343>.

<sup>19</sup> L’indagine è stata condotta mediante la somministrazione, raccolta e analisi di 823 questionari, suddivisi in 707 per il segmento autonomo e 116 per il segmento centralizzato. L’intervista ha mirato ad ottenere i dati sull’installato, classificato per tecnologia, in edifici sia di nuova costruzione che esistenti, rilevando il numero di apparecchi sostituiti dalle nuove unità, con una differenziazione del dato in ordine alla presenza od assenza della rete gas e alla sostituzione totale od integrazione dei nuovi impianti.

<sup>20</sup> REF –E - Monitoraggio del mercato della climatizzazione nel settore residenziale – 2012, febbraio 2014.

Figura 20 - Tipologia di combustibile utilizzato per i sistemi di riscaldamento nel settore residenziale. Italia 2013 (in percentuale)



Fonte: ISTAT

Per quanto riguarda la fonte di alimentazione dell'impianto (Figura 20), la principale resta il metano (71% circa) prevalente negli impianti centralizzati e in quelli autonomi, ma la seconda fonte è costituita dalle biomasse (diffuse fra gli apparecchi singoli fissi). Seguono il GPL e l'energia elettrica che si contendono soprattutto il mercato degli apparecchi singoli portatili.

Tabella 8 - Famiglie (a) per tipologia di impianto unico o prevalente di riscaldamento dell'abitazione, per fonte di alimentazione dell'impianto (composizione percentuale)

	Impianto centralizzato	Impianto autonomo	Apparecchi singoli fissi	Apparecchi singoli portatili	Totale
Metano	83.8	86.5	6.1	-	70.9
Energia elettrica	1.4	0.4	17.7	54.2	5.1
Biomasse	0.7	4.8	73.9	-	14.5
GPL	2.5	5.3	2.3	45.8*	5.8
Gasolio	11.6	3.0	-	-	3.7
<b>Totale</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>

Fonte: ISTAT

\* Comprende il cherosene

Per quanto riguarda l'utilizzazione di legna e pellet nelle famiglie italiane, l'indagine ISTAT fornisce utili informazioni anche riguardo alle tecnologie utilizzate ed alla loro diffusione sul territorio (Tabella 9).

**Tabella 9 - Famiglie (a) 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**

	LEGNA			PELLET	
	Camini o stufe tradizionali (a)	Camini o stufe innovativi (b)	Altri apparecchi (c)	Camini o stufe tradizionali (a)	Altri apparecchi (d)
<b>RIPARTIZIONE TERRITORIALE</b>					
<b>Nord - Ovest</b>	92.00	4.8	7.6	93.6	7.7
<b>Nord - Est</b>	93.9	4.7	9.9	93.7	10.3
<b>Centro</b>	82.5	17.2	6.7	73.8	28.7
<b>Mezzogiorno</b>	77.00	21.9	8.2	73.3	29.9
<b>Italia</b>	<b>85.2</b>	<b>13.4</b>	<b>8.1</b>	<b>84.2</b>	<b>18.5</b>

(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

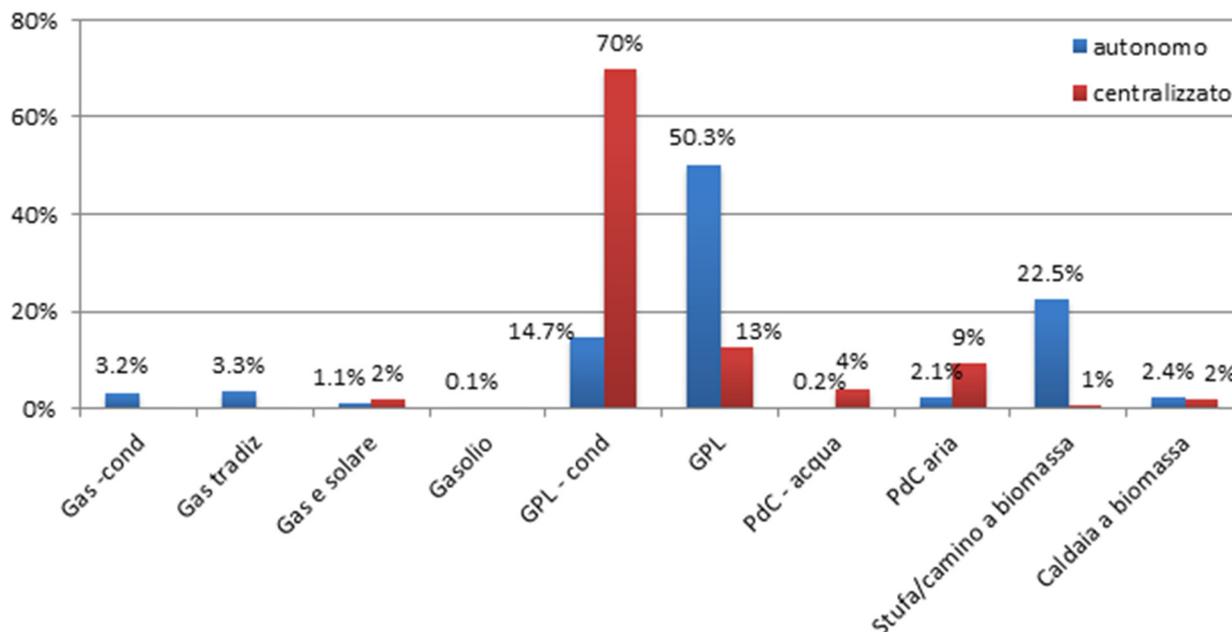
Il dato interessante che viene qui evidenziato è come nelle regioni del mezzogiorno vi sia una maggiore presenza percentuale di impianti di tipo innovativo (sia a legna che a pellet) che nelle regioni del Nord ovest o del Nord est,

I risultati dell'indagine ISTAT si confermano in linea con i risultati di REF-E. Tuttavia questi ultimi forniscono maggiori informazioni dal lato tecnologie. In particolare lo studio REF-E evidenzia come, sia per il segmento autonomo, che per il centralizzato:

- le caldaie a gas tradizionali siano ancora la tecnologia più installata;
- la penetrazione delle caldaie a gas a condensazione sia realmente significativa, (usualmente si sostituisce una caldaia a gas tradizionale, con uno *switch* tecnologico ma non di fonte);
- le pompe di calore (PDC) migliorano la loro performance (5 a 1 tra apparecchi installati e sostituiti), con una penetrazione in valore assoluto delle PDC aria-acqua (poche migliaia di esemplari anno)

Anche per capire meglio il ruolo del GPL rispetto ad altre fonti per il settore riscaldamento domestico, è interessante analizzare l'indagine REF-E sulla sostituzione tecnologica degli impianti per riscaldamento nel 2012 rispetto all'anno precedente.

Figura 21 - Percentuale di sostituzione tecnologica per classi di impianto verso tecnologie GPL nel settore residenziale per usi riscaldamento, Italia 2012 - segmento autonomo e centralizzato (dati percentuali)



Fonte: elaborazione ENEA su dati REF-E

Nell'indagine REF-E si evidenzia che il 65% circa degli impianti a GPL nel segmento autonomo viene sostituita da nuovi impianti, sempre a GPL, ma circa il 25% viene rimpiazzato da impianti a biomasse di varia natura, il 7.5% da caldaie a gas e solare e il rimanente da pompe di calore (Figura 21).

Per gli impianti centralizzati la situazione è diversa: gli impianti a GPL vengono sostituiti per lo più dalla stessa tipologia di nuova generazione (83%), mentre la principale tecnologia competitiva sul mercato risulta essere la pompa di calore con il 13% delle sostituzioni (Figura 21).

Tabella 10 - Famiglie per tipologia di impianto unico o prevalente di riscaldamento dell'acqua per fonte di alimentazione dell'impianto (composizione percentuale)

	Impianto centralizzato	Impianto autonomo	Scaldabagni o altri apparecchi fissi	Totale
Metano	80.8	83.9	26.0	71.9
Energia elettrica	2.3	0.9	66.8	14.4
Biomasse	1.5	2.7	1.6	2.4
GPL	4.4	8.6	5.0	7.6
Gasolio	10.7	2.9	0.6	2.9
Energia solare	0.1	1.0	-	0.7
<b>Totale</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>

Fonte: ISTAT

Nell'indagine ISTAT il metano è la fonte prevalente anche per la **produzione di acqua calda sanitaria**, sia negli impianti autonomi che centralizzati, ma è meno utilizzato dell'energia elettrica negli scaldabagni o altri apparecchi fissi. Il GPL è la fonte utilizzata nel 7,6% dei casi (Tabella 10).

## 3.2 Focus su GPL da riscaldamento

### 3.2.1 Quadro generale

GPL è l'acronimo di gas di petrolio liquefatto: il nome deriva dal fatto che i componenti sono in forma gassosa a temperatura ambiente e a pressione atmosferica, ma vengono liquefatti per mezzo della pressione. In questo modo è possibile trasportare rilevanti quantità di gas in contenitori di dimensioni ridotte. I gas componenti in percentuale più comunemente presenti sono il Propano e il Butano in miscele di vario titolo differenziate secondo l'uso specifico e solitamente il potere calorifico si aggira intorno ai 50000 kJ/kg (12000 kcal/kg).

Il GPL deriva sia dal processo di estrazione del gas naturale, sia dalla raffinazione del greggio.

In Italia l'approvvigionamento del prodotto, in parte influenzato dall'andamento del mercato, avviene per il 53% dall'estrazione di gas naturale nei Paesi dell'area mediterranea. Il restante 47% è ottenuto dalla raffinazione del petrolio, principalmente in impianti nazionali e comunitari.

Il GPL è un coprodotto naturale dei processi di estrazione di greggio e gas naturale, di cui rappresenta rispettivamente il 3% e il 5%.

Il prodotto derivante da gas naturale viene facilmente separato dal metano e ulteriormente lavorato fino a ottenere i componenti base (butano, propano).

Il prodotto che deriva dalla raffinazione del petrolio si ottiene principalmente dalla distillazione del greggio e da vari processi.

Il GPL è impiegato quale combustibile per uso autotrazione, come fonte di energia per processi industriali, per attività a carattere artigianale ed agricolo, nonché per usi domestici (riscaldamento, cottura cibi, produzione di acqua calda), specie in quelle zone sprovviste di reti di distribuzione di gas naturale.

Il GPL per uso domestico (cottura, riscaldamento e produzione di acqua calda) viene distribuito in bombole ed in piccoli serbatoi (fino a 13 m<sup>3</sup>) o mediante reti canalizzate, in zone isolate e non raggiungibili dalle reti di distribuzione del gas naturale. Il GPL viene impiegato prevalentemente nelle aree non raggiunte dal metano, specie nel centro-sud, in Sardegna e nelle zone rurali. Nel territorio nazionale, le famiglie che si servono di tale combustibile sono circa 7 milioni.

L'uso del GPL è favorito dal fatto che la combustione non produce sostanze particolarmente inquinanti; inoltre i prodotti della combustione non hanno odore specifico e non danno luogo a depositi di incombusti o incrostazioni.

### 3.2.2 Il mercato del GPL in Italia

L'Italia è il Paese europeo a maggior consumo di GPL: il 17.4%<sup>21</sup> del GPL consumato in Europa è destinato all'Italia. Nel 2013, la domanda complessiva è stata pari a circa 3.7 milioni di tep, soddisfatta per circa 2 milioni di tonnellate da importazioni e per la parte restante dalle raffinerie italiane.

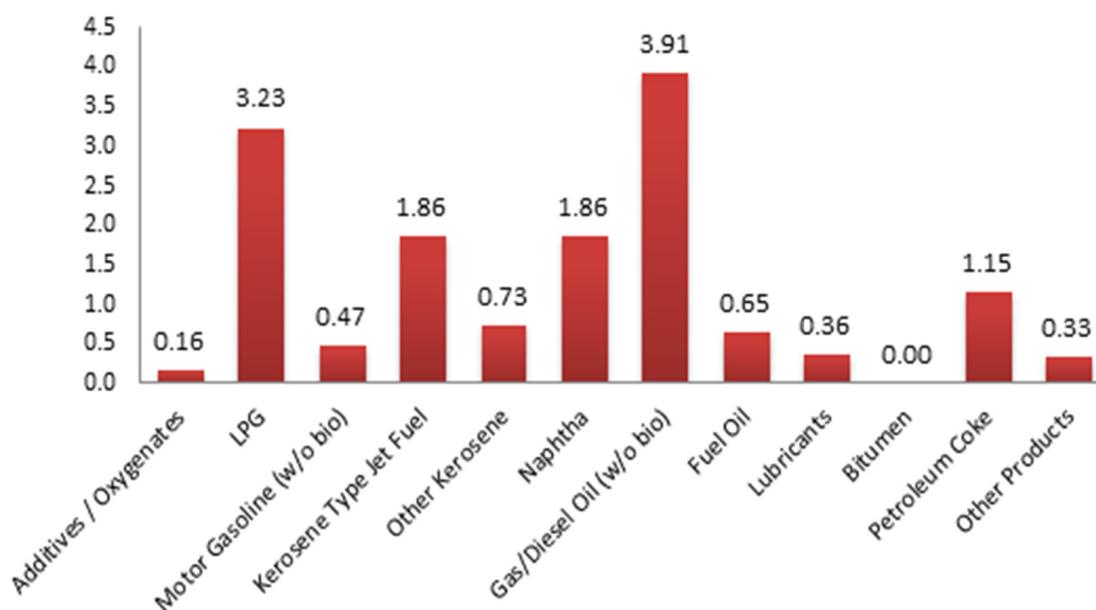
Dai dati a disposizione emerge che l'incremento di consumi di GPL è da attribuirsi principalmente al settore autotrazione, mentre in calo è il GPL destinato agli utilizzi termici con -3.6% rispetto al 2012.

#### 3.2.2.1 Import-export

La Figura 22 sintetizza il ruolo dei prodotti petroliferi, tra cui il GPL, nel quadro degli scambi esteri sul territorio nazionale: greggio e *feedstock* di raffineria, non mostrati nel grafico<sup>22</sup>, coprono la stragrande maggioranza del totale (85.3%), mentre ai rimanenti prodotti sono assegnate le quote indicate in figura.

Nella successiva Figura 23 sono invece mostrati i prodotti petroliferi esportati, esclusi greggio e *feedstock* di raffineria.

Figura 22 - Import di prodotti petroliferi. Italia 2013 (dati in percentuale)

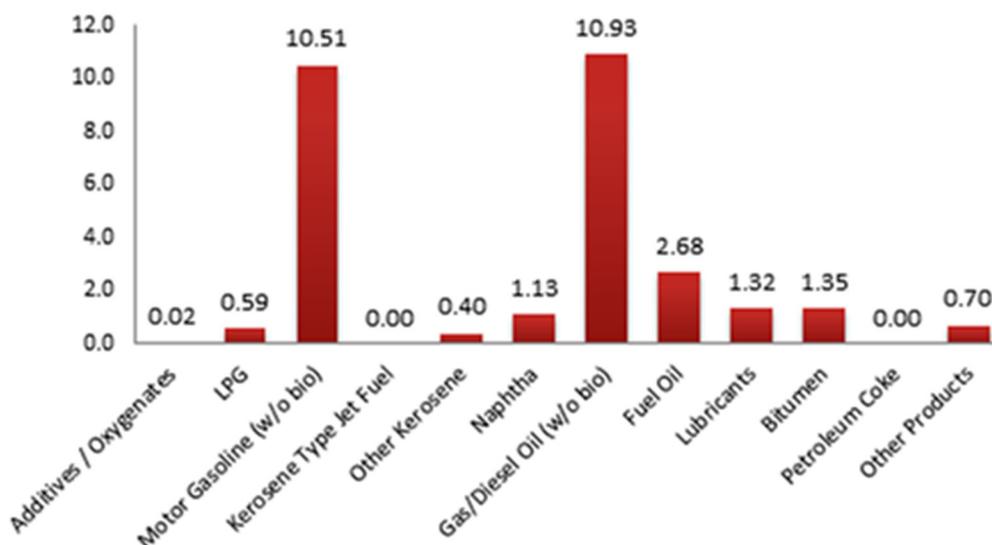


Fonte: Eurostat

<sup>21</sup> Fonte: Eurostat Energy balance 2013.

<sup>22</sup> Non vengono riportati per migliorare la leggibilità del grafico.

Figura 23 - Export di prodotti petroliferi. Italia 2013 (dati percentuali)



Fonte: Eurostat

### 3.2.3 Fiscalità

Come per altri prodotti energetici (soprattutto derivati dal petrolio), il livello di imposizione fiscale sul GPL in Italia è fra i più alti in Europa. Il livello delle accise sul GPL da riscaldamento per uso domestico in Italia è infatti pari a 189.94 € per 1000 kg, livello secondo solo a quello imposto in Danimarca (con 500.92 € per 1000 kg), a fronte di un'aliquota minima fissata dalla direttiva europea 2003/96/CE pari a zero. Per gli usi termici industriali, invece, l'accisa è più bassa con 18.99 € per 1000 kg.

Nelle zone montane, nella Sardegna e nelle isole minori – in relazione sia alla rigidità del clima, sia della mancanza della rete di distribuzione di gas naturale – è prevista una riduzione di costo per il GPL e il gasolio impiegati negli usi di riscaldamento.

Come evidenziato nella Tabella 11, le biomasse legnose (pellet e legna da ardere) non sono soggette ad accisa.

Mentre la maggior parte dei combustibili liquidi da riscaldamento sono soggetti ad una aliquota IVA pari al 22%, la legna da ardere, assieme ad alcune categorie di consumo del gas naturale gode di una aliquota inferiore, pari al 10% (Tabella 12).

Lo stesso regime si applicava sino agli inizi del 2015 anche alla legna sotto forma di pellet, ma l'aliquota è stata in seguito elevata al 22%.

Tabella 11 - Aliquote d'accisa per vari combustibili da riscaldamento. Anni 2008-2015

Combustibile	Valore Accisa	Unità di misura	Valore a parità di contenuto energetico €/Mcal	Categoria di consumo	Fonte normativa
<b>GPL Uso riscaldamento</b>	189.9	€/1000 kg	0,017264		DPCM 15/01/1999
<b>Gasolio per riscaldamento</b>	403.2	€/1000 l	0,046505		DPCM 15/01/1999
<b>Kerosene</b>	337.5	€/1000 l	0,040099		DPCM 15/01/1999
<b>Olio combust. BTZ, fluido</b>	189.8	€/1000kg	0,019367		Nota (1) all. I al D.Lgs 26/10/1995 n. 54
<b>Olio combust. BTZ, denso</b>	64.2	€/1000kg	0,0066		DPCM 15/01/1999
<b>Gas naturale</b>	0.044	€/ m <sup>3</sup>	0,005372	Fino a 120 m <sup>3</sup> /a	D.Lgs 02/02/2007 n. 26 art. 2 co.1 lett. a)
	0.175	€/ m <sup>3</sup>	0,021365	>120 m <sup>3</sup> /a fino a 480 m <sup>3</sup> /a	
	0.170	€/ m <sup>3</sup>	0,020754	>480 m <sup>3</sup> /a fino a 1560 m <sup>3</sup> /a	
	0.186	€/ m <sup>3</sup>	0,022708	>1560 m <sup>3</sup> /a	
	0.038	€/ m <sup>3</sup>	0,004639	Fino a 120 m <sup>3</sup> /a	D.Lgs 02/02/2007 n. 26 art. 2 co.1 lett. b)
	0.135	€/ m <sup>3</sup>	0,016481	>120 m <sup>3</sup> /a fino a 480 m <sup>3</sup> /a	
	0.120	€/ m <sup>3</sup>	0,014650	>480 m <sup>3</sup> /a fino a 1560 m <sup>3</sup> /a	
	0.150	€/ m <sup>3</sup>	0,018313	>1560 m <sup>3</sup> /a	
<b>Pellet, legna da ardere</b>	0.0		0,0		

Fonte: Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, dato aggiornato al 1/1/2015

 Tabella 12 - Aliquote IVA per vari combustibili da riscaldamento. Anno 2015<sup>23</sup>

GPL Uso riscaldamento	Gasolio per riscaldamento	Kerosene	Olio combustib. BTZ, fluido	Gas naturale	Categoria di consumo gas	Legna da ardere	Pellet*
22%	22%	22%	22%	10%	> 0 fino a 480 m <sup>3</sup>	10%	10%
				22%	> 480 m <sup>3</sup>		

Fonte: Commissione Europea DG Taxation, gennaio 2015

\* L'IVA sul pellet è stata incrementata al 22% nel corso del 2015

<sup>23</sup> Fino al 2014 l'IVA su tutti i prodotti (a parte il gas naturale per consumi fino a 480 m<sup>3</sup>) era del 21%.

### 3.3 Focus su biomasse per riscaldamento

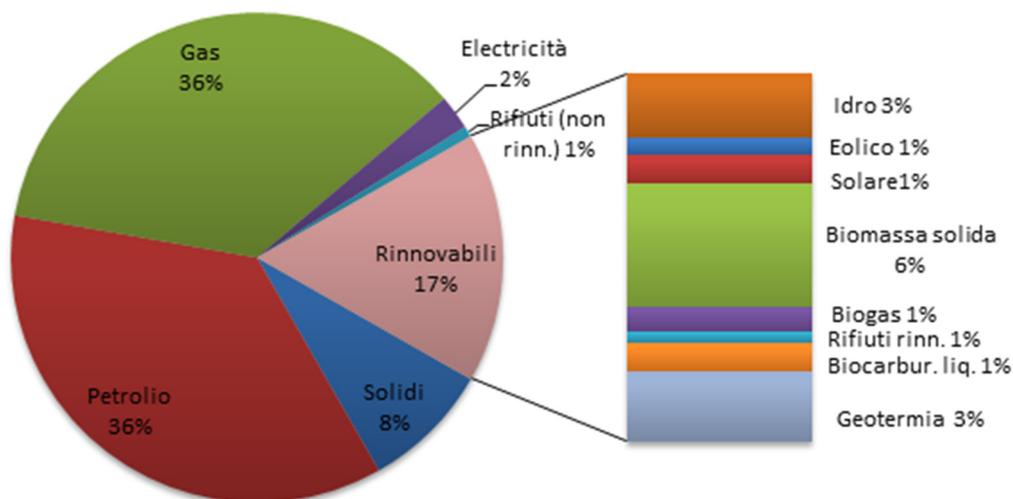
#### 3.3.1 I consumi delle biomasse in Italia

Il contributo al fabbisogno primario delle fonti energetiche rinnovabili (FER) in Italia nel 2013 è più che raddoppiata rispetto al 2007, arrivando ai 26.4 Mtep. Il consumo di energia primaria da biomassa (biomassa solida, carbonella e frazione rinnovabile dei rifiuti solidi urbani) è cresciuto dai quasi 2 Mtep nel 2000 agli oltre 13.5 Mtep nel 2013.

Le risorse maggiormente utilizzate sono il legno, da foresta o di scarto, con 8.8 Mtep, i biocarburanti nel settore trasporti con 1.3 Mtep, i rifiuti solidi urbani rinnovabili con 0.8 Mtep, i biocombustibili liquidi per elettricità e riscaldamento con 0.7 Mtep e il biogas con 1.8 Mtep (dati al 2013).

Nel 2013 la produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili ha superato i 9.6 Mtep (112.1 TWh), mostrando una crescita del 134% rispetto al 2007, ed è pari al 37% del consumo interno lordo di energia elettrica.

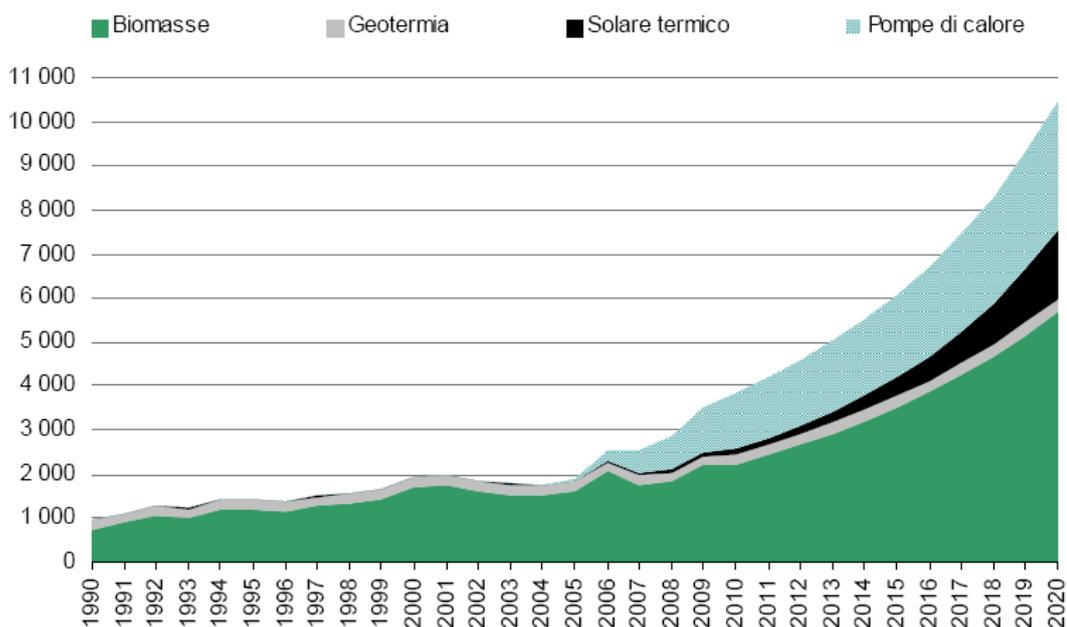
Figura 24 - Consumo interno lordo nazionale nel 2013



Fonte: Eurostat 2014

Nel Piano di Azione Nazionale (PAN) per il raggiungimento degli obiettivi posti al 2020 sull'utilizzo delle fonti rinnovabili sul consumo lordo di energia (definiti dalla Direttiva 2009/28/CE e recepiti mediante il DLgs n. 28/2011), le biomasse rappresentano la fonte di approvvigionamento energetico più consistente, sia a livello attuale che in base agli scenari definiti dallo stesso PAN (Figura 25).

Figura 25 - Mix di consumo finale di energia da FER previsto dal PAN dell'Italia



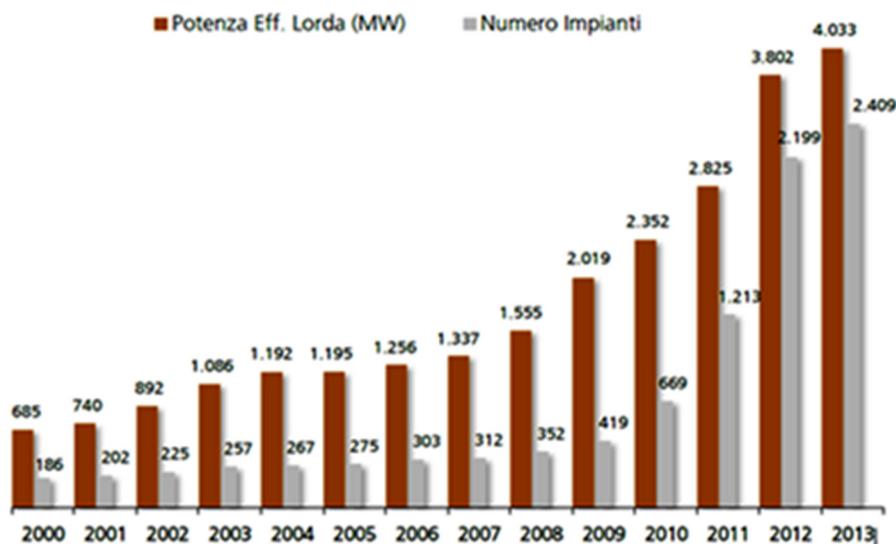
Fonte: elaborazione REF su dati Eurostat e PAN

In Italia la biomassa è utilizzata principalmente per la produzione di calore anche cogenerativo, per la produzione elettrica e per il riscaldamento domestico.

Il grafico della Figura 26 mostra il trend di crescita, per numero e potenza installata, delle centrali termoelettriche a biomassa.

Nel 2013 la potenza degli impianti installati ammontava a circa 4000 MWe (GSE, 2014). La potenza media delle centrali a biomasse solide si aggira intorno ai 10 MWe.

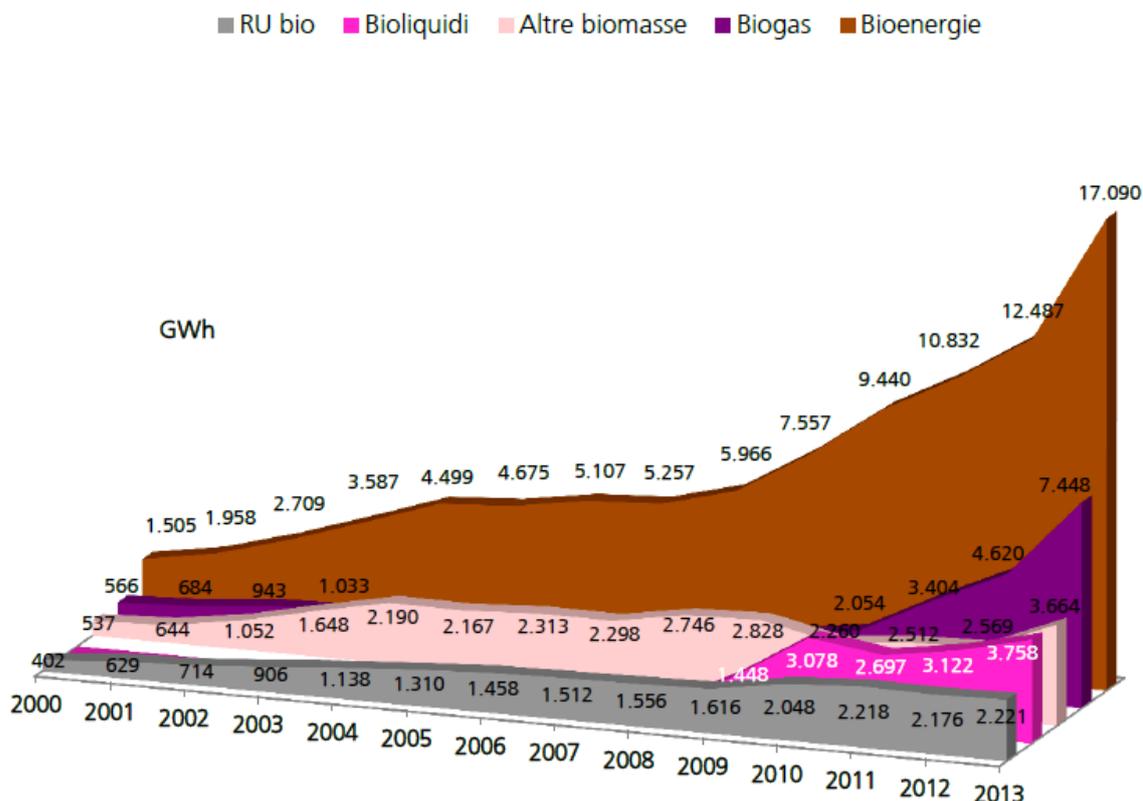
Figura 26 - Potenza e numero di centrali termoelettriche a biomassa



Fonte: GSE, 2014

Tra il 2000 e il 2013 l'elettricità generata con le bioenergie è cresciuta mediamente del 19.3% l'anno passando da 1505 GWh a 17090 GWh (GSE 2013), come si evince dalla Figura 27. Circa il 50% della biomassa usata nelle centrali termoelettriche è costituita da cippato, cioè circa 1.8 Mt/anno. Di queste, come espresso in precedenza, si stima che circa 1 milione di tonnellate siano importate. La restante parte è in larga misura fornita dalle industrie del legno e solo in piccola parte proviene direttamente dalle imprese forestali.

Figura 27 - Produzione annuale di energia elettrica da biomassa



Fonte: GSE, 2013

Attualmente sono operativi una ottantina di grandi distretti di teleriscaldamento (> 1 MWt) in 10 Regioni italiane con una capacità di 400 MWt e un consumo totale di 400000 t all'anno di cippato. Inoltre, sono presenti 45 centrali elettriche con una potenza media di 10 MWe (2.7 TWh/anno) e un consumo di 1.8 Mt/anno di cippato, (di cui 1 Mt importato e 0,8 Mt da produzione interna) [AEBIOM 2010].

Per gli usi di riscaldamento domestico, la recente indagine condotta dall'ISTAT su base campionaria (I consumi energetici delle famiglie) pubblicata nel 2014<sup>24</sup> ha permesso di stimare più accuratamente il consumo di biomasse legnose. I risultati dell'indagine indicano che *“più di una famiglia su cinque (21.4%) fa uso di legna per scopi energetici (consumando 3.2 tonnellate in media all'anno) mentre solo il 4.1% utilizza pellet. Il consumo di legna è più elevato nei Comuni montani (oltre il 40% delle famiglie)”*.

<sup>24</sup> ISTAT: “I consumi energetici delle famiglie – Anno 2013”. Report, 14 dicembre 2014. <http://www.istat.it/it/archivio/142173>

Inoltre lo studio evidenzia che *“la metà delle famiglie che utilizzano legna ricorre (parzialmente o totalmente) all’autoapprovvigionamento. La quercia è il tipo di legname più utilizzato”*.

Il consumo di legna stimato nel 2013 per il settore residenziale era di 17.7 milioni di tonnellate, pari a un consumo medio familiare di 3.2 tonnellate. L’uso dei pellet, nonostante la considerevole crescita degli ultimi anni, è meno diffuso e riguarda il 4.1% delle famiglie, per un consumo totale pari a poco meno di 1 milione e mezzo di tonnellate (ossia di 1.4 tonnellate in media per famiglia). Dunque il consumo complessivo di biomassa per riscaldamento domestico (pari a 19.19 milioni di tonnellate) è rappresentato per il 92% da legna e per il restante 8% da pellet. A titolo di confronto, si ricorda che nel 2012 il MiSE contabilizzava 14330 kt di biomasse per uso termico nel domestico e commerciale.

L’indagine ISTAT rileva che, a parte il pellet - che è un prodotto industriale - una parte della legna utilizzata dalle famiglie è autoprodotta o recuperata. Infatti circa il 55% delle famiglie intervistate dichiara di utilizzare in tutto o in parte legna autoprodotta o recuperata, mentre il restante 45% la acquista.

La tecnologia predominante sia per la legna sia per il pellet è ancora quella delle stufe e camini tradizionali (nell’85.3% delle famiglie per la legna e nell’84% per i pellet) mentre stufe e camini innovativi rappresentano circa il 13% dei casi sia per la legna sia per il pellet.

### 3.3.2 L’offerta attuale e potenziale da biomasse

A livello territoriale, il potenziale produttivo di biomasse in Italia vede una dominanza di biomasse erbacee (paglia) nelle zone del Nord, dovuta soprattutto alle coltivazioni intensive di cereali, e una più prominente produzione di residui di potature al Sud, dove è maggiore la coltivazione di alberi da frutto e olivo.

Quantificare il potenziale di biomassa disponibile è un’operazione complessa. Esistono diverse stime circa la biomassa residua, escludendo la parte di biomassa da RSU. ENAMA<sup>25</sup> stima un potenziale annuo di circa 13 Mtep includendo la parte agricola, forestale, zootecnica e gli altri residui industriali (inclusi quelli del settore alimentare e dell’industria del legno) di cui la metà circa effettivamente utilizzabile. A questi valori bisognerebbe aggiungere quello delle colture energetiche, stimate pari ad altri 7-10 Mtep, ma che potrebbero porre problemi di competizione fra usi del territorio rispetto ad altri usi agricoli per la produzione alimentare.

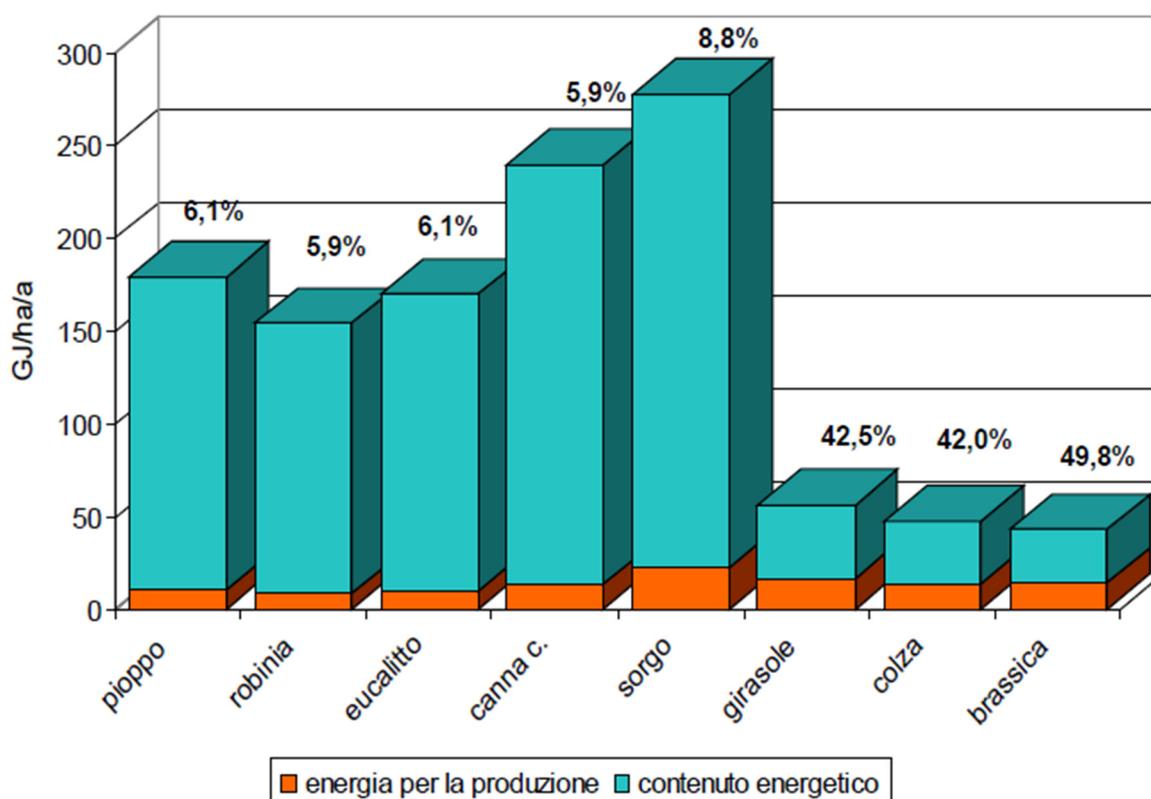
Il potenziale derivante dalla biomassa forestale è in confronto agli altri relativamente basso, in quanto comprende solamente gli incrementi di massa dovuti alla naturale crescita delle piante. Tuttavia il trend attuale è ad una crescita della superficie forestale e dunque ad un incremento della risorsa potenzialmente utilizzabile.

<sup>25</sup> Ente Nazionale per la Meccanizzazione Agricola . Progetto Biomasse (2011).  
<http://www.enama.it/it/pdf/biomasse/Studio/p1c2.pdf>, <http://www.progettobiomasse.it/it/pdf/booklet/verde.pdf>

Le biomasse derivanti da colture energetiche corrispondono a circa 3 milioni di tonnellate all’anno. Le superfici agricole corrispondenti sono relativamente limitate rispetto alle estensioni impiegate nel settore alimentare. In particolare si stimano 5000 ha per la *short rotation forestry*,

Il limitato sviluppo delle colture energetiche sul territorio nazionale è dovuto anche a considerazioni di carattere energetico, ambientale e puramente economico, dato che alcune delle colture dedicate alla produzione di energia o di biocarburanti necessitano di apporti energetici e fasi di coltivazione non sempre trascurabili nei bilanci globali di resa energetica. Nella Figura 28 sono riportati i dati relativi all’energia spesa per la produzione di alcune colture energetiche rispetto a quella prodotta.

Figura 28 - Bilancio energetico per alcune colture energetiche



Fonte: Coaloa – CRA, 2013

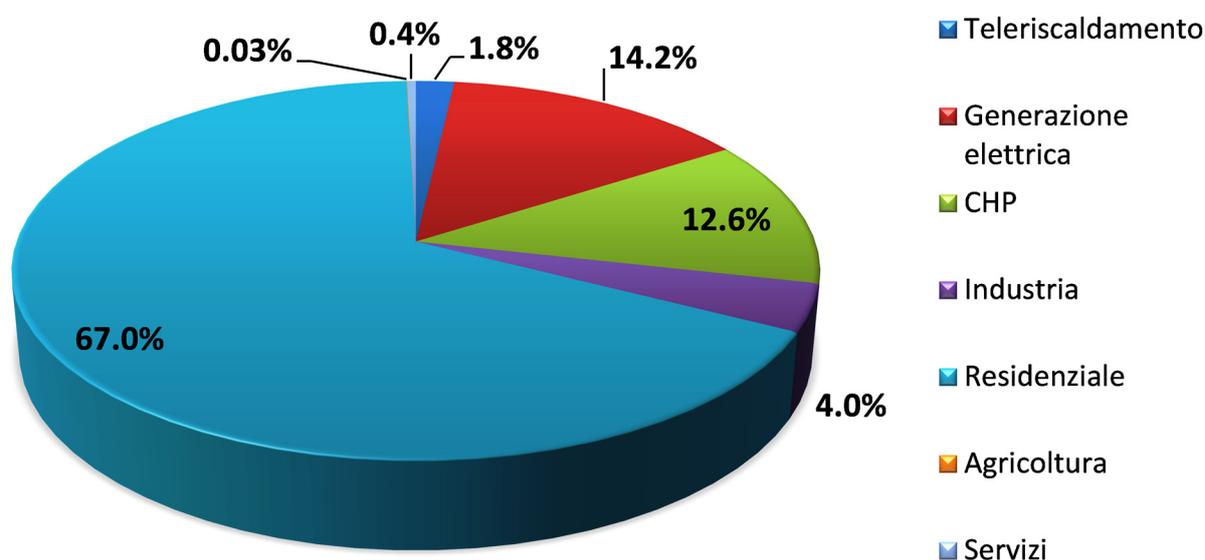
### 3.3.3 Legna, pellet, cippato e bricchette

#### 3.3.3.1 Produzione, importazione e diffusione delle biomasse legnose

In Italia la copertura forestale è di 8 milioni di ettari, di cui il 95% si trova in zone collinari e montane. Il 60% delle foreste sono di proprietà privata e il resto appartiene ai Comuni e alle Comunità (enti pubblici) locali. L'incremento annuale nel 2010 di legno commerciabile è di 33 Mm<sup>3</sup> (AEBIOM 2013).

La terra arabile per Short Rotation Forestry è di circa 5000 ettari, ed è costituita principalmente da piantagioni di pioppo con un ciclo di taglio di 2 anni. La produzione corrispondente di cippato è di circa 50.000 tonnellate di sostanza secca all'anno.

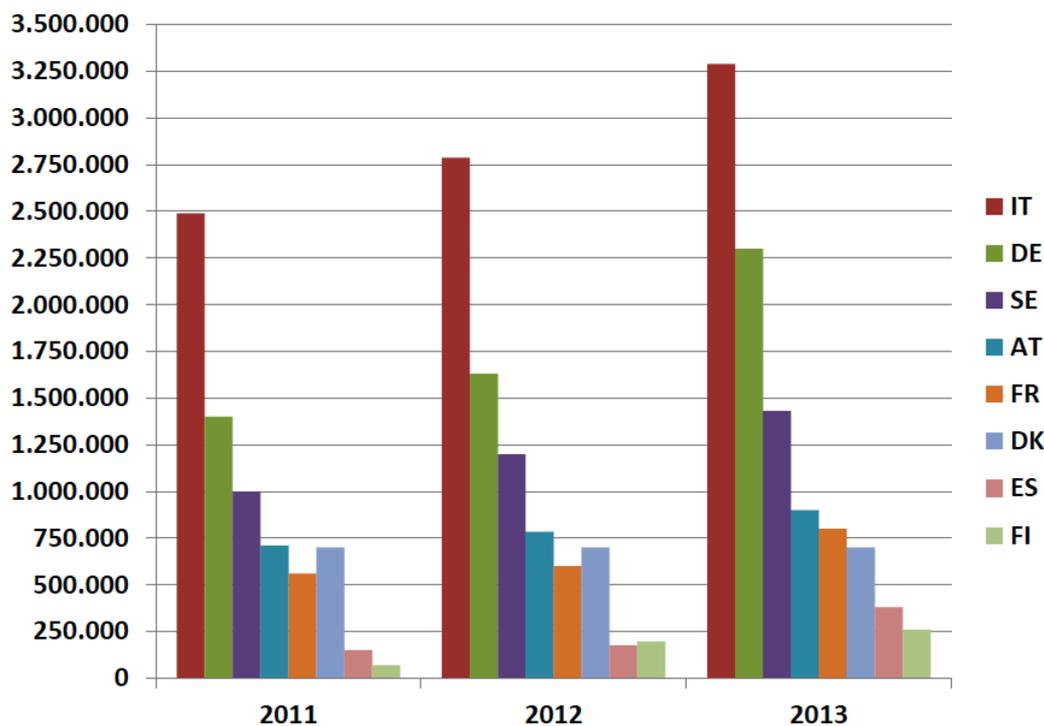
Figura 29 - Settori di consumo di biomassa legnosa in Italia nel 2012 (%)



Fonte: Eurostat

Secondo la European Biomass Association, nel 2013, il consumo italiano di pellet per usi di riscaldamento (sia domestico che commerciale) si è attestato sui 3.25 milioni di tonnellate in crescita rispetto all'anno precedente (Figura 30). Questo dato ne fa il principale utilizzatore di pellet in Europa, seguito dalla Germania. Il consumo atteso al 2020 per il mercato nazionale, stimato all'interno del "Pellet heating demand outlook" sulla base di un consensus PellCert, EPC, Ekman, si aggira sui 4.3 milioni di tonnellate: ciò significa un tasso medio annuo atteso di crescita attorno al 9%. Il prodotto proviene per lo più da Paesi esteri, prevalentemente europei, mentre la produzione nazionale si attesta fra le 300mila e le 600mila t.

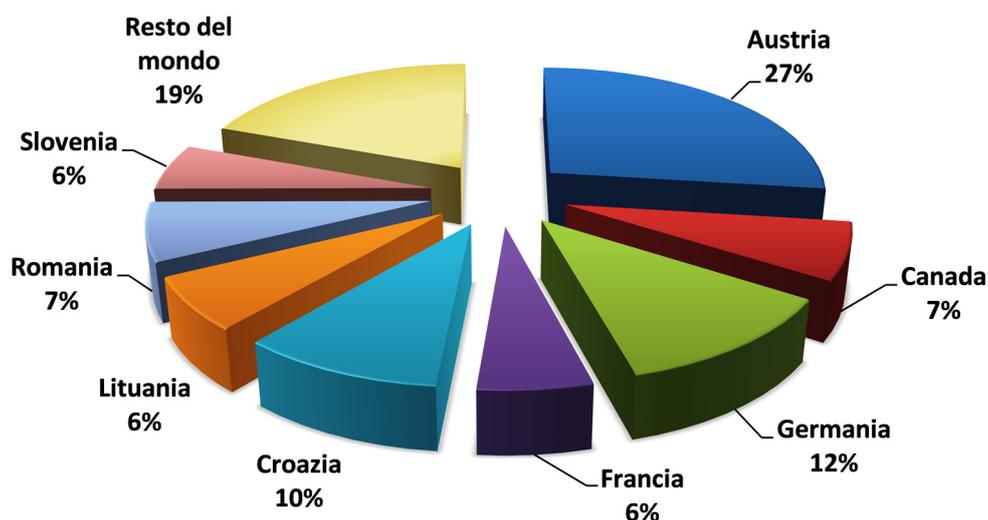
Figura 30 - Evoluzione dei consumi di pellet per riscaldamento per i principali Paesi europei (2011-13)



Fonte EPC 2013

L'Italia importa pellet principalmente dai Paesi europei, in particolare da Austria, Germania e Croazia, come si evince dal grafico della Figura 31.

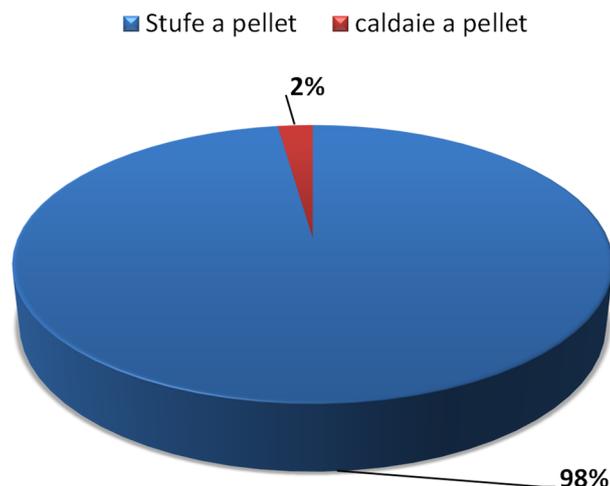
Figura 31 - Principali Paesi da cui l'Italia importa pellet. Anno 2012



Fonte: Eurostat

Il pellet è venduto prevalentemente in sacchi da 15 kg, quindi si rivolge prevalentemente al mercato delle stufe (Figura 32). Dal 1999 al 2005 la vendita di stufe a pellet ha avuto un tasso di crescita medio annuo del 49%, per subire un rialzo improvviso nel 2006 con un +137%. Il 2007 e il 2008 sono stati caratterizzati da un calo delle vendite del 37%, a cui è seguita una successiva ripresa (fonte: *Il Mercato del Pellets* - 2013). Secondo EPC nel 2012 le stufe a pellet erano circa 1,7 milioni aumentando di circa 200mila unità nel 2013.

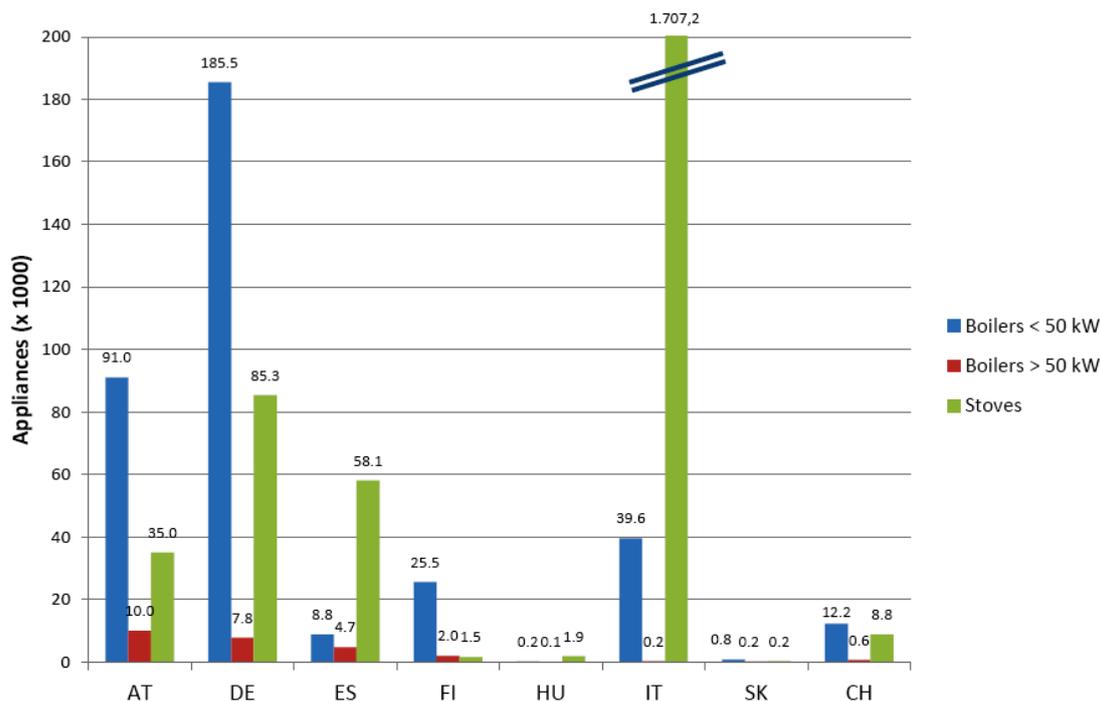
Figura 32 - Ripartizione delle apparecchiature a pellet in Italia. Anno 2012



Fonte EPC 2013

Il mercato delle caldaie centralizzate a pellet è molto meno sviluppato (Figura 32), ma in rapida crescita: nel corso del 2008 sono state stimate solo alcune migliaia di caldaie installate, il 70% delle quali nelle regioni del Nord, per la quasi totalità ad uso domestico residenziale e con potenza inferiore a 150 kW. Nel 2012 le caldaie con potenza inferiore ai 50 kW hanno superato le 39mila unità (Figura 33), fino agli oltre 52mila nel 2013. Quelle di potenza superiore ai 50 kW di potenza installata sono passate dai 217 impianti del 2012 ai 339 del 2013 (EPC 2013). Poco meno del 5% del consumo di pellet legato al segmento delle caldaie è imputabile ad apparecchi con potenza pari o superiore a 1 MW.

Figura 33 - Apparecchiature a pellet installate nel 2012



Fonte: AEBIOM BIOENERGY OUTLOOK e EPC 2013

Il mercato del cippato è invece costituito da tre settori principali: le grandi centrali elettriche, gli impianti di teleriscaldamento, e le mini reti, piccole caldaie e impianti di cogenerazione.

### 3.3.3.2 *Caratteristiche e vincoli normativi ambientali*

Allo stato attuale, le normative tecniche di riferimento per i combustibili solidi sono:

- il pacchetto normativo UNI EN 14961 (*Biocombustibili solidi - Specifiche e classificazione del combustibile*);
- il pacchetto normativo UNI EN 15234: *“Biocombustibili solidi - Assicurazione di qualità del combustibile”*.

Il pacchetto UNI EN 14961, sviluppato nel 2011, definisce le specifiche tecniche dei prodotti destinati alla commercializzazione. Esso prende in esame alcuni parametri da rispettare, quali l'origine del combustibile, il contenuto di umidità, il contenuto di ceneri, le caratteristiche fisiche (larghezza, lunghezza, diametro), la durabilità meccanica, il potere calorifico e la percentuale di additivi chimici (tra i tanti, ad esempio: mercurio, cadmio, arsenico, nichel, zinco ecc.).

Il pacchetto UNI EN 15234, emanato nel 2012, contiene invece le procedure da adottare per rispettare i requisiti di qualità, e per assicurare che le specifiche tecniche previste dalla norma UNI EN 14961 siano rispettate.

Ciascun gruppo di norme contiene sei sottosezioni. La prima sezione è dedicata agli aspetti generali, mentre le successive cinque sono dedicate ciascuna ad un tipo specifico di combustibile:

- la norma UNI EN 14961-2 e la norma UNI EN 15234-2 sono relative ai pellet di origine legnosa;
- la norma UNI EN 14961-3 e la norma UNI EN 15234-3 sono relative alle bricchette;
- la norma UNI EN 14961-4 e la norma UNI EN 15234-4 sono relative al cippato;
- la norma UNI EN 14961-5 e la norma UNI EN 15234-5 sono relative alla legna da ardere;
- la norma UNI EN 14961-6 e la norma UNI EN 15234-6 sono relative ai pellet di origine non legnosa (derivati da biomasse erbacee, da biomasse da frutta e da miscele di biomasse).

Inoltre, in base ai valori dei parametri indicati in precedenza, la normativa UNI EN 14961 prevede diverse classi di qualità per ciascun combustibile:

- Pellet, bricchette e legna da ardere sono suddivise in 3 classi: A1, A2 e B. La classe A1 e la classe A2 identificano il pellet derivante da legna vergine o da residui legnosi non trattati chimicamente. Queste ultime differiscono tra loro principalmente per il contenuto di cenere, mentre la classe B consentirebbe anche l'utilizzo di residui legnosi trattati chimicamente.

- Il cippato presenta una suddivisione in 4 classi: A1, A2, B1 e B2, tutte relative al combustibile per uso non industriale. Per ogni classe definisce delle specifiche chimico-fisiche sulla base di alcune grandezze considerate rilevanti.

In fase operativa, invece, le principali caratteristiche qualitative richieste dalle caldaie riguardano la pezzatura, il contenuto idrico e di ceneri. La Tabella 4 fornisce un quadro indicativo delle caratteristiche richieste dai generatori termici a legna e cippato.

Nelle caldaie a legna a caricamento manuale, la pezzatura richiesta dipende dalla dimensione della bocca di carico; in alcuni modelli, con potenza 100 kW e apertura superiore della bocca, possono essere impiegati pezzi fino a 1 m di lunghezza. Nelle caldaie a legna è richiesto l'impiego della classe M20, diversamente la combustione non avviene in modo completo in quanto l'energia richiesta all'evaporazione dell'acqua porta la temperatura della camera di combustione al di sotto del livello minimo richiesto per sostenere il processo di combustione. L'uso di legna con livelli di contenuto idrico > M20 determinano un notevole aumento del fattore di emissione.

Le caldaie a cippato a griglia fissa richiedono materiale molto omogeneo (P16 e P45), sia per la ridotta dimensione della griglia sia perché pezzi fuori misura possono essere causa di blocchi alle coclee di trasporto e di caricamento. Diversamente, i generatori di maggiore potenza, dove si possono montare sistemi a spintore, sono molto più flessibili.

Il contenuto idrico del cippato nelle caldaie a griglia fissa non deve superare il 30% (M30): esse infatti hanno una scarsa inerzia termica in quanto i volumi della camera di combustione e dell'acqua nello scambiatore sono limitati, perciò l'ingresso di materiale molto umido abbasserebbe eccessivamente la temperatura di combustione. Inoltre, un contenuto idrico troppo elevato può compromettere la fase di avvio, essendo queste caldaie dotate di un dispositivo di accensione automatica (elettrica). Il contenuto idrico del cippato dovrebbe essere quanto più omogeneo possibile in quanto, maggiore e la sua eterogeneità, maggiore sono i costi di investimento per avere una tecnologia in grado di gestire il più complesso processo di combustione che ne deriva. Benché le caldaie a griglia mobile riescano a bruciare cippato fresco, maggiore è il contenuto idrico del cippato, maggiore è la perdita di efficienza del processo di conversione energetica in quanto parte dell'energia deve essere "consumata" per evaporare l'acqua dal legno. Inoltre, l'impiego di cippato di bassa qualità (es. prodotto esclusivamente da ramaglie di conifere, con prevalente presenza di aghi) comporta un aumento dei costi di manutenzione (scorie di fusione, pulizia scambiatori) e una sensibile riduzione del rendimento del generatore con conseguente aumento del costo dell'energia utile.

La qualità del pellet come combustibile può variare considerevolmente. Fattori che ne influenzano la qualità sono, tra gli altri, la materia prima, la durezza, il contenuto di acqua e di ceneri. Ad oggi, esistono una serie di certificazioni, con le quali, in ambito nazionale, i vari Paesi europei hanno in passato cercato di garantire l'utilizzo di pellet di buona qualità, soprattutto negli apparecchi per il riscaldamento domestico. Alcune di queste sono:

- ENplus
- DIN plus
- ÖNORM M7135
- SN 166000
- DIN 51731

Di questi, il sistema di certificazione ENplus, inizialmente introdotto in Germania, si basa esattamente sulla nuova europea EN 14961-2, e ha l'obiettivo di rendere operativo il nuovo standard europeo della qualità del pellet, garantendo che il prodotto commercializzato soddisfi i requisiti in esso contenuti.

Il primo sistema di attestazione della qualità del pellet in Italia è invece il Pellet Gold, ideato nel 2006, che prevede dei limiti leggermente superiori per le ceneri, il contenuto di zolfo e di cloro rispetto alla categoria A1 della UNI EN 14961-2, ma risulta più restrittivo sul contenuto di altri metalli (mercurio, rame, cromo ecc.). Inoltre, è l'unico sistema di certificazione del pellet che prevede l'analisi del contenuto di formaldeide (HCHO), fondamentale per poter verificare l'eventuale presenza di materiali pericolosi per la salute (colle e vernici), e della radioattività.

In linea generale, grazie alla struttura omogenea, ad una elevata superficie specifica, e ad un contenuto uniforme di acqua, il pellet permette di ottenere condizioni di combustione più stabili rispetto alla legna da ardere e al cippato. I moderni sistemi di combustione a pellet, sia piccole caldaie che stufe, hanno quindi raggiunto un grado di automazione e di controllo tale da migliorare notevolmente il loro rendimento energetico. Per lo stesso motivo, però, tali apparecchi richiedono l'alimentazione di combustibile dalle caratteristiche standard e della migliore qualità (usualmente categoria A1 secondo la UNI EN 14961-2).

**Tabella 13 - Caratteristiche della certificazione ENplus**

Parametro	Enplus-A1	Enplus-A2	B	Parametro	Enplus-A1	Enplus-A2	B
Diametro (mm)	6 (±1) o 8 (±1) <sup>(1)</sup>			Zolfo (% s.s.)	≤ 0,03		≤ 0,04
Lunghezza (L) (mm)	3,15 ≤ L ≤ 40 <sup>(2)</sup>			Cloro (% s.s.)	≤ 0,02		≤ 0,03
Contenuto idrico (M) (% t.q.)	≤ 10			Arsenico (% s.s.)		< 1	
Ceneri (% s.s.) <sup>(3)</sup>	≤ 0,7	≤ 1,5	≤ 3,0	Cadmio (% s.s.)		≤ 0,5	
Durabilità meccanica (% t.q.)	≥ 97,5	≥ 96,5		Cromo (% s.s.)		≤ 10	
Particelle fini (< 3,15 mm) (% t.q.)	< 1			Rame (mg/kg)		≤ 10	
Additivi (% s.s.)	≤ 2			Piombo (mg/kg)		≤ 10	
Potere calorifico inferiore (Q) (MJ/kg t.q.)	16,5 ≤ Q ≤ 19	16,3 ≤ Q ≤ 19	16,0 ≤ Q ≤ 19	Mercurio (mg/kg)		≤ 0,1	
Densità apparente (BD) (kg/m <sup>3</sup> )	≥ 600			Nickel (mg/kg)		≤ 10	
Azoto (% s.s.)	≤ 0,3	≤ 0,5	≤ 1,0	Zinco (mg/kg)		≤ 100	
				Punto di fusione delle ceneri <sup>(4)</sup> (°C)	≥ 1.200		≤ 1.100

<sup>(1)</sup> Classe di diametro (D06 o D08). <sup>(2)</sup> Massimo 1% di pellet con lunghezza maggiore di 40 mm. Lunghezza massima 45 mm; <sup>(3)</sup> Determinazione a 550°C. <sup>(4)</sup> In questo caso le ceneri devono essere prodotte a 815 °C. s.s.= sostanza secca; t.q. = tal quale.

Fonte: ENPLUS Pellets

### 3.3.3.3 *Prezzi e competitività del settore riscaldamento da biomassa*

Il costo del riscaldamento non dipende esclusivamente dal prezzo per chilowattora del combustibile, ma anche dal grado di efficienza dell’impianto. Sono poi determinanti anche altri fattori, ad es. la qualità energetica del manto del fabbricato, le condizioni climatiche del luogo ed il comportamento degli abitanti. Vanno inoltre considerati i costi iniziali dell’impianto, nonché i costi per la manutenzione e anche la tipologia di contratto di fornitura del combustibile che può includere anche il costo dei serbatoi o delle apparecchiature. Si ricorda inoltre che i prezzi dei combustibili possono presentare una variabilità a livello regionale.

La Tabella 14 mostra l’andamento dei prezzi dei combustibili legnosi (€/kWh di energia primaria) in confronto con i combustibili fossili più comuni utilizzati per il riscaldamento. Le rilevazioni dei prezzi, effettuate dal centro tutela consumatori del Trentino Alto Adige, si basano su un consumo annuo di 15000 kWh e sono aggiornati al 2014.

**Tabella 14 - Andamento dei prezzi dei combustibili utilizzati per il riscaldamento**

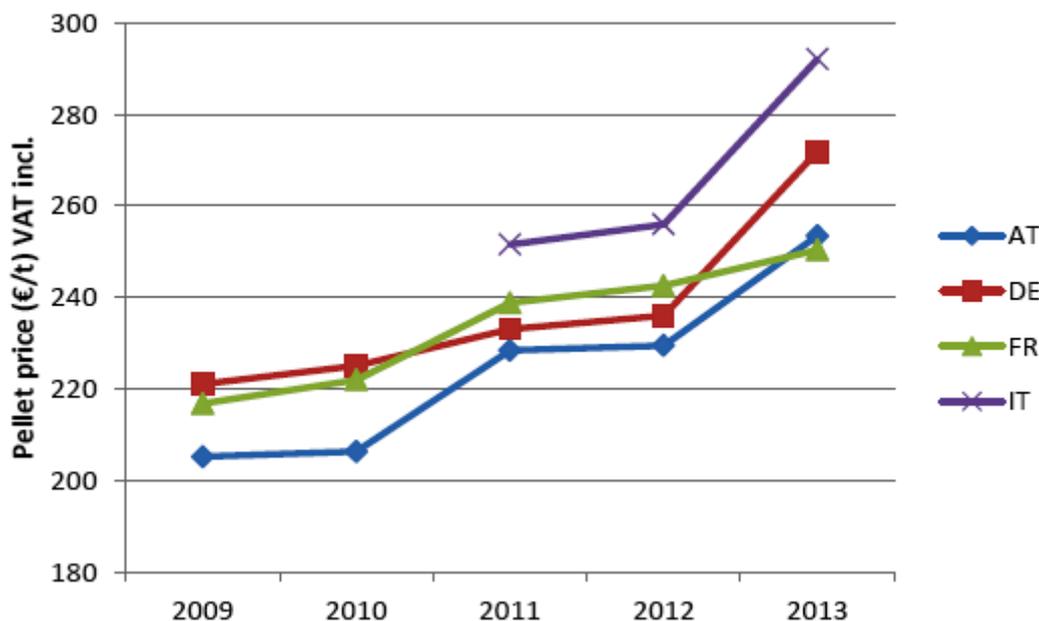
Combustibili	prezzo unitario medio	prezzo medio per kWh
Gasolio	1.285 €/l	0.129 €
Gas liquido (in cisterna)	2.351 €/kg	0.184 €
Gas metano	0.805 €/m <sup>3</sup>	0.082 €
Pellet	0.2739 €/kg	0.057 €
Minuzzoli di legno	0.139 €/kg	0.032 €
Legna spezzata (mista)	0.151 €/kg	0.035 €
Teleriscaldamento	0.101 €/kWh	0.101 €

Fonte: Centroconsumatori, 2014

I prezzi del cippato (M30, M35, P45) di alta qualità utilizzato in caldaie di piccole-medie dimensioni supera i 100 €/t. Il mercato delle grandi centrali elettriche e di teleriscaldamento è caratterizzato da prezzi più bassi perché il combustibile richiesto generalmente è di più bassa qualità (M40-50).

Il prezzo del pellet in Italia varia notevolmente e dipende dalla stagione, con un picco in inverno e prezzi notevolmente più bassi in tarda primavera ed estate. Tipici valori di settembre 2013 sono stati 300-400 €/t (in funzione della qualità). I prezzi del pellet in Italia risultano sempre maggiori degli altri Paesi europei, in parte a causa del forte livello di importazione del nostro Paese. I prezzi del pellet importato in Italia dai vari Paesi, inoltre, risultano sempre più elevati dei prezzi medi che gli stessi Paesi praticano in Europa.

Figura 34 - Andamento dei prezzi europei del pellet (anni 2009-2013)



Fonte AEBIOM e EPC 2013

Per i restanti materiali (residui di lavorazioni agricole e agro-industriali, potature, scarti del legno ecc.), i prezzi variano sensibilmente secondo la particolare fonte di approvvigionamento. In molti casi essi rappresentano un residuo di lavorazione, per cui spesso per essi è previsto un costo di smaltimento. In tali situazioni, il costo di approvvigionamento risulta nullo o molto ridotto. È tuttavia molto probabile, però, che per poter utilizzare tali materiali per la produzione di energia, essi abbiano bisogno di pretrattamenti di tipo meccanico e/o di essiccazione.

Il settore del riscaldamento a biomassa mostra comunque ancora un grande potenziale di sviluppo in Italia, dovuto soprattutto alla disponibilità interna di biomassa legnosa non ancora del tutto sfruttata e dai prezzi di energia primaria prodotta con i combustibili fossili molto alti.

#### 3.3.3.4 Tecnologie di utilizzo

In Italia la produzione di energia da biomassa legnosa avviene quasi completamente mediante combustione diretta, utilizzando differenti tecnologie a seconda degli scopi energetici e degli utilizzi finali:

- Riscaldamento domestico: stufe, caminetti, caldaie di piccola taglia ad uso domestico;
- Uso residenziale (riscaldamento/raffrescamento, unità CHP): caldaie di piccola/media taglia, impianti di teleriscaldamento e/o cogenerazione;
- Produzione di energia elettrica e/o calore di processo: centrali termiche.

L'efficienza termica di tali sistemi dipende dal tipo e dalla taglia dell'impianto, dalla tecnologia di combustione utilizzata, dal tipo di combustibile, dalle modalità di gestione degli impianti e dagli utilizzi finali dell'energia.

Purtroppo, soprattutto per gli impianti di grossa taglia, non esiste ancora un numero consistente di osservazioni per la stima dell'efficienza in situazioni reali (data anche l'elevata disomogeneità dei casi). Di conseguenza, di seguito si riportano le efficienze di differenti tecnologie alla loro potenza nominale, e in condizioni standard (o di prova) di funzionamento. Inoltre, a parte i valori dell'efficienza intrinseca, è importante notare che, soprattutto per le grosse centrali termiche, punto cruciale per il rendimento termico degli impianti consiste nella reale possibilità o nell'effettivo utilizzo dell'energia termica prodotta.

Valori tipici di efficienza termica per apparecchi domestici e caldaie ad uso residenziale sono:

- caldaie a cippato (ad uso residenziale, con potenza nominale < 300 kW): circa 85%;
- caldaie a pellet (ad uso residenziale, con potenza nominale < 300 kW): circa 90%;
- caldaie a tronchetti di legno: circa 85%;
- stufe a pellet: circa 80-85%;
- stufe, caminetti e/o inserti a legna: circa 75-80%.

Valori tipici di efficienza termica per caldaie a biomassa ad uso residenziale sono:

- caldaie alimentate a cippato (ad uso industriale): circa 85%.

Valori tipici di efficienza elettrica per impianti di produzione di energia elettrica e/o cogenerazione alimentati a biomassa sono:

- caldaia a cippato + ORC (125 kW-6 MW): 10 -20%;
- caldaia a cippato + turbina a vapore (1-10 MW): 22-25%;
- caldaia a pellet/cippato motore Stirling (1-100 kW): 5-15%.

In molte regioni italiane, in particolare in quelle del centro-sud, i combustibili legnosi, soprattutto la legna da ardere, sono utilizzati in sistemi di riscaldamento domestico a bassa efficienza. Il mercato delle caldaie a legna moderne, sia manuali che automatiche, è ben sviluppato nelle regioni settentrionali.

### 3.3.4 Vantaggi e svantaggi

Il mercato delle biomasse in Italia è cresciuto notevolmente grazie soprattutto a forme indirette di sostegno che hanno portato a un trend ormai solido di sviluppo, rendendo superflue, se non dannose, altre forme di incentivazione. Anche l'Europa, da alcuni anni, ha rivisto il suo iniziale forte sostegno alle bioenergie partendo dai bioliquidi ma, successivamente, estendendo un approccio più critico e attento anche alle biomasse solide. Per quelle liquide sono stati definiti fin dal 2009 criteri di sostenibilità in base ai quali gli incentivi non possono essere concessi se non si raggiungono livelli di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, rispetto ai carburanti liquidi, del 35% fino al 2013 e del 60% dal 2018. Per quelle solide, i criteri non sono vincolanti, ma raccomandati e indicati nella Comunicazione 2010/11/3 e per i nuovi impianti si considerano necessarie, come per i bioliquidi, riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 35% dal 2013, del 50% dal 2017 e del 60% nel 2018, rispetto alle fonti fossili.

I vantaggi economici offerti sono evidenti nei prezzi delle biomasse che sono un quinto di quelli delle fonti tradizionali, sia per prezzi più bassi all'origine che per il fatto che non vengono tassate. Mentre il metano e il GPL vengono infatti tassati con valori fra 36 e 53 €/MWh, il pellet e la legna fino al 2015 sono stati tassati solo con IVA che non supera i 3-5 €/MWh. Il trattamento fiscale per il pellet è stato modificato solo nel 2015, con l'innalzamento dell'IVA dal 10 al 22%, mentre quello per la legna da ardere è rimasto invariato. Ciò comporta inevitabilmente che, se da un lato si va verso un'auspicata differenziazione delle fonti energetiche e a una riduzione di quelle fossili, tale scelta ha qualche impatto sulle finanze.

Il grande beneficio delle biomasse, come di tutte le bioenergie, è quello di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>, basato sull'assunto teorico che la CO<sub>2</sub> rilasciata dalla loro combustione sia la stessa accumulata durante la crescita delle piante e che, pertanto, il bilancio diretto sia neutro.

L'assunzione di "carbon neutrality" ha origine dagli inventari nazionali dei gas a effetto serra della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC). Il gruppo di esperti intergovernativo sui cambiamenti climatici (IPCC) stima le emissioni e gli assorbimenti di CO<sub>2</sub> forestali sulla base delle variazioni dei pool di carbonio (biomassa viva, lettiera, suolo, prodotti in legno) e le contabilizza nel settore LULUCF (Land Use, Land-Use Change and Forestry). Il carbonio contenuto nella biomassa utilizzata per l'energia viene segnalata come un'emissione nell'anno e nel punto di raccolta (quando la biomassa viene rimossa dalla terra). Pertanto, al fine di evitare un doppio conteggio, le emissioni di anidride carbonica da combustione di biomassa sono riportate sotto il settore energetico solo come voce per memoria, e non aggiunti al totale delle emissioni del settore energetico. Ciò significa che le emissioni totali di CO<sub>2</sub> prodotte dal settore energetico non riflettono le emissioni prodotte dalla combustione di biomassa.

Poiché la loro combustione sostituisce inoltre quella dei combustibili fossili ad alto rilascio di CO<sub>2</sub>, si ha in definitiva un effetto di riduzione dei gas serra a parità di servizio energetico reso. A titolo di esempio, si riporta in Tabella 15 la stima delle emissioni di gas serra evitate nel 2010 con l'utilizzo della biomassa per la produzione di energia elettrica e termica.

**Tabella 15 - Stima della riduzione delle emissioni di gas serra per utilizzo delle biomasse**

	Riduzione CO <sub>2</sub> [tCO <sub>2eq</sub> ] (energia termica)	Riduzione CO <sub>2</sub> [tCO <sub>2eq</sub> ] (energia elettrica)
<b>Biomassa solida</b>		
<b>RSU</b>	225.836	1.459.805
<b>Altro</b>	7.380.395	536.872
<b>Biogas</b>		
<b>Discarica</b>	21.855	1.008.453
<b>Impianti di depurazione</b>	7.285	20.117
<b>Altro</b>	40.219	256.038
<b>Biocombustibili liquidi</b>		
<b>Oli vegetali, biodiesel, altro</b>		530.027

Fonte ENEA 2010

Tuttavia, negli ultimi anni il concetto di neutralità della CO<sub>2</sub> delle biomasse è stato rivisto e analizzato con maggior dettaglio, mettendo in evidenza gli aspetti indiretti (uso del suolo), logistici e di trasporto, che generando CO<sub>2</sub>, vanno comunque considerati nel bilancio totale di emissioni di gas serra in atmosfera. In uno studio del JRC del 2013 “*Carbon accounting of forest bioenergy*” viene portato all’evidenza come nel caso di utilizzo di biomassa legnosa a fini bioenergetici, in relazione alla volontà di ridurre le emissioni europee di CO<sub>2</sub>, l’assunzione di “carbon neutrality” non sarebbe più così valida in quanto la raccolta di legna per bioenergia provoca una diminuzione dello stock di carbonio forestale, non recuperabile in breve tempo a causa del ciclo di vita della vegetazione. Ciò porta ad un aumento temporaneo della CO<sub>2</sub> atmosferica nel breve-medio periodo e ad un maggiore forcing radiativo e conseguente riscaldamento globale.

Il problema della neutralità carbonica si pone qualora la biomassa legnosa utilizzata sia ottenuta dal taglio di alberi a ciclo di crescita lungo invece che dall’utilizzo di materiali di scarto o rami secchi che emetterebbero comunque anidride carbonica nei naturali processi di decadimento. Lo stesso avviene nel caso in cui la CO<sub>2</sub> emessa sia molto di più di quella fissata nello stesso periodo, cioè nel caso in cui il tasso di prelievo di risorsa biomassa sia superiore al suo tasso di rinnovo.

Inoltre l’assunto della neutralità carbonica, come per tutti gli altri combustibili, andrebbe qualificato sulla base di una analisi di ciclo di vita del prodotto o del suo “carbon footprint”, che consideri non solo le emissioni dirette e quelle indirette (*Indirect Land Use Change* o ILUC) ma anche quelle effettuate per produrlo. Questa idea è accolta anche nei criteri di sostenibilità (ovvero di risparmio di emissioni) preconizzati dalle direttive Europee sulle rinnovabili per accordare sussidi o incentivi ai biocarburanti o all’uso di biomassa. Nel caso della legna da ardere la quota delle emissioni indirette è probabilmente molto bassa mentre per il pellet è più elevata dato che include le emissioni da processi energetici necessari per l’essiccamento della biomassa, per il trasporto, per il trattamento meccanico ecc. Dunque il dibattito sulla neutralità carbonica delle biomasse sembra lungi dall’essere concluso<sup>26,27</sup>,

Una importante problematica legata all’utilizzo delle biomasse per fini energetici è legato alla qualità dell’aria. Negli ultimi anni infatti le statistiche evidenziano che il settore che più contribuisce al peggioramento della qualità dell’aria in Italia è quello del riscaldamento, dove, nonostante i miglioramenti delle prestazioni dei dispositivi, si assiste ad un incremento delle emissioni (particolato sottile, sia PM<sub>10</sub> che PM<sub>2,5</sub>, ossidi di azoto, IPA<sup>28</sup> ecc.) causato prevalentemente dall’uso energetico delle biomasse con effetti sulla salute delle persone esposte (per ulteriori considerazioni si rimanda al paragrafo sulla questione ambientale).

---

<sup>26</sup> Eric Johnson “Goodbye to carbon neutral: Getting biomass footprints right” – Environmental Impact Assessment Review, 29(2009) 165-168.

<sup>27</sup> Kelsi Bracmort, “Is Biopower Carbon Neutral?” Congressional Research service 19 febbraio 2015.

<sup>28</sup> Idrocarburi Policiclici Aromatici.

Il rischio di un eccessivo uso di biomasse solide ai fini energetici è poi quello di condizionare anche le politiche a sostegno dell'utilizzo delle stesse per altri obiettivi connessi al tema dei cambiamenti climatici, in particolare quelle sul sostegno ai biocarburanti ed alla cosiddetta chimica verde, la filiera della chimica che utilizza come materia prima le biomasse. Questi ambiti non comportano problemi immediati di inquinamento, ma hanno effetti positivi indiretti più ampi e duraturi. Circa quest'ultimo punto occorre ricordare che l'Italia sta sviluppando una posizione di leadership nella chimica verde, dove le bioenergie hanno un ruolo decisivo, che a volte necessiterebbe di maggiore sostegno finanziario oggi dirottato alle biomasse solide. Il sostegno alle biomasse, come per tutte le bioenergie, dovrebbe infine essere indirizzato alla produzione interna in modo da produrre benefici per una miglior gestione delle aree forestali italiane, e per la creazione di filiere interne il più possibile corte, a sostegno dell'occupazione locale. Tuttavia, il rischio, in parte già evidenziatosi, è quello, almeno nell'immediato, di stimolare soprattutto le importazioni.

### 3.3.5 Sistemi di incentivazione alle biomasse

L'elenco seguente raccoglie i principali strumenti normativi nazionali di sostegno all'utilizzo energetico delle biomasse:

- Incentivi definiti dal decreto DM 6 luglio, 2012, per la produzione di energia elettrica da biomasse;
- I certificati bianchi (noti anche come "Titoli di Efficienza Energetica"), secondo il decreto DM 28 dicembre 2012;
- Incentivi riconosciuti all'installazione di caldaie a biomassa ad alta efficienza, in serre ed edifici rurali, secondo il decreto DM 28 dicembre 2012 (alias "Conto Termico");
- Detrazione fiscale per lavori di efficienza energetica;
- Credito d'imposta per il collegamento ad una rete di teleriscaldamento a biomassa;

I regimi di sostegno più recenti si concentrano soprattutto sulla produzione di energia termica:

- Il decreto italiano DM 28 dicembre 2012 (noto anche come "Conto Termico");
- La detrazione fiscale del 65%;
- La detrazione fiscale del 50%.

Il Conto Termico (DM 28 dicembre 2012) prevede un incentivo rivolto agli utenti privati e alla Pubblica Amministrazione, finalizzato ad aumentare l'efficienza energetica e la produzione di energia da fonti rinnovabili in impianti di piccola taglia: è sovvenzionata infatti l'installazione di nuovi e più efficienti impianti a biomassa, in luogo di apparecchi già esistenti alimentati a biomassa, carbone, petrolio o gasolio, nelle serre e in edifici rurali. I nuovi impianti devono seguire i limiti prescritti per i livelli di efficienza e di emissioni nominali minimi: caldaie a biomassa con potenza nominale inferiore a 500 kWt devono essere certificate classe 5 secondo la norma EN 303-5, stufe a pellet devono essere certificate secondo la EN 14785, stufe a legna devono essere conformi alla norma EN 13229 o 13240. Il pellet utilizzato deve essere di classe A1 o A2 secondo la norma EN 14961-2, mentre gli altri tipi di biomassa devono seguire le

prescrizioni della legge italiana 152/2006. L'incentivo viene calcolato secondo la resa stimata di energia termica, che viene a sua volta calcolata come potenza nominale dell'impianto per il numero equivalente di ore operative, dipendenti dalla zona climatica. La resa termica viene poi corretta mediante due coefficienti, legati alla tecnologia e dimensioni degli apparecchi (apparecchi piccoli hanno un incentivo superiore), e ai livelli di emissione di particolato primario (compresa la frazione condensabile, PPBT). L'incentivo è suddiviso in due quote annuali per gli impianti inferiori a 35 kW e in 5 quote annuali negli altri casi.

La detrazione fiscale del 65% è un sistema di sostegno che riguarda misure di retrofit di efficienza energetica degli edifici esistenti. Per beneficiare di tale detrazione, la sostituzione di una vecchia caldaia con una nuova più efficiente alimentata a biomassa deve essere parte di una riqualificazione energetica globale dell'edificio. La detrazione è pari al 65% dei costi totali (progettazione e installazione inclusi), ed è suddivisa in 10 anni. La nuova caldaia a biomassa deve avere un rendimento nominale almeno equivalente alla classe 3 secondo la EN 303-5, ed i livelli di emissione devono essere entro i limiti prescritti dalla Legge italiana 152/2006 o dai più restrittivi Decreti Regionali.

La detrazione fiscale del 50% è rivolta alle attività di retrofit generale di edifici esistenti. La sostituzione di una caldaia esistente può avvenire con una caldaia a biomassa di prestazioni minime e di livelli di emissione ammissibili, con un periodo di detrazione pari a 10 anni e un importo limitato pari a 96000 € nel calcolo dell'incentivo.

I certificati bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica – TEE) rappresentano un meccanismo che privilegia il risparmio energetico negli usi finali di energia. Il TEE è infatti legato al risparmio energetico ottenuto da un investimento in misura di efficienza energetica, espresso in termini di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) evitate. I soggetti potenzialmente interessati da tale meccanismo incentivante sono utenti pubblici e privati che svolgono attività nei settori industriale, residenziale o dei servizi. Tuttavia, i certificati bianchi possono essere venduti solo nel mercato elettronico gestito dal GME (Gestore Mercato Energetico), al quale possono accedere solamente i soggetti qualificati (cioè i grandi fornitori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti). I soggetti autonomi, cioè ESCo, aziende pubbliche e private conformi alle norme ISO 50001 o con energy manager interno, possono comunque realizzare le misure di risparmio energetico e quindi vendere i TEE risultanti ai soggetti qualificati.

Il prezzo di un TEE dipende dalle fluttuazioni del mercato dell'energia: attualmente (2017) è di circa € 220/tep. I certificati bianchi sono regolati in Italia dal Decreto DM 28 dicembre 2012, in base al quale anche l'energia termica prodotta da caldaie a biomassa può rientrare tra le misure di efficientamento energetico. In particolare, il DM 28 dicembre 2012 include la nuova installazione di apparecchi per il riscaldamento domestico con potenza nominale <35 kW, e l'installazione di caldaie a biomassa solida nelle serre.

Un altro incentivo per *Bioheat* e *Biocold* è dato sotto forma di credito d'imposta per il collegamento ad una rete di teleriscaldamento a biomassa. La legge italiana 388/2000 riconosce un credito d'imposta di 20,66 € per kW di potenza installata, mentre la legge

203/2008 riconosce un credito d'imposta di 25,80 € per ogni MWh di energia fornita all'utente finale.

Della tassazione agevolata di cui godono le biomasse solide per usi termici (nessuna accisa, IVA al 10% per la legna da ardere) si è già discusso: anche questa costituisce un incentivo indiretto di natura fiscale.

### 3.3.6 La questione ambientale

Quando si parla di programmazione energetica e questioni ambientali spesso si fa riferimento alle emissioni di CO<sub>2</sub>, ma non bisogna affatto trascurare la problematica della qualità dell'aria. Studi recenti e rilevazioni sulla qualità dell'aria a livello locale hanno evidenziato una presenza di inquinanti atmosferici e composti tossici (fra cui il particolato ma anche idrocarburi policiclici aromatici ed in particolare il benzo(a)pirene, che risultano tra gli altri anche dalla combustione di biomasse legnose), ancora troppo elevata in alcune zone del Paese, nonostante l'approvazione e attuazione di norme nazionali ed europee abbastanza stringenti sulle emissioni sia degli impianti industriali che del parco autoveicoli.

L'incidenza delle concentrazioni di alcuni inquinanti atmosferici, fra cui il particolato, nella diffusione di patologie dell'apparato respiratorio negli esseri umani è un fatto riconosciuto da numerose indagini epidemiologiche a livello mondiale. L'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS), in un rapporto del 2014<sup>29</sup>, stimava che nel 2012 l'inquinamento dell'aria sia stato responsabile nel mondo di circa 7 milioni di decessi, il che lo confermerebbe come il principale rischio ambientale per la salute.

Il progetto VIIAS (Valutazione integrata dell'Impatto dell'Inquinamento atmosferico sull'Ambiente e sulla Salute) finanziato dal Centro Controllo Malattie del Ministero della Salute<sup>30</sup>, valuta per l'Italia in circa 30000 decessi l'anno l'impatto del solo particolato fine (PM<sub>2,5</sub>) sulla salute, pari al 7% di tutte le morti esclusi gli incidenti. Lo studio segnala che il 29% della popolazione vive in zone dove la concentrazione degli inquinanti è sopra la soglia di legge, e che l'inquinamento colpisce per il 65% del totale il Nord Italia (per la somma di inquinamento industriale, congestione del traffico urbano, ma anche dell'uso di biomasse per riscaldamento).

La Pianura Padana risulta essere una delle regioni più inquinate in Europa a causa della sua alta densità, sia di popolazione che di attività economiche. Gli effetti dell'alto livello di antropizzazione vengono peggiorati dalle caratteristiche orografiche del bacino, che ostacolano la circolazione dell'aria per effetto dell'invaso che viene creato da mare, Alpi e Appennini (Figura 35).

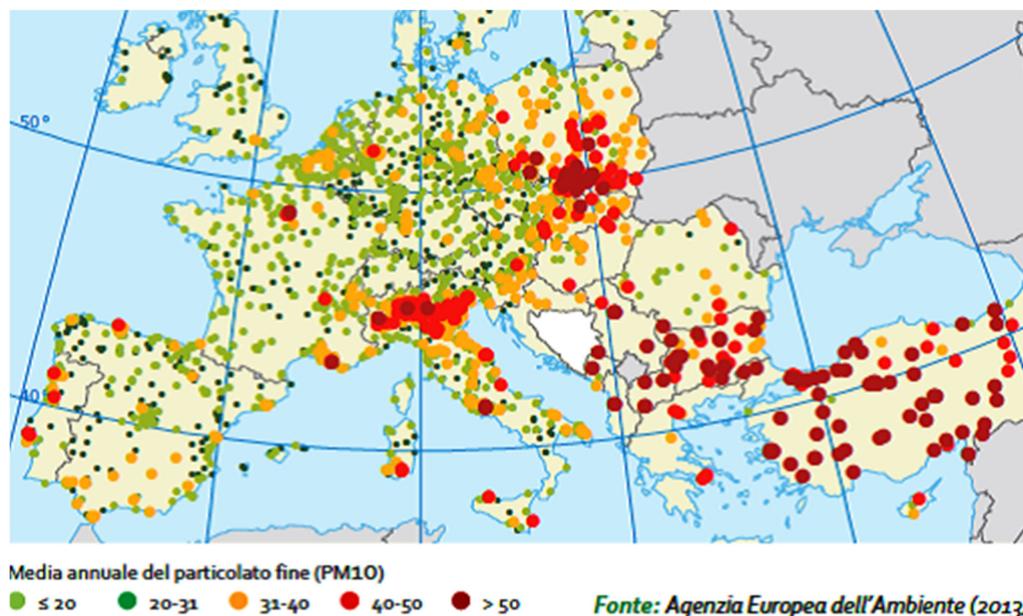
Negli ultimi anni le statistiche evidenziano che il settore che più contribuisce al peggioramento della qualità dell'aria in Italia è quello del riscaldamento, dove, nonostante i miglioramenti delle prestazioni dei dispositivi, si assiste ad un incremento delle emissioni (sia PM<sub>10</sub> che PM<sub>2,5</sub>) causato prevalentemente dall'uso delle biomasse (Figura 36 e Figura 37, voce "Non industrial

<sup>29</sup> [http://www.who.int/phe/health\\_topics/outdoorair/databases/FINAL\\_HAP\\_AAP\\_BoD\\_24March2014.pdf?ua=1](http://www.who.int/phe/health_topics/outdoorair/databases/FINAL_HAP_AAP_BoD_24March2014.pdf?ua=1)

<sup>30</sup> Progetto VIIAS, comunicato stampa.

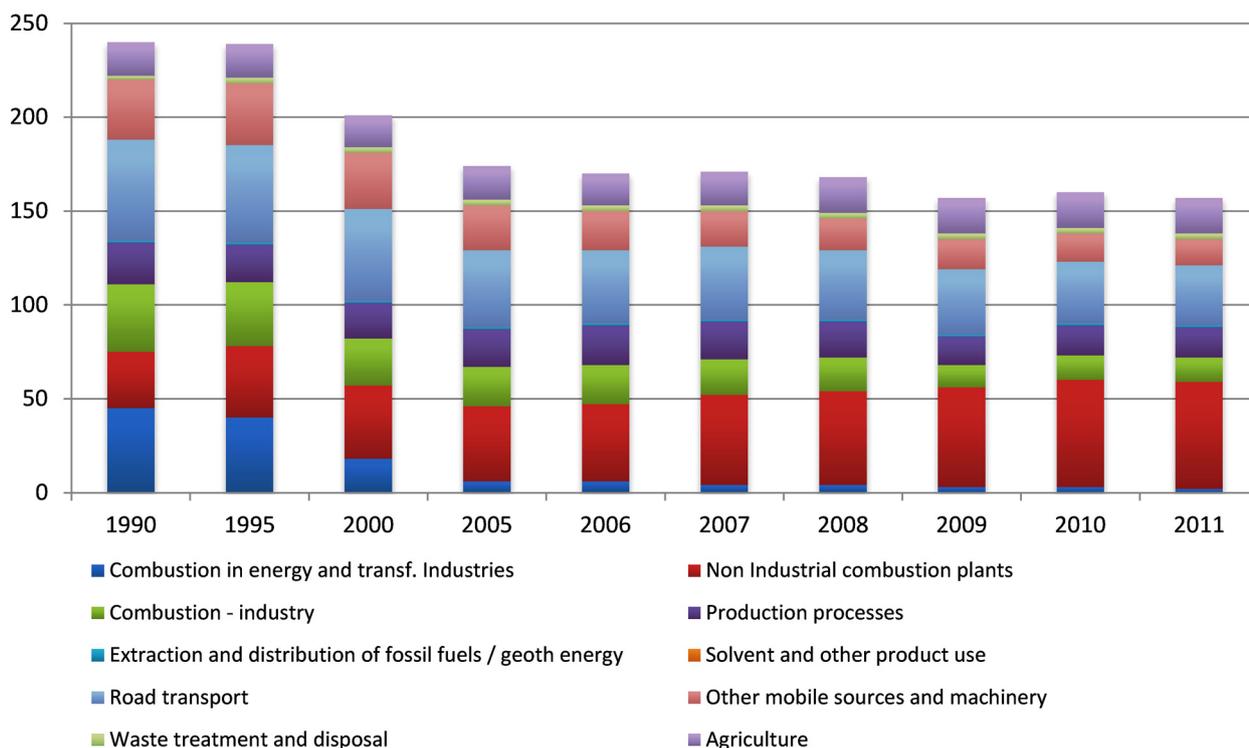
combustion plants”). Negli altri settori, invece, si è registrato un netto calo delle emissioni dovuto a migliori tecniche di combustione, soprattutto nelle auto, e all’impiego di combustibili più puliti.

Figura 35 - Concentrazioni medie annuali di PM10 in Europa nel 2011



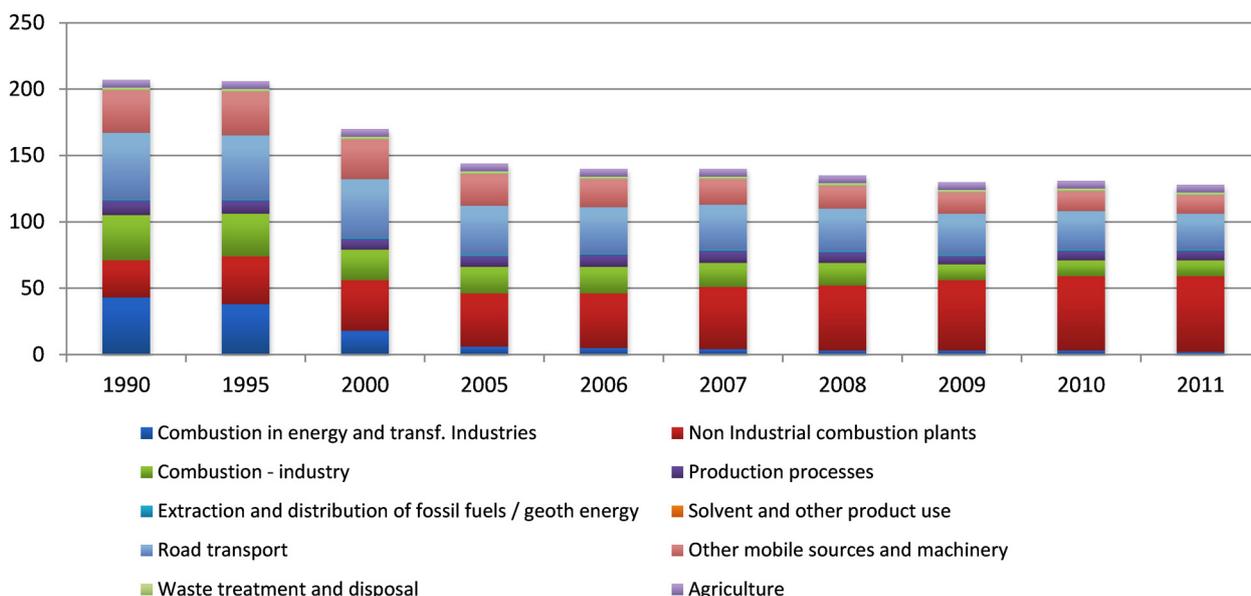
Fonte: Agenzia Europea dell’Ambiente (EEA), 2013

Figura 36 - Trend delle emissioni di PM10 in Italia dal 1990 al 2011 (Gg)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ISPRA

Figura 37 - Trend delle emissioni di PM<sub>2.5</sub> in Italia dal 1990 al 2011 (Gg)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ISPRA

Per quanto riguarda le biomasse, si stanno conducendo sforzi nello stesso senso, sia a livello amministrativo sia tecnologico, ma l'inquinamento da uso termico delle biomasse oscilla all'interno di un ampio intervallo e l'effettiva collocazione dipende dalla tipologia, tecnologia e dall'efficienza dell'impianto di combustione, dal tipo di combustibile e anche dalle pratiche di utilizzo.

Ad oggi, i limiti normativi nazionali di emissione per gli impianti alimentati a biomassa sono differenziati. Per impianti con potenza nominale <50 MW (periodi di misura di un'ora nelle condizioni più critiche di funzionamento), si veda la Tabella 16.

Tabella 16 - Limiti di emissione per impianti alimentati a biomassa con potenza nominale < 50 MW

inquinante	Limite di emissione (mg/Nm <sup>3</sup> )					
	gas secco, 11% O <sub>2</sub> , 0°C, 0,1013 MPa					
	periodo di riferimento	potenza termica nominale (MW)				
		> 0,035 ÷ <= 0,15	> 0,15 ÷ <= 3	> 3 ÷ <= 6	> 6 ÷ <= 20	> 20
PM	ora	200	100	30		
	giorno					
CO	ora		350	300	250	200
	giorno				150	100
COT	ora				30	20
	giorno					10
NO <sub>x</sub> <sup>b</sup>	ora		500		400	
	giorno				300	200
SO <sub>x</sub> <sup>b</sup>	ora		200			

Fonte: elaborazioni ENEA

Per impianti con potenza nominale > 50 MW i limiti di emissione dipendono dall'anno e dalla procedura di autorizzazione.

Per gli impianti per la produzione di energia elettrica alimentati a biocombustibili liquidi i limiti di emissione sono (a 6% O<sub>2</sub> nei fumi):

- PM < 150 mg/Nm<sup>3</sup> (pot. nominale < 5 MW); PM < 100 mg/Nm<sup>3</sup> (pot. nominale > 5 MW)
- NO<sub>x</sub> < 500 mg/Nm<sup>3</sup>
- SO<sub>2</sub> < 1700 mg/Nm<sup>3</sup> (con contenuto di zolfo nel combustibile superiore a 1%).

Per gli impianti per la produzione di energia elettrica alimentati a biogas i limiti di emissione sono (a 5% O<sub>2</sub> nei fumi):

- COT < 150 mg/Nm<sup>3</sup> (pot. nominale < 3 MW); COT < 100 mg/Nm<sup>3</sup> (pot. nominale > 3 MW)
- CO < 800 mg/Nm<sup>3</sup> (pot. nominale < 3 MW); CO < 650 mg/Nm<sup>3</sup> (pot. nominale > 3 MW)
- NO<sub>x</sub> < 500 mg/Nm<sup>3</sup> (pot. nominale < 3 MW); NO<sub>x</sub> < 450 mg/Nm<sup>3</sup> (pot. nominale > 3 MW)
- HCl < 10 mg/Nm<sup>3</sup>

In Italia non esistono regolamentazioni per il controllo delle emissioni generate da apparecchi di riscaldamento con potenza inferiore a 35 kW.

I procedimenti di infrazione cui l'Italia è stata sottoposta da parte della Commissione Europea (l'Italia è il Paese che, in base agli ultimi dati del 2010, ha il più alto numero di zone con superamento del limite giornaliero di PM<sub>10</sub>: 54 su 128) impongono azioni urgenti di miglioramento a livello regionale. A tal scopo, le singole Regioni si stanno dotando di Piani di risanamento della qualità dell'aria, tra i quali il più significativo è sicuramente il Piano della regione Lombardia, che coinvolge l'intero bacino padano attraverso il Tavolo di Coordinamento Interregionale delle Regioni della Valle del Po.

Il Piano Regionale degli Interventi per la qualità dell'Aria (PRIA, 2013) è infatti uno strumento di programmazione che opera con specifiche misure in tutti i settori coinvolti nel rilascio di emissioni in atmosfera, rivolgendosi prioritariamente agli inquinanti per i quali non si è ancora conseguito il rispetto del limite: particolato fine (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>), biossido di azoto (NO<sub>2</sub>), benzo(a)pirene e ozono (O<sub>3</sub>).

Gli strumenti di cui si avvale il Piano sono di tipo normativo, di sostegno economico-finanziario (incentivi e fiscalità di scopo) e informativo, suddivisi in Programmi Regionali di intervento corrispondenti ad altrettanti macro-settori: mobilità e trasporti, energia, agricoltura e foreste.

Nel PEAR (Programma Energetico Ambientale Regionale) sono quindi indicate anche misure riguardanti l'utilizzo di biomasse come fonte di energia rinnovabile, con particolare attenzione ai fenomeni emissivi prodotti dai piccoli impianti a legna. Per questi sono state adottate le seguenti misure:

- Divieto di utilizzo, solo se sono disponibili altri sistemi di riscaldamento, di impianti domestici (caminetti aperti o chiusi e stufe) alimentati a biomassa legnosa aventi un rendimento inferiore al 63%, dal 15 ottobre al 15 aprile di ogni anno, nei comuni al di sotto dei 300 m di altitudine. Il provvedimento attuale interessa già l'85% della popolazione lombarda e potrà essere esteso ad altre aree del territorio regionale;
- Divieto di combustione all'aperto in tutto il territorio regionale.

Gli impianti a legna sono inoltre equiparati dal PRIA agli impianti termici alimentati a metano o gasolio e quindi per essi valgono le seguenti prescrizioni:

- Nuove installazioni eseguite da personale abilitato, secondo il DM 37/2008;
- Obbligo di manutenzione per gli apparecchi (come indicato dal DPR 74/2013 e dalla norma UNI 10683/2012)
- Controlli e ispezioni come per gli altri impianti termici;
- Censimento degli apparecchi a legna nel Catasto Regionale degli Impianti Termici (CURIT);
- Introduzione di un rendimento energetico minimo per i nuovi impianti da installare.

La classificazione energetica degli apparecchi domestici a legna sarà inoltre introdotta a livello nazionale su proposta della regione Lombardia e delle altre regioni del bacino padano, con il fine di introdurre sul mercato apparecchi che abbiano prestazioni emissive ed energetiche ben definite.



## **SEZIONE II**



## 4. L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO E AMBIENTALE ITALIANO AL 2030

Nell'ottica di decarbonizzazione del sistema energetico, la Direttiva 2009/28/CE fissa gli obiettivi per gli stati comunitari, e quindi anche per l'Italia, di produzione di energia da fonti rinnovabili, di risparmio energetico e di emissioni di anidride carbonica e la recente Strategia Energetica Nazionale rivede al rialzo questi obiettivi. Gli obiettivi europei al 2030 su energia e clima, già in larga misura definiti, porterebbero il sistema energetico ad un livello di decarbonizzazione ancora più importante. Le valutazioni di policy e gli obiettivi energetico-ambientali tralasciano però gli apporti emissivi provenienti dalle biomasse solide di altri inquinanti oltre la CO<sub>2</sub> (come PM, NO<sub>x</sub>, COVNM, benzo(a)pirene e diossina) e i conseguenti effetti sulla qualità dell'aria. Per di più queste politiche si sovrappongono ad una situazione in cui l'uso effettivo di biomasse tradizionali (e.g. i camini aperti) è maggiore<sup>31</sup> di quello stimato fino a poco tempo fa, e riportato nelle statistiche ufficiali.

Gli usi energetici di residui legnosi (potature di alberi, legna raccolta nei boschi) sfuggono in gran parte alla rilevazione statistica perché spesso non sono il frutto di transazioni commerciali ma avvengono nell'ambito di una economia informale. In Italia questa problematica ha stimolato la realizzazione di un'indagine da parte dell'ISTAT<sup>32</sup> e con il patrocinio del MiSE, sui Consumi Energetici delle Famiglie (2014), che ha permesso di stimare più accuratamente per il 2013 il volume degli usi di biomassa nel settore residenziale: circa 19 Mt (divise tra 17.5 Mt di legna e 1.5 Mt di pellet), di cui circa la metà sfuggirebbe al mercato formale.

Per questa ragione si è ritenuto particolarmente importante accompagnare le analisi di impatto delle policy energetiche sulle emissioni di CO<sub>2</sub> ad una analisi parallela delle emissioni di altri principali inquinanti atmosferici.

### 4.1 Metodologia

Gli scenari non sono previsioni di come il sistema energetico evolverà nel futuro bensì immagini alternative ma intrinsecamente coerenti del modo in cui un sistema può svilupparsi (senza entrare nel merito della probabilità che esso si verifichi) sulla base di un insieme di ipotesi verosimili. Esplorare il futuro può essere estremamente utile per anticipare sviluppi del sistema che siano indirizzati lungo sentieri di non sostenibilità, e avere quindi il tempo di elaborare strategie per correggere traiettorie indesiderate.

Sono stati realizzati tre scenari energetici al 2030 e per ognuno di essi si sono quantificati i corrispondenti scenari emissivi e fatte analisi di sensitività sulle tecnologie adottate.

Gli scenari energetici, analizzati in questo studio, sono elaborati tramite il modello del sistema energetico TIMES-Italia<sup>33</sup>, sviluppato dall'Unità Studi e Strategie dell'ENEA a partire dal

---

<sup>31</sup> Come mostrato nella recente indagine ISTAT "I consumi energetici delle famiglie – anno 2013". Report, 14 dicembre 2014. <http://www.istat.it/it/archivio/142173>

<sup>32</sup> L'indagine è stata condotta con il supporto tecnico dell'ENEA.

<sup>33</sup> Gaeta, M., Baldissara, B., 2011. Il modello energetico Times-Italia: struttura e dati versione 2010. RT/ENEA/2011/09.

generatore di modelli TIMES messo a punto nell'ambito dell'Implementing Agreement della IEA "Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP)<sup>34</sup>".

Gli scenari emissivi sono elaborati con il modello GAINS-Italia (Greenhouse and Air Pollution Interaction and Synergies), un modello di valutazione integrata, parte del progetto MINNI (Modello Integrato Nazionale a supporto della Negoziazione Internazionale sui temi dell'inquinamento atmosferico)<sup>35,36,37</sup>, una suite modellistica sviluppata per conto del Ministero dell'Ambiente, del Territorio e del Mare, da ENEA in collaborazione con ARIANET Srl e IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis).

Per completezza di trattazione sono state elaborate analisi di impatto per le entrate dello Stato sulla fiscalità nel settore riscaldamento civile.

## 4.2 Il TIMES-Italia e approccio di sistema

Il ricorso ad analisi di scenario, cioè all'uso di descrizioni internamente coerenti dell'evoluzione del sistema energetico, permette inoltre di "tenere insieme" tutte le componenti del sistema, un elemento essenziale per effettuare valutazioni quantitative circa una delle questioni caratteristiche della politica energetica, la compatibilità tra obiettivi diversi. In tal modo risulta anche possibile rappresentare le interazioni esistenti tra i molti fattori in grado di influire sullo sviluppo delle diverse tecnologie, ed esplorare i trade-off esistenti tra le possibili traiettorie di sviluppo del sistema energetico, e insieme valutare le implicazioni di ciascuna di tali traiettorie in termini di costi, equilibrio fra domanda e offerta di energia, emissioni di CO<sub>2</sub>.

Gli scenari energetici descritti in questo rapporto sono stati realizzati utilizzando il modello tecnico-economico di equilibrio parziale TIMES-Italia<sup>38</sup>, sviluppato dall'UC-Studi e Strategie dell'ENEA a partire dal generatore di modelli TIMES messo a punto nell'ambito dell'Implementing Agreement della IEA "Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP)<sup>39</sup>".

Il modello TIMES-Italia fornisce una rappresentazione matematicamente formalizzata, ma necessariamente semplificata, del sistema energetico italiano, con una caratterizzazione dettagliata delle tecnologie utilizzate secondo parametri di tipo tecnologico (efficienza, vita utile, potenza, flussi..), economico (costi fissi e variabili, tassi di ammortamento...) ed ambientale (emissioni da combustione, emissioni di processo...). Sono caratterizzati tutti i settori di uso finale con i relativi servizi energetici principali, il settore trasformazione e gli approvvigionamenti di energia e sono messi in correlazione attraverso i principali flussi energetici.

<sup>34</sup> <http://www.iea-etsap.org/web/index.asp> e <http://www.iea-etsap.org/web/Docs/TIMESDoc-Intro.pdf>

<sup>35</sup> Mircea et al., 2014. "Assessment of the AMS-MINNI system capabilities to simulate air quality over Italy for the calendar year 2005". Atmospheric Environment, 84, 178-188.

<sup>36</sup> D'Elia et al., 2009. "Technical and Non-Technical Measures for air pollution emission reduction: The integrated assessment of the regional Air Quality Management Plans through the Italian national model". Atmospheric Environment, 43, 6182-6189.

<sup>37</sup> [www.minni.org](http://www.minni.org)

<sup>38</sup> "Il modello energetico TIMES Italia. Struttura e dati", Gaeta M., Baldissara B., **ENEA-RT-2011-09**. [http://opac.bologna.enea.it:8991/RT/2011/2011\\_9\\_ENEA.pdf](http://opac.bologna.enea.it:8991/RT/2011/2011_9_ENEA.pdf)

<sup>39</sup> <http://www.iea-etsap.org/web/index.asp> e <http://www.iea-etsap.org/web/Docs/TIMESDoc-Intro.pdf>

Il modello determina la combinazione di minimo costo di fonti e tecnologie energetiche che possono soddisfare una domanda prefissata di servizi energetici (riscaldamento/raffrescamento, calore di processo, forza motrice, illuminazione ecc.) e l'evoluzione del sistema anche su un arco temporale di vari decenni. Tale strumento garantisce al tempo stesso coerenza, riproducibilità e trasparenza degli scenari prodotti.

Gli scenari realizzati, infatti, quantificano le ricadute di una determinata politica energetica, in termini di tecnologie, mix, dipendenza energetica, secondo l'evoluzione di alcune variabili chiave che guidano l'evoluzione del sistema energetico: lo sviluppo economico; la dinamica demografica; il costo dell'energia; le politiche energetiche e ambientali (in particolare le misure di incentivazione, e quelle per la mitigazione del cambiamento climatico); l'intensità energetica degli stili di vita. Il Modello TIMES-Italia elabora per questi input ed obiettivi una soluzione di ottimo vincolato, assicurandone la coerenza nelle varie parti del sistema.

Questo risultato però costituisce una delle traiettorie possibili del sistema, coerente con i vincoli e le premesse date, non rappresenta una *predizione di come si configurerà* il sistema energetico italiano né di come è *più probabile* che evolva sulla base dei trend attualmente in atto.

#### 4.2.1 Le ipotesi di scenario

Il futuro del sistema energetico italiano viene esplorato mediante un'analisi di scenario costruita attorno ad alcune "incertezze critiche", rappresentate quantitativamente da "variabili chiave" (ciascuna delle quali può evolvere lungo traiettorie alternative). Le seguenti variabili rappresentano in modo sintetico le caratteristiche fondamentali dell'evoluzione futura del quadro energetico italiano e globale:

- lo sviluppo economico (evoluzione del PIL e, più nel dettaglio, struttura del sistema economico e valori aggiunti settoriali);
- la dinamica demografica (ad es. numero e dimensione media delle famiglie);
- il costo dell'energia (in particolare: il prezzo internazionale delle fonti energetiche tradizionali);
- le politiche energetiche e ambientali (da quelle che regolano i mercati, alle misure di incentivazione, a quelle che interessano il cambiamento climatico);
- l'intensità energetica degli stili di vita (rappresentata ad es. dall'attitudine dell'utente finale a un uso più razionale dell'energia e/o dall'evoluzione degli standard di "benessere");

Combinando i sopracitati fattori di incertezza è possibile esaminare l'evoluzione del sistema energetico a partire da diversi "sentieri di sviluppo" che possono intraprendere i fattori chiave di cui sopra. Gli scenari presentati muovono, perciò, dall'analisi dei bilanci energetici nazionali mettendo in relazione i consumi settoriali con le possibili dinamiche future dei relativi indicatori socio-economici di riferimento (Valore Aggiunto, PIL, PIL pro capite...). Lo sviluppo del sistema è inoltre influenzato dal quadro politico nazionale e comunitario e dalla possibile evoluzione tecnologica in termini di efficienza e costi.

Gli indicatori economici e demografici, quindi, insieme con la disponibilità ed evoluzione dei prezzi delle fonti fossili, costituiscono i principali fattori che influenzano la domanda di servizio energetico e l'evoluzione dell'intero sistema energetico. Gli scenari energetici analizzati in questo studio sono elaborati a partire dalle medesime proiezioni di questi driver per garantire la piena confrontabilità degli stessi. In tutti gli scenari sono inoltre rispettate i target energetico-ambientali della Strategia Energetica Nazionale (SEN) al 2020.

#### 4.2.1.1 *Ipotesi macroeconomiche*

Il 2014 è il terzo anno consecutivo di calo per il PIL italiano. Il -0.4% calcolato dall'Istat in base alle prime stime sulla media dei trimestri segue infatti il crollo del 2.3% del 2012 e il -1.9% del 2013.

Il PIL Italiano nel 2014 ha registrato per il terzo anno consecutivo un calo pari allo 0.4%<sup>40</sup> rispetto all'anno precedente. Per il periodo 2015-30, la dinamica dello sviluppo economico si ipotizza positiva con un tasso di crescita di circa 1.35%<sup>41</sup> l'anno utilizzando le stesse proiezioni per l'Italia alla base del recente Impact Assessment che accompagna la Comunicazione "A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030" della Commissione Europea.

**Tabella 17 - Evoluzione del PIL e Valore Aggiunto, 2015-2030, tassi medi annui % e dato storico in M€**

<b>Economic indicators</b>	<b>2010 storico</b>	<b>15-20</b>	<b>20-25</b>	<b>25-30</b>
	<b>M€ (anno 2010)</b>	<b>t.m.a.</b>	<b>t.m.a.</b>	<b>t.m.a.</b>
<i>GDP</i>	1543166	1.05	1.52	1.46
<i>VA-agriculture</i>	26372	0.43	0.56	0.37
<i>VA-construction</i>	84514	0.74	1.08	1.98
<i>VA-services</i>	1029134	1.12	1.68	1.62
<i>VA-industry</i>	223870	0.93	1.2	0.84
VA-iron and steel	6721	0.38	0.21	0.11
VA-non ferrous metals	2085	0.55	0.86	0.64
VA-chemicals	15462	1.19	1.04	0.79
VA-non metallic minerals	11169	1.92	2.24	1.5
VA-pulp, paper and printing	10301	1.09	1.67	1.33
VA-other industries	178132	0.79	1.09	0.8

Fonte: ISTAT, e GEM3E 2012 per Commissione Europea per periodo 2015-2030

Le dinamiche demografiche per l'Italia sono basate sullo scenario centrale ISTAT di "Previsioni demografiche 1° gennaio 2011-2065". La proiezione demografica prevede una dinamica dei flussi migratori che aiuta a mantenere i tassi di crescita positivi, ma non è sufficiente a sostenere una crescita elevata (Tabella 18).

<sup>40</sup> Fonte: ISTAT - *Conti Economici Nazionali – dato PIL 2014 a prezzi correnti: 1'565'916M€.*

<sup>41</sup>Questi tassi di crescita sono le stesse ipotesi, utilizzate per le analisi di scenario della Commissione Europea.

**Tabella 18 - Evoluzione della popolazione in Italia. Anni 2000-2030**

<i>Mln ab</i>	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Popolazione</b>	56.92	58.46	60.34	61.64	62.50	63.08	63.48

Fonte: ISTAT

Di conseguenza l'evoluzione prevista delle famiglie, e in particolare del numero medio di componenti per famiglia, mostra il proseguire del trend storico di riduzione ed un appiattimento intorno al valore di 2.36 al 2030.

Le ipotesi utilizzate sul prezzo delle fonti fossili, altro fattore molto importante per l'evoluzione del sistema energetico, sono le stesse utilizzate per le analisi di scenario della Commissione Europea per l'Impact Assessment della Comunicazione "A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030".

**Tabella 19 - Ipotesi di evoluzione dei prezzi dei combustibili fossili**

<i>€ - 2010 per boe</i>	2000	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Petrolio</b>	35.8	60.0	86.0	88.5	89.2	93.1
<b>Gas</b>	25.0	37.9	53.8	61.5	58.9	64.5
<b>Carbone</b>	9.9	16.0	22.0	22.6	23.7	24.0

Fonte: Prometheus – Commissione EU

Parimenti le ipotesi sul prezzo della CO<sub>2</sub>, sono mutuata dagli scenari elaborati col modello PRIMES per la Commissione Europea.

#### 4.2.1.2 *Ipotesi di policy e obiettivi SEN*

Gli scenari qui presentati a livello normativo includono le politiche attuate a livello comunitario e nazionale e le conseguenti disposizioni legislative adottate entro dicembre 2013. Il sistema energetico rappresentato con il TIMES-Italia, è calibrato con le ultime statistiche ufficiali Eurostat al 2012.

In particolare sono state prese in considerazione le politiche e piani vigenti in tema energetico e ambientale includendo anche gli obiettivi della recente Strategia Energetica Nazionale<sup>42</sup>, nel dettaglio:

- Superamento degli obiettivi ambientali al 2020 e in particolare:
  - Riduzione del 21% delle emissioni di GHG al 2020 rispetto ai livelli registrati nel 2005.
  - Superamento dell'obiettivo del 17% di fonti rinnovabili al 2020, raggiungendo una quota di circa 19-20% di FER sui Consumi Finali Lordi.

<sup>42</sup> Lo scenario proposto da ENEA mantiene gli obiettivi SEN al 2020 come quota percentuale e non in valore assoluto, a causa dell'evoluzione del sistema energetico e delle diverse condizioni macroeconomiche a contorno rispetto al quadro di riferimento al tempo di realizzazione della Strategia Energetica Nazionale.

- Incremento dell'efficienza energetica: al 2020 la SEN pone l'obiettivo di raggiungere una riduzione di quasi il 24% del fabbisogno energetico primario rispetto allo scenario PRIMES 2008 preso a riferimento.
- Rivisitazione degli obiettivi e del mix del PAN in luce delle stime del Conto Energia Termico, in particolare incremento significativo del consumo di biomasse e della produzione elettrica da solare fotovoltaico.

### 4.3 Il modello Gains-Italia

Il modello GAINS-Italia (Greenhouse and Air Pollution Interaction and Synergies) è un modello di valutazione integrata, parte del progetto MINNI (Modello Integrato Nazionale a supporto della Negoziazione Internazionale sui temi dell'inquinamento atmosferico)<sup>43,44,45</sup>, una suite modellistica sviluppata per conto del Ministero dell'Ambiente, del Territorio e del Mare, da ENEA in collaborazione con ARIANET Srl e IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis) e comprendente, oltre GAINS-Italia, il Sistema Modellistico Atmosferico, SMA-Italia, composto a sua volta da un modello meteorologico e da un modello di trasporto chimico con alcuni pre e post processori dei dati meteorologici ed emissivi.

Il modello stima possibili traiettorie di riduzione delle emissioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, COVNM, PM<sub>2.5</sub>, PM<sub>10</sub>, NH<sub>3</sub>, gas ad effetto serra e, attraverso le matrici di trasferimento elaborate dal sistema SMA-Italia per l'anno meteorologico medio, mappe di concentrazione dei valori medi annuali degli inquinanti PM<sub>2.5</sub> e NO<sub>2</sub> con una risoluzione spaziale di 20 km x 20 km. Naturalmente la realizzazione di mappe di concentrazione a scala 20 x 20 km costituisce una prima analisi preliminare degli effetti di uno scenario energetico. Analisi approfondite devono essere realizzate con strumenti appropriati a scala locale.

Il modello GAINS-Italia è un modello tecnologico, che contiene quindi un lungo elenco di tecnologie e processi emissivi e possibili tecnologie di riduzione delle emissioni inquinanti. Le emissioni dei molteplici inquinanti sono quindi legate alla penetrazione delle diverse tecnologie di abbattimento e sono così calcolate in GAINS:

$$E_{i,p} = \sum_k \sum_m \text{Act}_{i,k} * E_{f,i,k,m,p} * x_{i,k,m,p}$$

Con

$i, k, m, p$  = Regione, attività, tecnologia abbattimento, inquinante

$\text{Act}_{i,k}$  = Livello di Attività del settore  $k$  per la regione  $i$

$E_{f,i,k,m,p}$  = Fattore di Emissione dell'inquinante  $p$  per l'attività  $k$  nella regione  $i$  dopo l'applicazione

$x_{i,k,m,p}$  = percentuale della quantità di attività  $k$  soggetta alla misura  $m$  relativa all'inquinante  $p$

<sup>43</sup> Mircea et al., 2014. "Assessment of the AMS-MINNI system capabilities to simulate air quality over Italy for the calendar year 2005". Atmospheric Environment, 84, 178-188.

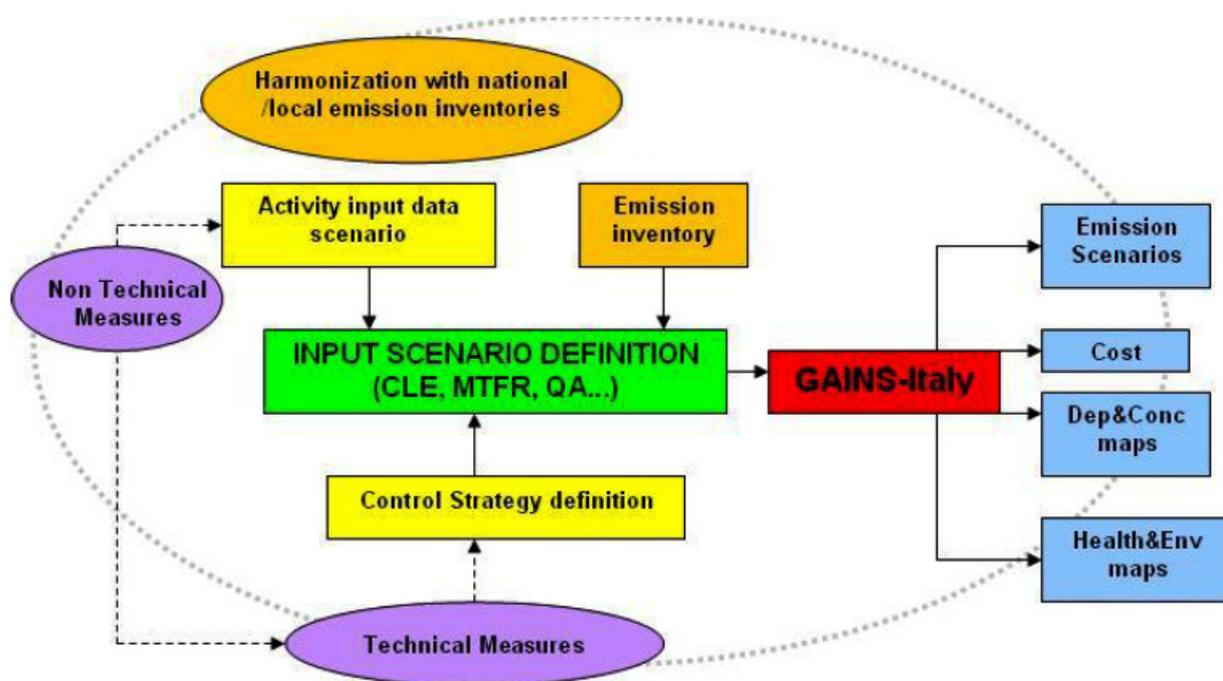
<sup>44</sup> D'Elia et al., 2009. "Technical and Non-Technical Measures for air pollution emission reduction: The integrated assessment of the regional Air Quality Management Plans through the Italian national model". Atmospheric Environment, 43, 6182-6189.

<sup>45</sup> [www.minni.org](http://www.minni.org)

Esso, come tutti i modelli, non è che una rappresentazione semplificata di una realtà molto più complessa. Per esigenze di modellazione, il GAINS non contiene tutte le sorgenti emissive che possono essere trovate nel “mondo reale” o contenute in un inventario delle emissioni, ma seppur limitati e aggregati, i settori considerati nel modello costituiscono una rappresentazione piuttosto efficace di tutte le sorgenti emissive.

Per la realizzazione degli scenari emissivi, il GAINS-Italia integra le informazioni provenienti da diversi modelli quali modelli emissivi, di qualità dell’aria, di ottimizzazione dei costi ed energetici, come per esempio il TIMES-Italia, ampliandone i risultati prodotti anche in termini di variazioni di emissioni e di impatti ambientali e evidenziando eventuali incompatibilità tra politiche di mitigazione e altre tipologie di politiche ambientali.

Figura 38 - Il modello GAINS-Italia (da D’Elia et al., 2009)

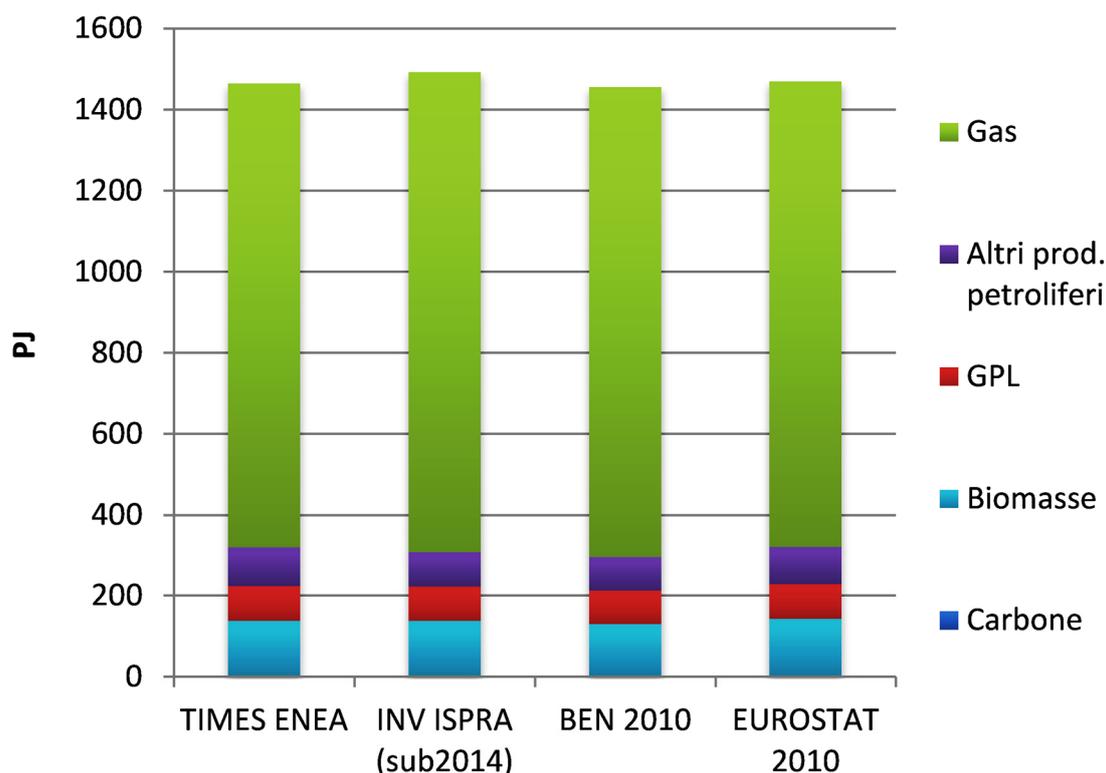


#### 4.3.1 Metodologia e Strategia di Controllo

Date le incertezze nella realizzazione di uno scenario emissivo è importante fornire una visione sugli sviluppi futuri quanto più ampia possibile. Lo sviluppo di uno scenario emissivo, elaborato con il modello GAINS-Italia, richiede preliminarmente la quantificazione delle attività antropogeniche e la definizione di una Strategia di Controllo ad intervalli quinquennali per il periodo temporale considerato, 2010-2030.

Per quanto riguarda le attività antropogeniche, è stato necessario definire scenari energetici per stimare le emissioni provenienti da sorgenti energetiche, ed i relativi scenari per le attività produttive, industriali e non, per stimare le emissioni provenienti dai processi produttivi (numero di capi allevati, quantità di fertilizzanti, quantità di vernici, quantità di solventi, produzione di cemento, acciaio ecc.). In questo studio viene preso come base lo scenario energetico di Riferimento ENEA.

Figura 39 - Confronto tra i consumi energetici dello scenario di input al GAINS e fonti statistiche nazionali



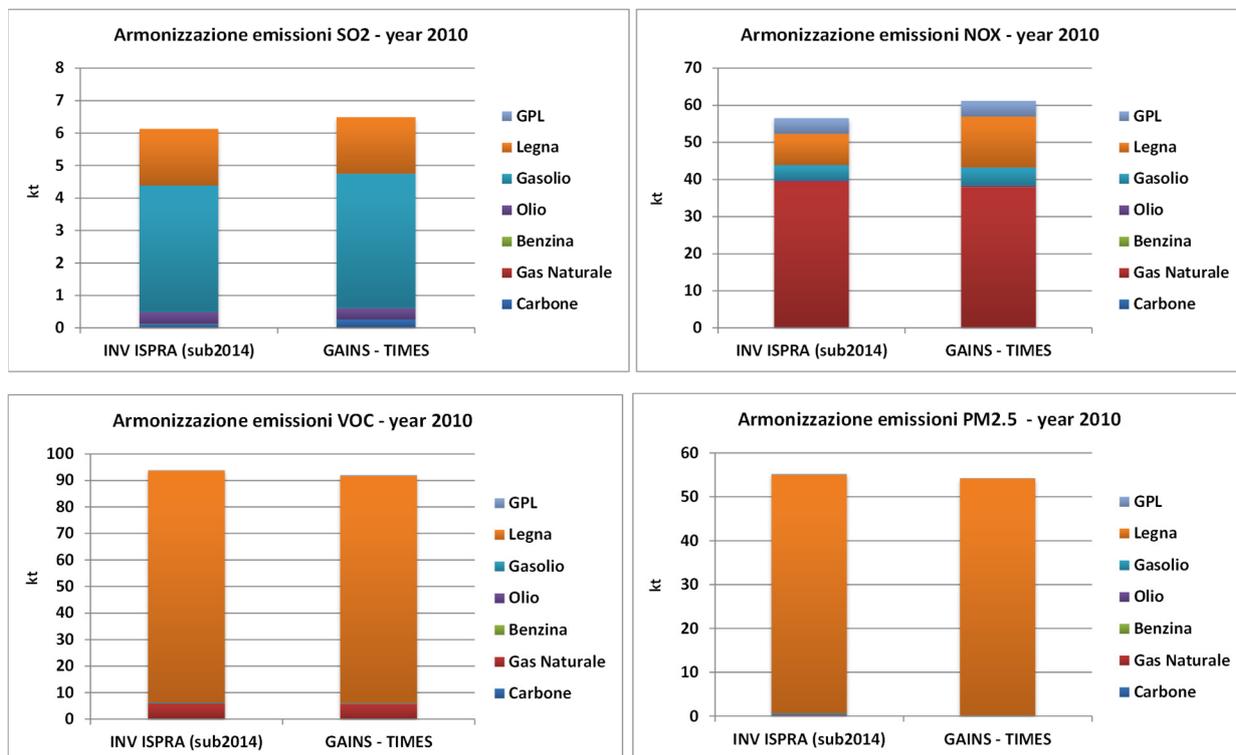
Fonte: elaborazioni ENEA

Prima ancora di procedere con le analisi emissive al 2030 è stata verificata la calibrazione dell'intero settore energetico ed in particolare del settore Civile al 2010 del modello GAINS-Italia avente come input energetico lo scenario di Riferimento TIMES-Italia, effettuando un confronto con le principali statistiche nazionali sia per i consumi energetici per fonte che per le emissioni dei principali inquinanti.

I modelli utilizzati, TIMES-Italia e GAINS-Italia, sono entrambi modelli tecnologici pur presentando strutture ed aggregazioni differenti. Inoltre le statistiche di riferimento sia energetiche che emissive hanno aggregazioni, modalità di rilevamento e stima dei dati molto differenti tra loro. Risulta pertanto di particolare importanza verificare l'affidabilità delle emissioni calcolate dal modello attraverso una procedura di confronto tra il dato emissivo stimato dal modello per un determinato anno e i dati storici delle emissioni per lo stesso anno. Tale processo, chiamato di armonizzazione, è quindi un passaggio fondamentale per garantire la validazione del modello e l'affidabilità delle proiezioni.

Di fatto il modello TIMES-Italia riproduce i consumi energetici al 2010 (anno preso a riferimento in questo studio) rilevati dalle statistiche ufficiali Eurostat. Queste ultime tuttavia presentano qualche piccola differenza rispetto alle rilevazioni energetiche che sono alla base dell'Inventario Nazionale delle emissioni a causa di metodologie statistiche diverse (Figura 40).

Figura 40 - Armonizzazione delle emissioni dei principali inquinanti tra lo scenario emissivo TIMES-GAINS e l'Inventario Nazionale ISPRA



Fonte: elaborazioni ENEA

Le emissioni dei principali inquinanti stimate dal GAINS (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, COV, NH<sub>3</sub>, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>) a partire dallo scenario energetico TIMES (con opportuna interfaccia TIMES-GAINS) all'anno 2010 risultano ben armonizzate con i dati dell'inventario nazionale (INV ISPRA). Si rileva tuttavia una differenza di circa il 6% delle emissioni di SO<sub>2</sub> da gasolio a causa di diverse procedure di stima dei consumi energetici di tale commodity, e maggiori emissioni di NO<sub>x</sub> per la legna dovute a differenti coefficienti emissivi. È necessario tener presente che l'Inventario delle Emissioni è pur sempre un risultato di stima, dove sorgenti dei dati, parametri di calcolo e categorizzazioni utilizzati dagli esperti non necessariamente collimano con quelle dei modelli di simulazione.

Elemento fondamentale per le proiezioni emissive e le analisi di sensibilità qui realizzate è la cosiddetta *Strategia di Controllo*. Questa rappresenta l'insieme delle misure tecnologiche di abbattimento che si prevede saranno introdotte entro l'orizzonte temporale di riferimento e si esprime in termini di percentuale di applicazione di ciascuna tecnologia di controllo per settore, combustibile e tecnologia energetica o produttiva. Ad esempio la Strategia di Controllo CLE o Current Legislation è quella costruita sulla base dell'applicazione della legislazione nazionale e comunitaria vigente.

Il modello GAINS-Italia è infatti un modello tecnologico, che contiene quindi un lungo elenco di processi produttivi emissivi e tecnologie di abbattimento degli inquinanti che permettono di simulare l'implementazione delle principali direttive ambientali.

La normativa ambientale considerata riguarda fra le altre l' applicazione delle Direttive EU che regolano ad es. il tenore di zolfo dei combustibili (Direttiva 1999/32/CE, Direttiva 2003/17/CE e Direttiva 2012/33/CE), gli standard Euro per il settore trasporti, i limiti alle emissioni industriali degli impianti (Direttiva 2001/80/CE e Direttiva 2000/76/CE), i limiti al contenuto di solventi nelle vernici, i limiti previsti per gli allevamenti zootecnici, il contenuto di azoto nei fertilizzanti e così via.

La presenza di questo lungo elenco di tecnologie va ad armonizzarsi e a fornire un dettaglio maggiore del modello TIMES-Italia che, per sua natura, non presenta delle differenziazioni tecnologiche così spinte (ad esempio non distingue tra caldaia automatica o manuale o non presenta tecnologie con o senza precipitatore elettrostatico per l'abbattimento dei PM).

Per tutti gli scenari energetici sono stati, quindi, realizzati **scenari emissivi con strategia di controllo CLE** (Current Legislation) in cui si ipotizza la piena applicazione della legislazione vigente o che si prevede entrerà in vigore nell'orizzonte temporale dello scenario, senza considerare alcuna misura aggiuntiva oltre a quelle già previste dalla legislazione.

Per avere una visione più completa e maggiore sensibilità sulle proiezioni future, tenendo conto dell'incertezza intrinseca ai modelli stessi, è stato realizzato, per lo scenario energetico di riferimento, uno **scenario emissivo MTFR settoriale** (Maximum Technically Feasible Reduction) che prevede una strategia di controllo con la massima applicazione delle più efficienti tecnologie disponibili per l'abbattimento degli inquinanti nel settore residenziale. L'utilizzo di una Strategia MTFR settoriale permette di valutare la massima riduzione di emissioni tecnicamente realizzabile nel settore. Questo rappresenta evidentemente un limite teorico.

#### 4.4 Scenari energetici elaborati

In questo studio sono stati valutati gli impatti futuri, fino al 2030, di tre scenari energetici, realizzato con il modello TIMES Italia, che seguono le indicazioni introdotte nel contesto energetico italiano dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN), in particolare sull'incremento dell'uso di biomasse per usi termici nel settore residenziale. Gli elementi energetici e tecnologici principali di questo scenario sono stati il punto di partenza per il calcolo delle emissioni di inquinanti atmosferici e la definizione di corrispondenti mappe di concentrazioni degli inquinanti maggiormente impattanti attraverso l'utilizzo del modello GAINS-Italia.

Gli elementi caratterizzanti i tre scenari energetici sono così descritti:

- Lo **scenario di Riferimento (RIF)**. Proietta l'evoluzione del sistema energetico a partire dalla legislazione vigente e dalle tendenze in atto in ambito demografico, tecnologico ed economico. Esso descrive uno sviluppo neutrale senza nuove politiche oltre quelle già implementate, ma accogliendo gli obiettivi europei al 2020, i vincoli per il settore ETS<sup>46</sup>, i Piani di azione per l'efficienza energetica (PAEE) e per le FER (PAN) e soprattutto gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale al 2020. Per l'orizzonte temporale 2030 non sono prese in considerazione ulteriori politiche e/o misure.
- Lo scenario a **Biomassa costante (BIOcost)**. Sostanzialmente questo scenario permette di raggiungere la stessa riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dello scenario di Riferimento, ma con un mix leggermente diverso da quest'ultimo, imponendo un consumo di biomasse non superiore a quello delle ultime stime ISTAT sui *Consumi energetici delle famiglie, 2014* (circa 19 Mt di biomasse legnose). Per tutto il resto lo scenario BIOcost segue le indicazioni della Strategia Energetica Nazionale (SEN).
- Lo scenario **Decarbonizzazione 2030 (DEC)**. Scenario di riduzione delle emissioni basato sul recente Impact Assessment della Comunicazione "*A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030*" (SWD(2014)15 final). È uno scenario che quantifica l'impatto sul sistema energetico di una riduzione di circa il 36% rispetto ai livelli del 2005 delle emissioni di CO<sub>2</sub> e che ingloba obiettivi, politiche e misure paragonabile al quadro energetico delineato dalla Strategia Energetica Nazionale secondo l'evoluzione della normativa, economica ed energetica italiana attuale.

In tutti gli scenari sono stati inclusi i risultati in termini di quantità e tipologia delle biomasse consumate nel settore residenziale pubblicati da ISTAT nel 2014. Nel momento in cui il presente lavoro è stato realizzato, la revisione della serie storica dei consumi di legna da ardere non era stata ancora pubblicata, pertanto per la stima del dato di attività 2010 propedeutico per le analisi ambientali si è applicato al consumo storico 2010 di biomassa legnosa un incremento proporzionale all'incremento osservato per il 2012 (ottenuto dalla comparazione tra il bilancio energetico nazionale Eurostat 2012 aggiornato all'aprile 2015 e quello precedente l'aggiornamento<sup>47</sup>).

<sup>46</sup> ETS: Emission Trading Scheme.

<sup>47</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> del 27/04/2015.



## 5. SCENARIO DI RIFERIMENTO

### 5.1 Scenario energetico RIF

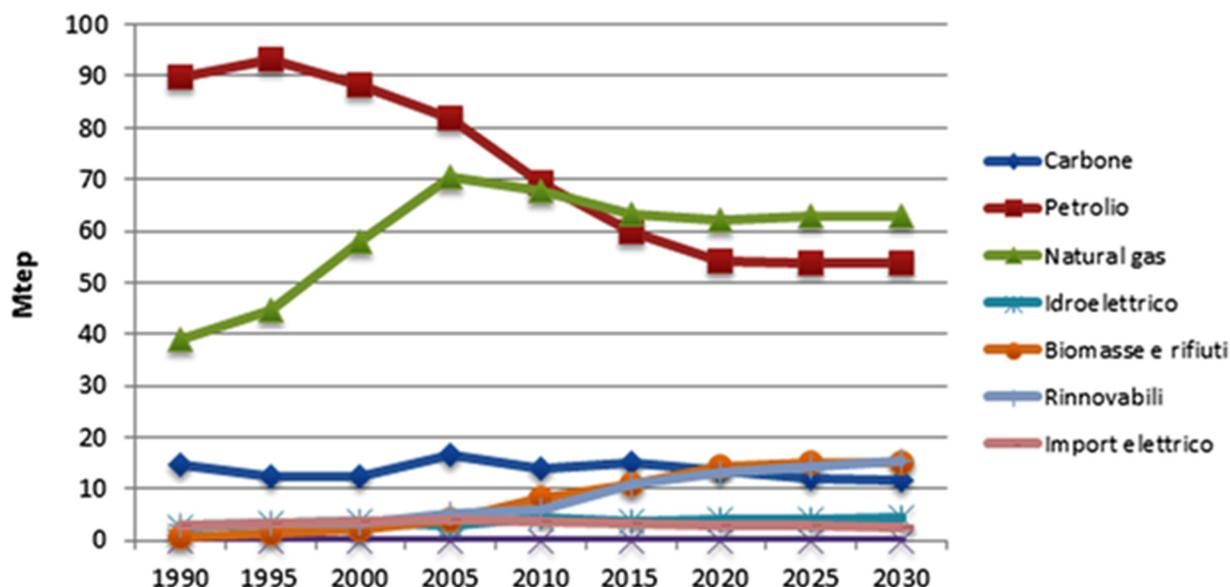
#### 5.1.1 Il fabbisogno di energia primaria

Per effetto delle misure, politiche e obiettivi previsti dal Ministero dello Sviluppo Economico nella SEN, nonché delle politiche energetiche e ambientali vigenti, nello scenario di Riferimento, il fabbisogno di energia primaria decresce con un tasso medio annuo dello 0.6% nel periodo 2010-2020, portando ad una sostanziale stabilizzazione dei consumi nel lungo periodo (+0.1% m.a. nel periodo 2020-30). La richiesta di energia primaria<sup>48</sup> nel 2020 è circa 164.5 Mtep, il che rappresenta una riduzione del consumo di energia (al netto degli usi non energetici) rispetto all'andamento inerziale delineato dalla Commissione Europea<sup>49</sup>, superiore a quella del 20% auspicata dal pacchetto 2020.

La recente crisi economica ha portato ad una caduta della domanda di energia primaria, come della produzione e degli investimenti, soprattutto nei settori ad alta intensità energetica. L'intensità energetica si è ridotta nell'ultimo quinquennio dello -1.08% m.a. per effetto sia della contrazione dei consumi primari, dovuta alla crisi economica (-1.3% m.a.), sia delle politiche che hanno promosso e incrementato l'efficienza energetica.

Lo scenario di Riferimento (RIF) mostra anche esso una decrescita media annua dell'intensità energetica dell'1.35%, per effetto sia del naturale efficientamento tecnologico che della terziarizzazione del Paese.

Figura 41 - Fabbisogno di energia primaria per fonte nello scenario ENEA (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA

<sup>48</sup> Nella contabilizzazione in energia primaria, le fonti non fossili e l'elettricità non proveniente da biomasse sono convertite utilizzando la metodologia del "Contenuto di energia fisica" [IEA Key World Energy Statistics].

<sup>49</sup> European Energy And Transport Trends To 2030 — Update 2007. European Commission.

Il fabbisogno energetico nazionale continua ad essere soddisfatto principalmente da combustibili fossili (77% nel 2030) anche se nel lungo periodo i tassi di crescita di tali fonti sono sempre più bassi:

- Il petrolio già dal 2010 riduce il proprio contributo al fabbisogno energetico a seguito di un sempre minore impiego nel settore termoelettrico; nel secondo decennio di proiezione (2020-30) il ricorso ai prodotti petroliferi si stabilizza (-0.1% m.a.), restando legato alla crescita della domanda di trasporto.
- Il gas naturale, che negli ultimi anni ha invertito i suoi trend di crescita di consumo passando dai 68 Mtep del 2010 ai 61 nel 2012, registra un decremento dello 0.9% nel periodo 2010-20, e una crescita contenuta nel periodo successivo (0.11% m.a.), arrivando così a coprire il 41% dell'energia primaria nazionale nel 2030.
- Il carbone risulta stabile nel primo decennio ma presenta addirittura un'inversione di tendenza (-1.5% m. a.) nel decennio 2020-30.
- Aumenta nel tempo la quota di fabbisogno energetico soddisfatto dalle fonti rinnovabili. Queste crescono ad un tasso medio annuo di circa il 3.1%, passando dai circa 19 Mtep del 2010 a quasi 35 nel 2030.

### 5.1.2 Il parco di generazione elettrica

Nello *Scenario di Riferimento*, dopo la flessione dovuta alla crisi economica, riprende il trend storico di crescita del Consumo Interno Lordo di energia elettrica (CIL)<sup>50</sup> con un aumento dell'0.7% medio annuo, (365 TWh nel 2020 e 394 TWh nel 2030). Ciò è il risultato combinato da un lato di una crescita dell'elettrificazione e dall'altro dei forti obiettivi di efficienza energetica (che spingono ad una riduzione della domanda di elettricità nei settori di uso come effetto dell'utilizzo di tecnologie sempre più efficienti) e dell'efficientamento delle reti di trasmissione e distribuzione. Il ricorso all'energia elettrica cresce in particolare nel settore civile, per il processo di terziarizzazione del Paese e la diffusione della climatizzazione estiva e delle apparecchiature elettriche per l'intrattenimento (+5.4%).

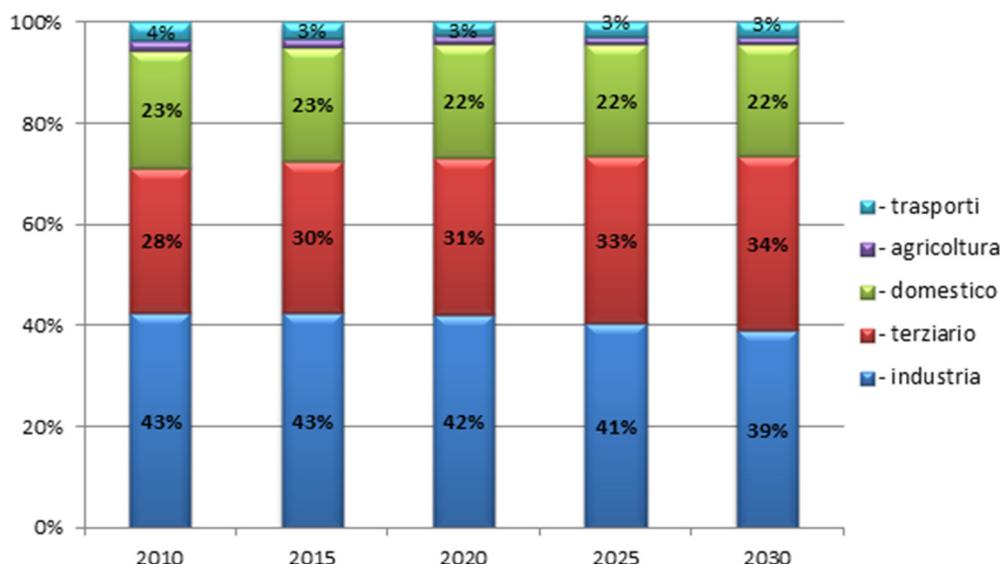
Le proiezioni dello *Scenario di Riferimento ENEA* mostrano un parco di generazione molto diverso rispetto ai decenni passati con una crescita soprattutto delle installazioni a fonti rinnovabili (+5% t.m.a. nel periodo 2020-10 e +1% nel 2030-20) e in particolare degli impianti fotovoltaici, eolici e biomasse. Nel 2020 la produzione elettrica da rinnovabili sfiora complessivamente i 124 TWh (quasi il 40% da eolico e fotovoltaico) e al 2030 i 137 TWh.

La penetrazione di generazione da fonte rinnovabile è legata a tre fattori principali:

- I forti incentivi che negli ultimi due anni hanno portato la produzione a livelli confrontabili con gli obiettivi PAN al 2020;
- Le politiche di contenimento delle emissioni;
- L'auspicato raggiungimento della *grid parity* nei prossimi anni.

<sup>50</sup> CIL= Consumo interno Lordo di energia elettrica, pari alla produzione lorda di energia elettrica più il saldo scambi con l'estero. Può essere al lordo o al netto dei pompaggi.

Figura 42 - Ripartizione della richiesta di elettricità per settore di uso finale (%)



Fonte: elaborazione ENEA

Il forte sviluppo della produzione da fonte rinnovabile e una domanda elettrica che cresce moderatamente compromettono il ricorso a combustibili fossili che scende al 60% della generazione nel 2030. In particolare il ricorso al gas naturale nel primo decennio di indagine presenta una lieve flessione (-1.5% rispetto al 2010) per poi invertire il trend e raggiungere i 165 TWh nel 2030. I prodotti petroliferi proseguono il trend di decrescita fino a quasi scomparire al 2030 mentre il ricorso al carbone rimane costante.

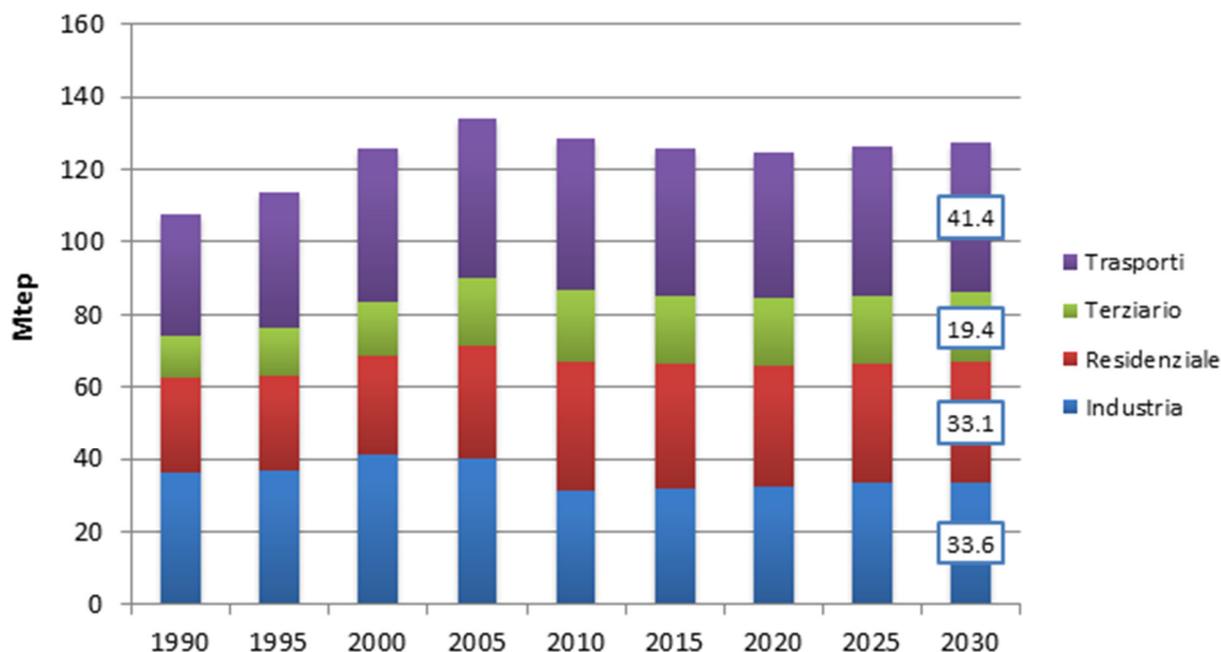
### 5.1.3 I consumi energetici finali

Sulla base della futura richiesta di servizi energetici nei vari settori ed in assenza di nuove politiche, lo Scenario di Riferimento prospetta un fabbisogno di energia dei settori di uso finale in leggera decrescita, ma piuttosto stabile a partire dal 2020.

Nonostante l'ipotesi di ripresa economica sostenuta dopo il 2020, le nuove politiche contengono i consumi energetici dei settori di uso finale mantenendo la domanda al 2030 entro i 127 Mtep (124 Mtep al 2020). Questo è il risultato dell'effetto combinato di:

- un aumento più contenuto della domanda di servizi energetici rispetto al passato (tassi di produzione, crescita demografica minore e più lenta diffusione di tecnologie energetiche per raggiunti livelli di saturazione in diversi segmenti);
- un miglioramento dell'efficienza dei dispositivi d'uso finale, dovuto a innovazione tecnologica, fattori di mercato e standard di prestazione minimi (certificazioni di prodotto, ecolabeling, etichettatura energetica, prestazioni minime degli edifici).

Figura 43 - Domanda di energia nei settori di uso finale nello Scenario di Riferimento<sup>51</sup> (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA

L'opzione dell'efficienza energetica è dunque perseguita in tutti i settori di uso finale.

Nel settore Civile (Residenziale, Terziario e Agricoltura) si concentrano la maggior parte delle misure previste dal Piano di Efficienza Energetica Nazionale, sia per il suo crescente peso nel totale dei consumi energetici (nel 2020 contribuisce al 40% dei consumi finali), sia per la varietà di opzioni tecnologiche già oggi disponibili in tutti i servizi energetici richiesti nel settore.

Il settore trasporti vede la diffusione di veicoli più performanti, in particolare nel trasporto su strada e, in parte, un maggior ricorso a carburanti alternativi. Rispetto al PAEE si contemplan nel 2020 nuovi risparmi energetici per lo sviluppo di infrastrutture e scambi intermodali e per l'incremento dell'offerta di mobilità di mezzi di trasporto pubblici alimentati elettricamente.

Nel settore industriale l'efficienza energetica è il principale motore di spinta alla riduzione dei consumi grazie al ricorso alla cogenerazione e all'utilizzo di motori più efficienti e sistemi di controllo. Ulteriori risparmi rispetto al PAEE sono dovuti a Sistemi di Riscaldamento elettrico, e all'estensione al 2020 del sistema certificati bianchi su misure di compressione meccanica vapore, interventi di recupero termico nei processi industriali ad alto contenuto di energia.

Il mix energetico utilizzato per soddisfare la richiesta di servizi energetici vede l'affermarsi delle fonti rinnovabili termiche che arrivano a coprire oltre l'8% dei consumi nel 2020. L'energia elettrica contribuisce al 23% dei consumi finali scontando la riduzione dei consumi elettrici dovuta all'utilizzo di tecnologie più performanti come previsto da PAEE e obiettivi aggiuntivi.

<sup>51</sup> Dato 2010 dei consumi di biomassa stimato secondo dati 2013 di indagine ISTAT.

Nello *Scenario di Riferimento ENEA* si evidenzia una diminuzione del consumo di prodotti petroliferi e gas (al 2030 rispettivamente il 13% e il 7% in meno relativamente al 2010) anche se il contributo percentuale di gas ai consumi finali rimane pressoché costante (passando dal 30% del 2010 al 28.4% al 2030) .

#### 5.1.4 Focus sui consumi energetici nel settore residenziale e terziario

L'evoluzione dei consumi energetici nel settore civile e in particolare in quello residenziale risente molto della costruzione dello scenario ed in particolare delle ipotesi che hanno portato alla definizione delle proiezioni delle domande di servizio energetico che guidano il settore.

I servizi energetici considerati nel settore Residenziale sono complessivamente dieci e vanno dalla richiesta di riscaldamento, agli usi cucina e all'illuminazione (ecc.).

La richiesta di ciascun servizio energetico del settore viene definita per l'anno di inizio delle elaborazioni e proiettata negli anni di indagine in funzione dei fattori che ne possono influenzare l'evoluzione. Il principale driver per i servizi energetici del Residenziale è rappresentato dal numero di famiglie, la cui evoluzione è determinata a partire dalle proiezioni ISTAT sulla popolazione nazionale<sup>52</sup> (Scenario Centrale) e da ipotesi sulla numerosità media dei nuclei familiari, assunta in riduzione, coerentemente coi recenti trend.

**Tabella 20 - Ipotesi di evoluzione dei servizi energetici negli scenari ENEA, Settore Residenziale**

Servizio Energetico	UDM	2010	2020	2030
Riscaldamento + ACS	Mtep utili	19.3	21.3	21.5
Cucina	Mtep utili	1.1	1.2	1.2
Climatizzazione estiva	TWh fr	16	25	29
Illuminazione	Mdi di lumen	445	468	483
Conservazione alimenti	Mdi litri	9.3	9.8	10.1
Lavaggio biancheria	Mdi lavaggi	6.2	6.6	6.9
Asciuga biancheria	Mdi lavaggi	0.1	0.3	0.5
Lavaggio stoviglie	Mdi lavaggi	3.1	4.0	4.9
Altri usi elettrici	TWh utili	20	23	25

Fonte: elaborazione ENEA

La richiesta di usi termici è pertanto proiettata in modo proporzionale alla crescita del numero di famiglie: la richiesta di calore per il riscaldamento tiene conto anche del differente fabbisogno di calore per tipologia edilizia, del tasso di ristrutturazione delle abitazioni e del volume di nuove costruzioni in linea con le stime del Piano d'Azione italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE). L'evoluzione delle utenze elettriche è invece funzione sia della crescita del numero di famiglie che del livello di diffusione ed utilizzo di ciascuna tecnologia.

La stima della richiesta dei diversi servizi energetici del settore conduce a valori di fabbisogno energetico complessivo del Residenziale coerente, in termini assoluti e di contributo di ciascuna commodity, con i dati storici Eurostat (GPL 1.2 Mtep al 2012).

<sup>52</sup> ISTAT – Previsioni Demografiche, [http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCIS\\_PREVDEM](http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCIS_PREVDEM)

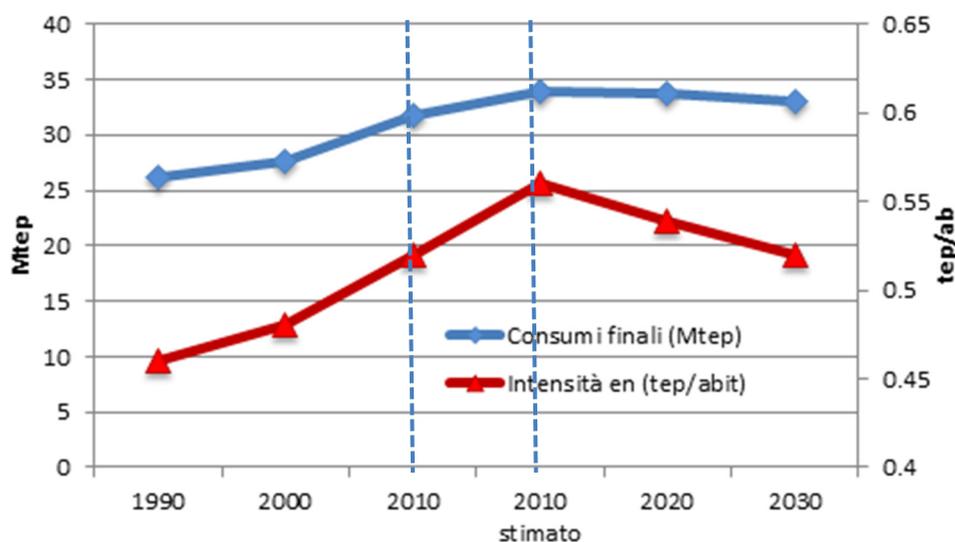
Principali risultati dello Scenario di Riferimento ENEA per il settore Residenziale

Secondo le elaborazioni ENEA, per effetto dell’implementazione delle misure di efficienza energetica previste dal governo italiano, i consumi finali di energia nel settore Residenziale potrebbero attestarsi nel medio-lungo periodo sui valori del 2012, circa 34 Mtep.

Nel momento in cui il presente lavoro è stato realizzato, la revisione della serie storica dei consumi di legna da ardere non era stata ancora pubblicata, pertanto, a partire da questo paragrafo, per la stima del dato di attività 2010 propedeutico per le analisi ambientali si è applicato al consumo storico 2010 di biomassa legnosa un incremento proporzionale all’incremento osservato per il 2012 (ottenuto dalla comparazione tra il bilancio energetico nazionale Eurostat 2012 aggiornato all’aprile 2015 e quello precedente l’aggiornamento<sup>53</sup>). Contrariamente all’aumento dei consumi registrato fino al decennio scorso (+20% tra il 1990 e il 2010), il tasso di crescita dei consumi nel prossimo ventennio potrebbe addirittura risultare negativo (-0.1% medio annuo per il periodo 2030-2010).

Come si evince dalla Figura 44, il modesto aumento della popolazione (+0.3% m.a.) risulterebbe infatti più che compensato dal miglioramento delle prestazioni medie di dispositivi finali e prestazioni degli edifici: l’intensità energetica del settore delineata dallo Scenario ENEA risulta pertanto in riduzione (-0.3% medio annuo 2030-2010, rispetto al +0.7% del ventennio scorso).

**Figura 44 - Consumi finali di energia e intensità energetica pro-capite nello scenario ENEA**



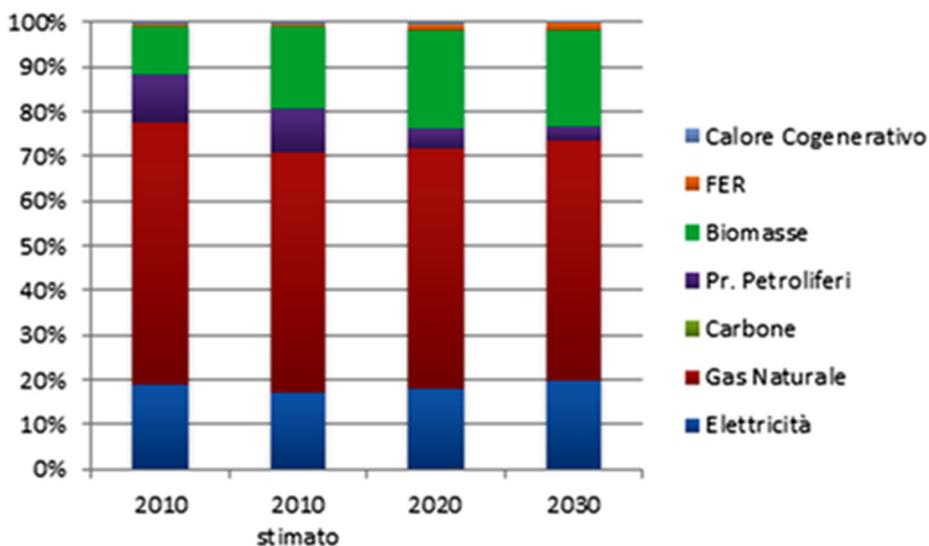
	1990	2000	2010	2010 stimato	2020	2030	2030-2010
Consumi finali (Mtep)	26.1	27.6	31.7	34	33.7	33	-0.15%
Popolazione (milioni)	56.7	56.9	60.3	60.3	62.5	63.5	0.26%
Intensità energ. (tep/abit)	0.46	0.48	0.52	0.56	0.54	0.52	-0.37%

Fonte: elaborazione ENEA

<sup>53</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> del 27/04/2015.

In termini di mix energetico del settore, nello Scenario ENEA il gas naturale continua a rappresentare la principale fonte, utilizzata in primo luogo per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria (che complessivamente rappresentano circa i ¾ dei consumi del settore). In aumento anche il ricorso alle fonti rinnovabili termiche, in particolare le biomasse (in virtù degli obiettivi nazionali di FER), a fronte di una riduzione di prodotti petroliferi.

Figura 45 - Fuel mix energia finale nello Scenario ENEA, settore Residenziale



Commodity	2010	2010 stimato	2020	2030
Elettricità	19%	17%	18%	20%
Gas naturale	59%	54%	53%	54%
Carbone	0%	0%	0%	0%
Pr. petroliferi	11%	10%	5%	3%
Biomasse	11%	18%	22%	22%
FER	0.5%	0.5%	1.7%	1.5%
Calore cogenerativo	0.4%	0.36%	0.4%	0.3%
TOTALE	100%	100%	100%	100%

Fonte: elaborazione ENEA

I consumi elettrici risultano in crescita per l'intero orizzonte di indagine, in continuità con il trend storico del settore (seppur con tassi inferiori: +0.4 % m.a. 2030-2010, a fronte del +1,6% registrato tra il 1990 e il 2010). Alla riduzione della domanda di energia elettrica imputabile alla diffusione di apparecchiature più performanti, in particolare climatizzatori ed elettrodomestici bianchi, si contrappone infatti la diffusione di nuove apparecchiature elettriche per l'intrattenimento e la climatizzazione.

Lo Scenario ENEA delinea, per il medio-lungo periodo, la diffusione di tecnologie e apparecchiature più performanti che riescono a contenere la crescente richiesta di servizi energetici, imputabile a stili di vita sempre più energivori, oltre che all'aumento della popolazione.

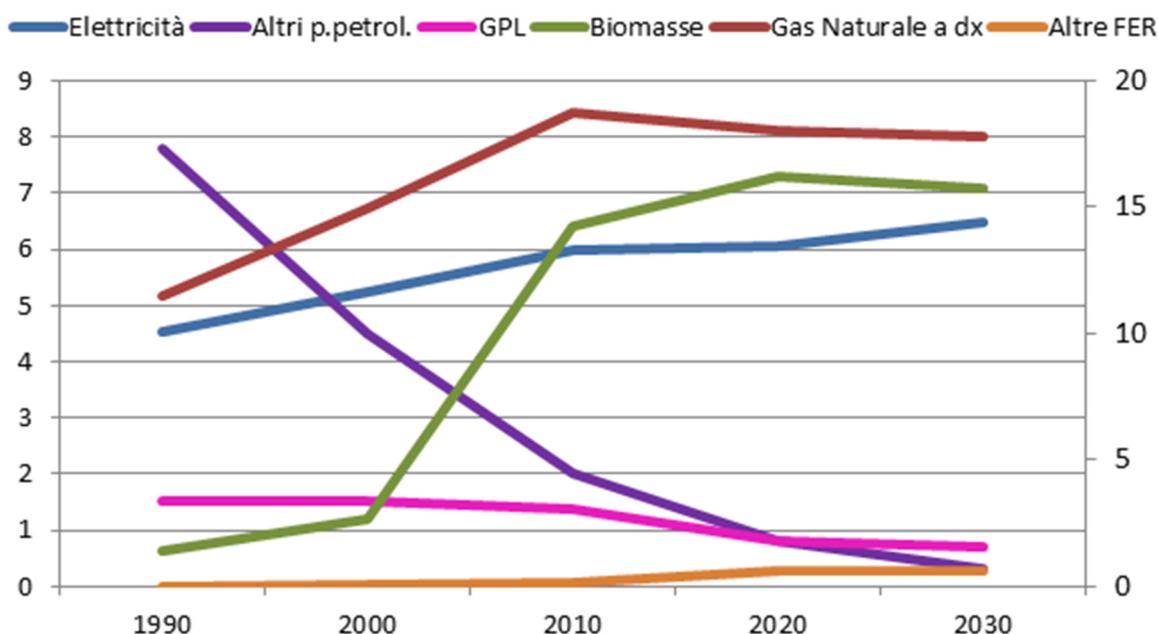
Accanto al contenimento dei consumi energetici, il governo italiano, in linea con le politiche UE, ha definito degli obiettivi di ricorso a fonti energetiche rinnovabili, riportate nel Piano d’Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili 2010 e nella più recente Strategia Energetica Nazionale 2013. Nel settore Residenziale il raggiungimento dei target di FER è stato affidato da un lato alla promozione all’acquisto di impianti solari termici e di tecnologie a biomassa e a pompe di calore, dall’altro tramite l’obbligo di integrazione di rinnovabili negli edifici di nuova costruzione o in caso di ristrutturazione integrale.

Per effetto di queste azioni, il mix energetico del settore si è andato modificando negli ultimi anni: alla crescita delle rinnovabili, triplicate rispetto ad appena dieci anni fa, è corrisposta una riduzione di prodotti petroliferi. Il contributo complessivo del petrolio al fabbisogno energetico del settore è infatti passato da oltre un terzo del 1990 (36%), a poco più del 20% nel 2000, fino a circa il 10-11% del 2010. In termini assoluti, i consumi di prodotti petroliferi nel settore sono scesi da oltre 9 Mtep del 1990, a circa 3 Mtep del 2010. I dati più recenti, riferiti all’anno 2012, sembrano confermare tali trend: il contributo complessivo di GPL, diesel, kerosene ed altri prodotti petroliferi è infatti ulteriormente sceso da 3.3 Mtep del 2010 a 2.8 Mtep nel 2012,

Lo Scenario ENEA, costruito in maniera tale da garantire il raggiungimento degli obiettivi di medio-lungo periodo previsti dal Governo in materia di efficienza energetica e di ricorso alle fonti rinnovabili, prospetta una continuazione di tale trend anche per i prossimi anni:

- le misure di efficienza energetica determinano una leggera diminuzione del gas naturale, dai 18.7 Mtep del 2010 a 17,8 nel 2030, in controtendenza rispetto alla diffusione del metano registrata negli ultimi decenni (3% medio annuo il tasso di crescita dal 1990 al 2010);
- la diffusione di apparecchiature elettriche determina una crescita dei consumi elettrici anche nel lungo periodo, seppur con tassi di crescita inferiori rispetto agli anni passati, per la penetrazione di apparecchiature più performanti (+0.4% m.a. nel periodo 2010-2030, rispetto al +1.6% m.a. del 1990-2010);
- le politiche di promozione delle Fonti Rinnovabili determinano una crescita, seppur più contenuta rispetto agli ultimi anni, delle rinnovabili termiche nel settore, che arrivano fino a circa 7 Mtep nel 2030;
- per i prodotti petroliferi lo Scenario ENEA delinea una riduzione in linea con i trend degli ultimi venti anni (dell’ordine del -3.5% m.a.), fino al 2030, il cui il contributo complessivo arriva appena ad 1 Mtep.

Figura 46 - Fabbisogno energetico del Residenziale, ScENARIO ENEA (Mtep)



Mtep	1990	2000	2010	2020	2030	2010-1990	2030-2010
Carbone	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	-14.8%	-3.2%
Elettricità	4.5	5.3	6.0	6.1	6.5	1.4%	0.4%
Gas naturale	11.5	15.0	18.7	18.0	17.8	2.5%	-0.2%
Altri prod. petrol.	7.8	4.5	2.0	0.8	0.3	-6.6%	-9.0%
GPL	1.5	1.5	1.4	0.8	0.7	-0.5%	-3.3%
Biomasse	0.6	1.2	6.4	7.3	7.1	12.4%	1%
Altre FER	0.0	0.1	0.2	0.7	0.6	18.8%	7.5%

Fonte: elaborazione ENEA  
\*consumo biomassa stimato

Dall’analisi dei dati storici la diffusione di tecnologie che fanno ricorso alle fonti rinnovabili termiche, così come quelle a pompe di calore, fino ad oggi sembra abbiano influito maggiormente sul mercato dei prodotti petroliferi quali kerosene, diesel ecc., intaccando anche parte del mercato del GPL. Per tali commodity (i prodotti petroliferi escluso il GPL) si è infatti registrata una riduzione di quasi il 6.6% medio annuo dal 1990 ad oggi, passando da quasi 8 Mtep del 1990 ad appena 2 Mtep del 2010 (1.6 Mtep nel 2012). Per il GPL, il discorso è stato diverso: i consumi, pari a circa 1.5 Mtep dal 1990, si sono abbassati a 1.37 Mtep nel 2010 (-0,5% m.a. 1990-2010). Il maggior ricorso a tecnologie da fonti rinnovabile (oltre 7 Mtep in totale al 2030) e elettricità, prospetta, oltre che una continuazione del trend negativo degli altri prodotti petroliferi (che arrivano a 0.7 nel 2030), anche una forte riduzione del GPL, che arriva al 2030 a circa 0.7 Mtep (al 2012 i consumi di GPL per il settore residenziale sono ulteriormente scesi passando da 1.37 Mtep del 2010 a 1.2 Mtep nel 2012, con una caduta del -12%).

Per ragioni di completezza si riportano in Tabella 21 i fabbisogni energetici del settore terziario sia per gli anni passati sia per l’orizzonte di scenario considerato.

Tabella 21 - Fabbisogno energetico del settore terziario\* per fonti, scenario ENEA (Mtep)

Mtep	1990	2000	2010	2020	2030	2010-1990	2030-2010
Carbone	0	0	0	0	0	0	0
Elettricità	3.8	5.3	7.8	8.9	10.7	3.7%	1.6%
Gas Naturale	4.2	5.7	8.8	6.1	5.3	3.7%	-2.5%
Altri prodotti petrol.	3.1	2.9	2.6	2.2	2.1	-0.9%	-1.1%
GPL	0.3	0.7	0.66	0.4	0.2	4.1%	-5.8%
Biomasse	0.03	0.01	0.02	0.04	0.04	-1.3%	3.5%
Altre FER	0.2	0.2	0.1	0.5	0.6	-1.5%	9.4%
Calore cogenerativo	0.0	0.0	0.1	0.3	0.4	56.7%	7%
Totale	11.7	14.9	20.08	18.5	19.4		

\*Settore terziario: include il settore commerciale e l'agricoltura

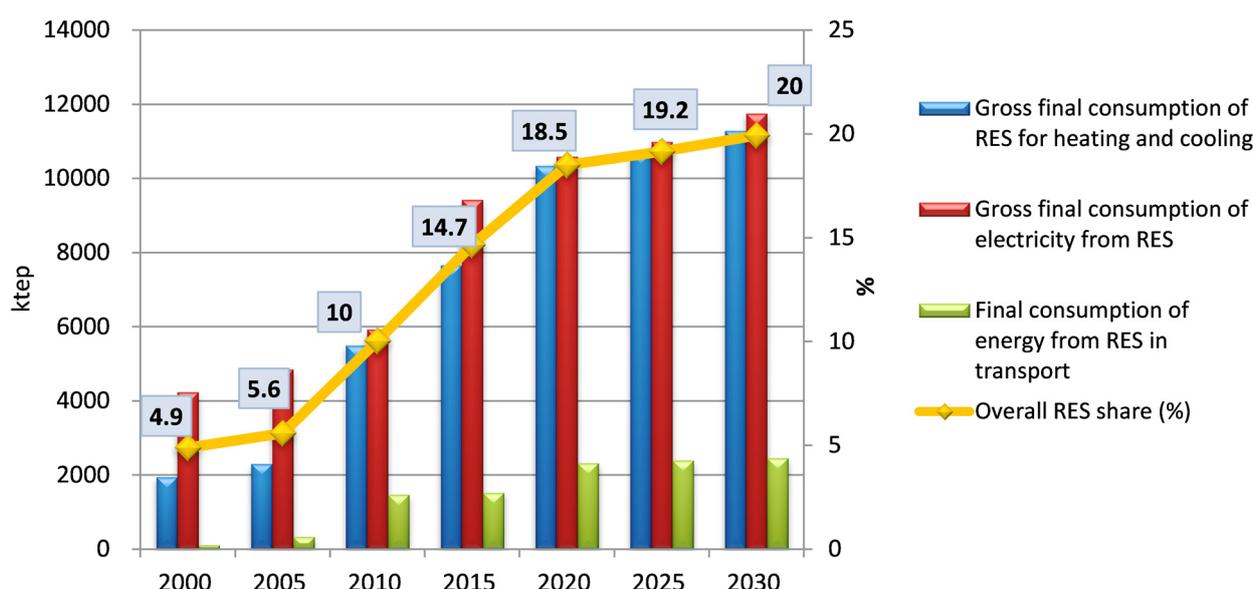
Fonte: elaborazione ENEA

Come si può notare per il settore si prospetta una lieve diminuzione dei consumi al 2030 rispetto al 2010. Tale trend è il risultato di una riduzione dei consumi di combustibili fossili, un incremento dei consumi elettrici ed una lieve crescita dei consumi di fonti rinnovabili (inclusa la biomassa) e di calore cogenerativo.

### 5.1.5 Obiettivi FER al 2020: consumi rinnovabili elettrici, termici e trasporti

Con l'insieme di misure e obiettivi del Ministero dello Sviluppo Economico, nella Strategia Energetica Nazionale si prevede il raggiungimento e il superamento degli obiettivi fissati dal PANER nel 2010 (17% di FER).

Figura 47 - Consumi FER nei settori e share FER sui consumi finali lordi (FER/CFL)



Fonte: elaborazione ENEA

Nello *Scenario ENEA*, infatti, il consumo di energie rinnovabili nel 2020 raggiunge circa il 19% dei consumi finali lordi (17% nel PAN) e quasi il 20% se si considerano anche i “trasferimenti rinnovabili” da altri Stati previsti dal PAN. Il maggiore contributo aggiuntivo rispetto agli obiettivi del PAN viene dal settore elettrico che nello scenario analizzato raggiunge i 10.5 Mtep di FER contro gli 8.5 Mtep previsti dal PAN.

La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica fotovoltaica e biomasse di piccola taglia, insieme alle altre rinnovabili elettriche, permette, infatti, di superare l’obiettivo del 26.4% di rinnovabili nei consumi finali lordi di elettricità raggiungendo il 34%.

Il forte efficientamento previsto nello Scenario Strategico permette di ottenere risultati significativi per le rinnovabili termiche: in termini assoluti si registra il raggiungimento di oltre 10 Mtep di FER nel settore di riscaldamento e raffrescamento.

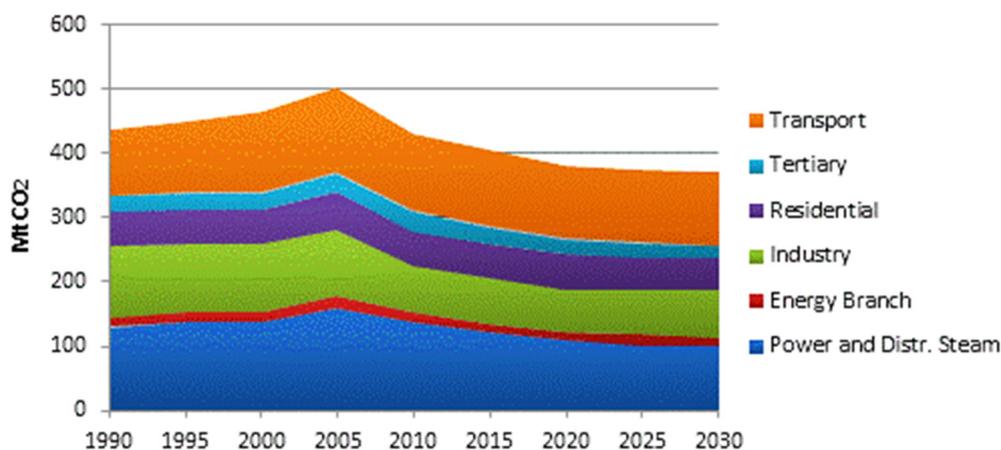
### 5.1.6 Le emissioni di CO<sub>2</sub> dello scenario di riferimento

Lo *Scenario di Riferimento ENEA* prospetta un quadro del Paese in grado di condurre il sistema energetico verso una traiettoria ambientalmente più sostenibile con un trend emissivo in decrescita per i prossimi anni. Nel 2030 le emissioni della sola CO<sub>2</sub><sup>54</sup> decrescono del 27% rispetto al 2005 (501 MtCO<sub>2</sub>) sfiorando le 370 MtCO<sub>2</sub><sup>55</sup>. In questa prospettiva sono rispettati gli obiettivi di riduzione delle emissioni prospettate dalla direttiva ETS.

La tendenza che caratterizza lo *Scenario* è l’effetto combinato di molteplici fattori:

- il graduale processo di decarbonizzazione della generazione elettrica, per l’aumento di produzione da fonti rinnovabili;
- la riduzione della domanda di energia nei settori finali, conseguenza dell’incremento di efficienza energetica;
- il differente mix di combustibili negli usi finali di energia, per un maggior ricorso alle fonti rinnovabili termiche e biocarburanti.

Figura 48 - Emissioni da combustione e di processo di CO<sub>2</sub>



Fonte: elaborazione ENEA

<sup>54</sup> Le emissioni di CO<sub>2</sub> sono calcolate direttamente con il modello TIMES\_Italia.

<sup>55</sup> Total CO<sub>2</sub> emissions excluding net CO<sub>2</sub> from LULUCF. Fonte: NIR 2010 – ISPRA.

## 5.2 Scenario emissivo CLE

### 5.2.1 Emissioni degli inquinanti atmosferici relative allo scenario di riferimento o CLE ENEA

Definito lo scenario energetico di input e armonizzata la stima delle emissioni all'anno base 2010, il modello GAINS-Italia elabora uno scenario delle emissioni per i principali inquinanti atmosferici SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM<sub>2.5</sub> e COV con cadenza quinquennale. In questo studio è stato realizzato un focus sul settore civile.

Per quanto riguarda l'anno base 2010, è stata recentemente pubblicata una revisione della serie storica dei consumi di legna da ardere<sup>56</sup>. Le conseguenze di tale revisione in termini emissivi sono in corso di elaborazione da parte di ISPRA, pertanto, per le finalità di questo studio, le emissioni di PM<sub>2.5</sub> relative alla combustione della legna da ardere nel settore residenziale per l'anno 2010 sono state calcolate da ENEA considerando come dato energetico il 2010 stimato come precedentemente illustrato e i fattori di emissione e le tecnologie attualmente adottati nell'inventario nazionale elaborato da ISPRA<sup>57,58</sup>. Per l'elaborazione degli scenari emissivi, nel settore residenziale si è considerata una diffusione delle tecnologie di abbattimento CLE (*Current LEgislation*), in cui si ipotizza la piena applicazione della legislazione vigente o che si prevede entrerà in vigore nell'orizzonte temporale dello scenario, senza considerare alcuna misura aggiuntiva oltre a quelle già previste dalla legislazione (relativa allo scenario GAINS-It elaborato per la revisione del Protocollo di Göteborg<sup>30</sup>), ed è riportata nelle Tabelle 22 e 23.

**Tabella 22 - Ripartizione dei consumi di legna da ardere nel settore residenziale (%)**

Settore residenziale	2010	2015	2020	2025	2030
Camini	63	63	63	63	63
Stufe	37	37	37	37	37

Fonte: elaborazioni ENEA, ISPRA<sup>30</sup>

**Tabella 23 - Strategia di controllo CLE per la combustione di legna da ardere nel settore residenziale (%)**

Tecnologia	2010	2015	2020	2025	2030
Camino aperto	68	53	45	42	39
Camino chiuso	32	47	55	58	61
Stufa tradizionale	76	60	50	43	36
Stufa innovativa	10	18	21	24	27
Stufa pellet	14	22	29	33	37

Fonte: elaborazioni ENEA, ISPRA<sup>30</sup>

<sup>56</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances>

<sup>57</sup> ISPRA, 2015. Inventario nazionale delle emissioni in atmosfera 1990-2013. Informativo inventory report 2015.

<sup>58</sup> [http://tfeip-secretariat.org/assets/Combustion\\_Industry/EP2015\\_Milan/TaurinoWoodCombustion.pdf](http://tfeip-secretariat.org/assets/Combustion_Industry/EP2015_Milan/TaurinoWoodCombustion.pdf)

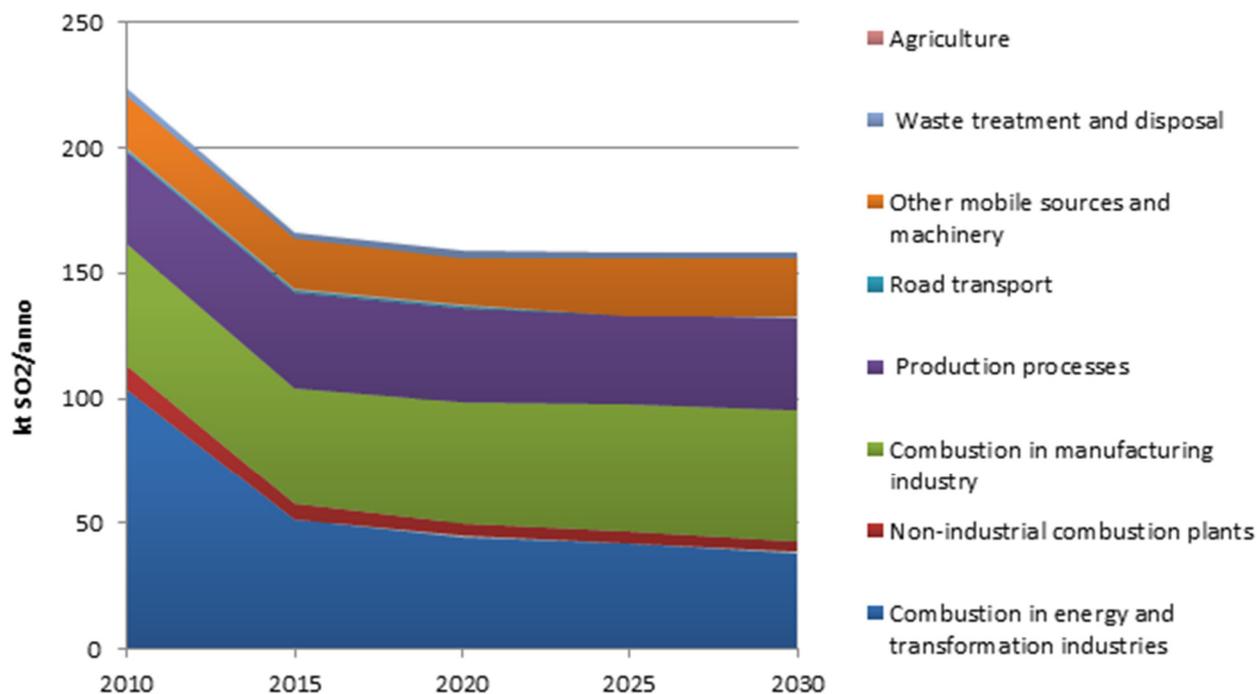
Le ipotesi sintetizzate nelle precedenti Tabelle 20 e 21 sono state applicate ai tre scenari energetici elaborati. In questo studio è stato realizzato un focus sul settore civile e la discussione dell’analisi dei risultati verrà limitata al 2030 come già fatto per lo scenario energetico.

### 5.2.2 Emissioni di SO<sub>2</sub>

La maggior parte delle emissioni antropogeniche di SO<sub>2</sub> deriva dalla combustione di combustibili contenenti zolfo, quali diversi prodotti petroliferi e carbone. La progressiva riduzione del tenore di zolfo in questi combustibili e la diffusione di tecnologie via via più efficienti ha portato ad una forte riduzione delle emissioni già nel periodo 2005-2010 e tale riduzione continuerà nei prossimi anni di scenario (Figura 50).

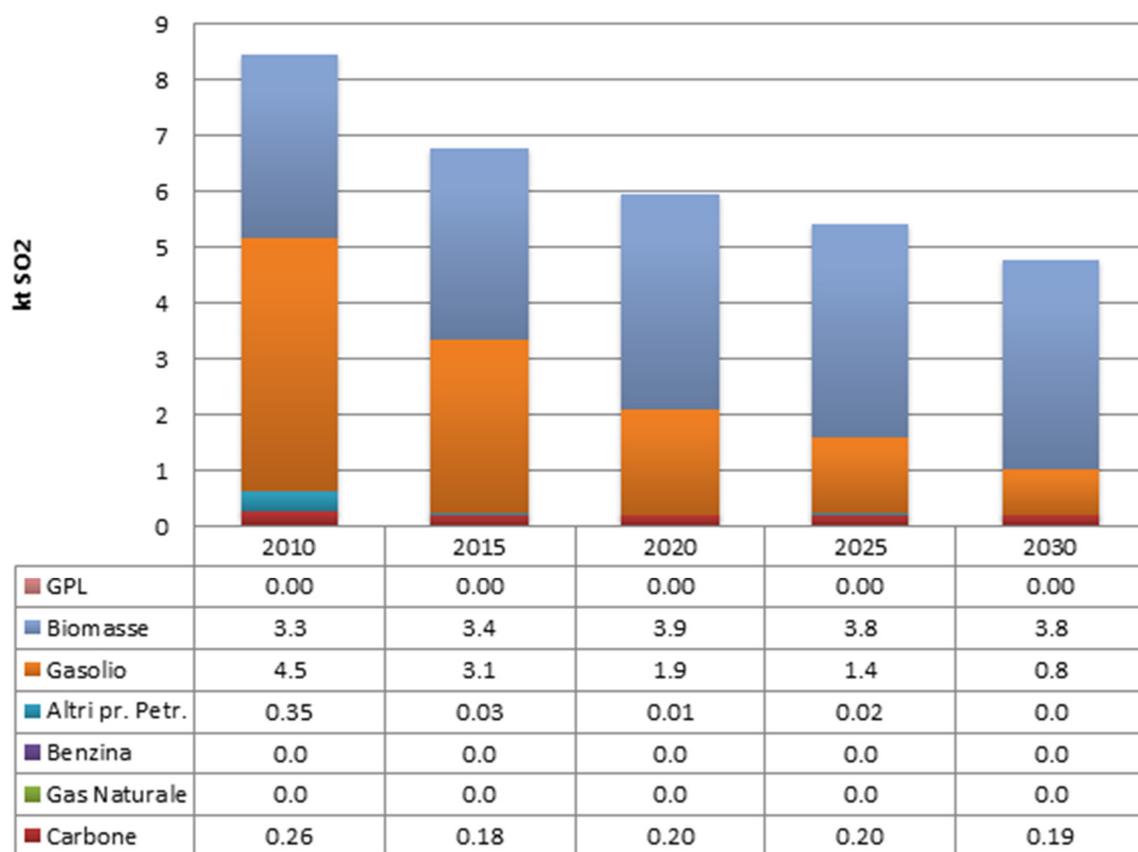
Questa riduzione emissiva è prevalentemente dovuta al settore *“Combustion in energy and transformation industries”*, le cui emissioni nel 2015 si riducono del 71% rispetto al 2005, per la progressiva chiusura delle centrali a olio combustibile. Nel lungo periodo il principale contributore alle emissioni di SO<sub>2</sub> diventa il settore manifatturiero che al 2030 raggiunge il 33% del totale. Il settore civile ha un ruolo marginale (Figura 49).

Figura 49 - Evoluzione delle emissioni di SO<sub>2</sub> per settore, classificazione SNAP, 2010-2030 - scenario RIF CLE



Fonte: elaborazioni ENEA

Figura 50 - Emissioni SO<sub>2</sub> per combustibile - settore CIVILE - scenario RIF CLE



Fonte: elaborazioni ENEA

Nel settore civile si è registrata una riduzione di SO<sub>2</sub> del 55% già tra il 2005 e il 2010 dovuta alla sostituzione dei prodotti petroliferi nei consumi finali. Al 2030 sono stimabili ulteriori decrementi di SO<sub>2</sub> rispetto al 2010 (-44%). Nel tempo cambia il contributo dei vari combustibili alle emissioni di SO<sub>2</sub>: se nel 2010 i prodotti petroliferi, e in particolare il gasolio, contribuivano per il 58% del totale, al 2030 tale contributo cala al 18%. Per contro si afferma nel tempo il consumo di biomasse da 6.4 Mtep nel 2010 a 7.1 Mtep nel 2030 e le relative emissioni con un aumento del 13% rispetto ai livelli del 2010. Alla fine del periodo considerato il contributo delle biomasse alle emissioni di SO<sub>2</sub> arriva al 79%. Si noti che il contributo dalle emissioni derivanti da gas naturale e GPL è praticamente nullo, non per il non utilizzo di tali vettori energetici, ma in virtù del coefficiente emissivo pari a zero<sup>59</sup> (Figura 50).

### 5.2.3 Emissioni di NO<sub>x</sub>

In atmosfera sono presenti sia il monossido di azoto (NO) sia il biossido di azoto (NO<sub>2</sub>), quindi si considera come parametro rappresentativo la somma pesata dei due, definita ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>). NO<sub>x</sub> è un inquinante secondario le cui fonti principali sono il trasporto su strada, il riscaldamento e i processi di combustione industriali e rappresenta uno dei maggiori problemi negli ambienti urbani.

<sup>59</sup> Fonte SINAnet ISPRA: <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view>

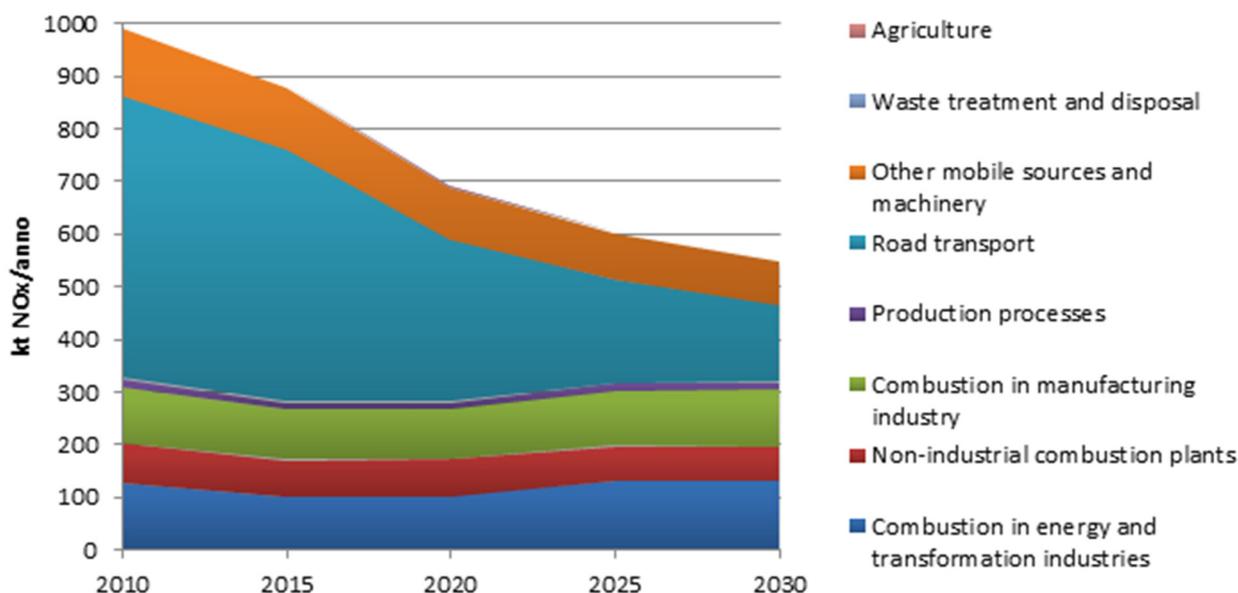
Le emissioni di NO<sub>x</sub> sono dominate dal trasporto stradale per cui la riduzione complessiva delle emissioni dipenderà fortemente dalla positiva applicazione dei nuovi standard Euro nei veicoli stradali. Il trasporto stradale, infatti, è la principale sorgente di emissioni di NO<sub>x</sub>, che al 2010 rappresenta il 51% delle emissioni totali seguito, con il 12%, dal settore industriale, con il 10% dal trasporto marittimo e con il 9% dal trasporto off road (Figura 51).

Sulla base dell'Inventario nazionale delle emissioni elaborato da ISPRA, nel 2012 risulta una decrescita delle emissioni nazionali di NO<sub>x</sub> del 58% a partire dal 1990. Nelle proiezioni future ENEA, le emissioni di NO<sub>x</sub> continuano il loro trend di decrescita fino ad una riduzione del 56% al 2030 rispetto ai dati 2005 e del 44% rispetto al 2010. Il settore auto continua ad avere un ruolo chiave nelle emissioni, ma dopo il 2020 si osserva una riduzione di quest'ultime davvero significativa, dovuta in parte alla diffusione di auto ibride e a gas.

Le cause determinanti nella riduzione delle emissioni vengono individuate nell'installazione dei catalizzatori nei veicoli, nell'adozione di misure volte al miglioramento dei processi di combustione nella produzione energetica e di tecniche di abbattimento dei fumi e nella sostituzione del carbone col gas naturale.

A seguito di questi trend è chiaro come il peso relativo dei vari settori nelle emissioni di questo inquinante cambi col tempo evidenziando un minor ruolo del settore trasporti ed un peso crescente del settore energetico e delle industrie di trasformazione, del manifatturiero e del settore civile (Figura 51 e Tabella 24).

Figura 51 - Evoluzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> per settore, classificazione SNAP, 2010-2030 - scenario RIF CLE



Fonte: elaborazioni ENEA con modello GAINS

Tabella 24 - Contributo settoriale percentuale alle emissioni di NOx - scenario CLE

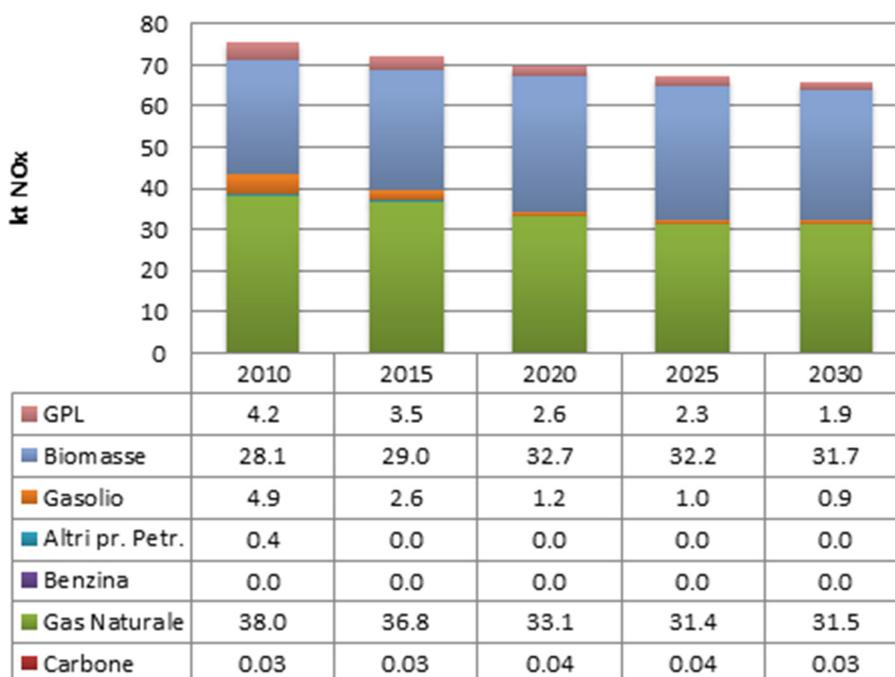
%	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Combustion in energy and transformation industries	11.7%	12.9%	11.3%	15.0%	21.7%	23.6%
Non-industrial combustion plants (Domestic sector)	4.9%	7.7%	8.2%	10.0%	11.0%	11.9%
Combustion in manufacturing industry	12.3%	10.6%	11.1%	14.2%	17.6%	19.9%
Production processes	1.7%	1.7%	1.4%	1.8%	2.1%	2.3%
Road transport	51.2%	54.3%	54.8%	44.8%	32.7%	26.7%
Other mobile sources and machinery	18.2%	12.8%	13.1%	14.1%	14.8%	15.4%
Waste treatment and disposal	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Agriculture	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%

Fonte: elaborazioni ENEA

Le emissioni NO<sub>x</sub> del civile si riducono del 14% circa al 2030 rispetto ai valori del 2010 stimati mentre il contributo percentuale del settore al totale cresce nel tempo dal 7.7% all'11.9% (Tabella 24).

Nell'anno di riferimento (2010), stimato da ENEA, le emissioni del settore civile sono imputabili per il 50% ai consumi di gas naturale, mentre la biomassa legnosa contribuisce per il 37% (Figura 52). Aumentando nel tempo i consumi di quest'ultima da 6.4<sup>60</sup> Mtep nel 2010 a 7.1 Mtep nel 2030, si registra un incremento del contributo fino a raggiungere il 46% del totale delle emissioni al 2020 e il 48% nel 2030.

Figura 52 - Emissioni NO<sub>x</sub> per combustibile - scenario CLE - settore CIVILE



Fonte: elaborazioni ENEA

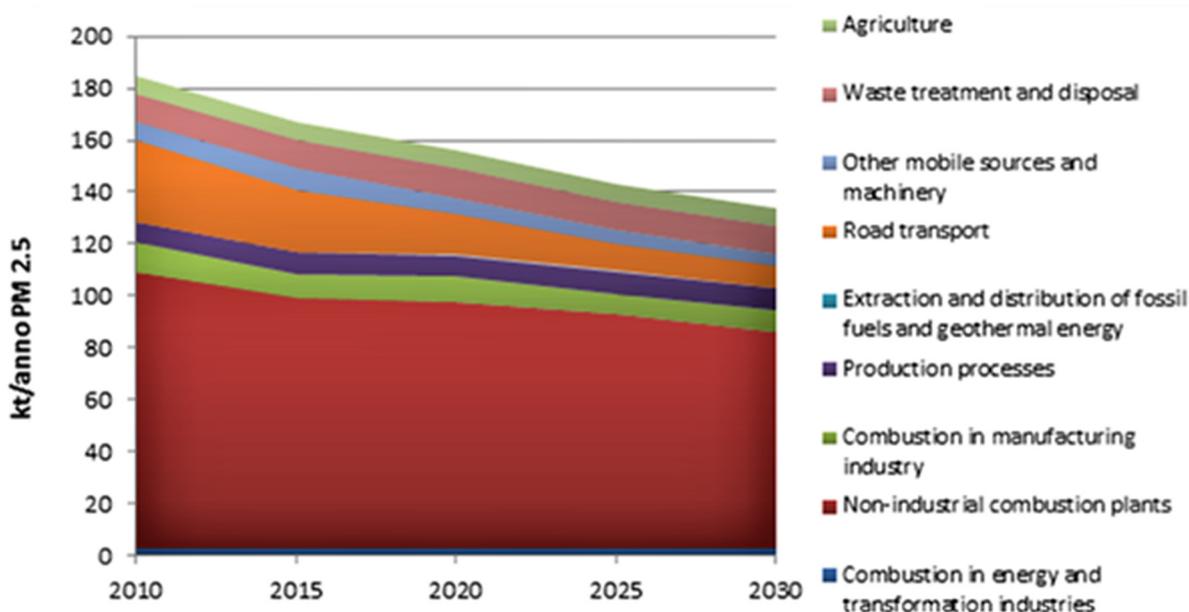
<sup>60</sup> Stima ENEA del consumo energetico di biomassa al 2010 – al tempo della realizzazione del suddetto lavoro il dato ISTAT sui consumi energetici della biomassa e la revisione dei dati storici non era ancora disponibile.

### 5.2.4 Emissioni di PM 2.5

Le particelle sospese in aria hanno dimensioni che variano da pochi nm a oltre 100 µm. La nocività delle polveri sottili dipende dalla loro natura chimica e dalle loro dimensioni e capacità di raggiungere le diverse parti dell'apparato respiratorio. Le particelle più dannose per la salute umana sono quelle di piccole dimensioni, che non sono filtrate dal naso e riescono a raggiungere perfino gli alveoli polmonari. Essendo il PM2.5 (materiale particolato avente un diametro aerodinamico medio inferiore a 2.5 micron) la frazione più dannosa per la salute e legata a patologie cardio-polmonari, i risultati emissivi si concentreranno su tale tipologia di particolato.

Dai database ISPRA risulta che, sebbene le emissioni nazionali di PM2.5, a partire dal 1990, si siano ridotte del 39%, nel 2012 l'Italia risulta tra i Paesi che contribuiscono maggiormente al totale europeo (10% sul totale EU 28). In Italia, nel 2012, le emissioni più consistenti derivano dalla combustione non industriale/settore civile (49%), dai trasporti stradali (17%), dalle altre sorgenti mobili (10%), dalla combustione nell'industria (9%), dai processi produttivi e agricoltura (entrambi 5%).

Figura 53 - Evoluzione delle emissioni di PM2.5 per settore, classificazione SNAP, 2010<sup>61</sup>-2030 - scenario RIF CLE



Fonte: elaborazione ENEA

Grazie a normative emissive e penetrazione di tecnologie più efficienti e performanti le emissioni di particolato sottile presentano un trend di decrescita piuttosto evidente già nello scenario di Riferimento (-16% al 2020 e -22% al 2030 rispetto ai livelli stimati del 2010). Le emissioni di PM2.5 in Italia sono dominate principalmente dal settore civile il cui contributo è previsto in forte espansione nello scenario esaminato fino ad arrivare al 61% del totale nel 2020 e al 62% nel 2030.

<sup>61</sup> Dato 2010 stimato con modello GAINS\_Italia.

Le emissioni di PM2.5 del settore civile sono previste in riduzione al 2020 con un decremento del 10% rispetto all'anno base (2010) per poi ridursi ulteriormente del 13% nel decennio successivo.

A causa del ricorso a biomasse solide, anche se con tecnologie più efficienti delle attuali, il settore civile presenta emissioni di particolato che non seguono i trend di riduzione rilevati negli altri settori, in particolare nel trasporto su strada (Tabella 25).

**Tabella 25 - Contributo settoriale alle emissioni di PM2.5 per settore - scenario CLE (quote %)**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Combustion in energy and transformation industries	3%	2%	2%	2%	3%	2%
Non-industrial combustion plants	26%	57%	58%	61%	62%	62%
Combustion in manufacturing industry	12%	6%	5%	6%	6%	6%
Production processes	7%	4%	5%	5%	6%	6%
Extraction and distribution of fossil fuels and geothermal energy	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Road transport	28%	17%	14%	10%	7%	6%
Other mobile sources and machinery	11%	4%	5%	4%	4%	3%
Waste treatment and disposal	8%	6%	7%	7%	8%	8%
Agriculture	5%	4%	4%	5%	5%	5%

Fonte: elaborazione ENEA

Le biomasse sono la principale fonte di emissioni di PM2.5 nel settore civile (oltre il 99% in tutto il periodo considerato) mentre le altre fonti danno un contributo del tutto trascurabile. L'andamento delle emissioni di tale settore è pertanto determinato dall'incremento previsto nei consumi di biomassa (Tabella 26).

**Tabella 26 - Emissioni PM2.5 per combustibile - scenario CLE - settore CIVILE**

kt_PM 2.5	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Carbone</b>	0.34	0.22	0.20	0.21	0.21	0.20
<b>Gas naturale</b>	0.10	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10
<b>GPL</b>	0.03	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01
<b>Altri prodotti petroliferi</b>	0.09	0.07	0.03	0.01	0.01	0.01
<b>Biomasse</b>	35.5	103.6	92.4	94.6	88.0	82.3
<b>TOTALE</b>	<b>36.0</b>	<b>104.0</b>	<b>92.8</b>	<b>94.9</b>	<b>88.4</b>	<b>82.6</b>

Fonte: elaborazione ENEA

È opportuno sottolineare che per la realizzazione di questi scenari emissivi è stata fatta l'ipotesi che le tecnologie installate dopo il 2010 siano tecnologie efficienti. Il ricorso a tecnologie di diversa tipologia è oggetto di analisi nei seguenti capitoli in quanto lo scenario energetico è stato costruito contabilizzando al 2020 anche le biomasse legnose che al momento non sono

incluse nelle statistiche ufficiali perché di difficile rilevazione e che generalmente sono bruciate in camini aperti.

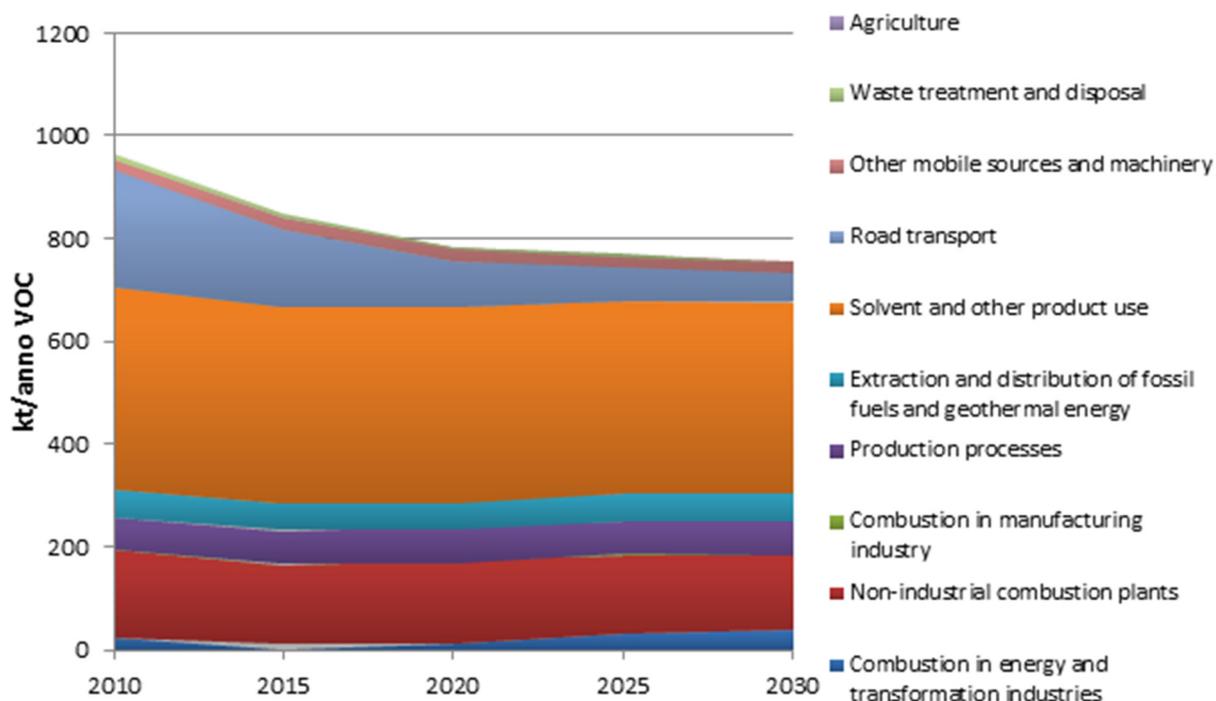
### 5.2.5 Emissioni di NMVOC (Composti Organici Volatili non metanici)

La classe dei composti organici volatili, (COV) o VOC (dall'inglese Volatile Organic Compounds) comprende diversi composti chimici formati da molecole dotate di gruppi funzionali diversi, aventi comportamenti fisici e chimici differenti, ma caratterizzati da una certa volatilità, caratteristica, ad esempio, dei comuni solventi organici aprotici apolari, come i diluenti per vernici e benzine. Come gli NO<sub>x</sub>, sono i precursori dell'ozono troposferico.

Si originano da evaporazione dei carburanti durante le operazioni di rifornimento nelle stazioni di servizio, dai serbatoi e dagli stoccaggi, e dalle emissioni di prodotti incombusti dagli autoveicoli e dal riscaldamento domestico. Fonti secondarie, ma non trascurabili, sono le emissioni di solventi da attività di grassaggio, lavaggio a secco e tinteggiatura. Gli effetti sull'uomo e sull'ambiente sono molto differenziati in funzione del composto. Tra gli idrocarburi aromatici volatili il benzene è il più pericoloso perché risulta essere cancerogeno per l'uomo.

Nel corso degli ultimi anni le emissioni dei composti organici volatili non metanici (NMVOC) hanno mostrato una riduzione superiore al 50% rispetto ai valori del 1990. Al 2010 i maggiori contributi alle emissioni totali di NMVOC derivano dall'uso di solventi, circa il 42%, e dal trasporto su strada, circa 22%, cui segue il civile con il 12%. Per effetto della progressiva sostituzione di veicoli Euro 0 e dell'incremento dei veicoli a gasolio rispetto ai veicoli a benzina, il contributo delle emissioni dal trasporto stradale si riduce nel tempo (Figura 54).

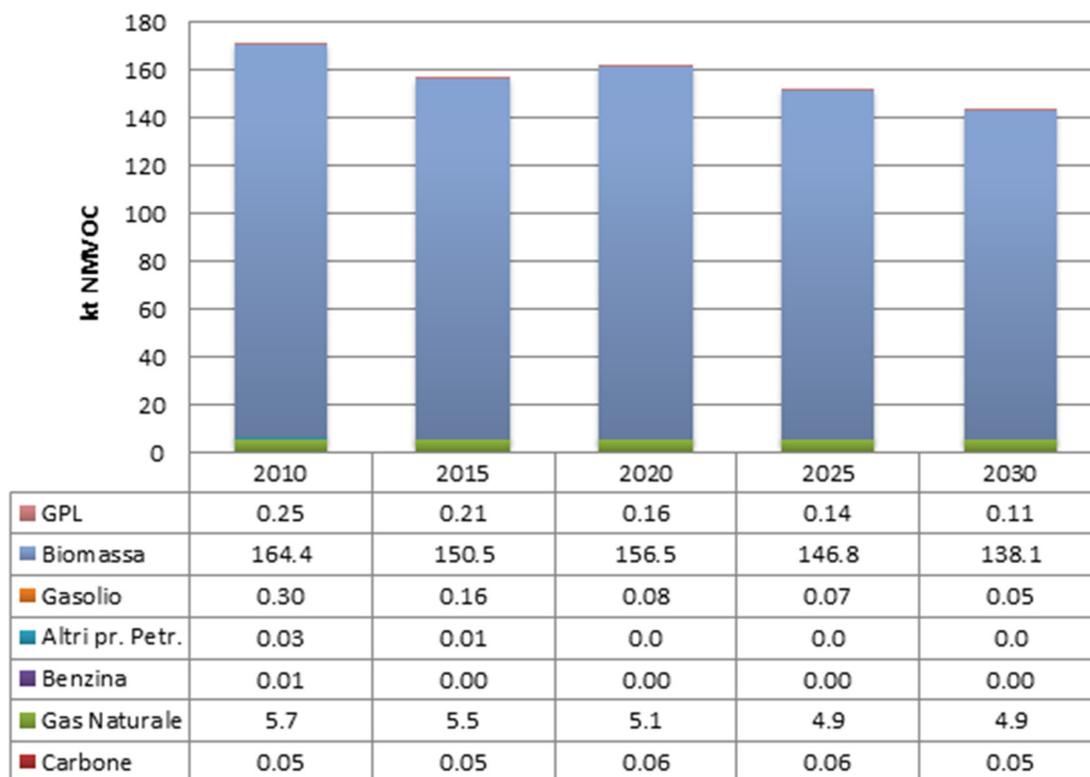
Figura 54 - Evoluzione delle emissioni di NMVOC per settore, classificazione SNAP, 2010-2030, scenario RIF CLE



Fonte: elaborazione ENEA

Riducendosi il contributo del trasporto su strada, il settore civile diventa sempre più significativo passando da un contributo alle emissioni totali del 17% al 2010, al 20% al 2020 e al 19% nel 2030. In termini quantitativi le emissioni del settore civile però *si riducono* al 2020 del 7% rispetto ai valori del 2010, con una riduzione maggiormente pronunciata nel decennio successivo (-12% rispetto al 2020).

Figura 55 - Emissioni NMVOC per combustibile - scenario RIF CLE - settore CIVILE



Fonte: elaborazione ENEA

Anche per le emissioni di NMVOC il principale contributo, anzi la quasi totalità del settore civile, deriva dal consumo di biomasse legnose (96% nel 2010<sup>62</sup>) e in minima parte dall'utilizzo di gas naturale (3.3%). Il contributo emissivo delle biomasse rimanere pressoché costante fino al 2030.

<sup>62</sup> Stime ENEA con modello GAINS\_Italia.

### 5.2.6 Analisi di impatto sulle concentrazioni degli inquinanti al 2020 e 2030 RIF\_CLE

Quando si parla di qualità dell'aria il parametro da prendere in considerazione non è tanto il quantitativo di inquinante immesso in atmosfera a livello nazionale bensì la sua concentrazione puntuale.

**Tabella 27 - Limiti di concentrazione degli inquinanti secondo la legislazione vigente**

Inquinante	Concentrazione	Media periodo
Particolato fine (PM 2,5)	25 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (2015)	1 anno
	20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (2020)	
Particolato (PM 10)	50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	24 ore
	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	1 anno
Biossido di Zolfo (SO <sub>2</sub> )	350 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	1 ora
	125 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	24 ore
Biossido di Azoto (NO <sub>2</sub> )	200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	1 ora
	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	1 anno

Fonte: Direttiva 2008/50/CE

La normativa tecnica di qualità dell'aria (Direttiva 2008/50/CE recepita in Italia con il DLgs13 agosto 2010, n. 155)<sup>63</sup> prevede per il PM2.5 due fasi di attuazione: una prima fase con valore limite annuale di 25  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  dal 1 gennaio 2015 e una seconda fase con valore limite annuale di 20  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  dal 1 gennaio 2020.

L'Organizzazione Mondiale della Sanità propone dei valori guida per l'esposizione della popolazione a PM2.5 pari a 10  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  su base annuale. Questo valore limite rappresenta, per l'OMS, la soglia al di sopra della quale cominciano a manifestarsi effetti negativi per la salute umana.

Dai dati delle stazioni di rilevamento si evince che nel 2012 solo il 6% delle 144 stazioni presenti sul territorio ha rispettato il valore di concentrazione di riferimento dell'Organizzazione Mondiale della Sanità (10  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )<sup>64</sup> mentre circa l'82% rispetta il valore limite di 25  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ .

Per capire come la configurazione del sistema energetico futuro, evidenziata dallo scenario esaminato, influenzi i livelli di concentrazione dei principali inquinanti; PM2.5 e NO<sub>2</sub>, sono state realizzate delle mappe di concentrazione a scala 20 x 20 km con il modello GAINS-Italia per gli anni 2010, 2020 e 2030 considerando l'anno meteorologico medio, e scalando a livello regionale<sup>65</sup> i dati energetici di input.

<sup>63</sup> Dlgs. 13 agosto 2010, n.155 - Direttiva 2008/50/CE.

<sup>64</sup> [http://www.isprambiente.gov.it/files/pubblicazioni/statoambiente/tematiche2013/3\\_Qualitdellaria.pdf](http://www.isprambiente.gov.it/files/pubblicazioni/statoambiente/tematiche2013/3_Qualitdellaria.pdf)

<sup>65</sup>

[http://circa.europa.eu/Public/irc/env/ambient\\_library/notifications\\_extensions\\_it\\_notification\\_20092011\\_official\\_notification\\_n\\_\\_doc\\_nazionali\\_pianificazionepdf\\_\\_EN\\_1](http://circa.europa.eu/Public/irc/env/ambient_library/notifications_extensions_it_notification_20092011_official_notification_n__doc_nazionali_pianificazionepdf__EN_1) - Tale regionalizzazione è stata aggiornata per i consumi di biomassa utilizzando i dati dell'indagine ISTAT 2014.

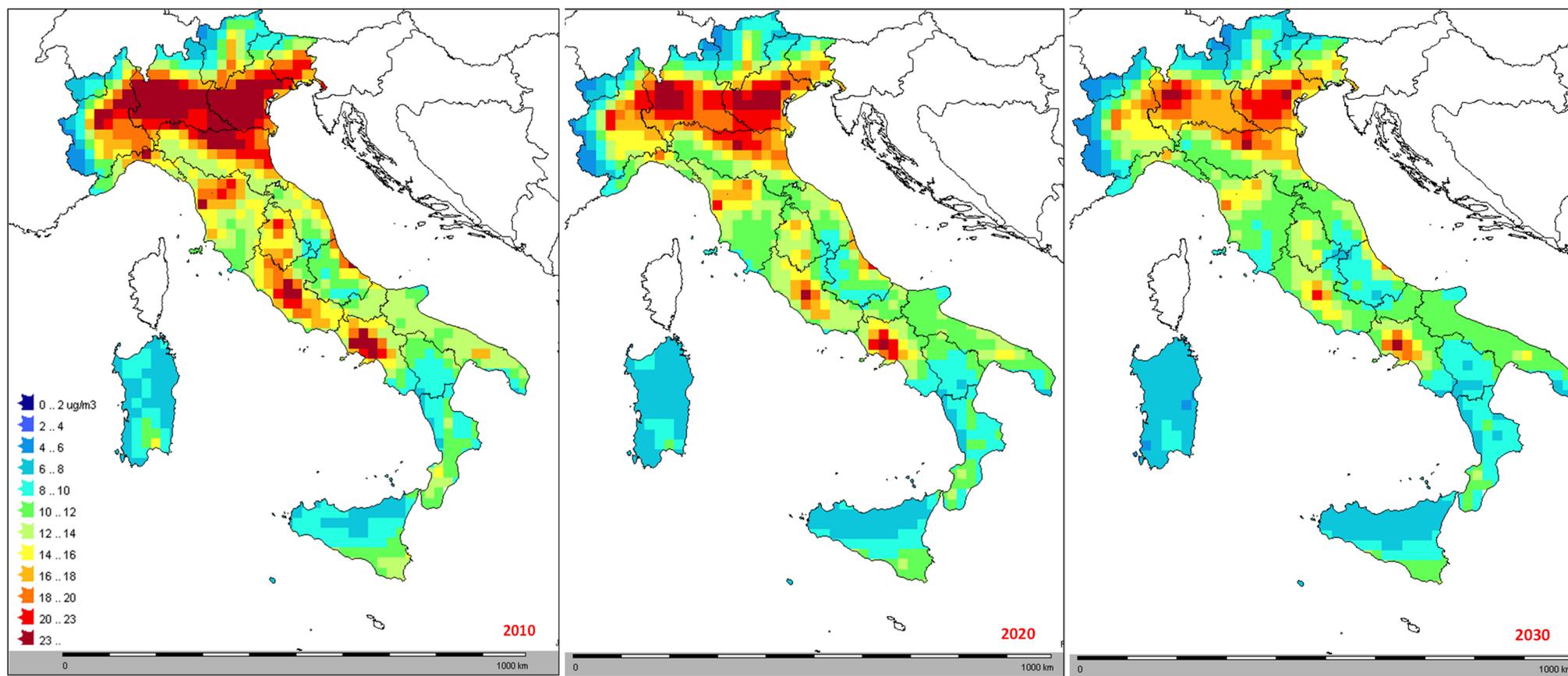
È importante sottolineare che le mappe di concentrazione restituiscono un valore medio annuale dell'inquinante in esame (senza mostrare i picchi e/o le variazioni giornaliere) e sono il risultato delle emissioni e delle interazioni di tutti i settori energetici, nonché delle condizioni meteo climatiche che influenzano la dispersione degli inquinanti in atmosfera.

Una prima analisi delle mappe di concentrazione di PM<sub>2.5</sub> (Figura 56) mostra, in linea con la contrazione emissiva già evidenziata nel paragrafo 5.2.4, una significativa riduzione dei valori medi annuali già a partire dal 2020, riduzione che però anche al 2030 non consente sempre il rispetto del valore limite annuale previsto dalla Direttiva 2008/50 e presenta estese zone di superamento in molte aree della Pianura Padana, delle aree di Roma e Napoli. Tali valori sono molto probabilmente influenzati dalla riduzione delle emissioni di PM<sub>2.5</sub> primario i cui valori sono però fortemente legati agli elevati quantitativi di biomassa che continuano ad essere utilizzati nel settore civile i cui non segue un adeguato rinnovamento del parco tecnologico.

Per quanto riguarda gli NO<sub>x</sub> essi sono inquinanti secondari le cui fonti principali sono il trasporto su strada, il riscaldamento e i processi di combustione industriali e rappresentano uno dei maggiori problemi negli ambienti urbani. Il DLgs 155 del 2010 prevede un limite medio annuo di concentrazione di 40 µg/m<sup>3</sup> ed una concentrazione media oraria di 200 µg/m<sup>3</sup> da non superare per più di 18 giorni all'anno.

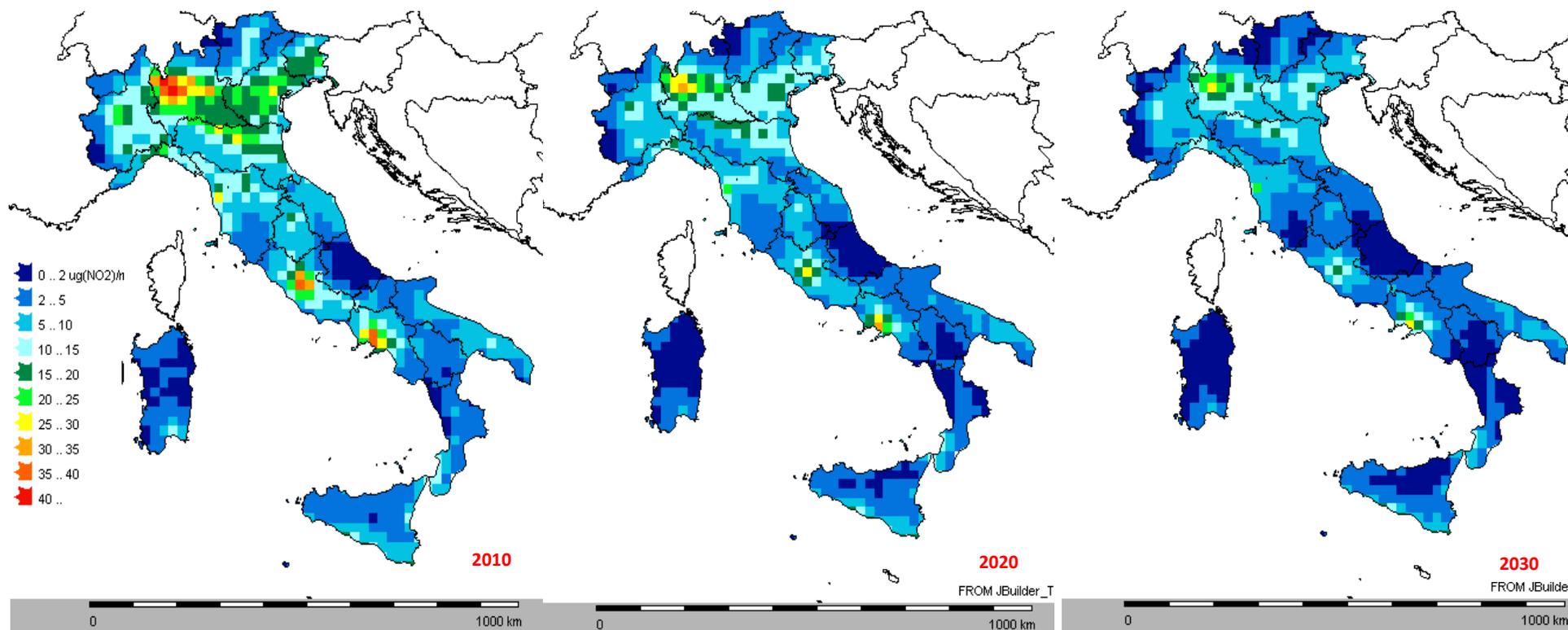
La riduzione delle concentrazioni di tale inquinante al 2020-30, evidenziata dalla Figura 57, non ha una motivazione netta e non è legata soltanto al minor utilizzo dei combustibili fossili ma soprattutto ad un miglioramento tecnologico generale soprattutto degli impianti di generazione termoelettrica e dei cementifici, nonostante gli Euro 5 ed Euro 6 nel trasporto su gomma abbiano "deluso" le aspettative di riduzione. Poiché si rileva una sostanziale costanza delle quantità emesse dal settore civile in un contesto di riduzione delle emissioni totali di NO<sub>x</sub>, il peso di questo settore nelle emissioni risulta in crescita.

Figura 56 - Concentrazioni di PM2.5 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) dello scenario RIF\_CLE al 2010, 2020 e 2030



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 57 - Concentrazioni di NO<sub>2</sub> (µg/m<sup>3</sup>) dello scenario RIF\_CLE al 2010, 2020 e 2030



### 5.3 Scenario emissivo MTR

Come precedentemente descritto, il modello GAINS-Italia contiene un cospicuo elenco di misure *end of pipe* che possono essere applicate per ottenere riduzioni che vadano oltre lo scenario baseline o CLE. Tutte queste tecnologie sono disponibili sul mercato e potenzialmente applicabili anche nel modello. Inoltre le loro caratteristiche tecniche vengono continuamente aggiornate dalla comunità scientifica internazionale la cui produzione scientifica costituisce la bibliografia di base. Lo scenario che consente di esplorare l'ulteriore riduzione delle emissioni oltre lo scenario CLE attraverso la completa applicazione delle più efficienti tecnologie disponibili, che non comportino modifiche negli scenari dei livelli di attività, viene definito *'Maximum Technically Feasible Reduction'* (MTR). Questo scenario rappresenta il limite teorico massimo di riduzione delle emissioni nel settore considerato, a parità di attività e di combustibile utilizzato.

Nel presente lavoro è stato elaborato uno scenario MTR settoriale al 2020 e al 2030 a partire dagli stessi livelli di attività dello scenario di Riferimento e modificando opportunamente la strategia di controllo.

Lo scenario MTR viene definito in questo caso "settoriale" perché la piena applicazione di tutte le tecnologie più avanzate ed efficienti è relativa al solo settore residenziale e in particolare alle tecnologie di utilizzo delle biomasse per riscaldamento (focus di questo studio), a parità di evoluzioni emissive e tecnologiche degli altri settori energetici. Questo scenario mira, perciò, a mettere in risalto il settore in esame anche rispetto ad eventuali politiche di riduzione degli inquinanti esclusive per il riscaldamento residenziale.

In sostanza si vuole evidenziare che non sono state fatte ipotesi diverse dallo scenario RIF CLE in termini di attività, né di tipologia di biomassa e tecnologia e né di quantità di tale fonte. Nello scenario MTR viene semplicemente applicato il più efficiente camino, la più efficiente caldaia e la più efficiente stufa per i rispettivi quantitativi di biomassa evidenziati già nello scenario CLE.

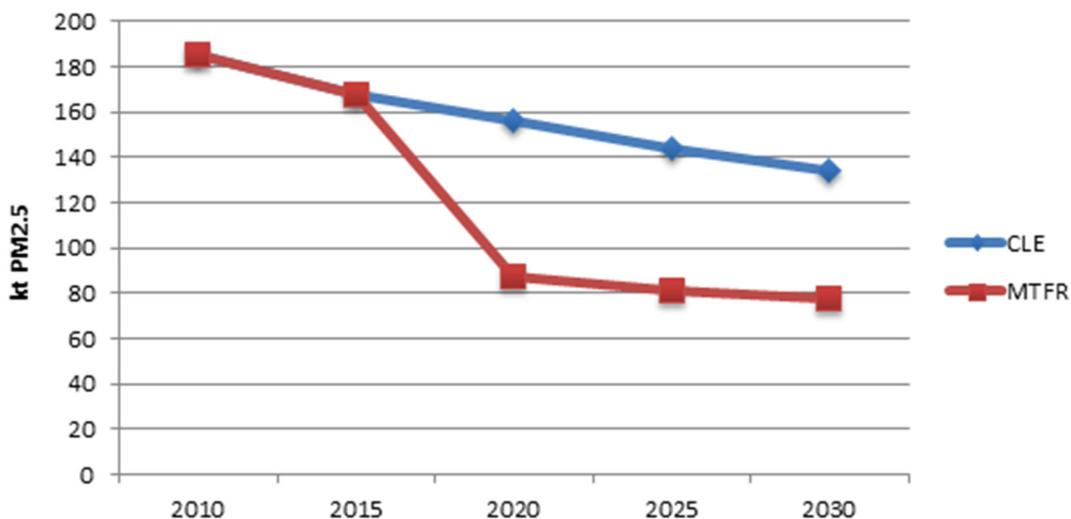
Nei seguenti paragrafi viene analizzata, quindi, la possibilità di ulteriori riduzioni delle emissioni per PM<sub>2.5</sub> e NMVOC che sono gli inquinanti che risentono dell'applicazione.

#### 5.3.1 Emissioni di PM 2.5

Le emissioni di PM<sub>2.5</sub> in Italia sono dominate dal settore civile e attribuibili principalmente all'utilizzo di biomasse legnose. L'applicazione teorica di tutte le più efficienti tecnologie a biomasse a partire dal 2020 comporta perciò una riduzione delle emissioni totali di tale inquinante del 44% nel 2020 e del 42% nel 2030 rispetto alle emissioni dello scenario CLE (Figura 58).

Chiaramente l'utilizzo di tecnologie a biomasse più efficienti e pulite comporta un trade-off dal lato dei costi che aumenterebbero significativamente. Si noti inoltre che in queste valutazioni sono state utilizzate anche tecnologie a pellet con precipitatori elettrostatici che attualmente in Italia, dati gli elevati costi di mercato, sono scarsamente applicate.

Figura 58 - Emissioni totali di PM2.5 nello scenario CLE e MTFR

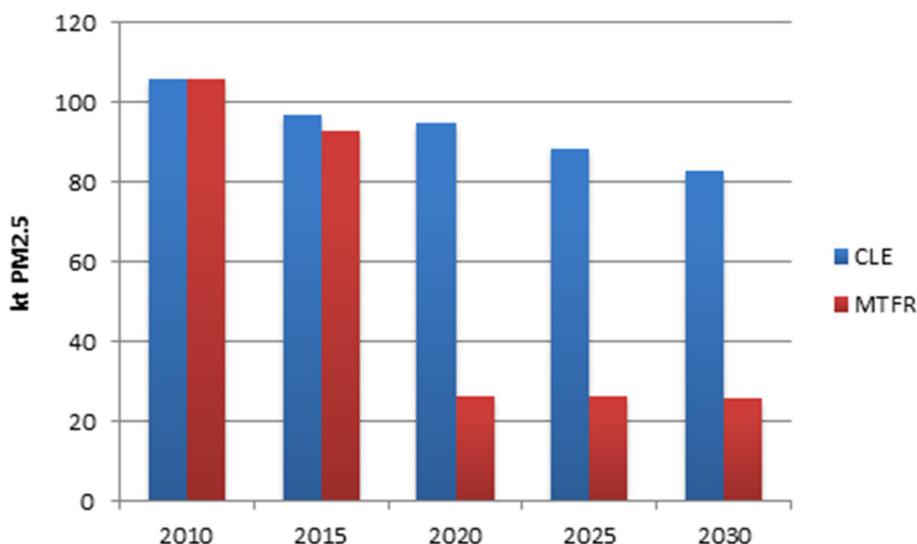


Fonte: elaborazione ENEA

La riduzione delle emissioni di PM2.5 è guidata, per costruzione dello scenario, esclusivamente dal settore civile che evidenzia al 2020 una diminuzione di oltre 67 kt di PM2.5 (pari al 72% in meno rispetto alla proiezione CLE) e di circa 57 kt di PM 2.5 al 2030 (-69% rispetto allo stesso anno del CLE) (Figura 59).

L'ipotesi fatta in questo scenario è che, a parità di consumi di legna e di pellet rispetto allo scenario CLE, tutti i camini a legna aperti vengano sostituiti con camini chiusi e tutte le stufe a legna o pellet siano sostituite con stufe più efficienti e dotate di precipitatori elettrostatici. Con la sola applicazione di stufe più efficienti sia a legna che a pellet si potrebbe ottenere il 52% della riduzione di inquinante nel settore civile.

Figura 59 - Emissioni di PM2.5 per il settore civile nello scenario CLE e MTFR



Fonte: elaborazione ENEA

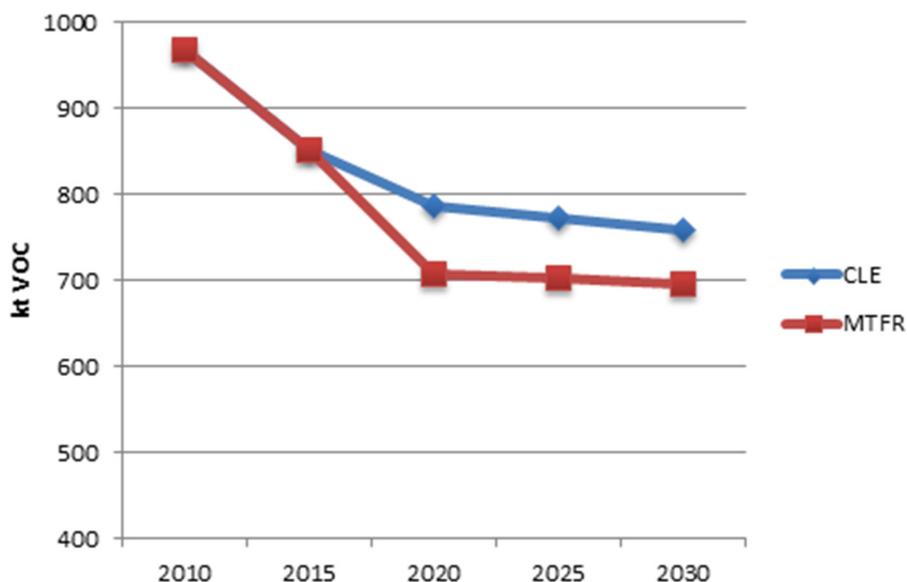
Resta, ovviamente, il problema di come e a quale costo questo risultato, puramente teorico, possa essere raggiunto. Le stufe dotate di filtri antiparticolato e di precipitatori elettrostatici hanno attualmente un costo molto maggiore a quello delle normali stufe. Per ottenere questo risultato bisogna mettere in atto politiche di incentivazione o una regolamentazione più severa dal punto di vista ambientale delle prestazioni delle stufe o dei camini.

### 5.3.2 Emissioni di NMVOC

Nel corso degli ultimi anni le emissioni dei composti organici volatili non metanici (NMVOC) hanno mostrato una riduzione superiore al 50% rispetto ai valori del 1990. Al 2010 i maggiori contributi alle emissioni totali di NMVOC derivano dall'uso di solventi, circa il 42%, e dal trasporto su strada, circa 22%, cui segue il civile con il 12% (a causa per lo più dell'utilizzo di biomasse nel riscaldamento domestico).

Come visto nello scenario CLE, si riduce il contributo del trasporto su strada nella proiezione, per cui il settore civile acquista maggiore peso sul totale emissivo di NMVOC: l'applicazione di tecnologie efficienti nel settore riscaldamento, quindi, produce risultati non trascurabili anche per questa tipologia di inquinante atmosferico.

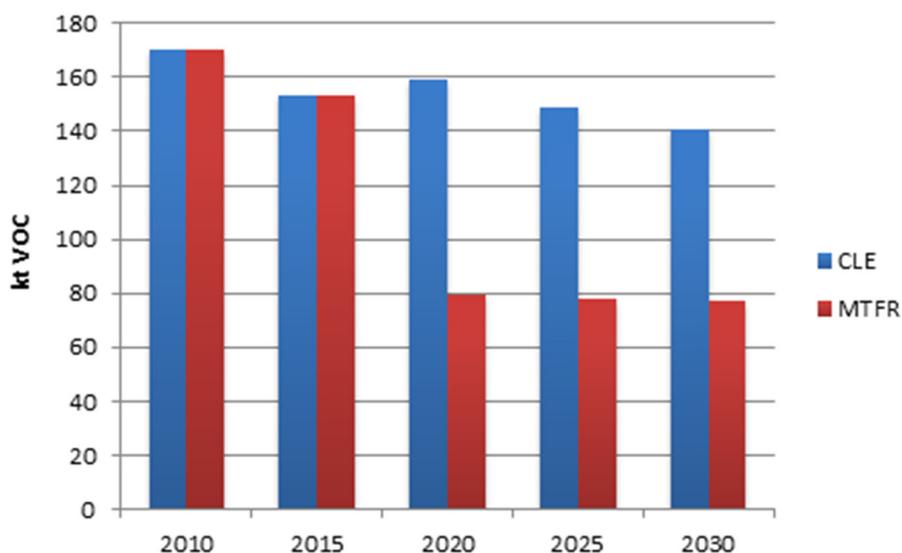
Figura 60 - Emissioni di NMVOC nello scenario CLE e MTR



Fonte: elaborazione ENEA

L'applicazione di tutte le più efficienti tecnologie a biomasse a partire dal 2020 comporta una riduzione delle emissioni totali di tale inquinante del 10% nel 2020 e del 8% nel 2030 rispetto alle emissioni degli stessi anni nello scenario CLE. Cifre non elevate perché la riduzione delle emissioni di NMVOC è guidata, per costruzione dello scenario, esclusivamente dal settore civile che contribuisce nello scenario CLE ad appena il 20% del totale delle emissioni di NMVOC nel 2020 e al 19% nel 2030.

Figura 61 - Emissioni di NMVOC per il settore civile nello scenario RIF CLE e MTR



Il settore civile evidenzia al 2020 una diminuzione di oltre 79 kt di NMVOC (pari al 50% in meno rispetto alla proiezione CLE) e di circa 63 kt di NMVOC al 2030 (-46% rispetto allo stesso anno del CLE). L’uso di tecnologie efficienti permetterebbe al settore civile di ridurre le emissioni di PM2.5.

### 5.3.3 Analisi di impatto sulle concentrazioni di PM 2.5 al 2020 e 2030

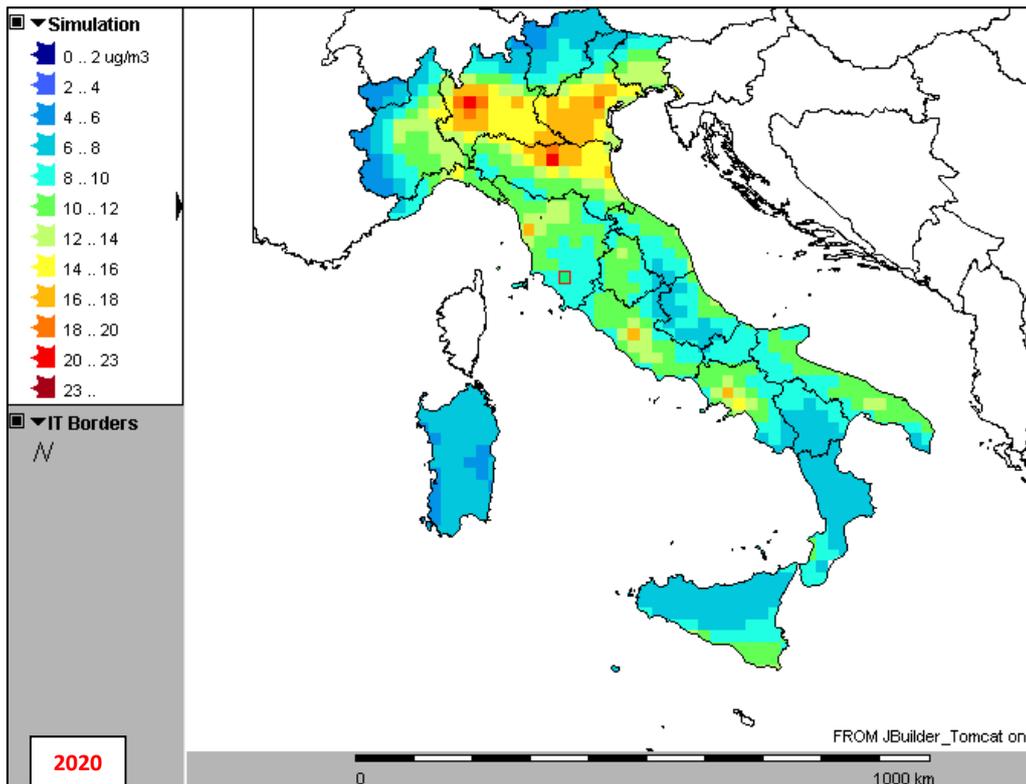
Per lo scenario MTR è stato analizzato l’impatto sulle concentrazioni dei soli PM 2.5 poiché l’applicazione della strategia di controllo con tecnologie più efficienti per il riscaldamento a biomasse non influisce sulle emissioni di NOx.

È importante ricordare che le mappe di concentrazione restituiscono un valore medio annuale dell’inquinante in esame senza mostrare i picchi giornalieri che potrebbero verificarsi, né i giorni di superamento di tali limiti, e risentono delle emissioni e delle interazioni di tutti i settori energetici.

Al 2020 (Figura 62) la concentrazione dei PM2.5 presenta una riduzione piuttosto evidente in tutte le regioni sia rispetto al 2010 che rispetto alle proiezioni al 2020 dello scenario CLE soprattutto nelle zone maggiormente esposte a livelli di concentrazione piuttosto elevati come la Pianura Padana, il Lazio e Campania. Nello scenario MTR la concentrazione al 2020 risulta inferiore ai 18-20 µg/m<sup>3</sup> su tutto il territorio ad eccezione di una zona circoscritta in Lombardia e una in Emilia Romagna. Sui rilievi appenninici e nelle aree costiere a minore densità antropica, si registrano invece concentrazioni sensibilmente inferiori.

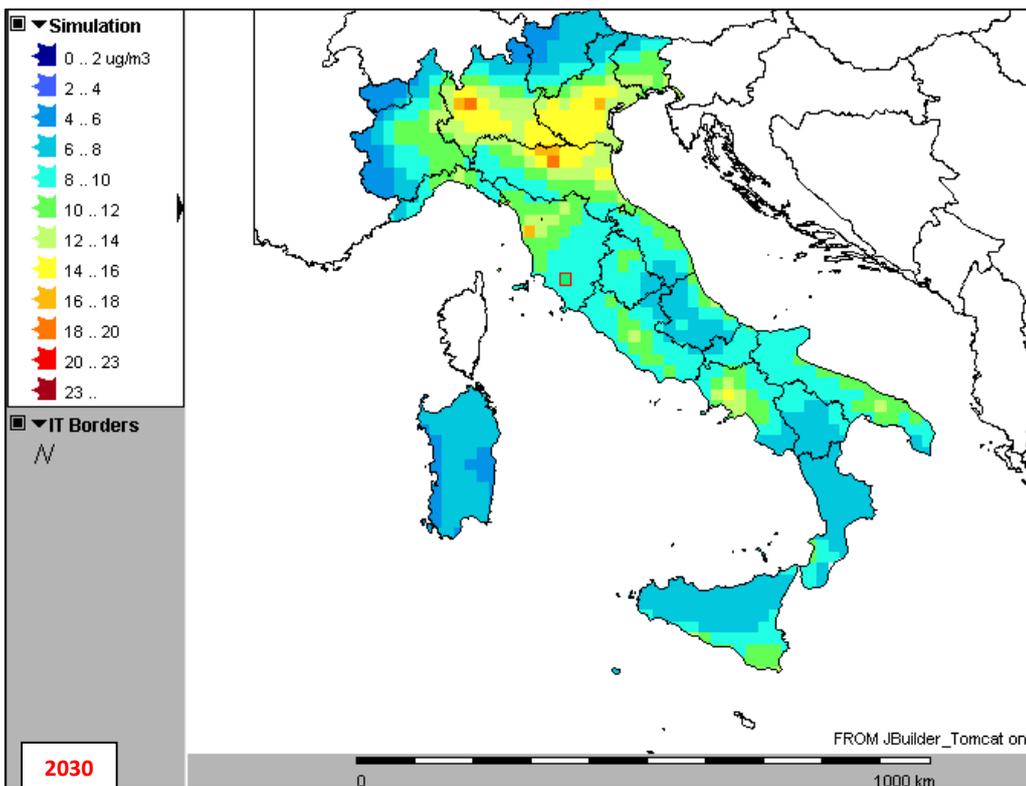
Analizzando la mappa della concentrazione annuale media del PM2.5 al 2030 (Figura 63), si nota una distribuzione sull’intero territorio nazionale caratterizzata da limitati gradienti di concentrazione. Permangono delle zone a concentrazione superiore ai 18-20 µg/m<sup>3</sup> sempre in corrispondenza dell’agglomerato urbano di Milano in Lombardia e in Emilia Romagna.

Figura 62 - Concentrazioni emissive di PM2.5 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) dello scenario MTR al 2020



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 63 - Concentrazioni emissive di PM2.5 (in  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) dello scenario MTR al 2030



Fonte: elaborazione ENEA

Il GAINS-Italia restituisce mappe di concentrazione degli inquinanti con scala 20x20 km per un totale di 1248 celle analizzate nel dominio di calcolo.

La Tabella 28 mostra la percentuale di celle 20x20 che supera alcuni livelli di concentrazione dei PM2.5 al 2020 e al 2030 per entrambi gli scenari. Si ricorda che la soglia attualmente ammessa nell'UE è di 25 µg/m<sup>3</sup> su base annua (20 µg/m<sup>3</sup> dal 2020) mentre quella raccomandata dall'OMS è di 10 µg/m<sup>3</sup>.

**Tabella 28 - Distribuzione delle concentrazioni nei cluster delle mappe di impatto di PM 2.5**

	2020		2030	
	CLE	MTFR	CLE	MTFR
>5 µg/m <sup>3</sup>	99.8%	99.3%	99.5%	99.1%
>10 µg/m <sup>3</sup>	62.9%	40.1%	57.3%	30.5%
>15 µg/m <sup>3</sup>	21.0%	8.2%	15.5%	2.9%
>20 µg/m <sup>3</sup>	8.0%	0.3%	2.9%	0.1%
>25 µg/m <sup>3</sup>	1.0%	0.1%	0.3%	0.0%

Fonte: elaborazione ENEA

È interessante notare come al 2020 nello scenario CLE oltre il 60% dei cluster supera concentrazioni di 10 µg/m<sup>3</sup><sup>66</sup> di PM2.5, mentre nello scenario MTFR la percentuale scende al 40% di tutte le celle. Sempre nello scenario MTFR solo lo 0.3% dei cluster al 2020 supera i 20 µg/m<sup>3</sup> mentre nel riferimento tale soglia era superata dal 8% del totale.

Questa distribuzione dei gradienti di concentrazione è molto interessante nello studio in corso perché mostra come politiche di contenimento di inquinanti come il particolato, agenti su un solo settore possono influenzare la qualità dell'aria, a parità di tutte le altre condizioni a contorno. Inoltre, poiché lo scenario MTFR agisce per costruzione solo sul settore civile, nel confronto con lo scenario CLE si evidenzia l'influenza di tale settore sulle concentrazioni di particolato. Le mappe di concentrazione, infatti, sono il risultato dell'interazione tra i diversi settori sorgenti e agendo su uno solo di essi si può analizzare l'efficacia o meno di alcuni gruppi di tecnologie o di politiche settoriali. Si ricorda però che lo scenario MTFR è uno scenario "teorico" che ipotizza la penetrazione completa di tutte le tecnologie con la massima efficienza di riduzione esistenti sul mercato, per gruppo tecnologico.

<sup>66</sup> 10 µg/m<sup>3</sup> è il valore di riferimento dell'Organizzazione Mondiale della Sanità e rappresenta la soglia al di sopra della quale cominciano a manifestarsi effetti negativi per la salute umana.

## 6. SCENARIO BIO COST

### 6.1 Scenario energetico BIOcost

Viene ora presentato uno scenario energetico che analizza gli effetti sul mercato del GPL del contenimento dell'utilizzo della biomassa per il riscaldamento ai livelli attuali nel settore civile, lo scenario **BIOcost**. Sostanzialmente questo scenario permette di raggiungere la stessa riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dello scenario di Riferimento, ma con un mix leggermente diverso da quest'ultimo, imponendo un consumo di biomasse non superiore a quello delle ultime stime ISTAT sui *Consumi energetici delle famiglie, 2014* (circa 19 Mt di biomasse legnose). Per tutto il resto lo scenario BIOcost segue le indicazioni della Strategia Energetica Nazionale (SEN) e quindi dello scenario di Riferimento già realizzato.

#### 6.1.1 Le variazioni nel fabbisogno primario di energia e nel parco di generazione elettrica

Lo scenario BIOcost presenta, per costruzione, i maggiori effetti nel settore Residenziale con una riduzione dei consumi di circa 0.42 Mtep al 2030. Questo comporta un'influenza minima in termini di mix primario (lo 0.25% in meno del fabbisogno al 2030) e del settore elettrico (+0.6 TWh di produzione netta) rispetto allo scenario di Riferimento precedentemente realizzato.

Tabella 29 - Mix del fabbisogno primario nello scenario di Riferimento e nel BIOcost al 2030 (%)

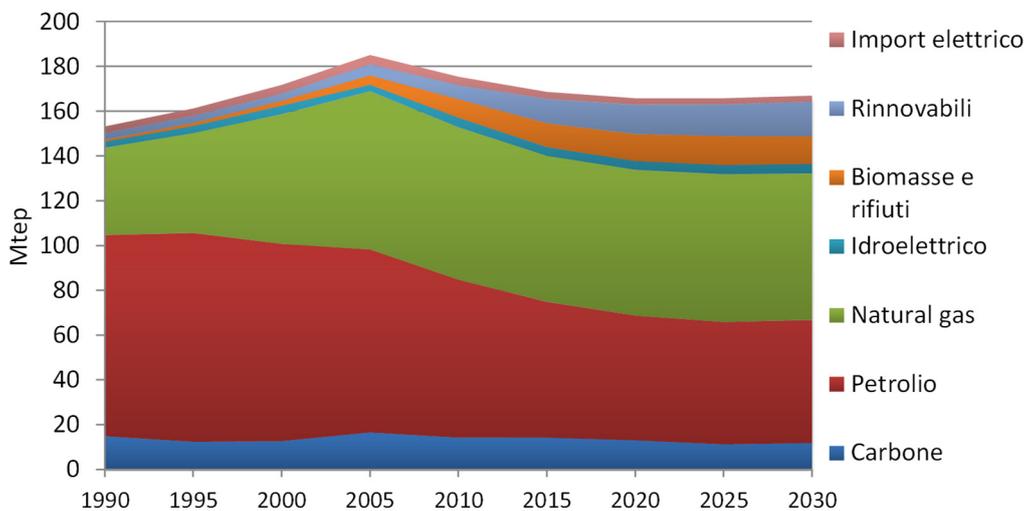
2030	RIF CLE	BIOcost
Carbone	6.9%	6.9%
Petrolio	32.1%	32.3%
Natural gas	37.4%	37.3%
Idroelettrico	2.6%	2.6%
Biomasse e rifiuti	10.2%	10.1%
Rinnovabili	9.2%	9.2%
Import elettrico	1.6%	1.6%

Fonte: elaborazione ENEA

Lo scenario BIOcost riflette quindi gli stessi impatti sul sistema energetico dello scenario di Riferimento: per effetto delle misure, politiche e obiettivi previsti dal Ministero dello Sviluppo Economico nella SEN, nonché delle politiche energetiche e ambientali vigenti, nello scenario BIOcost così come nello scenario di Riferimento, il fabbisogno di energia primaria decresce con un tasso medio annuo dello 0.6% nel periodo 2010-20, portando ad una sostanziale stabilizza-

zione dei consumi nel lungo periodo (+0.1% m.a. nel periodo 2020-30). La richiesta di energia primaria<sup>67</sup> nel 2030 è circa 167.3 Mtep, solo 0.37 Mtep in meno rispetto al riferimento.

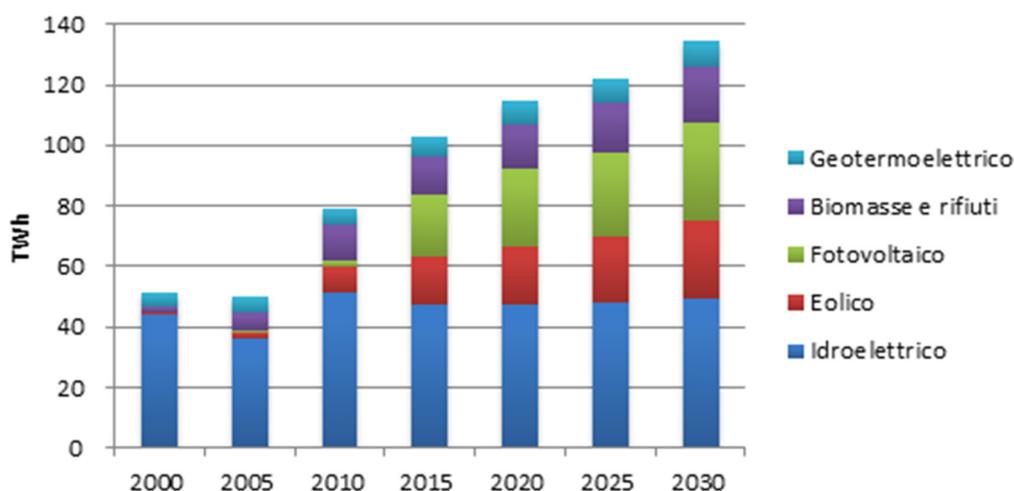
Figura 64 - Fabbisogno di energia primaria per fonte nello scenario BIOcost (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA

Nello scenario *BIOcost* si raggiungono i 394.6 TWh di CIL elettrico oltre che per tutti gli elementi già evidenziati nello scenario di Riferimento (combinazione di elettrificazione finale e efficienza energetica) anche grazie alla sostituzione di sistemi a biomasse con pompe di calore per il soddisfacimento della domanda di riscaldamento nel settore residenziale. Gli 0.6 TWh in più al 2030 sono prodotti da impianti di generazione da fonte eolica e grossi impianti cogenerativi a biomasse.

Figura 65 - Produzione elettrica da fonte rinnovabile nello scenario BIOcost (TWh)



Fonte: elaborazione ENEA

<sup>67</sup> Nella contabilizzazione in energia primaria, le fonti non fossili e l'elettricità non proveniente da biomasse sono convertite utilizzando la metodologia del "Contenuto di energia fisica" [IEA Key World Energy Statistics].

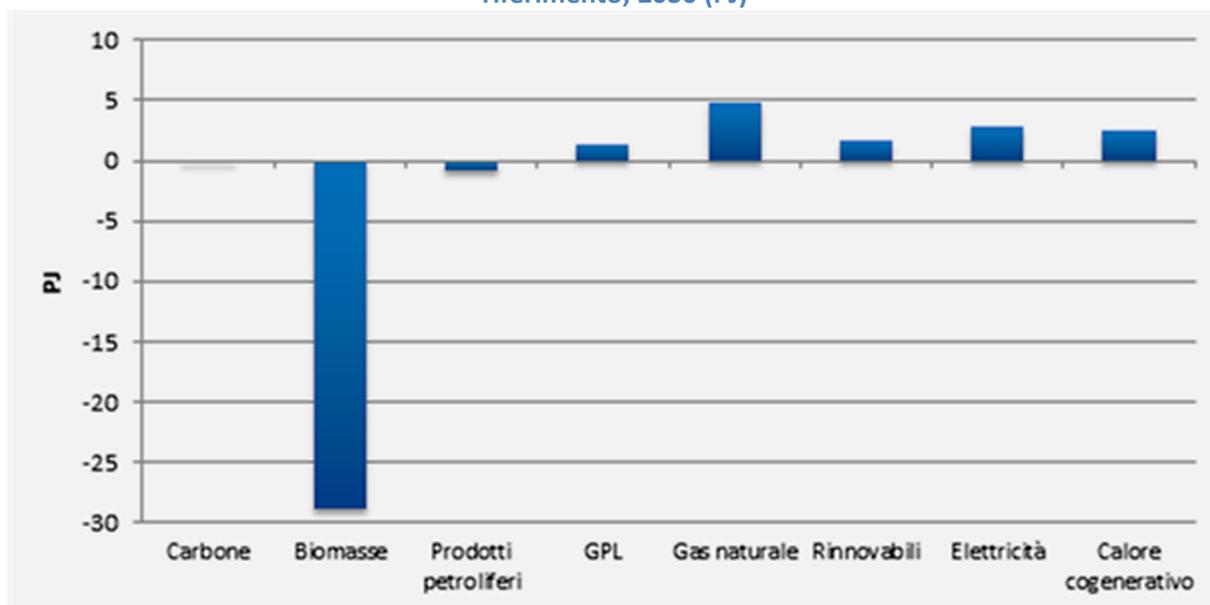
### 6.1.2 I consumi energetici finali

Lo scenario BIOcost presenta, per costruzione, i maggiori effetti nel settore Residenziale con una riduzione dei consumi di circa 0.42 Mtep al 2030 grazie ad un maggior ricorso a pompe di calore e teleriscaldamento che sostituiscono l'uso di biomassa legnosa in piccoli impianti per riscaldamento. Gli altri settori di uso finale non risentono nell'evoluzione e nel mix dei consumi delle assunzioni fatte, per cui la domanda di energia finale rimane contenuta nei 125 Mtep.

Si evidenziano, anche in questo scenario, l'effetto combinato di un miglioramento dell'efficienza dei dispositivi d'uso finale, dovuto a innovazione tecnologica, fattori di mercato e standard di prestazione minimi. Nello *Scenario BIOcost* la diminuzione della domanda finale di energia riguarda, oltre che la biomassa legnosa in piccoli dispositivi, anche il consumo di prodotti petroliferi come il gasolio.

In termini di mix energetico del settore residenziale, lo Scenario BIOcost presenta piccole variazioni rispetto allo scenario di riferimento, mostrate nella Figura 66.

**Figura 66 - Variazione per fonte dei consumi del settore civile nello scenario BIOcost rispetto al riferimento; 2030 (PJ)**



Fonte: elaborazione ENEA

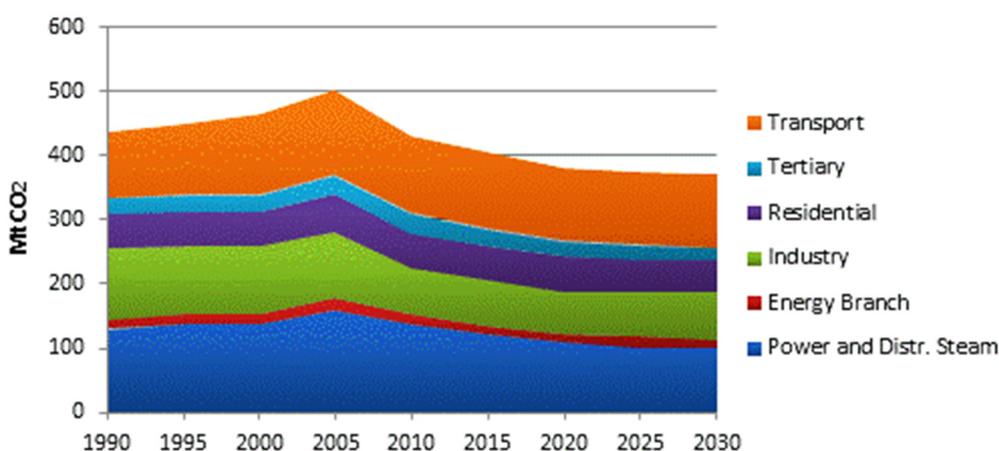
Il gas naturale continua a rappresentare la principale fonte, utilizzata in primo luogo per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria (che complessivamente rappresentano circa i 3/4 dei consumi del settore). In aumento anche il ricorso alle fonti rinnovabili termiche, il teleriscaldamento e l'elettricità.

Lo Scenario BIOcost è stato costruito in maniera tale da rispettare le indicazioni di policy previste dal Governo italiano (SEN) in materia di efficienza energetica e di ricorso alle fonti rinnovabili. In tale scenario infatti, il consumo di energie rinnovabili nel 2020 raggiunge circa il 18.5% dei consumi finali lordi (17% nel PAN) perché la riduzione dei consumi di biomassa sono compensati da un consumo totale del settore più basso e dal ricorso ad altre rinnovabili termiche, come il solare termico, o alle pompe di calore.

### 6.1.3 Le emissioni di CO<sub>2</sub> dello scenario energetico BIOCost

Lo Scenario *BIOcost* è stato costruito in maniera tale da garantire anche il raggiungimento dello stesso target emissivo di CO<sub>2</sub> dello scenario di Riferimento. Esso presenta quindi le stesse emissioni di CO<sub>2</sub> (calcolate con il modello TIMES\_Italia) dello scenario di Riferimento ENEA (370 MtCO<sub>2</sub><sup>68</sup> al 2030) e prospetta un quadro del Paese in grado di condurre il sistema energetico verso una traiettoria ambientalmente più sostenibile con un trend emissivo in decrescita per i prossimi anni nonostante la lieve limitazione nell'utilizzo di biomasse legnose in piccoli impianti. In questa prospettiva sono rispettati gli obiettivi di riduzione delle emissioni prospettate dalla direttiva ETS.

Figura 67 - Emissioni da combustione e di processo di CO<sub>2</sub>



Fonte: elaborazione ENEA

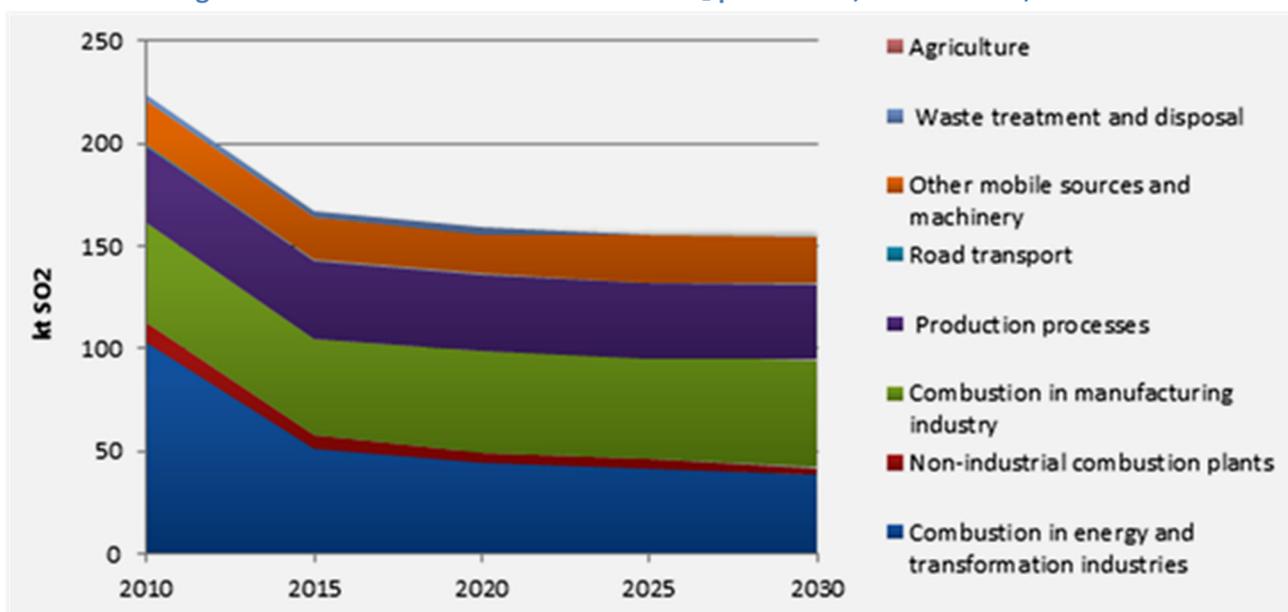
<sup>68</sup> Total CO<sub>2</sub> emissions excluding net CO<sub>2</sub> from LULUCF Fonte: NIR 2010 – ISPRA.

## 6.2 Scenario emissivo CLE

### 6.2.1 Emissioni di SO<sub>2</sub>

La maggior parte delle emissioni antropogeniche di SO<sub>2</sub> deriva dalla combustione di combustibili contenenti zolfo, quali prodotti petroliferi e carbone, utilizzati soprattutto nel settore “*Combustion in energy and transformation industries*” e nel settore “*Manufacturing industry*”.

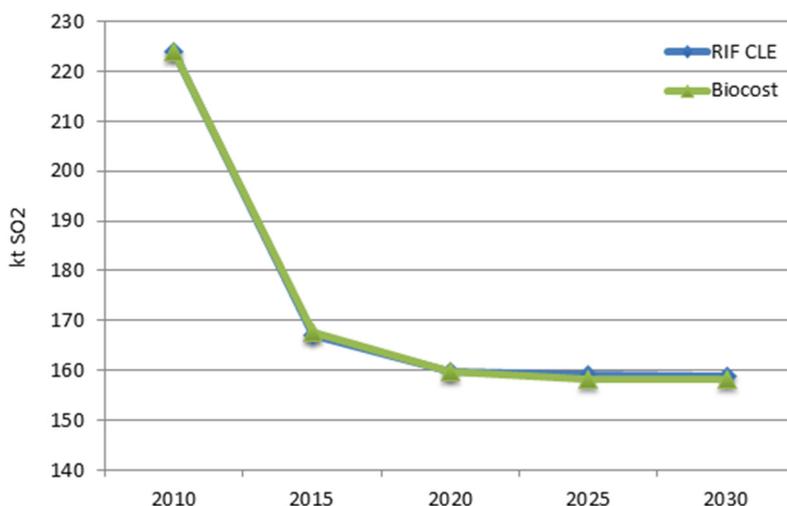
Figura 68 - Evoluzione delle emissioni di SO<sub>2</sub> per settore, scen BIOcost, 2010-2030



Fonte: elaborazioni ENEA

Nello scenario BIOcost le principali differenze interessano il settore residenziale, perciò è normale non trovare differenze significative con le emissioni di SO<sub>2</sub> dello scenario di riferimento. Confrontando lo scenario BIOcost con il RIF CLE si riscontra al 2030 una differenza totale di poco meno di 1 kt di SO<sub>2</sub>.

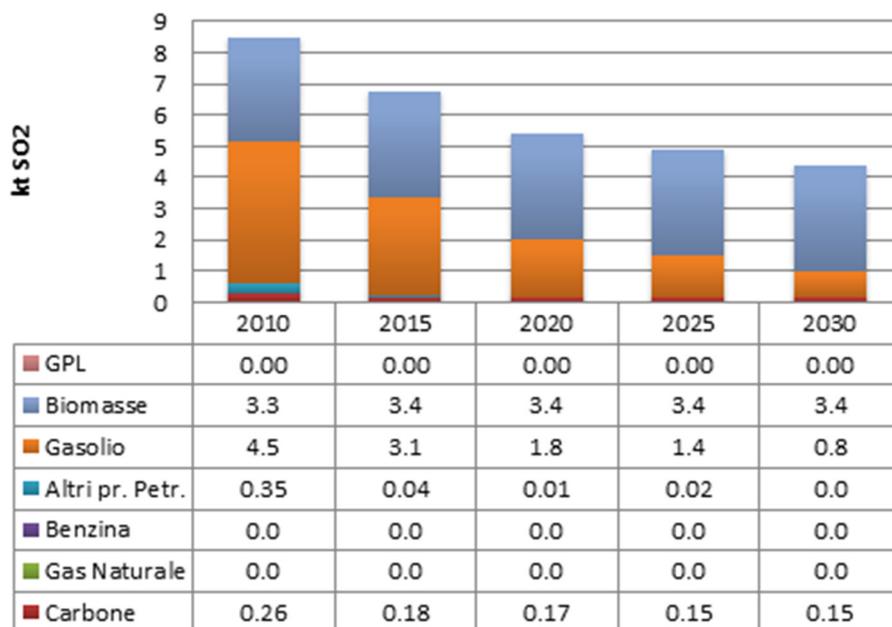
Figura 69 - Emissioni di SO<sub>2</sub> nello scenario CLE e BIOcost



Fonte: elaborazioni ENEA

Alla fine del periodo considerato il contributo delle biomasse nel settore Civile alle emissioni di SO<sub>2</sub> arriva al 70%. Si noti che il contributo dalle emissioni derivanti da gas naturale e GPL è praticamente nullo, non per il non utilizzo di tali vettori energetici ma in virtù del coefficiente emissivo pari a zero<sup>69</sup>.

Figura 70 - Emissioni SO<sub>2</sub> per combustibile - scenario BIOcost - settore CIVILE



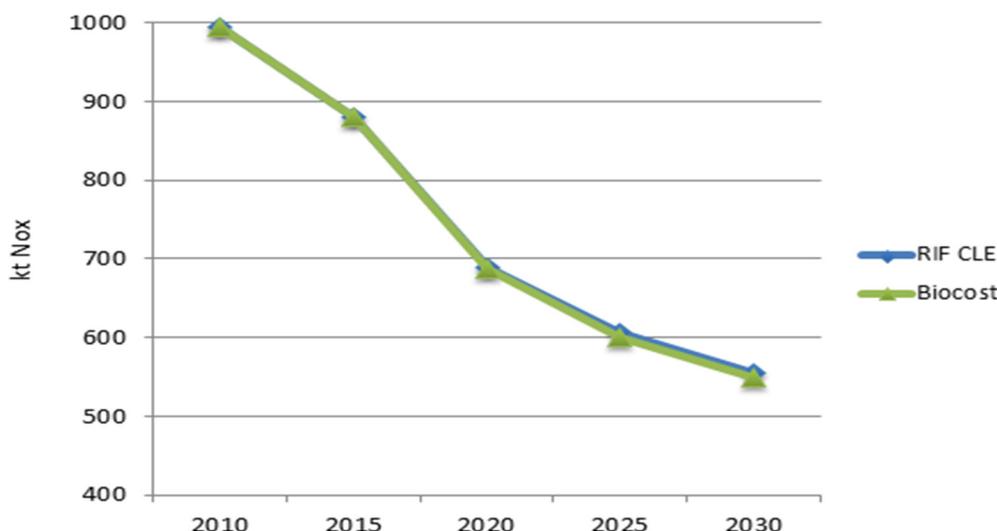
Fonte: elaborazioni ENEA

<sup>69</sup> Fonte SINAnet ISPRA: <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view>

6.2.2 Emissioni di NOx

Lo scenario BIOcost influisce solo in minima parte sulle emissioni di NO<sub>x</sub> (3 kt) perché comporta modifiche solo nel settore residenziale, che influisce molto poco sul totale delle emissioni (10% nel 2030).

Figura 71 - Emissioni di NOx nello scenario CLE e BIOcost



Fonte: elaborazioni ENEA con modello GAINS

La principale sorgente di emissioni di NO<sub>x</sub> è infatti il trasporto stradale che è il principale settore (54% nel 2010) ad influire sull'evoluzione emissiva di tale inquinante.

Tabella 30 - Contributo settoriale percentuale alle emissioni di NOx - scenario BIOcost

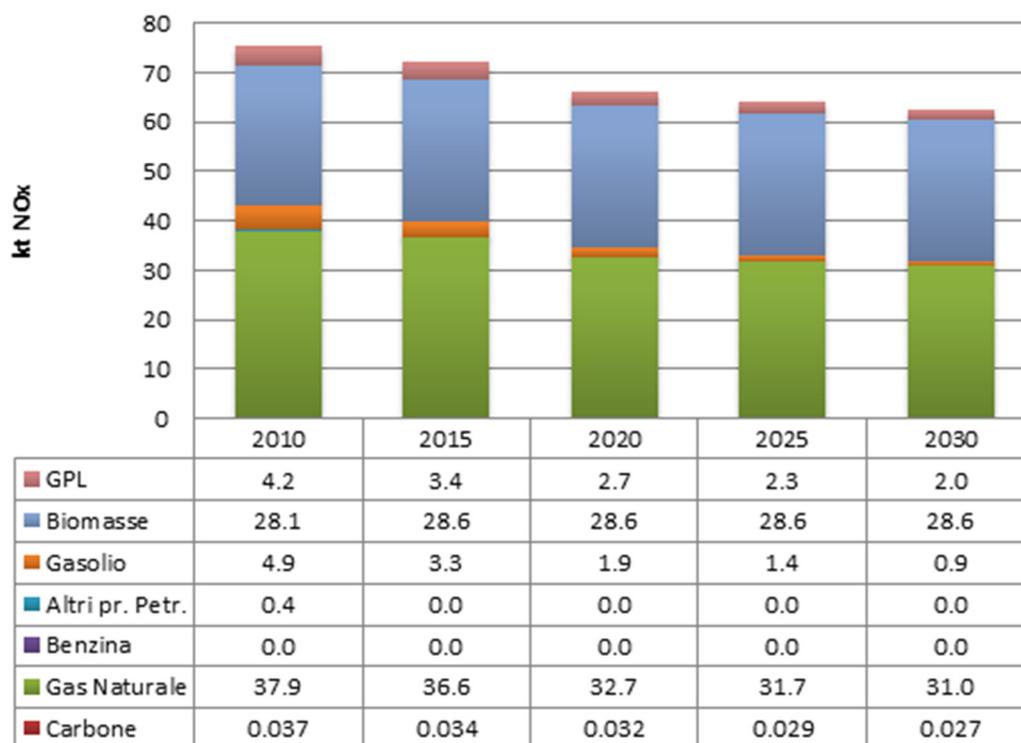
%	2010	2015	2020	2025	2030
Combustion in energy and transformation industries	12.9%	11.3%	15.0%	21.8%	23.8%
Non-industrial combustion plants (Domestic sector)	7.7%	8.2%	9.6%	10.5%	11.4%
Combustion in manufacturing industry	10.6%	11.1%	14.2%	17.7%	20.0%
Production processes	1.7%	1.4%	1.8%	2.1%	2.3%
Road transport	54.3%	54.8%	45.1%	32.9%	26.8%
Other mobile sources and machinery	12.8%	13.1%	14.2%	14.9%	15.4%
Waste treatment and disposal	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Agriculture	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%

Fonte: elaborazioni ENEA

Le cause determinanti nella riduzione delle emissioni vengono individuate anche per questo scenario nell'installazione dei catalizzatori nei veicoli, nell'adozione di misure volte al miglioramento dei processi di combustione nella produzione energetica e di tecniche di abbattimento dei fumi e nella sostituzione del carbone col gas naturale.

Le emissioni NO<sub>x</sub> del civile si riducono del 18% circa al 2030 rispetto ai valori del 2010 mentre il contributo del settore al totale cresce nel tempo dal 7.7% all'11.4%.

Figura 72 - Emissioni NO<sub>x</sub> per combustibile - scenario BIOcost - settore CIVILE



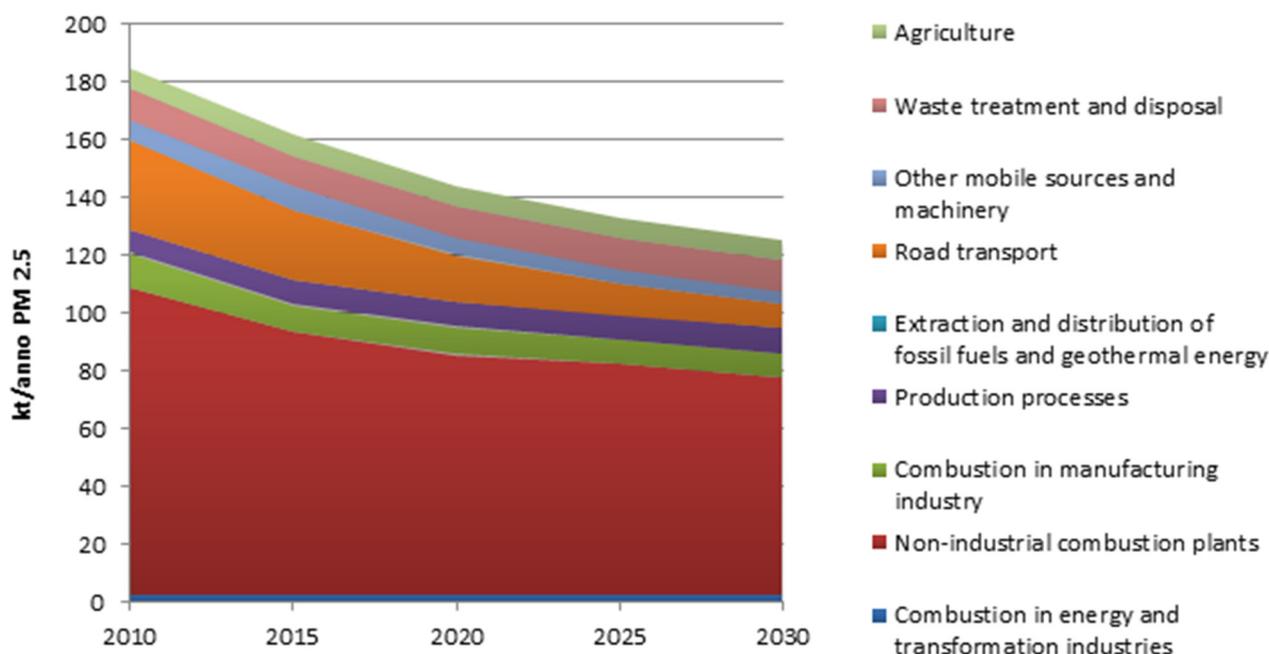
Fonte: elaborazioni ENEA

Pur rimanendo invariati nel tempo i consumi di biomassa legnosa, il contributo emissivo legato alla biomassa sul totale degli NO<sub>x</sub> passa, in questo scenario; dal 37% del 2010 al 46% del 2030 mentre nello scenario di riferimento si raggiungeva il 48% del totale. Tale contrazione emissiva è legata alla stabilizzazione imposta dei consumi di biomassa.

6.2.3 Emissioni di PM 2.5

Le emissioni di PM2.5 in Italia al 2012 sono dominate principalmente dal settore civile e dal suo ricorso alle biomasse solide, perciò i principali effetti dello scenario BIOcost si riflettono proprio nelle analisi sul PM2.5. Il contributo del settore civile nello scenario di riferimento è previsto in forte espansione nello scenario di riferimento fino ad arrivare al 61% del totale nel 2020 e al 62% nel 2030. Nel BIOcost al 2030 tale contributo si arresta al 59%. Rispetto al riferimento al 2030 lo scenario presenta una differenza di 8.4 kt di PM 2.5.

Figura 73 - Evoluzione delle emissioni di PM2.5 per settore, Scenario BIOcost, 2010-2030



Fonte: elaborazione ENEA

Tabella 31 - Contributo settoriale alle emissioni di PM2.5 per settore - scenario BIOcost (quote %)

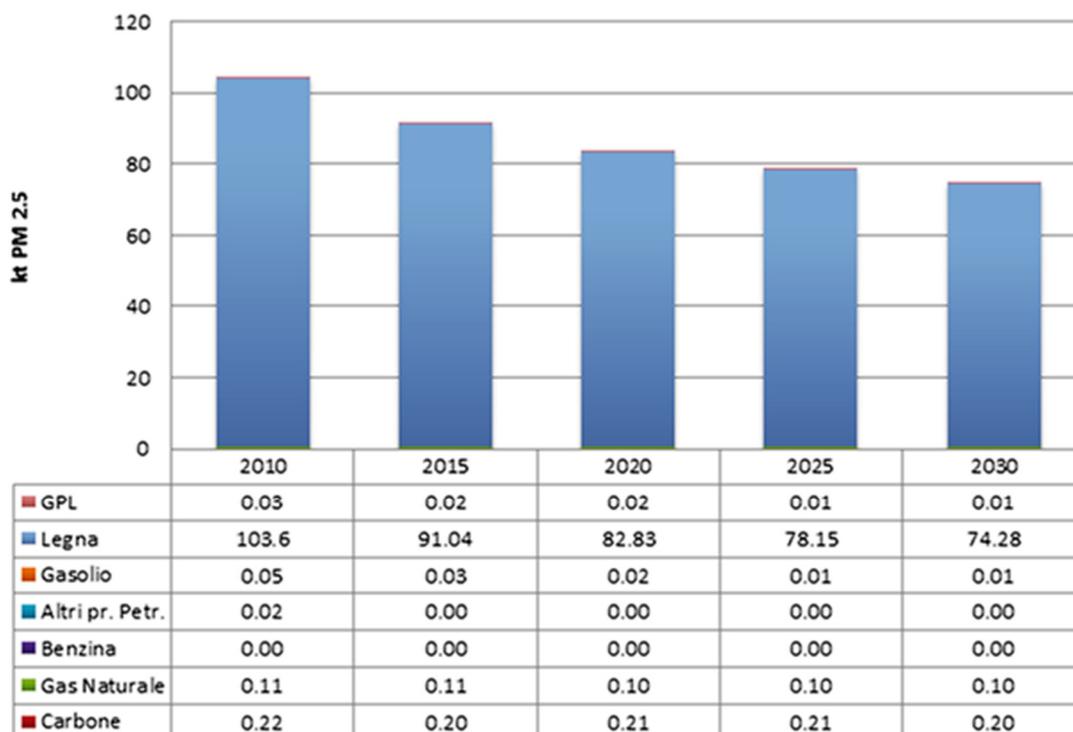
	2010	2015	2020	2025	2030
Combustion in energy and transformation industries	1.7%	1.7%	2.0%	3.2%	2.6%
Non-industrial combustion plants	57.3%	56.4%	57.6%	58.8%	59.2%
Combustion in manufacturing industry	6.3%	5.5%	6.6%	6.1%	6.7%
Production processes	4.2%	5.2%	5.8%	6.3%	6.9%
Extraction and distribution of fossil fuels and geothermal energy	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%
Road transport	16.9%	14.8%	11.2%	8.0%	6.7%
Other mobile sources and machinery	4.0%	5.2%	4.2%	3.8%	3.4%
Waste treatment and disposal	5.9%	6.8%	7.7%	8.4%	8.9%
Agriculture	3.8%	4.3%	4.9%	5.3%	5.6%

Fonte: elaborazione ENEA

Le biomasse sono la principale fonte di emissioni di PM2.5 nel settore civile (oltre il 99% in tutto il periodo considerato) mentre le altre fonti danno un contributo del tutto trascurabile. L'andamento delle emissioni di tale settore è pertanto determinato dal consumo di biomassa.

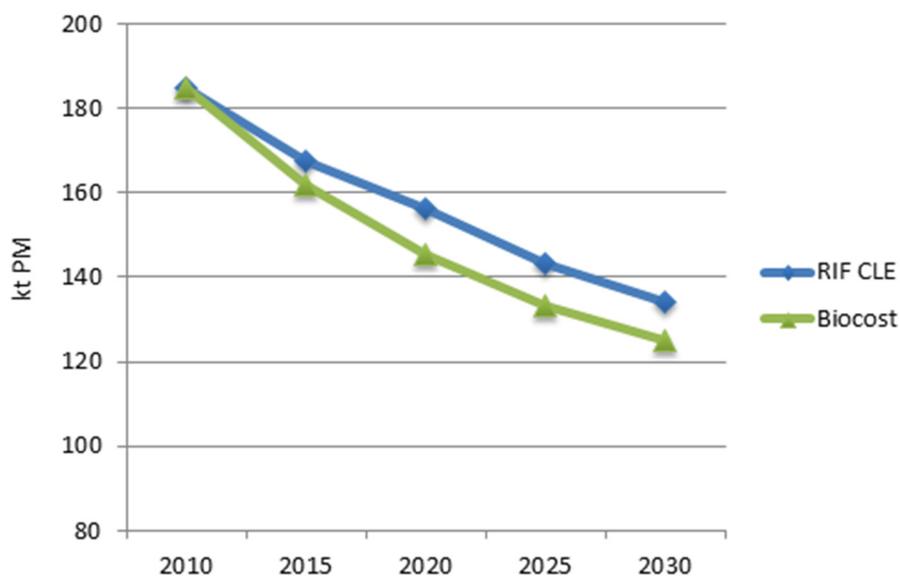
Rispetto allo scenario di Riferimento, questo scenario presenta un trend di decrescita per tutto il periodo di indagine di questo studio: ciò è dovuto principalmente al minor ricorso alle biomasse e alla riduzione dei consumi.

Figura 74 - Emissioni PM2.5 per combustibile - scenario BIOcost - settore CIVILE



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 75 - Emissioni di PM2.5 negli scenari CLE e BIOcost

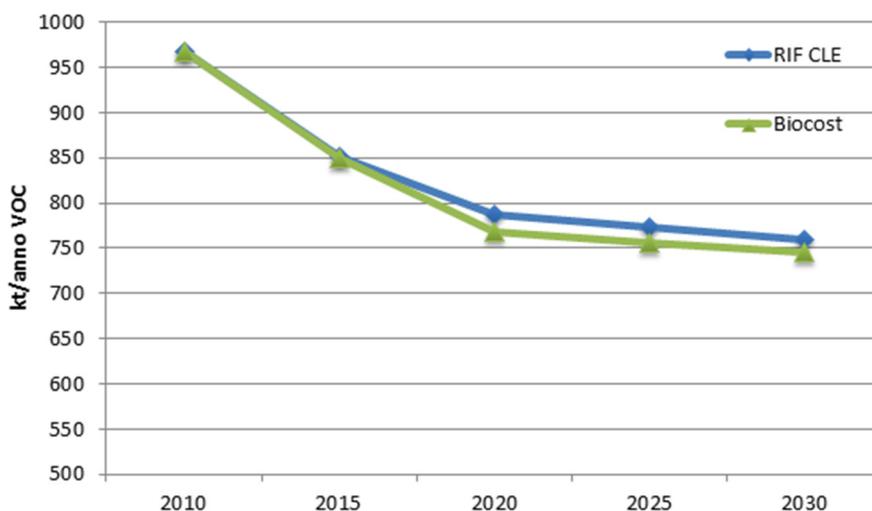


Fonte: elaborazione ENEA

6.2.4 Emissioni di NMVOC (Composti Organici Volatili non metanici)

Poiché il settore Civile raggiunge un contributo alle emissioni di NMVOC al 2030 pari al 19% nello scenario di Riferimento, il contenimento dei consumi di biomassa solida in tale settore si riflette nelle emissioni di NMVOC dello scenario BIOcost, con una riduzione al 2030 di circa 15 kt di NMVOC annue.

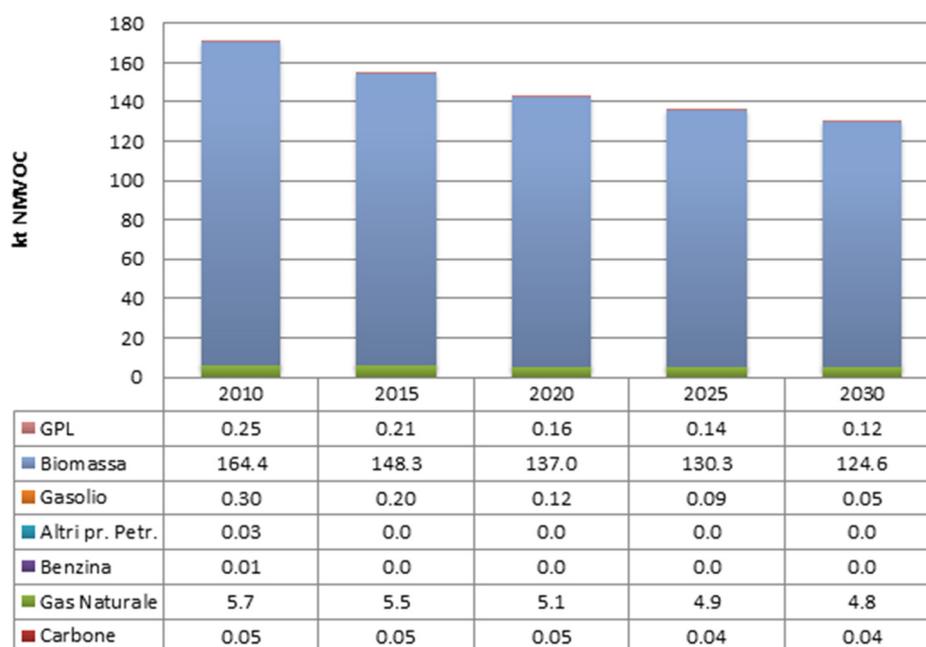
Figura 76 - Emissioni di NMVOC nello scenario CLE e BIOcost



Fonte: elaborazione ENEA

Anche in questa tipologia di scenario, il settore civile riveste un ruolo sempre più significativo nel tempo data la riduzione del contributo del trasporto su strada (il contributo del settore al 2030 raggiunge il 17% contro il 19% dello scenario di riferimento).

Figura 77 - Emissioni NMVOC per combustibile - scenario BIOcost- settore CIVILE



Fonte: elaborazione ENEA

Il decremento delle emissioni del settore civile fino al 2030 è pari al 26% dei valori del 2010 (mentre è solo il 18% nel riferimento). Infatti per le emissioni di NMVOC il principale contributo, anzi la quasi totalità del settore civile, deriva dal consumo di biomasse legnose (96% nel 2010) e in minima parte dall'utilizzo di gas naturale.

### 6.2.5 Analisi di impatto sulle concentrazioni degli inquinanti al 2020 e 2030

In questa sezione è stato analizzato l'impatto sulle concentrazioni degli inquinanti PM 2.5 e NOx di uno scenario che segue le indicazioni della Strategia Energetica Nazionale ma che pone un tetto massimo all'utilizzo di biomasse legnose nel settore residenziale, lo scenario *BIOcost*.

Da una prima analisi della mappa al 2020 la concentrazione dei PM2.5 per lo scenario di Riferimento presenta una riduzione in alcune zone sensibili nonostante un livello emissivo molto simile a quello attuale (Figura 78). Nello scenario *BIOcost* la situazione al 2020 appare migliorata rispetto alla situazione di Riferimento. Come già visto prima, questo comportamento è imputabile al minor ricorso alle biomasse nel settore civile. Nel settore civile, infatti, le emissioni di PM 2.5 nel 2020 raggiungono le 95 kt di PM2.5 per lo scenario di riferimento mentre si fermato a 83 kt nello scenario *BIOcost*.

Al 2030 le concentrazioni medie annuali di PM2.5 risultano ancora inferiori per entrambi gli scenari (Figura 79): da un lato si assiste ad una diminuzione delle emissioni totali (134 kt di PM2.5 nel RIF e 126 nello scenario *BIOcost*), dall'altro le misure e le nuove tecnologie nei settori di uso finale contribuiscono a ridurre le emissioni puntuali. È evidente che con la riduzione del ricorso alle biomasse legnose dei piccoli impianti nel settore civile la riduzione delle concentrazioni di particolato e il miglioramento della qualità dell'aria sono più marcati.

Analizzando la mappa italiana in scala 20 km x 20 km, la Tabella 32 mostra la percentuale di celle 20x20 che supera alcuni livelli di concentrazione dei PM2.5 al 2020 e al 2030 per entrambi gli scenari. È interessante notare come al 2020 nello scenario CLE oltre il 62% dei cluster superava concentrazioni di 10 µg/m<sup>3</sup> di PM2.5 mentre nello scenario *BIOcost* la percentuale scende al 57% di tutte le celle. Sempre nello scenario *BIOcost* solo lo 1.8% dei cluster al 2030 supera i 20 µg/m<sup>3</sup> mentre nel riferimento tale soglia era superata da quasi il 3% del totale.

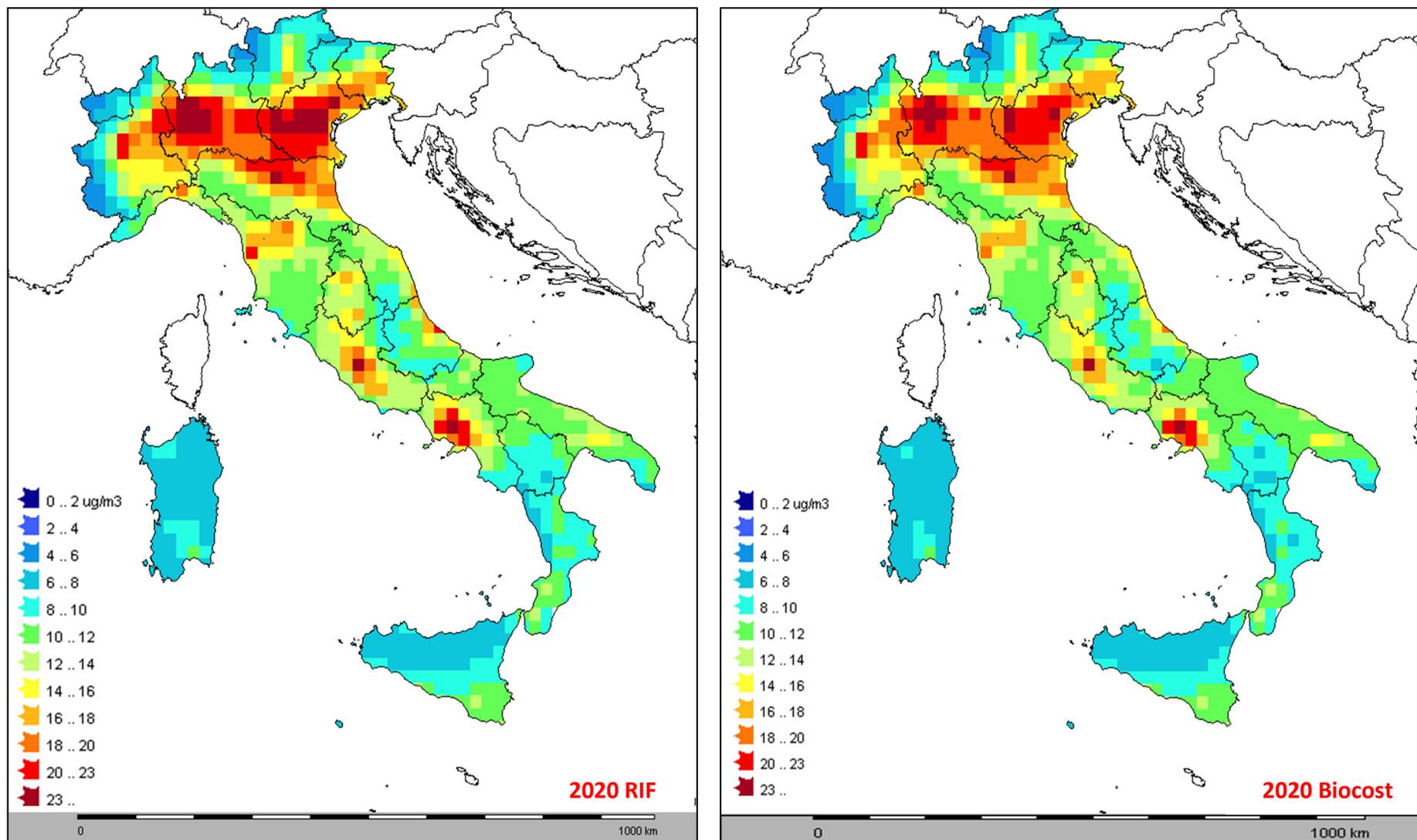
Tabella 32 - Distribuzione delle concentrazioni nei cluster delle mappe di impatto di PM 2.5

	2020		2030	
	CLE	BIOcost	CLE	BIOcost
>5 µg/m <sup>3</sup>	99.8%	99.6%	99.5%	99.5%
>10 µg/m <sup>3</sup>	62.9%	57.4%	57.3%	49.8%
>15 µg/m <sup>3</sup>	21.0%	18.0%	15.5%	13.6%
>20 µg/m <sup>3</sup>	8.0%	6.4%	2.9%	1.8%
>25 µg/m <sup>3</sup>	1.0%	1.1%	0.3%	0.5%

Fonte: elaborazione ENEA con modello GAINS

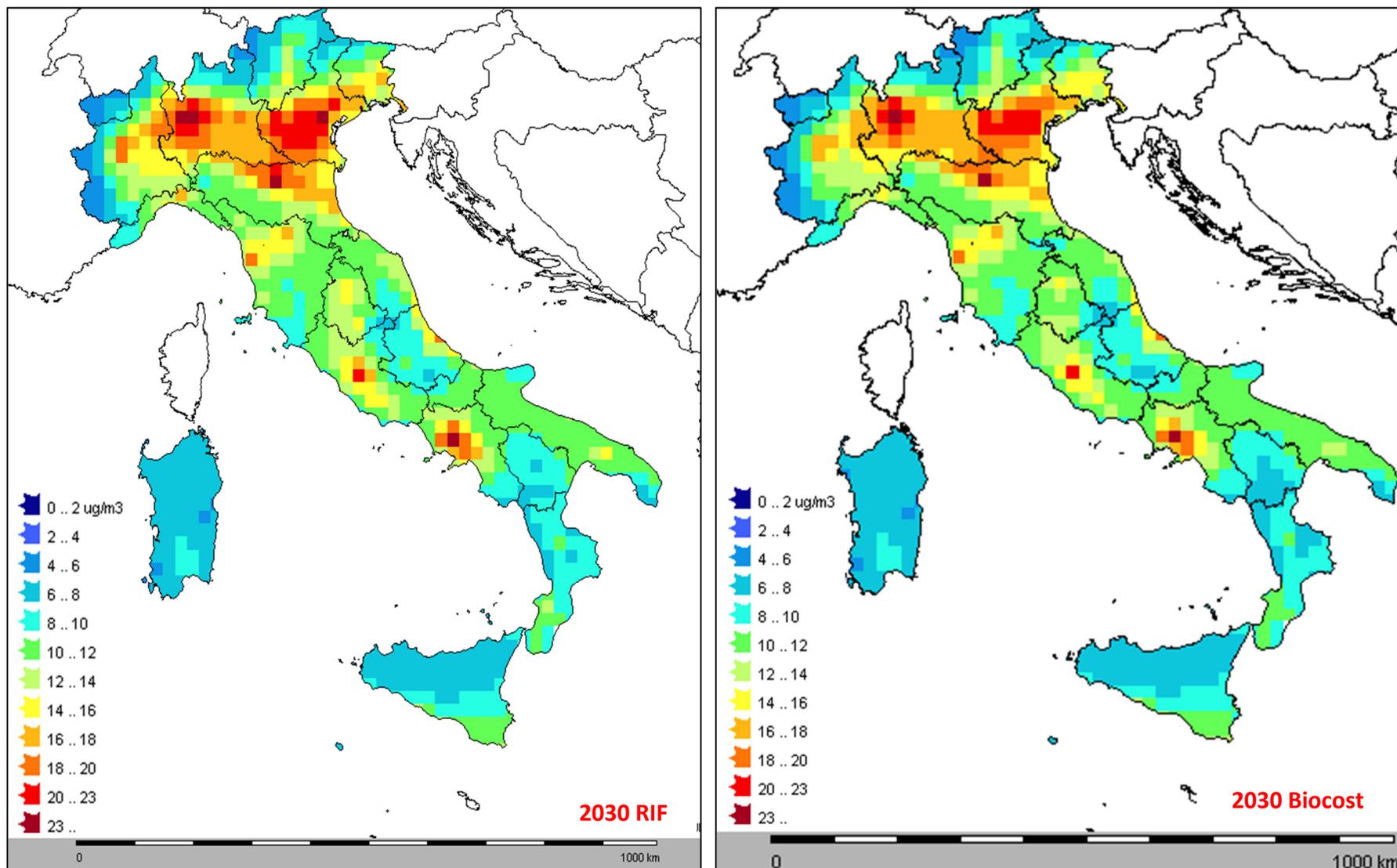
<sup>70</sup> 10 µg/m<sup>3</sup> è il valore di riferimento dell'Organizzazione Mondiale della Sanità e rappresenta la soglia al di sopra della quale cominciano a manifestarsi effetti negativi per la salute umana.

Figura 78 - Concentrazioni emissive di PM2.5 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) dello scenario RIF CLE e scenario BIOcost al 2020



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 79 - Concentrazioni emissive di PM2.5 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) dello scen RIF CLE e nello scen BIOcost al 2030



Fonte: elaborazione ENEA

## 7. SCENARIO DI DECARBONIZZAZIONE al 2030

La terza tipologia di scenario analizzato in questo studio è basato sulla possibile riduzione delle emissioni indicata dal recente Impact Assessment della Comunicazione “*A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030*” (SWD(2014)15 final) poiché è al centro di molteplici approfondimenti a livello nazionale.

L’Impact Assessment valuta a livello di singoli Paesi UE l’impatto e le riduzioni attese per un obiettivo comunitario di riduzione dei gas di serra al 2030 compreso fra il 35% e il 45% rispetto al 1990. Secondo l’Impact Assessment un obiettivo di decarbonizzazione comunitario intermedio (-40%) si tradurrebbe per l’Italia in una riduzione minima del 36% rispetto ai livelli del 2005.

È stato pertanto realizzato uno scenario, definito **Scenario DEC (-36%)**, che quantifica l’impatto sul sistema energetico della riduzione del 36% delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 2005 e che ingloba un insieme di obiettivi, politiche e misure paragonabile al quadro energetico delineato dalla Strategia Energetica Nazionale secondo l’evoluzione della situazione normativa, economica ed energetica italiana attuale. Questo scenario prende in considerazione la revisione dei consumi di biomassa nel settore residenziale secondo l’indagine ISTAT 2014 e ne fa una stima in termini di emissioni.

### 7.1 Lo scenario energetico e la metodologia di analisi

Lo scenario descritto è stato realizzato utilizzando il modello tecnico-economico di equilibrio parziale TIMES-Italia<sup>71</sup>, sviluppato dall’ENEA e già descritto nei paragrafi precedenti.

Con l’utilizzo di questo modello del sistema energetico italiano è stato elaborato per l’Italia uno scenario vincolato al raggiungimento al 2030 di una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> pari al 36% rispetto al 2005<sup>72</sup>. Tale scenario è realizzato imponendo un vincolo globale sulla massima CO<sub>2</sub> che può essere immessa in atmosfera e non presenta vincoli emissivi di tipo settoriale, né vincoli in termini di efficienza energetica e né per il raggiungimento di particolari obiettivi per le fonti rinnovabili.

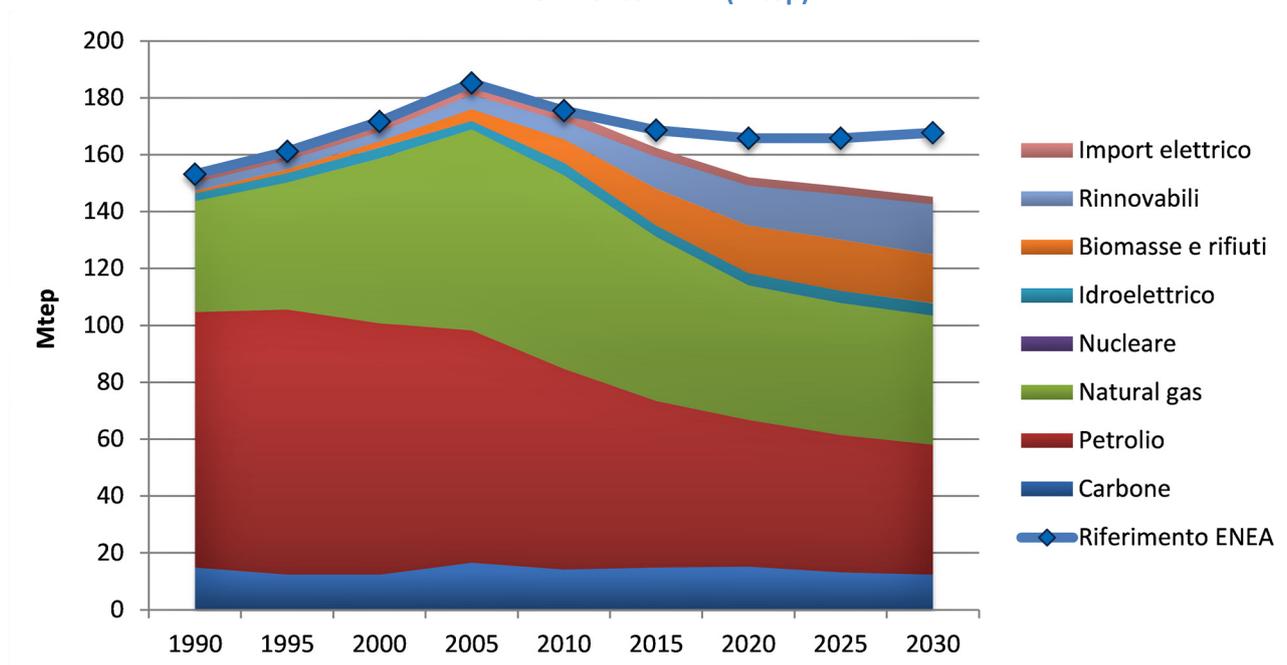
#### 7.1.1 Il fabbisogno primario di energia

La decarbonizzazione del sistema energetico pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell’approvvigionamento e della disponibilità delle fonti, che quello delle tecnologie e dei costi dell’energia. La riduzione dei consumi e un mix ben bilanciato di fonti energetiche sono la prima risposta a queste esigenze.

<sup>71</sup> “Il modello energetico TIMES Italia. Struttura e dati”, Gaeta M., Baldissara B., **ENEA-RT-2011-09**.  
[http://opac.bologna.enea.it:8991/RT/2011/2011\\_9\\_ENEA.pdf](http://opac.bologna.enea.it:8991/RT/2011/2011_9_ENEA.pdf)

<sup>72</sup> Per confrontabilità dell’analisi al 2005 si è preso a riferimento il livello delle emissioni totali di CO<sub>2</sub> per l’Italia (energy + process emissions) utilizzato dalla Commissione Europea e cioè 501 Mt CO<sub>2</sub>.

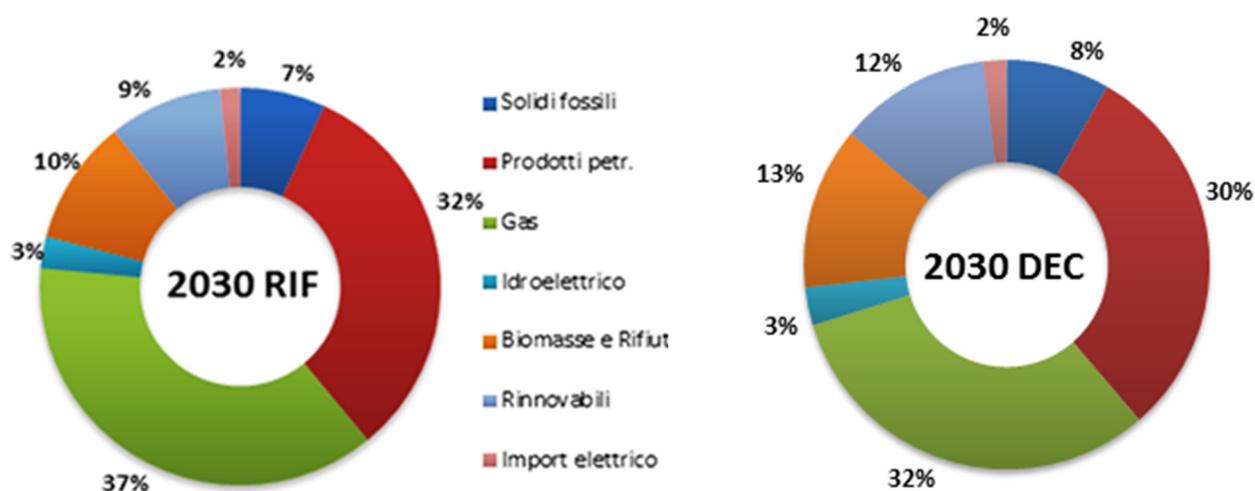
Figura 80 - Fabbisogno di energia primaria<sup>73</sup> per fonte nello scenario DEC e totale nello scenario di Riferimento ENEA (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA

Per effetto del vincolo sul livello massimo delle emissioni di CO<sub>2</sub> al 2030, nonché delle politiche energetiche e ambientali vigenti, nello scenario DEC il fabbisogno di energia primaria cambia il suo mix nel tempo e decresce con un tasso medio annuo dell' 1% nel periodo 2010-30. La richiesta di energia primaria si contrae fino ai 147 Mtep nel 2030: questo rappresenta una riduzione del fabbisogno di quasi il 16% rispetto ai valori 2010 e di circa il 12% in meno rispetto allo scenario di Riferimento (Figura 80).

Figura 81 - Contributo per fonte al fabbisogno energetico primario al 2030 – scenario DEC e scenario di Riferimento (%)



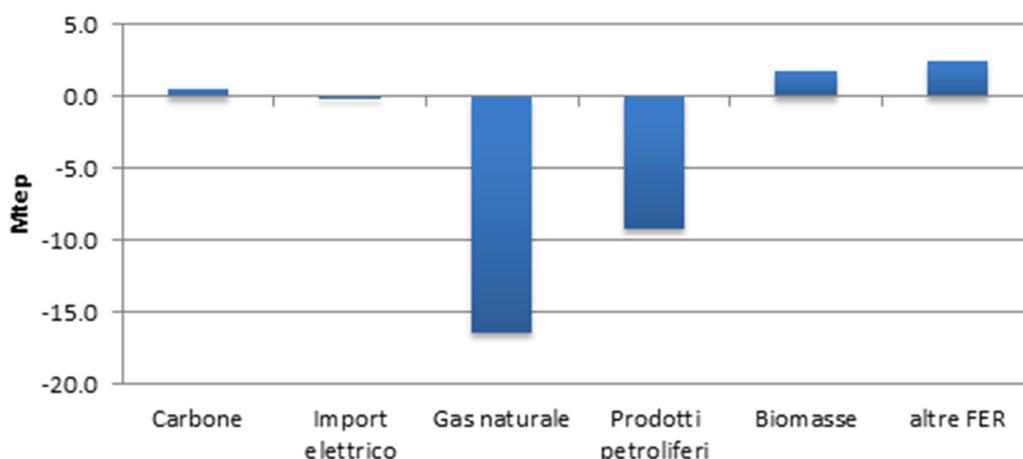
Fonte: elaborazione ENEA

<sup>73</sup> Nella contabilizzazione in energia primaria, le fonti non fossili e l'elettricità non proveniente da biomasse sono convertite utilizzando la metodologia del "Contenuto di energia fisica" [IEA Key World Energy Statistics].

In questo scenario si determina non solo una riduzione della domanda come effetto dell'efficientamento energetico, ma anche un differente modo di produrre ed utilizzare energia rispetto ai trend storici ottenendo un mix energetico maggiormente diversificato rispetto allo scenario di Riferimento (Figura 81).

La riduzione del fabbisogno primario interessa principalmente il gas (-32% rispetto al 2010) e i prodotti petroliferi (-37% rispetto ai valori del 2010) mentre, al contrario, crescono le fonti rinnovabili (+108%). Al 2030 le rinnovabili registrano 4.3 Mtep in più rispetto allo scenario di riferimento e, di questi, 1.8 Mtep sono biomasse e rifiuti (Figura 82).

**Figura 82 - Variazione del mix di energia primaria al 2030 rispetto allo scenario di Riferimento (Mtep)**



Fonte: elaborazione ENEA

La recente crisi economica ha portato ad una caduta della domanda di energia primaria, come della produzione e degli investimenti, soprattutto nei settori ad alta intensità energetica. L'intensità energetica si è ridotta nell'ultimo quinquennio dello -1.08% m.a. per effetto sia della contrazione dei consumi primari, dovuta alla crisi economica (-1.3% m.a.), sia delle politiche che hanno promosso e incrementato l'efficienza energetica.

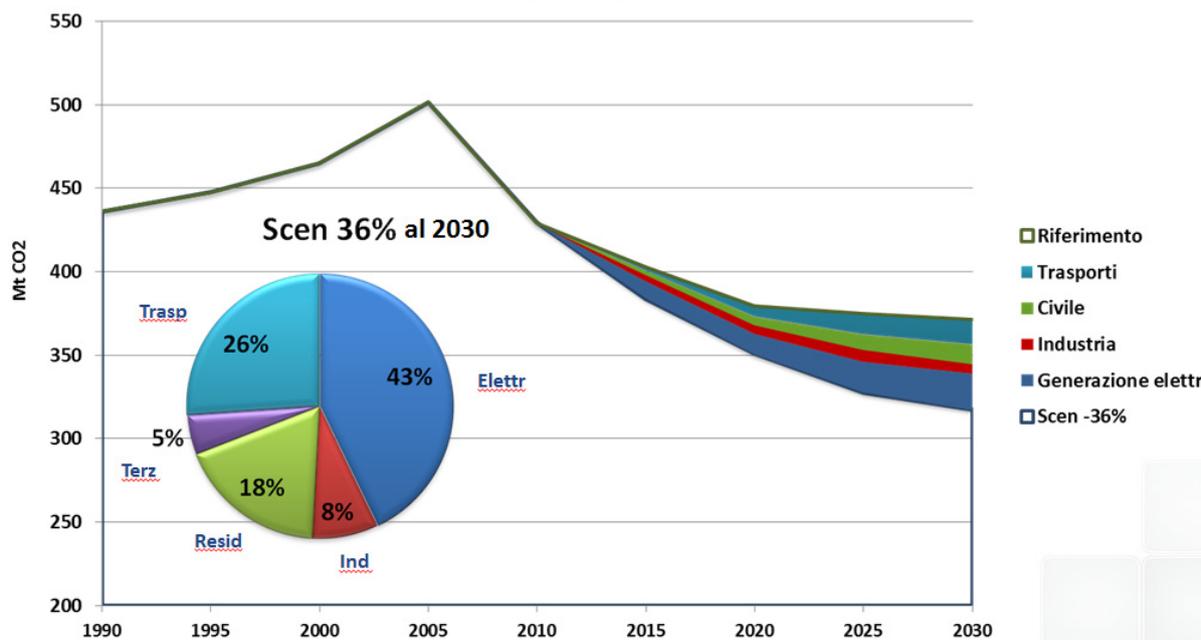
Lo scenario di Riferimento mostra anche esso una decrescita per il periodo di analisi dell'intensità energetica dell'1.35% medio annuo, per effetto sia del naturale efficientamento tecnologico, della terziarizzazione del Paese che dei piani di Azione per l'efficienza energetica e per le Rinnovabili e delle politiche della SEN. Nello scenario di decarbonizzazione la decrescita dell'intensità energetica è ancora più rapida e presenta un tasso di riduzione del 2.1% medio annuo.

### 7.1.2 Le emissioni di CO<sub>2</sub> dello scenario energetico DEC

Lo Scenario DEC prospetta un quadro del Paese in grado di condurre il sistema energetico verso una traiettoria di decarbonizzazione del sistema energetico ambientalmente più sostenibile con un trend emissivo in decrescita per i prossimi anni. Lo sforzo aggiuntivo richiesto all'Italia per conseguire le emissioni di CO<sub>2</sub> previste è pari ad una riduzione ulteriore del 10% rispetto allo scenario di riferimento ENEA.

Lo scenario DEC indica per il 2030 un valore delle emissioni per il sistema energetico pari a 320 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> mentre nello scenario di Riferimento le emissioni sfiorano le 370 MtCO<sub>2</sub>. Il contributo alla riduzione emissiva in questo scenario viene principalmente dalla generazione elettrica (-51% rispetto al 2005), e dal settore terziario (-42%). I settori non ETS raggiungono una riduzione delle emissioni di sola CO<sub>2</sub> rispetto al 2005 di circa il 29%.

**Figura 83 - Contributo dei settori alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario DEC rispetto allo scenario di Riferimento**



Fonte: elaborazione ENEA

Le emissioni pro-capite al 2010 si attestano intorno alle 7.1 t di CO<sub>2</sub> per abitante. L’effetto delle politiche della SEN nello scenario di riferimento e dell’imposta decarbonizzazione nello scenario DEC portano i livelli di queste emissioni specifiche nel 2030 rispettivamente a 5.8 e a 4.7 tCO<sub>2</sub> pro capita. La tendenza che caratterizza lo *Scenario DEC* è il risultato di un compromesso interno al sistema: i target stringenti della decarbonizzazione dell’intero sistema energetico spingono sia i settori di domanda che i settori di offerta a ridurre le proprie emissioni seguendo una strada economicamente sostenibile. I settori di domanda tendono perciò a ridurre i propri consumi energetici e a sostituire i combustibili fossili con fonti rinnovabili e energia elettrica. Di contro la disponibilità e i costi connessi alle fonti rinnovabili guida la decarbonizzazione del settore elettrico.

### 7.1.3 Il parco di generazione elettrica

Nello *Scenario DEC*, dopo la flessione dovuta alla crisi economica, la domanda finale di elettricità non riprende il trend storico di crescita, ma presenta una flessione per il primo decennio di indagine per poi riprendere la crescita e superare di poco i livelli del 2010 nel 2030 (310 TWh).

Ciò è il risultato combinato da un lato di una crescita dell’elettrificazione e dall’altro del forte efficientamento dei settori di uso finale che uno scenario di decarbonizzazione può provocare.

Il ricorso all’elettricità è legato sia alla disponibilità e costi di tecnologie elettriche che possono sostituire le fonti fossili sia al costo che il vettore elettrico assume nel tempo e quindi alla possibilità di decarbonizzare più o meno facilmente il settore di generazione elettrica.

Lo scenario DEC vede un incremento dell’elettrificazione in tutti i settori finali, inclusi i trasporti dove le auto elettriche arrivano a soddisfare il 30% della domanda di trasporto privato al 2030. Rispetto allo scenario di Riferimento il livello dei consumi elettrici al 2030 si presenta inferiore a causa della riduzione di domanda elettrica connessa all'aumento di efficienza. Nonostante la riduzione di domanda in termini assoluti, il livello di elettrificazione (consumo di elettricità su consumi energetici totali) dello scenario DEC è maggiore rispetto al riferimento, a causa della riduzione globale dei consumi e dello *switch* tra fonti fossili ed elettricità.

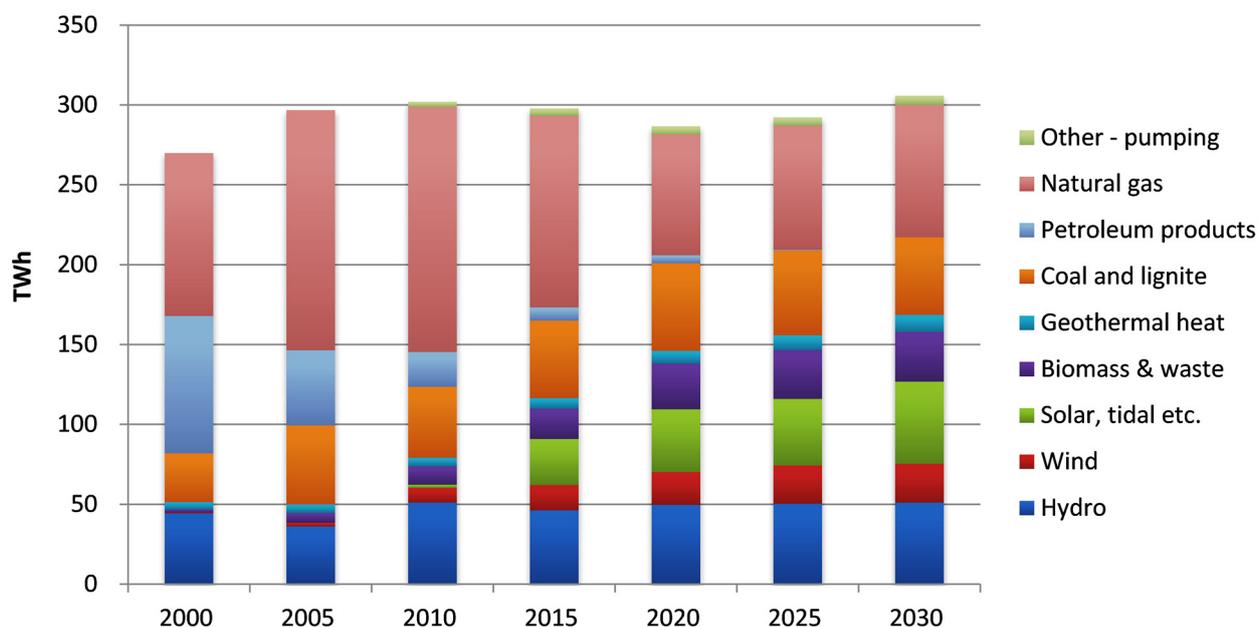
**Tabella 33 - Consumi di elettricità per settore di uso finale al 2010 e 2030 (TWh)**

	Storico	Scen RIF	elett RIF	Scen 36	elett -36%
GWh	2010	2030		2030	
Industria	128	135	34%	131	37%
Domestico	70	76	20.1%	65	21.5%
Terziario	91	122	57%	97	58%
Trasporti	11	10	2%	17	4%
<b>Domanda finale</b>	<b>299</b>	<b>344</b>	<b>23.6%</b>	<b>310</b>	<b>24.7%</b>

Fonte: elaborazione ENEA

Le proiezioni dello *Scenario DEC* mostrano un parco di generazione molto diverso rispetto ai decenni passati, con una crescita soprattutto delle installazioni a fonti rinnovabili (+6.3% t.m.a. nel periodo 2020-10 e +1.5% nel 2030-20) e in particolare degli impianti fotovoltaici, eolici e biomasse (incluso biogas).

**Figura 84 - Generazione elettrica nello scenario DEC per fonte, 2000-2030 (TWh)**



Fonte: elaborazione ENEA

Nel 2020 la produzione elettrica da rinnovabili sfiora complessivamente i 146 TWh (oltre il 41% da eolico e fotovoltaico) e al 2030 i 169 TWh (oltre il 45% da fonti intermittenti).

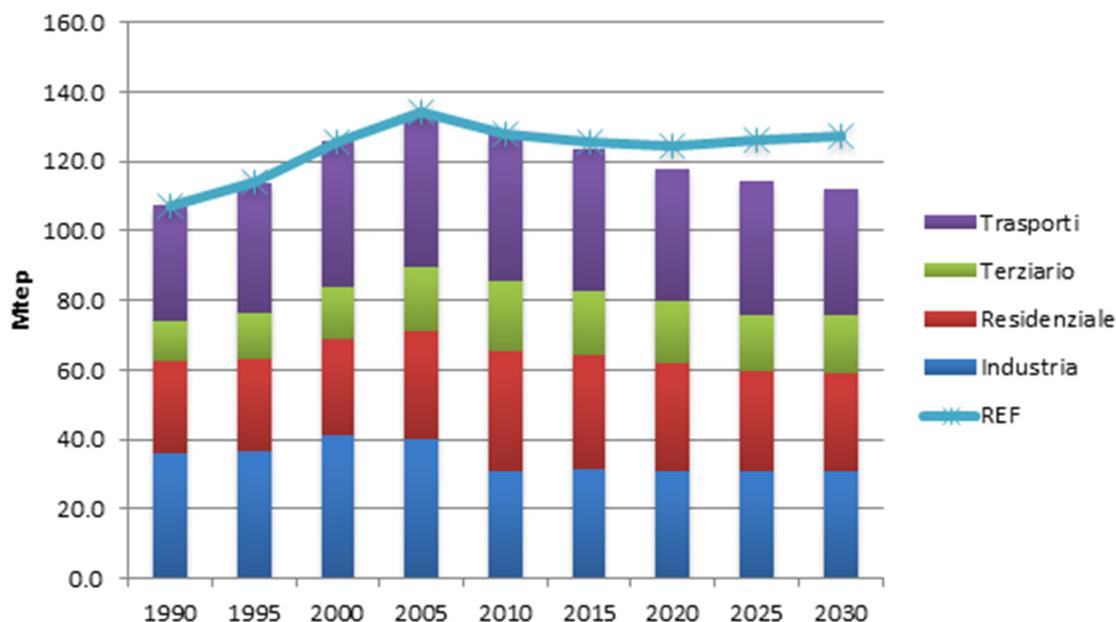
Il forte sviluppo della produzione da fonte rinnovabile e una domanda elettrica che cresce moderatamente compromettono il ricorso a combustibili fossili che scende al 45% della generazione nel 2030. In particolare il ricorso al gas naturale è quello che risente maggiormente di questo percorso di decarbonizzazione, presentando per il primo decennio di indagine una flessione del 6.8% medio annuo per poi stabilizzarsi al 2030 intorno ad una produzione di 80 TWh. I prodotti petroliferi proseguono il trend di decrescita fino a quasi scomparire al 2030 mentre il ricorso al carbone rimane costante.

### 7.1.4 I consumi energetici finali

Sulla base della futura richiesta di servizi energetici nei vari settori ed in presenza di un forte vincolo di decarbonizzazione (-36% rispetto ai livelli del 2005), lo Scenario DEC prospetta un fabbisogno di energia dei settori di uso finale in contrazione (-12% rispetto al 2010), con tasso di decrescita dello 0.6% medio annuo.

Nonostante l'ipotesi di ripresa economica sostenuta dopo il 2020, l'obiettivo di decarbonizzazione contiene e riduce il livello dei consumi energetici dei settori di uso finale mantenendo la domanda al 2030 entro i 112 Mtep.

Figura 85 - Domanda di energia nei settori di uso finale nello Scenario DEC e Riferimento (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA

Nel settore Civile (Residenziale, Terziario e Agricoltura) predominanti sono gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici su almeno il 25% del patrimonio abitativo residenziale privato al 2030 che permettono una riduzione dei consumi di circa 2 Mtep rispetto allo scenario di Riferimento.

Importanti anche gli interventi di riqualificazione degli edifici del terziario e il ricorso a pompe di calore per la climatizzazione invernale ed estiva (al 2030 1 milione di pompe di calore in più rispetto al riferimento nel solo settore residenziale). Si registra un incremento dell'efficienza media di tutte le tecnologie del settore.

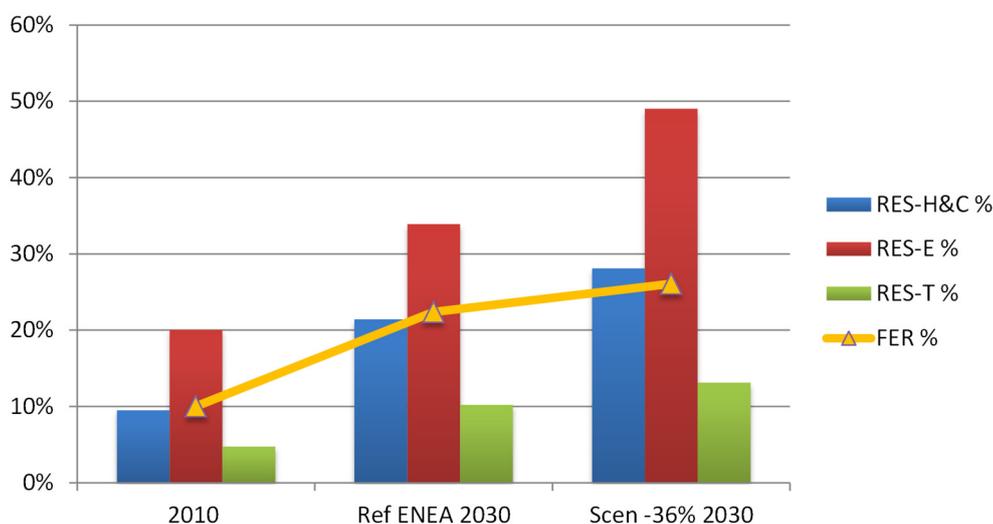
Il settore trasporti vede la diffusione di veicoli più performanti in particolare nel trasporto su strada e, in parte, un maggior ricorso a carburanti alternativi. Rispetto allo scenario di Riferimento si contemplanu nuovi risparmi energetici anche per lo sviluppo di infrastrutture e scambi intermodali e per l'incremento dell'offerta di mobilità di mezzi di trasporto pubblici alimentati elettricamente (*shift* modale dal trasporto privato verso la mobilità collettiva corrispondente ad una riduzione di domanda di trasporto auto pari al 3.5%, per quasi 0.7 Mtep di risparmio energetico da fossili).

Nel settore industriale l'efficienza energetica è il principale motore di spinta alla riduzione dei consumi grazie al ricorso alla cogenerazione e all'utilizzo di motori più efficienti e sistemi di controllo. Ulteriori risparmi rispetto allo scenario di Riferimento sono dovuti interventi di recupero termico nei processi industriali ad alto contenuto di energia e al ricorso a rifiuti e biomasse per la produzione di calore ad alta temperatura.

Il mix energetico utilizzato per soddisfare la richiesta di servizi energetici vede l'affermarsi delle fonti rinnovabili termiche che arrivano a coprire oltre il 9% dei consumi nel 2030. L'energia elettrica contribuisce a quasi il 25% dei consumi finali scontando la riduzione dei consumi elettrici dovuta all'utilizzo di tecnologie più performanti. Nello *Scenario DEC* la diminuzione della domanda finale di energia riguarda soprattutto il consumo di prodotti petroliferi e il gas (al 2030 rispettivamente il 28% e il 16% in meno relativamente al 2010) mentre le rinnovabili incrementano del 74%.

Nello *Scenario DEC* il consumo di energie rinnovabili nel 200 raggiunge circa il 26% dei consumi finali lordi (17% nel PAN al 2020). Il maggiore contributo aggiuntivo rispetto agli obiettivi del PAN viene dal settore elettrico che nello scenario analizzato raggiunge i 15 Mtep di FER.

Figura 86 - Consumi percentuali FER nei settori e share FER sui consumi finali lordi (FER/CFL)



Fonte: elaborazione ENEA

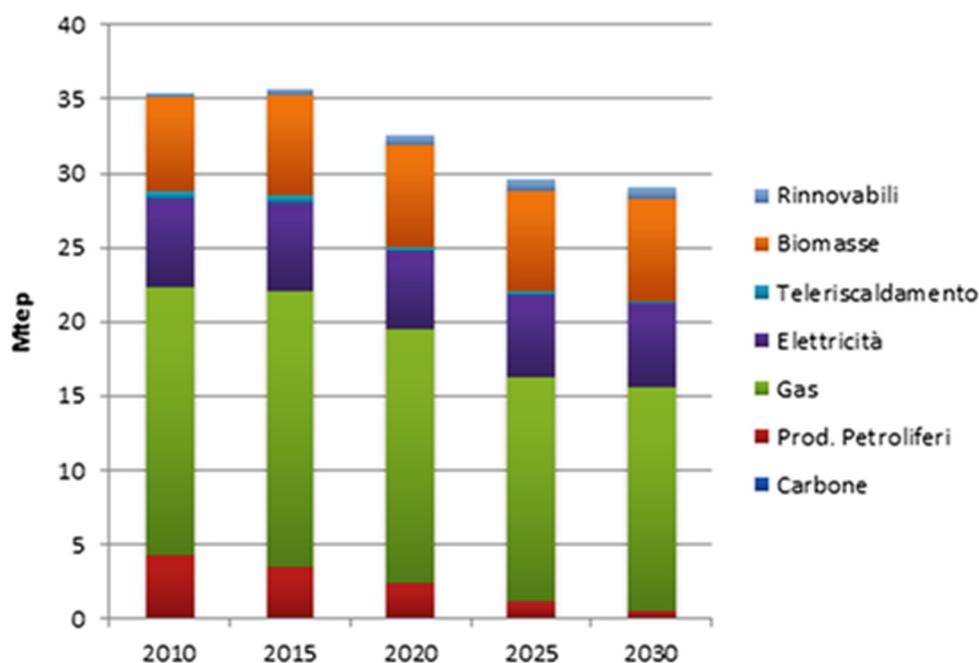
La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica fotovoltaica e biomasse di piccola taglia, insieme alle altre rinnovabili elettriche, permette, infatti, di superare l’obiettivo al 2020 del 26.4% di rinnovabili nei consumi finali lordi di elettricità raggiungendo il 49% al 2030. Il forte efficientamento previsto nello Scenario DEC permette di ottenere risultati significativi per le rinnovabili termiche: in termini assoluti si registra il raggiungimento di oltre 14 Mtep di FER al 2030 nel settore di riscaldamento e raffrescamento.

### 7.1.5 Focus sui consumi energetici nel settore residenziale

La proiezione della richiesta di servizi energetici nel settore residenziale è la stessa, per costruzione, dello scenario di Riferimento in modo da permettere un adeguato confronto tra gli scenari.

Secondo le elaborazioni ENEA, per effetto dell’implementazione della decarbonizzazione, i consumi finali di energia nel settore Residenziale potrebbero attestarsi nel medio-lungo periodo sui 28.5 Mtep (contro i 33 Mtep dello scenario di Riferimento).

Figura 87 - Fuel mix energia finale nello scenario ENEA, settore Residenziale



	2010 stimato	2015	2020	2025	2030
Carbone	0%	0%	0%	0%	0%
Prod. Petroliferi	10%	9%	7%	4%	2%
Gas	54%	52%	53%	51%	52%
Elettricità	17%	17%	17%	19%	19%
Teleriscaldamento	0%	0%	1%	1%	1%
Biomasse	18%	20%	21%	22%	23%
Rinnovabili	0.5%	1.3%	2.0%	2.5%	2.8%

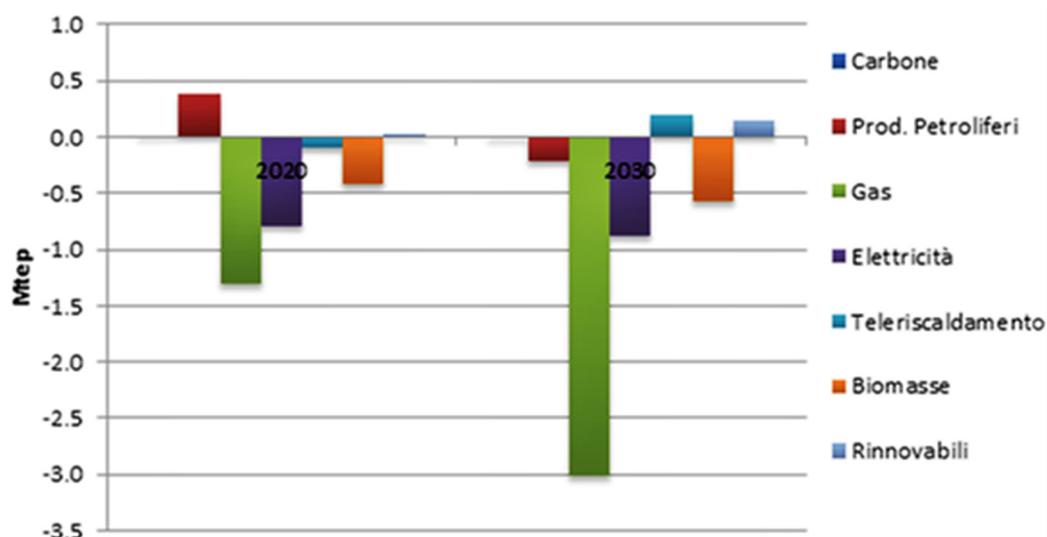
Fonte: elaborazione ENEA

Lo Scenario DEC delinea una riduzione dei consumi finali del settore residenziale grazie ad una maggiore diffusione, rispetto allo scenario di riferimento, di tecnologie e apparecchiature più performanti, il significativo affermarsi di interventi di riqualificazione energetica degli edifici e il sempre più forte ricorso all’energia elettrica e alle fonti rinnovabili. La combinazione di questi fattori riesce a contenere la crescente richiesta di servizi energetici, imputabile a stili di vita sempre più energivori, oltre che all’aumento della popolazione. Accanto al contenimento dei consumi energetici, il Governo Italiano, in linea con le politiche UE, ha anche definito degli obiettivi di ricorso a fonti energetiche rinnovabili, riportate nel Piano d’Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili 2010 e nella più recente Strategia Energetica Nazionale. Nel settore Residenziale il raggiungimento dei target di FER è stato affidato da un lato alla promozione all’acquisto di impianti solari termici e di tecnologie a biomassa e a pompe di calore, dall’altro tramite l’obbligo di integrazione di rinnovabili negli edifici di nuova costruzione o in caso di ristrutturazione integrale.

Lo Scenario DEC prospetta una amplificazione dei trend di consumi e mix che sta caratterizzando il settore in questi anni:

- gli efficientamenti tecnologici e il rifacimento degli involucri degli edifici determinano una discreta diminuzione del gas naturale, dai 18.7 Mtep del 2010 a 15 nel 2030, in controtendenza rispetto alla diffusione del metano registrata negli ultimi decenni (3% medio annuo il tasso di crescita dal 1990 al 2010);
- il *fuel switch* da fossili a elettrico potrebbe determinare una crescita dei consumi elettrici nel lungo periodo, ma la riduzione della domanda dovuta alla diffusione di tecnologie più performanti porta invece ad una riduzione dei livelli dei consumi elettrici (-0.2% m.a. nel periodo 2010-2030, rispetto al +1.6% m.a. del 1990 – 2010);
- le fonti rinnovabili presentano una crescita, seppur più contenuta rispetto agli ultimi anni, che arriva fino a quasi 7 Mtep nel 2030;
- per i prodotti petroliferi si delinea una riduzione in linea con i trend degli ultimi venti anni il cui il contributo complessivo arriva appena a poco meno di 1 Mtep al 2030.

Figura 88 - Variazione per fonte dei consumi dello scenario DEC rispetto allo scenario di Riferimento, anni 2020-2030 (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA

Rispetto allo scenario di riferimento, lo scenario DEC presenta un mix piuttosto diverso, con la riduzione relativa di tutti i combustibili fossili e anche dei consumi di biomasse legnose, grazie alla riqualificazione degli edifici e quindi ad una più bassa richiesta di riscaldamento. Di contro si veda la diffusione relativa di teleriscaldamento e rinnovabili termiche per 0.5 Mtep in più rispetto allo scenario di riferimento.

## 7.2 Scenario emissivo DEC

Per lo scenario DEC è stato realizzato il corrispondente scenario emissivo per analizzare il comportamento degli inquinanti non CO<sub>2</sub> già presi in esame nelle precedenti fasi di analisi di questo studio.

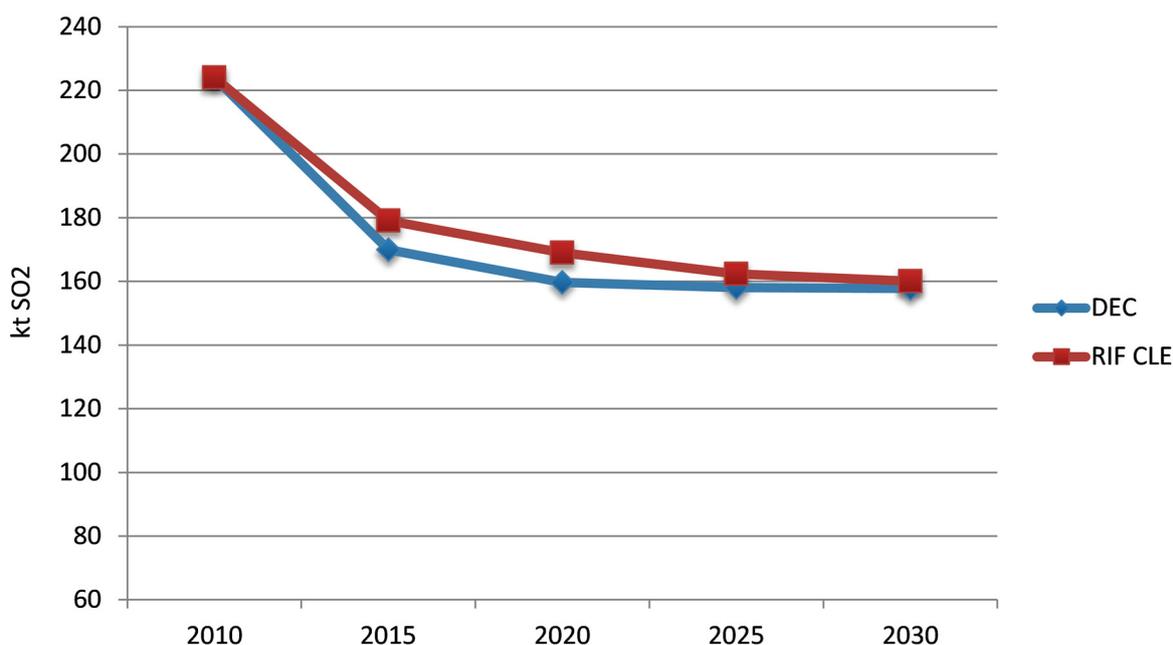
Le analisi degli emissivi sono realizzate secondo la diffusione (insieme delle % di applicazione delle tecnologie di abbattimento, detta Control Strategy) delle tecnologie di abbattimento CLE (*Current Legislation*) per meglio confrontare i risultati con lo scenario di Riferimento.

Le analisi sono state realizzate con il modello GAINS-Italia (Greenhouse and Air Pollution Interaction and Synergies), utilizzato in ENEA per analisi di Valutazione Modellistica Integrata dell' Inquinamento Atmosferico.

### 7.2.1 Emissioni di SO<sub>2</sub>

Come per lo scenario di Riferimento, le emissioni di SO<sub>2</sub> presentano una riduzione di livello nel tempo. La maggior parte delle emissioni antropogeniche di SO<sub>2</sub> deriva dalla combustione di combustibili contenenti zolfo, quali olio e carbone, e proprio la loro forte riduzione al 2030, grazie ad efficientamento e *fuel switch*, permette di contenere tale inquinante.

Figura 89 - Emissioni di SO<sub>2</sub> nello scenario RIF CLE e DEC

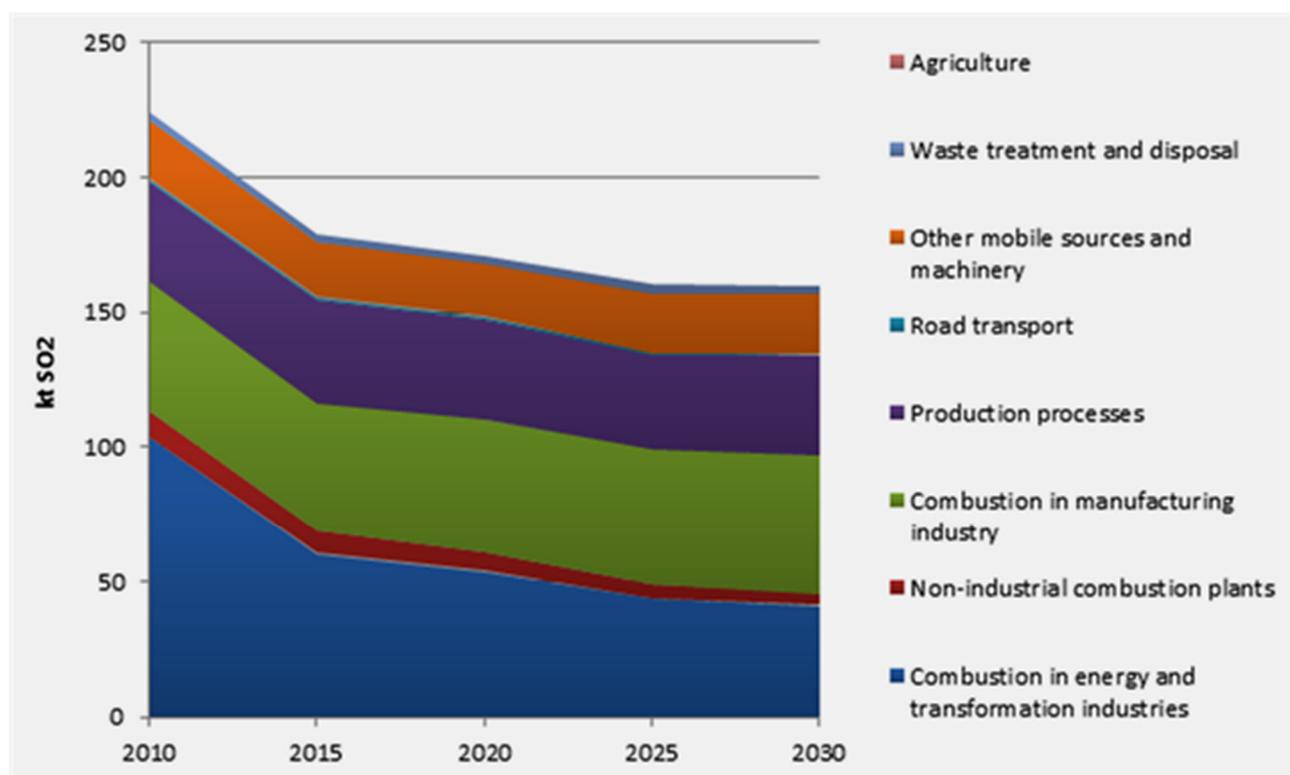


Fonte: elaborazioni ENEA

Rispetto allo scenario di riferimento, le emissioni totali sono all'incirca identiche dato il progressivo abbandono delle fonti fossili in entrambi gli scenari.

Anche in questo scenario, nonostante nel 2010 il principale contributore alle emissioni di SO<sub>2</sub> è il settore trasformazione, nel lungo periodo grazie alla riduzione del ricorso ai combustibili fossili perde il suo ruolo mentre si afferma il settore manifatturiero, che al 2030 raggiunge la quota del 32% sul totale. Il settore civile passa da una quota del 4% nel 2010 a una del 2.7% nel 2030.

Figura 90 - Evoluzione delle emissioni di SO<sub>2</sub> per settore, scen DEC, classificazione SNAP, 2010-2030



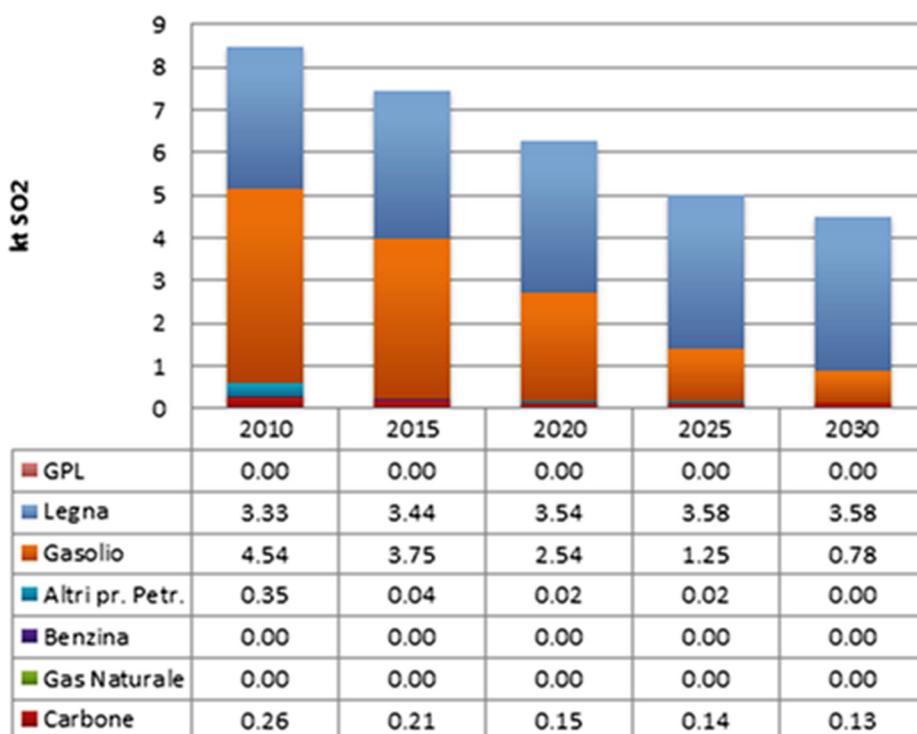
Fonte: elaborazioni ENEA

Nel settore civile i decrementi di SO<sub>2</sub> rispetto al 2010 (-47% al 2030) sono da attribuirsi ad una variazione di mix che vede la riduzione estrema dei prodotti petroliferi.

Alla fine del periodo considerato il contributo delle biomasse alle emissioni di SO<sub>2</sub> arriva al 80%. Si noti che il contributo dalle emissioni derivanti da gas naturale e GPL è praticamente nullo non per il non utilizzo di tali vettori energetici ma in virtù del coefficiente emissivo pari a zero<sup>74</sup>.

<sup>74</sup> Fonte SINAnet ISPRA: <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view>

Figura 91 - Emissioni SO<sub>2</sub> per combustibile - scenario DEC - settore CIVILE

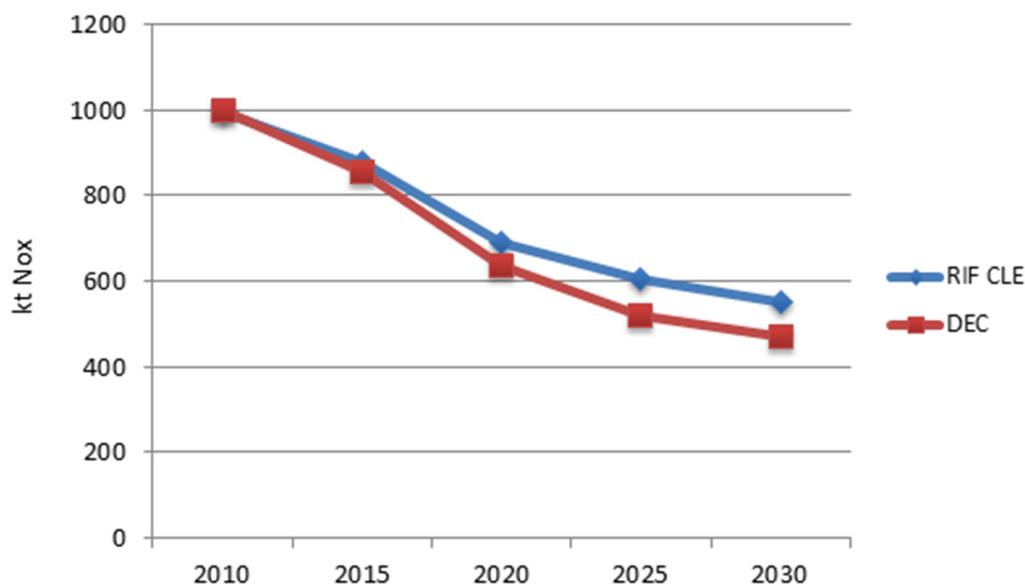


Fonte: elaborazioni ENEA

### 7.2.2 Emissioni di NO<sub>x</sub>

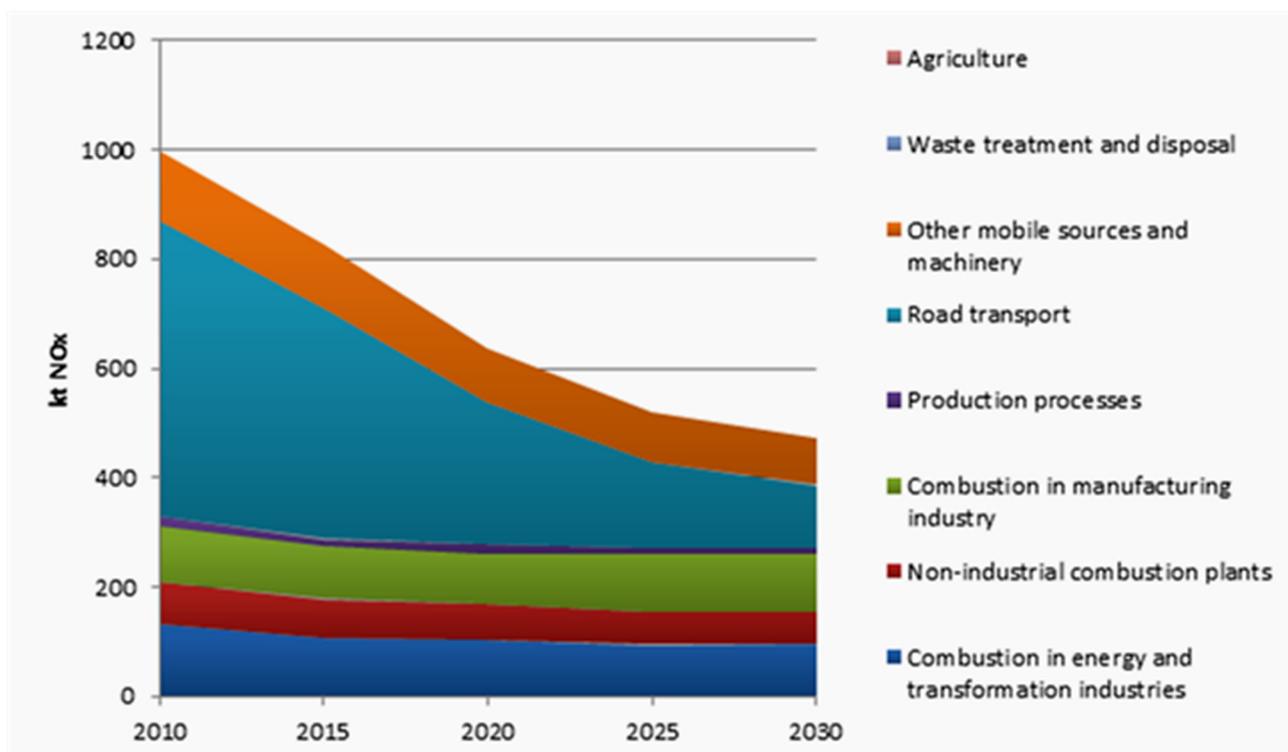
Come detto precedentemente, NO<sub>x</sub> è un inquinante secondario le cui fonti principali sono il trasporto su strada, il riscaldamento e i processi di combustione industriali e rappresenta uno dei maggiori problemi negli ambienti urbani. Le principali differenze con lo scenario di Riferimento (-81 kt NO<sub>x</sub> al 2030) sono proprio da imputarsi in primis ad una diversa evoluzione del settore trasporto su strada, poi anche al settore generazione e al settore civile.

Figura 92 - Emissioni di NO<sub>x</sub> nello scenario CLE e -36%



Fonte: elaborazioni ENEA

Figura 93 - Evoluzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> per settore, scen DEC, classificazione SNAP, 2010-2030



Fonte: elaborazioni ENEA

Nelle proiezioni ENEA le emissioni di NO<sub>x</sub> continuano il loro trend di decrescita fino ad una riduzione del 53% al 2030 rispetto ai dati 2010, mentre nello scenario di Riferimento tale riduzione si fermava ad un pur significativo 47% (Figura 93).

Il settore auto continua ad avere un ruolo chiave nelle emissioni ma dopo il 2020 si osserva una riduzione di quest'ultime davvero importante dovuta per lo più al settore trasporti: in parte alla diffusione di auto elettriche e in parte allo spostamento del trasporto auto (3.5% della domanda al 2030) verso la mobilità collettiva.

Le cause determinanti nella riduzione delle emissioni vengono individuate, anche per questo scenario, nella sostituzione delle auto tradizionali con auto elettriche o ibride e l'installazione dei catalizzatori nei veicoli, nell'adozione di misure volte al miglioramento dei processi di combustione nella produzione energetica e di tecniche di abbattimento dei fumi.

L'evoluzione del settore trasporti evidenzia, perciò, nel tempo un minor ruolo del settore stesso ed un peso crescente degli altri settori (Tabella 34).

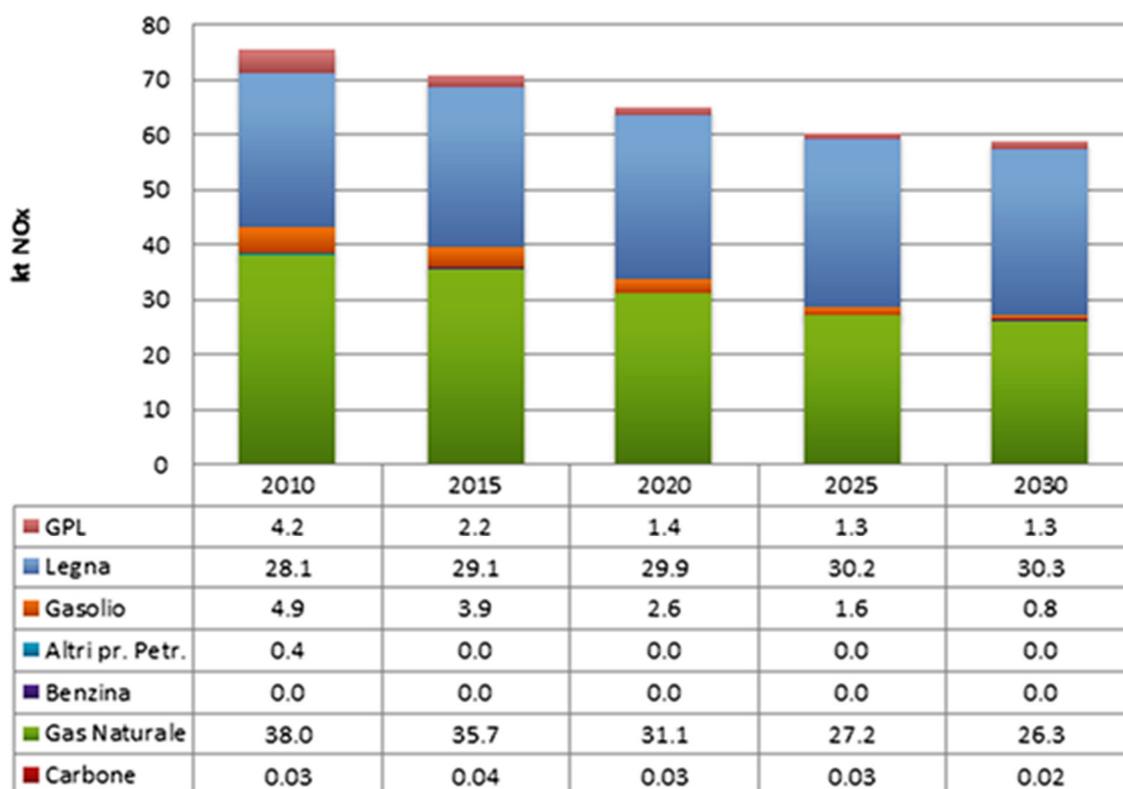
Le emissioni NO<sub>x</sub> del civile si riducono del 24% circa al 2030 rispetto ai valori del 2010 mentre il contributo del settore al totale cresce nel tempo dal 8% al 12%. Rispetto allo scenario di Riferimento si evidenzia per tale settore una riduzione di circa 7 kt di emissioni di NO<sub>x</sub> (Figura 94).

Tabella 34 - Contributo settoriale percentuale alle emissioni di NOx - scenario DEC

%	2010	2015	2020	2025	2030
Combustion in energy and transformation industries	13%	13%	16%	18%	21%
Non-industrial combustion plants (Domestic sector)	8%	9%	10%	12%	12%
Combustion in manufacturing industry	11%	12%	15%	20%	23%
Production processes	2%	1%	2%	2%	3%
Road transport	54%	51%	41%	30%	24%
Other mobile sources and machinery	13%	14%	15%	17%	18%
Waste treatment and disposal	0%	0%	0%	0%	0%
Agriculture	0%	0%	0%	0%	0%

Fonte: elaborazioni ENEA

Figura 94 - Emissioni NOx per combustibile - scenario DEC - settore CIVILE



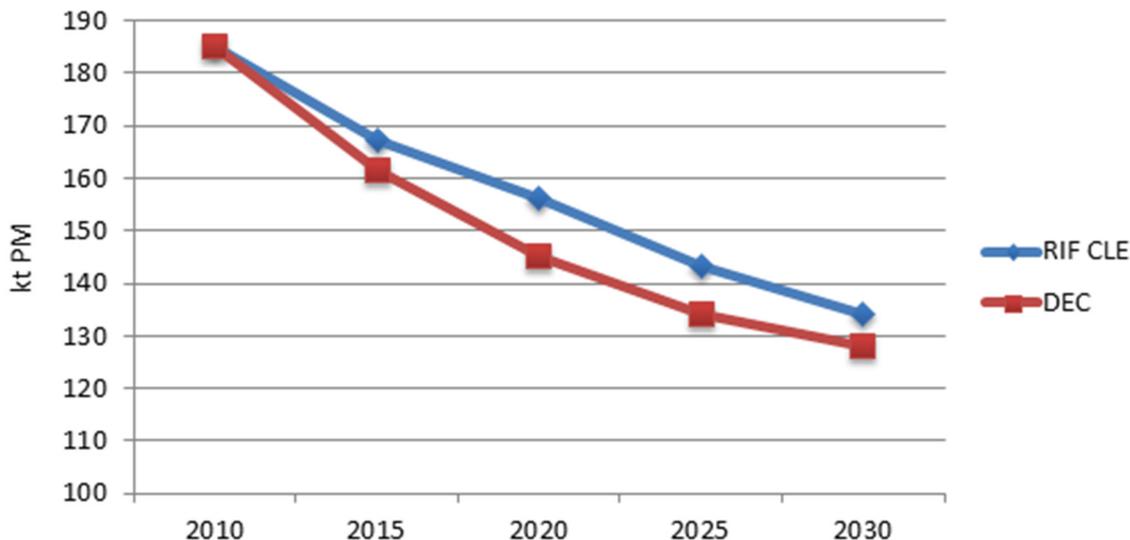
Fonte: elaborazioni ENEA

Essendo il consumo di biomasse legnose in questo scenario piuttosto stabile nel tempo, si evidenzia un livello costante di emissioni da questo combustibile fino al 2030, ma dato che si riducono fortemente i consumi degli altri combustibili, aumenta il peso delle emissioni di NOx da biomassa sul totale fino al 52% nel 2030. Nello scenario di Riferimento il contributo delle biomasse al 2030 raggiungeva il 48%, pur presentando valori assoluti più elevati.

7.2.3 Emissioni di PM 2.5

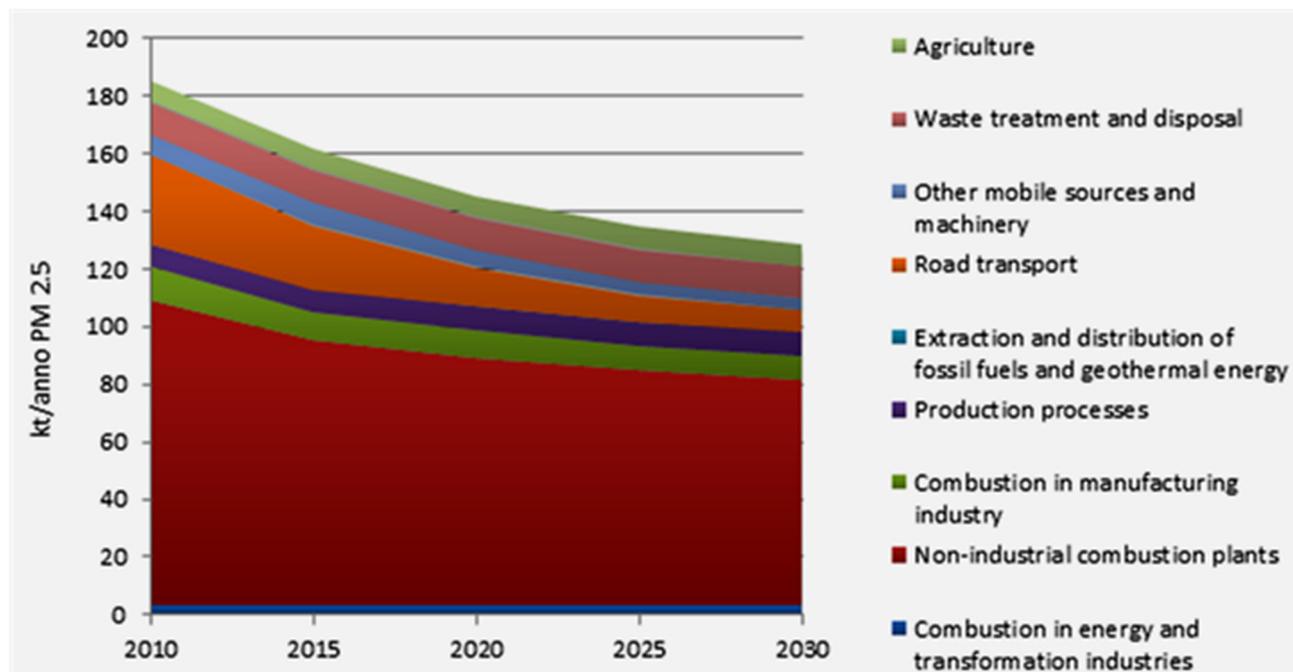
Lo scenario DEC presenta un livello di emissioni di particolato sottile ridotto rispetto allo scenario di Riferimento di circa 11 kt al 2020 e 6 kt al 2030.

Figura 95 - Emissioni di PM2.5 negli scenari CLE e DEC



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 96 - Evoluzione delle emissioni di PM2.5 per settore, classificazione SNAP, 2010-2030



Fonte: elaborazione ENEA

Le emissioni di PM2.5 continuano nel tempo ad essere dominate principalmente dal settore civile (Figura 96), il cui contributo è previsto in forte espansione nello scenario di Riferimento (61% del totale nel 2020 e al 62% nel 2030).

Dato che le emissioni di PM2.5 di questo settore dipendono quasi esclusivamente dall'utilizzo di biomasse legnose è chiaro che nello scenario DEC dove il consumo di legna è inferiore anche le emissioni di particolato sottile risultano più contenute. Questo scenario presenta, inoltre, un forte efficientamento e la riduzione delle intensità energetiche dei servizi con conseguente riduzione dei consumi di tutti i combustibili o vettori energetici.

**Tabella 35 - Emissioni PM2.5 per combustibile - scenario DEC - settore CIVILE**

kt_PM 2.5	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Carbone</b>	0.13	0.30	0.21	0.22	0.18
<b>Gas Naturale</b>	0.11	0.11	0.10	0.08	0.08
<b>Olio</b>	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Gasolio</b>	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01
<b>Biomasse</b>	103.58	92.93	85.38	81.48	77.69
<b>GPL</b>	0.03	0.01	0.01	0.01	0.01

Fonte: elaborazione ENEA

Anche per questo scenario, per l'elaborazione degli scenari emissivi, nel settore residenziale si è considerata una diffusione delle tecnologie di abbattimento CLE (*Current LEgislation*), riportata nella Tabella 36, e relativa allo scenario GAINS-It elaborato per la revisione del Protocollo di Göteborg<sup>30</sup>.

**Tabella 36 - Strategia di controllo CLE per la combustione di legna da ardere nel settore residenziale (%)**

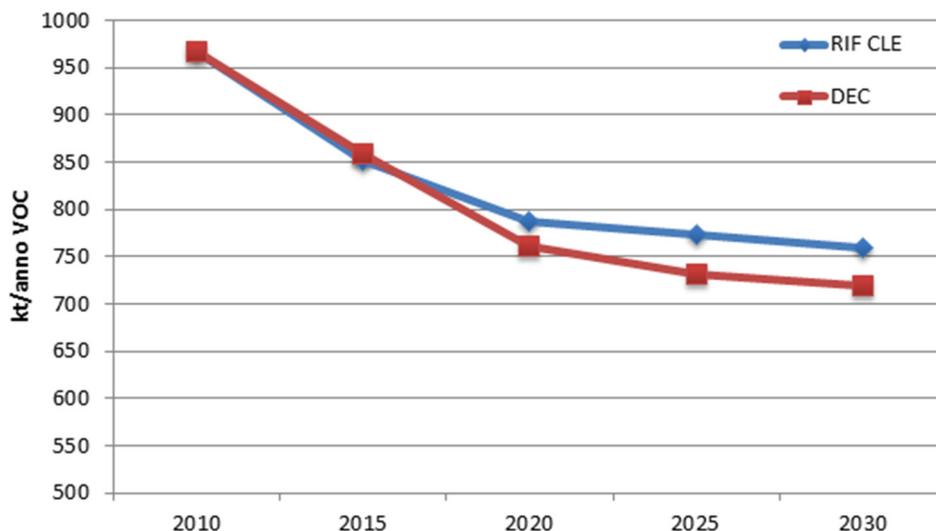
Tecnologia	2010	2015	2020	2025	2030
Camino aperto	68	53	45	42	39
Camino chiuso	32	47	55	58	61
Stufa tradizionale	76	60	50	43	36
Stufa innovativa	10	18	21	24	27
Stufa pellet	14	22	29	33	37

Fonte: elaborazioni ENEA, ISPRA<sup>30</sup>

7.2.4 Emissioni di NMVOC (Composti Organici Volatili non metanici)

Lo scenario DEC evidenzia una riduzione delle emissioni di NMVOC nel tempo molto più pronunciata rispetto allo scenario di Riferimento, con una differenza emissiva al 2030 di circa 40 kt di NMVOC.

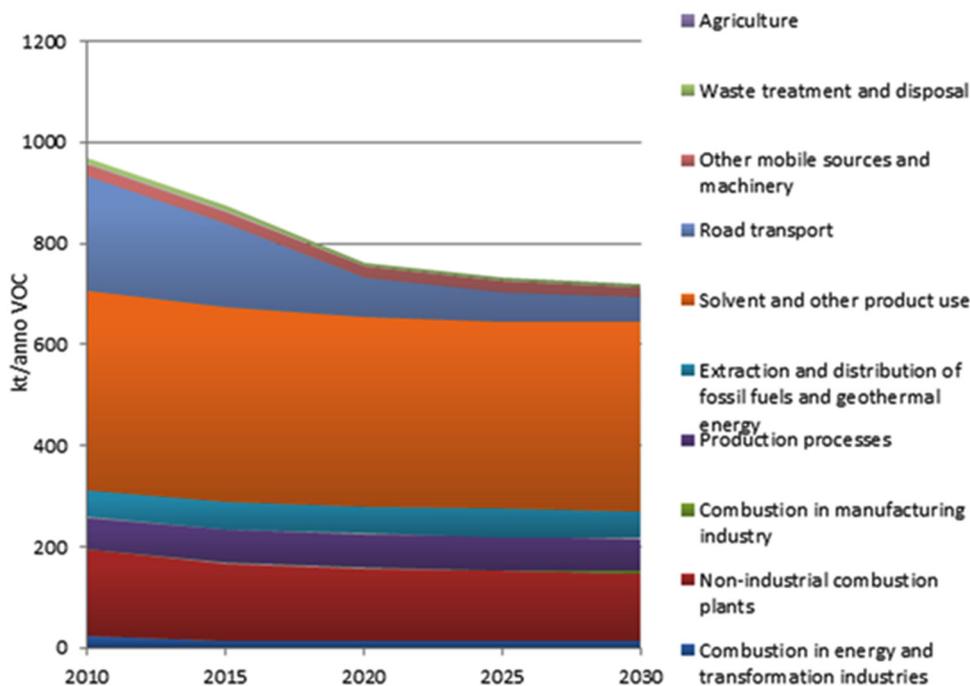
Figura 97 - Emissioni di NMVOC nello scenario CLE e DEC



Fonte: elaborazione ENEA

Al 2010 i maggiori contributi alle emissioni totali di NMVOC derivano dall’uso di solventi, per oltre il 40%, e dal trasporto su strada, cui segue il civile con l’12%. Per effetto della progressiva sostituzione di veicoli Euro 0 e dell’incremento dei veicoli a gasolio rispetto ai veicoli a benzina, il contributo delle emissioni dal trasporto stradale si riduce nel tempo.

Figura 98 - Evoluzione delle emissioni di NMVOC per settore, classificazione SNAP, 2010-2030

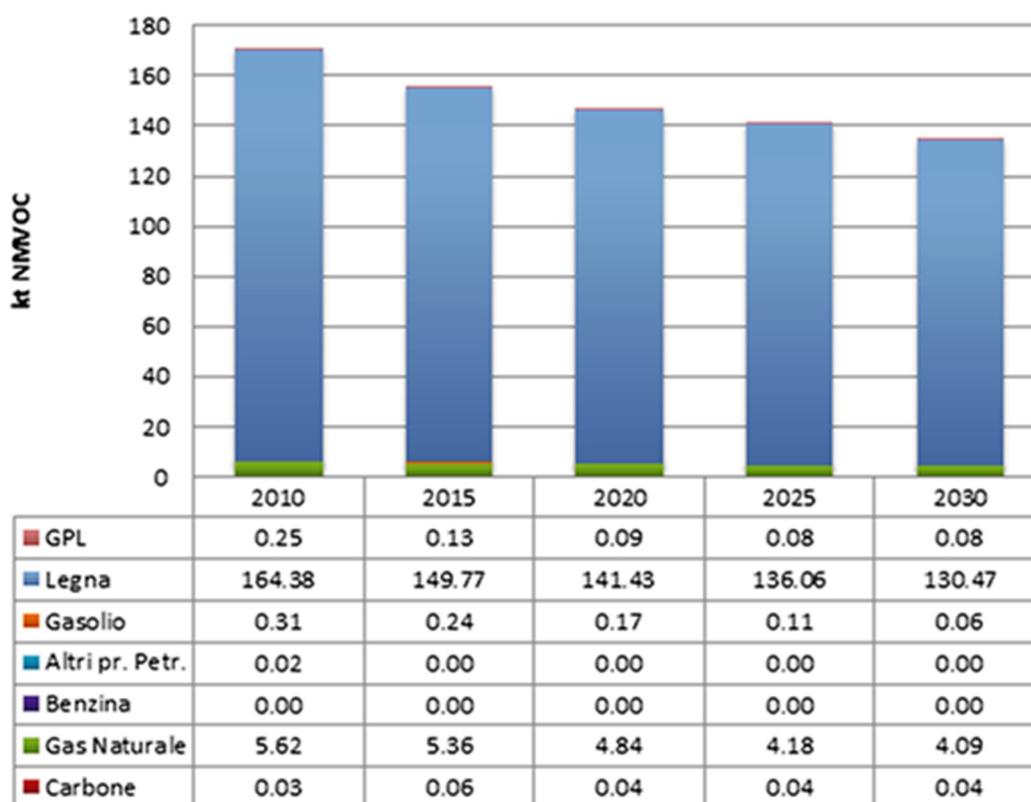


Fonte: elaborazione ENEA

Anche in questo scenario la riduzione del settore trasporto stradale è significativa e già al 2020 è pari a oltre il 60% dei livelli del 2010 grazie proprio alla predilezione di gasolio rispetto a benzina e auto elettriche, a gas o ibride.

Il settore civile grazie all'adozione di tecnologie più performanti e all'efficienza energetica riduce le proprie emissioni rispetto al 2010 del 16% al 2020 e del 24% al 2030. Anche per le emissioni di NMVOC il principale contributo del settore civile deriva dal consumo di biomasse legnose (96% nel 2010 e 97% nel 2030) e in minima parte da altri inquinanti.

Figura 99 - Emissioni NMVOC per combustibile - scenario DEC - settore CIVILE



Fonte: elaborazione ENEA

### 7.2.5 Analisi di impatto sulle concentrazioni degli inquinanti al 2020 e 2030

Per un confronto più agile sono riportate anche le mappe realizzate per lo scenario di Riferimento CLE. Da una prima analisi della mappa al 2020 per la concentrazione dei PM2.5, già nello scenario di Riferimento si osserva una riduzione delle concentrazioni in alcune zone sensibili.

Nello scenario DEC la situazione al 2020 appare migliorata rispetto alla situazione di Riferimento e questo è imputabile, tra le altre cose, al minor ricorso alle biomasse nel settore civile (Figura 100).

Nel settore civile, infatti, i livelli emissivi di PM 2.5 nel 2020 raggiungono le 83 kt di PM2.5 per lo scenario di riferimento mentre si fermato a 77 kt nello scenario DEC.

Al 2030 le concentrazioni medie annuali di PM2.5 risultano ancora più basse per entrambi gli scenari: da un lato si assiste ad una diminuzione delle emissioni totali (134 kt di PM2.5 nel RIF e 128 nello scen DEC) e dall'altro le misure e le nuove tecnologie che penetrano nei settori di uso finale contribuiscono a ridurre le emissioni puntuali (Figura 101).

Il settore civile rimane il principale contributore assestandosi ad oltre il 61% del totale dei PM2.5. Con una riduzione del ricorso alle biomasse legnose in piccoli impianti domestici tradizionali o con l'adozione di tecnologie più performanti nel settore civile la riduzione delle concentrazioni di particolato e il miglioramento della qualità dell'aria potrebbero essere più marcati.

La Tabella 37 mostra la percentuale di celle 20 x 20 km che supera alcuni livelli di concentrazione dei PM2.5 al 2020 e al 2030 per entrambi gli scenari.

Al 2020 nello scenario RIF CLE il 63% dei cluster supera concentrazioni di 10 µg/m<sup>3</sup><sup>75</sup> di PM2.5 mentre nello scenario DEC la percentuale scende al 61% di tutte le celle. Sempre nello scenario DEC solo lo 2.4% dei cluster al 2020 supera i 20 µg/m<sup>3</sup> mentre nel riferimento tale soglia era superata dal 2.9% del totale.

**Tabella 37 - Distribuzione delle concentrazioni nei cluster delle mappe di impatto di PM 2.5**

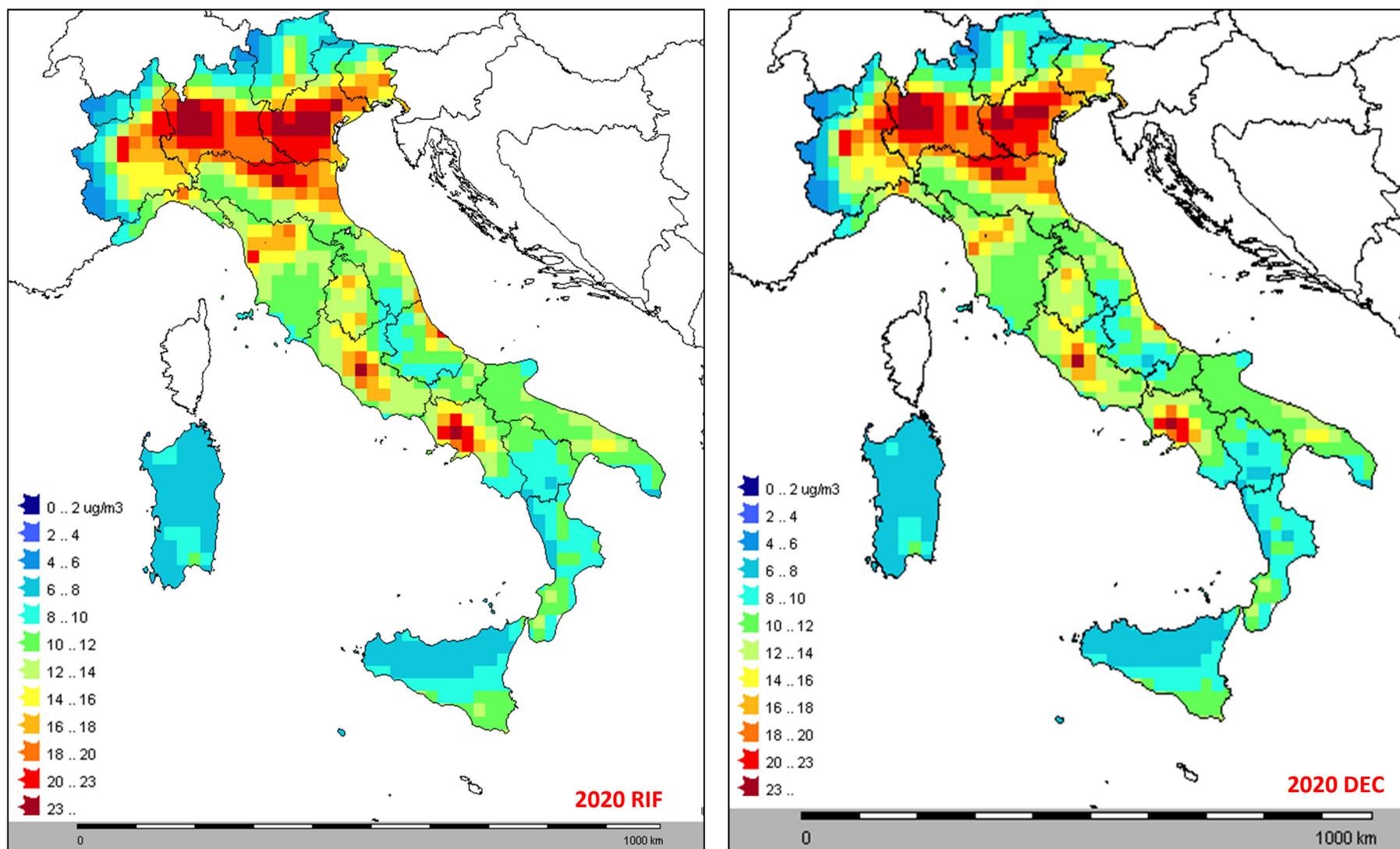
	2020		2030	
	CLE	DEC	CLE	DEC
>5 µg/m <sup>3</sup>	99.8%	99.6%	99.5%	99.5%
>10 µg/m <sup>3</sup>	62.9%	61.4%	57.3%	55.8%
>15 µg/m <sup>3</sup>	21.0%	19.3%	15.5%	14.9%
>20 µg/m <sup>3</sup>	8.0%	5.8%	2.9%	2.4%
>25 µg/m <sup>3</sup>	1.0%	0.7%	0.3%	0.2%

Fonte: elaborazione ENEA

Per quanto riguarda gli NOx la riduzione delle concentrazioni al 2020-30, evidenziata dalle Figure 102 e 103, non ha una motivazione netta e non è legata soltanto al minor utilizzo dei combustibili fossili ma soprattutto ad un miglioramento tecnologico generale, nonostante gli Euro 5 ed Euro 6 nel trasporto su gomma abbiano “deluso” le aspettative di riduzione. Poiché si rileva una sostanziale costanza delle quantità emesse dal settore civile in un contesto di riduzione delle emissioni totali di NOx, il peso di questo settore nelle emissioni risulta in crescita.

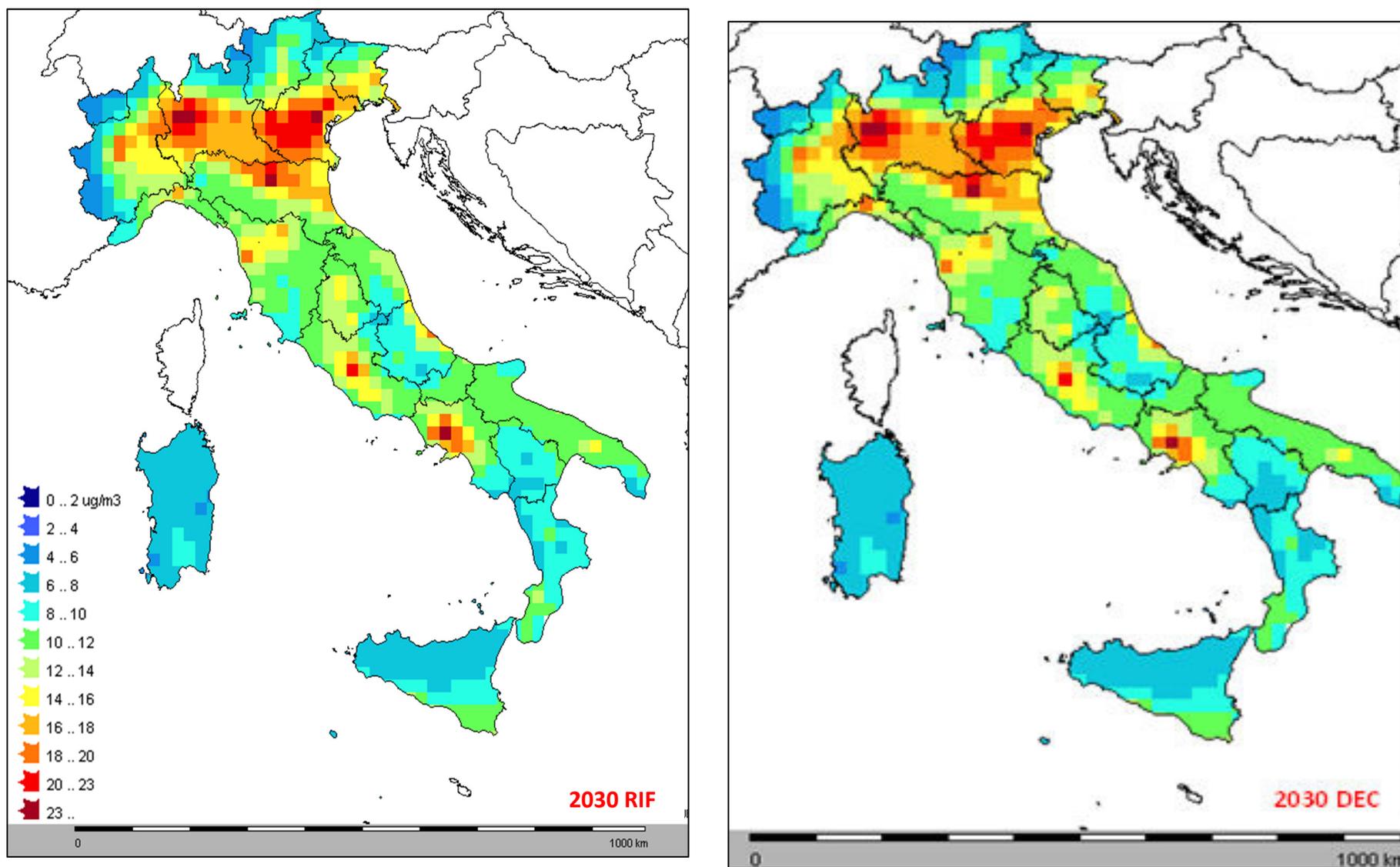
<sup>75</sup> 10 µg/m<sup>3</sup> è il valore di riferimento dell'Organizzazione Mondiale della Sanità e rappresenta la soglia al di sopra della quale cominciano a manifestarsi effetti negativi per la salute umana.

Figura 100 - Concentrazioni emissive di PM2.5 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) dello scenario RIF CLE e scen DEC al 2020



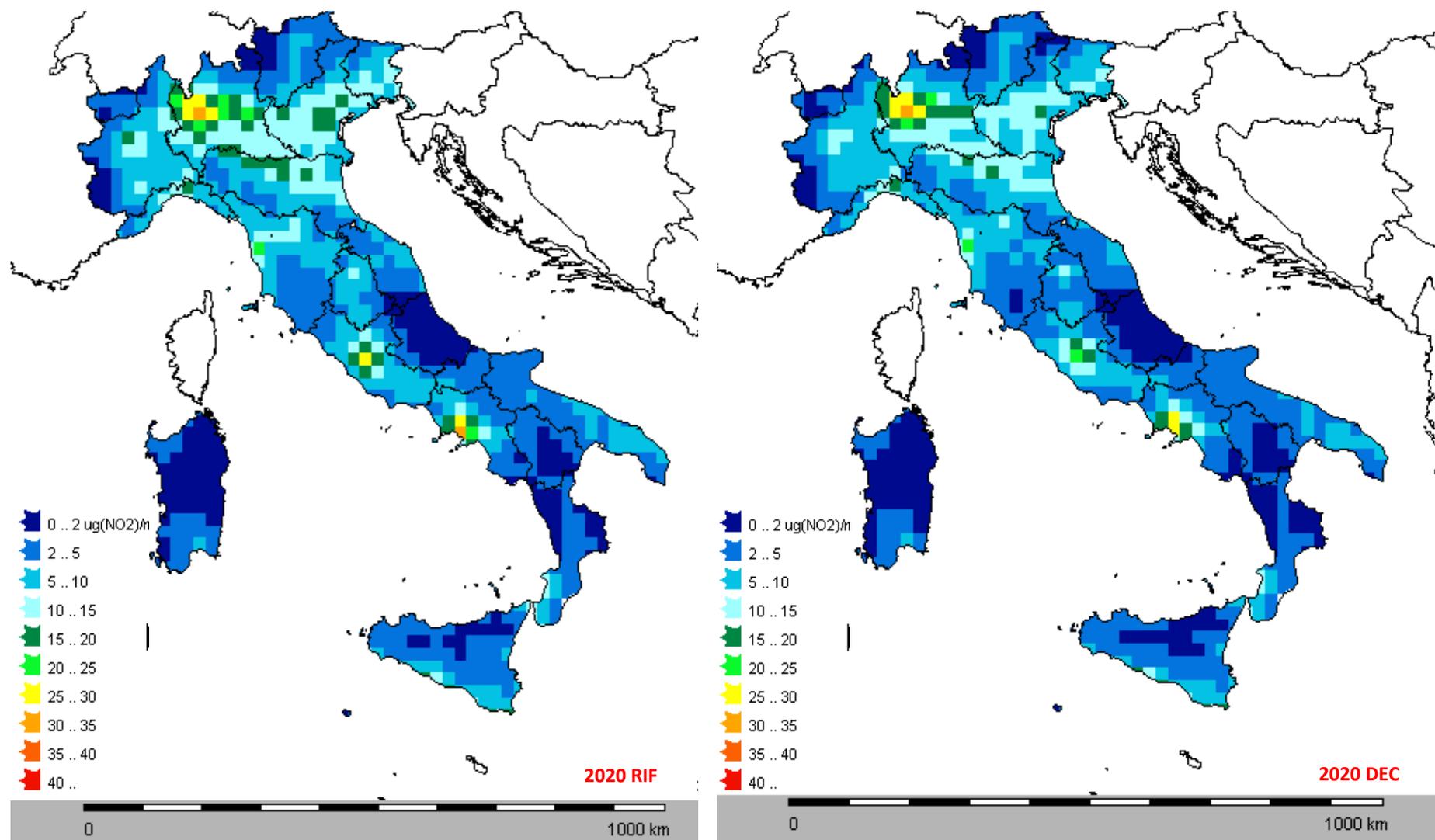
Fonte: elaborazione ENEA

Figura 101 - Concentrazioni emissive di PM2.5 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) dello scen RIF CLE e nello scen DEC al 2030



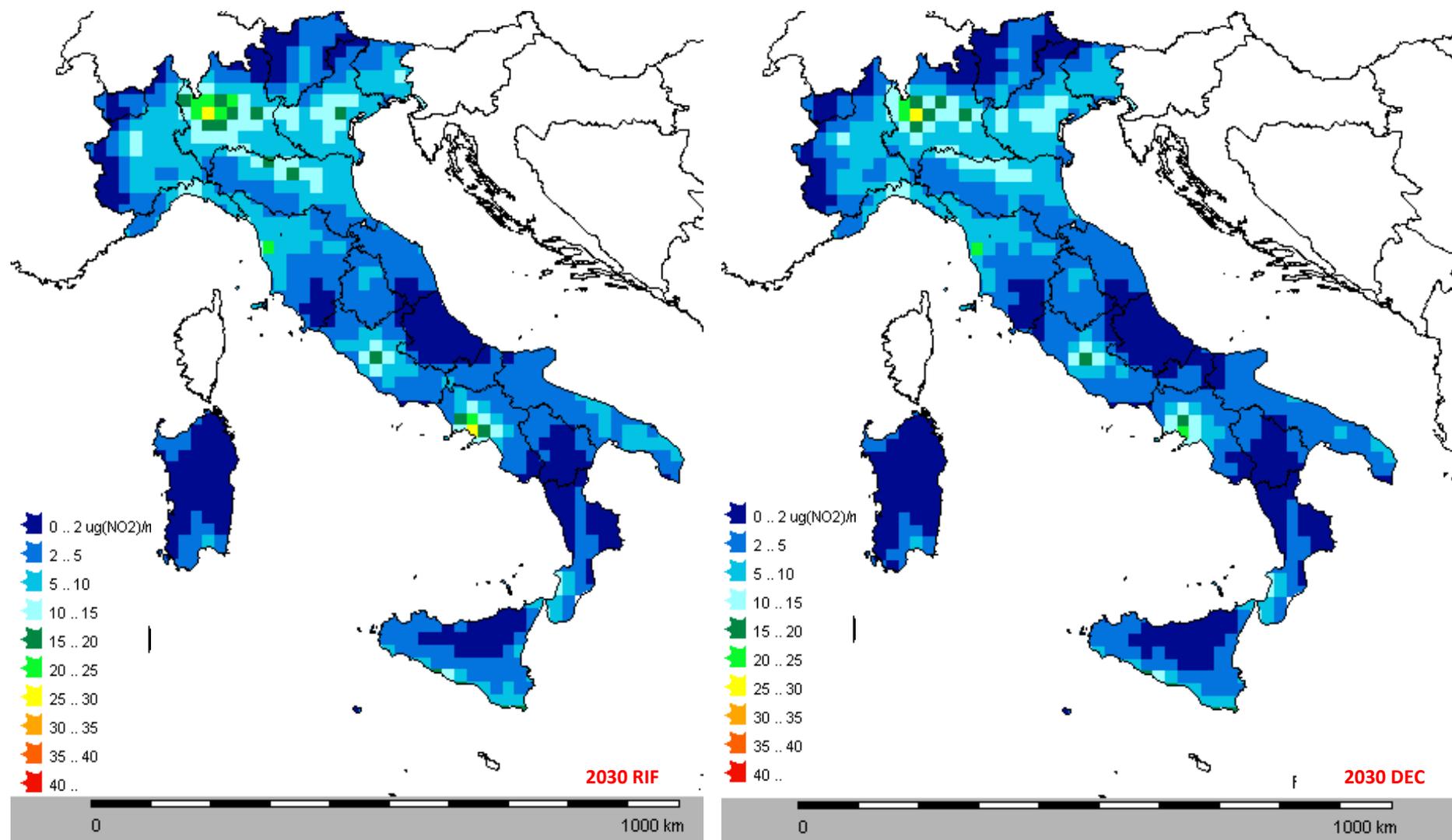
Fonte: elaborazione ENEA

Figura 102 - Concentrazioni di NO<sub>2</sub> (µg/m<sup>3</sup>) dello scenario RIF\_CLE e DEC 2020



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 103 - Concentrazioni di NO<sub>2</sub> (µg/m<sup>3</sup>) dello scenario RIF\_CLE e DEC 2030



Fonte: elaborazione ENEA



## 8. CONFRONTO TRA GLI SCENARI

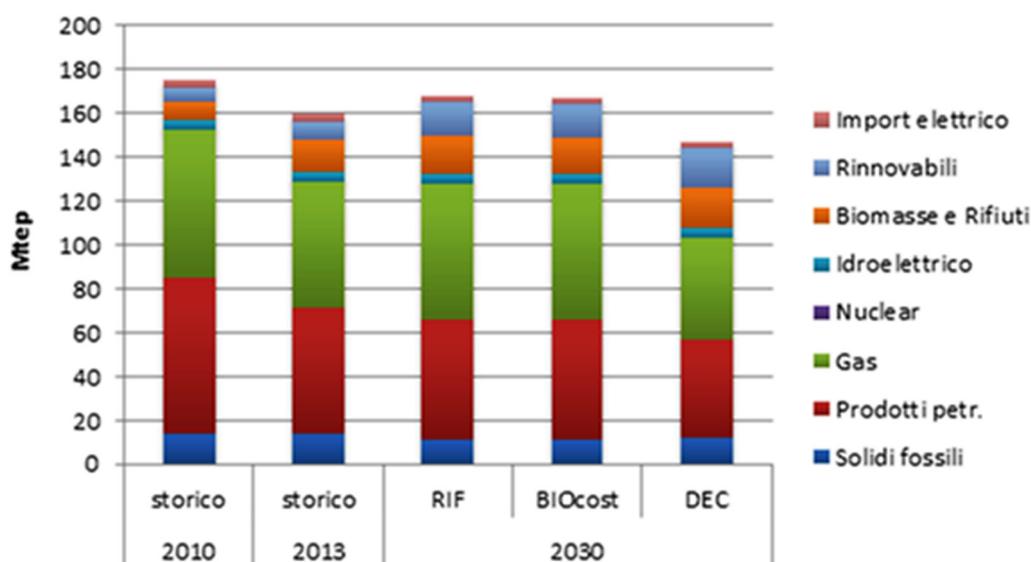
### 8.1 Evoluzione dei principali indicatori energetici e delle emissioni di CO<sub>2</sub>

In questa fase del rapporto si riporta il confronto tra i principali scenari energetici ed emissivi realizzati. L'azione combinata di misure, politiche e obiettivi analizzati negli scenari, insieme alle politiche energetiche ed ambientali vigenti, determinano un differente modo di produrre ed utilizzare energia sia in termini quantitativi che in diversificazione delle fonti. In tutti gli scenari, nonostante la prevista ripresa economica, si osserva una riduzione dei consumi primari di energia rispetto ai valori del 2010 e soprattutto un forte incremento del contributo delle fonti rinnovabili.

Il fabbisogno energetico nazionale continuerà ad essere soddisfatto principalmente da combustibili fossili (al 2030 dal 70% nello scenario DEC, fino al 77% nello scenario BIOcost) anche se nel lungo periodo l'uso di tali fonti è sempre più contenuto (Figura 104). Aumenta per contro l'aliquota di fabbisogno energetico soddisfatto da fonte rinnovabile, passando dai circa 19 Mtep del 2010 a quasi 40 al 2030 nel DEC. In particolare al 2030 le biomasse arrivano a soddisfare una quota del fabbisogno primario variabile tra il 10 e il 13%.

Gli scenari prospettano un quadro del Paese in grado di condurre il sistema energetico verso una traiettoria di decarbonizzazione ambientalmente più sostenibile in termini di CO<sub>2</sub> con un trend emissivo in decrescita per i prossimi anni. Lo sforzo aggiuntivo richiesto nello scenario DEC all'Italia per conseguire le emissioni di CO<sub>2</sub> previste è pari ad una riduzione ulteriore del 10% rispetto allo scenario di riferimento ENEA.

Figura 104 - Fabbisogno di energia primaria<sup>76</sup> per fonte nei tre scenari ENEA - 2010, 2013<sup>77</sup> e 2030 (Mtep)



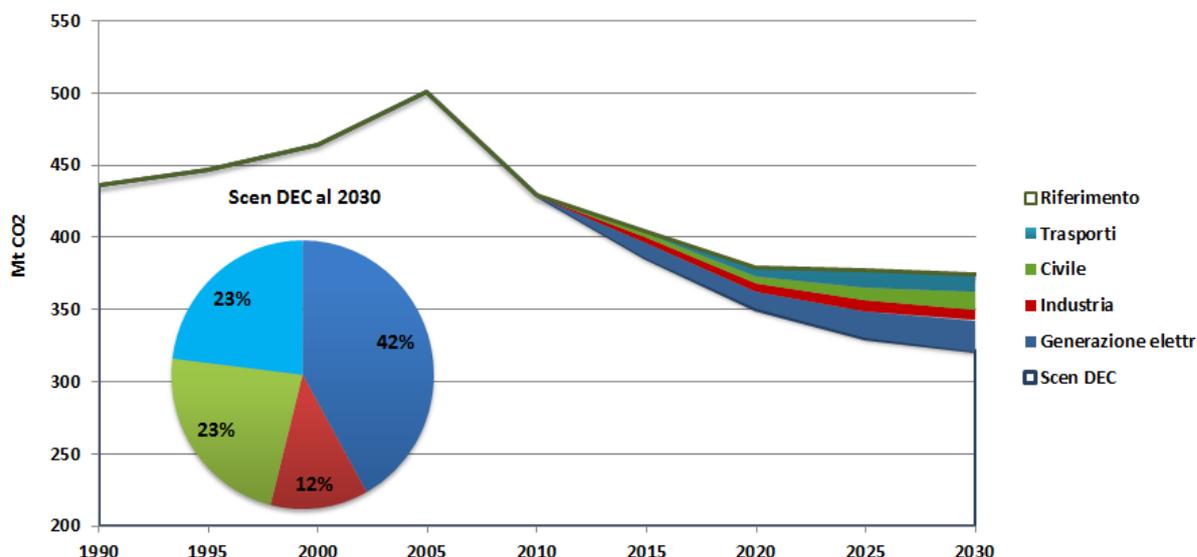
Fonte: elaborazione ENEA<sup>78</sup>

<sup>76</sup> Nella contabilizzazione in energia primaria, le fonti non fossili e l'elettricità non proveniente da biomasse sono convertite utilizzando la metodologia del "Contenuto di energia fisica" [IEA Key World Energy Statistics].

<sup>77</sup> A differenza del 2010, nel 2013 è contabilizzato l'apporto dei consumi di biomassa derivanti dall'indagine ISTAT.

Lo scenario DEC indica per il 2030 un valore delle emissioni per il sistema energetico pari a 320 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> mentre nello scenario di Riferimento le emissioni sfiorano le 370 MtCO<sub>2</sub>. Il contributo alle riduzioni nello scenario DEC viene principalmente dalla generazione elettrica (-51% rispetto al 2005), e dal terziario (-42% rispetto al 2005).

Figura 105 - Contributo dei settori alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello Scenario DEC rispetto allo scenario RIF<sup>79</sup>



Fonte: elaborazione ENEA

I settori di domanda tendono perciò a ridurre i propri consumi energetici (efficientamento) e a sostituire i combustibili fossili con fonti rinnovabili ed energia elettrica (crescita dell'elettrificazione). Di contro, la disponibilità e i costi connessi alle fonti rinnovabili guidano la decarbonizzazione del settore elettrico. La disponibilità delle fonti rinnovabili diventa, quindi, fondamentale sia per il settore elettrico che per l'elettrificazione dei settori di uso finale.

Un ulteriore elemento caratterizzante tutti gli scenari analizzati è la forte presenza di fonti rinnovabili non solo elettriche ma anche per usi termici e trasporti nei settori di uso finale. Negli scenari il consumo di energie rinnovabili nel 2030 raggiunge un minimo di 22% nello scenario BIOcost fino al 26% dei consumi finali lordi<sup>80</sup> nello scenario DEC. Il maggiore contributo aggiuntivo rispetto agli obiettivi del PAN viene dal settore elettrico, che nello scenario analizzato raggiunge i 15 Mtep di FER (fonti energetiche rinnovabili).

Anche le rinnovabili termiche presentano una crescita significativa: in termini assoluti al 2030 si registrano quasi 12 Mtep nello scenario RIF e il raggiungimento di oltre 13 Mtep di FER nel settore di riscaldamento e raffrescamento.

<sup>78</sup> Negli scenari sono contabilizzate le "biomasse emergenti nel settore residenziale" come da indagine ISTAT 2014 a partire dal 2013.

<sup>79</sup> Lo scenario BIOcost presenta per costruzione gli stessi livelli emissivi dello scenario RIF.

<sup>80</sup> Si ricorda che il target PAN prevede una quota del 17% al 2020.

## 8.2 Focus sul settore Civile

Secondo le elaborazioni svolte, per effetto dell'implementazione delle politiche SEN e della decarbonizzazione, i consumi finali di energia nel settore Civile potrebbero attestarsi nel medio-lungo periodo tra i 44 Mtep (DEC) e i 50 Mtep (RIF) grazie a interventi di riqualificazione degli edifici, installazione di dispositivi a fonti rinnovabili termiche, pompe di calore ed efficientamento degli usi elettrici obbligati, della produzione di ACS e per il raffrescamento. Si ricorda che nei consumi energetici, a partire dal 2013, sono incluse anche le biomasse non contabilizzate precedentemente all'indagine sui consumi del residenziale effettuata da ISTAT a fine 2014.

Nel momento in cui il presente lavoro è stato realizzato, la revisione della serie storica dei consumi di legna da ardere non era stata ancora pubblicata, pertanto, a partire da questo paragrafo, per la stima del dato di attività 2010 propedeutico per le analisi ambientali si è applicato al consumo storico 2010 di biomassa legnosa un incremento proporzionale all'incremento osservato per il 2012 (ottenuto dalla comparazione tra il bilancio energetico nazionale Eurostat 2012 aggiornato all'aprile 2015 e quello precedente l'aggiornamento<sup>81</sup>).

In particolare, dagli scenari si stima che circa 2.7 milioni di abitazioni possano essere interessate da interventi di riqualificazione completa edificio-impianto, e che vengano installate circa 2 milioni di nuove caldaie a condensazione e a biomasse e quasi 1 milione di pompe di calore aggiuntive rispetto allo scenario di riferimento al 2030.

Contrariamente all'aumento dei consumi registrato fino al decennio scorso (+20% tra il 1990 e il 2010), sotto politiche di contenimento delle emissioni e di promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza il tasso di crescita dei consumi nel prossimo ventennio potrebbe risultare negativo (fino ad un -0,8% medio annuo per il periodo 2030-2010).

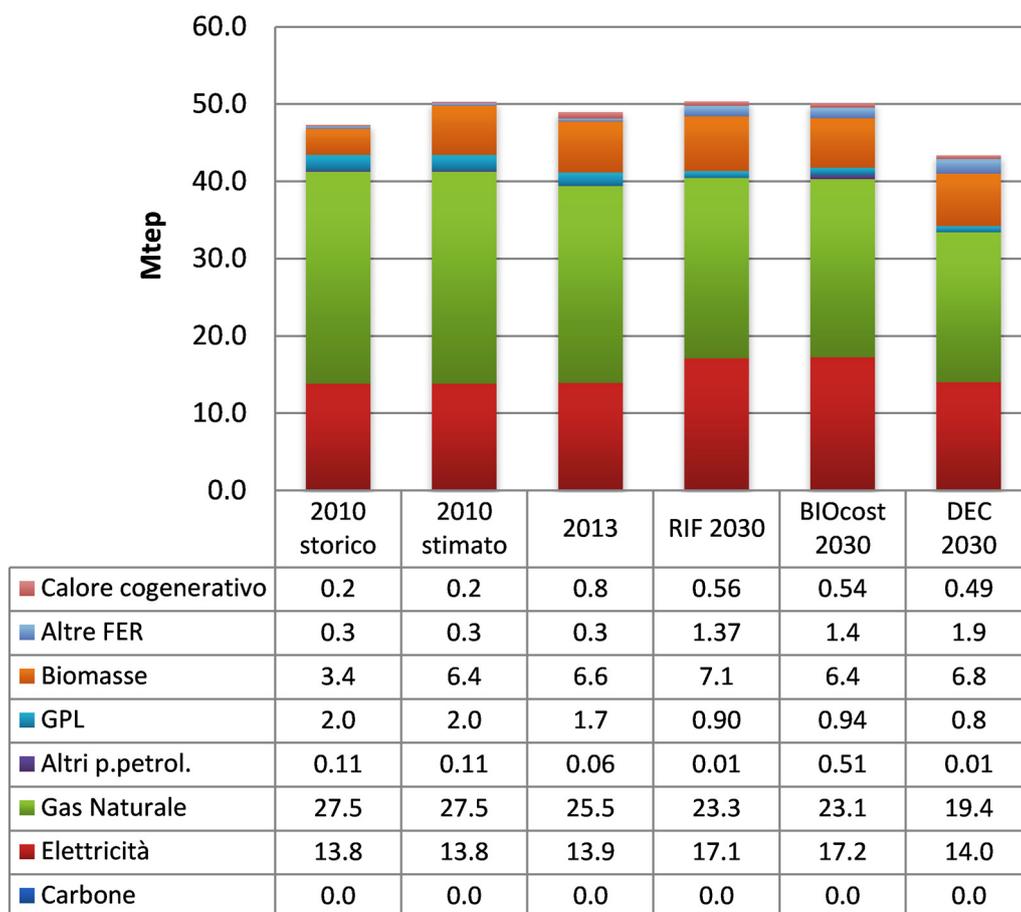
Lo scenario DEC delinea una riduzione dei consumi finali di questo settore grazie ad una maggiore diffusione, rispetto allo scenario di riferimento, di tecnologie e apparecchiature più performanti, il significativo affermarsi di interventi di riqualificazione energetica degli edifici e il sempre più forte ricorso all'energia elettrica e alle fonti rinnovabili. La combinazione di questi fattori riesce a contenere la crescente richiesta di servizi energetici, imputabile a stili di vita sempre più energivori, oltre che all'aumento della popolazione.

In termini di mix energetico i consumi elettrici crescono per l'intero orizzonte di indagine negli scenari RIF e BIOcost grazie anche alla terziarizzazione del Paese e aumenta l'elettrificazione del settore, soprattutto per il ricorso a pompe di calore a ciclo annuale. Nello scenario DEC invece predomina la diffusione di apparecchiature elettriche ancora più efficienti.

---

<sup>81</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> del 27/04/2015.

Figura 106 - Consumi finali per fonte negli scenari ENEA, settore Civile<sup>82</sup>, 2010-2030 (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA

Accanto al contenimento dei consumi energetici, si fanno sentire le politiche, adottate dal Governo Italiano, di ricorso a fonti energetiche rinnovabili riportate nel Piano d’Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili 2010 e nella più recente Strategia Energetica Nazionale. Nel settore Residenziale il raggiungimento dei target di FER è affidato da un lato alla promozione all’acquisto di impianti solari termici, di tecnologie a biomassa e di pompe di calore con il Conto Energia, dall’altro all’obbligo di integrazione di rinnovabili negli edifici di nuova costruzione o in caso di ristrutturazione integrale.

Per effetto di queste azioni, il mix energetico del settore si è andato modificando negli ultimi anni: alla crescita delle rinnovabili, triplicate rispetto ad appena dieci anni fa, è corrisposta una riduzione di prodotti fossili. Dall’analisi dei dati storici e di studi di settore<sup>83</sup>, la diffusione di tecnologie che fanno ricorso alle fonti rinnovabili termiche, così come quelle a pompe di calore, fino ad oggi sembra abbiano influito maggiormente sul mercato dei prodotti petroliferi quali kerosene, gasolio ecc., intaccando anche parte del mercato del GPL.

<sup>82</sup> Sono esclusi i consumi dei prodotti petroliferi del settore agricoltura.

<sup>83</sup> REF “Monitoraggio del mercato della climatizzazione nel settore residenziale -2012” febbraio 2014.

Il maggior ricorso a tecnologie a fonti rinnovabili, in particolare biomasse, richieste al 2030 dagli Scenari ENEA, e la continua elettrificazione del settore, prospettano, oltre che una continuazione del trend negativo sui prodotti petroliferi, anche una forte riduzione dei consumi di gas (che però continua a rappresentare la principale fonte), utilizzato in primo luogo per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria (complessivamente circa il 55% dei consumi del settore).

Dalla recente indagine sui consumi delle famiglie pubblicata da ISTAT nel 2014 emerge una grande quantità di biomassa, per lo più legnosa precedentemente non contabilizzata nelle statistiche ufficiali. Le proiezioni tengono conto di queste biomasse mediante una revisione al rialzo della domanda di riscaldamento del settore residenziale. Per poter correttamente confrontare i dati di proiezione degli scenari andrebbe rivisto il dato storico 2010 sul consumo di biomasse nel settore civile.

### 8.3 Confronto scenari emissivi

In tutti gli scenari analizzati, il settore Civile presenta una riduzione dei combustibili fossili e un forte contributo delle biomasse solide ai consumi del settore. Dati gli alti fattori di emissione di PM2.5<sup>84</sup> delle biomasse, una tale evoluzione merita sicuramente almeno un'analisi preliminare per capire come le politiche in atto possano influenzare non solo gli aspetti energetici ma anche quelli ambientali.

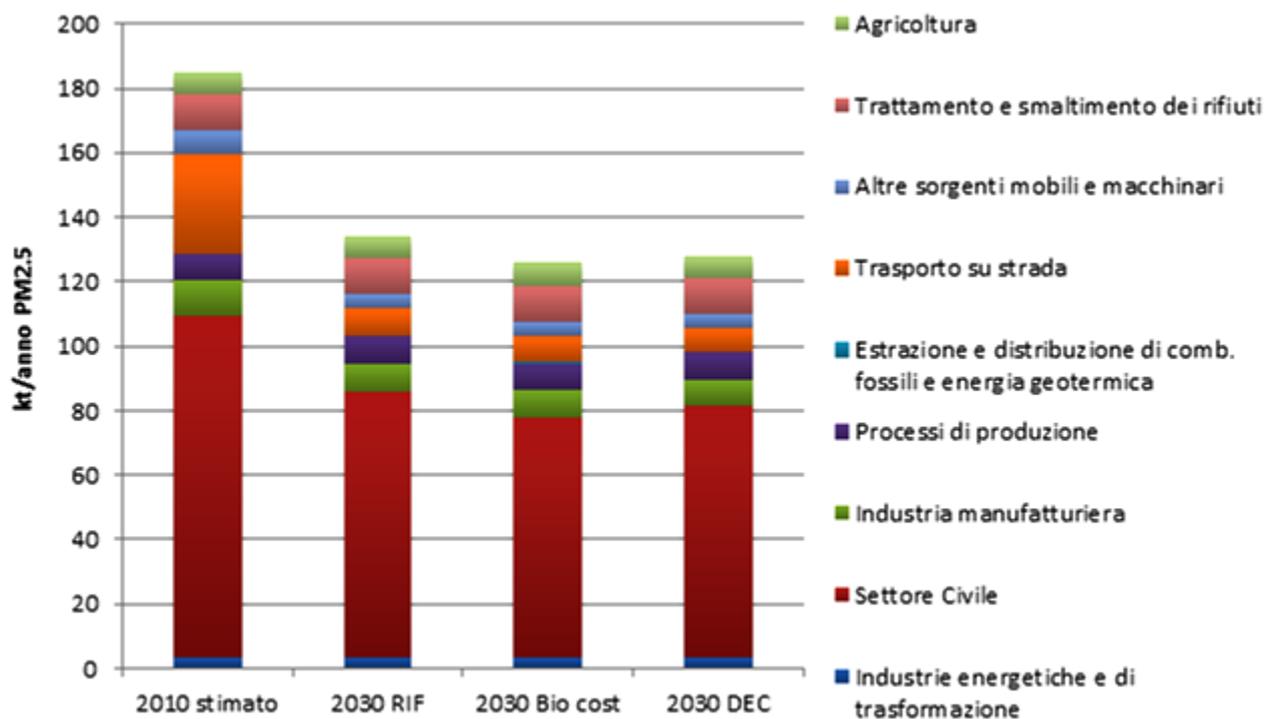
Per tener conto dei risultati della recente indagine ISTAT sui consumi delle famiglie (2014), in cui la stima del consumo di biomassa al 2013 viene rivalutata a circa 6.6 Mtep, mentre nell'ultimo Bilancio Energetico Nazionale 2012 aveva un valore di circa 3.4 Mtep, e poter correttamente confrontare i dati di proiezione degli scenari anche in termini emissivi, è stato stimato il dato storico 2010 sul consumo di biomasse nel settore civile includendo anche le biomasse non contabilizzate (e dando luogo ad una ipotesi di consumo biomasse di circa 6.4 Mtep).

Le emissioni di PM2.5 sono dominate principalmente dal settore civile, il cui contributo percentuale è previsto in forte espansione nello scenario esaminato fino al 62% del totale nel 2030 per lo scenario RIF, mentre il BIOcost e il DEC raggiungono rispettivamente il 59% e il 61% (Figura 107). Per il forte ricorso alle biomasse, anche se con tecnologie più efficienti delle attuali, il settore civile presenta emissioni di particolato che non seguono i trend di riduzione rilevati negli altri settori, in particolare nel trasporto su strada.

---

<sup>84</sup> ISPRA 2011, Fattore di emissione medio per la biomassa legnosa utilizzata nel settore residenziale = 400.2 g di PM2.5/GJ

Figura 107 - Emissioni di PM2.5 per settore negli scenari considerati, classificazione SNAP, 2010<sup>85</sup>-2030



Fonte: elaborazione ENEA

Le biomasse sono la quasi totalità delle fonti di emissioni di PM2.5 nel settore civile (oltre il 99% in tutto il periodo considerato) mentre le altre fonti danno un contributo del tutto trascurabile (Tabella 38).

Tabella 38 - Emissioni di PM2.5 nel settore civile, scenari ENEA 2010<sup>35</sup>-2030 (kt)

kt PM2.5	2010 stimato	RIF 2030	BIOcost 2030	DEC 2030
Solidi fossili	0.22	0.20	0.20	0.18
Gas naturale	0.11	0.10	0.10	0.08
Altri prodotti petroliferi	0.07	0.01	0.01	0.01
GPL	0.03	0.01	0.01	0.00
Biomassa	103.57	82.30	74.28	77.69

Fonte: elaborazione ENEA

<sup>85</sup> Dato emissivo 2010 stimato da modello, secondo ipotesi di consumo biomassa in linea con l'indagine ISTAT 2014.

### 8.3.1 Confronto mappe di concentrazione

La normativa di riferimento per la qualità dell'aria europea e italiana (Direttiva 2008/50/CE recepita in Italia con il DLgs13 agosto 2010, n.155) prevede per il PM2.5 due fasi di attuazione: una prima fase con valore limite annuale di 25 µg/m<sup>3</sup> dal 1 gennaio 2015 e una seconda fase con valore limite annuale di 20 µg/m<sup>3</sup> dal 1 gennaio 2020.

L'Organizzazione Mondiale della Sanità propone dei valori guida per l'esposizione della popolazione a PM2.5 pari a 10 µg/m<sup>3</sup> su base annuale. Dai dati delle stazioni di rilevamento si evince che nel 2012 solo il 6% delle 144 stazioni presenti sul territorio ha rispettato il valore di concentrazione di riferimento dell'Organizzazione Mondiale della Sanità (10 µg/m<sup>3</sup>)<sup>86</sup> mentre circa l'82% rispetta il valore limite di 25 µg/m<sup>3</sup>.

Per capire come la configurazione del sistema energetico futuro, evidenziata dagli scenari esaminati, influenzi il livello di concentrazione di questo inquinante sono state realizzate delle mappe di concentrazione a scala 20 km x 20 km con il modello GAINS-Italia, scalando a livello regionale<sup>87</sup> i dati energetici di input.

È importante sottolineare che le mappe di concentrazione restituiscono un valore medio annuale dell'inquinante in esame (senza mostrare i picchi e/o le variazioni giornaliere) e sono il risultato delle emissioni e delle interazioni di tutti i settori energetici, nonché delle condizioni meteo-climatiche che influenzano la dispersione degli inquinanti in atmosfera.

Una prima analisi delle mappe di concentrazione di PM2.5 (Figura 108) mostra una significativa riduzione dei valori medi annuali già a partire dal 2020, **riduzione che però anche al 2030 non consente sempre il rispetto del valore limite annuale previsto dalla Direttiva e presenta estese zone di superamento in molte aree della Pianura Padana, dell'area di Roma e Napoli.** Tali valori sono molto probabilmente influenzati dalla lieve riduzione delle emissioni di PM2.5 primario, i cui valori sono fortemente legati agli elevati quantitativi di biomassa previsti cui non segue un adeguato rinnovamento del parco tecnologico.

Nella Figura 109 è evidenziata la differente concentrazione del PM2.5 al 2030 per i tre scenari elaborati: lo scenario BIOcost, caratterizzato da un livello di consumi di biomasse pari ai livelli attuali, presenta le migliori condizioni in termini di concentrazione di particolato sottile. Gli altri due scenari scontano l'incremento dei consumi di biomasse legnose e presentano perciò un numero maggiore di zone caratterizzate da uno sfioramento dei valori limite previsti dalla normativa europea per il PM2.5.

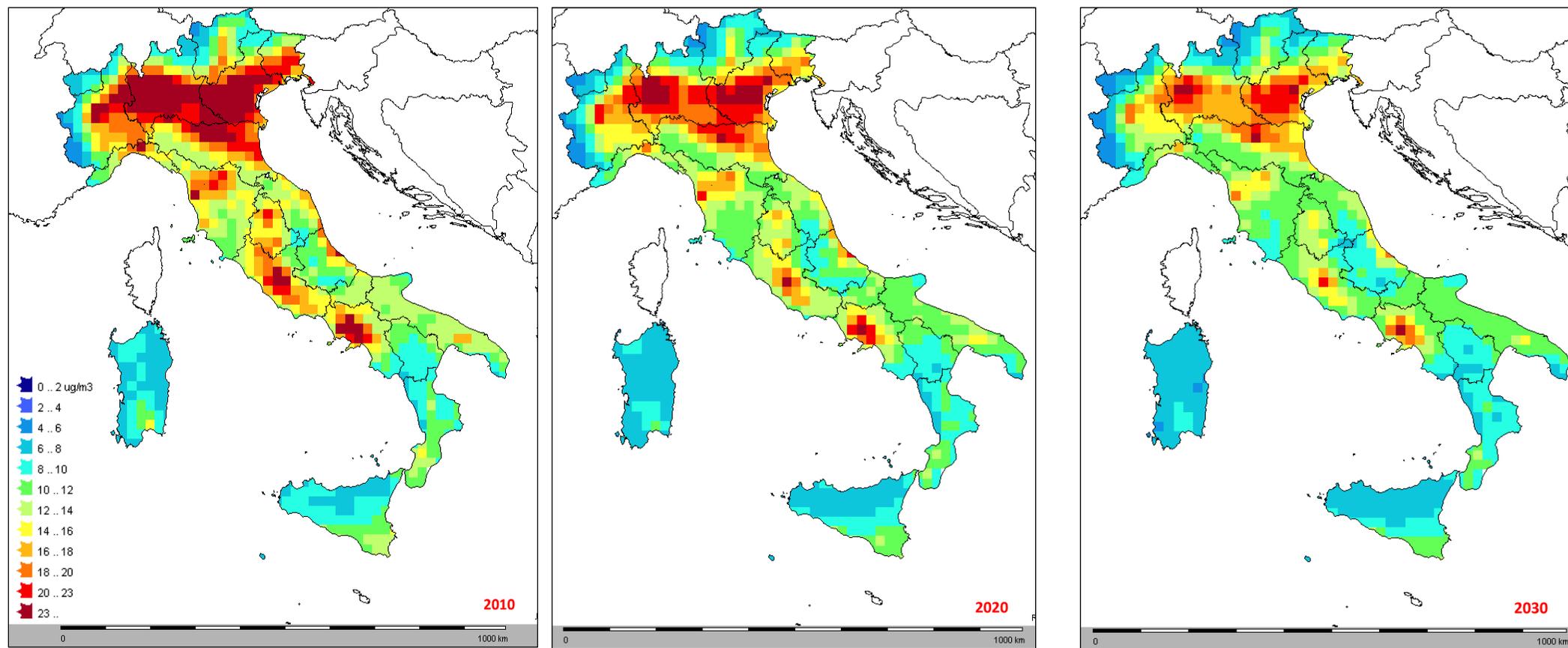
<sup>86</sup> [http://www.isprambiente.gov.it/files/pubblicazioni/statoambiente/tematiche2013/3\\_Qualitdellaria.pdf](http://www.isprambiente.gov.it/files/pubblicazioni/statoambiente/tematiche2013/3_Qualitdellaria.pdf)

<sup>87</sup>

[http://circa.europa.eu/Public/irc/env/ambient\\_library\\_l=notifications\\_extensions\\_it\\_notification\\_20092011\\_official\\_notificatio\\_n\\_\\_doc\\_nazionali\\_pianificazionepdf\\_\\_EN\\_1](http://circa.europa.eu/Public/irc/env/ambient_library_l=notifications_extensions_it_notification_20092011_official_notificatio_n__doc_nazionali_pianificazionepdf__EN_1)

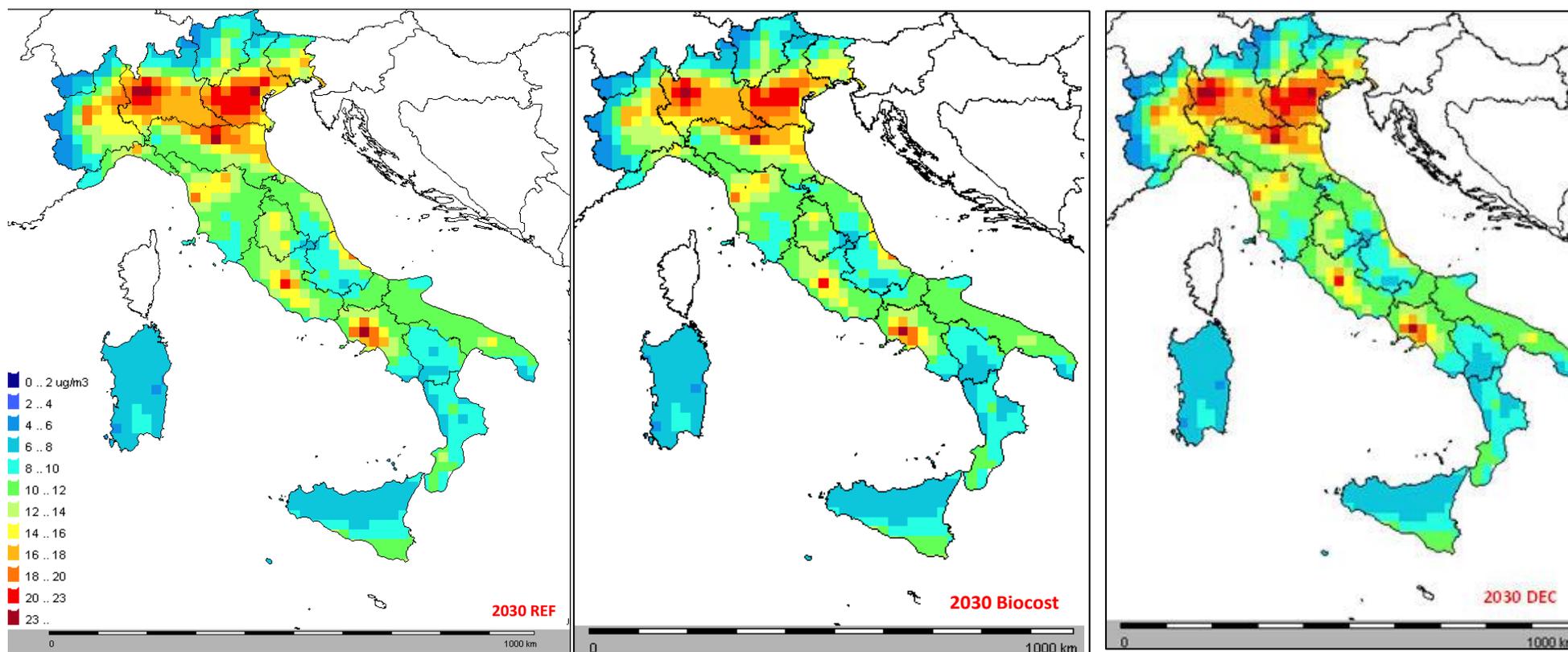
Tale regionalizzazione è stata aggiornata per i consumi di biomassa utilizzando i dati dell'indagine ISTAT 2014.

Figura 108 - Concentrazioni di PM2.5 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) dello scenario RIF\_CLE al 2010, 2020 e 2030



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 109 - Concentrazioni di PM2.5 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) al 2030 negli scenari Biocost e DEC



Fonte: elaborazione ENEA

Il miglioramento della situazione evidenziato non è, inoltre, indicativo di una riduzione emissiva coerente in tutti i settori sorgente di tale inquinante. Il settore civile, infatti, passa dal contribuire al 57% delle emissioni totali di PM2.5 nel 2010<sup>88</sup> al 62% dello scenario RIF nel 2030 (con lo scenario BIOcost il contributo si attesta al 59%) presentando una riduzione emissiva meno accentuata rispetto agli altri settori dovuta al largo ricorso a tecnologie a biomassa legnose nel domestico. Le misure attuate e il ricorso a nuove tecnologie più efficienti negli altri settori di uso finale contribuiscono a ridurre maggiormente le emissioni soprattutto nel trasporto stradale. La riduzione delle emissioni di particolato ottenute negli altri settori potrebbero essere in parte vanificati, soprattutto in zone sensibili, dall'utilizzo di biomassa legnosa nel settore civile in piccoli impianti, soprattutto se non efficienti e performanti.

Il GAINS-Italia restituisce mappe di concentrazione degli inquinanti con scala 20 km x 20 km per un totale di 1248 celle analizzate nel dominio di calcolo. La Tabella 39 mostra la percentuale di celle 20x20 ricadenti in intervalli di concentrazione fissati al 2020 e al 2030 per gli scenari elaborati nel presente lavoro. Il valore limite previsto dalla Direttiva europea è superato nel 2.9% delle celle al 2030 nello scenario RIF, percentuale che si riduce alla metà nel caso dello scenario BIOcost, mentre oltre il 57% delle celle al 2030 nello scenario RIF eccede il valore dall'OMS di 10 µg/m<sup>3</sup>. La percentuale considerata risulta di poco inferiore nello scenario Decarb e BIOcost, rispettivamente 55.8% e 54.5%. Questa distribuzione dei gradienti di concentrazione è molto interessante nello studio in corso perché mostra come politiche di contenimento di inquinanti, come il particolato, agenti su un solo settore possano influenzare la qualità dell'aria, a parità di tutte le altre condizioni a contorno.

**Tabella 39 - Distribuzione delle concentrazioni nei cluster delle mappe di impatto di PM 2.5**

	2010	2020			2030		
		RIF	Biocost	Decarb	RIF	Biocost	Decarb
>5 µg/m <sup>3</sup>	100.0%	99.8%	99.6%	99.6%	99.5%	99.5%	99.5%
>10 µg/m <sup>3</sup>	69.8%	62.9%	61.5%	61.4%	57.3%	54.5%	55.8%
>15 µg/m <sup>3</sup>	31.2%	21.0%	19.1%	19.3%	15.5%	13.0%	14.9%
>20 µg/m <sup>3</sup>	13.3%	8.0%	4.0%	5.8%	2.9%	1.4%	2.4%
>25 µg/m <sup>3</sup>	6.0%	1.0%	0.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.2%

Fonte: elaborazione ENEA

<sup>88</sup> Stima delle emissioni derivanti dall'inclusione delle biomasse non contabilizzate dalle statistiche ufficiali.

## 8.4 Impatti economici

Un aspetto ulteriore di cui si è voluto tener conto in questa indagine è quello degli impatti degli scenari considerati sulle entrate dello Stato. Infatti i combustibili fossili, solidi (carbone), liquidi o gassosi utilizzati nel settore domestico sono soggetti sia ad accise sia alle imposte sul valore aggiunto, mentre le biomasse sono unicamente sottoposte all'IVA che, inoltre, fino al 31 dicembre 2014 era fissata al 10% sia per la legna che per il pellet. Dopo questa data l'IVA sul solo pellet è stata incrementata al 22%. In considerazione anche del fatto che gran parte della biomassa passa per circuiti commerciali informali o viene autoprodotta, ci si può attendere che a parità di altre condizioni, ogni spostamento di consumi energetici per riscaldamento delle abitazioni da fonti fossili verso le biomasse comporti un minore gettito fiscale.

Nell'ambito di questo studio però si sono considerati degli scenari in cui le "altre condizioni" mutano anche esse nel tempo: in particolare mutano le tecnologie, le normative, e le politiche perseguono obiettivi ambientali stringenti. Dunque i risultati di questa analisi rifletteranno simultaneamente gli impatti di tutte queste variabili.

Le previsioni di entrate fiscali dovute ai consumi di combustibili nel settore residenziale sono state stimate secondo la seguente procedura, illustrata più in dettaglio nell'appendice:

- 1) Conversione dei consumi energetici di ciascuno dei tre scenari in quantità fisiche sulla base dei parametri di densità e potere calorifico riportati nelle Tabelle che seguono.
- 2) Calcolo del gettito dell'accisa
- 3) Calcolo del prezzo senza tasse a partire dal prezzo finale.
- 4) Calcolo del gettito dell'IVA.

**Tabella 40 - Entrate fiscali- Scenario RIF**

Entrate fiscali (M€)*	2010	2012	2015	2020	2025	2030
<b>Carbone</b>		2	2	2	2	2
<b>Pellet</b>	17,3	25,2	104,5	198,2	221,2	242,4
<b>Legna</b>	101,6	103,9	92,4	93,6	89,0	84,4
<b>Biomasse e rifiuti</b>	0	0	0	0	0	0
<b>Olio combustibile</b>	17	4	2	1	1	0
<b>Gasolio riscaldamento</b>	1399	1163	937	502	334	166
<b>Frazioni leggere di petrolio (kerosene)</b>	11	8	6	0	0	0
<b>GPL</b>	772	673	607	451	419	387
<b>Gas naturale</b>	7108	6958	7356	7000	6971	6992
<b>Energia elettrica</b>	1664	1729	1709	1757	1811	1878
<b>Totale</b>	<b>11090</b>	<b>10666</b>	<b>10815</b>	<b>10004</b>	<b>9847</b>	<b>9752</b>

\*Sono escluse le addizionali regionali

Tabella 41 - Entrate fiscali- Scenario BIOcost

Entrate fiscali (M€)*	2010	2012	2015	2020	2025	2030
<b>Carbone</b>	2	2	2	2	1	1
<b>Pellet</b>	17,3	25,2	111,7	163,6	187,6	209,5
<b>Legna</b>	101,6	103,9	89,9	83,2	80,1	77,3
<b>Biomasse e rifiuti</b>	0	0	0	0	0	0
<b>Olio combustibile</b>	17	4	2	1	1	0
<b>Gasolio riscaldamento</b>	1399	1163	937	492	321	151
<b>Frazioni leggere di petrolio (kerosene)</b>	11	8	6	0	0	0
<b>GPL</b>	772	673	607	477	419	405
<b>Gas naturale</b>	7108	6958	7356	7060	7031	7036
<b>Energia elettrica</b>	1664	1729	1709	1774	1825	1890
<b>Totale</b>	<b>11092</b>	<b>10666</b>	<b>10819</b>	<b>10053</b>	<b>9866</b>	<b>9770</b>

\*Sono escluse le addizionali regionali

Tabella 42 - Entrate fiscali - Scenario DEC

Entrate fiscali (M€)*	2010	2012	2015	2020	2025	2030
<b>Carbone</b>	2	2	2	1	1	1
<b>Pellet</b>	17,3	25,2	96,2	154,1	193,1	217,1
<b>Legna</b>	101,6	103,9	91,9	84,9	81,2	78,5
<b>Biomasse e rifiuti</b>	0	0	0	0	0	0
<b>Olio combustibile</b>	17	4	2	1	1	0
<b>Gasolio riscaldamento</b>	1399	1163	897	576	316	87
<b>Frazioni leggere di petrolio (kerosene)</b>	11	8	5	2	0	0
<b>GPL</b>	772	673	577	374	331	325
<b>Gas naturale</b>	7108	6958	7371	6803	5914	5740
<b>Energia elettrica</b>	1664	1729	1734	1527	1599	1622
<b>Totale</b>	<b>11092</b>	<b>10666</b>	<b>10774</b>	<b>9524</b>	<b>8436</b>	<b>8071</b>

\*Sono escluse le addizionali regionali

Per il gettito derivante dalla vendita di legna da ardere, si è ipotizzato che il 50% dei consumi non passi per il mercato e non produca gettito fiscale, concordemente con i risultati dell'indagine sui consumi di biomasse nel settore residenziale effettuata dall'ISTAT.

Sulla base di queste ipotesi, i risultati sul gettito indicano che l'effetto di un incremento dell'efficienza negli usi finali determina una tendenza alla riduzione delle entrate fiscali nel tempo in tutti e tre gli Scenari. La tendenza è ovviamente più marcata nello scenario DEC (Tabella 42).

Come si può notare dalle Tabelle, l'effetto di un incremento dell'efficienza negli usi finali determina una tendenza alla riduzione delle entrate fiscali nel tempo in tutti e tre gli Scenari. La tendenza è ovviamente più marcata nello scenario DEC.

Una valutazione complessiva delle previsioni di entrata è stata effettuata sommando le entrate previste nel periodo 2015-2030 in ciascuno degli scenari (Tabella 43).

**Tabella 43 - Entrate fiscali per scenario e combustibile, 2015-2030 (M€)**

	RIF	BIOCost	DEC
<b>Carbone</b>	30	25	23
<b>Pellet</b>	3138	2720	2676
<b>Legna</b>	1443	1318	1342
<b>Olio combustibile</b>	17	17	12
<b>Gasolio riscaldamento</b>	7482	7328	7064
<b>Benzina e altre frazioni leggere di petrolio<sup>89</sup></b>	18	18	24
<b>GPL</b>	7331	7516	7490
<b>Gas naturale</b>	112897	113630	102915
<b>Energia elettrica</b>	28601	28792	25696
<b>Totale</b>	160958	161365	147241

La somma delle entrate fiscali per il periodo 2015-2030 ammonta a circa 160-161 miliardi per gli Scenari RIF e BIOCost e cala a 147 miliardi per lo Scenario DEC.

Il calo di gettito nello scenario DEC (-13,7 miliardi) è da imputare essenzialmente al calo dei consumi di gas naturale ed energia elettrica. Il gettito procurato dalle vendite di gas ed energia elettrica copre l'88% delle entrate in tutti e tre gli scenari. Tutti gli altri combustibili apportano un gettito minore e presentano piccole variazioni tra uno scenario e l'altro.

Le biomasse legnose contribuiscono al gettito complessivo per quasi 4.6 miliardi nello scenario di Riferimento e per circa 4 miliardi negli altri due scenari: ossia circa il 3% in tutti gli scenari.

La successiva Tabella 44 mostra come i prodotti petroliferi forniscono un gettito più elevato a parità di energia finale fornita. Il dato relativo alle biomasse considera anche i consumi di biomassa legnosa autoprodotta. L'indicatore è calcolato dal rapporto tra le stime del gettito per fonte basate sulla procedura descritta in appendice e consumi per fonte (risultati del modello Times).

<sup>89</sup> Trattasi prevalentemente di kerosene.

**Tabella 44 - Entrate fiscali per unità di energia finale consumata (€/GJ)**

	€/GJ
<b>Carbone</b>	4.1
<b>Pellet</b>	3.1
<b>Legna</b>	0.4
<b>Olio combustibile</b>	7.0
<b>Gasolio</b>	17.5
<b>Benzina e altre frazioni leggere di petrolio</b>	19.4
<b>GPL</b>	13.3
<b>Gas</b>	9.2
<b>Consumi elettrici</b>	6.9

A questo punto si potrebbe avanzare delle considerazioni più specifiche sul tema della fiscalità energetica. Appare chiaro come il criterio del decisore pubblico nel definire le aliquote di prelievo fiscale (soprattutto delle accise) sui vari combustibili sia soprattutto legato all'obiettivo di massimizzare gli introiti. Pertanto la maggior pressione fiscale si esercita sui combustibili o sulle fonti meno sostituibili (come i derivati del petrolio nei trasporti). L'intento di condizionare tramite la fiscalità le scelte dei consumatori in una direzione più ambientalmente compatibile o con minori impatti sul clima non sembra infatti trasparire dall'impianto attuale o non in maniera coerente.

Una fiscalità sui prodotti energetici avesse anche la finalità di scoraggiare le fonti più inquinanti dovrebbe tener conto delle cosiddette esternalità ambientali provocate da ciascuna fonte energetica in una prospettiva di analisi del ciclo di vita. Alla luce dei risultati di questo studio riguardo agli impatti sulla qualità dell'aria, anche il trattamento preferenziale accordato alle biomasse per riscaldamento di edifici dovrebbe essere riequilibrato per tenere conto dei possibili impatti negativi sulla salute umana che il suo uso comporta.

### **Metodologia di calcolo**

Il calcolo delle entrate fiscali attribuibili agli acquisti di prodotti energetici effettuati nel settore residenziale si basa sulla seguente procedura:

- 1) Conversione dei consumi energetici di ciascuno dei tre scenari in quantità fisiche sulla base dei parametri di densità e potere calorifico riportati nelle Tabelle che seguono. Per l'energia elettrica si è provveduto alla trasformazione da PJ a kWh.
- 2) Calcolo del gettito dell'accisa (accisa X consumi fisici).
- 3) Calcolo del prezzo senza tasse a partire dal prezzo finale ((Prezzo finale/(1+aliquota IVA)) – accisa).
- 4) Calcolo del gettito dell'IVA (aliquota X (prezzo senza tasse + accisa) X quantità).

I dati sui prezzi finali e le aliquote di IVA e accisa sono riportati nelle Tabelle che seguono.

I prezzi finali sono rilevati da alcune Camere di Commercio, da siti specializzati o dall’Autorità per l’Energia elettrica e il gas (AEEG) a seconda dei casi.

Per il gettito derivante dalla vendita di legna da ardere, infine, si ipotizza che il 50% dei consumi non passi per il mercato e non produca gettito fiscale, concordemente con le anticipazioni dell’indagine sui consumi di biomasse nel settore residenziale effettuata dall’ISTAT (vedi la Figura nella successiva pagina 168).

### Prodotti petroliferi

#### Conversione da Energia a unità metriche

	p.c.i. (MJ/kg)	Fonte	densità (kg/litro)
GPL	46.1	MiSE-BEN	0.5
Gasolio riscaldamento	42.7	MiSE-BEN	0.835
Benzina e altre frazioni leggere di petrolio (kerosene)	43.5	MiSE-BEN	0.791
Olio combustibile denso BTZ	41.0	MiSE-BEN	0.923

### Prezzi e tasse

	Accisa	IVA	Prezzo senza tasse	Prezzo finale	Fonte
<b>GPL</b>	0.1899 €/kg	22%	calcolato	2.35 €/kg	Agenzia delle Dogane
<b>Gasolio riscaldamento</b>	0.40321 €/litro	22%	0.598 €/litro	1.0021 €/litro	MiSE/DGERM
<b>Frazioni leggere di petrolio (kerosene)</b>	0.3375 €/litro	22%	calcolato	1.82 €/lt	Agenzia delle Dogane
<b>Olio combustibile denso BTZ</b>	0.064 €/kg	22%	calcolato	1.110 €/kg	Agenzia delle Dogane

### Carbone e biomasse

#### Conversione da Energia a unità metriche

	p.c.i. (MJ/kg)	Fonte
Carbone	31.0	MiSE – Bilancio energetico nazionale
Pellet	17.3	Scheda tecnica Pellets Geminati En Plus
Legna	14.5	MiSE – Bilancio energetico nazionale

**Prezzi e tasse**

	Accisa	IVA	Prezzo senza tasse	Prezzo finale	Fonte
Carbone	0.0092 €/kg	22%	calcolato	0.65 €/kg	Agenzia delle Dogane
Pellet		22%	calcolato	0.29 €/kg	Agenzia delle Dogane
Legna		10%	calcolato	0.125€/kg	Agenzia delle Dogane

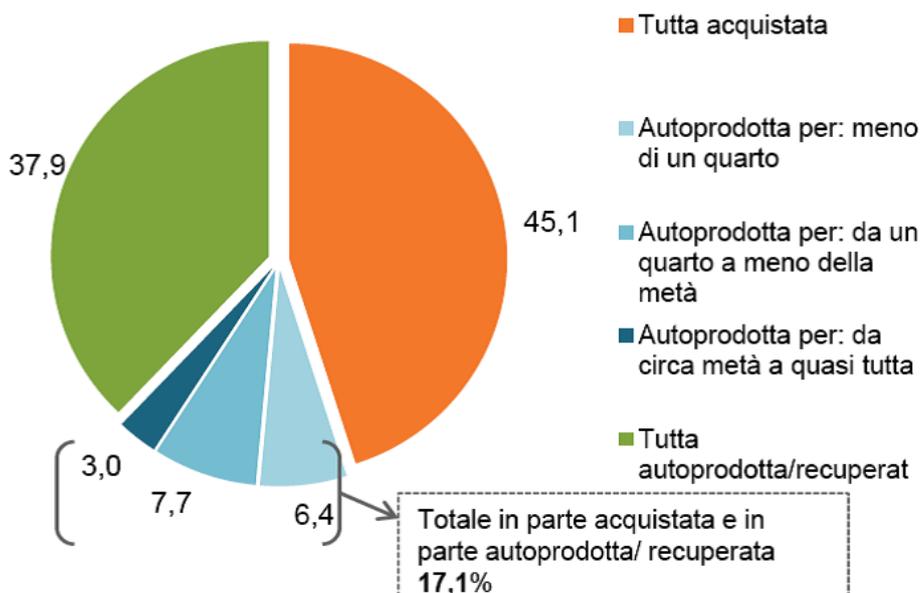
**Energia elettrica**

	Valore	Fonte
Fattore di conversione	1 PJ=277777778 kWh	IEA unit converter
Tasse su energia elettrica	0.0249€/kWh	AEEG

**Gas Naturale**

	Valore	Fonte
Fattore di conversione	34.3 MJ/mc	MiSE -BEN
Prezzo netto	0.49 €/mc	AEEG: <a href="http://www.autorita.energia.it/it/consumatori/bollettatrasp_gas.htm">http://www.autorita.energia.it/it/consumatori/bollettatrasp_gas.htm</a>
Accisa	0.175 €/mc	Agenzia delle Dogane
IVA	21%	Agenzia delle Dogane

**Famiglie per canale di approvvigionamento della legna (%)**



Fonte: L'indagine Istat sui consumi energetici delle famiglie: principali risultati  
Paola Ungaro - Roma, 15 dicembre 2014

## 9 Conclusioni

A conclusione di questo studio appare chiaro come un approccio multidisciplinare ed integrato in cui vengano evidenziati e valutati anche gli aspetti ambientali ed economici possa essere particolarmente utile anche nella valutazione delle politiche energetiche e climatiche e contribuire a renderle più efficaci. Gli aspetti legati all'innovazione tecnologica e alla competitività più generale del Sistema Paese vanno tenuti presenti. Anche la considerazione dell'aspetto ambientale dovrebbe avvenire in un'ottica di sostenibilità complessiva, che non persegua solamente la mitigazione del cambiamento climatico ma consideri anche, ad esempio, gli effetti sulla qualità dell'aria e sulla salute umana, e in generale sul territorio.

Questo studio ha permesso di evidenziare la possibilità di criticità qualora le tecnologie di utilizzo della risorsa biomassa non fossero le più avanzate.

Il settore residenziale gioca ormai un ruolo preponderante e crescente nel totale delle emissioni di particolato. Tutti gli scenari esaminati mostrano che le emissioni complessive di inquinanti come il particolato primario si riducono all'orizzonte del 2030 per effetto del miglioramento delle tecnologie adottate, tuttavia le riduzioni sono chiaramente minori laddove si ha un aumento dell'utilizzo di biomassa legnosa nel settore residenziale. Tale effetto è particolarmente evidente nel confronto fra lo scenario di riferimento (RIF) e quello a biomassa costante (BIO cost).

L'esame delle mappe di concentrazione rivela che pur in una situazione di generale miglioramento del quadro emissivo, in tutti gli scenari permangono in Italia alcune zone sensibili per le quali le concentrazioni di particolato resterebbero superiori non solo ai 10 µg/m<sup>3</sup> considerati dall'OMS ma anche ai più elevati limiti europei. Per tali aree sensibili un'ulteriore riduzione delle concentrazioni, finalizzata al contenimento dei rischi per la salute, richiederebbe l'imposizione di standard emissivi molto più stringenti sui piccoli impianti a biomasse legnose nel residenziale oppure misure atte a scoraggiare l'uso stesso delle biomasse legnose tal quali in impianti domestici e a favorire la sostituzione di camini aperti/chiusi con tecnologie efficienti, a gas o con produzione di calore da altre rinnovabili (elettriche o termiche).

Mentre è competenza del governo centrale l'adozione di standard generali sulle caratteristiche degli impianti, rimane dunque giustificato da parte delle Amministrazioni locali (Regioni e Comuni) l'imposizione di misure e standard più stringenti in merito all'uso di biomasse per riscaldamento domestico e alle caratteristiche degli impianti, sulla base delle indicazioni delle Agenzie Regionali di Protezione Ambientale e dei piani di qualità dell'aria vigenti.

In un'ottica di sostenibilità più ampia, le politiche di sostegno alle biomasse in funzione di decarbonizzazione andrebbero meglio bilanciate: in primis la concessione di incentivi alle biomasse legnose nel settore residenziale dovrebbe essere condizionata all'uso delle migliori tecnologie disponibili dal punto di vista ambientale e di quelle più efficienti dal punto di vista energetico, sulla base di indicatori di prestazione stringenti. Nel tempo, gli standard emissivi delle tecnologie incentivabili dovrebbero diventare più rigorosi almeno nelle zone vulnerabili. Ciò potrebbe costituire una ulteriore spinta all'accelerazione tecnologica necessaria per la

transizione verso sistemi energetici meno carbon intensive. A tal fine potrebbero essere più utili incentivi indiretti come quelli per la ricerca e innovazione su sistemi di abbattimento del particolato (filtri o altro) più efficaci e a basso costo.

Per quanto riguarda gli impatti delle attuali politiche di sostegno alle biomasse sulla fiscalità generale, lo studio rileva che data la fiscalità di favore accordata alle biomasse legnose (IVA al 10% sulla legna, niente accise per legna e pellet), e nonostante le correzioni recentemente applicate per l'IVA sul pellet (passata al 22%), un aumento dell'uso di biomasse nel riscaldamento domestico a spese di gas o altri prodotti petroliferi avrebbe, *caeteris paribus*, un effetto negativo sul gettito fiscale. Tuttavia, in scenari di decarbonizzazione decisa, questo trend appare meno rilevante rispetto all'effetto che avrebbe sul gettito un progressivo ridimensionamento dei consumi di combustibili fossili.

Più in generale potrebbe avere un senso ripensare la fiscalità energetica in ottica ambientale. Qualora si adottasse un'ottica di tasse ambientali per compensare le esternalità prodotte dalle varie fonti energetiche, le tasse dovrebbero essere rimodulate tenendo conto anche degli impatti negativi sulla salute provocati dalle emissioni di inquinanti atmosferici come il particolato, oltre che degli impatti sul clima prodotti dalle emissioni di anidride carbonica.

Particolare cura, inoltre sarebbe necessaria, secondo le raccomandazioni dell'**European Environment Agency**, per verificare che **il prelievo di biomassa per combustione non sia accompagnato da una riduzione dello stock di carbonio nella biomassa e nel suolo, dando luogo ad un bilancio negativo fra carbonio assorbito ed emesso**, e causando una riduzione della risorsa. Tale aspetto può non avere immediata rilevanza nel caso italiano, dati i recenti trend di crescita delle risorse forestali, ma può averne a livello locale e soprattutto internazionale, nella misura in cui si fa ricorso ad importazioni.

Se effettuata nell'ambito di corrette pratiche di gestione della risorsa, la valorizzazione di una fonte rinnovabile come le biomasse può essere coerente con gli obiettivi di sviluppo economico e allo stesso tempo mantenere intatto (o addirittura accrescere) il patrimonio forestale con la sua capacità di funzionare da pozzo di carbonio e di mantenere la fertilità dei suoli, riducendo l'erosione. Questo dovrebbe essere il criterio guida.

In considerazione delle oggettive sovrapposizioni esistenti fra diverse aree di policy, come le politiche energetiche, quelle climatiche e quelle ambientali, una migliore integrazione, in un'ottica di sostenibilità, è possibile e può servire a verificarne la coerenza complessiva evitando risultati contraddittori e costi addizionali. Per questo è cruciale non solo il miglioramento dei metodi e degli strumenti di analisi integrata ma anche un coordinamento rafforzato dei processi decisionali a livello di *governance*. Gli impatti potenziali delle politiche agricole e forestali sul raggiungimento di obiettivi climatici possono essere tanto importanti quanto quelli delle politiche industriali. Parimenti nel definire nuovi obiettivi a lungo termine su energia e clima è utile tener presenti obiettivi e impegni sulla qualità dell'aria.

## Indice delle figure

Figura 1 - Consumi primari di energia nella SEN (Mtep) .....	18
Figura 2 - Emissioni di CO <sub>2</sub> nello Scenario SEN confrontato con un'evoluzione di riferimento e una possibile Roadmap di decarbonizzazione al 2050 per l'Italia (Mt CO <sub>2</sub> ) <sup>2</sup> .....	18
Figura 3 - Domanda di energia primaria per fonte. Italia 2013 (valori percentuali) .....	21
Figura 4 - Dipendenza energetica nazionale - Anni 2000-2013 (dati in valori percentuali) .....	22
Figura 5 - Fattura energetica nazionale per fonte - Anni 2000-2013 (milioni di euro) .....	23
Figura 6 - Componenti della fattura energetica e dinamiche dei prezzi di gas naturale e petrolio - Anni 2000-2013 (ktep e \$).....	23
Figura 7 - Generazione elettrica per tipologia di fonte - Italia 2013 .....	24
Figura 8 - Generazione elettrica da fonti rinnovabili (TWh).....	25
Figura 9 - Consumi finali di energia - Italia 2000-2013 (Mtep).....	25
Figura 10 - Consumi finali di energia per settore - Italia 2000-2013 (Mtep).....	26
Figura 11 - Consumi finali di energia del settore residenziale in Italia - Anno 2013 (dati in valori percentuali)..	27
Figura 12 - Consumi finali di energia del settore residenziale in Italia - Anni 2000-2013 (Mtep).....	27
Figura 13 - Consumi finali di alcune fonti energetiche del settore residenziale in Italia - Anno 2013 (ktep) .	28
Figura 14 - Emissioni atmosferiche del settore residenziale in Italia - Anni 2000-2013 (dati in Gg e Mt) .....	29
Figura 15 - Emissioni di CO <sub>2</sub> del settore residenziale per tipologia di combustibile - Italia 2013 (Gg) .....	30
Figura 16 - Andamento delle emissioni in kt di NO <sub>x</sub> (sx) e NMVOC (dx) .....	32
Figura 17 - Andamento delle emissioni in kt di SO <sub>x</sub> (sx) e NH <sub>3</sub> (dx).....	33
Figura 18 - Andamento delle emissioni in kt di PM10 (sx) e PM2.5 (dx).....	33
Figura 19 - Famiglie per presenza/assenza e tipologia di impianto unico o prevalente di riscaldamento dell'abitazione. Italia (composizione percentuale) .....	39
Figura 20 - Tipologia di combustibile utilizzato per i sistemi di riscaldamento nel settore residenziale. Italia 2013 (in percentuale) .....	40
Figura 21 - Percentuale di sostituzione tecnologica per classi di impianto verso tecnologie GPL nel settore residenziale per usi riscaldamento, Italia 2012 - segmento autonomo e centralizzato.....	42
Figura 22 - Import di prodotti petroliferi. Italia 2013 (dati in percentuale) .....	44
Figura 23 - Export di prodotti petroliferi. Italia 2013 (dati percentuali) .....	45
Figura 24 - Consumo interno lordo nazionale nel 2013 .....	47
Figura 25 - Mix di consumo finale di energia da FER previsto dal PAN dell'Italia .....	48
Figura 26 - Potenza e numero di centrali termoelettriche a biomassa.....	48
Figura 27 - Produzione annuale di energia elettrica da biomassa .....	49
Figura 28 - Bilancio energetico per alcune colture energetiche .....	51
Figura 29 - Settori di consumo di biomassa legnosa in Italia nel 2012 (%) .....	52
Figura 30 - Evoluzione dei consumi di pellet per riscaldamento per i principali Paesi europei (2011-13) ....	53
Figura 31 - Principali Paesi da cui l'Italia importa pellet. Anno 2012 .....	53
Figura 32 - Ripartizione delle apparecchiature a pellet in Italia. Anno 2012 .....	54
Figura 33 - Apparecchiature a pellet installate nel 2012.....	54
Figura 34 - Andamento dei prezzi europei del pellet (anni 2009-2013) .....	59
Figura 35 - Concentrazioni medie annuali di PM10 in Europa nel 2011 .....	66
Figura 36 - Trend delle emissioni di PM10 in Italia dal 1990 al 2011 (Gg) .....	66
Figura 37 - Trend delle emissioni di PM <sub>2,5</sub> in Italia dal 1990 al 2011 (Gg) .....	67
Figura 38 - Il modello GAINS-Italia (da D'Elia et al., 2009) .....	79
Figura 39 - Confronto tra i consumi energetici dello scenario di input al GAINS e fonti statistiche nazionali	80

Figura 40 - Armonizzazione delle emissioni dei principali inquinanti tra lo scenario emissivo TIMES-GAINS e l'Inventario Nazionale ISPRA .....	81
Figura 41 - Fabbisogno di energia primaria per fonte nello scenario ENEA (Mtep).....	85
Figura 42 - Ripartizione della richiesta di elettricità per settore di uso finale (%) .....	87
Figura 43 - Domanda di energia nei settori di uso finale nello Scenario di Riferimento (Mtep) .....	88
Figura 44 - Consumi finali di energia e intensità energetica pro-capite nello scenario ENEA .....	90
Figura 45 - Fuel mix energia finale nello Scenario ENEA, settore Residenziale.....	91
Figura 46 - Fabbisogno energetico del Residenziale, Scenario ENEA (Mtep).....	93
Figura 47 - Consumi FER nei settori e share FER sui consumi finali lordi (FER/CFL) .....	94
Figura 48 - Emissioni da combustione e di processo di CO <sub>2</sub> .....	95
Figura 49 - Evoluzione delle emissioni di SO <sub>2</sub> per settore, classificazione SNAP, 2010-2030 - scenario RIF CLE .....	97
Figura 50 - Emissioni SO <sub>2</sub> per combustibile - settore CIVILE - scenario RIF CLE .....	98
Figura 51 - Evoluzione delle emissioni di NO <sub>x</sub> per settore, classificazione SNAP, 2010-2030 - scenario RIF CLE .....	99
Figura 52 - Emissioni NO <sub>x</sub> per combustibile - scenario CLE - settore CIVILE.....	100
Figura 53 - Evoluzione delle emissioni di PM2.5 per settore, classificazione SNAP, 2010-2030 - scenario RIF CLE .....	101
Figura 54 - Evoluzione delle emissioni di NMVOC per settore, classificazione SNAP, 2010-2030, scenario RIF CLE .....	103
Figura 55 - Emissioni NMVOC per combustibile - scenario RIF CLE - settore CIVILE.....	104
Figura 56 - Concentrazioni di PM2.5 (µg/m <sup>3</sup> ) dello scenario RIF_CLE al 2010, 2020 e 2030 .....	107
Figura 57 - Concentrazioni di NO <sub>2</sub> (µg/m <sup>3</sup> ) dello scenario RIF_CLE al 2010, 2020 e 2030 .....	108
Figura 58 - Emissioni totali di PM2.5 nello scenario CLE e MTRF.....	110
Figura 59 - Emissioni di PM2.5 per il settore civile nello scenario CLE e MTRF .....	110
Figura 60 - Emissioni di NMVOC nello scenario CLE e MTRF.....	111
Figura 61 - Emissioni di NMVOC per il settore civile nello scenario RIF CLE e MTRF .....	112
Figura 62 - Concentrazioni emissive di PM2.5 (µg/m <sup>3</sup> ) dello scenario MTRF al 2020.....	113
Figura 63 - Concentrazioni emissive di PM2.5 (in µg/m <sup>3</sup> ) dello scenario MTRF al 2030.....	113
Figura 64 - Fabbisogno di energia primaria per fonte nello scenario BIOcost (Mtep).....	116
Figura 65 - Produzione elettrica da fonte rinnovabile nello scenario BIOcost (TWh).....	116
Figura 66 - Variazione per fonte dei consumi del settore civile nello scenario BIOcost rispetto al riferimento; 2030 (PJ) .....	117
Figura 67 - Emissioni da combustione e di processo di CO <sub>2</sub> .....	118
Figura 68 - Evoluzione delle emissioni di SO <sub>2</sub> per settore, scen BIOcost, 2010-2030 .....	119
Figura 69 - Emissioni di SO <sub>2</sub> nello scenario CLE e BIOcost.....	119
Figura 70 - Emissioni SO <sub>2</sub> per combustibile - scenario BIOcost - settore CIVILE .....	120
Figura 71 - Emissioni di NO <sub>x</sub> nello scenario CLE e BIOcost.....	121
Figura 72 - Emissioni NO <sub>x</sub> per combustibile - scenario BIOcost - settore CIVILE.....	122
Figura 73 - Evoluzione delle emissioni di PM2.5 per settore, Scenario BIOcost, 2010-2030.....	123
Figura 74 - Emissioni PM2.5 per combustibile - scenario BIOcost - settore CIVILE.....	124
Figura 75 - Emissioni di PM2.5 negli scenari CLE e BIOcost .....	124
Figura 76 - Emissioni di NMVOC nello scenario CLE e BIOcost.....	125
Figura 77 - Emissioni NMVOC per combustibile - scenario BIOcost - settore CIVILE .....	125
Figura 78 - Concentrazioni emissive di PM2.5 (µg/m <sup>3</sup> ) dello scenario RIF CLE e scenario BIOcost al 2020..	127
Figura 79 - Concentrazioni emissive di PM2.5 (µg/m <sup>3</sup> ) dello scen RIF CLE e nello scen BIOcost al 2030 .....	128

Figura 80 - Fabbisogno di energia primaria per fonte nello scenario DEC e totale nello scenario di Riferimento ENEA (Mtep).....	130
Figura 81 - Contributo per fonte al fabbisogno energetico primario al 2030 - scenario DEC e scenario di Riferimento (%).....	130
Figura 82 - Variazione del mix di energia primaria al 2030 rispetto allo scenario di Riferimento (Mtep) ....	131
Figura 83 - Contributo dei settori alla riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> nello scenario DEC rispetto allo scenario di Riferimento .....	132
Figura 84 - Generazione elettrica nello scenario DEC per fonte, 2000-2030 (TWh) .....	133
Figura 85 - Domanda di energia nei settori di uso finale nello scenario DEC e Riferimento (Mtep) .....	134
Figura 86 - Consumi percentuali FER nei settori e share FER sui consumi finali lordi (FER/CFL) .....	135
Figura 87 - Fuel mix energia finale nello Scenario ENEA, settore Residenziale.....	136
Figura 88 - Variazione per fonte dei consumi dello scenario DEC rispetto allo scenario di Riferimento, anni 2020-2030 (Mtep) .....	137
Figura 89 - Emissioni di SO <sub>2</sub> nello scenario RIF CLE e DEC.....	138
Figura 90 - Evoluzione delle emissioni di SO <sub>2</sub> per settore, scen DEC, classificazione SNAP, 2010-2030.....	139
Figura 91 - Emissioni SO <sub>2</sub> per combustibile - scenario DEC - settore CIVILE .....	140
Figura 92 - Emissioni di NO <sub>x</sub> nello scenario CLE e -36%.....	140
Figura 93 - Evoluzione delle emissioni di NO <sub>x</sub> per settore, scen DEC, classificazione SNAP, 2010-2030 .....	141
Figura 94 - Emissioni NO <sub>x</sub> per combustibile - scenario DEC - settore CIVILE.....	142
Figura 95 - Emissioni di PM <sub>2.5</sub> negli scenari CLE e DEC .....	143
Figura 96 - Evoluzione delle emissioni di PM <sub>2.5</sub> per settore, classificazione SNAP, 2010-2030 .....	143
Figura 97 - Emissioni di NMVOC nello scenario CLE e DEC.....	145
Figura 98 - Evoluzione delle emissioni di NMVOC per settore, classificazione SNAP, 2010-2030 .....	145
Figura 99 - Emissioni NMVOC per combustibile - scenario DEC - settore CIVILE .....	146
Figura 100 - Concentrazioni emissive di PM <sub>2.5</sub> (µg/m <sup>3</sup> ) dello scenario RIF CLE e scen DEC al 2020.....	148
Figura 101 - Concentrazioni emissive di PM <sub>2.5</sub> (µg/m <sup>3</sup> ) dello scen RIF CLE e nello scen DEC al 2030 .....	149
Figura 102 - Concentrazioni di NO <sub>2</sub> (µg/m <sup>3</sup> ) dello scenario RIF_CLE e DEC 2020.....	150
Figura 103 - Concentrazioni di NO <sub>2</sub> (µg/m <sup>3</sup> ) dello scenario RIF_CLE e DEC 2030.....	151
Figura 104 - Fabbisogno di energia primaria per fonte nei tre scenari ENEA - 2010, 2013 e 2030 (Mtep) ..	153
Figura 105 - Contributo dei settori alla riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> nello Scenario DEC rispetto allo scenario RIF .....	154
Figura 106 - Consumi finali per fonte negli scenari ENEA, settore Civile, 2010-2030 (Mtep).....	156
Figura 107 - Emissioni di PM <sub>2.5</sub> per settore negli scenari considerati, classificazione SNAP, 2010-2030....	158
Figura 108 - Concentrazioni di PM <sub>2.5</sub> (µg/m <sup>3</sup> ) dello scenario RIF_CLE al 2010, 2020 e 2030 .....	160
Figura 109 - Concentrazioni di PM <sub>2.5</sub> (µg/m <sup>3</sup> ) al 2030 negli scenari BIOcost e DEC .....	161

## Indice delle tabelle

Tabella 1 - Emissioni dell'inventario nazionale 2010 e confronto con i tetti previsti dalla direttiva NEC e dal Protocollo di Göteborg .....	31
Tabella 2 - Confronto tra gli impegni sottoscritti dall'Italia e dagli altri Paesi europei .....	32
Tabella 3 - Alcuni fattori di emissioni medi per il settore residenziale .....	34
Tabella 4 - Fattori di emissioni relative a tecnologie a biomasse nell'inventario .....	35
Tabella 5 - Fattori di emissioni di letteratura relativi a stufe a biomasse .....	35
Tabella 6 - Fattori di emissioni di letteratura relativi a caldaie a gas naturale .....	36
Tabella 7 - Fattori di emissioni di letteratura relativi a caldaie a gas oil .....	37
Tabella 8 - Famiglie (a) per tipologia di impianto unico o prevalente di riscaldamento dell'abitazione, per fonte di alimentazione dell'impianto (composizione percentuale) .....	40
Tabella 9 - Famiglie (a) 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 .....	41
Tabella 10 - Famiglie per tipologia di impianto unico o prevalente di riscaldamento dell'acqua per fonte di alimentazione dell'impianto (composizione percentuale) .....	42
Tabella 11 - Aliquote d'accisa per vari combustibili da riscaldamento. Anni 2008-2015 .....	46
Tabella 12 - Aliquote IVA per vari combustibili da riscaldamento. Anno 2015 .....	46
Tabella 13 - Caratteristiche della certificazione ENplus .....	57
Tabella 14 - Andamento dei prezzi dei combustibili utilizzati per il riscaldamento .....	58
Tabella 15 - Stima della riduzione delle emissioni di gas serra per utilizzo delle biomasse .....	61
Tabella 16 - Limiti di emissione per impianti alimentati a biomassa con potenza nominale < 50 MW .....	67
Tabella 17 - Evoluzione del PIL e Valore Aggiunto, 2015-2030, tassi medi annui % e dato storico in M€ .....	76
Tabella 18 - Evoluzione della popolazione in Italia. Anni 2000-2030 .....	77
Tabella 19 - Ipotesi di evoluzione dei prezzi dei combustibili fossili .....	77
Tabella 20 - Ipotesi di evoluzione dei servizi energetici negli scenari ENEA, Settore Residenziale .....	89
Tabella 21 - Fabbisogno energetico del settore terziario* per fonti, scenario ENEA (Mtep) .....	94
Tabella 22 - Ripartizione dei consumi di legna da ardere nel settore residenziale (%) .....	96
Tabella 23 - Strategia di controllo CLE per la combustione di legna da ardere nel settore residenziale (%) ..	96
Tabella 24 - Contributo settoriale percentuale alle emissioni di NOx - scenario CLE .....	99
Tabella 25 - Contributo settoriale alle emissioni di PM2.5 per settore - scenario CLE (quote %) .....	102
Tabella 26 - Emissioni PM2.5 per combustibile - scenario CLE - settore CIVILE .....	102
Tabella 27 - Limiti di concentrazione degli inquinanti secondo la legislazione vigente .....	105
Tabella 28 - Distribuzione delle concentrazioni nei cluster delle mappe di impatto di PM 2.5 .....	114
Tabella 29 - Mix del fabbisogno primario nello scenario di Riferimento e nel BIOcost al 2030 (%) .....	115
Tabella 30 - Contributo settoriale percentuale alle emissioni di NOx - scenario BIOcost .....	121
Tabella 31 - Contributo settoriale alle emissioni di PM2.5 per settore - scenario BIOcost (quote %) .....	123
Tabella 32 - Distribuzione delle concentrazioni nei cluster delle mappe di impatto di PM 2.5 .....	126
Tabella 33 - Consumi di elettricità per settore di uso finale al 2010 e 2030 (TWh) .....	133
Tabella 34 - Contributo settoriale percentuale alle emissioni di NOx - scenario DEC .....	142
Tabella 35 - Emissioni PM2.5 per combustibile - scenario DEC - settore CIVILE .....	144
Tabella 36 - Strategia di controllo CLE per la combustione di legna da ardere nel settore residenziale (%) ..	144
Tabella 37 - Distribuzione delle concentrazioni nei cluster delle mappe di impatto di PM 2.5 .....	147
Tabella 38 - Emissioni di PM2.5 nel settore civile, scenari ENEA 2010 <sup>35</sup> -2030 (kt) .....	158
Tabella 39 - Distribuzione delle concentrazioni nei cluster delle mappe di impatto di PM 2.5 .....	162
Tabella 40 - Entrate fiscali - Scenario RIF .....	163

Tabella 41 - Entrate fiscali- Scenario BIOcost .....	164
Tabella 42 - Entrate fiscali - Scenario DEC .....	164
Tabella 43 - Entrate fiscali per scenario e combustibile, 2015-2030 (M€).....	165
Tabella 44 - Entrate fiscali per unità di energia finale consumata (€/GJ) .....	166

## Bibliografia

AEEG

Binh, N.T., Wagner, F., Schoepp, W.: Cloud Intelligent Services for calculating Emissions and Costs of Air Pollutants and Greenhouse Gases. In: Nguyen, N.T., Kim, C.-G., Janiak, A. (eds.) ACIIDS 2011, Part I. LNCS, vol. 6591, pp. 159–168. Springer, Heidelberg (2011).

Binh, N.T., Wagner, F., Schoepp, W.: GAINS-BI: Business Intelligent Approach for Greenhouse Gas and Air Pollution Interactions and Synergies Information System. In: Proc. of the International Organization for Information Integration and Web-based Application and Services, IIWAS 2008, Linz (2008).

Ciucci, Ciancarella, D’Elia, Zanini, The Italian Optimization tool for the GAINS-Italy model, ENEA, 2014.

Commissione Europea, 2011: “Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050” – SEC (2011)288.

Commissione Europea, 2014: “IMPACT ASSESSMENT - Accompanying the Communication A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030” (SWD(2014)15 final), Brussel.

Commissione Europea, E3M-lab, 2013: “EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050 – Reference Scenario 2013”.

De Lauretis – ISPRA, Le emissioni di particolato in Italia: evoluzione delle sorgenti e ruolo della biomassa, 2014.

D’Elia I., Peschi E, Lo scenario emissivo nazionale nella negoziazione internazionale, Rapporto Tecnico ENEA, RT/2013/10.

D’Elia et al., 2009. “Technical and Non-Technical Measures for air pollution emission reduction: The integrated assessment of the regional Air Quality Management Plans through the Italian national model”. Atmospheric Environment, 43, 6182-6189.

EMEP – Inventory Guidebook 2013.

ENEA 2013 : Rapporto Annuale Efficienza Energetica – RAEE.

Eurostat , <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

Gaeta M., Baldissara B. (2011), “Il modello energetico Times-Italia. Struttura e dati” - ENEA-RT-2011-09, [http://opac.bologna.enea.it:8991/RT/2011/2011\\_9\\_ENEA.pdf](http://opac.bologna.enea.it:8991/RT/2011/2011_9_ENEA.pdf)

Gaeta M., Baldissara B. et ALL. (2010): Verso un’Italia low carbon: sistema energetico, occupazione e investimenti – Scenari e Strategie 2013 ENEA. ISBN/978-88-8286-299-2.

Gracceva, F., Camporeale, C., Mattucci, A., Calisi, M. (2009): TIAM-ITALIA, un modello del sistema energetico Italiano, RT/2009/28/ENEA, ISSN/0393-3016.

<http://unfccc.int/nationalreports>

ISPRA, 2015. Inventario nazionale delle emissioni in atmosfera 1990-2013. Informative inventory report 2015.

ISPRA 2011, Fattore di emissione medio per la biomassa legnosa utilizzata nel settore residenziale = 400.2 g di PM2.5/GJ.

JRC, “Carbon accounting of forest bioenergy”, Report EUR 25354 EN, ISPRA 2013.

Loulou R., Labriet M., 2008. “The TIMES integrated assessment model: Mathematical formulation”, Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP). <http://www.etsap.org/documentation.asp>

Monforti et All, Il Modello Integrato Nazionale (MINNI)-Uno strumento per simulare l’efficacia delle politiche di riduzione delle emissioni ed i costi associati, ENEA, 2005.

Mircea et al., 2014. “Assessment of the AMS-MINNI system capabilities to simulate air quality over Italy for the calendar year 2005”. Atmospheric Environment, 84, 178-188.

MiSE, 2013: Strategia Energetica Nazionale

[http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/20130314\\_Strategia\\_Energetica\\_Nazionale.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/20130314_Strategia_Energetica_Nazionale.pdf)

MiSE, 2014: Bilancio Energetico Nazionale.

Motola V., Colonna N., Alfano V., Gaeta M., *Censimento potenziale energetico delle biomasse, metodo di indagine, atlante Biomasse su Web Gis* ENEA RSE/2009/167, 2009.

Nguyen, T.B., Wagner, F., Schoepp W. (2011) “GAINS – An Interactive Tool for Assessing International GHG Mitigation Regimes”. Information and Communication on Technology for the Fight against Global Warming Lecture Notes in Computer Science Volume 6868, 2011, pp 124-135.

Nomisma Energia, Biomasse termiche in Italia, Riflessi Economici e Ambientali, 2013.

OECD/IEA, “Energy Statistics Manual” - Paris, OECD/IEA, 2004.

OMS, [http://www.who.int/phe/health\\_topics/outdoorair/databases/FINAL\\_HAP\\_AAP\\_BoD\\_24March2014.pdf?ua=1](http://www.who.int/phe/health_topics/outdoorair/databases/FINAL_HAP_AAP_BoD_24March2014.pdf?ua=1)

REF-E, Monitoraggio nel mercato della climatizzazione nel settore residenziale, 2014.

Stazione Sperimentale per i combustibili e ENEA, “Sperimentazione sulle emissioni da combustione di legna (biomasse)”, Rapporto Finale marzo 2012.

Zecchini, R., F. Castorina, Aizza, “La sicurezza degli impianti e delle attrezzature di distribuzione ed utilizzo di gas” [www.salute.gov.it/imgs/c\\_17\\_pubblicazioni\\_1122\\_allegato.pdf](http://www.salute.gov.it/imgs/c_17_pubblicazioni_1122_allegato.pdf)

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

*[www.enea.it](http://www.enea.it)*

Ottobre 2017