

Appendice A - Analisi dei consumi energetici

4.1 Introduzione

In questo paragrafo si raccolgono e si analizzano i dati relativi ai consumi energetici della regione Campania per il settore residenziale. Tali dati regionali saranno contestualizzati nell'ambito dei consumi nazionali e disaggregati a livello Provinciale (ove sono state riscontrate sufficienti informazioni). In questo modo:

- si delinea un quadro della situazione regionale rispetto all'Italia, sulla quale individuare le più efficienti linee di programmazione;
- si fornisce un quadro di partenza per la stesura di strumenti di programmazione relativi ad un livello territoriale subordinato.

Le informazioni ritrovate fanno riferimento agli anni 2014 – 2015 e al fine di avere una immagine dell'evoluzione dei consumi sono in molti casi riportati gli andamenti a partire dal 2004.

4.2 Quadro nazionale dei consumi energetici

Una rappresentazione dettagliata del bilancio energetico nazionale del 2014 è riportata per via grafica nei diagrammi Sankey delle Figura 0.1 - Figura 0.3. Senza scendere in una accurata descrizione, che esula dalla trattazione di questa sezione, ci si limiterà a fare solo qualche osservazione più significativa per descrivere la situazione nazionale. Un inquadramento sintetico della realtà Italiana si può desumere invece riferendosi ai dati sintetici del bilancio energetico nazionale riportati in Tabella 0.1, con ripartizione per fonti. La prima osservazione che si può fare riguarda la forte dipendenza italiana dalle importazioni, infatti la produzione interna è solo poco più di 1/4 delle importazioni (Figura 0.1, Tabella 0.1), attestandosi nel 2014 intorno ai 36.8 Mtep, nettamente meno delle importazioni (138.1 Mtep). Essa è inoltre legata in massima parte alle fonti rinnovabili, circa 64% del totale. Le importazioni sono invece principalmente di prodotti petroliferi e gas naturale (52.4 e 33.1% rispettivamente).

Nei processi di trasformazione le perdite si riscontrano nella produzione elettrica e cogenerativa (Figura 0.2). Per quanto riguarda le esportazioni (22 Mtep) esse sono quantitativamente simili alle succitate perdite e riguardano in particolare prodotti

petroliferi. Rispetto ai numeri del bilancio energetico le perdite per trasmissione e distribuzione sono di entità molto ridotta (1'963 ktep).

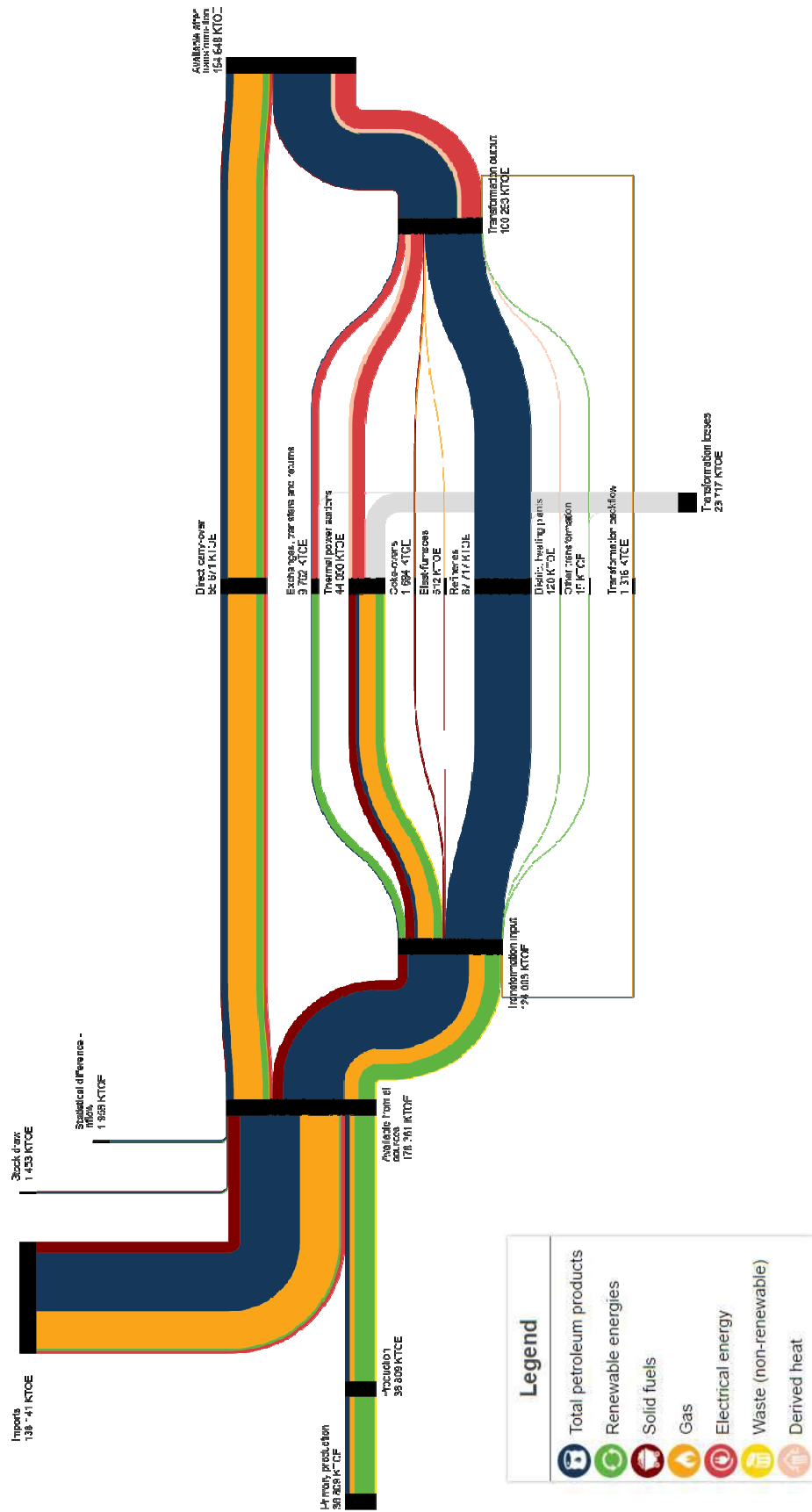


Figura 0.1 – Rappresentazione del bilancio energetico nazionale, dagli input/produzioni alla disponibilità dopo le trasformazioni, tramite diagramma Sankey (Fonte Eurostat [4.A]).

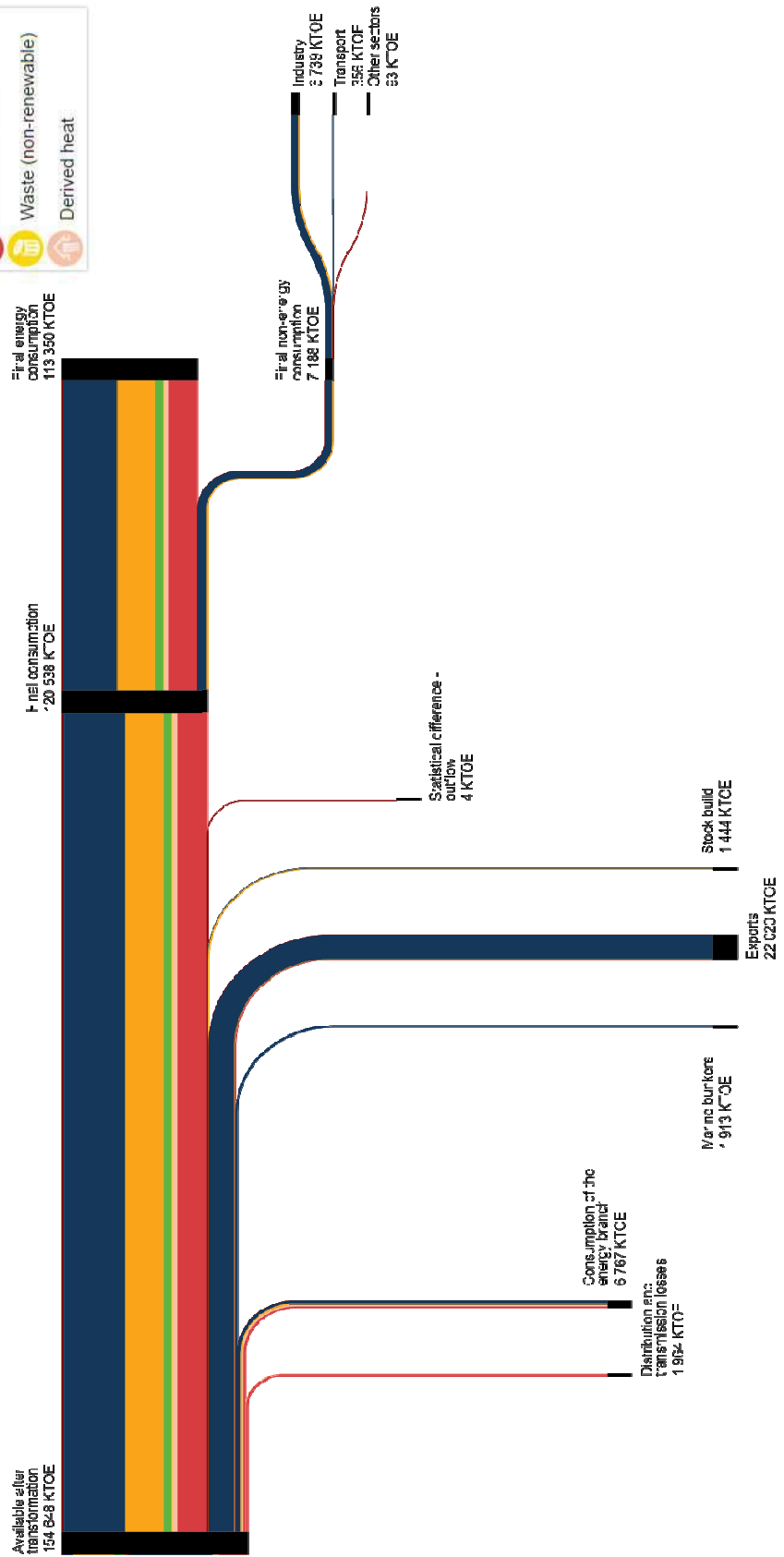
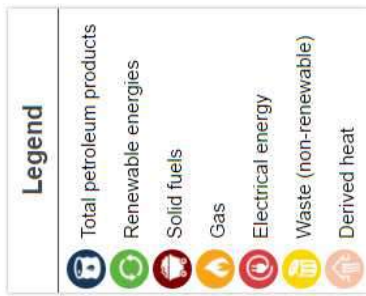


Figura 0.2 - Rappresentazione del bilancio energetico nazionale, dalla disponibilità dopo le trasformazioni agli usi finali, tramite diagramma Sankey (Fonte Eurostat [4.A]).

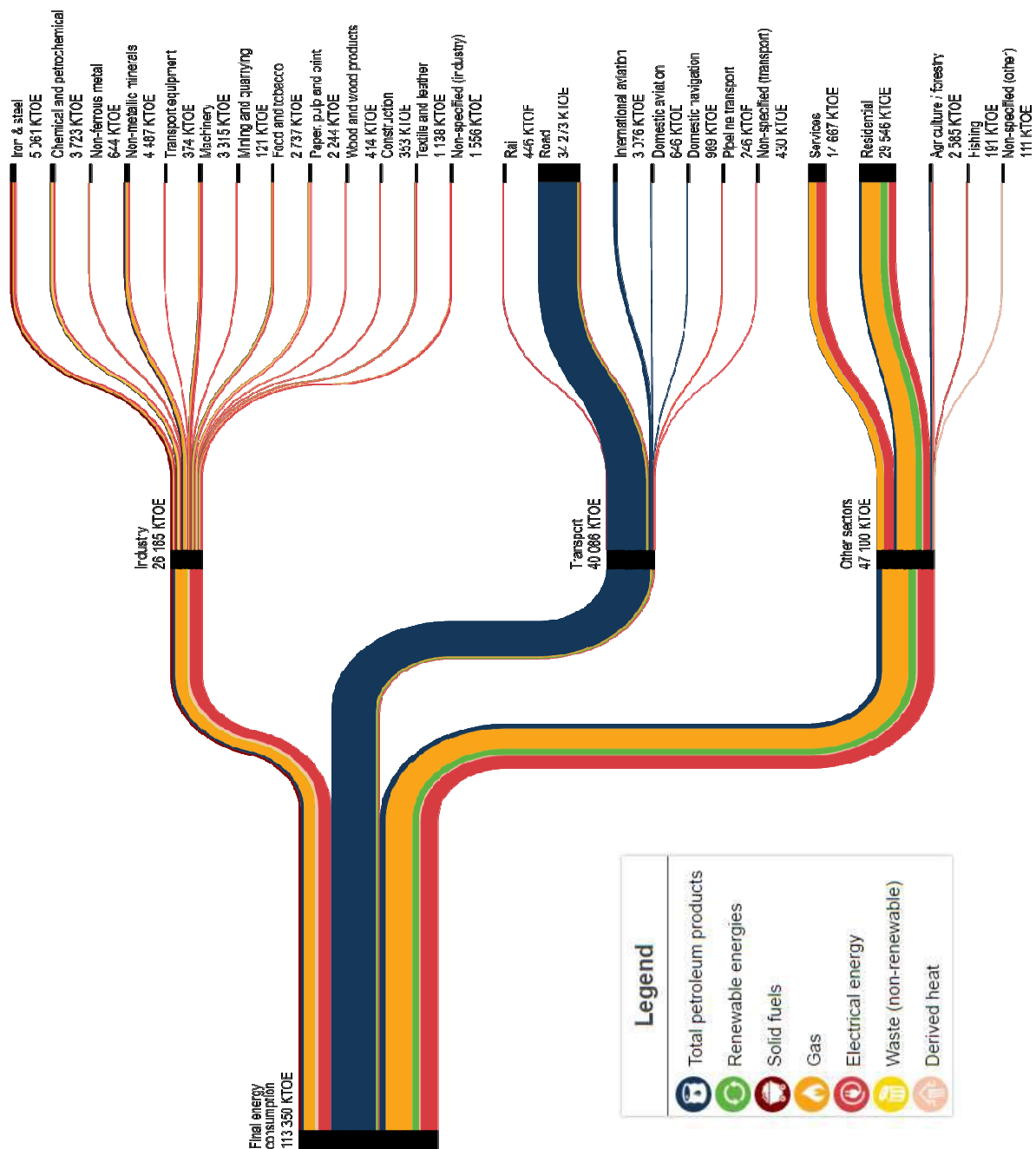


Figura 0.3 - Rappresentazione del bilancio energetico nazionale, usi finali energetici, tramite diagramma Sankey (Fonte Eurostat [4.A]).

4.2.1 Consumo interno lordo

È più interessante invece fare un'analisi approfondita e storica dei consumi. Il consumo interno lordo di energia⁹ in Italia nel 2014 è stato di 151 Mtep e ha confermato l'andamento sempre negativo che si registra ormai dal 2010; in particolare il calo è del 5.3% rispetto all'anno precedente [4.B]. Come si osserva dalla Figura 0.4 dal 1990 al 2005 si è avuto un trend crescente del consumo interno lordo (massimo oltre i 190 Mtep) con un aumento complessivo in 15 anni del 23.8%. Dal 2005, invece, si è assistito ad un inversione della tendenza con il consumo interno lordo che è sceso sotto il valore del 1990, registrando un calo complessivo in 9 anni del 20.5%. Nel 2014 circa l'80% dei consumi è soddisfatto dalle fonti fossili, in continuo calo dal 1990 (93.7%), mentre sono in costante crescita le fonti rinnovabili, che coprono una quota del consumo interno lordo che è passata dal 4.2% nel 1990 al 17.6% nel 2014, e l'energia elettrica [4.B].

In termini assoluti, nel 2014 il consumo di petrolio è stato di 55.8 Mtep, seguito dal gas¹⁰ con un consumo di 50.7 Mtep e dalle fonti rinnovabili con un consumo pari a 26.5 Mtep (Tabella 0.1) [4.B]. Dalla Figura 0.5 si osserva che il mix energetico italiano si è modificato tra il 1990 e il 2014, attualmente la principale fonte energetica resta il petrolio ma in costante decrescita dal 1990 (-38%), seguito dal gas naturale che fino al 2010 ha registrato tassi di crescita costanti, [4.B].

Tabella 0.1 – Bilancio Energetico Nazionale 2014 (Fonte Eurostat [4.A])

Disponibilità e impieghi	Totale	Combustibili solidi	Petrolio	Gas Naturale	Rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Energia Termica	Energia Elettrica
Unità	[ktep]	[ktep]	[ktep]	[ktep]	[ktep]	[ktep]	[ktep]	[ktep]
Produzione Primaria	36'809	55	6'098	5'855	23'644	1'158		
Importazioni	138'141	13'130	72'333	45'665	2'993			4'020
Variazione delle scorte	9	115	496	-620	18			
Esportazioni	22'020	233	21'189	194	143			261
Bunkeraggi	1'913		1'913					
Consumo Interno Lordo	151'027	13'067	55'825	50'706	26'512	1'158		3'759
Consumi settore energetico	6'767	4	2'601	1'212			1'154	1'796
Perdite di distribuzione	1'963			273			18	1'672
Disponibile per gli impieghi finali	118'583	2'363	48'955	31'591	7'452	272	3'747	24'204
Consumi finali non-energetici	7'188	93	6'586	509				
Consumi finali energetici	113'350	2'267	44'325	31'082	7'454	272	3'747	24'204
Industria	26'164	2'267	2'235	8'725	327	272	2'629	9'709
Trasporti	40'086		37'048	1'072	1'065			900

⁹ Nelle elaborazioni Eurostat viene valutato come somma della produzione primaria, delle importazioni e dei recuperi al netto di esportazioni, usi diretti e bunkeraggi.

¹⁰ Si tratta quasi totalmente di gas naturale

Terziario	14'667	586	6'012	194	266	7'609
Residenziale	29'546	2'243	15'151	5'809	818	5'525
Agricoltura e silvicoltura	2'585	1'956	121	37	22	448
Pesca	191	156		21		14
Altro	111	101			11	
Differenze statistiche	-1'954	4	-1'956	-2		-0

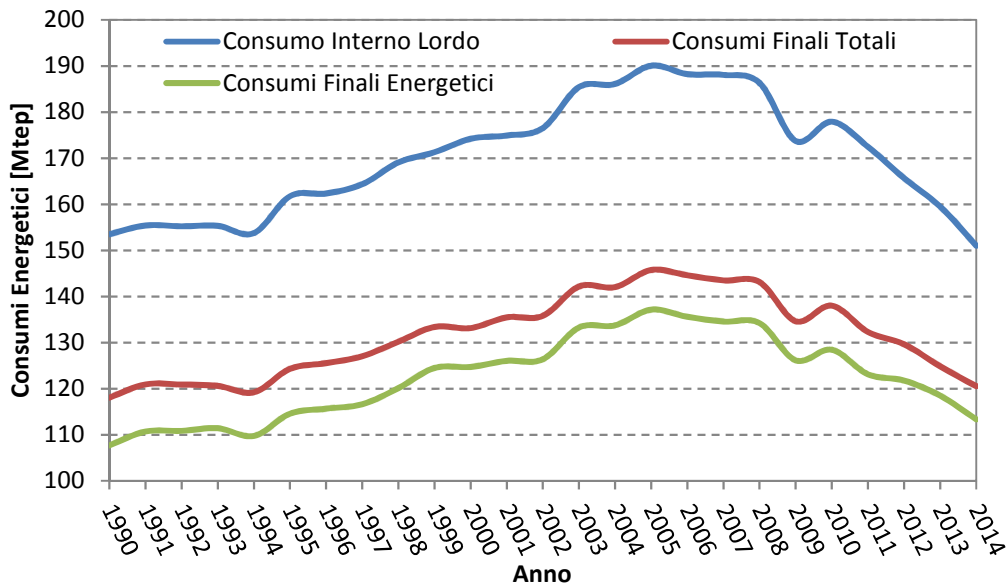


Figura 0.4 – Andamento dei Consumi di Energia in Italia dal 1990 al 2014 (Fonte Eurostat [4.A]).

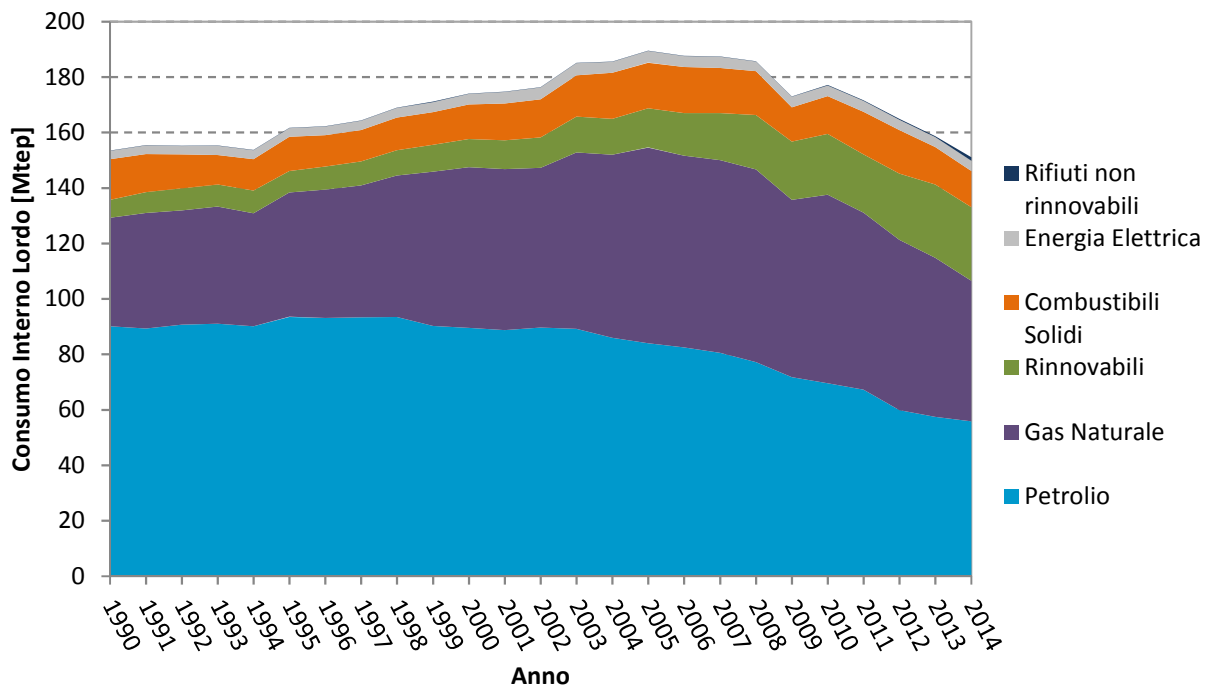


Figura 0.5 – Consumo interno lordo per fonte 1990-2014 (Fonte Eurostat [4.A]).

In termini percentuali si vede che il petrolio incideva nel 1990 sul consumo interno lordo per oltre il 58% e si è progressivamente ridotto a poco meno del 37%. Il gas naturale è invece cresciuto passando da oltre il 25% del 1990 a oltre il 33% del 2014; si osserva che già nel 2002 tale quota era di oltre 32%. Le fonti rinnovabili hanno registrato l'incremento più significativo crescendo in 24 anni di oltre 13 punti percentuali (più di 10 negli ultimi 12 anni). Anche per l'energia elettrica si registra una lieve crescita (Figura 0.6).

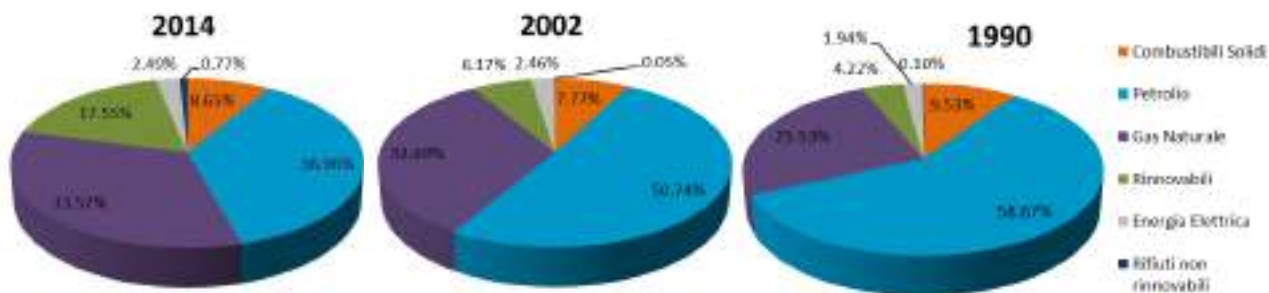


Figura 0.6 – Consumo interno lordo per fonte 2014, 2002 e 1990, ripartizione percentuale (Fonte Eurostat [4.A]).

4.2.2 Consumi finali

Ritornando ai consumi di Figura 0.4 si osserva che i consumi finali totali, dati dalla somma dei consumi energetici e non-energetici, anch'essi presentano un andamento crescente fino al 2005 ed una riduzione negli anni successivi.

I consumi finali non energetici pesano in percentuale sui consumi finali totali circa il 6% nel 2014 ed hanno pesato negli anni precedenti 1990-2013 tra il 5 e il 9%. I consumi finali non energetici sono quasi completamente legati al petrolio (Figura 0.3). Con riferimento ai soli consumi finali energetici salta immediatamente all'occhio come il petrolio e i suoi derivati siano principalmente impiegati nel settore dei trasporti mentre gli altri settori richiedono soprattutto energia elettrica e gas naturale; una quota significativa di rinnovabili, simile alle richieste di energia elettrica, si evidenzia nel settore residenziale (Figura 0.3, Tabella 0.1), osservazione che non si può fare per il settore terziario.

Analizzando i consumi finali disaggregati per fonti (Figura 0.7) si vede che nel 2014 il petrolio con 44.5 Mtep costituisce la voce più importante di consumo anche se negli ultimi 5-6 anni ha mostrato una certa diminuzione, scendendo a valori inferiori a quelli degli anni '90 e inizio 2000, quando si sono registrati i valori più elevati. Il gas naturale costituisce la seconda voce di consumo (circa 31.1 Mtep nel 2014), dopo un iniziale

andamento crescente fino al 2005 negli anni successivi si è registrata una tendenza alla diminuzione.

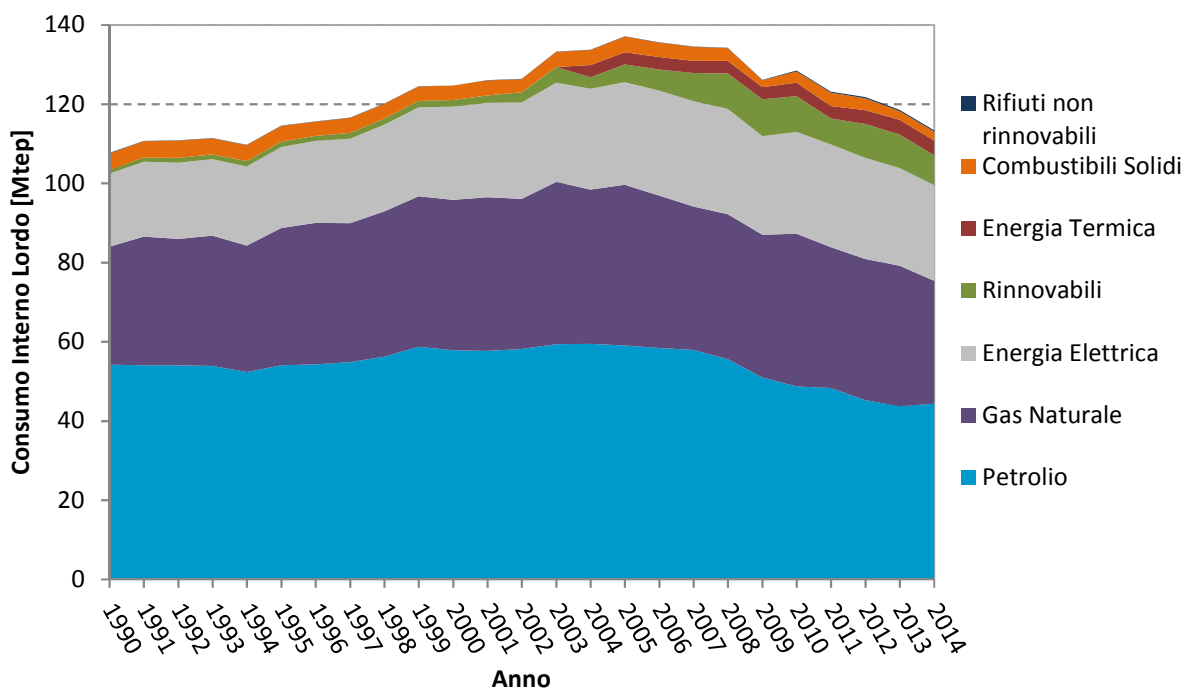


Figura 0.7 - Consumi finali energetici per fonte 1990-2014 (Fonte Eurostat [4.A]).

L'energia elettrica, che costituisce la terza voce nell'ambito dei consumi energetici, è passato da un valore inferiore ai 20 Mtep di inizio anni '90 ai picchi di oltre 26.5 Mtep del triennio 206-2008 per attestarsi attualmente a 24.2 Mtep. Le fonti rinnovabili infine hanno presentato un incremento molto forte dal 1990 aumentando di 8-9 volte. In termini percentuali dalla Figura 0.8 si osserva che il petrolio da coprire metà dei consumi finali nel 1990 è sceso a circa il 39%. La fetta di consumi soddisfatta utilizzando gas naturale è oltre il 27% e nei 24 anni che si stanno considerando si è mantenuta costante tra il 27 e 30%. Per le fonti rinnovabili si evidenzia una forte trend di crescita mentre la tendenza opposta, ma meno marcata, hanno i combustibili solidi.

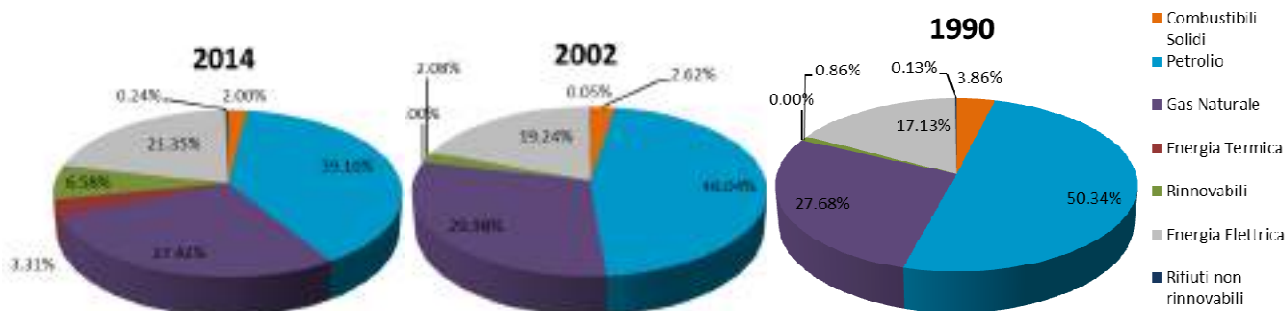


Figura 0.8 - Consumi finali energetici per fonte 2014, 2002 e 1990, ripartizione percentuale (Fonte Eurostat [4.A]).

Disaggregando i consumi finali per settore oltre ad osservare che nel 2014 si è avuto un ritorno ai valori dei primi anni '90, si vede che tutti i settori hanno avuto consumi energetici tendenti alla crescita fino al 2005 a cui è seguita una fase costante di contrazione per l'industria (tranne nel 2010) ed andamenti altalenanti per gli altri settori.

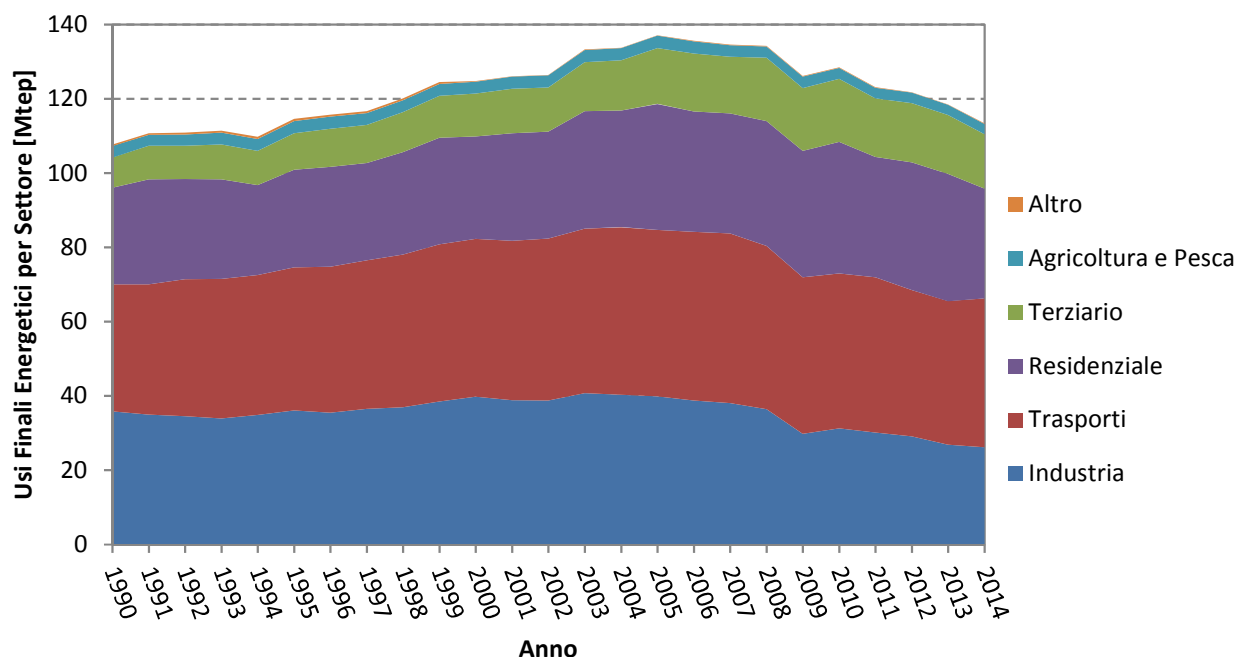


Figura 0.9 - Consumi finali energetici per fonte 1990-2014 (Fonte Eurostat [4.A]).

A livello settoriale il settore civile¹¹ ha registrato la crescita più elevata (+ 29,2% rispetto al 1990) sotto la spinta principalmente del settore servizi +79.4%; nel 2014 il consumo è stato oltre i 44 Mtep. Nel periodo 1990-2014 il settore industria ha, invece risentito di un sensibile calo, -26.8%, causato essenzialmente dalla crisi economica. Anche per il settore agricoltura si è osservata una riduzione dei consumi pari a 10.7%. Infine, nel periodo considerato il settore trasporti ha presentato un incremento pari a 17.1%, [4.B].

Nei 24 anni considerati la struttura dei consumi energetici finali italiana è cambiata: il settore civile è il primo settore di consumo con oltre il 40% degli impieghi finali contro il quasi 32% del 1990. Il settore trasporti è il secondo settore per importanza: nel 2014 il settore ha raggiunto la quota di 35.4% da 31.8% nel 1990; di contro il settore industria ha visto il suo contributo ai consumi finali scendere di circa 10 punti percentuali (Figura 0.10).

¹¹ Residenziale e terziario

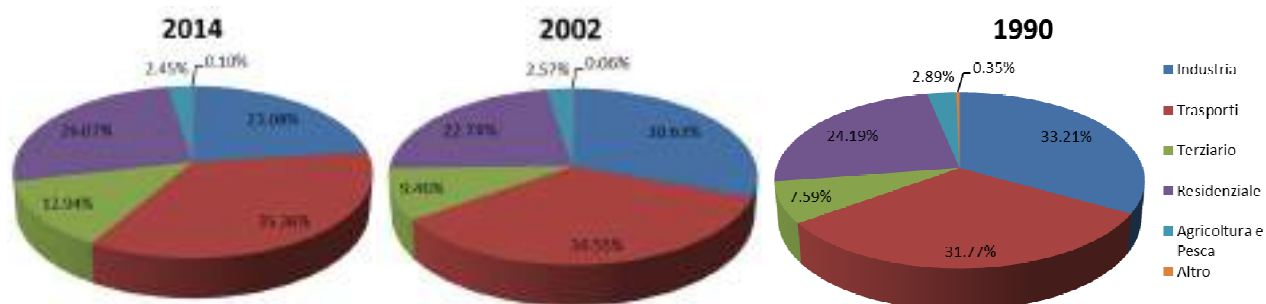


Figura 0.10 - Consumi finali energetici per settore 2014, 2002 e 1990, ripartizione percentuale (Fonte Eurostat [4.A]).

Nell'ambito del settore civile il contributo più importante deriva dal residenziale (26.1% dei consumi finali nel 2014, pari a 29.6 Mtep) anche se il tasso di crescita più forte è del terziario che è aumentato di circa 2 punti percentuali dal 1990 al 2002 e di oltre 3 punti nei 12 anni successivi raggiungendo un valore in termini assoluti di 14.7 Mtep.

Si pone ora maggiore attenzione al settore residenziale che è oggetto della trattazione di questa sezione. Il settore residenziale nel 2014 ha mostrato con un consumo totale pari a 29.5 Mtep evidenziando la maggiore riduzione nei consumi energetici -13.7% rispetto al 2013. Le richieste del settore risultano comunque del 13.4% maggiori rispetto al 1990. Il calo tra il 2013 e il 2014 ha interessato tutte le fonti energetiche: in particolare, il consumo di gas naturale si è ridotto del 16.2% (ma il consumo è maggiore del 31.8% rispetto a 24 anni prima); il consumo di biocombustibili solidi del 14.4% (ma è circa 9 volte in più rispetto al 1990) e il consumo di energia elettrica del 4.1% (ma 21.9% del 1990). Unica eccezione le fonti rinnovabili non costituite da biocombustibili solidi (in buona parte fotovoltaico), che hanno registrato una crescita di 6.0%.

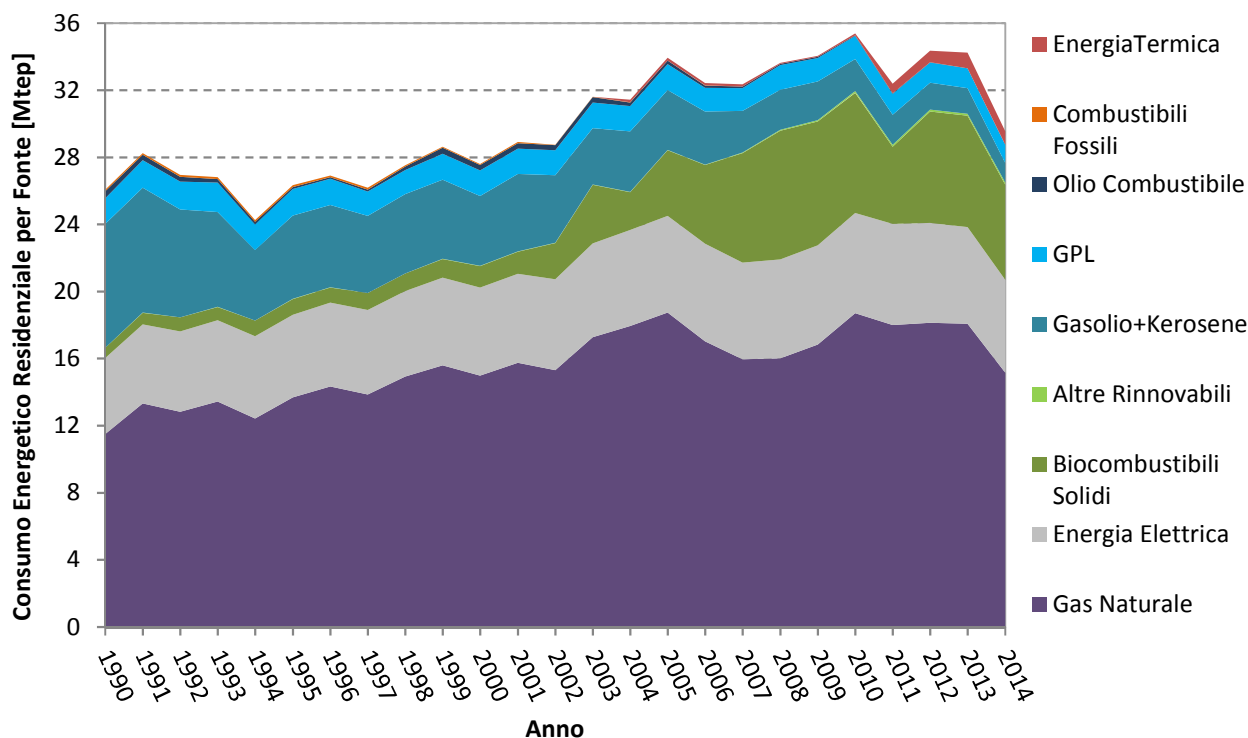


Figura 0.11 – Consumo energetico nel residenziale per fonte 1990-2014 (Fonte Eurostat [4.A]).

Nel 2014, il gas naturale ha coperto il 51.3% della richiesta di energia del settore, seguito dai biocombustibili solidi, 19.2%, e dall'energia elettrica, 18.7%. L'incidenza del gas naturale era meno significativa nel 1990 e più diffuso era l'uso di altri combustibili quali il gasolio il kerosene ed il GPL. Una fetta molto molto ridotta dei consumi nel 1990 era legata ai biocombustibili solidi (legna in primo luogo) e **questa sembra un'anomalia nei dati probabilmente legata al tipo di approvvigionamento del prodotto che non è basato su una rete o un sistema di distribuzione in qualche modo regolamentato e tracciato.**

Negli ultimi anni il consumo energetico per il condizionamento (riscaldamento e raffrescamento) ha costituito circa il 75% dei consumi complessivi (Figura 0.13), in calo nel 2014 tra le altre cose per il clima più mite che si è avuto. Illuminazione e apparecchi elettrici, così come gli usi cucina e acqua calda sanitaria hanno mostrato una riduzione dei consumi dopo un andamento costante negli anni: nel 2014 la percentuale di consumo è stata di 13.7% per illuminazione ed apparecchi elettrici e di 12.4% per usi cucina e acqua calda sanitaria, [4.B].

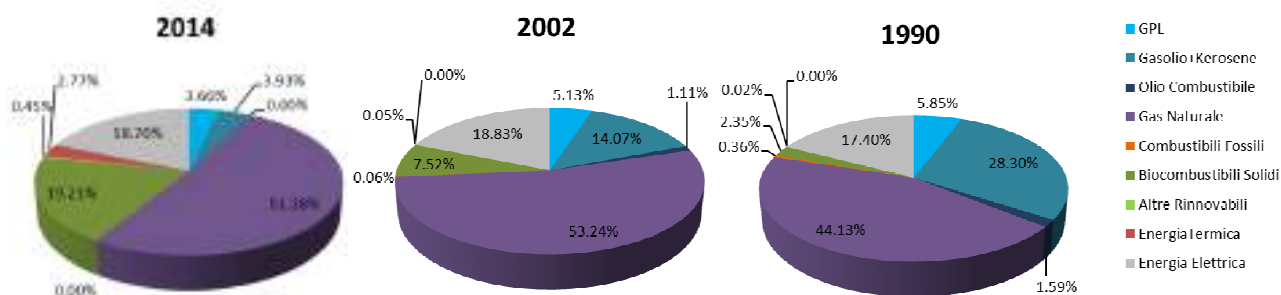


Figura 0.12 - Consumo energetico nel residenziale 2014, 2002 e 1990 per fonte, ripartizione percentuale (Fonte Eurostat [4.A]).

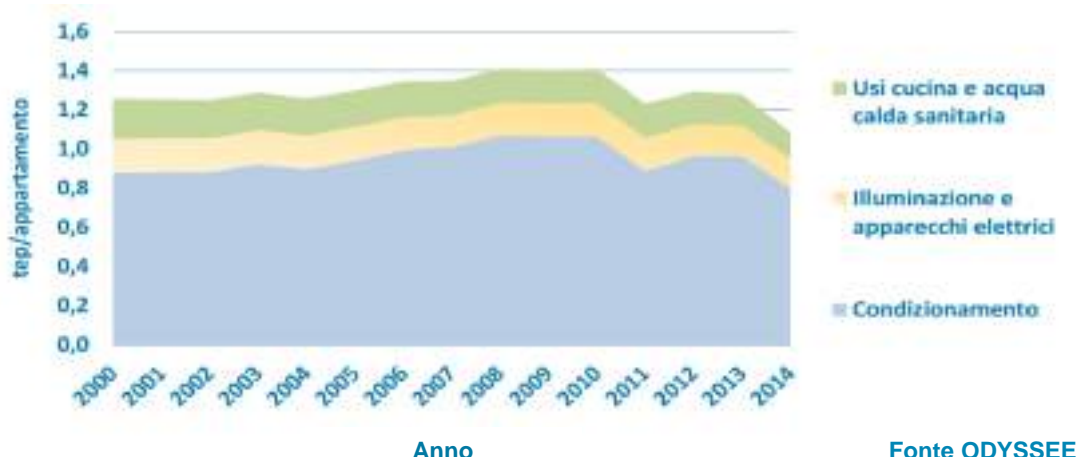


Figura 0.13 – Consumo energetico nel residenziale per appartamento 2000-2014, ripartizione in base agli usi [4.B].

Dall'analisi sviluppata in precedenza si evidenzia come in Italia il settore civile costituisca la prima voce all'interno dei consumi energetici finali. Del settore civile la quota attribuita al residenziale risulta oltre i due terzi. Analizzando tali consumi per fonte emerge che oltre la metà è legata all'impiego di gas naturale il 19.2% ai biocombustibili solidi e 18.7% all'energia elettrica. Le altre fonti sono di entità molto minore, pertanto di seguito si focalizzerà l'attenzione principalmente sui consumi di gas naturale, energia elettrica e biomasse.

4.3 Consumo di gas naturale

In questo paragrafo si punterà l'attenzione sulla seconda fonte primaria di maggior interesse, in termini di dipendenza energetica ed in chiave dinamica, nel panorama italiano, il gas naturale. Essa nel settore residenziale è, in realtà la prima fonte, mentre il

petrolio ed i prodotti petroliferi in genere (che costituiscono la fonte primaria italiana numero uno) risultano impiegati in misura molto molto ridotta.

In particolare si discuterà dei consumi di gas naturale andandone a caratterizzare le dinamiche temporali e la distribuzione per settore economico.

L'analisi verrà riproposta per diverse estensioni territoriali, dal livello nazionale a quello provinciale.

4.3.1 Importazioni e produzione di gas naturale in Italia

Il gas naturale utilizzato in Italia è in larga parte importato dall'estero. Il consumo interno lordo nel 2015 è stato di circa 67.5 GSm³ in crescita rispetto all'anno precedente (+9.1% l'incremento di domanda maggiore tra 2014 e 2015), ma comunque al di sotto della quota del 2004. Una continua riduzione ha caratterizzato il secondo decennio degli anni 2000, con un inversione di tendenza solo nel 2015 (Figura 0.14). I fattori che nel 2015 hanno favorito tale crescita:

- le temperature invernali più fredde di circa 1°C/giorno,
- l'incremento della richiesta elettrica, accompagnato dalla necessità di supplire alla minore produzione idroelettrica (-25%), tornata sui livelli normali dopo il record del 2014, [4.D].

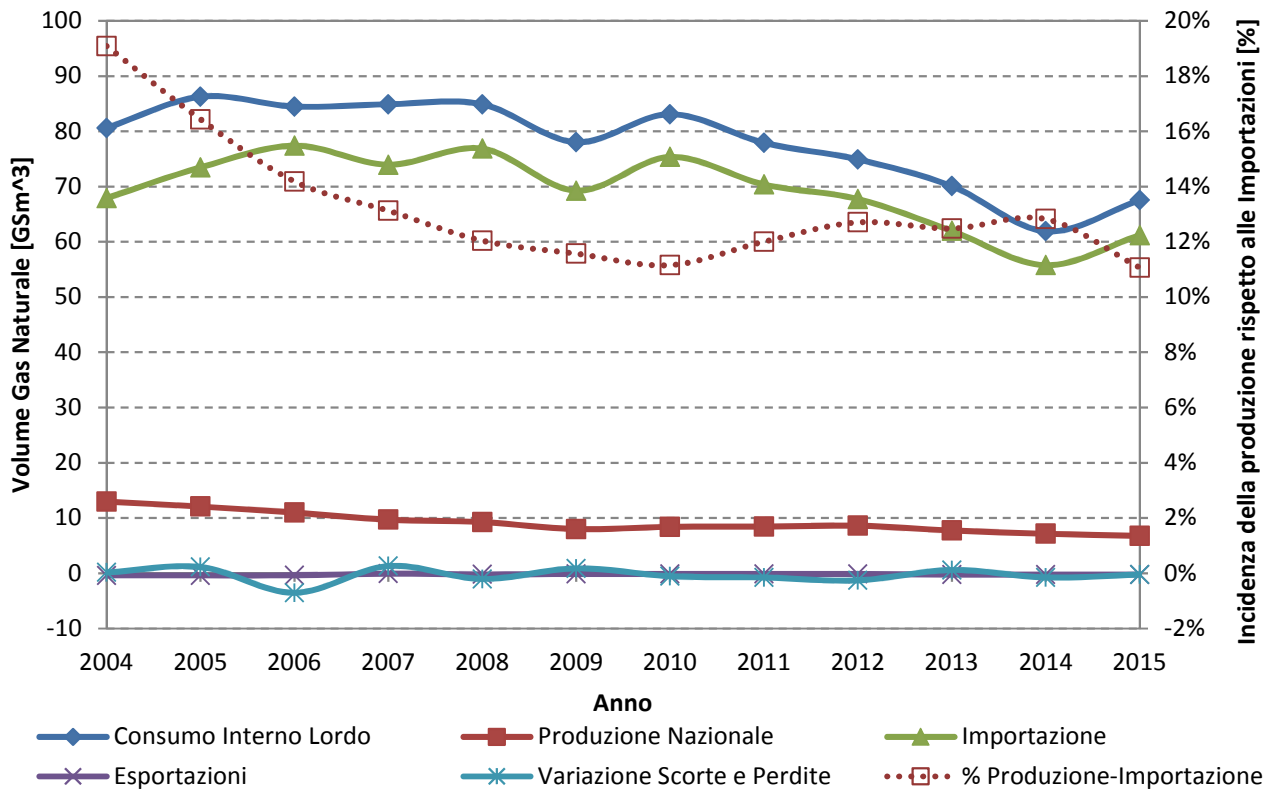


Figura 0.14 – Bilancio sul gas naturale in Italia 2004-2015¹² (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

Le importazioni seguono un andamento simile al consumo, mentre l'incidenza della produzione nazionale ha mostrato un progressivo calo fino al 2010 per avere poi, nei 5 anni successivi, un andamento altalenante (Figura 0.14, asse destro) la produzione nazionale ha un peso ridotto sul bilancio e vale rispetto alle importazioni circa l'11% nel 2015, valore più basso rispetto al 2004 quando era circa il 19%.

Per quanto concerne la produzione nazionale l'operatore principale è Eni che estrae nel 2015 circa l'84% del gas naturale prodotto in Italia (Figura 0.15). A seguire, gruppi con quote minori sono: Royal Dutch Shell (9.4%) Edison (4.8%) e Gas Plus (0.7%). Eni è anche il leader delle importazioni, detenendo oltre la metà del mercato (53.8%), seguono con percentuali minori Edison (21.2%) ed Enel Trade SpA (11.2%); tutte le altre società hanno quote inferiori al 2% (Figura 0.16).

¹² I dati 2015 sono provvisori.

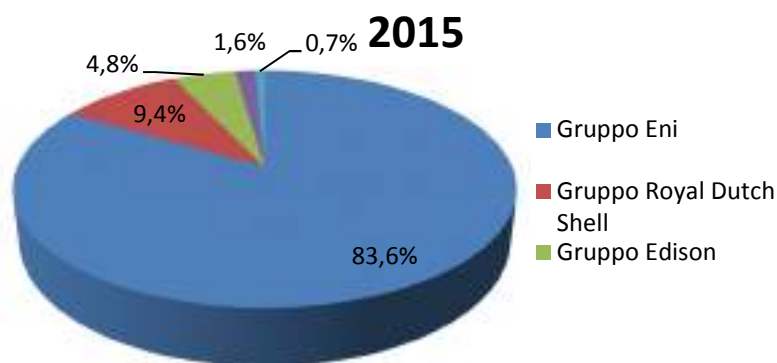


Figura 0.15 – Ripartizione percentuale tra i maggiori gruppi della produzione italiana di gas naturale (Fonte Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico [4.E]).

2015



Figura 0.16 - Ripartizione percentuale tra i maggiori gruppi delle importazioni italiane di gas naturale (Fonte Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico [4.E]).

Il gas naturale viene importato per la maggior parte attraverso i gasdotti: la quota di gas naturale liquefatto (GNL) nel 2015 è stata pari al 9.86% del totale importato. I punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero attraverso gasdotti sono:

- Tarvisio (Friuli-Venezia Giulia), gasdotto TAG (Trans Austria Gasleitung) per l'importazione di gas proveniente dalla Russia;
- Mazara del Vallo (Sicilia), gasdotto Transmed (Transmediterranean Pipeline Company, TMPC) per l'importazione di gas proveniente dall'Algeria;
- Gela (Sicilia), gasdotto Greenstream per l'importazione di gas dalla Libia;
- Passo Gries (Piemonte), gasdotto TENP (Trans Europa Naturgas Pipeline) per l'importazione di gas dal mar del Nord;
- Gorizia (Friuli-Venezia Giulia), gasdotto di Gorizia per l'importazione di gas dalla Slovenia;

mentre il GNL arriva ai terminali di Panigaglia (Liguria), Cavarzere (Veneto) e Livorno (Toscana).

Il volume di gas importato nei sei principali nodi sopraelencati è mostrato in Figura 0.17. Fino al 2012 la maggior parte del gas naturale raggiungeva la rete di trasmissione/distribuzione italiana da Mazzara del Vallo e Tarvisio. Attraverso il gasdotto TENP è giunto un apporto importante di gas fino al 2008, negli anni successivi tali quantitativi si sono ridotti attestandosi con valori variabili di anno in anno intorno ai 10 GSm³. Il gas addotto dal gasdotto di Gela ha presentato una certa crescita fino al 2008 (circa 10 GSm³) per poi attestarsi a valori più bassi a partire dal 2012. Il contributo più importante per dei terminali di rigassificazione è quello di Cavarzere che ha un contributo simile a quello del gasdotto Greenstream.

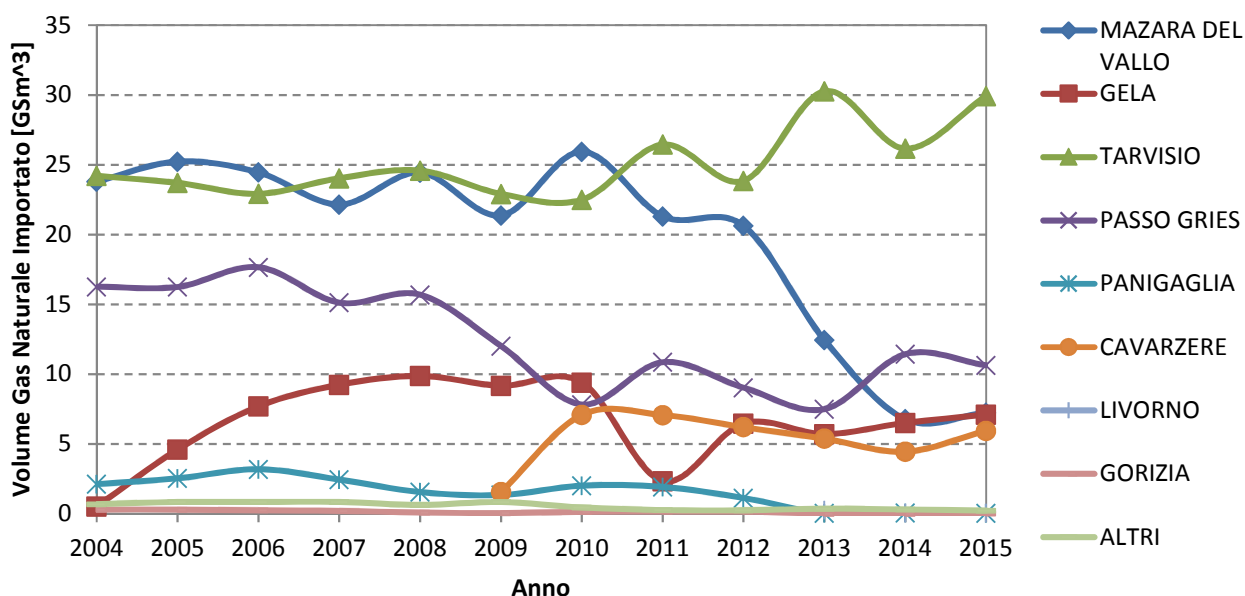


Figura 0.17 – Importazioni di gas naturale per collegamento di provenienza 2004-2015 in GSm³ (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

In termini percentuali si osserva dalla Figura 0.18 che il gas veniva e viene importato in Italia principalmente dai paesi dell'Est, la connessione di Tarvisio è stata interessata nel 2015 (48.9%) ancor di più che nel 2004 (35.7%) dal maggior parte del gas utilizzato in Italia. Il gasdotto Transmed nel 2015 è attraversato da un volume di gas naturale che è circa 23 punti percentuali in meno rispetto al 2004. Si osserva, infine, che il contributo del Passo Gries è passato da circa 24% del 2004 a 17.4% nel 2015, mentre a Cavarzere arriva il 9.7% del gas naturale importato in Italia nel 2015.

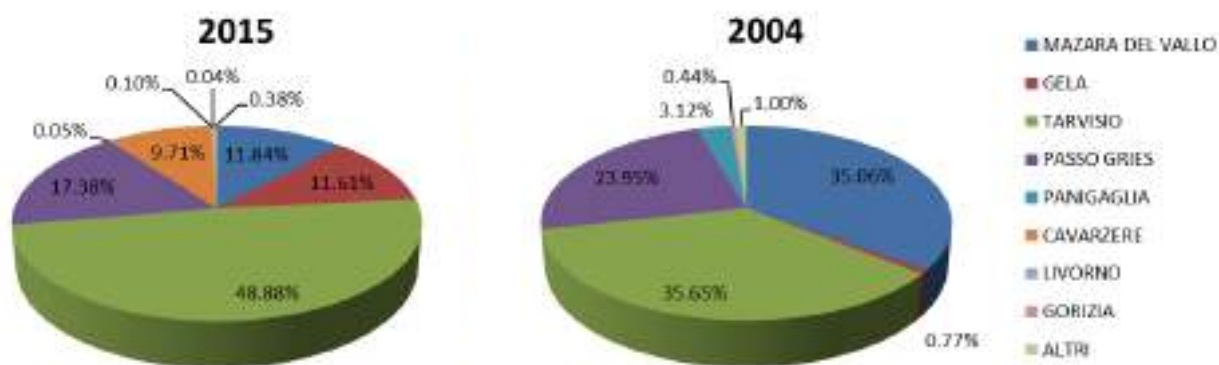


Figura 0.18 - Importazioni di gas naturale per collegamento di provenienza 2004-2015 in percentuale (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

Come conseguenza delle osservazioni appena fatte la nazione di provenienza del gas naturale importato in Italia è principalmente gas la Russia 27.7 Mtep nel 2015, mentre il gas algerino ha mostrato a partire dal 2012 un crollo e nel 2014 e nel 2015 il volume importato è diventato circa pari a quello libico (6.5 e 7.5 Mtep circa). A partire dal 2009 diviene importante la quota di gas importata dal Qatar. Il gas dalla Norvegia mostra un trend di decrescita (-49.5%) tra il 2004 e il 2015, così come il gas olandese che nel 2015 è il 61% di quello del 2004 (Figura 0.19).

Dalla distribuzione percentuale di Figura 0.20 si osserva che nel 2015 c'è una maggiore diversificazione dei Paesi fornitori anche se il 45% del gas è importato dalla Russia. Il gas proveniente dall'Africa era nel 2004 quasi esclusivamente gas algerino mentre nel 2015 il contributo dell'Algeria è circa pareggiato da quello libico (11.6%). Il gas naturale importato dal Nord Europa (Olanda e Norvegia) registra un calo di circa 7.2 punti percentuali, mentre, compare una quota di 9.4% dal Qatar.

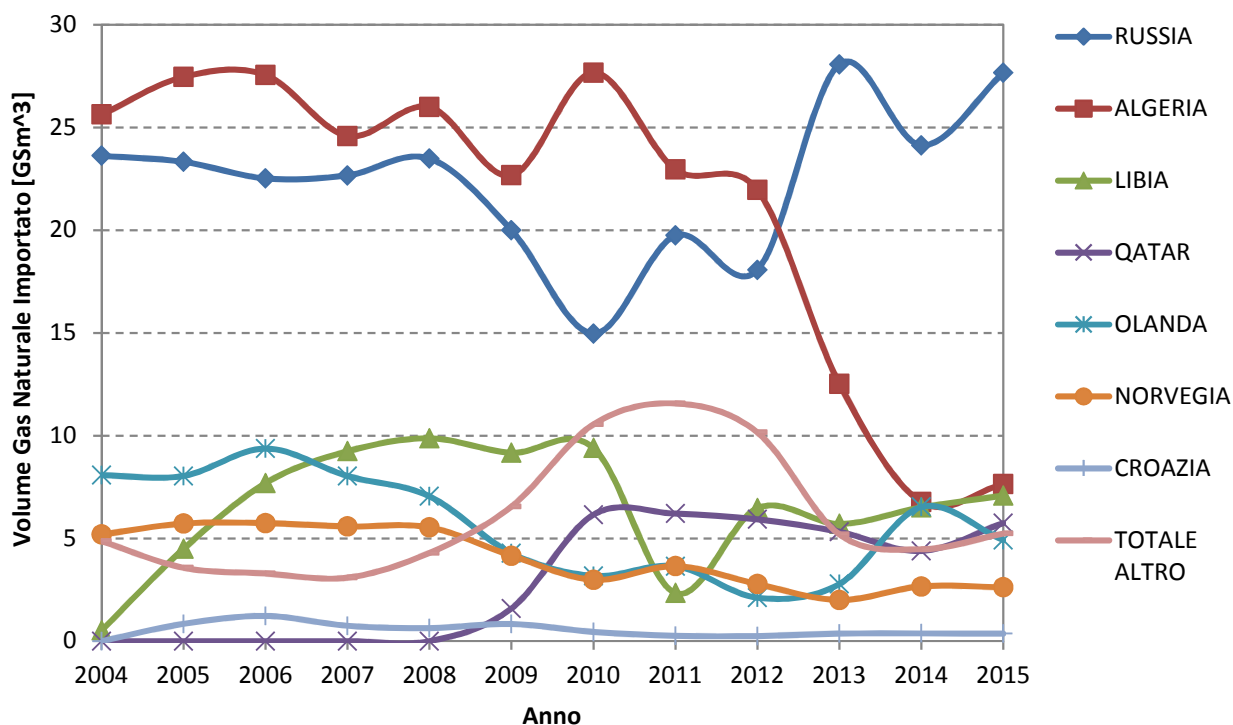


Figura 0.19 - Importazioni di gas naturale per nazione di provenienza 2004-2015 in GSm³ (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

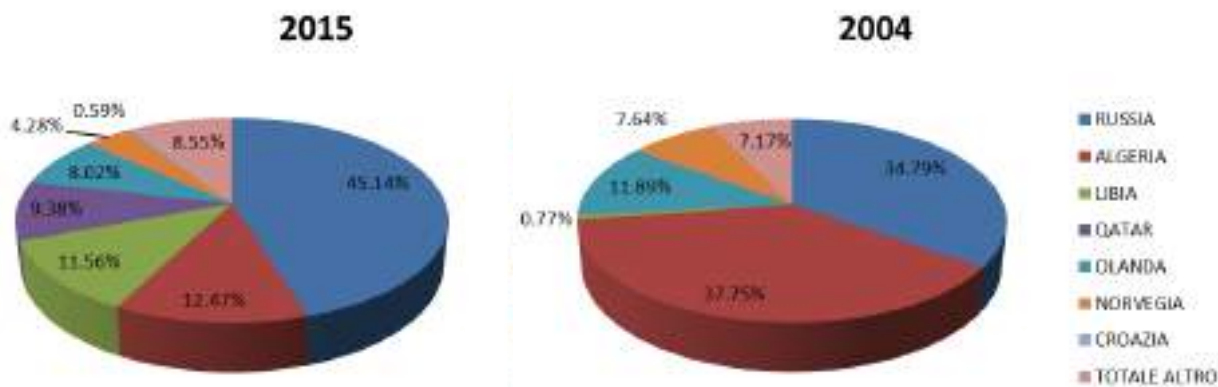


Figura 0.20 - Importazioni di gas naturale per nazione di provenienza 2004 e 2015 in percentuale (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

4.3.2 Consumo nazionale di gas naturale

L'analisi delle vendite del gas naturale (Figura 0.21) evidenzia che il consumo interno lordo nazionale nel 2014 è dovuto prima di tutto ai consumi del settore civile (residenziale e terziario) nonostante questi siano fortemente scesi rispetto al 2004 (-17.5%). L'industria presenta un calo continuo dal 2004 e le vendite del 2015 sono circa il 31% in meno di quelle di 10 anni prima. Un trend in forte discesa si registra anche per il

gas naturale impiegato in centrali termoelettriche, a partire dal 2008 si è avuto un dimezzamento delle vendite. In termini percentuali si vede che le centrali termoelettriche richiedono meno gas naturale passando da costituire il 33.7% delle vendite totali del 2004 al 28.9%. In calo è anche l'industria, -2.6 punti percentuali circa in 10 anni mentre nel settore civile l'aumento è di circa 5 punti. In assoluto le vendite di gas naturale nel settore dei trasporti sono ancora molto esigue ma nel decennio considerato sono più che triplicate.

Le richieste di gas naturale presentano una forte variazione stagionale, soprattutto a causa della stagionalità del settore civile e termoelettrico, come è evidente da un'analisi dei consumi di gas naturale per settore di Figura 0.23 che mostra l'andamento mensile dei consumi di gas naturale in Italia per i principali settori di attività. Le vendite agli altri settori sono praticamente costanti, lieve calo dell'industria solo nel mese di agosto (periodo di ferie).

Delineato lo scenario nazionale dei consumi di gas naturale seguito si passa di seguito a trattare dei consumi di gas naturale a livello regionale e provinciale.

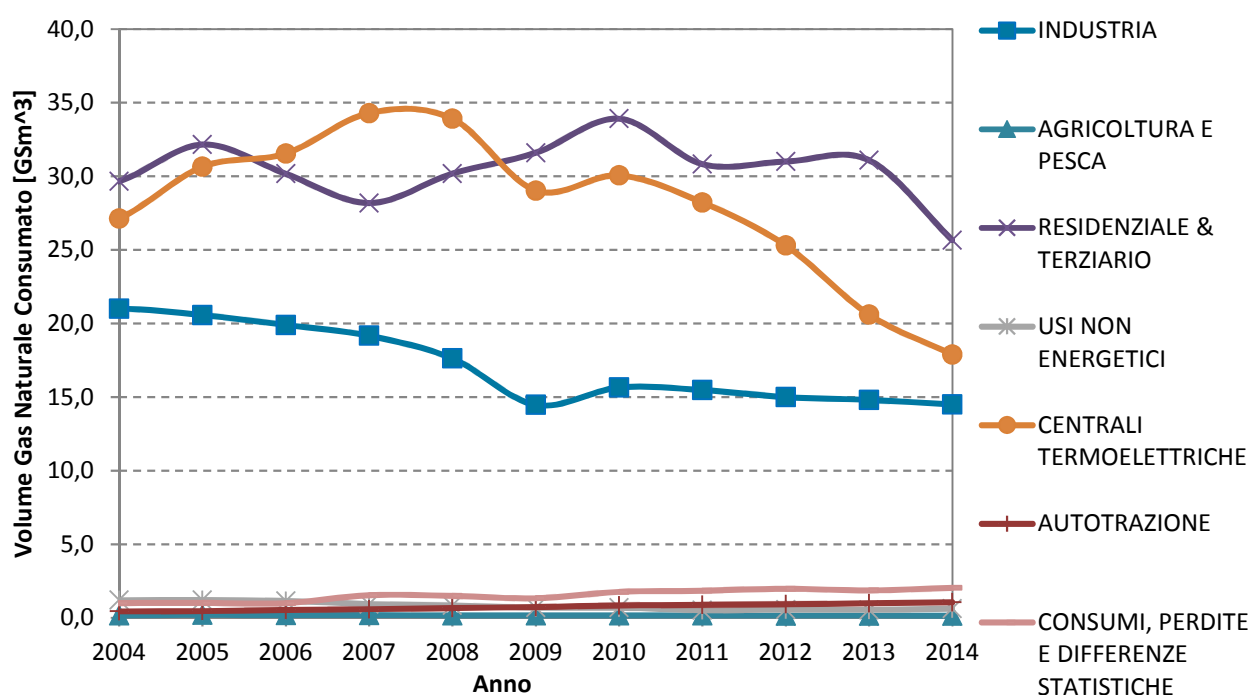


Figura 0.21 – Vendite di gas naturale per settore 2004-2014, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

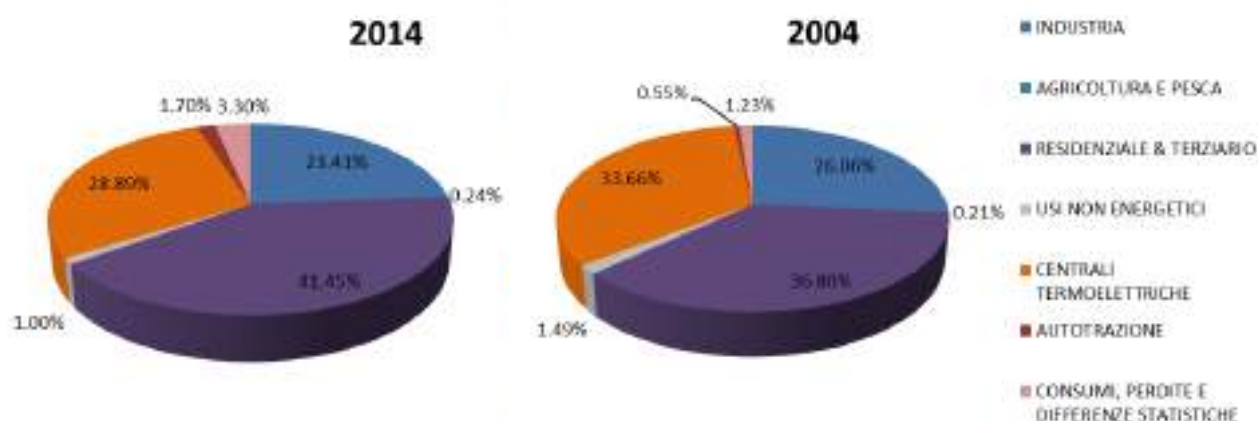


Figura 0.22 - Vendite di gas naturale per settore 2004 e 2014, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

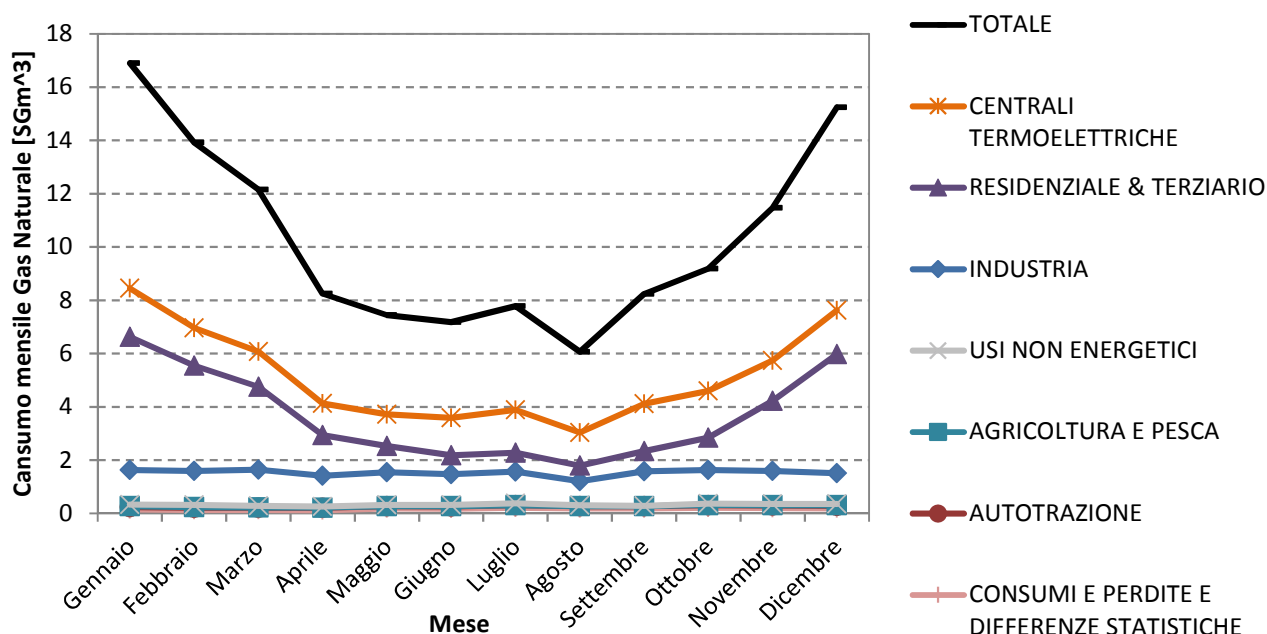


Figura 0.23 – Consumo mensile di gas naturale in Italia nel 2014 (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

4.3.3 Consumi di gas naturale regionali e provinciali

I consumi di gas naturale in Regione Campania (Figura 0.24) evidenziano una forte crescita nel periodo 2004-2008 (+58%) per poi restare pressoché costanti dal 2008 al 2010. In seguito si osserva un calo fino a ritornare nel 2014 ad un valore simile a quello del 2004 (2.09 GSm³). Nel 2015 si osserva, invece un'inversione di tendenza con un'importante crescita rispetto all'anno precedente (+20%). Dalla disaggregazione per

settore si evince che il settore che ha subito un più forte incremento dei consumi è quello della “produzione” termoelettrica, nel periodo 2006-2008 si è praticamente triplicato. Dopo il 2008 anche questo settore ha intrapreso un trend in diminuzione fino al 2014 quando è ritornato al livello del 2006 (0.60 GSm³). I consumi del settore industriale hanno subito una riduzione quasi costante nel periodo 2004-2009 (-24%) per poi attestarsi intorno ai 0.50 – 0.46 GSm³. Il settore reti di distribuzione, che include i quantitativi di gas naturale distribuiti su reti secondarie ai settori residenziale, terziario, industriale e termoelettrico ha un andamento complessivo in crescita nel periodo considerato (+15%). La Figura 0.25 evidenzia come sia cambiato dal 2004 al 2005 il mix di richieste dei tre diversi settori. Si nota chiaramente come il settore termoelettrico sia quello con il maggior aumento (oltre 15 punti percentuali in più). È invece in forte calo il settore industriale (circa 12 punti percentuali). Meno marcata è la variazione in diminuzione del settore reti di distribuzione ma non è possibile desumere altre considerazioni in quanto include al suo interno tutti gli impianti collegati alle reti secondarie.

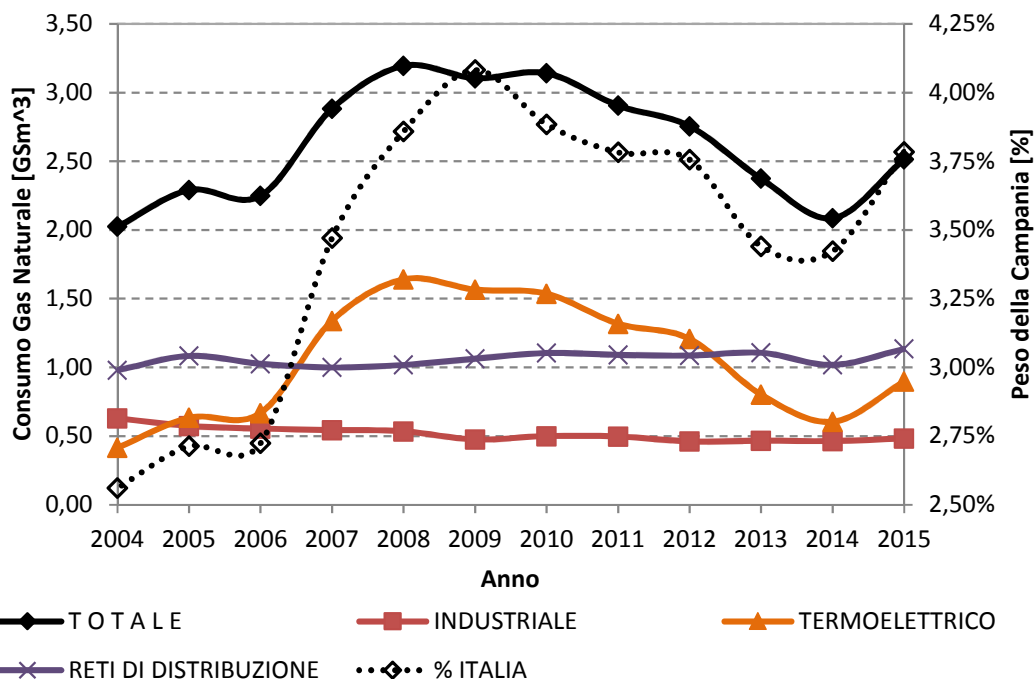


Figura 0.24 - Gas naturale distribuito in Campania per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

Si osserva, infine, l’incidenza della Campania sui consumi di gas naturale nazionali (Figura 0.24, asse destro): il peso della Campania rispetto all’Italia ha trovato il suo

massimo nel 2009 (4.1% circa) è poi sceso sotto il 3.5% nel biennio 2013-14 ed è tornato a crescere nel 2015 (3.78%).

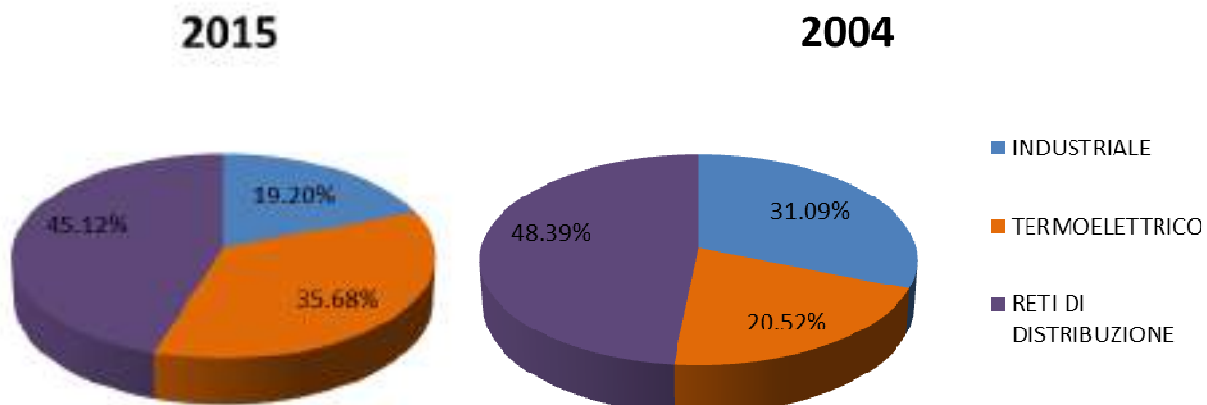


Figura 0.25 - Gas naturale distribuito in Campania per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

4.3.3.1 Provincia di Avellino

Per quanto riguarda le richieste di gas naturale della provincia di Avellino il consumo di gas naturale ha avuto nel periodo 2004-2015 andamenti altalenanti con un trend sostanziale di diminuzione fino al 2014; nel 2015 però le richieste tornano ad essere leggermente più alte di quelle del 2004 (0.178 GSm³). Il settore Industria e reti di distribuzione presentano andamenti opposti con l'industria che diventa a partire dal 2009 la voce meno importante. Relativamente al settore termoelettrico non si rilevano significative richieste (Figura 0.26).

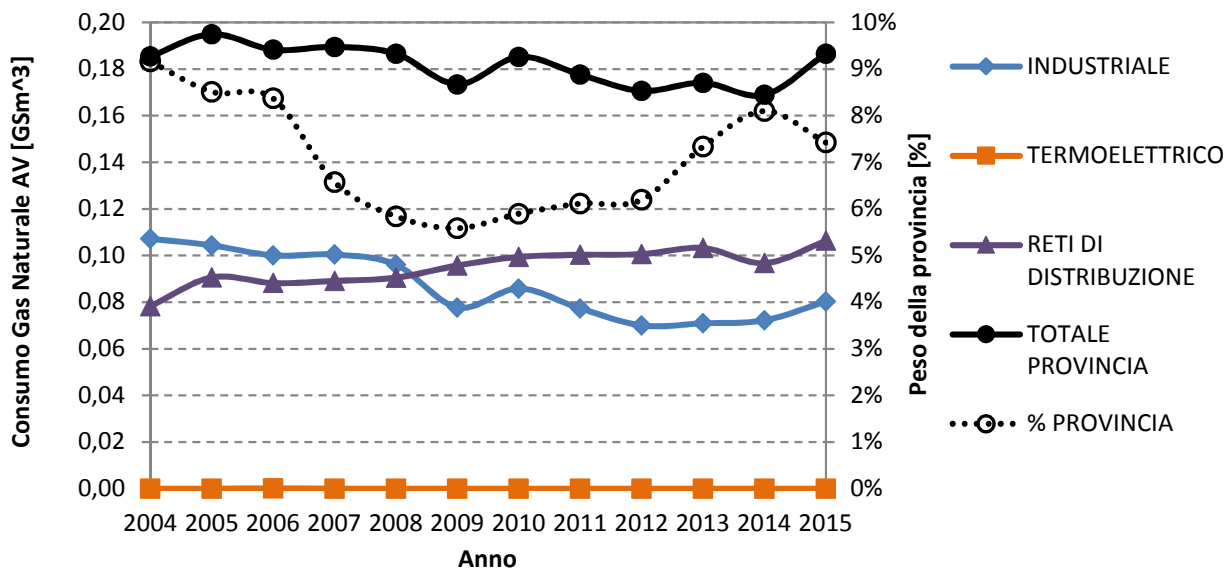


Figura 0.26 - Gas naturale distribuito in provincia di Avellino per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

L'immagine della situazione della provincia irpina già osservata in termini assoluti sopra, si ritrova anche nella ripartizione percentuale della Figura 0.27. L'industria da quasi 60% scende al 43% variazione opposta subisce il settore della distribuzione.

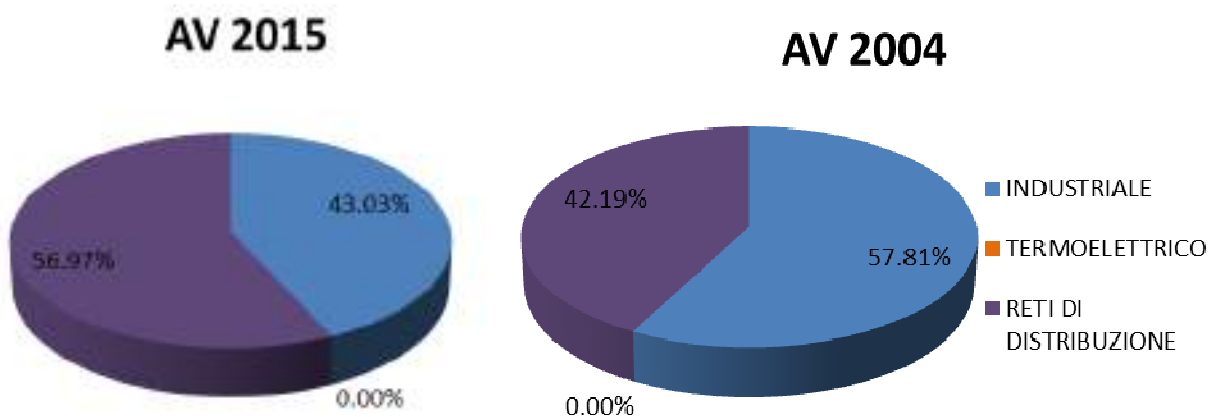


Figura 0.27 - Gas naturale distribuito in provincia di Avellino per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

Rispetto alla Regione Avellino e la sua provincia hanno un peso che è passato dal 9.2% del 2004 al valore minimo di 5.6% del 2009. Nel 2015 tale incidenza è risalita a 7.4%, valore che è 0.6 punti percentuali in meno dell'anno precedente.

4.3.3.2 Provincia di Benevento

Le richieste complessive di gas naturale della provincia di Benevento hanno mostrato un progressivo calo a partire dal 2005 arrivando a un valore minimo di 75 Mtep nel 2014. Nell'ultimo anno considerato, il 2015, tale tendenza sembra invertirsi, i consumi crescono circa del 6.7%. Il settore che mostra il maggior consumo è quello delle reti di distribuzione che ad eccezione della flessione del 2014 è cresciuto di circa il 22% nel periodo considerato (Figura 0.28). Oltre ad avere un'incidenza minore le richieste dell'industria nella provincia sannita mostra un calo significativo nel periodo 2004-2015 (-45%). Relativamente al settore termoelettrico non si rilevano significative richieste.

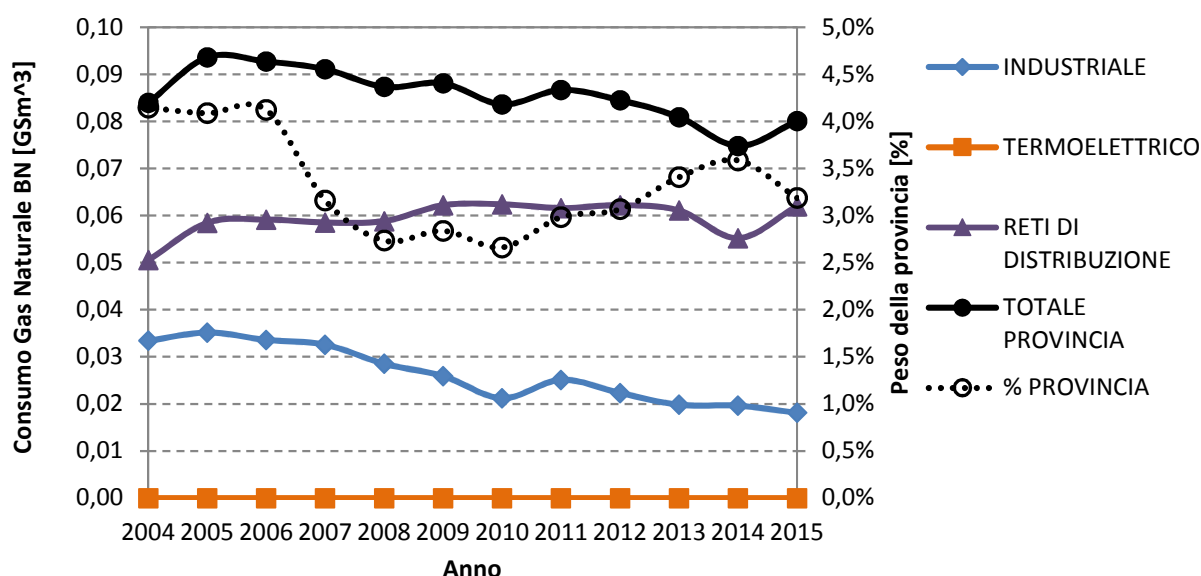


Figura 0.28 - Gas naturale distribuito in provincia di Benevento per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

Le richieste di gas naturale dell'industria e del settore distribuzione, si osserva dalla Figura 0.29, hanno cambiato il loro peso con le prime che sono scese di circa 17 punti percentuali e le seconde che sono, invece, aumentate passando da 60.2 % a 77.4%. Rispetto alla Regione il consumo di gas naturale di Benevento e della sua provincia ha toccato il valore minimo del 2.7% nel 2010. Nel 2015 tale incidenza rispetto ai consumi totali della Regione pesa per il 3.2%.

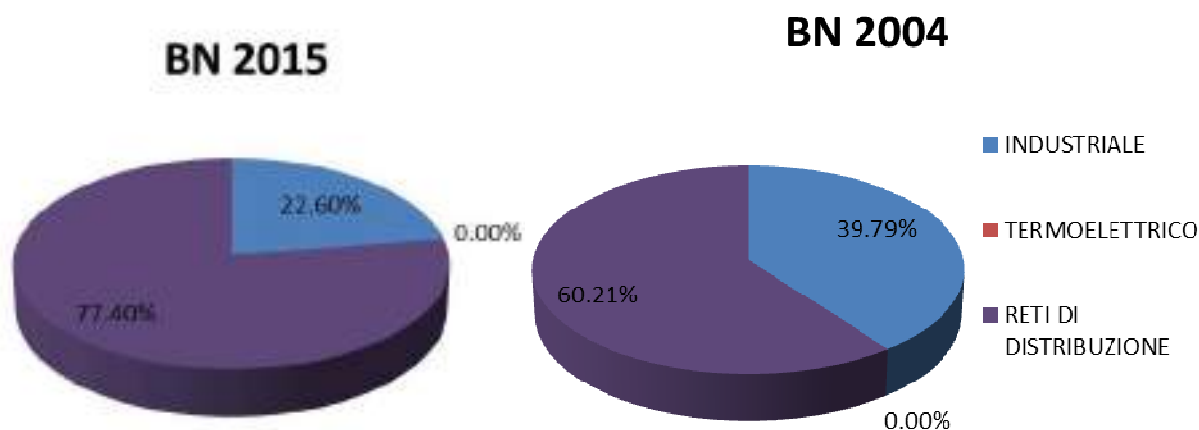


Figura 0.29 - Gas naturale distribuito in provincia di Benevento per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

4.3.3.3 Provincia di Caserta

Le richieste complessive di gas naturale della provincia di Caserta hanno registrato un fortissimo aumento nel 2009 crescendo di circa 7 volte sotto la spinta del settore termoelettrico. **La centrale a ciclo combinato da 760 MW inaugurata a Sparanise nel 2007 ha determinato tale crescita.** Tali richieste sono in seguito progressivamente scese fino a 0.339 GSm³ nel 2014. Nel 2015 si nota una nuova forte crescita con oltre il raddoppio del consumo. In confronto i settori industria e reti di distribuzione hanno richieste molto inferiori, con il primo che presenta sempre valori più alti del secondo nel periodo considerato (tranne che nel 2004). Da 11.4 MSm³ del 2014 le richieste legate alle reti di distribuzione sono salite a 14.7 MSm³. Le richieste dell'industria hanno valori oscillanti tra 9 e 11 MSm³.

Ragionando in termini percentuali quasi i 3/4 delle richieste di gas naturale della provincia di Terra di Lavoro sono dovute al settore termoelettrico mentre l'industria e le reti di distribuzione pesano rispettivamente 11.3 e 14.8%. Uno scenario diverso c'era nel 2004 con metà circa dei consumi dovuta alla produzione termoelettrica e l'industria che pesava di più della distribuzione.

Rispetto al consumo regionale la provincia di Caserta ha determinato oltre il 50% delle richieste nel 2009 e nel 2015 dopo una progressiva flessione (fino al 2014) pesa circa per il 40% (Figura 0.31).

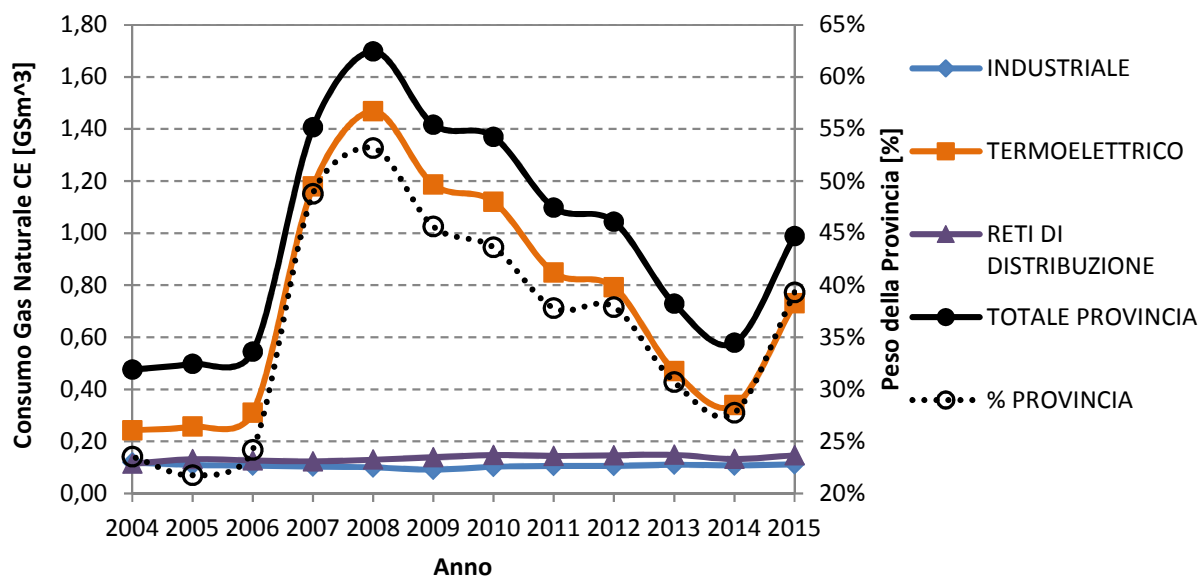


Figura 0.30 - Gas naturale distribuito in provincia di Caserta per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

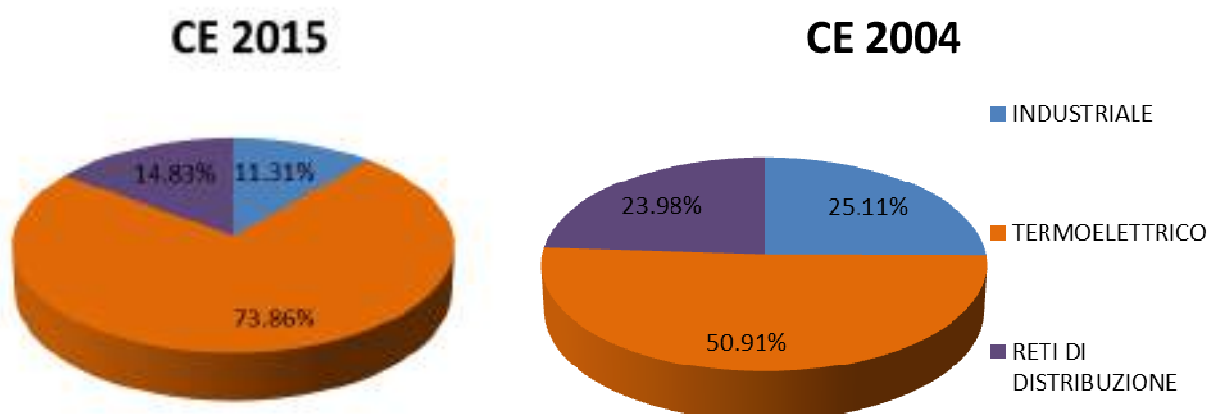


Figura 0.31 - Gas naturale distribuito in provincia di Caserta per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

4.3.3.4 Provincia di Napoli

Dalla Figura 0.32 si osserva che la provincia di Napoli ha avuto richieste complessive di gas naturale che sono aumentate nel 2005 rispetto al 2004 e poi sono scese nuovamente nei due anni successivi un'inversione di tendenza si è avuta fino al 2011, anno a partire dal quale le richieste hanno mostrato sempre un trend in discesa. Nel 2015 la richiesta provinciale vale 0.905 GSm³. Tale andamento è stato determinato dalle richieste di gas naturale del settore termoelettrico. Il settore delle reti di distribuzione che mediamente richiede più di tre volte il volume di gas naturale dell'industria ha avuto nel periodo

2004-2015 valori altalenanti compresi nell'intervallo 0.536-0.604 GSm³. Anche l'industria mostra valori di consumo abbastanza stabili nel periodo considerato quantunque questi siano di entità più bassa.

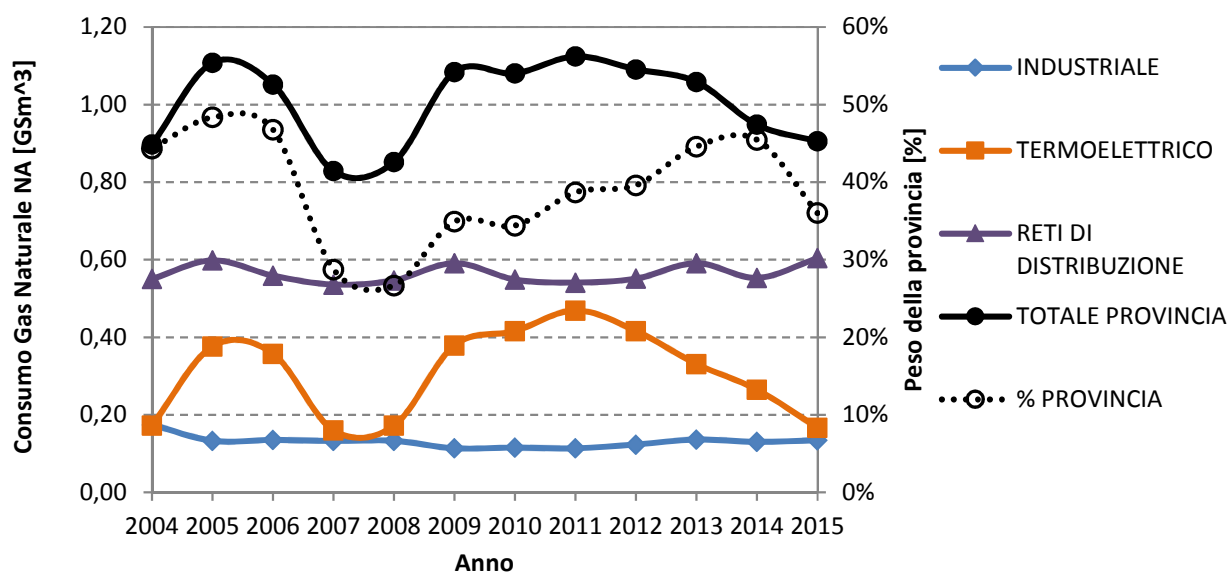


Figura 0.32 - Gas naturale distribuito in provincia di Napoli per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

In termini percentuali lo scenario della provincia partenopea (Figura 0.33) non ha mostrato un forte stravolgimento, confrontando i dati del 2004 con quelli del 2015, si osserva che alla diminuzione della quota dell'industria si oppone la crescita delle reti di distribuzione.

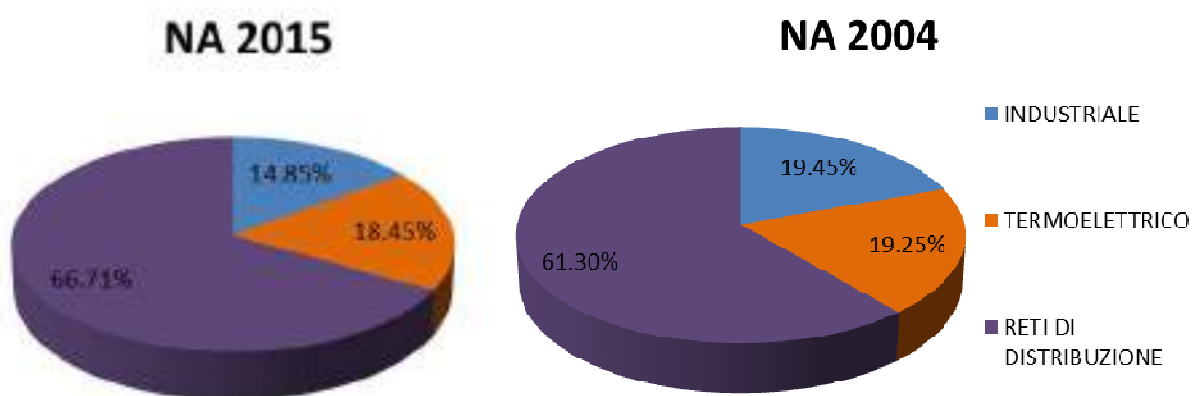


Figura 0.33 - Gas naturale distribuito in provincia di Napoli per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

Rispetto al bilancio regionale Napoli e la sua provincia passano da un contributo del 44% del 2004 al 36% del 2015, registrando un valore massimo nel 2005 di oltre 48% e un minimo nel 2008 di meno del 27% (Figura 0.32, asse destro).

4.3.3.5 Provincia di Salerno

Il consumo complessivo di gas naturale della provincia di Salerno mostra come si vede dalla Figura 0.34 un andamento in discesa fino al 2009 a cui seguono due anni di più elevate richieste, dal 2012 al 2014 il consumo torna a scendere fino al valore minimo del 2014 (0.315 GSm³). La tendenza si inverte nuovamente nel 2015 con una crescita del +12.1 % rispetto all'anno precedente. Il consumo dei settori industria e reti di distribuzione hanno evidenziato valori simili fino al 2009, l'anno successivo le richieste legate alla distribuzione sono aumentate mentre sono rimaste più o meno costanti, per i due anni successivi, quelle dell'industria. Il consumo dell'industria ha presentato un significativo calo nel 2012-13 per poi aumentare leggermente negli ultimi due anni. Relativamente al settore termoelettrico non si rilevano significative richieste.

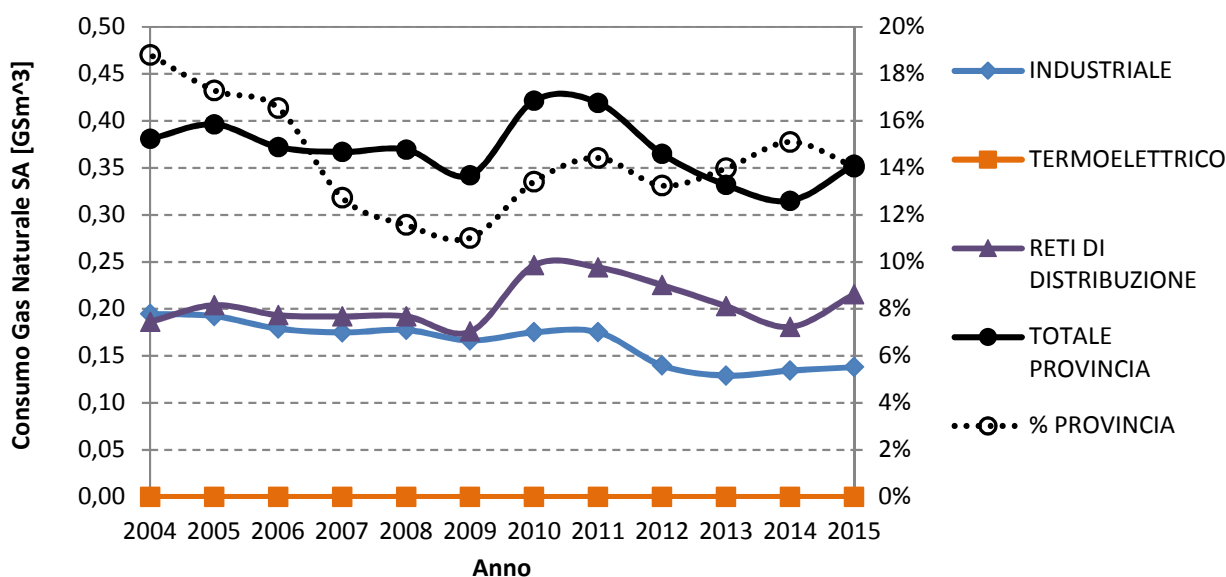


Figura 0.34 - Gas naturale distribuito in provincia di Salerno per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

Guardando alle percentuali di Figura 0.35 si vede che al sostanziale pareggio delle richieste del 2004 (51.1% industria e 48.9% distribuzione), nel 2015 il contributo del settore reti di distribuzione sale a quasi il 61% mentre gli usi industriali divengono il 39%.

Andando infine a vedere il peso di Salerno e della sua provincia sui consumi complessivi della regione Campania (Figura 0.34, asse destro) si osserva un progressivo calo fino al 2009 ed una tendenza a crescere nel periodo successivo (fatta eccezione per il 2012 e 2015). Nel 2015 il contributo ai consumi regionali della provincia salernitana è pari al 14.1%.

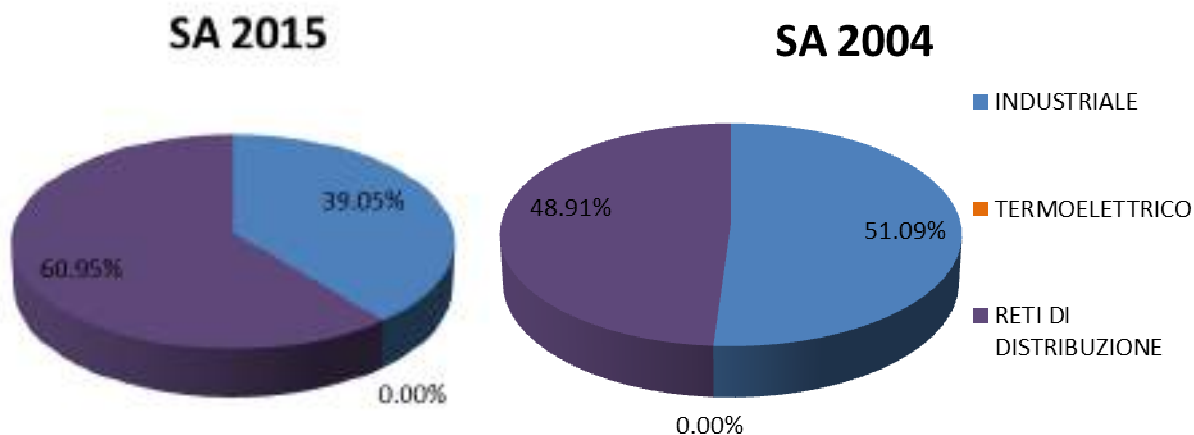


Figura 0.35 - Gas naturale distribuito in provincia di Salerno per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

4.4 Consumo di energia elettrica

4.5 Consumo di altri combustibili (biomasse)

Tra le varie fonti rinnovabili le biomasse legnose possono ritagliarsi una fetta sempre più importante nel settore residenziale in quanto impiegabili in maniera ampia per il riscaldamento degli edifici e dell'acqua calda sanitaria.

In Italia, il 21.4% delle famiglie fa uso di legna a fini energetici (Figura 0.36); sono soprattutto l'Umbria ed il Trentino-Alto Adige ad impiegare legna a fini energetici (percentuale delle famiglie oltre il 45%). Il ricorso alla legna risulta in generale elevato nel Nord-est (25% di famiglie) e al Centro (24,4%). Nel Mezzogiorno utilizzano legna 22.5 famiglie su 100, con quote più elevate in Sardegna (39.2 su 100), Basilicata e Calabria (35 per entrambe). Assai più marginale, invece, il ricorso a questo tipo di combustibile nel Nord-Ovest (15.2%), con l'eccezione della Valle d'Aosta (33.7%).

Le famiglie campane che utilizzano legna sono poco al di sopra della media italiana. Fanalino di coda per questo parametro sono le famiglie della Sicilia.

In Italia complessivamente si consumano 17.7 Mton/anno di legname; la Campania è al secondo posto come consumi assoluti con 1591 kton/anno dopo il Piemonte (Figura 0.37).

Se invece si valutano i consumi medi annuali delle famiglie la media nazionale risulta di 3.2 ton, mentre la regione dove si fa più largo uso di legna presso le famiglie risultano la Basilicata (5.4 ton/anno) ed il Molise (5.2 ton/anno). Le famiglie della Campania hanno un consumo medio annuale di poco superiore alla media nazionale.

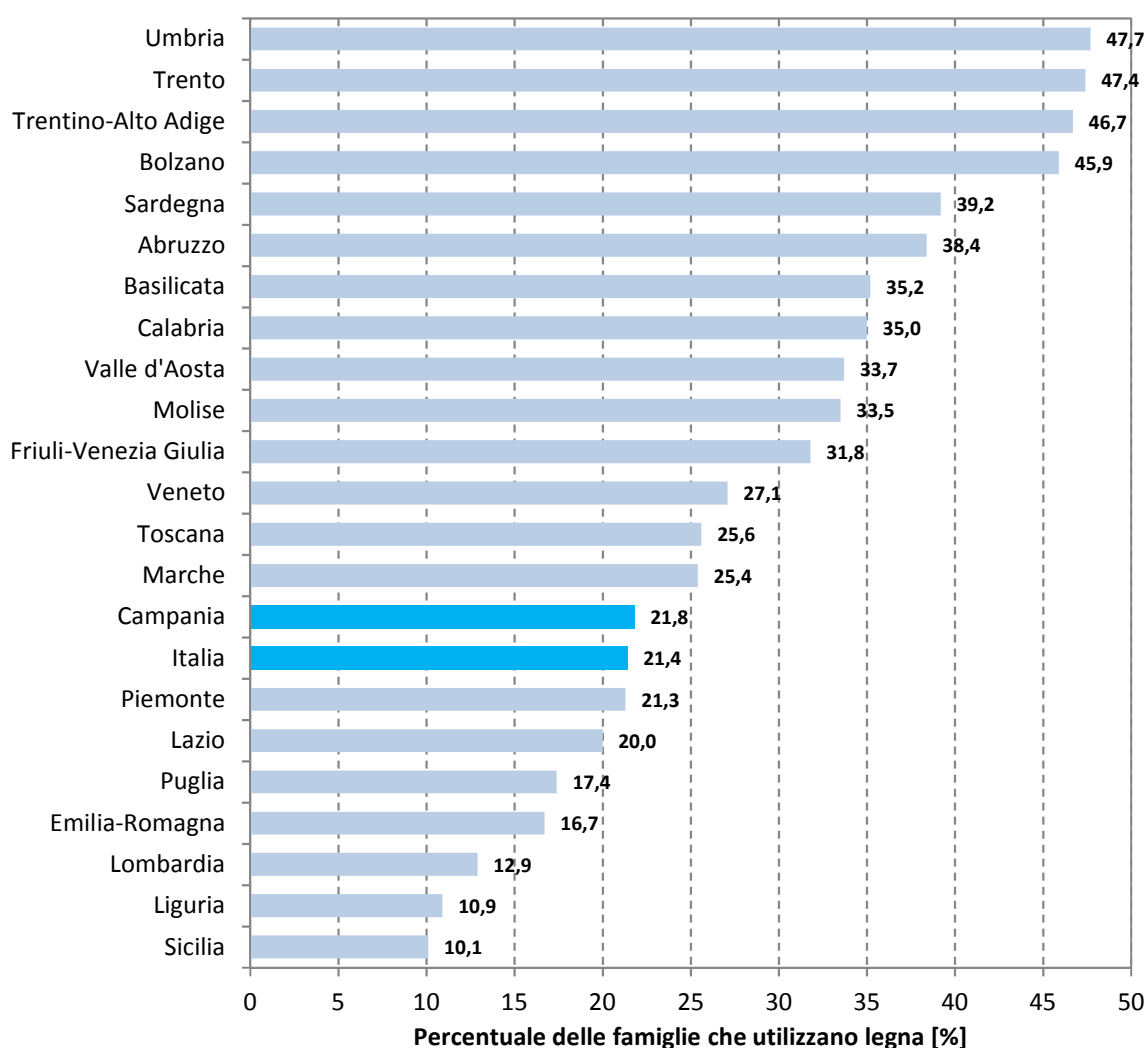


Figura 0.36 – Percentuale delle famiglie che utilizza legna ripartizione regionale (fonte ISTAT [4.G]).

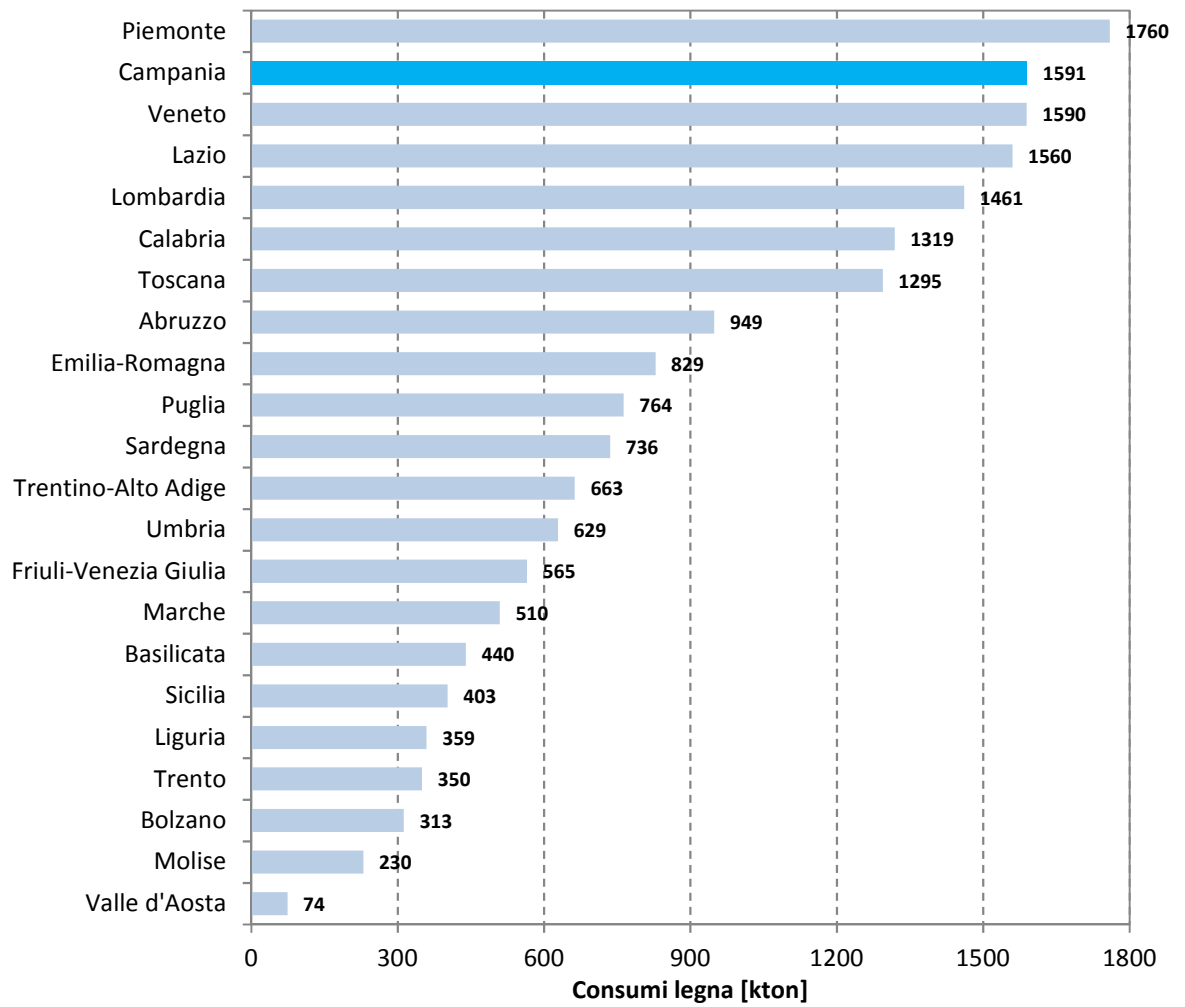


Figura 0.37 – Consumo annuale di legna a fini energetici per regione (fonte ISTAT [4.G]).

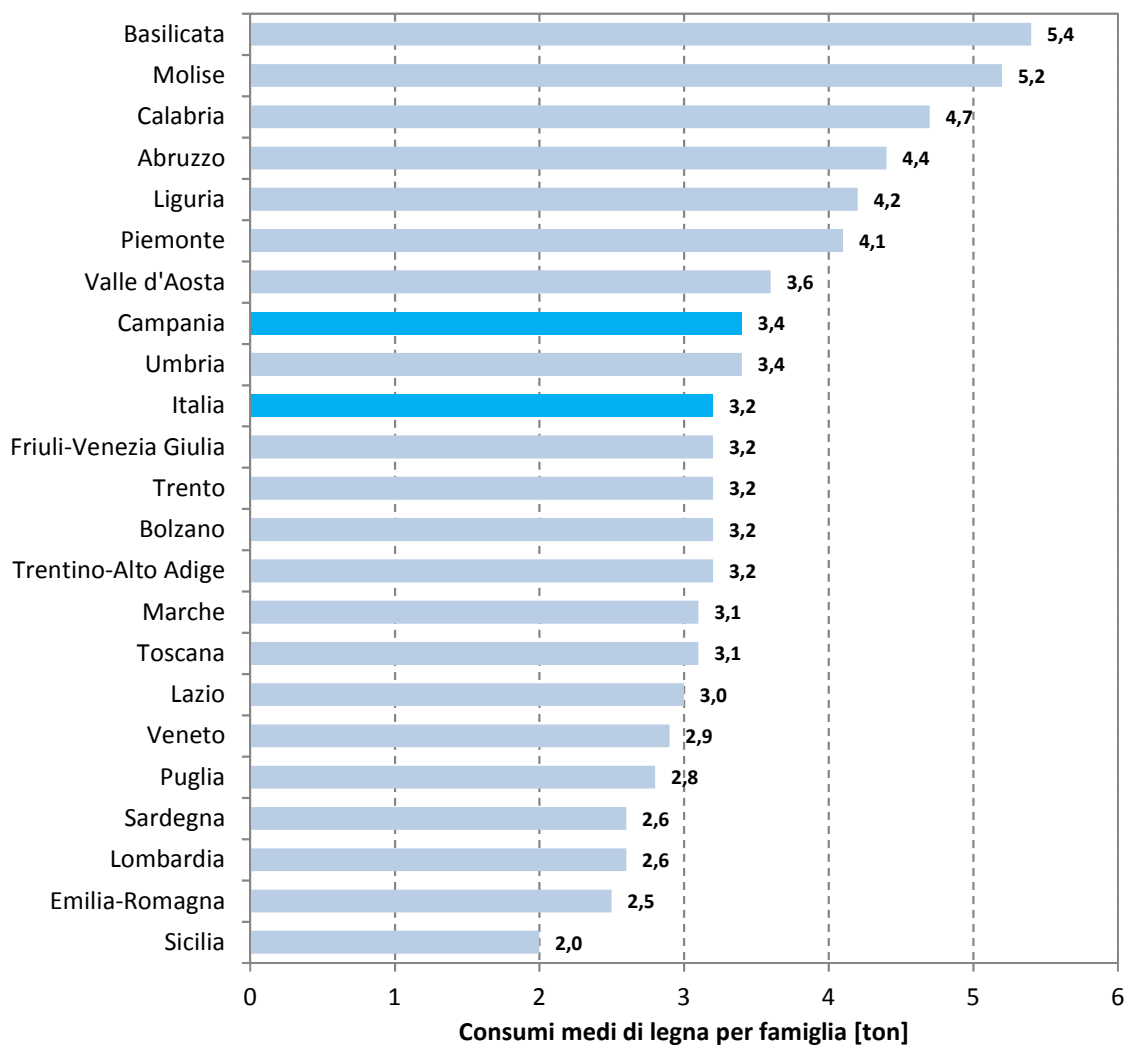


Figura 0.38 – Consumi medi di legna per famiglia ripartizione per regione (fonte ISTAT [4.G]).

I pellets, nonostante la considerevole crescita degli ultimi anni, sono un combustibile ancora poco diffuso. Le famiglie italiane che li utilizzano sono solo il 4.1%. Il consumo di pellets è più diffuso nelle regioni settentrionali, soprattutto in Valle d'Aosta, in Friuli-Venezia Giulia e Trentino, rispetto al Centro e al Mezzogiorno, con l'eccezione della Sardegna dove l'11.5% delle famiglie ne fa ricorso (si ricorda però che in Sardegna non c'è distribuzione di gas naturale) e dell'Umbria (11.1%). La Campania anche in questo caso si allinea al comportamento medio nazionale col 4% delle famiglie che ricorrono a questo tipo di biomassa per fini energetici (Figura 0.39).

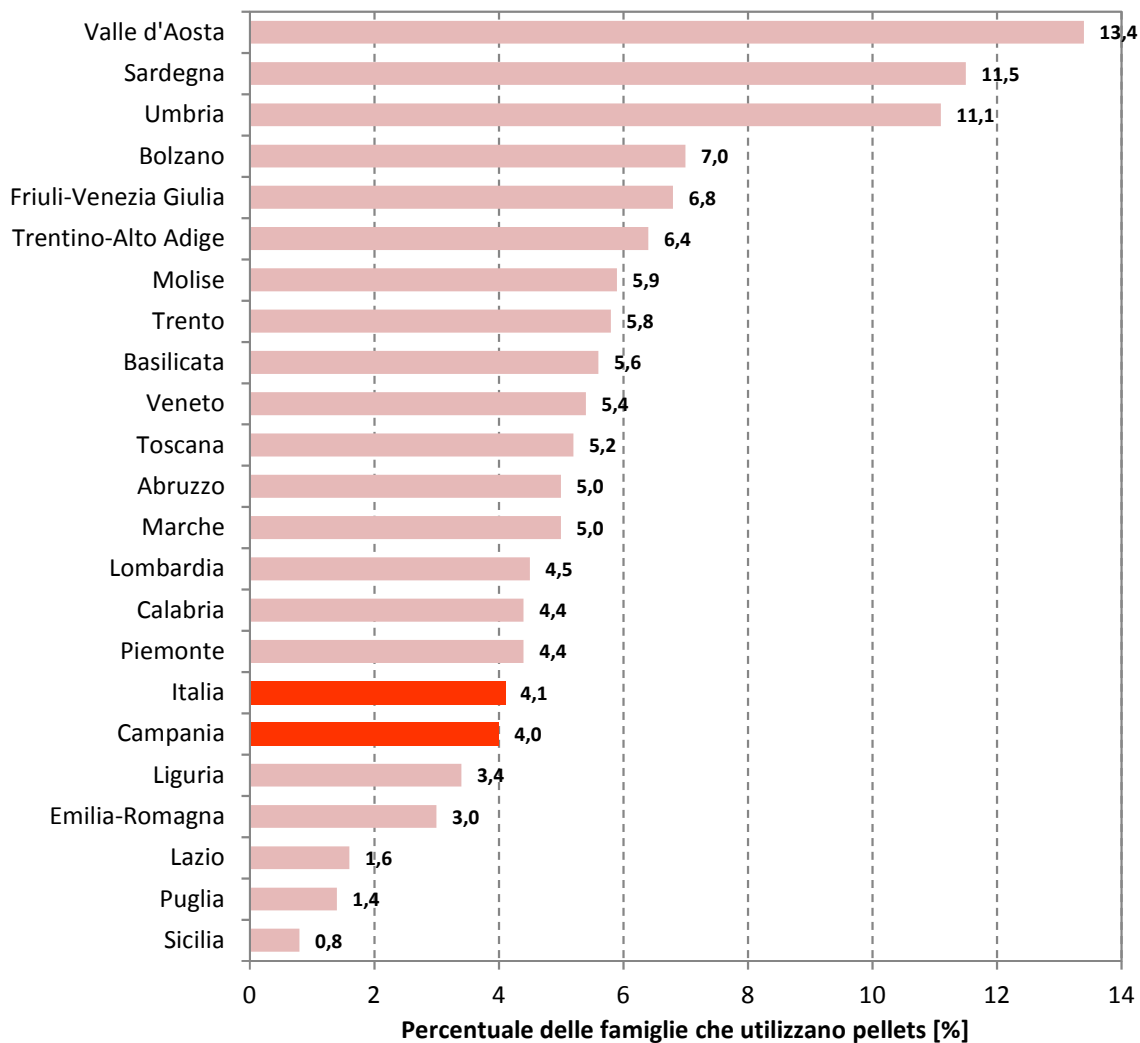
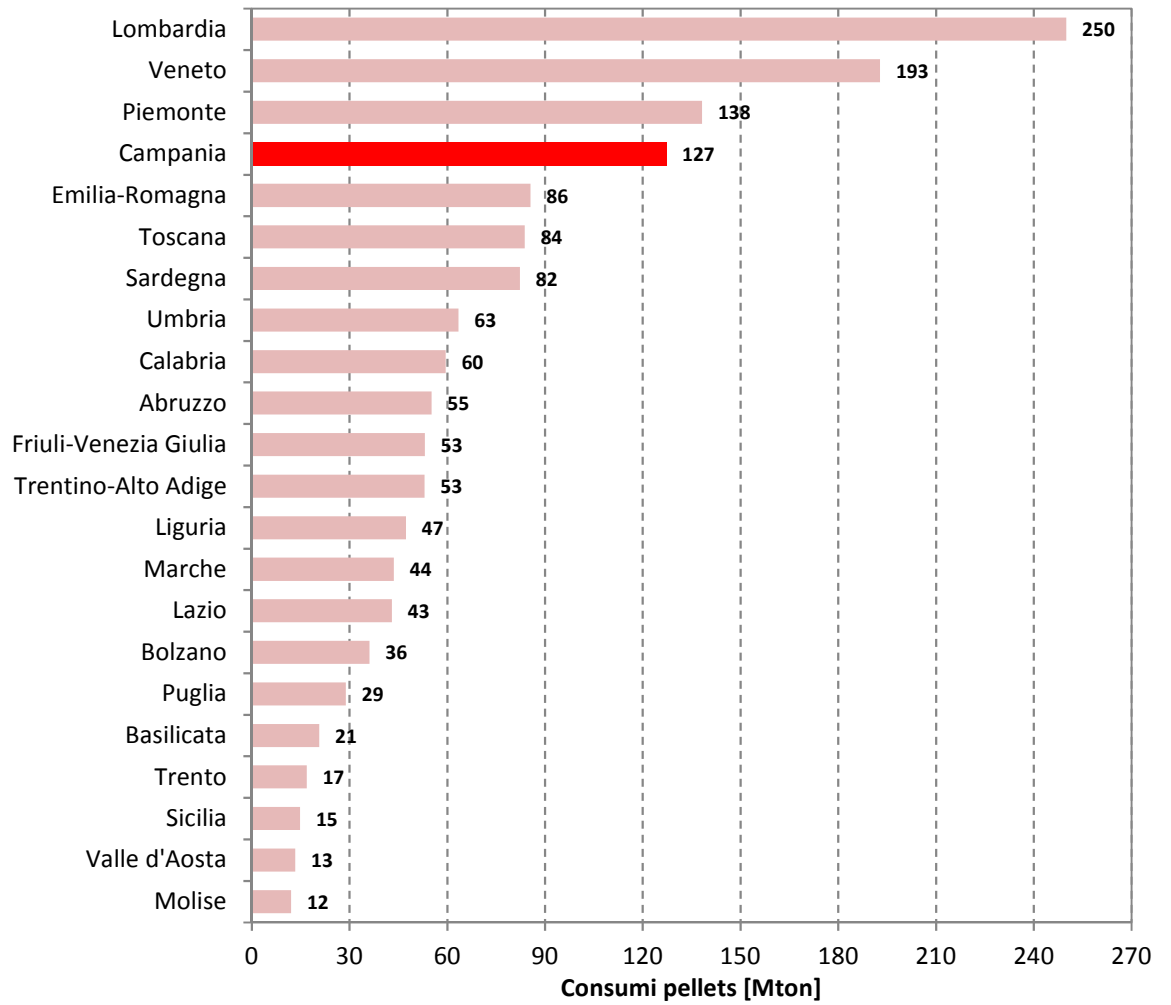
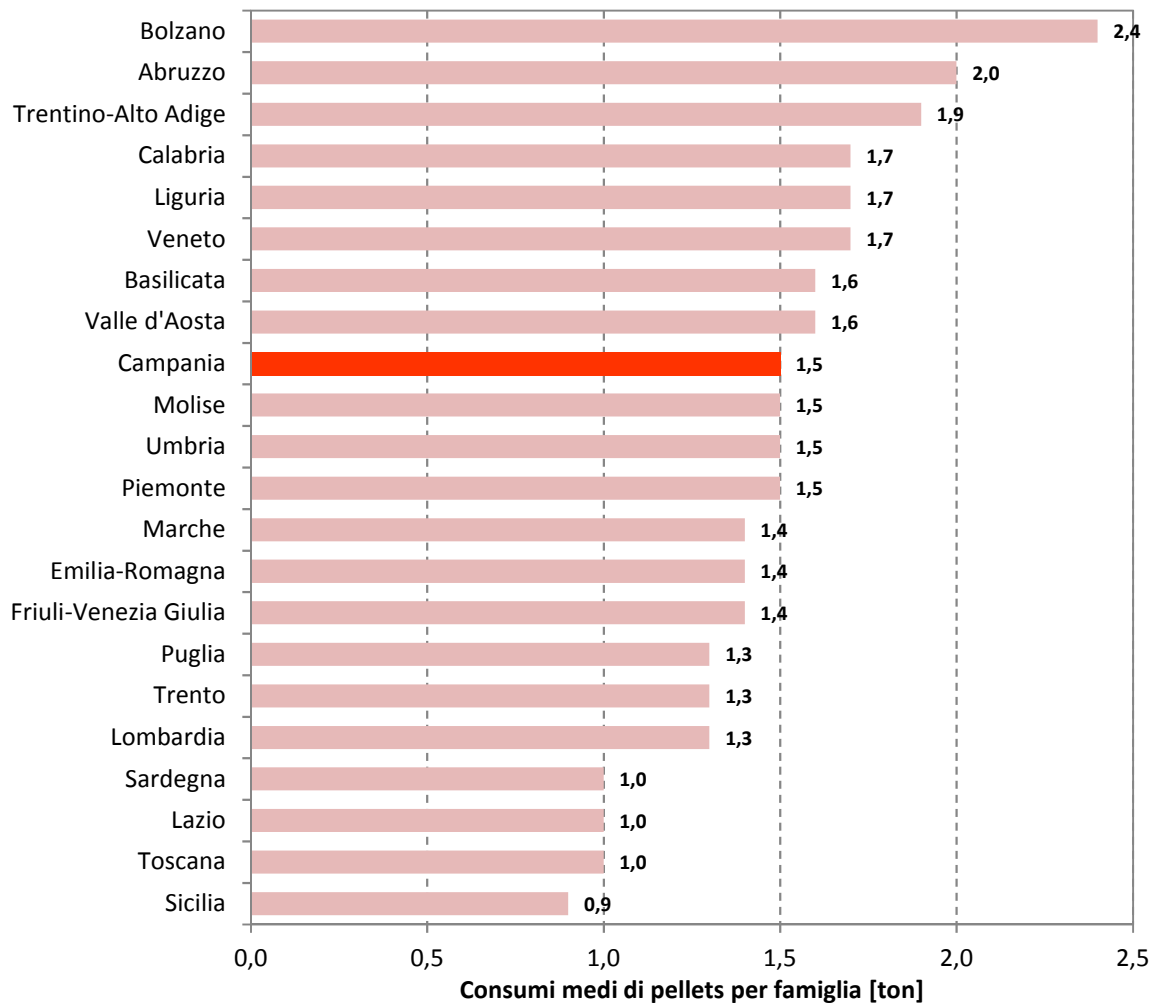


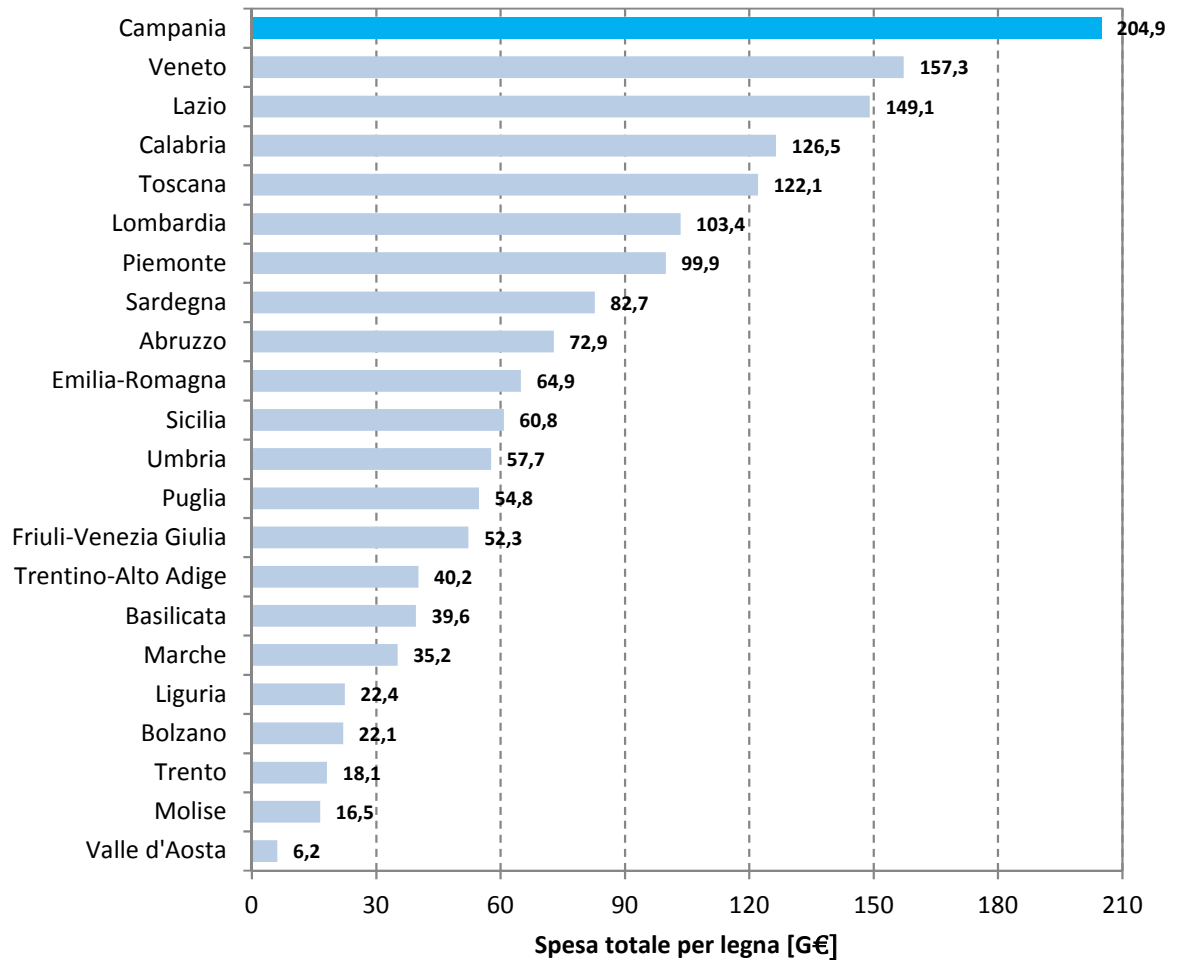
Figura 0.39 - Percentuale delle famiglie che utilizza pellet ripartizione regionale (fonte ISTAT [4.G]).

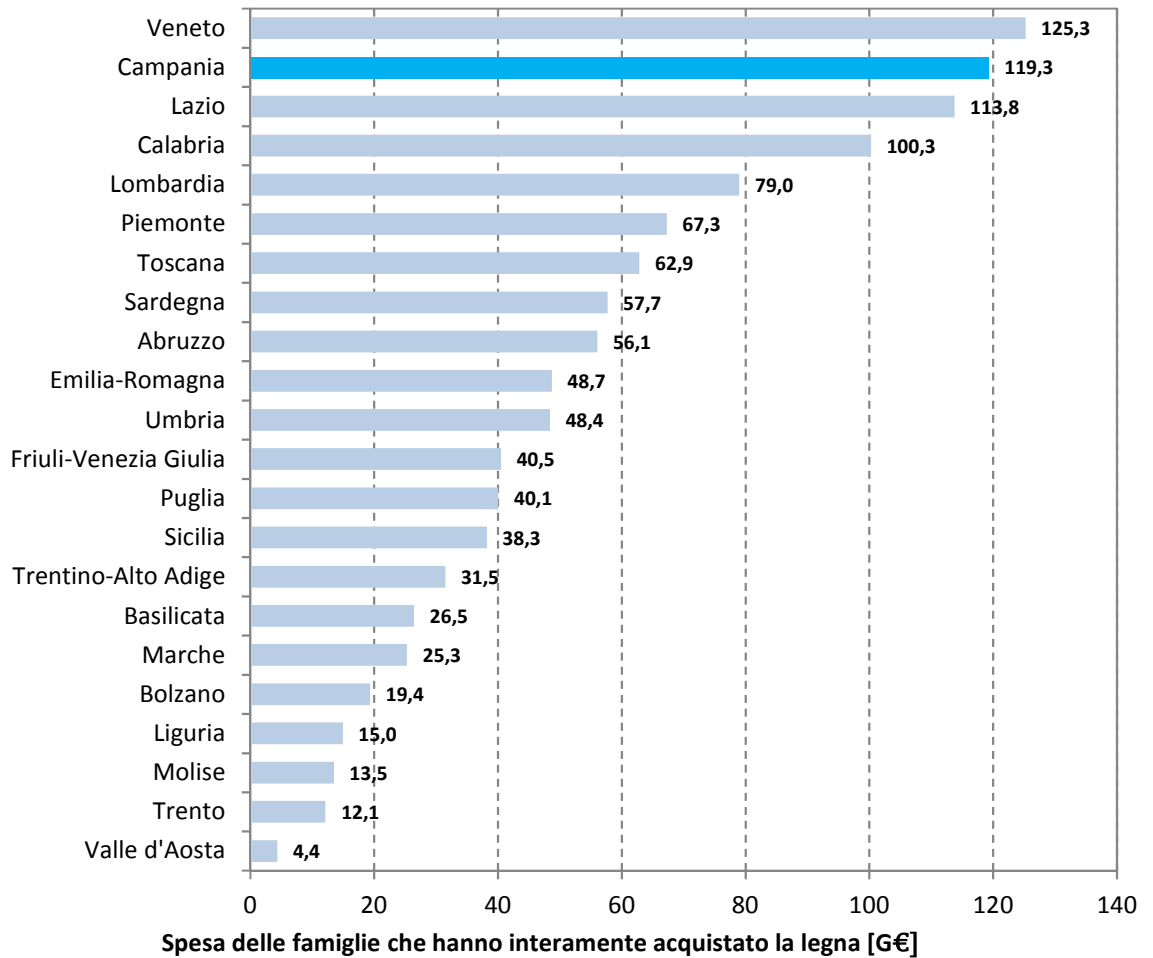
In termini di consumo assoluto la maggiore quantità di pellets è richiesta in Lombardia è pari a poco meno di 1 milione e mezzo di tonnellate, quello medio per famiglia è di 1,4 tonnellate. La diversa propensione all'utilizzo delle due fonti energetiche, unita ai differenti livelli di consumo medio a famiglia, fa sì che sia rappresentato dalla legna ben il 92% dei 20 milioni di tonnellate di pellets e legna consumati annualmente.

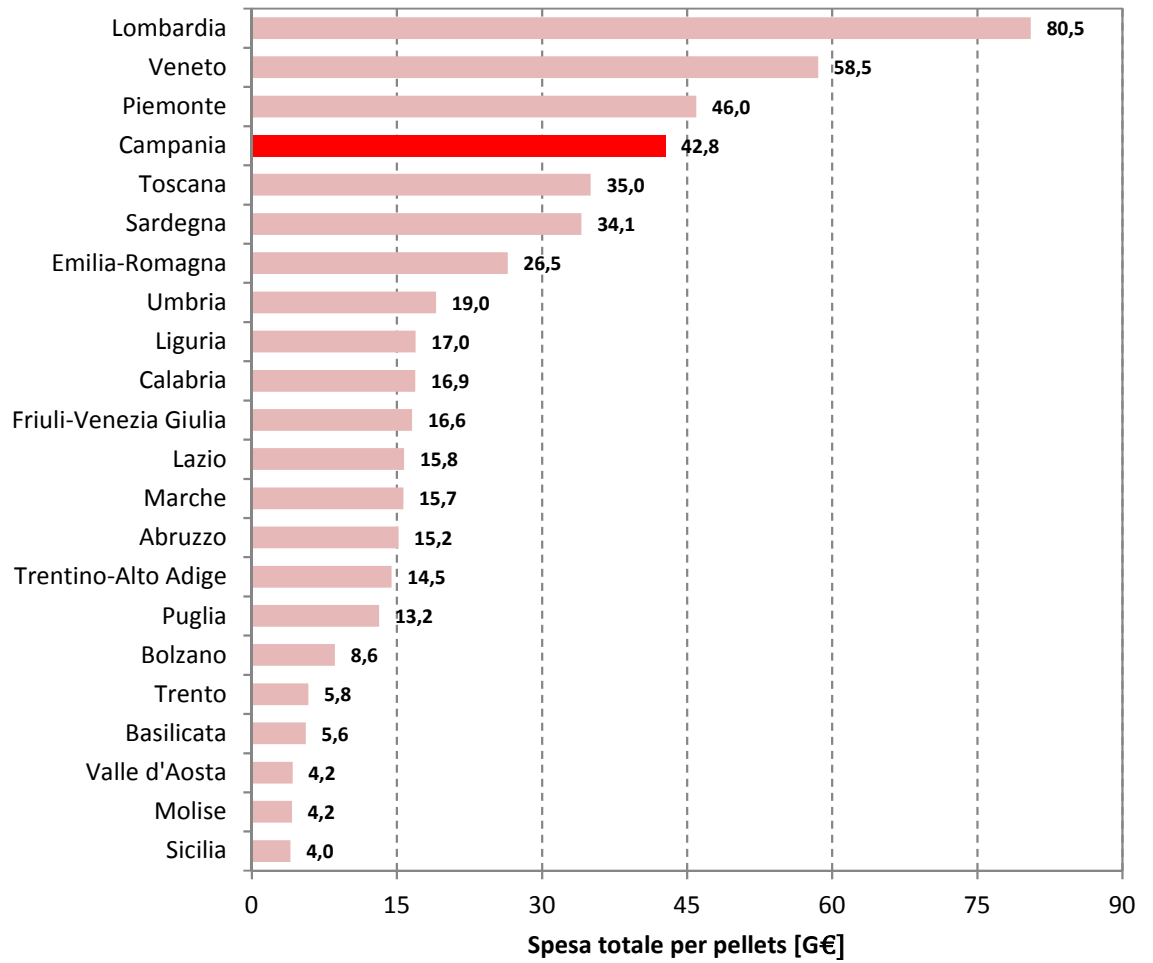




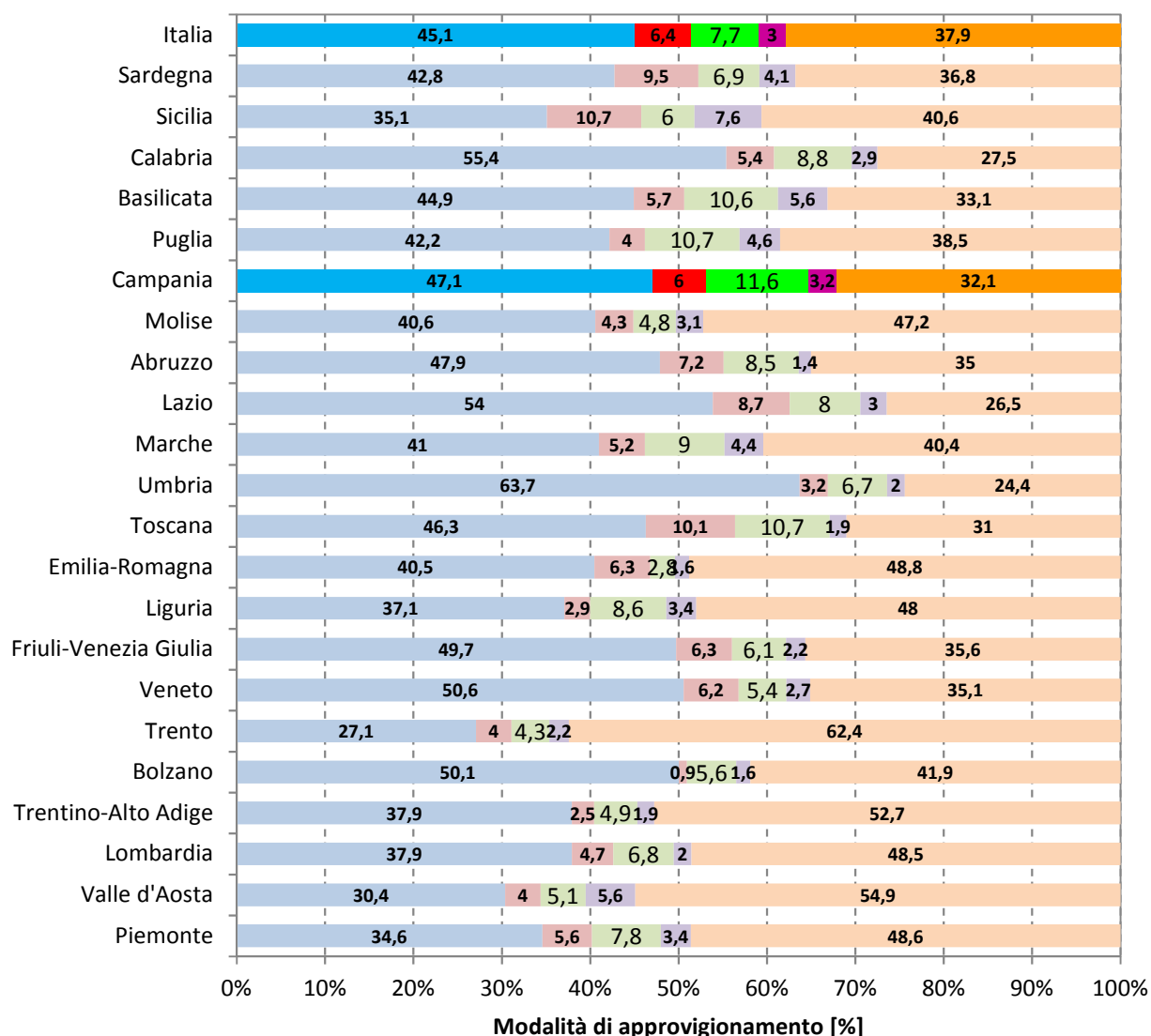
Dato	Legna			Pellets		
	Famiglie utilizzatrici [%]	Consumi [ton]	Consumi medi per famiglia [ton]	Famiglie utilizzatrici [%]	Consumi [ton]	Consumi medi per famiglia [ton]
Comune centro dell'area metropolitana;	2.2	87691	0.9	0.1	2544	0.7
Comuni della periferia dell'area metropolitana ;	11.8	704959	2.0	3.1	97348	1.0
Comuni con più di 50.000 abitanti;	11.0	1169295	2.4	1.4	55580	0.9
Comuni di montagna con n. abitanti fino a 50.000;	40.8	10652672	3.8	7.4	819999	1.6
Comuni di non di montagna con n. abitanti fino a 50.000;	24.6	5109733	2.8	5.3	492875	1.3
Italia	21.4	17724350	3.2	4.1	1468345	1.4







■ Tutta acquistata
 ■ Meno di un quarto
 ■ Da un quarto a meno della metà
■ Da circa metà a quasi tutta
 ■ Tutta autoprodotta



Regione	Quercia	Faggio	Frassino, betulla, castagno, pioppo	Carpino, acacia, platano, eucalipto, Abete, larice, cipresso	Ulivo o alberi da frutto	Altro	Non sa	Totale
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Piemonte	6.6	24.1	19.6	17.5	3.8	10.6	18	100
Valle d'Aosta	8.5	13.4	27.9	23.3	2.5	3.2	21.2	100
Lombardia	10.5	28	19.3	12.2	5.2	9.7	15.1	100
Trentino-Alto Adige	3.4	24.5	6.1	38.8	11.8	4.3	11.1	100
Bolzano	2.8	9	4	51.9	18.3	1.2	12.8	100
Trento	3.9	38.4	7.9	27.1	6	7.1	9.5	100
Veneto	4.5	38	17.4	12.6	5.4	5.5	16.6	100

Friuli-Venezia Giulia	4.1	49.4	14.5	10.3	3	7.3	11.4	100
Liguria	14.5	9.8	18.5	2	18.4	10.3	26.5	100
Emilia-Romagna	32.2	11	10.9	1.7	16.2	5.5	22.5	100
Toscana	36.1	10.4	11.8	7.1	6.7	6.4	21.5	100
Umbria	48.6	2.6	10.9	1.4	4.3	7.2	25	100
Marche	35.7	7.6	12.2	5.9	11.4	8.4	19	100
Lazio	46.4	3.8	15.8	5	9.1	6	13.9	100
Abruzzo	35.5	9.2	2.9	0.1	21	7.2	24.2	100
Molise	58.7	3.5	2.1	2.4	11.2	8	14.1	100
Campania	47.3	3.7	8.5	1.9	17.2	6.6	14.8	100
Puglia	10.8	0.7	73.4	4.8	7.2	100
Basilicata	59.5	6.5	5.2	2.3	11.5	3.7	11.2	100
Calabria	37.7	7.5	9.3	1.4	23.3	5.1	15.7	100
Sicilia	19.4	4.4	40.5	4.3	26.9	100
Sardegna	33.6	..	7	18.3	11.8	9.4	19.5	100
Italia	26	14.7	12.1	8.5	14.5	6.9	17.2	100

4.6 Consumi e spesa energetica delle famiglie

Nel 2013, le famiglie hanno speso oltre 42 miliardi di euro per consumi energetici, in Campania tale spesa è ammontata a circa 2.92 milioni, il 6.9% del totale (Figura 0.40). Quindi la Campania è la sesta regione per spesa energetica in Italia. Le somme più cospicue sono state spese in ordine per l'energia elettrica, il gas naturale, il GPL e le biomasse.

In termini di spesa media a famiglia in Italia si è pagato 1.635 € (Figura 0.41). Rispetto a questo valore medio in Campania una famiglia spende 279 € in meno all'anno.

La spesa media annuale varia considerevolmente nelle diverse zone del Paese perché fortemente influenzata dalle condizioni climatiche (maggiore richiesta di riscaldamento o maggiore necessità di raffrescamento), dalla tipologie di fonte prevalentemente impiegata, essa assume costi diversi nelle diverse aree geografiche.

Dalla Figura 0.41 si osserva che spendono di più le famiglie residenti al Nord (massimo in Valle d'Aosta circa 2000 €), ed in particolare si ha una spesa media, rispettivamente, di 1.872 e 1.790 €/anno nel Nord-Est e nel Nord-Ovest; si tratta di circa il 30% in più della spesa rilevata nel Meridione (1.387 €/anno). Nel Centro-Italia si spende in media per i consumi energetici oltre 1.500 €/anno. La spesa in assoluto più contenuta si

registra in Sicilia, dove una famiglia spende in media 1.260 euro l'anno ed al secondo posto per minor spesa annuale a famiglia si colloca la Campania con circa 1.350 €.

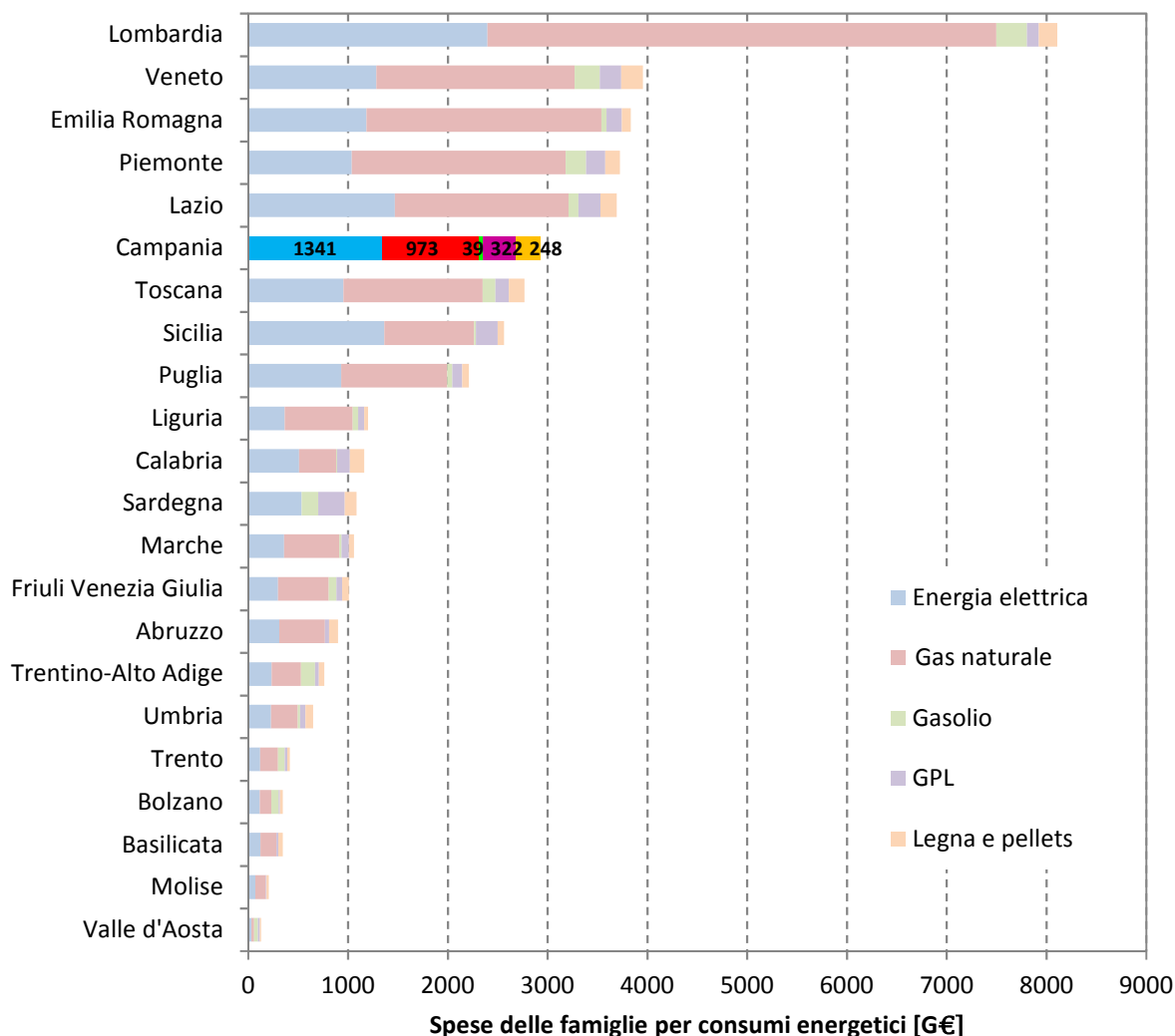


Figura 0.40 - Spese delle famiglie per consumi energetici per fonte e per regione (fonte ISTAT [4.G])¹³.

Quasi la metà degli oltre 1600 € spesi annualmente dalle famiglie per finalità energetiche è destinata all'acquisto di gas naturale un combustibile che, grazie alla diffusione via rete, risulta largamente utilizzato per le funzioni di riscaldamento degli ambienti e dell'acqua sanitaria, ma anche per la cucina. Il contributo del gas naturale alla determinazione della spesa familiare si ha principalmente nel Nord-ovest (60%), in particolar modo in Lombardia (63%), mentre è nullo in Sardegna, dove non esiste proprio la rete di distribuzione.

¹³ I dati di legna e pellets si riferiscono alla totalità dei consumi di pellets e alla sola quota di consumi di legna derivanti dall'acquisto.

Una quota rilevante di spesa (35.5% in media nazionale; oltre il 45% nel Mezzogiorno) viene devoluta all'acquisto di energia elettrica, in massima parte utilizzata, per illuminazione, elettrodomestici, apparecchiature elettriche e raffrescamento degli ambienti e, assai meno, per il riscaldamento. Sulla spesa media energetica nazionale incidono molto meno i consumi di GPL (6% circa), legna e pellets (5%) e gasolio (4%), combustibili utilizzati in misura marginale per la funzione di riscaldamento e, solo nel caso di GPL e biomasse, di cucina: le famiglie che utilizzano GPL, biomasse e gasolio sono, infatti, nell'ordine, il 21%, il 5% e il 24% [4.G].

Della spesa media annuale di una famiglia campana il 45.9% è legato all'acquisto di energia elettrica, il 33.3% al gas naturale, l'11% al GPL e l'8.5% alla biomassa legnosa. Molto meno importante è il contributo dovuto al gasolio che pesa circa per l'1%.

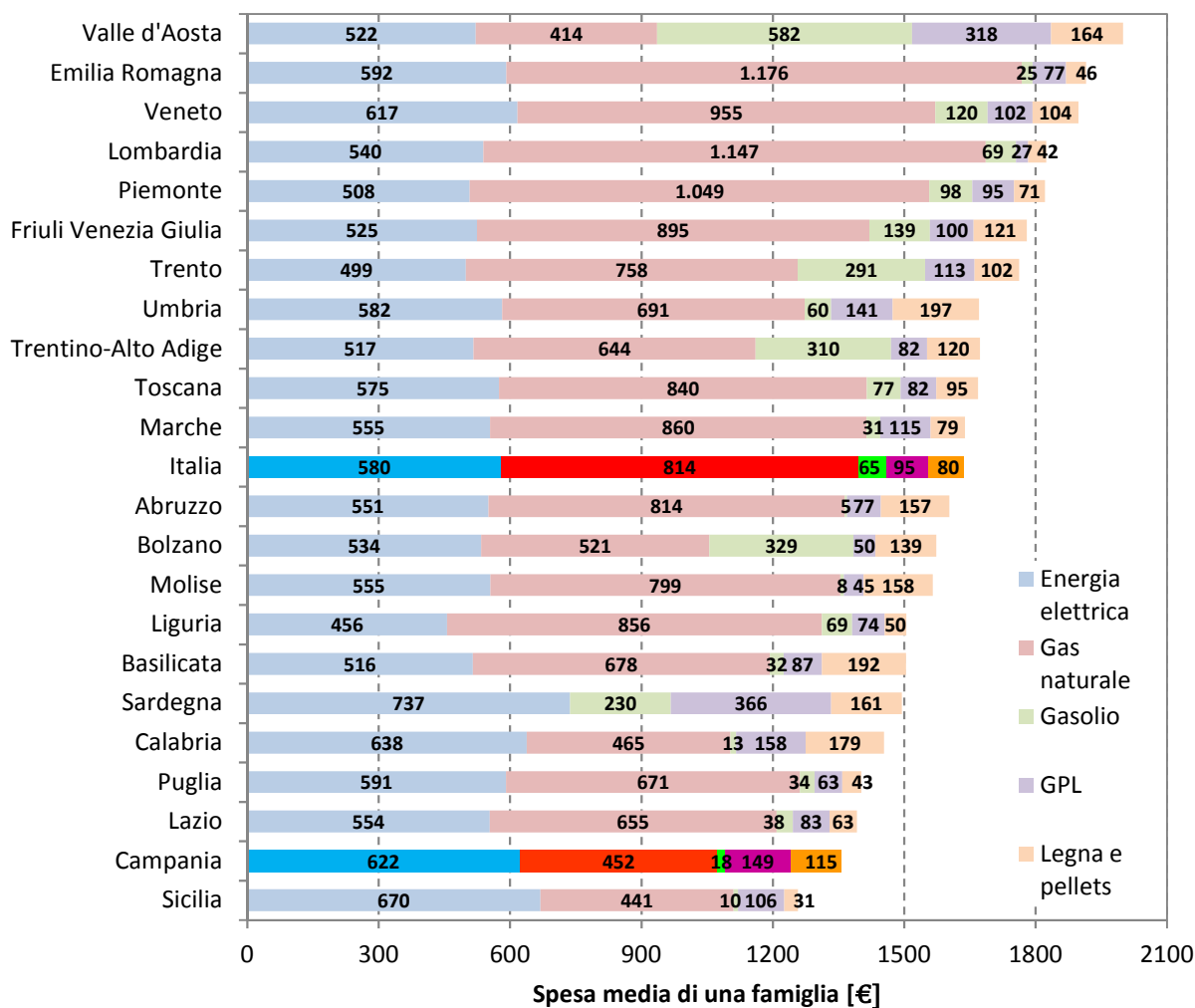


Figura 0.41 – Spesa media delle famiglie per consumi energetici, ripartizione per regione e tipo di combustibile (fonte ISTAT [4.G]).

La spesa media per consumi energetici è legata al numero di componenti della famiglia; aumenta progressivamente da 1.358 €/anno di una famiglia monocomponente a 2.102 €/anno dei nuclei con 5 o più componenti (Figura 0.42). Evidentemente la spesa energetica non cresce proporzionalmente al numero di componenti ma una sorta di “economia di scala” fa sì che una famiglia composta da 5 membri spende in media annualmente solo il 55% in più rispetto a una famiglia monocomponente.

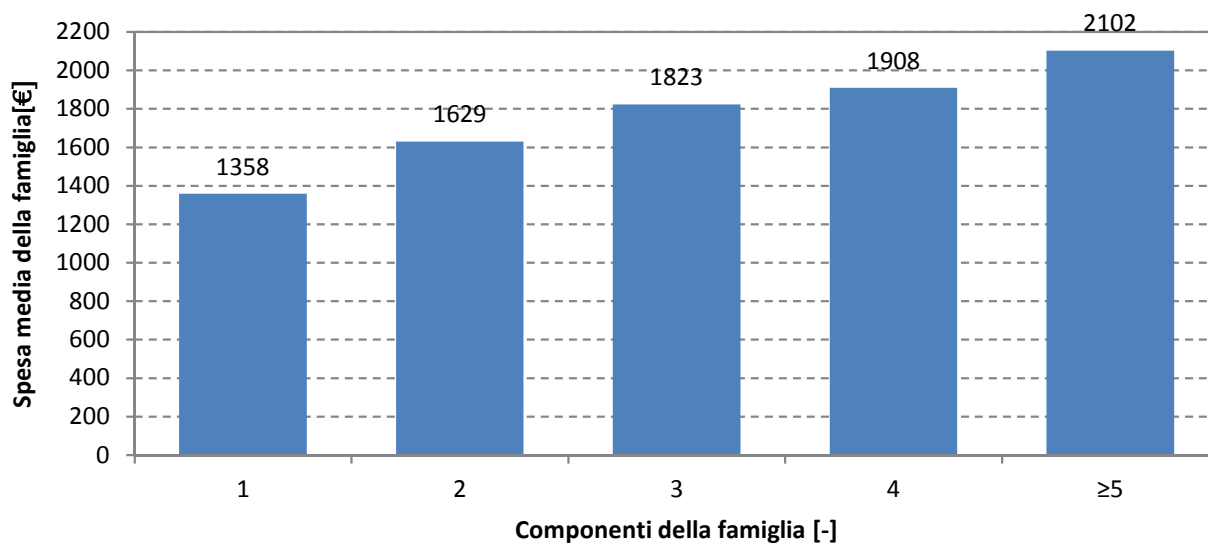


Figura 0.42 – Spesa media di una famiglia per consumi energetici in funzione del numero di componenti (fonte ISTAT [4.G]).

Considerando solo le spese medie effettive (calcolate rapportando la spesa totale delle famiglie per ciascuna fonte energetica al numero delle famiglie che l'hanno effettivamente acquistata) come riportato nell'ultima riga della Tabella 0.2, è il gasolio la fonte energetica che determina una più elevata spesa media per famiglia, quasi 1.400 €/anno, una cifra superiore a quella destinata al gas naturale e al GPL (rispettivamente circa 1.000 € e 450 € di spesa per le famiglie che lo usano). In Campania la realtà è un po' diversa il gasolio costa in media alle famiglie che lo usano 835 €/anno (rimane la fonte più costosa) seguito poi dal gas naturale (662 €/anno). Il GPL è invece la fonte più economica con soli 382 €/anno.

L'uso di biomasse legnose ha un prezzo per le famiglie italiane di circa 450 €/anno a famiglia, in Campania costa di più, 643 €/anno per la legna e 491 per i pellets. Il valore di spesa per i pellets rende conto adeguatamente del relativo consumo delle famiglie, la

spesa media effettiva per la legna infatti si riferisce solo ad una parte dei consumi sostenuti, considerando che l'autoapprovvigionamento, che non comporta oneri di spesa, è molto diffuso. L'energia elettrica, infine, utilizzata dalla totalità delle famiglie residenti in Italia, costa in media circa 580 €/anno (in Campania tale valore sale a 622 €/anno).

Tabella 0.2 - Spesa media effettiva e mediana delle famiglie per consumi energetici per fonte, ripartizione per regione (fonte ISTAT [4.G]).

	Energia elettrica [€]	Gas naturale [€]	Gasolio [€]	GPL [€]	Legna ¹⁴ [€]	Pellets [€]
Piemonte	513	1215	1537	651	452	514
Valle d'Aosta	545	1072	1616	523	665	514
Lombardia	544	1212	1558	474	354	408
Trentino-Alto Adige	533	1075	1538	340	413	511
Bolzano	556	1049	1534	245	391	578
Trento	513	1092	1543	408	443	436
Veneto	624	1104	1750	721	435	524
Friuli Venezia Giulia	529	1066	1934	543	454	434
Liguria	461	989	998	510	501	624
Emilia Romagna	593	1268	2122	966	381	435
Toscana	580	997	1608	479	421	407
Umbria	586	920	1057	520	414	443
Marche	557	1002	1681	677	360	487
Lazio	555	755	1013	564	383	370
Abruzzo	552	922	505	546	518	539
Molise	555	954	862	276	711	534
Campania	622	662	835	382	643	491
Puglia	592	793	915	349	325	610
Basilicata	520	858	2502	376	721	425
Calabria	639	793	861	359	625	477
Sicilia	671	698	986	259	499	247
Sardegna	753	-	1137	382	470	418
Italia Spesa mediana	480	900	1200	250	360	400
Italia Spesa media	581	1004	1398	449	457	459

Acquistare metano, gasolio e GPL costa, per le famiglie che ne fanno uso, sensibilmente in più nelle regioni settentrionali mentre la fornitura di energia elettrica determina oneri maggiori al Sud (Tabella 0.2). Il primo risultato sembra legato ad un più diffuso consumo

¹⁴ Si riferisce alla sola quota di legna acquistata.

per il riscaldamento dell'abitazione e dell'acqua, il secondo sembra determinato dalla maggiore diffusione degli impianti per il raffrescamento dell'aria. La spesa effettiva per combustibili di origine vegetale presenta invece differenze territoriali meno marcate.

Il tema del risparmio energetico sta mostrando negli ultimi anni grande attenzione sia per gli obiettivi di tutela ambientale posti a livello legislativo e sia per la maggiore coscienza della popolazione civile per queste tematiche, sia per la recente crisi economica che ha investito il nostro paese. In numeri ciò si traduce nella percentuale delle famiglie, che dichiarano di aver effettuato, nel corso degli ultimi cinque anni, investimenti in denaro per ridurre le loro spese energetiche. Dalla Figura 0.43 si osserva che oltre la metà (54.1%) delle famiglie ha fatto investimenti per quel che concerne le spese per l'energia elettrica, oltre una famiglia su cinque (21.4%) per le spese di riscaldamento dell'abitazione, 15% per il riscaldamento dell'acqua e, infine, 10% per il condizionamento.

L'elevata incidenza di investimenti per la riduzione dei consumi di energia elettrica è legata principalmente alla progressiva sostituzione delle lampadine tradizionali con quelle a risparmio energetico. Indubbiamente più onerosi da un punto di vista economico, invece, gli interventi finalizzati al risparmio nelle spese per il riscaldamento e il condizionamento, in quanto legati all'ammodernamento delle strutture e all'installazione di impianti più efficienti presso le abitazioni (sostituzione apparecchiature, isolamento termico abitazione, sostituzione infissi, eccetera).

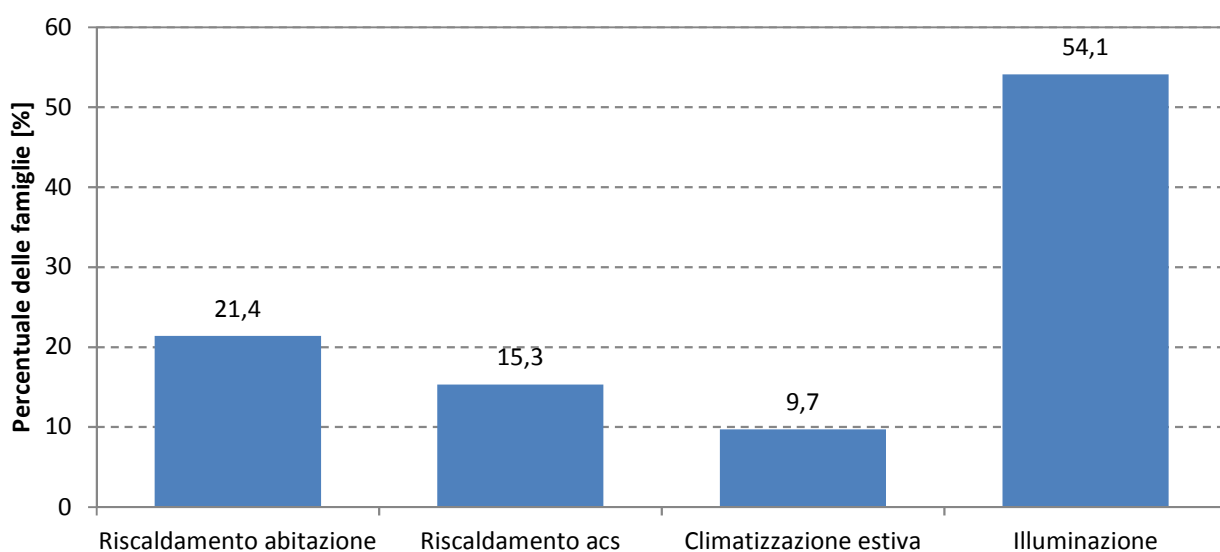


Figura 0.43 – Percentuale di famiglie che hanno effettuato investimenti per ridurre le loro spese legate ai consumi energetici (fonte ISTAT [4.G]).

Riferimenti Bibliografici

- [4.A] EUROSTAT, Istituto di statistica europeo: <http://ec.europa.eu/eurostat>
- [4.B] Rapporto Annuale Efficienza Energetica (RAEE 2016E), Giugno 2016, ENEA
- [4.C] Ministero dello Sviluppo Economico, Statistiche dell'Energia:
<http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/>
- [4.D] Relazione Annuale 2016, Unione Petrolifera
- [4.E] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, Dati e statistiche:
http://www.autorita.energia.it/it/dati/elenco_dati.htm
- [4.F] Relazione Annuale 2016, Unione Petrolifera
- [4.G] I consumi energetici delle famiglie, Report ISTAT:
<http://www.istat.it/it/archivio/142173>

APPENDICE B - Analisi del settore residenziale.

6. *Caratterizzazione del patrimonio edilizio residenziale*

6.1. Datazione impiantistica ed impiego dei sistemi installati presso le residenze

Il seguente paragrafo viene redatto sulla base dei dati riportati nell'indagine sui consumi energetici delle famiglie realizzata nel 2013 dall'Istat in collaborazione con l'ENEA il ministero dello sviluppo economico [A]. Si tratta di una dettagliata miniera di dati sulle dotazioni energetiche delle famiglie italiane, sul loro utilizzo e sui costi connessi a tale utilizzo. Dai dati raccolti a livello nazionale e disaggregati per regione saranno in particolare messi in evidenza quelli campani.

6.2. Diffusione e tipologia degli impianti di riscaldamento, acqua calda sanitaria e raffrescamento

Sul territorio italiano quasi la totalità delle famiglie (98%) dispone di un impianto di riscaldamento dell'edificio in cui vive; questa percentuale è praticamente pari al 100% nelle regioni del Nord, Valle d'Aosta Piemonte, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, mentre all'estremo opposto c'è la Sicilia dove 11.6 % delle famiglie vive in edifici privi di sistema di riscaldamento. In Campania il 96.3% delle famiglie dispone di impianti per la climatizzazione invernale in particolare il 64.5% utilizza un impianto autonomo, il 30.2% si riscalda con apparecchi singoli fissi o portatili mentre il restante 5.4% dispone di un impianto centralizzato (Figura B.1). La realtà Italiana vede invece una maggiore diffusione degli impianti autonomi e centralizzati (presso rispettivamente il 64.5 e 15.4% delle famiglie) e un minor uso di apparecchi singoli (18.1%). Da un'analisi per aree geografiche si evince invece che il Nord-Est e il Centro sono le zone in cui è più consistente la presenza di impianti autonomi (oltre il 70% delle famiglie li possiedono). Il riscaldamento centralizzato è invece maggiormente diffuso nel Nord-Ovest, quasi una famiglia su tre lo adotta, mentre gli impianti singoli fissi o portatili sono più utilizzati nel Mezzogiorno (31.3% delle famiglie; 58.9% in Sardegna), considerate anche le minori necessità di riscaldamento delle abitazioni in presenza di temperature generalmente più miti. In quest'ultima area geografica sono poco diffusi anche gli impianti centralizzati [A].

Per quanto riguarda gli impianti di riscaldamento dell'acqua calda sanitaria (ACS), essi sono installati mediamente in Italia presso il 99.3% delle famiglie e si riscontrano ridotte differenze territoriali (Figura B.2). In Campania il 98.7% delle famiglie lo possiede, nel 73.2% dei casi si tratta di impianto autonomo (percentuale di famiglie simile a quella della media nazionale che è di 73.4%), solo nell'1.6% delle famiglie è invece utilizzato un impianto centralizzato (le famiglie che mediamente adottano questo tipo di soluzione sono invece il 5.8% in Italia), mentre il 23.9% dispone di scaldabagni o scaldacqua (in Italia 20.3%).

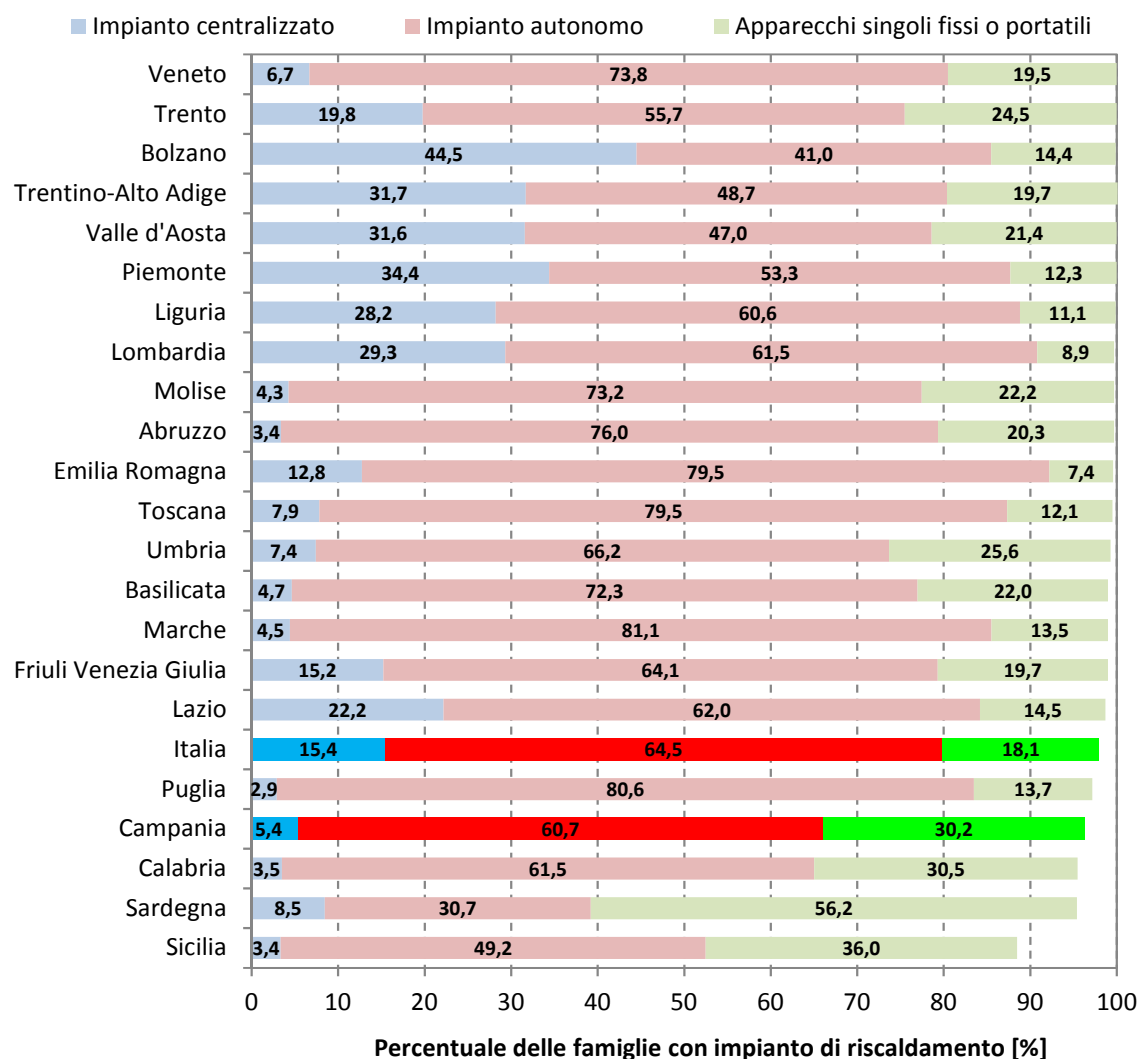


Figura B.1 – Percentuale delle famiglie per regione con impianto di riscaldamento e tipologia d'impianto (fonte ISTAT [A]).

Tra gli apparecchi singoli oltre il 70% è costituito da sistemi alimentati elettricamente in seconda battuta si trovano gli scaldabagni/scaldacqua a gas naturale (18%). Gli impianti autonomi registrano una forte diffusione nelle Marche (91.4%) e in Veneto (90.6%); gli apparecchi singoli sono i più utilizzati in Sardegna (56.5%), ma risultano molto diffusi anche in Sicilia (43.2%). La forte convergenza tra le tipologie di impianti di riscaldamento dell'abitazione e dell'acqua è da porre in relazione all'elevata incidenza di famiglie (64.7%) che adottano lo stesso impianto per entrambi gli utilizzi (Figura B.3). La Campania si pone al di sotto della media nazionale (57.4%). Fatte le dovute eccezioni (vedi Trentino-Alto Adige) allorquando si adotta lo stesso impianto si tratta di un impianto autonomo.

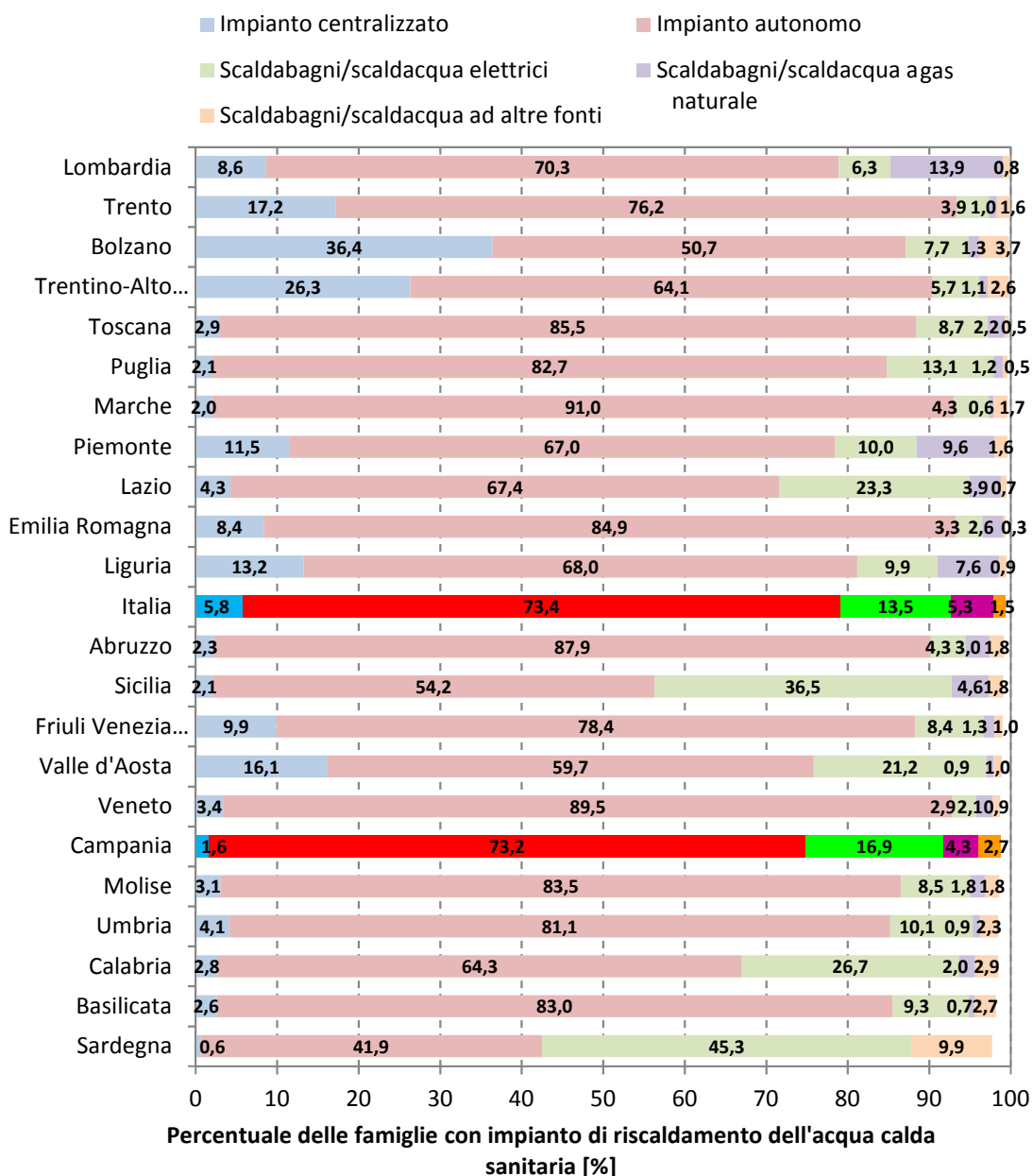


Figura B.2 - Percentuale delle famiglie per regione con impianto di riscaldamento dell'acqua calda sanitaria e tipologia d'impianto (fonte ISTAT [A]).

Relativamente agli impianti di condizionamento dell'aria poco meno di tre famiglie su dieci (29.3%) ne adotta uno (Figura B.4). Poche volte si tratta di un impianto centralizzato (1.1% delle famiglie, più spesso sono sistemi a pompa di calore (20%), mentre nell'8.2% delle famiglie italiane in media ci sono condizionatori singoli o portatili per il solo raffrescamento. La regione Campania si trova per diffusione degli impianti leggermente al di sotto della media nazionale (1.1 punti percentuali). I condizionatori qui installati sono sistemi non centralizzati, il 22.6% delle famiglie adotta un sistema a pompa di calore e il 55 un refrigeratore singolo o portatile.

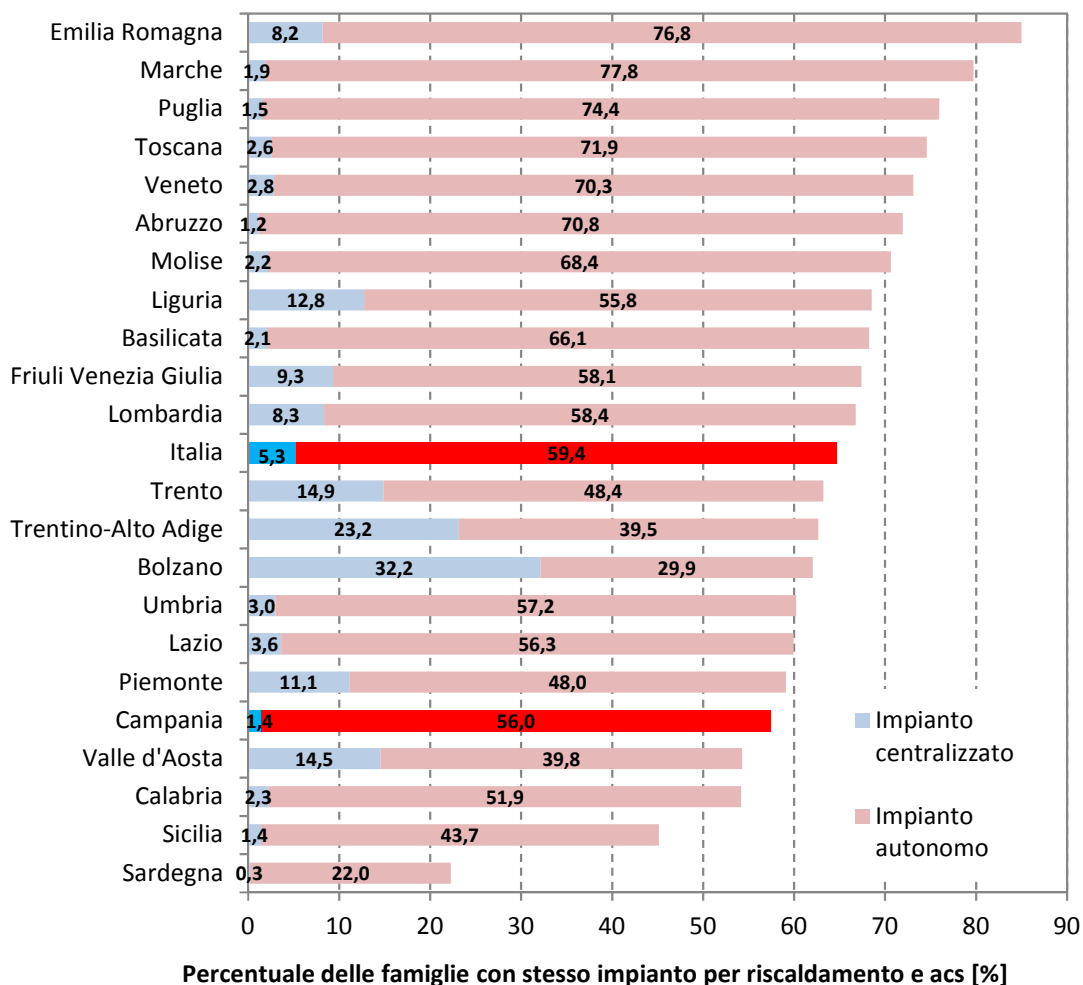


Figura B.3 – Percentuale delle famiglie che adottano lo stesso impianto per il riscaldamento dell’edificio e dell’acqua calda sanitaria (fonte ISTAT [A]).

Un’accentuata variabilità si evidenzia a livello territoriale: si va dal 40% delle famiglie del Nord-Est con impianto di condizionamento, al 23.4% del Nord-Ovest e al 24% al Centro, mentre nel Mezzogiorno la quota si attesta al 32.2%, raggiungendo il suo massimo in Sardegna (47,5%). Del tutto marginale è la presenza di questi impianti in regioni montane come Valle d’Aosta (addirittura non ci sono dati specifici sulle diverse tecnologie adottate, barra in nero Figura B.4) e Trentino-Alto Adige.

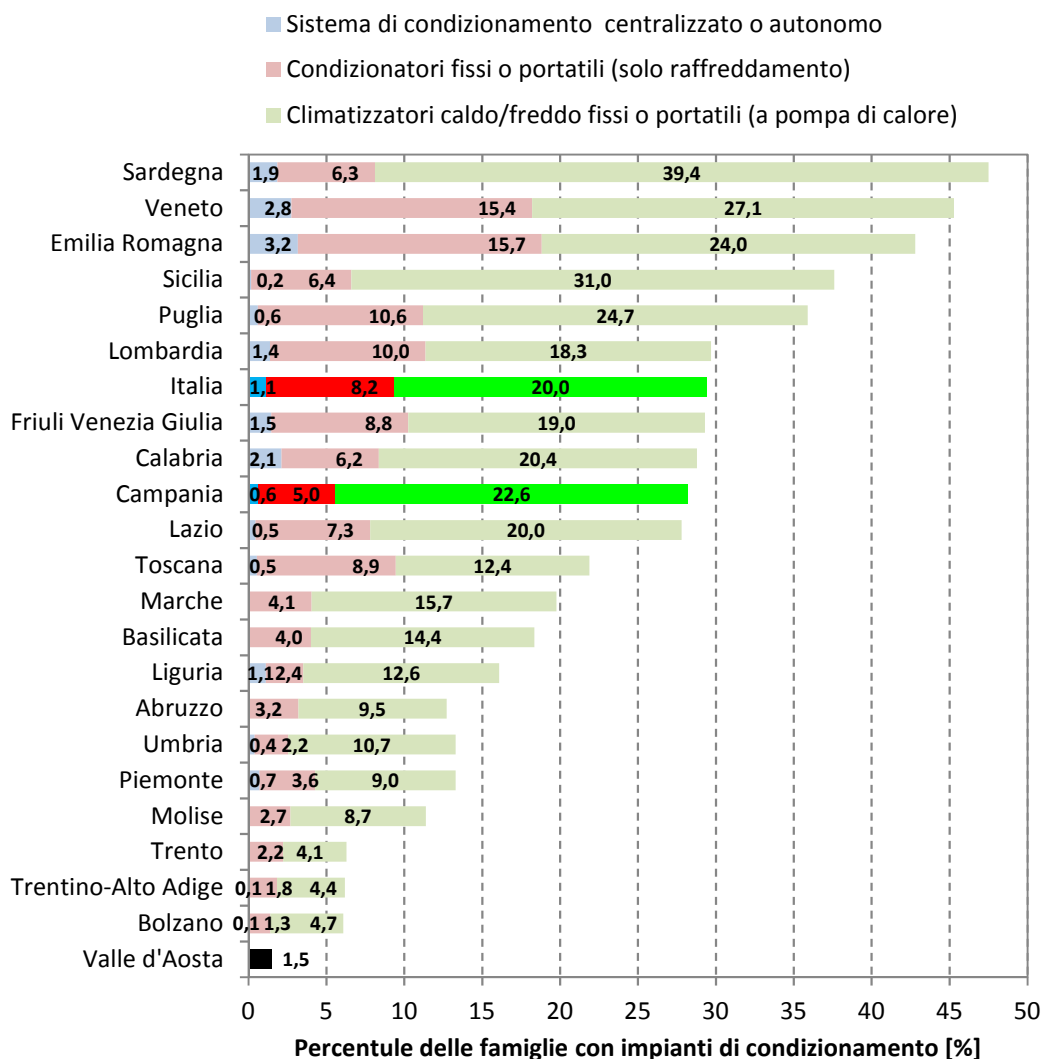


Figura B.4 - Percentuale delle famiglie per regione con impianto di condizionamento e tipologia d'impianto (fonte ISTAT [A]).

6.3. Fonti di alimentazione degli impianti di riscaldamento e acqua calda sanitaria

La principale fonte energetica di alimentazione degli impianti di riscaldamento dell'abitazione italiane è il gas naturale (oltre il 70% delle famiglie lo utilizza). Il 14,5% delle famiglie impiega, invece le biomasse, mentre GPL, energia elettrica e gasolio assumono un ruolo complessivamente marginale. Il gas naturale di rete alimenta oltre l'80% degli impianti di riscaldamento di tipo centralizzato o autonomo, mentre si ricorre prevalentemente alle biomasse (73,9%) per gli apparecchi singoli fissi (caminetti o stufe).

Tabella B.1 – Percentuale delle famiglie per tipologia di, per fonte di alimentazione dell'impianto (fonte ISTAT [A]).

Tipo alimentazione	Impianto centralizzato [%]	Impianto autonomo [%]	Apparecchi singoli fissi [%]	Apparecchi singoli portatili [%]	Totale [%]
Gas naturale	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 ¹⁵	5.8
Gasolio	11.6	3.0	-	-	3.7
Totale	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Nella seguente Tabella B.2 si osserva che la legna è impiegata in 85.2 famiglie italiane su 100 in camini o stufe tradizionali deputati al riscaldamento di un singolo ambiente, in 13.4% in termocamini o termostufe e in 8.1% in scaldabagni/scaldacqua, caldaie collegate ai termosifoni e apparecchi per cucinare. In Campania sono più diffusi i termocamini e le termostufe (28.3%) rispetto agli impianti tradizionali (circa 71%). Nell'utilizzo del pellets 84.2 famiglie su 100 adotta camini o stufe tradizionali (in Campania sono molte meno 57.8) e 18.5 altri apparecchi (in Campania 42.2).

¹⁵ Comprende anche il cherosene

Tabella B.2 - Famiglie per tipologia di dotazione per l'utilizzo di legna e pellets e per ripartizione e regione, per 100 famiglie che consumano rispettivamente legna e pellets (fonte ISTAT [A]).

Regione	Legna			Pellets	
	Camini o stufe tradizionali ¹⁶ [%]	Camini o stufe innovativi ¹⁷ [%]	Altri apparecchi ¹⁸ [%]	Camini o stufe tradizionali ² [%]	Altri apparecchi ¹⁹ [%]
Piemonte	86.9	7.2	12.8	97.8	..
Valle d'Aosta	89	6.3	14	88.8	12.7
Lombardia	97.1	..	3.4	93.9	..
Trentino-Alto Adige	90.9	5.1	25.3	79.9	30.8
<i>Bolzano</i>	<i>90</i>	<i>6.6</i>	<i>36.9</i>	<i>69.3</i>	<i>50.7</i>
<i>Trento</i>	<i>91.8</i>	<i>3.8</i>	<i>13.6</i>	<i>91.7</i>	<i>..</i>
Veneto	94.9	4.2	8.2	94.8	..
Friuli-Venezia Giulia	94.2	5.4	7.6	94.5	..
Liguria	84.8	14.5	8.4	79	..
Emilia-Romagna	93.8	4.7	4.9	97.6	..
Toscana	88.3	10.6	7.5	81.4	19
Umbria	87.6	15.1	8.7	77.7	24.8
Marche	87.5	11.6	..	72.8	32.7
Lazio	74.6	25	6.5	55.3	49.3
Abruzzo	81	23	9.9	85.6	31
Molise	77.4	19.5	11.8	78.9	22.5
Campania	70.9	28.3	7.4	57.8	42.2
Puglia	81.9	16	5.5	69.6	..
Basilicata	69.6	29.6	13.1	74.2	..
Calabria	65.5	33.6	8	62.8	45.6
Sicilia	79	10.6	14.3	64.7	..
Sardegna	91.2	10.7	4.7	92.2	8.5
Italia	85.2	13.4	8.1	84.2	18.5

Gli apparecchi portatili per riscaldare l'abitazione si distribuiscono più o meno equamente tra dispositivi a energia elettrica e a GPL (Tabella B.1). Tra gli impianti centralizzati, più di uno su dieci è alimentato a gasolio [A].

In generale per tutte le tipologie d'impianto il gas naturale è il combustibile più utilizzato anche in Campania, 53.7% delle famiglie lo usa (Figura B.5). Oltre il 15% è

¹⁶ Stufe e camini che riscaldano singole stanze (inclusi camini e stufe ventilati).

¹⁷ Stufe e camini collegati ai termosifoni che distribuiscono il riscaldamento in più ambienti della casa.

¹⁸ Comprende scaldabagni/scaldacqua, caldaie collegate ai termosifoni e apparecchi per cucinare.

¹⁹ Comprende stufe e camini innovativi, scaldabagni/scaldacqua, caldaie collegate ai termosifoni e apparecchi per cucinare.

l'impiego delle biomasse e del GPL con quest'ultimo quasi tre volte oltre la media nazionale (5.8%). Meno usato è il gasolio (1.8% delle famiglie) mentre significativo è il ricorso all'energia elettrica (10.6%), oltre due volte il valore medio delle famiglie italiane (5.1%).

Per il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria la composizione per fonte energetica delle apparecchiature è del tutto simile a quella osservata per il riscaldamento dell'abitazione, stante la coincidenza, per circa 2/3 delle famiglie, degli impianti. Per l'acqua calda, però, è maggiore la diffusione dell'energia elettrica (14.4% dei casi), dal momento che è la fonte di alimentazione della maggior parte degli apparecchi singoli (Tabella B.3).

A livello regionale (Tabella B.4), complessivamente per tutti i dispositivi utilizzati per l'acs, il gas naturale costituisce la prima fonte utilizzata dalle famiglie (60.7%) seguito da energia elettrica (18.2%) e GPL. Meno sfruttate sono invece le fonti rinnovabili, biomasse e energia solare.

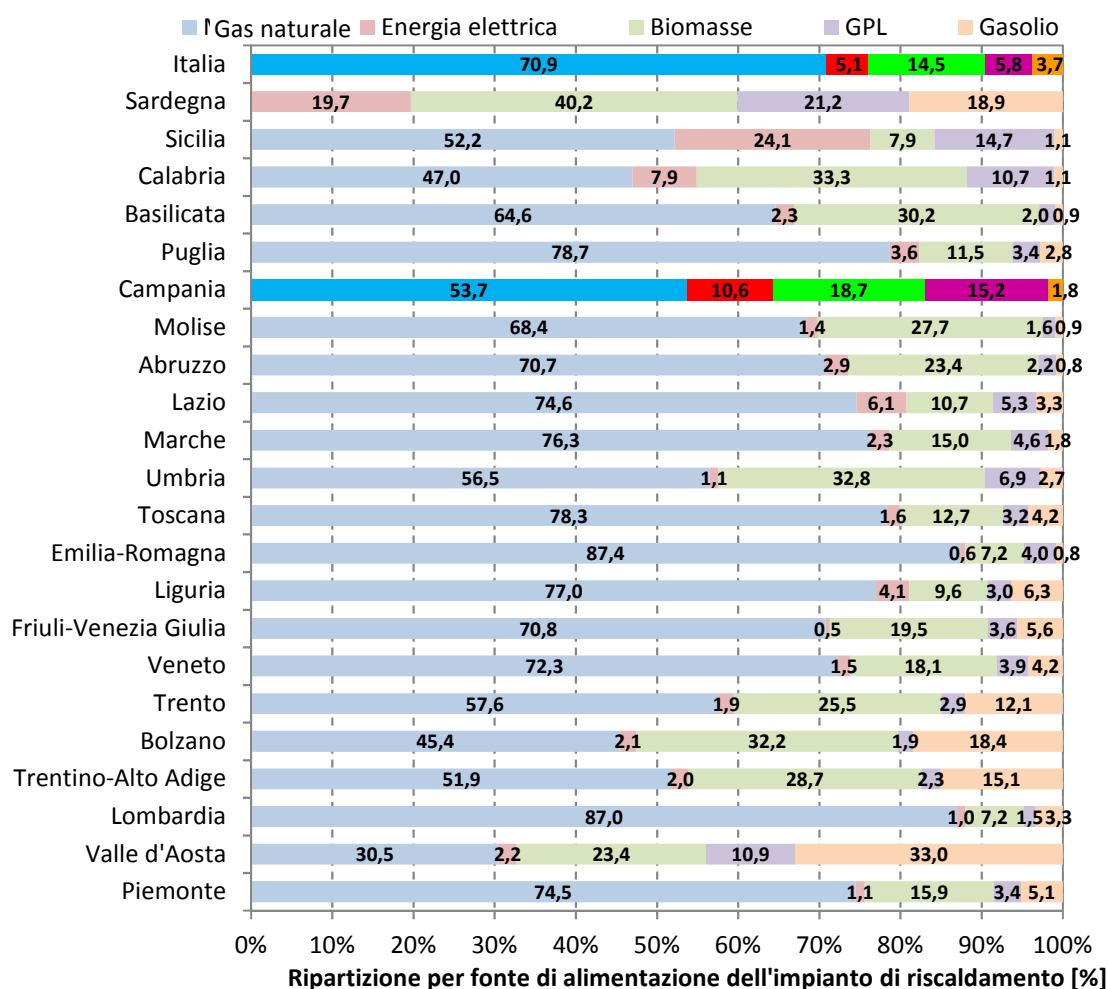


Figura B.5 – Percentuale famiglie per fonte di alimentazione dell'impianto di riscaldamento dell'abitazione, ripartizione per tipo di fonte e regione (fonte ISTAT [A]).

Tabella B.3 – Percentuale di famiglie per tipologia di impianto di riscaldamento dell'acqua per fonte di alimentazione dell'impianto (fonte ISTAT [A]).

Tipo alimentazione	Impianto centralizzato [%]	Impianto autonomo [%]	Scaldabagni o altri apparecchi fissi [%]	Totale [%]
Gas Naturale	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
Totale	100	100	100	100

Tabella B.4 - Percentuale famiglie per fonte di alimentazione dell'impianto di riscaldamento dell'acqua calda sanitaria, ripartizione per tipo di fonte e regione (fonte ISTAT [A]).

Regione	Gas naturale [%]	Energia elettrica [%]	Biomasse [%]	GPL [%]	Gasolio [%]	Energia solare [%]	Totale [%]
Piemonte	73.7	11.3	2.7	6.9	4.1	1.2	100.0
Valle d'Aosta	26.7	24.4	3.5	17.3	27.0	1.1	100.0
Lombardia	86.4	7.0	0.4	2.6	2.7	0.8	100.0
Trentino-Alto Adige	53.6	6.8	9.9	7.0	17.9	4.9	100.0
<i>Bolzano</i>	42.4	9.7	16.4	6.7	18.7	6.1	100.0
<i>Trento</i>	63.5	4.1	3.9	7.3	17.3	3.8	100.0
Veneto	81.6	3.3	1.4	7.0	5.8	0.9	100.0
Friuli-Venezia Giulia	74.7	9.2	2.0	7.0	6.0	1.1	100.0
Liguria	78.6	11.6	1.8	5.4	2.5	..	100.0
Emilia-Romagna	88.4	3.8	0.9	5.7	0.9	..	100.0
Toscana	78.4	9.3	1.2	6.6	3.2	..	100.0
Umbria	66.1	11.2	6.0	11.7	3.9	..	100.0
Marche	80.7	4.9	2.2	10.5	1.6	..	100.0
Lazio	65.4	24.3	3.1	5.6	1.1	..	100.0
Abruzzo	82.8	4.7	7.3	4.5	100.0
Molise	79.2	8.9	6.9	4.7	100.0
Campania	60.7	18.2	3.9	15.4	1.5	..	100.0
Puglia	78.8	13.8	1.3	3.7	2.3	..	100.0
Basilicata	71.0	10.3	11.0	6.4	100.0
Calabria	51.8	28.2	7.7	11.2	1.0	..	100.0
Sicilia	51.8	37.3	1.7	8.8	100.0
Sardegna	-	48.2	3.1	36.4	9.9	2.4	100.0
Italia	71.9	14.4	2.4	7.6	2.9	0.7	100.0

6.4. Modalità di accensione degli impianti di riscaldamento e raffrescamento

L'87% delle famiglie italiane accende quotidianamente gli impianti di riscaldamento dell'abitazione durante la stagione invernale, anche se si riscontrano sensibili differenze territoriali (Figura B.6): dal 98% della provincia di Bolzano al 62% della Sicilia. La Campania è sotto la media nazionale con una percentuale di famiglie pari al 71.5% che accende gli impianti tutti i giorni, mentre registra un significativo 9.1% delle famiglie che tiene accesi gli impianti solo occasionalmente; le famiglie che non accendono gli impianti tutti i giorni della settimana sono un buon 16.1% (secondi soli alla Sicilia). Gli utilizzi occasionali a livello nazionale superano la soglia del 10% soltanto in Sicilia (15.7%) e Sardegna (11.5%).

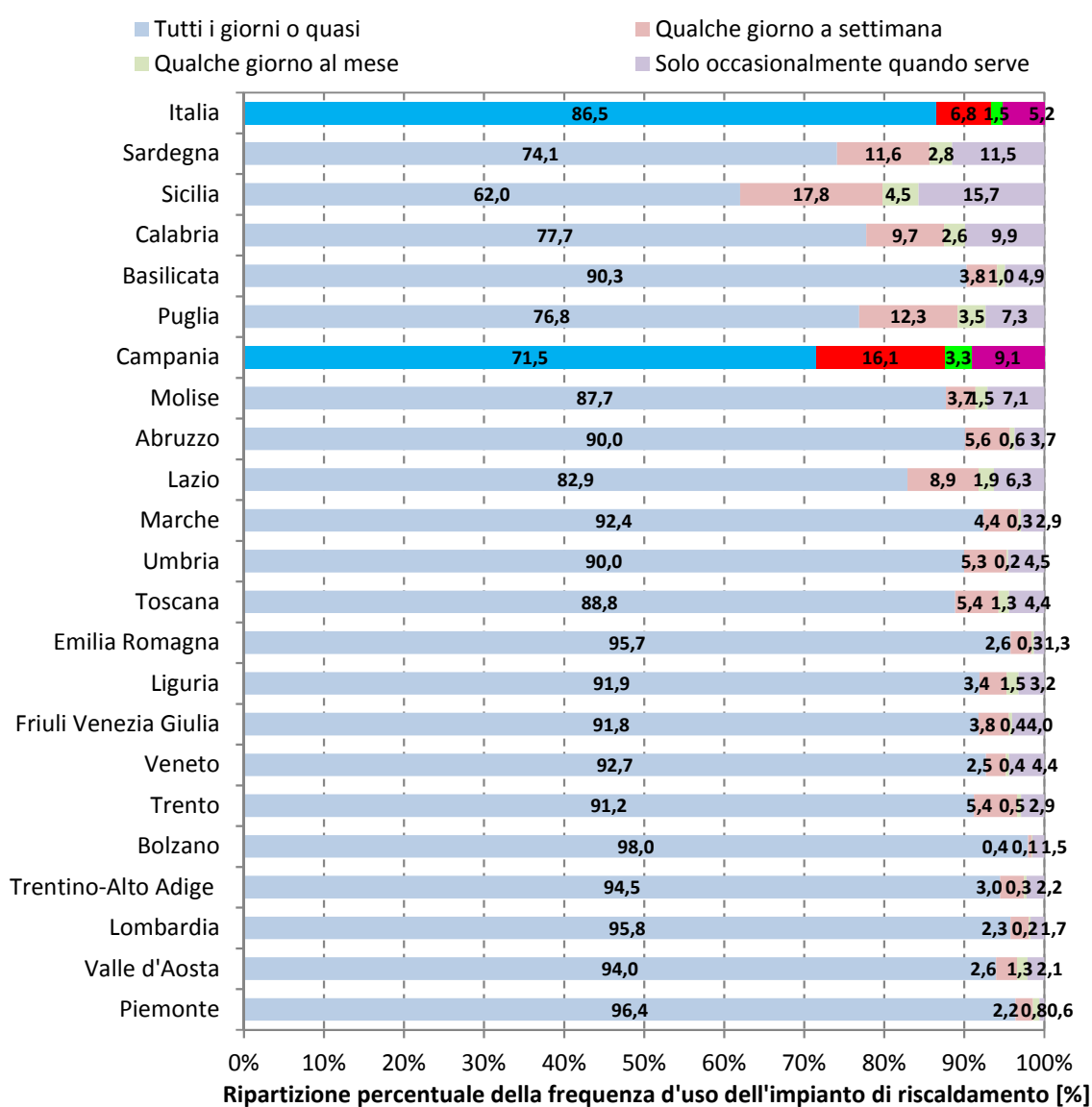


Figura B.6 – Percentuale famiglie per frequenza di utilizzo dell'impianto di riscaldamento dell'abitazione durante i mesi invernali, ripartizione per regione (fonte ISTAT [A]).

La frequenza di utilizzo è direttamente connessa al tipo di impianto: gli impianti centralizzati, regolati a livello condominiale, sono più sistematicamente in funzione tutti i giorni (96.4%), diversamente dagli autonomi (86.9%) e dagli apparecchi singoli (76.8%), la cui accensione viene stabilita direttamente dagli utilizzatori (Tabella B.5).

Numero medio di ore di accensione dell'impianto di riscaldamento in una giornata invernale media è in Italia 7.5 h. Le famiglie del Nord usano per più ore gli impianti (oltre 9 h) seguite da quelle del Centro (7.04 h) e del Sud (6.20h).

Tabella B.5 - Percentuale famiglie per frequenza di utilizzo dell'impianto di riscaldamento dell'abitazione durante i mesi invernali, ripartizione per tipo d'impianto (fonte ISTAT [A]).

Tipologia d'impianto	Tutti i giorni o quasi [%]	Qualche giorno a settimana [%]	Qualche giorno al mese [%]	Solo occasionalmente quando serve [%]	Totale [%]
Impianto centralizzato	96.4	2.2	0.4	1.0	100.0
Impianto autonomo	86.9	7.3	1.3	4.5	100.0
Apparecchi singoli	76.8	9.0	2.9	11.2	100.0
Italia	86.5	6.8	1.5	5.2	100

La Campania si posiziona al penultimo posto (solo prima della Sicilia) come numero di ore di funzionamento degli impianti di riscaldamento delle abitazioni (5.4h), sotto il valore medio nazionale e dell'area geografica (Figura B.7).

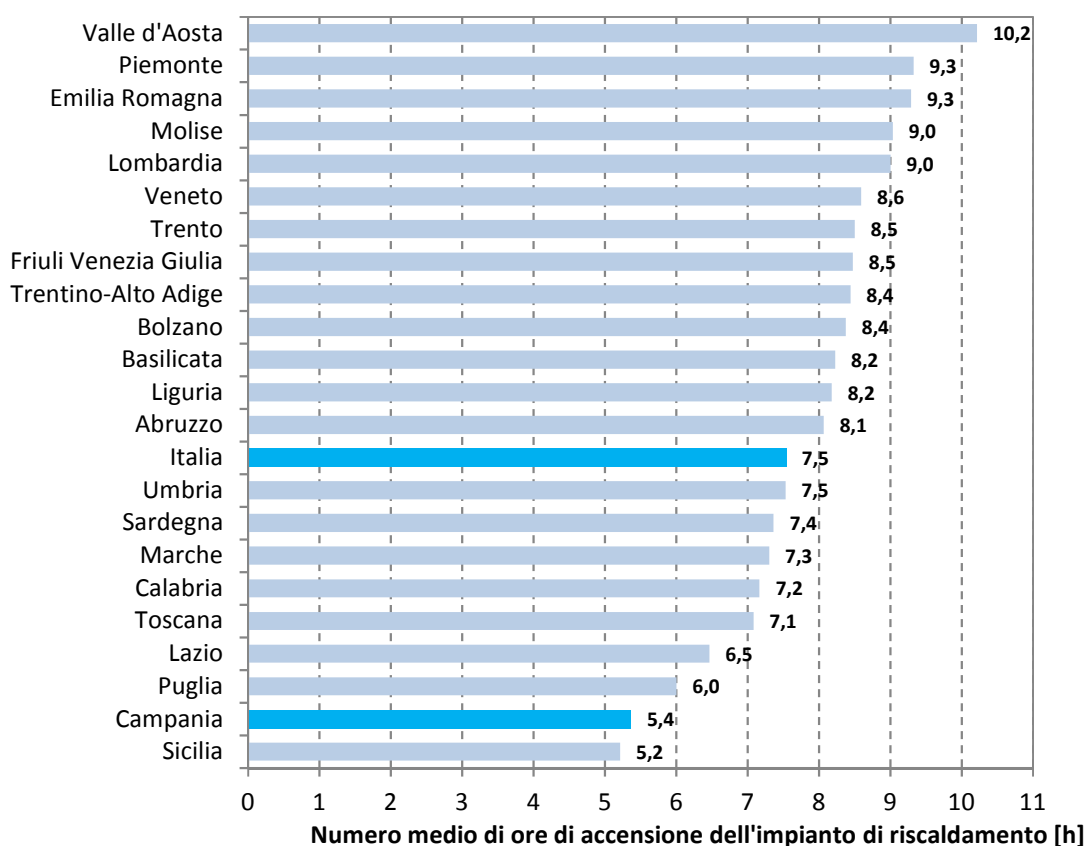


Figura B.7 - Numero medio di ore di accensione dell'impianto di riscaldamento in una giornata invernale media, ripartizione per regione (fonte ISTAT [A]).

Considerando i diversi tipi di impianti dalla Tabella B.6 si vede che mediamente in Italia gli impianti centralizzati sono quelli tenuti in funzione per più ore (9.1 h). Per 8.23 h sono accesi gli apparecchi singoli e infine per sole 7.23 h gli impianti autonomi. La Campania costituisce un'anomalia rispetto alla situazione nazionale, infatti, in regione sono accesi più a lungo gli impianti singoli (6.22 h), meno quelli centralizzati e ancora meno quelli autonomi, con sole 5.14 h (valore più basso in Italia).

Tabella B.6 - Numero medio di ore di accensione dell'impianto di riscaldamento in una giornata invernale media per tipologia di impianto, ripartizione e regione (fonte ISTAT [A]).

Regione	Impianto centralizzato [h]	Impianto autonomo [h]	Apparecchi singoli fissi o portatili [h]	Media totale [h]
Piemonte	9.56	8.53	11.20	9.33
Valle d'Aosta	10.24	10.02	11.04	10.22
Lombardia	10.04	8.20	10.11	9.01
Trentino Alto Adige	8.38	8.19	9.59	8.44
<i>Bolzano</i>	<i>8.46</i>	<i>8.10</i>	<i>9.35</i>	<i>8.38</i>
<i>Trento</i>	<i>8.24</i>	<i>8.24</i>	<i>10.12</i>	<i>8.50</i>
Veneto	8.32	8.36	10.38	8.59
Friuli Venezia Giulia	9.11	8.15	10.13	8.47
Liguria	8.55	7.47	9.32	8.18
Emilia Romagna	9.41	9.20	10.53	9.29
Toscana	8.10	6.37	9.49	7.08
Umbria	7.27	6.58	10.28	7.53
Marche	8.31	7.07	9.52	7.31
Lazio	8.23	6.05	7.08	6.47
Abruzzo	8.04	7.23	10.56	8.07
Molise	7.21	8.33	11.17	9.04
Campania	6.08	5.14	6.22	5.37
Puglia	5.43	5.38	8.34	6.01
Basilicata	7.19	7.40	10.57	8.23
Calabria	6.23	6.57	8.05	7.17
Sicilia	5.17	5.18	5.28	5.22
Sardegna	5.52	6.48	8.23	7.37
Italia	9.10	7.23	8.38	7.54

Fra le famiglie con anziani (nuclei monocomponente o coppie con persona di riferimento ultrasessantacinquenne) il numero medio di ore di accensione del riscaldamento durante il giorno è maggiore, per tutti i tipi di impianto, rispetto a quello rilevato fra le famiglie con persona di riferimento più giovane (meno di 65 anni). Le differenze sono più accentuate per i sistemi autonomi (7 h e 50 min circa contro 7 h) e per gli apparecchi singoli (meno di 9 h contro 8 h), che consentono maggiori margini di regolazione e possono essere dunque adattati a una maggiore presenza in casa dei componenti più anziani durante l'arco della giornata [A].

Per quanto concerne il raffrescamento degli edifici in nessuna regione italiana si verifica che una percentuale maggiore del 36% delle famiglie attiva gli impianti di climatizzazione tutti i giorni nel periodo estivo (Figura B.8); più comune è l'impiego occasionale, mediamente il 36.7% delle famiglie italiane adotta questa strategia.

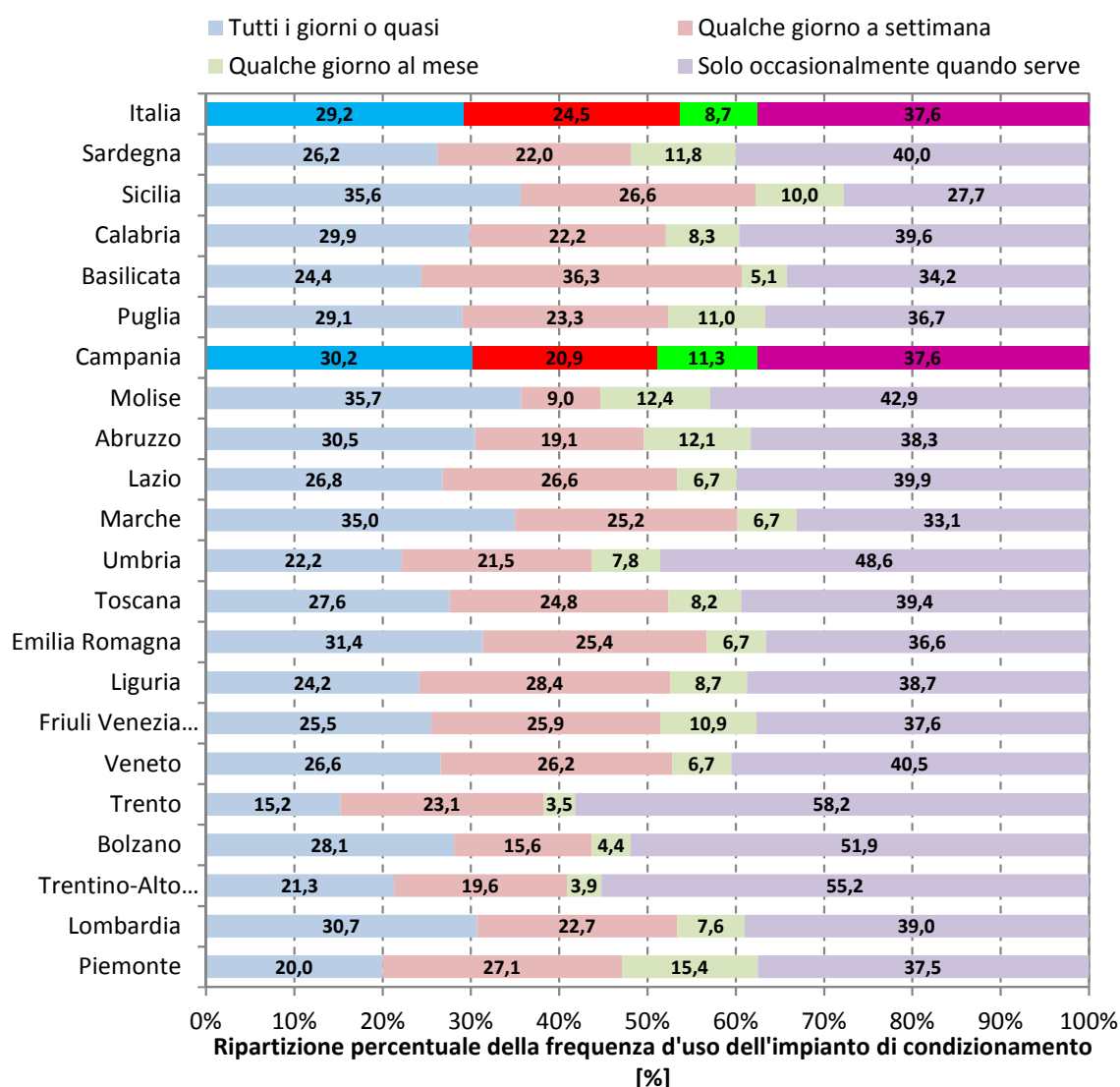


Figura B.8 - Percentuale famiglie per frequenza di utilizzo dell'impianto di condizionamento dell'abitazione durante i mesi estivi, ripartizione per regione (fonte ISTAT [A]).

Il comportamento delle famiglie campane è molto simile a quello medio nazionale specialmente per i numeri di chi accende l'impianto tutti i giorni o solo occasionalmente, maggiori differenze si osservano negli altri due scenari (accensione qualche giorno a settimana o qualche giorno al mese).

In termini di numero di ore di funzionamento degli impianti di raffrescamento durante un tipico giorno estivo dalla Figura B.9 si evidenzia che sono comunque nelle regioni del Nord gli impianti vengono fatti funzionare per più ore (per via del clima più continentale e per stile di vita), il primo posto addirittura lo detiene la provincia autonoma di Bolzano (circa 6 h). La media Italiana è di circa 4h e mezza al giorno. In Campania si tengono attivi gli impianti per poco più di 4 h e 20 min al giorno.

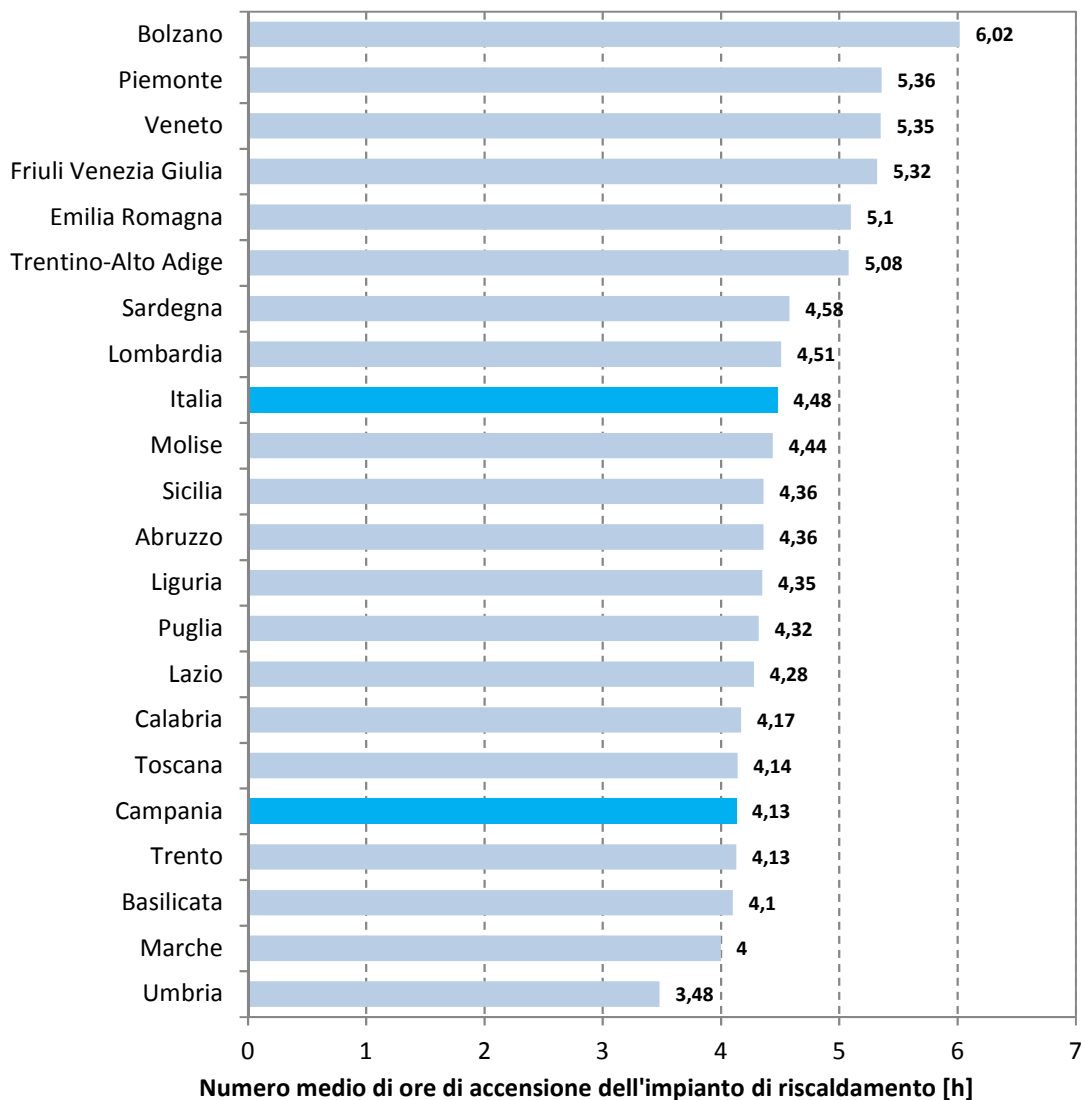


Figura B.9 - Numero medio di ore di accensione dell'impianto di condizionamento in una giornata estiva media, ripartizione per regione (fonte ISTAT [A]).

Se si considerano le diverse tipologie d'impianto, gli impianti autonomi (a differenza di quello che succede per il riscaldamento) sono quelli accesi per più tempo, in media 5.19 h in un giorno estivo. A seguire come tipo di impianto ci sono i sistemi a pompa di calore (accesi 4.51 h al giorno) e quelli per il solo raffrescamento fissi o portatili che operano per 4.38 h.

6.5. Caratterizzazione degli elettrodomestici e degli impianti di illuminazione

Per quanto riguarda i principali elettrodomestici, la diffusione di frigoriferi e lavatrici è pressoché totale; in Campania il 98.1% delle famiglie dispone di una lavatrice, valore più alto della media nazionale (96.2%). In quasi tutte le zone del paese, la dotazione

degli altri apparecchi (congelatori, lavastoviglie ed asciugatrici) riguarda solo una parte delle famiglie (Figura B.10). Mediamente ci sono più famiglie al nord e al centro che hanno ed utilizzano una lavastoviglie meno al meridione. La Campania con il 22% si colloca sotto la media nazionale e geografica, nel Mezzogiorno solo il 25% circa delle famiglie la utilizza.

Possiede (ed effettivamente utilizza) il congelatore una famiglia su quattro a livello nazionale, mentre nel Nord-est è presente nelle case di un terzo delle famiglie.

L'uso della lavastoviglie cresce all'aumentare del numero dei componenti della famiglia, dal 23% delle famiglie monocomponente a oltre il 50% dei nuclei con 5 componenti e più ed è più frequente nelle famiglie più giovani (36% dei nuclei con persona di riferimento under 65 contro 23% di quelli con persona di riferimento over 65).

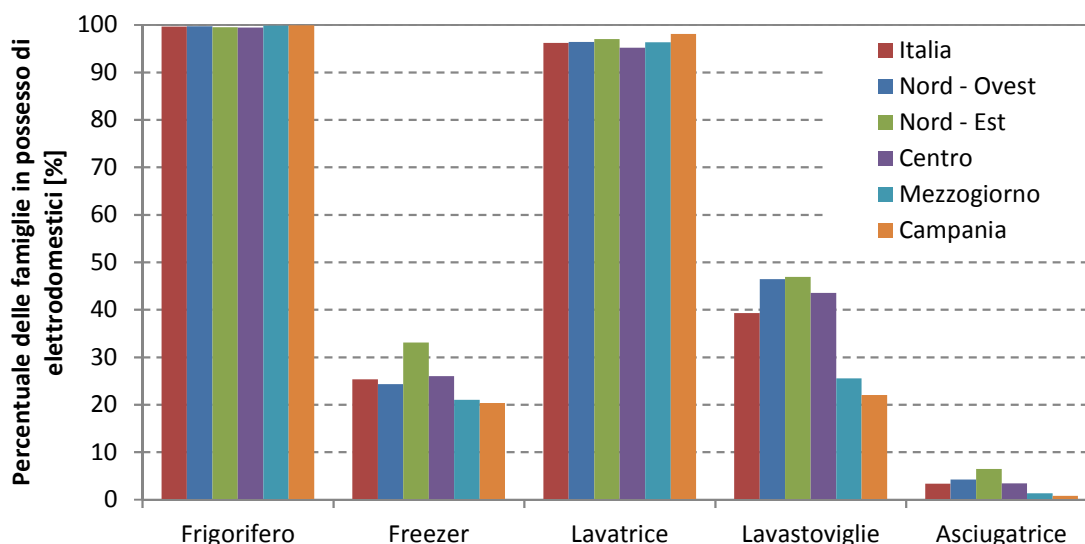


Figura B.10 - Percentuali di famiglie che posseggono elettrodomestici effettivamente utilizzati, ripartizione per tipologia di elettrodomestici e zona (fonte ISTAT [A]).

L'utilizzo di asciugatrici è piuttosto raro, riguarda poco più del 3% delle famiglie, mentre un ulteriore 3% dispone della funzione di asciugatura nella lavatrice. Ricorrono a questo elettrodomestico soprattutto le famiglie del Settentrione, dove le condizioni climatiche più sfavorevoli ne rendono maggiormente necessario l'utilizzo [A].

Di solito in Italia si fa più frequentemente uso della lavastoviglie che della lavatrice: le famiglie effettuano, infatti, in media 4.3 lavaggi a settimana in lavastoviglie e 3.5 in lavatrice (Figura B.11). Il numero di lavaggi aumenta al crescere del numero di

componenti della famiglia; pertanto in una famiglia monocomponente il numero medio di lavaggi settimanali è pari a 1.9 per la lavatrice e 2.6 per la lavastoviglie, nelle famiglie con 5 o più componenti si effettuano, rispettivamente, 6.8 e 5.8 lavaggi a settimana.

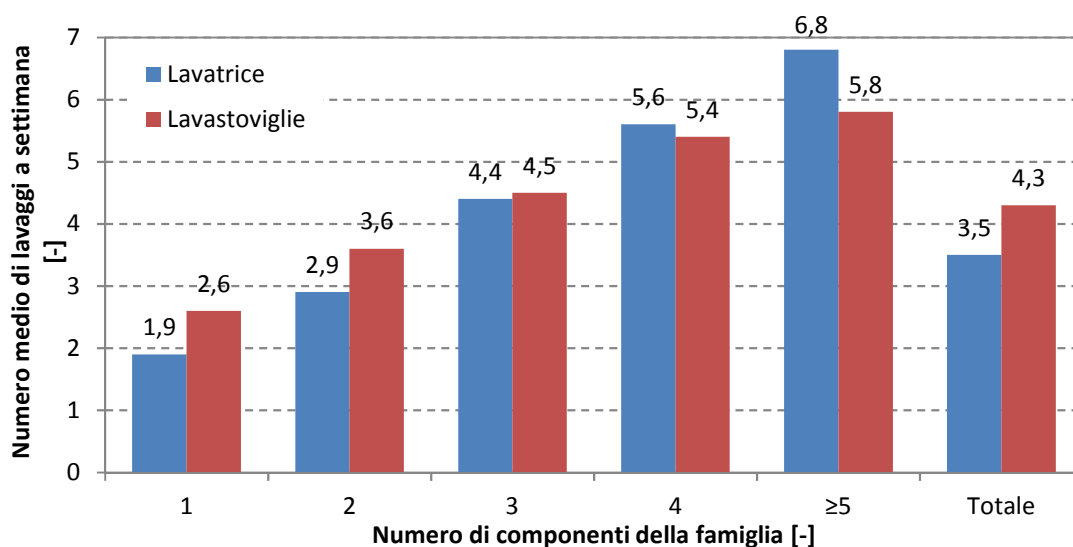


Figura B.11 - Numero medio di lavaggi a settimana in lavatrice e lavastoviglie per numero di componenti della famiglia (fonte ISTAT [A]).

Le lampadine a risparmio energetico rappresentano il 71.8% delle lampadine utilizzate in Italia, ciò testimonia il contributo di queste tecnologie sul fronte dell'efficienza energetica nel settore residenziale. Le lampadine tradizionali continuano a rappresentare il restante 28.2% nonostante non vengano più commercializzate dal 2010. Sono le famiglie del Centro (74.6%) e del Mezzogiorno (73.1%) a usare di più le lampadine a risparmio energetico, mentre nel Nord la percentuale non raggiunge il 70%. La Campania su questo fronte ha un comportamento assai virtuoso tanto da essere la prima regione d'Italia nell'uso di lampade a risparmio energetico (79.5% del totale).

Le lampadine di nuova generazione, che consentono un notevole risparmio energetico, restano accese mediamente per più tempo rispetto a quelle tradizionali, ciò si osserva in Italia e in Campania (Tabella B.7)

Tabella B.7 – Percentuali di lampadine usate per tipologia e numero di ore di accensione, ripartizione per regione (fonte ISTAT [A]).

Regione	Lampade a risparmio energetico				Lampadine tradizionali				Totale lampade
	Meno di 4 ore al giorno	Da 4 a 12 ore al giorno	Più di 12 ore al giorno	Totale a risparmio energetico	Meno di 4 ore al giorno	Da 4 a 12 ore al giorno	Più di 12 ore al giorno	Totale tradizionali	
Piemonte	71.6	24.8	3.6	69.2	84.6	13.5	1.9	30.8	100
Valle d'Aosta	73.2	25.6	1.2	69.3	85.1	14.4	0.6	30.7	100
Lombardia	71.7	25.5	2.8	70.5	83.5	15.1	1.3	29.5	100
Trentino-Alto Adige	71.7	27.0	1.3	65.8	86.1	13.4	0.5	34.2	100
Bolzano	71.8	27.4	0.8	59.4	88.5	11.4	..	40.6	100
Trento	71.6	26.7	1.7	72.1	82.7	16.2	..	27.9	100
Veneto	71.6	25.9	2.5	71	87.0	12.5	0.5	29	100
Friuli Venezia Giulia	73.3	25.6	1.1	69.3	87.3	12.4	0.3	30.7	100
Liguria	71.7	27.0	1.3	65.2	85.1	13.2	1.7	34.8	100
Emilia Romagna	72.5	25.0	2.5	71	82.8	16.3	0.9	29	100
Toscana	74.6	23.8	1.6	76.2	87.7	11.4	0.9	23.8	100
Umbria	74.8	23.0	2.2	75.3	89.3	10.1	0.6	24.7	100
Marche	71.8	25.7	2.5	68.5	85.5	14.1	0.4	31.5	100
Lazio	75.9	22.6	1.5	75	90.3	9.2	0.5	25	100
Abruzzo	72.9	24.5	2.6	73	89.5	9.2	1.3	27	100
Molise	68.7	29.4	1.9	66.8	83.5	16.0	0.5	33.2	100
Campania	73.5	24.7	1.8	79.5	87.9	11.8	0.3	20.5	100
Puglia	72.8	25.5	1.7	69.5	90.6	8.8	0.6	30.5	100
Basilicata	72.1	26.3	1.6	70.5	89.4	10.4	0.2	29.5	100
Calabria	74.9	22.4	2.6	73.2	86.7	13.0	0.2	26.8	100
Sicilia	72.8	25.2	2.0	68.5	90.1	9.3	0.6	31.5	100
Sardegna	72.6	24.8	2.6	76.8	93.4	6.0	0.7	23.2	100
Italia	72.9	24.9	2.2	71.8	86.9	12.2	0.9	28.2	100

Riferimenti Bibliografici

F. I consumi energetici delle famiglie, Report ISTAT:
<http://www.istat.it/it/archivio/142173>

Appendice C

Tavole cartografiche relative alla territorializzazione delle biomasse potenzialmente disponibili agricole, zootecniche, forestali e agro-industriali in Campania

tavola A1

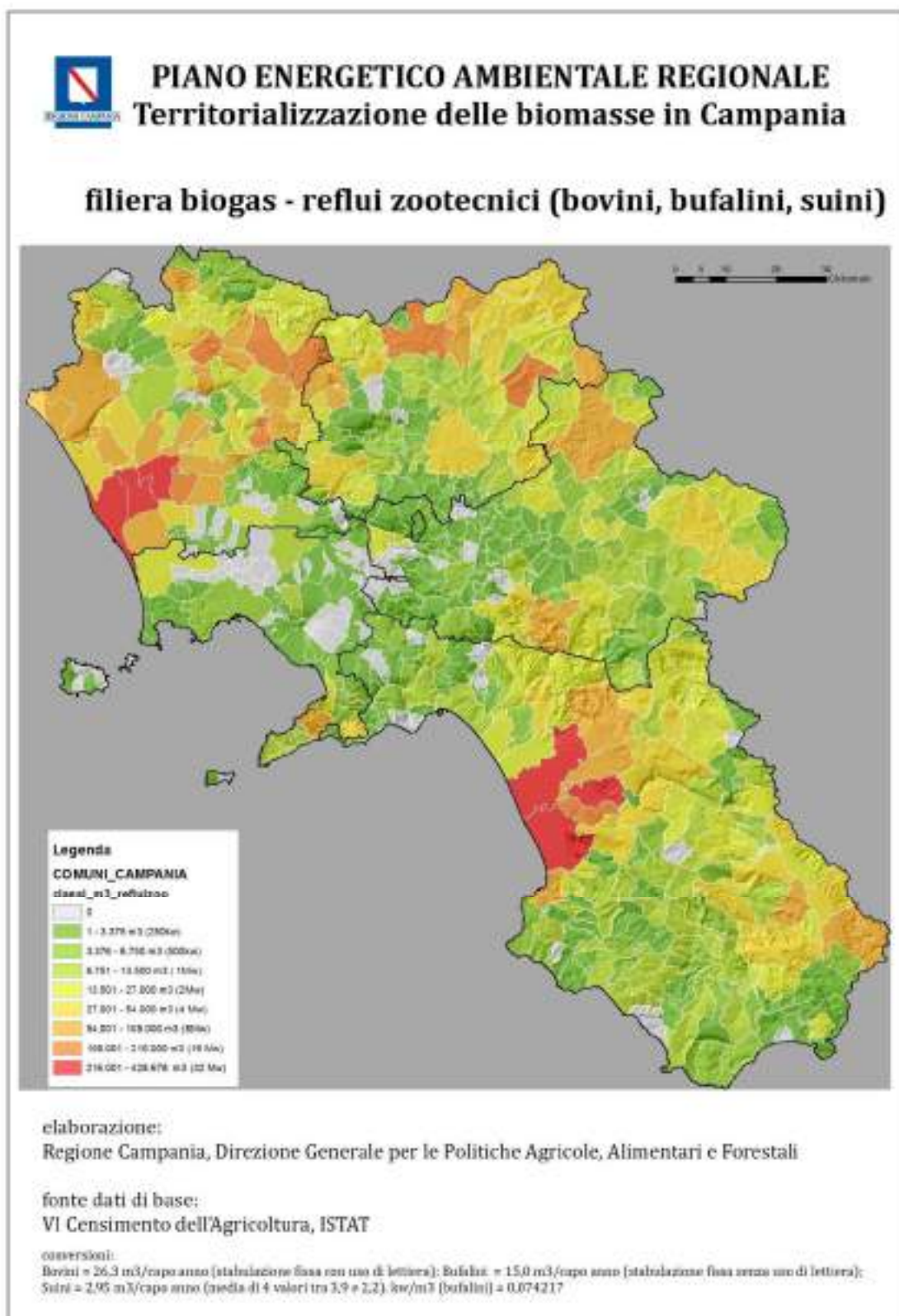


tavola A2

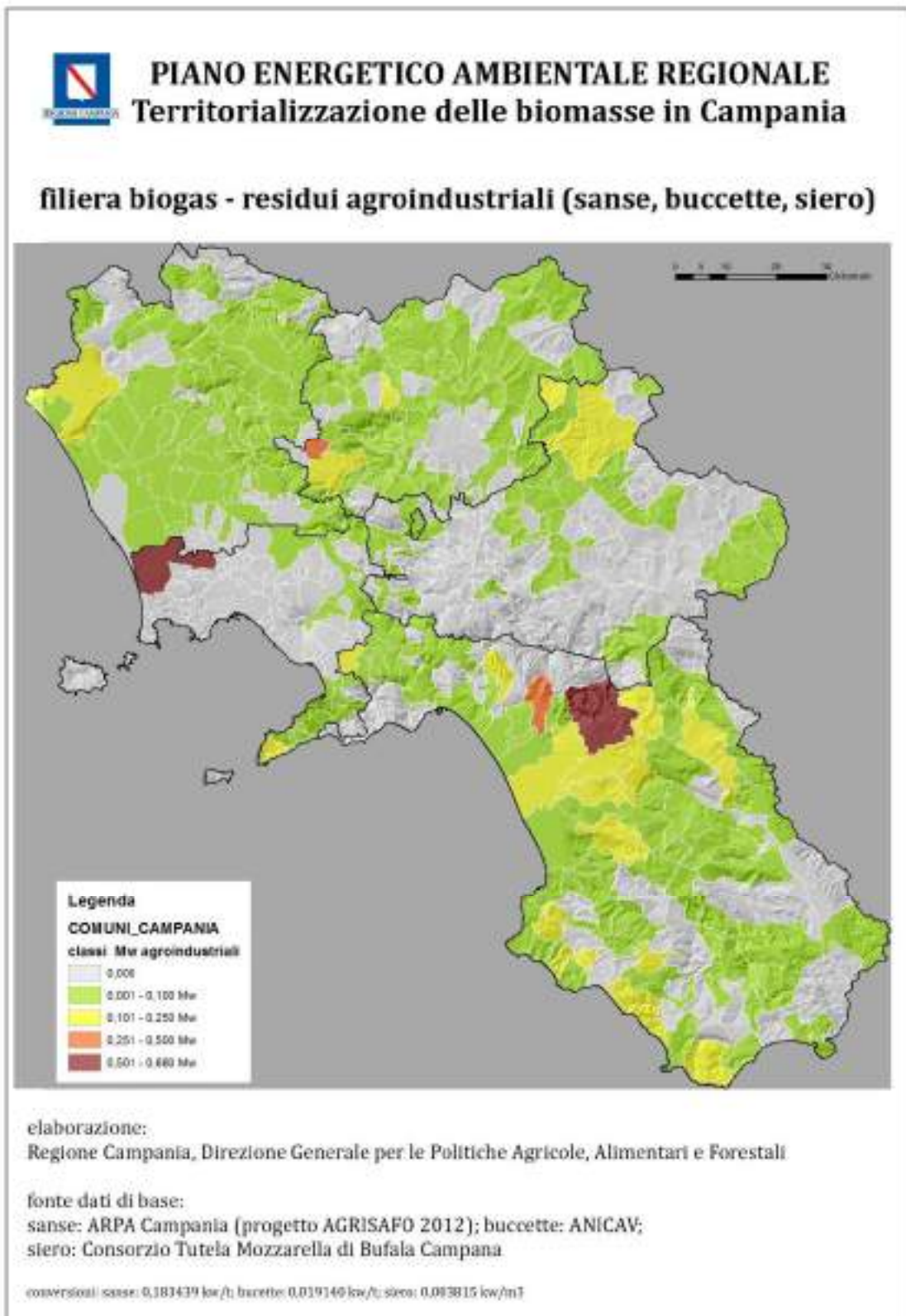


tavola A3

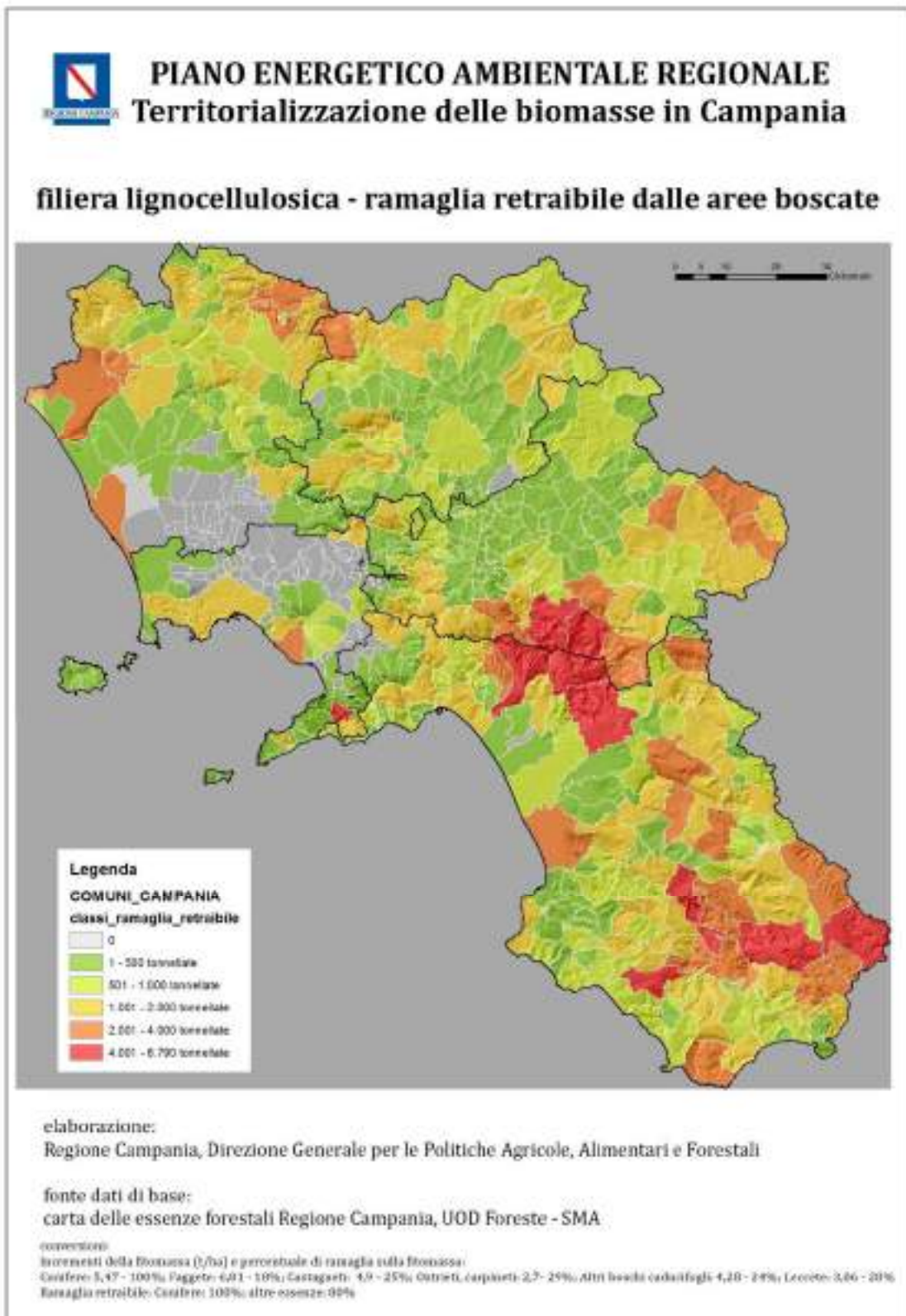


tavola A4

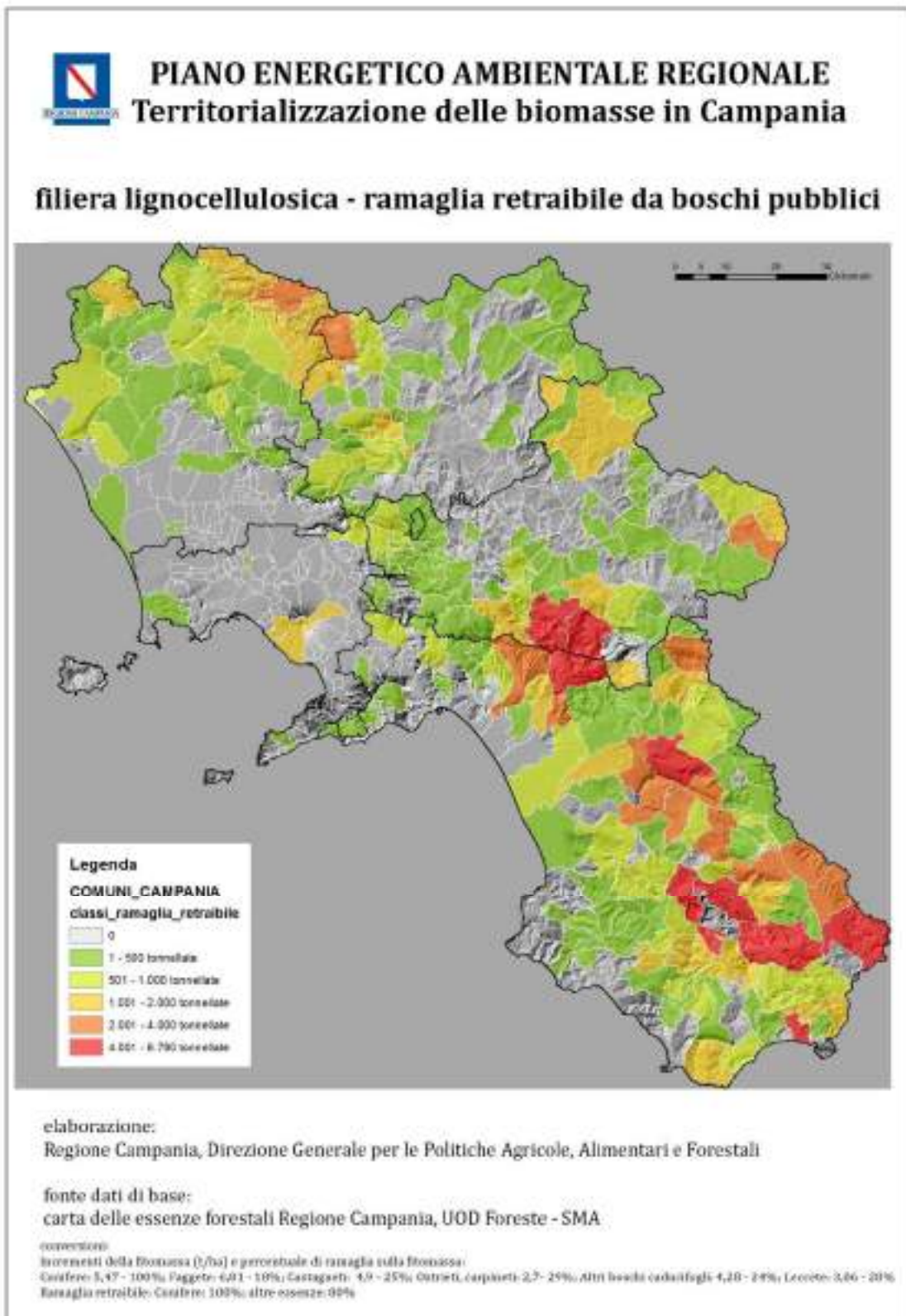


tavola A5

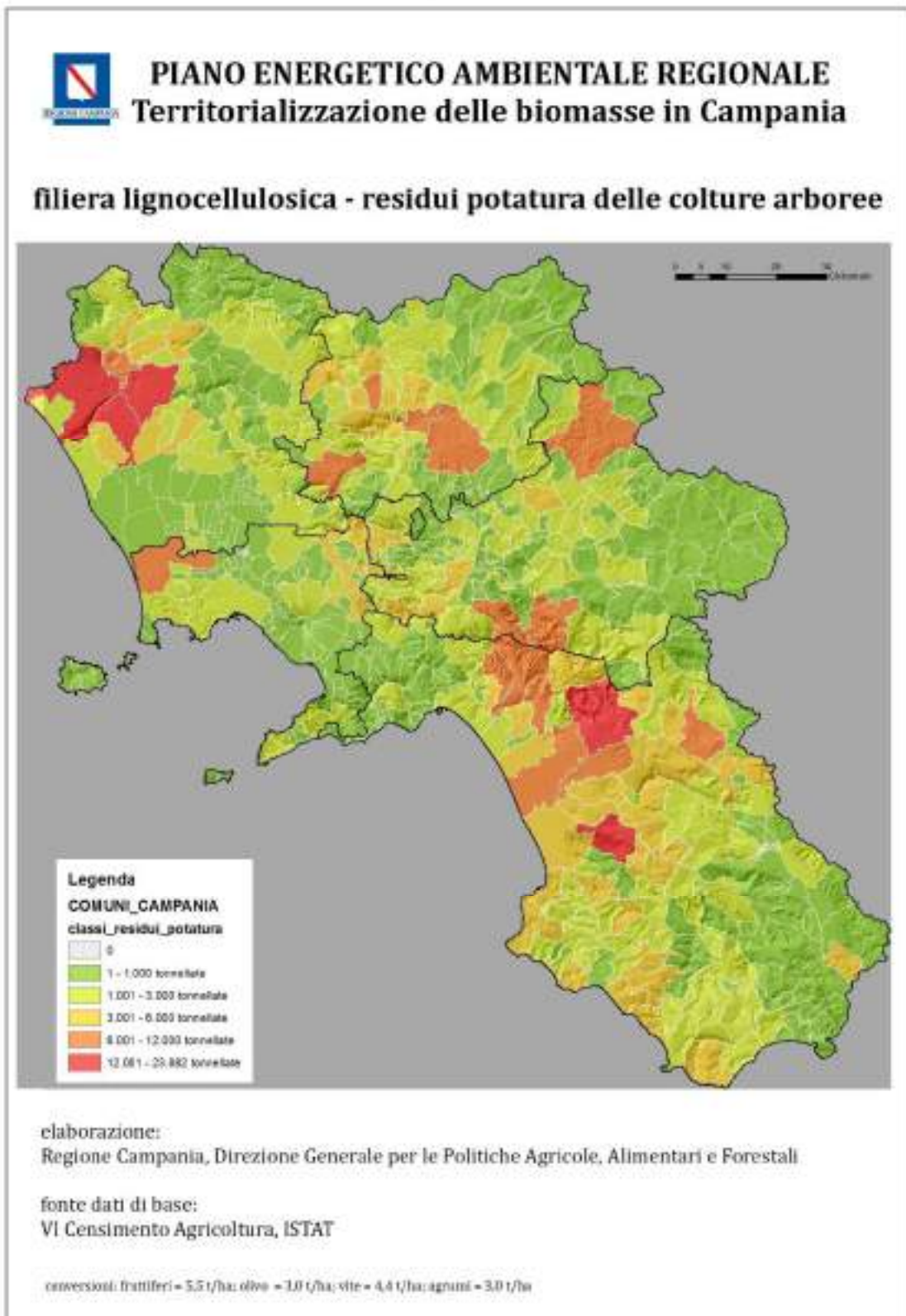
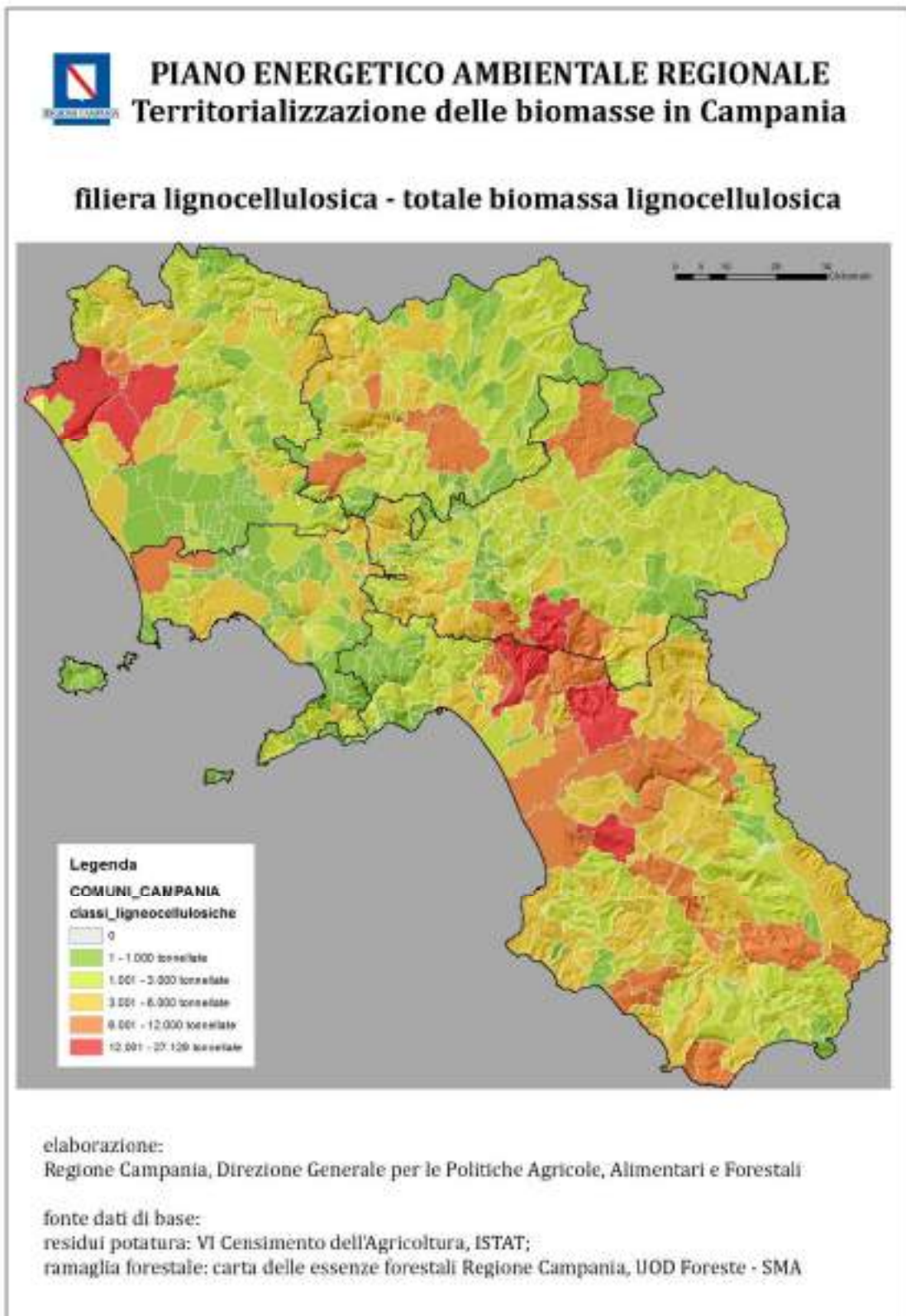


tavola A6



Appendice D

Bioenergie: le tecnologie e l'incidenza sul comparto energetico

Introduzione

Il Decreto Legislativo 28/2011 definisce la biomassa come “frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica proveniente dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l’acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”. Il medesimo Decreto fornisce ulteriori definizioni. Per “bioliquidi” si intendono “combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l’elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti dalla biomassa”. Biogas è “gas costituito prevalentemente da metano e da anidride carbonica prodotto mediante digestione anaerobica della biomassa” (Regolamento UE 147/2013). In particolare: a) gas di discarica: biogas prodotto nelle discariche dalla digestione dei rifiuti; b) gas da fanghi di depurazione: biogas prodotto per fermentazione anaerobica dei fanghi di depurazione; c) altro biogas: biogas prodotto per fermentazione anaerobica dei prodotti agricoli, dei liquami zootecnici e dei rifiuti di macelli, birrerie e altre industrie agroalimentari. Infine per “biocarburanti” si intendono carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa.

L’analisi dell’impiego energetico della biomassa passa per la considerazione della molteplicità dei comparti energetici (industriali e civili) di destinazione (raggruppabili in prima istanza in generazione elettrica, termica e impiego nei trasporti) e la natura della fonte bioenergetica.

Una fonte energetica è rinnovabile quando il suo sfruttamento avviene in un tempo confrontabile con quello necessario per la sua rigenerazione. La biomassa può, in linea generale, essere inclusa tra queste fonti, precisando però che tale risorsa può essere considerata fonte di energia sostenibile e socialmente accettabile solo se gestita in modo appropriato, attraverso la attenta considerazione di una molteplicità di aspetti che includono: la comparabilità dei tempi di utilizzo della risorsa con quello di ripristino, la competizione dell’utilizzo a fini energetici con altre finalità (tipicamente alimentari), la considerazione degli effetti indiretti di impatto ambientale collegati con le operazioni ancillari connesse con l’utilizzo energetico (trattamenti meccanici e chimico/fisici, trasporto e stoccaggio) nonché con gli effetti di medio/lungo termine connessi con interventi nel ciclo naturale della biosfera vegetale e dei suoli sui quali la biosfera incide.

La diffusione della biomassa sul territorio nazionale e regionale, che verrà analizzata in un capitolo a parte, la rende una fonte energetica in grado di mitigare la problematica della sicurezza degli approvvigionamenti e di stabilire condizioni locali per lo sviluppo economico ed occupazionale.

Nel contesto italiano, le principali risorse di biomassa sono:

- Residui agricoli (paglie di cereali, residui verdi);

- Residui forestali e della lavorazione del legno (frascumi, ramaglie, scarti);
- Residui agroindustriali e dell'industria alimentare (vinacce, sanse, pannelli oleosi);
- Frazione organica dei rifiuti solidi urbani;
- Rifiuti zootecnici;
- Colture energetiche erbacee ed arboree dedicate.

La Figura 1 rappresenta in forma sintetica i differenti percorsi di trasformazione diretti ed indiretti per la produzione di energia (elettrica, termica o biocarburanti per trasporti) in relazione alla natura della biomassa di origine.

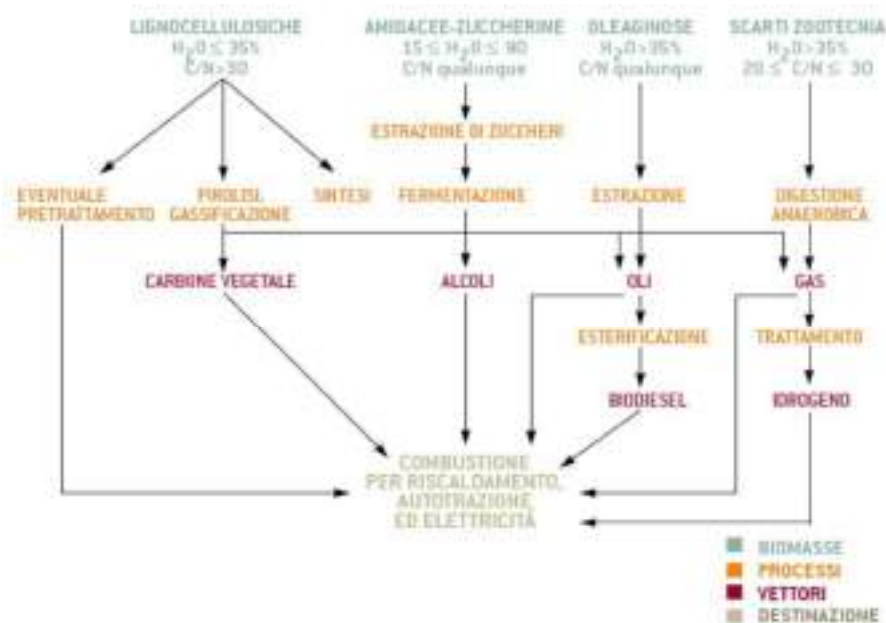


Figura 1. I percorsi di trasformazione della biomassa in funzione della sua natura e provenienza.

La Figura evidenzia la combinazione di processi termochimici e biochimici/fermentativi:

Processi termochimici: sono basati sulla esposizione della biomassa a temperature elevate, in grado di attivare trasformazioni chimiche di diversa natura, in dipendenza

dell'atmosfera alla quale la biomassa è esposta, dalla temperatura stessa e dalla eventuale presenza di agenti catalitici in grado di promuovere il decorso selettivo dei processi desiderati. Per tali processi sono utilizzabili i prodotti ed i residui cellulosici e legnosi in cui il rapporto C/N abbia valori superiori a 30 ed il contenuto di umidità non superi il 30%. Le biomasse più adatte a subire processi di conversione termica sono quindi la legna e tutti i suoi derivati (segatura, trucioli, ecc.); i sottoprodotti colturali di tipo ligno-cellulosico (paglia di cereali, residui di potatura della vite e dei fruttiferi, ecc.); alcuni scarti di lavorazione (pula, gusci, noccioli, ecc.).

Processi biochimici/fermentativi: ricavano energia da reazioni chimiche dovute alla presenza di funghi, enzimi e microrganismi che si formano nella biomassa sotto particolari condizioni. Per la conversione biochimica, impiegata per le biomasse non legnose in cui il rapporto tra il contenuto di carbonio ed il contenuto di azoto (detto rapporto C/N) sia inferiore a 30 e l'umidità alla raccolta superiore al 30%, risultano idonee le colture acquatiche; alcuni sottoprodotti colturali (foglie e steli di barbabietola, ortive, patata, ecc.); i reflui zootecnici; alcuni scarti di lavorazione (borlande, acqua di vegetazione, ecc.); la biomassa eterogenea immagazzinata nelle discariche controllate.

Alle principali categorie di trasformazione sopra richiamate possono essere associati processi di conversione chimica e chimico-fisica di medio-bassa temperatura, quali la transesterificazione di lipidi (nelle varie soluzioni: acida, basica ed enzimatica) e l'idrotrattamento, per lo più finalizzati alla produzione di biocombustibili liquidi "semplici".

Si possono stabilire importanti sinergie tra le filiere produttive riferite alla bio- e termo-conversione, ad esempio nella valorizzazione per via termochimica di biomasse non facilmente fermentabili, ovvero attraverso la conversione per via termochimica di biomassa in liquidi e/o gas fermentabili.

Processi di conversione termochimica di biomasse

Dalle biomasse è possibile, per combustione diretta, ottenere energia attraverso caldaie tradizionali o a letto fluido; con questo procedimento si genera vapore che può essere utilizzato per riscaldamento oppure per produrre energia meccanica o elettrica attraverso turbine tradizionali o in motori a combustione esterna. Le stesse biomasse possono essere, in alternativa, gassificate per alimentare turbine a gas o per altri usi energetici. Come ultima opzione, dalle stesse biomasse si possono ottenere, mediante pirolisi, combustibili solidi o liquidi.

Combustione diretta.

La combustione è una tecnologia pienamente matura e viene generalmente attuata in caldaie. La combustione di prodotti e residui agricoli si attua con rendimenti variabili dal 15% fino al 30% in dipendenza della scala e delle caratteristiche dell'impianto, se si utilizzano come combustibili sostanze ricche di glucidi strutturati (cellulosa e lignina) e con contenuti di acqua inferiori al 35%. I prodotti utilizzabili a tale scopo sono: legname; paglie di cereali; residui di raccolta di legumi secchi, di piante oleaginose (ricino, catramo, ecc.) e di piante da fibra tessile (cotone, canapa, ecc.); residui legnosi di potatura di piante da frutto o forestali; residui delle industrie agrarie; ecc. Una combustione a biomassa associata a un impianto a ciclo a vapore Rankine ha un rendimento elettrico netto dell'ordine del 25% per potenze intorno ai 10 MWe, per potenze inferiori i rendimenti sono più bassi. Alternativa alla combustione mono-combustibile, è rappresentata dalla co-combustione in impianti tradizionali di combustibile fossile con una frazione di biomassa.

A livello nazionale gli impianti di produzione di energia elettrica (o combinati energia elettrica e calore, detti di cogenerazione) alimentati a biomasse solide in esercizio sono circa 200 (inclusi 4 grandi impianti di co-combustione con carbone in Sardegna) per una potenza complessiva di circa 2.500 MWe ed una produzione annua di elettricità pari a circa 2.500 GWh. La loro distribuzione sul territorio presenta una netta prevalenza di impianti nel Nord (74%), seguita dal Sud (14%) e dal Centro (12%). Nel meridione prevalgono impianti con taglie più elevate e tipicamente finalizzati solo alla produzione di energia elettrica, con una potenza installata media di 10 MWe, mentre nel Nord e nel Centro le potenze medie sono rispettivamente di circa 7 e 2 MWe, in prevalenza impianti di cogenerazione. A questi impianti vanno aggiunti quelli finalizzati unicamente alla produzione di calore, spesso collegati a reti di teleriscaldamento, e per la quasi totalità ubicati nel Nord, di cui però manca ad oggi un censimento attendibile.

Per la combustione diretta delle biomasse si utilizzano due possibili tecnologie: impianti di combustione a griglia fissa o mobile, e impianti di combustione a letto fluido (Figura 2).

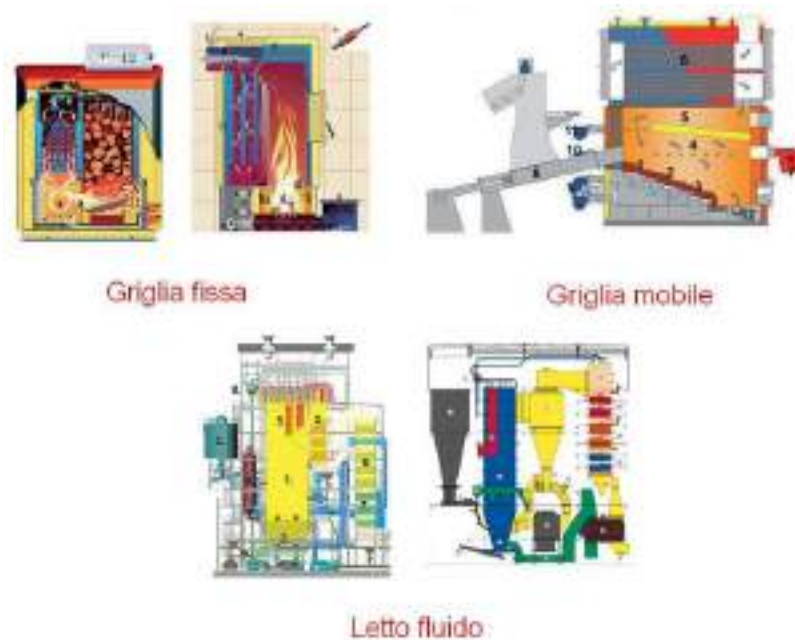


Figura 2. Tipologie di sistemi di combustione diretta di biomassa solida.

Gli impianti di combustione a griglia fissa o mobile, studiati appositamente per la combustione di biomasse e rifiuti, possono essere dotati di griglie fisse, a barrotti mobili, a scosse, oppure ancora a rotative o a catena. In ogni caso la finalità è quella di realizzare una totale combustione del materiale immesso, garantendo con il sistema "griglia-camera di combustione" la riduzione massima possibile delle scorie di materiale non inerte e la riduzione degli inquinanti gassosi (ossidi di azoto, anidride carbonica, ossido di carbonio, ecc). Queste soluzioni sono di tipo classico e non richiedono particolare tecnologia per la gestione o per la conduzione. I gas di combustione generano vapore passando attraverso la caldaia, che viene poi utilizzato per la produzione di energia elettrica e, in alcuni casi, anche per usi termici (co-generazione). Le caldaie a griglia fissa sono generatori di piccola e media dimensione con potenza compresa fra 25 kW e 400-500 kW, impiegati a scala domestica o a servizio di mini reti di teleriscaldamento. Le caldaie a griglia mobile, invece, sono generatori caratterizzati da una potenza medio-grande, compresa fra ca. 100 kW ed alcuni MW, impiegati sia nel settore residenziale che in quello industriale.

Negli impianti a letto fluido la combustione del materiale avviene in apposite camere refrattarie nelle quali il combustibile, insieme ad un materiale granulare "inerte" costituente il letto, è mantenuto in sospensione tramite un flusso d'aria dal basso verso l'alto. Questo sistema si è dimostrato particolarmente efficace per ottenere la totale combustione di biomasse derivanti dai rifiuti. Infatti, con questa particolare tecnologia, i prodotti disomogenei per forma e per tipologia rimangono all'interno del letto fluido fino alla loro completa combustione. Un ulteriore vantaggio è l'uniformità di temperatura nella camera di combustione che permette di bruciare la biomassa a temperature relativamente basse (700 – 850°C) con una limitata produzione di sostanze inquinanti (NOx). Gli impianti di combustione a letto fluidizzato a biomassa/rifiuto

attualmente operanti in Italia hanno in maggioranza potenza compresa tra i 5 e i 20 MW, e sono sia del tipo bollente che circolante.

Nella Tabella 1 sono riportate le capacità tipiche delle caldaie in relazione alla quantità di biomassa necessaria (e quindi all'area di produzione/raccolta della biomassa). Come si può notare, per potenzialità basse le caldaie sono rivolte principalmente alla produzione di energia termica, per quelle intermedie alla cogenerazione di energia elettrica e termica (CHP) e per quelle più alte alla sola produzione di energia elettrica. In generale, la cogenerazione consente di incrementare l'efficienza energetica complessiva del sistema di conversione di energia, per cui è sicuramente di notevole interesse in quest'ambito.

Tabella 1 Criteri di selezione degli impianti di conversione termoelettrica da biomassa solida

Table 1 • Typical scale of operation for various sizes and types of bioenergy plants

Type of plant	Heat _{th} or power _{el} capacity ranges, and annual hours of operation.	Biomass fuel required (oven dry tonnes/year)	Vehicle movements for biomass delivery to the plant	Land area required to produce the biomass (% of total within a given radius).
Small heat	100 - 250 kW _{th} 2 000 hr	40 - 60	3 - 5 / yr	1 - 3% within 1 km radius
Large heat	250kW _{th} - 1 MW _{th} 3 000 hr	100 - 1200	10 - 140 / yr	5 - 10% within 2 km radius
Small CHP	500 kW _e - 2 MW _e 4 000 hr	1 000 - 5 000	150 - 500 / yr	1 - 3% within 5 km radius
Medium CHP	5 - 10 MW _e 5 000 hr	30 000 - 60 000	5 - 10 / day	5 - 10% within 10 km radius
Large power plant	20 - 30 MW _e 7 000 hr	90 000 - 150 000	25 - 50 / day and night	2 - 5% within 50 km radius

Gassificazione.

Il processo di gassificazione consiste nella parziale ossidazione di una sostanza in ambiente ad elevata temperatura (900 ÷ 1.000°C) per la produzione di un gas combustibile (detto gas di sintesi o syngas composto principalmente da idrogeno,

monossido di carbonio e altri contaminanti) di basso potere calorifico inferiore, variabile tra i 4.000 kJ/Nm³, nel caso più diffuso dei gassificatori ad aria ed i 14.000 kJ/Nm³, nel caso dei gassificatori ad ossigeno. Valori intermedi (10.000 kJ/Nm³) si ottengono nel caso di gassificatori a vapor d'acqua. Il syngas può poi essere utilizzato per generazione di energia elettrica e termica o convertito in combustibili liquidi o gassosi attraverso processi di sintesi di Fischer-Tropsch, del metanolo, degli alcool misti, o attraverso fermentazione. In Figura 3 si riporta uno schema sintetico dei possibili utilizzi del syngas.

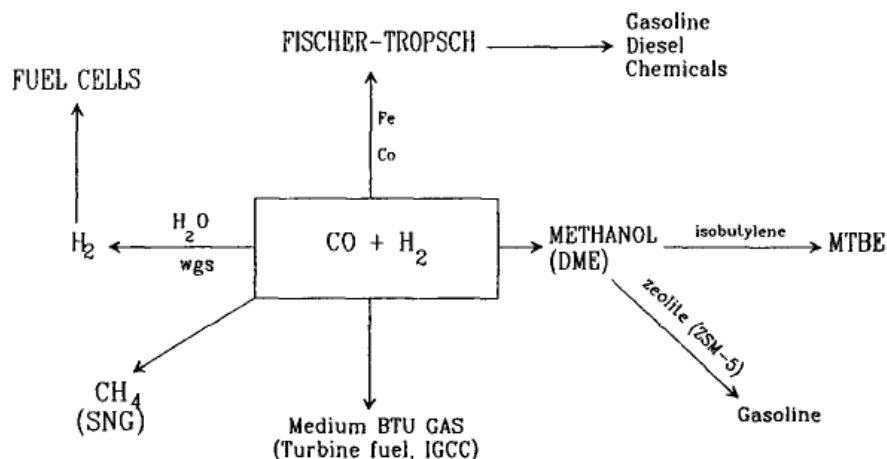


Figura 3 Percorsi di valorizzazione del syngas da gassificazione della biomassa

Il processo di gassificazione può essere realizzato in maniera molto semplice con un apparato a bassa tecnologia, come un gassificatore a letto fisso, oppure con una tecnologia più sofisticata che utilizza un gassificatore a letto fluido. Le proprietà e caratteristiche della biomassa alimentata (umidità, tenore di ceneri, dimensione delle particelle, ecc.) ed eventuali trattamenti preventivi (essiccazione, macinazione, pelletizzazione, ecc.) sono i parametri chiave per la progettazione e la scelta del tipo di gassificatore. Al di sopra del 30% in peso di acqua la gassificazione della biomassa è praticamente impossibile. Quindi in questo caso un'operazione di essiccazione è generalmente necessaria. Per quanto riguarda la dimensione delle particelle delle biomasse, quelle più grandi possono incastrarsi nei condotti di alimentazione e ostacolare la movimentazione del solido, mentre le particelle più piccole tendono ad agglomerarsi ed intasare gli spazi vuoti, all'interno dei quali dovrebbe fluire l'agente gassificante, aumentando le perdite di carico. I diametri tipici delle particelle alimentate oscillano tra i 20-80mm. Infine, bisogna tener conto anche del fatto che i metalli alcalini contenuti nelle ceneri sono basso fondenti e cominciano a fondere a temperature di circa 800°C, provocando l'agglomerazione delle particelle di biomassa nel letto, riducendo così il contatto con la fase gas. Le ceneri possono essere parzialmente eliminate dalla biomassa grezza di partenza con dei trattamenti preventivi di separazione, pena però l'aumento del costo finale dei prodotti. I processi differiscono per il modo in cui è alimentata la biomassa, la fonte di ossigeno, la temperatura di funzionamento e la pressione e la fonte di calore fornita per far

avvenire il processo che risulta essere endotermico ovvero che richiede la somministrazione di calore.

Si possono utilizzare una gamma di materie prime molto ampia e questa flessibilità può essere un vantaggio in termini di accesso anche a materie prime “lowest cost”.

Come precedentemente riportato esistono differenti tipologie di gassificatori che si differenziano per il tipo di realizzazione e per lo schema di contatto tra il combustibile e l'agente gassoso gassificante:

- Gassificatori a letto fisso;
- Gassificatori a letto fluido;
- Gassificatori a letto trascinato.

A loro volta i gassificatori a letto fisso si distinguono in base al moto relativo che internamente la biomassa affronta rispetto al flusso dell'agente gassificante; si dividono in:

- Equicorrente (downdraft);
- Controcorrente (updraft).

La maggior parte dei gassificatori in esercizio sono impiegati per la generazione di energia elettrica e termica. Il gas di sintesi viene bruciato con un normale bruciatore a gas oppure direttamente in motori a combustione interna. Questi, collegati ad un alternatore, producono energia elettrica. I rendimenti complessivi dei processi di gassificazione si attestano attorno al 75-80%. Gassificatori di piccola taglia (inferiore ad 1 MWe) sono sviluppati su scala commerciale e lavorano a pressione atmosferica a letto fisso, e la tecnologia tutto sommato è consolidata. Altre tecnologie di gassificazione, come il letto fluido, sono in fase di sviluppo e si prestano a taglie di impianto che vanno dai 2-3 MWe fino oltre 50 MWe. In generale devono essere sviluppati metodi più affidabili per movimentazione e alimentazione della biomassa nel gassificatore e il controllo della sua velocità di avanzamento, il controllo della temperatura e valutare l'effetto dell'agente gassificante sulle proprietà del prodotto.

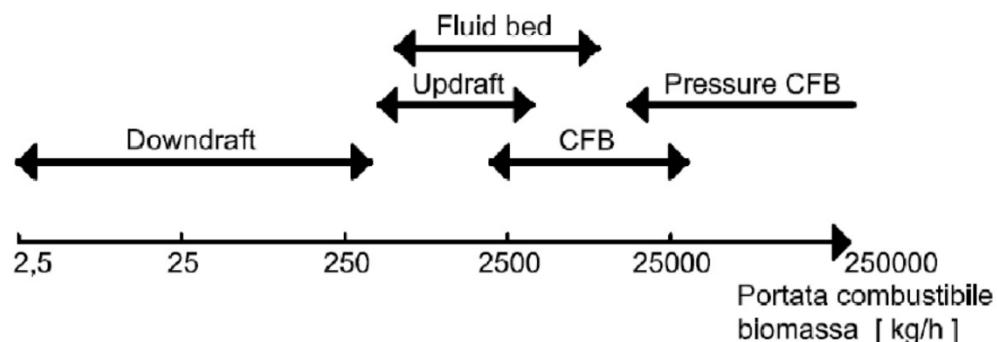
Si sta anche verificando la possibilità di utilizzare direttamente i gas di sintesi previo trattamento di pulizia in una turbina a gas o in celle a combustibile. Questi processi permetterebbero di realizzare impianti a elevato rendimento. I problemi connessi a questa tecnologia si incontrano a valle del processo di gassificazione e sono legati principalmente al basso potere calorifico del syngas ed alle impurità presenti (è necessario un cleaning spinto per l'abbattimento di polveri, tar e metalli pesanti). Progressi significativi sono stati fatti attualmente per l'abbattimento del tar, a livello commerciale sono comunque disponibili già tecnologie consolidate come gli scrub ad acqua.

Per quanto riguarda la possibilità di produrre fuels esistono impianti a livello commerciale o semi-commerciale per la produzione di metanolo ed etanolo, ed esiste un impianto dimostrativo per la produzione di combustibili liquidi derivanti dal processo Fischer-Tropsch. Lo sviluppo commerciale è limitato dal fatto che i processi di sintesi a valle della produzione di syngas richiedono, in aggiunta alla eliminazione delle impurità un preciso rapporto idrogeno/monossido di carbonio che è fortemente influenzato dall'umidità delle materie prime e le condizioni di esercizio. Tuttavia lo sviluppo di un processo altamente efficiente per la conversione di syngas, può rendere complessivamente la produzione di combustibili ad emissione di gas serra molto basso e con costi competitivi rispetto ai processi che utilizzano risorse fossili.

Una ricognizione generale dei punti di forza e degli svantaggi delle differenti tipologie di gassificatori di biomassa è riportata in Tabella 2. La Figura 4 riporta i criteri di selezione della tecnologia di gassificazione correlati alla potenzialità. Infine, in Figura 5 sono sinteticamente elencati i fattori tecnologici che ancora presentano elementi di criticità per la piena diffusione di impianti di gassificazione di biomassa e dell'impiego efficiente del gas di sintesi.

A completamento della rassegna, la Figura 6 evidenzia i valori correnti del parametro TRL (Technology Readiness Level) di processi alternativi di valorizzazione della biomassa attraverso l'impiego del gas di sintesi su percorsi diversi dalla combustione diretta.

Tabella 2 Vantaggi e svantaggi delle diverse tipologie di gassificatori



Reactor type	Fixed bed		Fluidized bed	
Criteria	Countercurrent	Cocurrent	Bubbling bed	Circulating bed
Technology	(-) Hot spots with exothermic reaction		(+) Best temperature distribution	
	(-) Possible ash fusion on grate		(-) Conflicting temperature requirement	
	(-) Channelling possible		(+) Good gas solid contact and mixing	
	(-) Low specific capacity		(+) High specific capacity	
	(-) Long periods for heat-up		(+) Easily started and shut down, fast heat-up	(+) Very fast heat-up
Use of material	(+) High ash content feedstock possible		(+) Tolerates wide variations in fuel quality	
	(-) Large pellets as uniform as possible needed		(+) Broad particle-size distribution	
	(-) Extensive gas cleanup needed	(+) Relatively clean gas is produced	(-) High dust content in gas phase	
Use of energy	(+) High carbon conversion efficiency		(+) High carbon conversion efficiency	
Environmental	(+) Molten slag possible		(-) Ash not molten	
Economy	(-) High investment for high loads		(+) Low investment	

Figura 4 Criteri di selezione della tipologia di gassificatore in funzione della potenzialità.

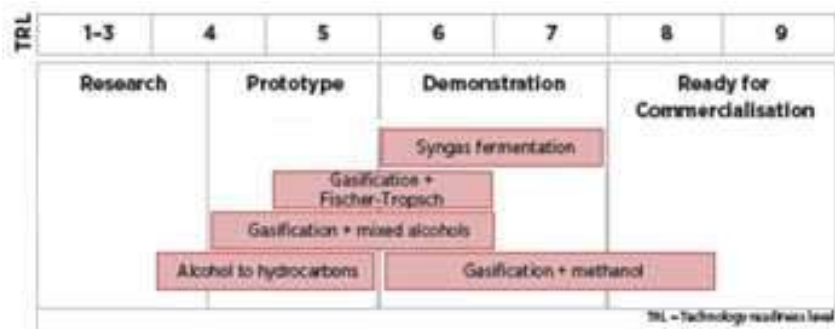


Figura 5 Priorità tecniche per la piena commercializzazione di impianti di gassificazione della biomassa

Figura 6 Stima del TRL (Technology Readiness Level) di sistemi per la gassificazione della biomassa e la valorizzazione del syngas

Table 9: Technical barriers and needs relating to the commercialisation of biomass gasification and syngas cleaning

Technical barriers	Technical needs
The more established gasification systems require high quality, homogeneous feedstocks in order to operate reliably and efficiently. Entrained flow gasifiers have strict specifications relating to particle size and moisture. Fluidised bed gasifiers are susceptible to agglomeration of the inert bed material by molten ash (or slagging) which reduces performance and availability.	Robust gasifier performance with industrially relevant biomass feedstocks, i.e. that meet an achievable specification. Alternatively, use of more flexible gasifier designs able to handle mixed feedstocks, such as plasma gasifiers.
Most downstream processes require a high-quality syngas, and therefore the raw syngas must be cleaned to remove dust, alkali metals, halogens, sulphur, tars and potentially CO ₂ . This process usually means the crude syngas must be cooled, cleaned in a variety of different steps (such as filtering, reforming, quenching, polishing), and then compressed and heated before final use. These changes in temperature and pressure can impact capital costs and increase energy demand.	Integrated processes optimized for energy efficiency, or the use of syngas clean-up technologies that operate at high temperatures in order to avoid large changes.
Technical challenges facing some systems	Technical needs
Some gasifier systems produce high tar levels, which can clog heat transfer equipment and pipes when they condense during cooling processes (fouling). This leads to increased corrosion and erosion, higher maintenance requirements to avoid pipe blockages or reduced performance.	Robust performance of the integrated gasifier and gas cleaning, and correct design to minimise fouling.
Fluidised bed gasifiers produce a relatively high fraction of hydrocarbons (methane, ethylene etc.) This reduces the process conversion yield for some processes and may increase the size of the downstream process units.	Efficient production of high-quality syngas by optimising the gasifier operating conditions.
Some gas cleaning processes (specifically low temperature processes such as water scrubbing) produce significant volumes of contaminated waste water.	Processes optimised to minimise the environmental and economic impacts of effluents, or installation of waste water treatment plants.

References: Abomas, 2015; FB 11, 2012; Griffin, 2012; US DOE, 2012; US DOE, 2013a; van Eijck, 2014; Vlasova, 2011; Wagner, 2012

Gassificatori a letto fisso:

In essi le biomasse riempiono tutto il letto. Il range di temperatura è ampio e ciò implica poco potenziale per lo scale up e richiesta di molto tempo per il riscaldamento. Possono essere utilizzati con feedstock con contenuto di ceneri abbastanza alto. Essi si dividono a loro volta in downdraft e updraft (Figura 7).

I gassificatori a letto fisso sono indicati per potenze medio-piccole, (fino a portate di combustibile di 2500 kg/h) in quanto comportano l'utilizzo di tecnologie costruttive e di gestione relativamente semplici e affidabili. Per potenze superiori, e dunque dimensioni superiori del reattore, si possono incontrare problemi relativi al deflusso interno della biomassa, detti problemi di ponteggio, che comportano oltre ad un flusso gassoso non omogeneo anche una distribuzione non ottimale delle temperature nella zona di reazione. Temperature non uniformi hanno ripercussioni sulle reazioni di gassificazione e dunque sulla composizione finale del syngas. Il syngas di norma è prodotto attraverso l'impiego di aria come agente gassificante, in accordo con la semplicità costruttiva, ed ha un potere calorifico inferiore compreso tra i 4 e i 6 MJ/Nm³.

Il combustibile di alimentazione è normalmente costituito da biomassa lignocellulosica ridotta di dimensione attraverso cippatura;

Gli svantaggi sono principalmente dovuti alla difficoltà di implementare questa tecnologia in taglie maggiori dove risulta difficoltoso ottenere distribuzioni ottimali delle temperature interne compromettendo così l'andamento delle reazioni. Il combustibile introdotto deve inoltre avere un basso grado di umidità, già idoneo all'utilizzo.

Updraft: i feedstock sono inseriti dall'alto e si muovono in contro corrente rispetto al gas ossidante, che invece viene inserito dal basso. Si incontrano 4 zone diverse in ordine (dall'alto verso il basso): essiccamento, pirolisi, riduzione (quella in cui avviene la produzione dei gas combustibili) e ossidazione. Visto che le biomasse incontrano subito la zona di essiccamento, possono avere umidità relativamente alta. Il char brucia nelle zone basse e così facendo fornisce l'energia necessaria alle reazioni. Questa è una tecnologia molto semplice e a basso costo che è stata sperimentata moltissimo, permette l'utilizzo di materiali oltre che ad alta umidità anche ad alto contenuto di ceneri, ed è caratterizzata inoltre da un'alta conversione del carbonio. Questo metodo ha però alcuni difetti: i gas ottenuti presentano un elevato contenuto di tar; inoltre c'è rischio di esplosioni in quanto l'ossigeno può incanalarsi lungo la biomassa sino ad arrivare fino alla sommità del gassificatore e reagire con i gas combustibili. Le ceneri possono essere raccolte secche o in forma di scorie semivetrificate in base al range di temperature adottate. Per esempio una temperatura massima di 1500°C comporterà la formazione delle suddette scorie. Queste scorie sono stabili e possono essere una fonte di guadagno vendendole ad industrie edili. La temperatura di uscita è comunque

relativamente bassa, di conseguenza l'efficienza termica è buona ma, nei tipici impianti, nel gas vi sarà un alto contenuto di tar e quindi sarà necessaria una pulizia abbastanza intensa. Vanno evitati dunque feedstock ad alto contenuto di volatili per cui si avrebbero ancora più tar nel gas.

Downdraft: il combustibile è inserito dall'alto e l'agente ossidante viene inserito da un lato. In questo caso l'energia necessaria è fornita dalla combustione dei prodotti gassosi della pirolisi. Si possono individuare le stesse zone del caso precedente, ma in un ordine diverso, come indicato nella figura seguente. Il gas prodotto fuoriesce molto caldo dal reattore (800-900°C), per cui deve essere raffreddato prima dell'impiego.

I vantaggi di questa tecnologia sono che i gas fuoriescono ad un'elevata temperatura implicando così bassi contenuti di tar. Anche in questo caso si tratta di una tecnologia semplice e a lungo sperimentata. Gli svantaggi sono invece il fatto che si ottengono gas contaminati da ceneri e char; inoltre non si possono utilizzare biomasse con umidità maggiore del 25% (non essendoci scambio termico tra il gas ad alta temperatura e la biomassa in ingresso, la fase di essiccazione è meno efficace e di pezzatura troppo grande (pezzature troppo elevate del combustibile che possono favorire fenomeni di ponteggio e intasamento della sezione di gola, i pellet sono ideali). La strozzatura nel mezzo riduce il rischio che i gas combustibili bypassino la zona. Il principale vantaggio consiste sempre nel produrre un gas con ridotto contenuto di tar e quindi adatto all'impiego in motori a combustione interna per cogenerazione su piccola scala previo raffreddamento ed eliminazione delle ceneri che contiene.

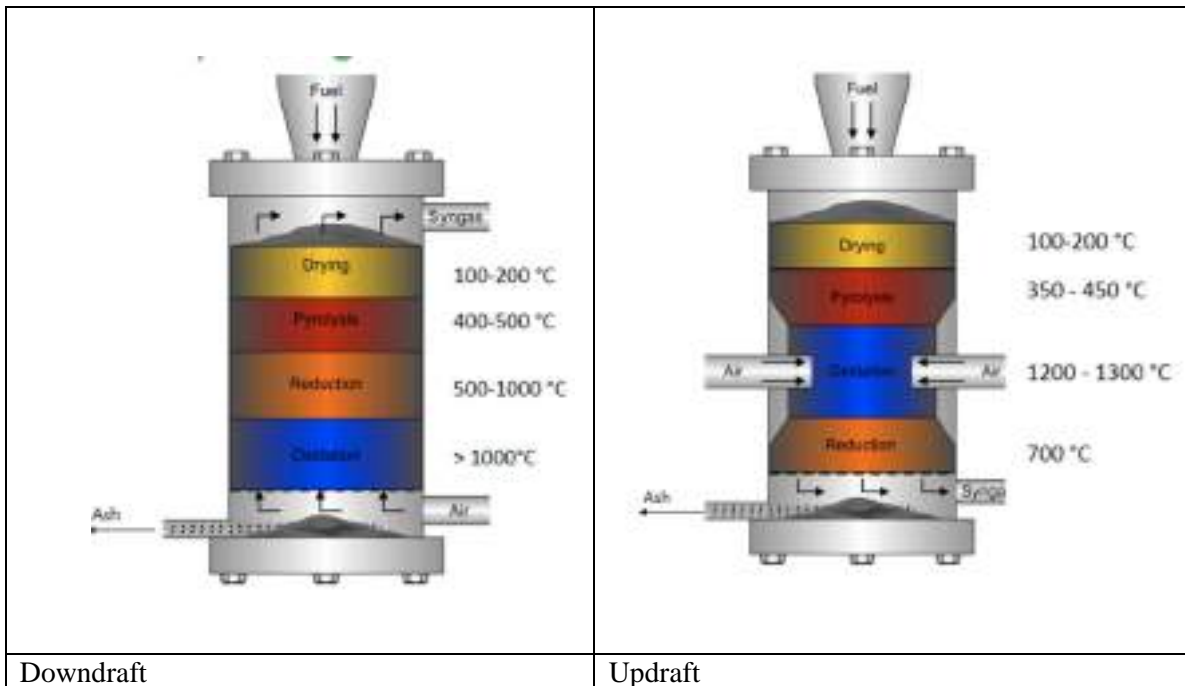


Figura 7 Tipologie di gassificatori a letto fisso.

Gassificatori a letto fluido

I gassificatori a letto fluido, in passato ampiamente utilizzati per la gassificazione del carbone, sono impiegati anche per la conversione di biomassa.

Per letto fluido si intende in generale una sospensione di particelle solide (generalmente sabbia silicea) in una corrente di gas (l'agente gassificante) immesso dal basso del letto con una velocità tale (superiore alla velocità minima di fluidizzazione) da vincere la forza peso sulle particelle del letto così da permettendogli di muoversi, che, raggiunta una determinata velocità, questo fa sì che il letto, composto da fase solida e da fase gassosa, si comporti come un vero e proprio liquido.

La tecnologia a letto fluido garantisce un'ottima miscelazione tra l'agente gassificante e la biomassa e rispetto ai sistemi a letto fisso, si ottiene una più uniforme distribuzione della temperatura nella zona di gassificazione, un aumento della velocità di reazione e una maggiore resa complessiva del syngas. Non vi sono parti mobili (come le griglie dei letti fissi) all'interno del reattore, rendendo la manutenzione relativamente semplice.

Il combustibile viene inserito lungo la lunghezza del reattore e le ceneri vengono raccolte tipicamente sul fondo tramite una valvola, mentre il gas combustibile man mano che si forma fuoriesce dall'alto. Non sono individuabili zone ad azione diversa come nel caso precedente, in quanto c'è elevata miscelazione. Le tipiche temperature sono minori di quelle nei reattori a letto fisso, e sono comprese tra i 700 e i 900 °C. Le temperature di esercizio, uniformi su tutto il reattore, sono mediamente pari a 800–900 °C, mentre le taglie sono sempre superiori a 1 MW. Il syngas ottenuto da questa categoria di gassificatori contiene comunque un significativo quantitativo di tar (superiore rispetto a quello presente nel gasogeno sviluppato dai gassificatori downdraft) nonché di particelle solide (char, cenere, sabbia) e pertanto le operazioni di pulizia sono ancora una volta necessarie.

Con questi sistemi, poi, è possibile operare anche in maniera pressurizzata, il vantaggio è quello di aumentare la capacità produttiva, e ridurre, o eliminare del tutto, la compressione a monte della turbina; questo nel caso in cui ovviamente il syngas venga utilizzato per alimentare un impianto turbogas.

Operando ad alta pressione poi diminuisce anche la tendenza a sinterizzare della cenere e si ha la possibilità di avere, rispetto ai gassificatori atmosferici, dimensioni più contenute dei reattori.

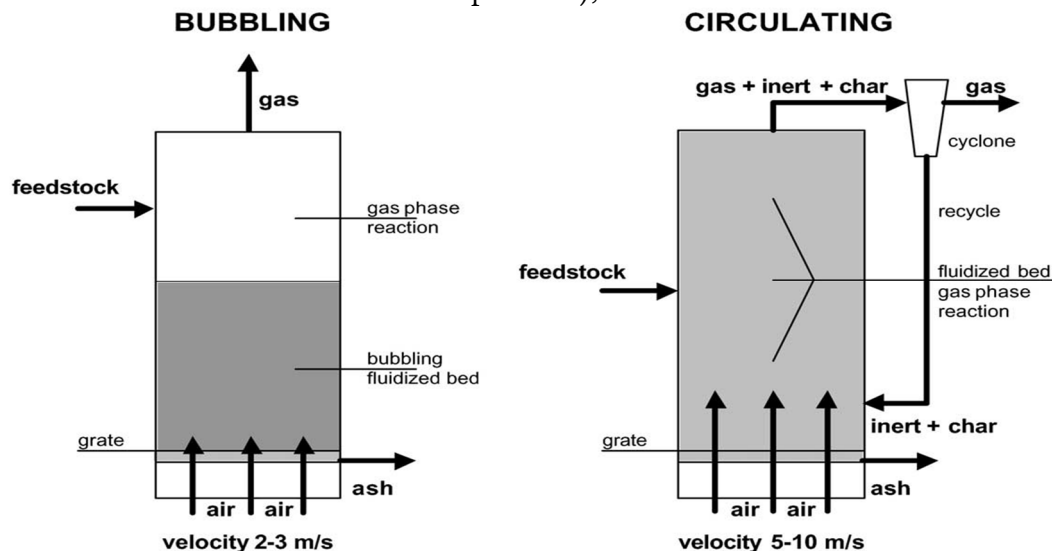
Se questi sono i principali aspetti positivi, non mancano tuttavia gli inconvenienti come ad esempio:

- la difficoltà nell'alimentazione della biomassa nel reattore;
- i costi di investimento maggiori rispetto a quelli sostenuti per i gassificatori atmosferici, bilanciati comunque da rendimenti più elevati (la convenienza economica si ha a partire da potenze di 30–50 MW);
- i dispositivi di pulizia a caldo del gas, che sono costosi e ancora in fase di sviluppo.

Allo stato attuale comunque l'utilizzo più efficace dei reattori PFB (pressurized fluidbed), per taglie superiori ai 100 MW, è quello connesso alla predisposizione di impianti IGCC (Integrated Gassifier Com-bined Cycle) dove la produzione di energia elettrica può raggiungere rendimenti anche del 35–40%. Possiamo individuare varie categorie di reattori a letto fluido (Figura 8):

- Bubbling bed: La velocità del gas è compresa solitamente tra 1 e 3 m/s ed è sufficiente a fluidizzare il letto, ma non è tale da far fuoriuscire parti dei solidi dal reattore. Un particolare tipo di Bubbling bed è l'Internally Circulating Bed, dotato di uno speciale distributore di gas fluidizzante che migliora la miscelazione radiale dei gas e dei solidi
- Circulating bed: la velocità è compresa tra i 5 e i 10 m/s e non è più distinguibile una netta superficie superiore: Questa velocità è infatti sufficiente a portare fuori dal reattore una parte dei solidi e dei gas che vengono successivamente immessi in un ciclone. I solidi uscenti dal ciclone vengono poi riciclati nel reattore.

I vantaggi dei reattori a letto fluido sono sicuramente la riduzione di rischio di sinterizzazione delle ceneri (in quanto l'elevata miscelazione riduce il rischio di creazione di zone ad elevata temperatura), la tolleranza del metodo all'utilizzo



particelle di dimensioni abbastanza variabili e grandi, e si tratta di una tecnologia ben nota. Inoltre è un metodo che permette uno scale up fino a grandi dimensioni. Lo svantaggio è sicuramente il costo comparativamente più elevato.

Figura 8 Gassificatori a letto fluidizzato

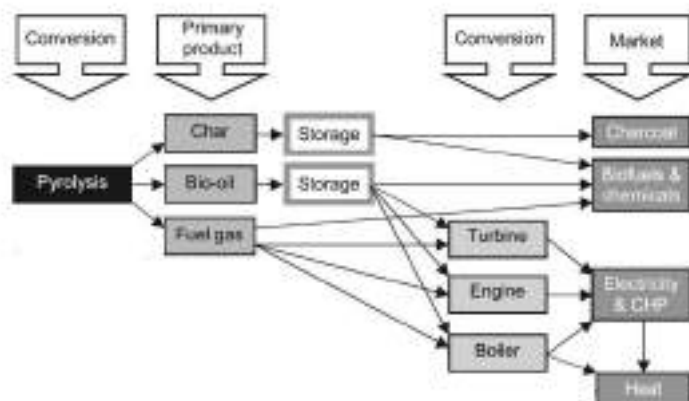
Pirolisi.

La pirolisi è un processo di decomposizione termochimica di materiali organici che si ottiene fornendo calore a temperature comprese tra 400 e 800°C, in assenza di un agente ossidante. I prodotti della pirolisi sono gassosi (syngas), liquidi (oli), e solidi (char che nel caso di biomasse viene definito biochar), in proporzioni che dipendono dai metodi di pirolisi (pirolisi veloce, lenta, o convenzionale) e dai parametri di reazione. In analogia con quanto visto per il processo di gassificazione, i prodotti di pirolisi possono essere utilizzati sia per la generazione di calore ed energia elettrica sia essere trasformati in combustibili per il trasporto come riportato nello schema di Figura 9.

Più specificamente si possono individuare le seguenti tipologie di pirolisi:

- Pirolisi lenta: avviene a bassa temperatura e lunghi tempi di reazione per massimizzare la resa in solido carbonioso a circa il 30% in peso, comprendendo circa il 50% del contenuto energetico dell'alimentazione.
- Pirolisi convenzionale: avviene a temperature moderate (max 400 - 500°C) e velocità medie di reazione per avere una produzione uguale di gas, liquido e carbone.
- Pirolisi veloce (o Fast Pyrolysis) a bassa o alta temperatura: la prima avviene a bassa temperatura (tipicamente a 500°C e mai superiori a 750°C) e a grande velocità di reazione e piccoli tempi di residenza (minori di 1 secondo) per massimizzare la resa in liquido (fino all'80% in peso) la seconda a temperature relativamente più alte (sopra i 700°C) per massimizzare la produzione di gas (fino all'80% in peso);

Il prodotto liquido finale può essere impiegato direttamente come combustibile di bassa qualità per caldaie o essere successivamente convertito in combustibile pregiato di impiego anche motoristico. A differenza del syngas prodotto durante la gassificazione l'olio può essere più facilmente stoccato e trasportato sia se il suo destino finale sia



quello del successivo upgrade che di utilizzo come combustibile in questa ottica quindi la pirolisi e in particolare la fast che massimizza la produzione di olii rappresenta una tecnologia particolarmente promettente per la valorizzazione delle biomasse. In figura sono riportati i processi di upgrade possibili dell'olio di pirolisi. Anche in questo caso come nel caso del processo di gassificazione la qualità e la composizione dell'olio ottenuto risultano determinanti per il successivo utilizzo.

Figura 9 Valorizzazione energetica dei prodotti di pirolisi della biomassa.

L'olio di pirolisi presenta reazione acida, elevata viscosità e contenuto elevato di acqua (Figura 10). Queste caratteristiche condizionano la stabilità allo stoccaggio, il trasporto e il suo successivo upgrade.

I principali metodi di upgrade del bio-olio possono essere di tipo fisico (filtrazione per la rimozione del char, addizione di solventi per la riduzione della viscosità, emulsione), catalitico (utilizzando le ceneri presenti nella biomassa stessa o processi di raffinaria (hydrotreating, cracking catalitico, esterificazione, gassificazione a syngas e successiva sintesi di idrocarburi e alcol) secondo quanto riportato in Figura 11.

Table 4 – Characteristics of bio-oil.		
Characteristic	Cause	Effects
Acidity or Low pH	Organic acids from biopolymer degradation	Corrosion of vessels and pipework
Aging	Continuation of secondary reactions including polymerisation	Slow increase in viscosity from secondary reactions such as condensation Potential phase separation
Alkali metals	Nearly all alkali metals report to char so not a big problem High ash feed, Incomplete solids separation	Catalyst poisoning Deposition of solids in combustion Erosion and corrosion Slag formation Damage to turbines
Char	Incomplete char separation in process	Aging of oil Sedimentation Filter blockage Catalyst blockage Engine injector blockage Alkali metal poisoning
Chlorine Colour Contamination of feed	Contaminants in biomass feed Cracking of biopolymers and char Poor harvesting practice	Catalyst poisoning in upgrading Discolouration of some products such as resins Contaminants notably soil act as catalysts and can increase particulate carry over.
Distillability is poor	Reactive mixture of degradation products	Bio-oil cannot be distilled – maximum 50% typically. Liquid begins to react at below 100 °C and substantially decomposes above 100 °C
High viscosity		Gives high pressure drop increasing equipment cost High pumping cost Poor atomisation
Low H:C ratio Materials incompatibility Miscibility with hydrocarbons is very low Nitrogen	Biomass has low H:C ratio Phenolics and aromatics Highly oxygenated nature of bio-oil Contaminants in biomass feed High nitrogen feed such as proteins in wastes	Upgrading to hydrocarbons is more difficult Destruction of seals and gaskets Will not mix with any hydrocarbons so integration into a refinery is more difficult Unpleasant smell Catalyst poisoning in upgrading NO _x in combustion
Oxygen content is very high	Biomass composition	Poor stability, Non-miscibility with hydrocarbons
Phase separation or In-homogeneity	High feed water, High ash in feed, Poor char separation,	Phase separation, Partial phase separation, Layering, Poor mixing, Inconsistency in handling, storage and processing
Smell or odour	Aldehydes and other volatile organics, many from hemicellulose	While not toxic, the smell is often objectionable
Solids	See also Char Particulates from reactor such as sand Particulates from feed contamination	Sedimentation Erosion and corrosion Blockage
Structure	The unique structure is caused by the rapid de-polymerisation and rapid quenching of the vapours and aerosols	Susceptibility to aging such as viscosity increase and phase separation
Sulphur Temperature sensitivity	Contaminants in biomass feed Incomplete reactions	Catalyst poisoning in upgrading Irreversible decomposition of liquid into two phases above 100 °C Irreversible viscosity increase above 60 °C Potential phase separation above 60 °C
Toxicity	Biopolymer degradation products	Human toxicity is positive but small Eco-toxicity is negligible
Viscosity	Chemical composition of bio-oil.	Fairly high and variable with time Greater temperature influence than hydrocarbons
Water content	Pyrolysis reactions, Feed water	Complex effect on viscosity and stability: Increased water lowers heating value, density, stability, and increase pH Affects catalysts

Figura 10 Proprietà dei bio-oli da pirolisi veloce di biomassa.

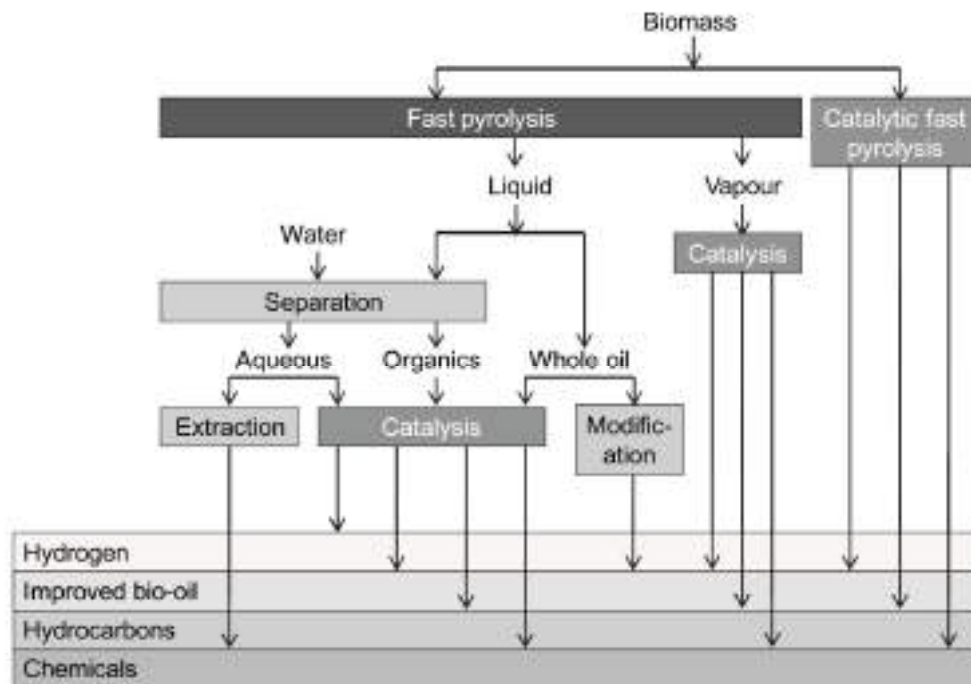


Fig. 9 – Overview of fast pyrolysis upgrading methods.

Figura 11 Processi per l'upgrade dei bio-oli da pirolisi veloce della biomassa.

I parametri chiave che influenzano la resa e la qualità dell'olio di pirolisi sono la qualità della biomassa, la temperatura, il tempo di permanenza e il tipo di reattore. Un rapido riscaldamento e raffreddamento è fondamentale per massimizzare la produzione di olio così come un'elevata velocità di trasferimento di calore.

La scelta del materiale con cui alimentare il reattore è strettamente collegata al prodotto finale che si vuole ottenere, soprattutto per quanto riguarda la composizione del legno in termini di contenuto in lignina e cellulosa. In termini generali la lignina produce alcool metilico mentre la cellulosa produce acido acetico. Per ottenere questi due prodotti è necessario quindi impiegare legno proveniente da piante a foglie caduche. Per ottenere carbone di legna è invece preferibile impiegare legno proveniente da piante sempreverdi. La biomassa da sottoporre a trattamento pirolitico deve subire un pretrattamento di essiccazione e riduzione della granulometria, tipicamente a dimensioni millimetriche. L'essiccazione è una fase sensibilmente influente sul rendimento del processo di pirolisi in quanto l'acqua contenuta nel materiale richiede un elevato calore di vaporizzazione, per questo motivo il tasso di umidità non deve

superare il 20%. È possibile raggiungere questo valore con un processo di essiccazione naturale (lento, ma che non impiega energia), oppure mediante l'impiego di forni a temperatura di 100°C, che garantiscono l'evaporazione dell'acqua contenuta nel materiale evitando la possibile accensione dello stesso.

Esistono numerose tipologie di reattori utilizzati: a letto fluido bollente o circolante, a tamburo rotante, a coclea riscaldata (Auger), tutti sviluppati per ottenere elevate velocità di trasferimento del calore. I reattori a letto fluido circolante risultano più costosi di quelli a letto fluido bollente ma possono raggiungere una produttività più elevata. Uno degli aspetti chiave nei reattori utilizzati commercialmente per il processo di pirolisi è il trasferimento di calore. Il calore viene generalmente fornito dalla combustione del char co-prodotto (si utilizza il 75% del char prodotto che tipicamente contiene il 25% dell'energia del feedstock). Questo aspetto è di particolare rilievo nel design e sviluppo dei gassificatori e attualmente si stanno sviluppando approcci diversi come per esempio fornire il calore attraverso la combustione di biomassa stessa o di altri combustibili ausiliari specialmente per avere un ricavo maggiore dalla vendita di coprodotti ad alto valore come il biochar. La rapida rimozione del char prodotto risulta essere un altro aspetto importante in quanto esso agisce come catalizzatore di cracking riducendo la resa della fase vapore. Solitamente vengono utilizzati cicloni per la rimozione tuttavia particelle di dimensioni più ridotte restano intrappolate nel liquido potendo continuare ad agire da catalizzatore e dar luogo ad ulteriori fenomeni di instabilità dell'olio

Pirolizzatori a letto fluido bollente

I letti fluidi bollenti, descritti precedentemente, sono come già detto reattori caratterizzati da un buon controllo della temperatura ed elevatissimi coefficienti di scambio termico pertanto è possibile ottenere rese di circa il 70-75 wt.%. Le dimensioni delle biomasse devono essere di 2-3 mm per ottenere elevate velocità di riscaldamento. Il tempo di permanenza dei vapori e del solido è controllato dalla velocità dei gas ed è più alto per il char che per i vapori. Le portate elevate di gas, richieste per lavorare in regime di letto fluido, comportano un'elevata diluizione della fase vapore che rende difficile la raccolta dei liquidi e aumenta le dimensioni degli impianti e costi di installazione maggiori. Viene coprodotto char (15 wt.% dei prodotti che rappresenta il 25% della biomassa alimentata) di dimensione e forma simile a quella della biomassa alimentata. La quantità di char può essere aumentata utilizzando un altro combustibile per fornire il calore. Esistono impianti pilota di diverse taglie (200 kg/h, Spagna; 75 kg/h e 400 kg/h, Canada; 250 kg/h, UK; tre impianti dimostratori in Cina da 600 kg/h).

Pirolizzatori a letto fluido circolante

Questa tipologia di reattori, ampiamente utilizzata nell'industria petrolchimica, ha le stesse caratteristiche dei reattori precedentemente descritti tranne per il fatto che il tempo di residenza del char è comparabile con quello dei vapori e dei gas. Il char è soggetto a fenomeni di attrition più spinti con conseguente maggior contenuto di esso nel bio-olio prodotto e quindi richiesta di trattamenti di rimozione del char più significativi. Il grande vantaggio sta nel fatto di poter avere potenzialità più elevate. Il calore viene fornito dal materiale circolante (meccanismo misto di convezione e conduzione nel riser) che si riscalda mediante il calore rilasciato dalla combustione del char che avviene nel secondo reattore. La produzione di biochar è praticamente ridotta in quanto questo viene come detto combusto, nel caso si raccolga risultata essere in forma di polvere fine. Esistono esempi di reattori di questo tipo aventi che lavorano con portate di combustibile di 650 kg/h (ENEL) e anche a 1700 kg/h (USA) e dimostrativi (Canada) con portate di 2000 kg/h fino a 1000 t d⁻¹

Pirolizzatori a cono rotante

E' una tipologia di reattore piuttosto innovative (ideata all'università di Twente e sviluppata dalla BTG). Lavora come i reattori precedentemente descritti solo che il trasporto è effettuato sfruttando la forza centrifuga che si sviluppa in un cono rotante piuttosto che mediante il gas. I vapori prodotti si raccolgono in modo tradizionale mentre la sabbia e il char prodotto vengono convogliati in un letto fluido che circonda il cono e quindi inviati ad un combustore a letto fluido separato in cui viene bruciato il char con conseguente riscaldamento della sabbia che è poi successivamente reintrodotta nel pirolizzatore a cono. E' necessaria comunque la presenza di un gas sia per il trasporto del materiale che per la combustione del char che tuttavia risulta essere molto inferiore rispetto a quello del letto fluido trascinato. La tecnologia risulta però più complessa. Anche in questo caso non si ottiene char come prodotto a meno che non si effettui il riscaldamento della sabbia mediante uso di un combustibile aggiuntivo. Le rese si assestano intorno al 60-70% su base secca. Impianti in grado di trattare dai 250 kg/h ai 50 t/d sono stati sviluppati ed è in via di sviluppo la taglia da 120 t/d.

Pirolizzatori a flusso trascinato

Questo tipo di reattori è basato su una tecnologia molto semplice anche se il suo sviluppo non ha avuto gran successo a causa della ridotta capacità di trasferimento del calore tra i gas caldi e le particelle solide. Elevate portate sono necessarie per ottenere elevate coefficienti di scambio di calore che richiedono grosse dimensioni degli impianti. La diluizione della fase vapore rende il processo di recupero difficoltoso causa delle basse pressioni parziali raggiunte. Le rese che si ottengono sono in generale inferiori a quelle ottenute nei letti fluidi (50-55 wt.%)

Pirolizzatori a coclea riscaldata

In questa tipologia di reattori la biomassa è movimentata meccanicamente. Il carrier di calore è costituito da sfere di acciaio o materiale ceramico o fornito dall'esterno. I tempi di residenza di questa tipologia di reattori non sono molto ridotti e comparabili con quelli dei letti fluidi (da 5 a 30 s) e dipendono dal design e dalla dimensione del reattore. Questa tipologia di reattori è particolarmente utile per processare materiali che sono difficili da alimentare o molto eterogenei. La resa in liquidi risulta essere inferiore rispetto a quella di altre tipologie di reattori, ma viene coprodotta una quantità significativa di char.

Pirolizzatori a microonde

Uno delle strategie di frontier è l'uso delle microonde cosa che permette il riscaldamento rapido del material. Gli aspetti fondamentali di questa applicazione è il potere di penetrazione delle microonde che richiedono dimensioni limite tipiche di 1-2 cm e il controllo preciso delle microonde che rappresenta ancora una sfida della tecnologie.

Gran parte dell'attenzione è stata indirizzata verso lo scale-up dei reattori ed il miglioramento della stabilità degli oli (riduzione del contenuto di acqua ed il tenore di ossigeno, l'allontanamento della fase solida pulverulenta, etc.), fattori che hanno influenza sul trattamento successivo analogamente a quanto visto per la gassificazione.

Ad oggi le applicazioni commerciali riguardano l'uso dell'olio di pirolisi per produzione di calore ed energia, mentre la possibilità del suo utilizzo per produrre combustibili per i trasporti deve essere ancora dimostrata. Molti dei processi di upgrading sono ancora al di fase di concept.

La **Figura 12** riporta le stime correnti dei livelli di sviluppo tecnologico dei processi di trasformazione pirolitica, valutati attraverso l'indicatore TRL (Technology Readiness Level). E' da segnalare che il consistente impegno a livello internazionale sull'impiego dei bio-oli quali intermedi di trasformazione, anche con realizzazione di scala significativa e fortemente integrate (si veda la sezione) sta determinando una rapida accelerazione della maturazione tecnologica del settore.

Figura 12 Stima del TRL (Technology Readiness Level) di sistemi per la pirolisi della biomassa e l'upgrade dei bio-oli

Processi di conversione biochimica/fermentativa di biomasse

La filiera del biogas ed i processi di fermentazione (digestione) anaerobica.

Particolarmente idonei alla conversione fermentativa sono le biomasse riferibili alla cd. filiera del biogas (reflui zootecnici, residui lattiero-caseari, scarti dell'industria conserviera, residui dei frantoi, scarti ortofrutticoli). Queste biomasse generano consistenti quantità di biogas attraverso la fermentazione (digestione) anaerobica attivata da consorzi microbici in ambienti in condizioni di esercizio controllate.

TRL	1-3	4	5	6	7	8	9
	Research	Prototype		Demonstration			Ready for Commercialisation
	Pyrolysis oil + upgrading						
	TRL = Technology Readiness Level						

Il processo di digestione prevede tre fasi sintetizzabili come di seguito riportato:

Idrolisi: decomposizione di composti organici complessi in carboidrati semplici.

Fermentazione acido-acetica: batteri acidogeni convertono i carboidrati semplici in acidi organici con simultanea produzione di CO₂ ed H₂.

Metanogenesi: batteri metanogeni convertono le sostanze precedentemente citate in CH₄ e CO₂.

La miscela gassosa prodotta è composta tipicamente da metano (50-70%) CO₂, oltre componenti minori. Il potere calorifico inferiore del biogas è tipicamente compreso nell'intervallo 20-24 MJ/Nm³.

La **Tabella 3** riporta la stima della potenzialità produttiva di biogas per digestione di biomasse e scarti organici di differente natura.

Le tecnologie disponibili per la produzione di biogas tipicamente prevedono la conduzione delle tre fasi del processo in un'unica apparecchiatura. I vantaggi collegati

con la compattezza dei digestori commerciali comportano di converso l'impossibilità di ottimizzare separatamente le tre fasi di conversione.

Il biogas è tipicamente utilizzato in sito per conversione in energia elettrica per le esigenze locali delle aziende produttrici. Un possibile scenario futuro vede la purificazione del biogas per inserimento nella rete di distribuzione nazionale.

Nel complesso i processi di fermentazioni anaerobica propri della filiera del biogas sono ben noti e consolidati, con soluzioni tecnologiche ampiamente disponibili e collaudate.

Tabella 3. Resa in biogas per digestione anaerobica di biomasse e scarti organici

La fermentazione degli zuccheri e dei carboidrati

Il complesso dei processi biochimici di fermentazione alcolica degli zuccheri e dei polisaccaridi è ben noto e abbondantemente caratterizzato. Corrispondentemente, sono ben consolidate le tecnologie produttive del bioetanolo.

Crescente interesse sta riscuotendo la produzione per via fermentativa di biobutanolo, in considerazione delle sue proprietà attraenti quale carburante da solo o in combinazione con altri carburanti di origine fossile. Questo interesse ha stimolato la

Materiali	m³ per tonnellata di solidi volatili
Deiezioni animali (suini, bovini, av-cunicoli)	200-500
Residui colturali (paglia, collietti barbabietole, ecc.)	350-400
Scarti organici agroindustria (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui di distillerie, birerie e cantine, ecc.)	400-800
Scarti organici macellazione (grassi, contenuto stomacale e intestinale, sangue, fanghi di flottazione, ecc.)	550-1.000
Fanghi di depurazione	250-350
Frazione organica rifiuti urbani	400-600
Culture energetiche (mais, sorgo zuccherino, erba, ecc.)	550-750

migliore comprensione dei meccanismi e delle rese di processi di fermentazione ABE di zuccheri da microorganismi anaerobi obbligatori.

La fermentazione dei C1

Di particolare interesse gli sviluppi indirizzati alla fermentazione di C1 (metano e CO) e di syngas, attivato da classi selezionate di microrganismi.

Lo sviluppo di processi integrati di conversione energetica di biomassa e la connessione con la chimica verde.

Nel passato la tendenza prevalente, anche favorita dalla legislazione e dalle forme di incentivazione governativa, è stata rivolta all'impiego diretto della biomassa in impianti dedicati in una visione di filiera corta. Più di recente si è determinato un interesse crescente verso lo sviluppo di processi integrati di valorizzazione della biomassa che tendono ad allungare la filiera e a valorizzare le economie di scala.

Esempi di questi processi sono forniti dalla esperienza Bioliq in Germania, Enpyro in Olanda e da esperienze simili in Finlandia e Canada. Il concetto alla base di questi approcci è rappresentato dalla produzione decentralizzata, nelle immediate prossimità dei siti di produzione della biomassa, di bio-oli mediante semplici processi di pirolisi veloce della biomassa solida. Il Bio-olio si configura come materia prima-seconda del processo di valorizzazione della biomassa. Esso presenta caratteristiche di fluidità e di densità energetica che ne agevola il trasporto verso i siti finali di lavorazione, impianti chimici o bioraffinerie, nei quali possono essere condotti processi di upgrade, di gassificazione, di sintesi Fischer-Tropsch, finalizzati alla produzione di un mix di biofuels e biochemicals per uso in campo energetico e chimico.

Quali i vantaggi di questo approccio? La flessibilizzazione della filiera produttiva associata alla biomassa, che nell'ambito del comparto energetico consente di pervenire a mix variabili di biocombustibili (anche liquidi) in ragione delle richieste di mercato e di integrare la produzione energetica con la produzione di chemicals, stabilendo una connessione con il dominio tecnologico della Green Chemistry. L'associazione della valorizzazione energetica della biomassa con la produzione di chemicals a maggiore valore aggiunto può in prospettiva migliorare significativamente le economie complessive dei processi di trasformazione.

I vantaggi economici derivanti dalle economie di scala, in un sistema che affida alla struttura fortemente distribuita dei punti di prima lavorazione della biomassa i soli pretrattamenti meccanici e pirolitici, trasferendo in siti di maggiore dimensione le trasformazioni chimico-fisiche e la conversione energetica.

Si colgono risultati positivi anche in termini di controllo degli impatti ambientali: la conversione termica o termoelettrica e le trasformazioni chimico-fisiche, ad eccezione del primo trattamento meccanico e pirolitico, hanno luogo in siti di maggiori dimensioni che possono essere dotate di sistemi di controllo delle emissioni che

combinano, in virtù delle economie di scala e della integrazione di processo, efficienza ed economicità.

La **Figura 13** riporta una esemplificazione di questa recente linea di sviluppo: il processo de-centralizzato/centralizzato Bioliq[®], sviluppato presso il KIT in Germania, ed oggi operativo alla scala dimostrativa.

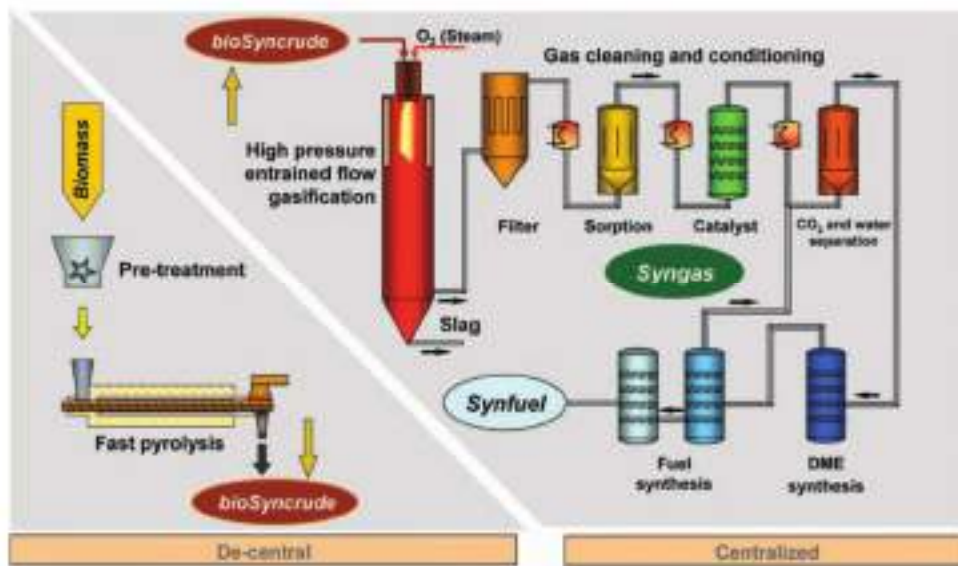
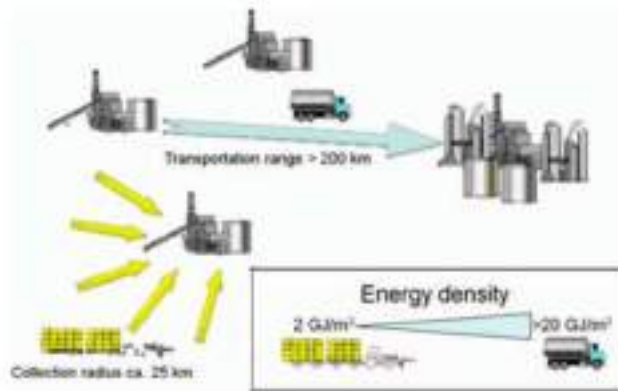


Figura 13 L'approccio integrato de-centralizzato/centralizzato alla valorizzazione della biomassa basato sul bio-olio quale intermedio di trasformazione. Il caso Bioliq[®].

La produzione di biocombustibili liquidi

Atteso che la produzione di biocombustibili liquidi non può, e non deve, essere in competizione con risorse destinabili all'alimentazione umana ed animale, l'attenzione è posta sulla produzione dei combustibili cosiddetti di 2^a generazione. La **Tabella 4**

riporta una sintetica descrizione dei biocoombustibili liquidi avanzati, delle principali applicazioni, dei limiti alla miscelazione con combustibili di origine fossile. Una consistente frazione delle materie prime destinabili a questa trasformazione è di natura lignocellulosica (lolle, canna da zucchero, residui forestali, colture energetiche quali piante a rotazione breve) a cui si aggiungono residui della produzioni industriali agro-alimentari. L'uso di questa tipologia di feedstock consente un più agevole raggiungimento del target 2020. Infatti, le normative vigenti per i biocarburanti prodotti da residui, materie cellulosiche di origine non alimentare, ovvero per i biocarburanti di 2^a generazione, conteggiano un contributo doppio rispetto a quello fornito da altri biocarburanti.

La valorizzazione di biocoombustibili liquidi di 2a generazione richiede l'integrazione di trattamenti chimico-fisici diversi che possono svilupparsi in prevalenza lungo il percorso fermentativo (trattamento fisico/meccanico della biomassa, l'idrolisi della cellulosa e dei polisaccaridi, le fermentazioni aerobiche o anaerobiche degli zuccheri) ovvero termochimico (pirolisi seguito da idrotrattamento e raffinazione, ovvero gassificazione seguito da sintesi di Fischer-Tropsch). Di interesse anche processi misti, quali la produzione di syngas per gassificazione seguita dalla fermentazione di quest'ultimo. La scelta del percorso più vantaggioso è da porre in relazione con la natura della biomassa. In generale biomasse lignocellulosiche a elevato tenore di lignina non si prestano a pre-trattamenti finalizzati a produrre zuccheri fermentabili e sono più indicate per processi di termoconversione, finalizzati a produrre intermedi facilmente trasportabili e processabili: olio di pirolisi, syngas.

La **Figura 14** riporta un quadro concettuale complessivo delle trasformazioni di natura termica, fermentativa e chimico-fisica finalizzate alla produzione di biocoombustibili liquidi avanzati.

La **Figura 15** riporta le stime più attuali relative al TRL (technology readiness level) associate a differenti filiere di trattamento. Queste dimostrano come il progresso delle conoscenze scientifiche e le esperienze collegate con le realizzazioni pilota e dimostrative siano sempre più numerose, rendendo sempre più numerose le opzioni processistiche che si affacciano alla piena commercializzazione.

Particolarmente interessante la filiera produttiva del biobutanolo per via fermentativa. Un recente studio condotto presso l'Università degli Studi di Napoli Federico II è stato focalizzato sulla stima della produzione potenziale di butanolo da varie fonti di biomasse residue. La Tabella 5 riporta la massima produzione attesa di butanolo per conversione delle biomasse investigate (siero lattiero-caseario, bibite ad elevato contenuto zuccherino, biomassa lignocellulosica da colture energetiche, residue forestali, residui delle aziende agro-industriali). La produzione è stata calcolata tenendo presente la disponibilità in Europa delle biomasse investigate, la composizione media delle biomasse e i coefficienti di resa della fermentazione. La Tabella 6 ripropone la stessa analisi riportata in Tabella 5 ma particolarizzata alla Regione Campania. La

capacità produttiva di butanolo è ben confrontabile con la richiesta di biocarburante in Campania (circa 1.2 Mt/anno).

Con riferimento alla valorizzazione del siero lattiero-caseario la situazione è particolarmente favorevole. Il riferimento alla geolocalizzazione dei siti di produzione di questi reflui (trattata in un capito a parte) evidenzia che la produzione di siero di latte di bufala è concentrata in due aree della Campania: provincia di Caserta e provincia di Salerno. Lo scenario incoraggia l'adozione di filiere corte di valorizzazione attraverso la creazione di impianti consortili per la produzione di biobutanolo da siero lattiero-caseario con bacini di utenza di modesta estensione territoriale.

Product	Description	Application and product replacement	Blending limits
Methanol	Single carbon alcohol Energy density approximately 50% lower than gasoline	May be blended with gasoline for use in road transport or converted to methyl tert-butyl ether for blending with gasoline (where vapour pressure limits restrict methanol blending). Use in rail and shipping is limited to dual-fuel converted engines. Methanol may be converted to dimethyl ether (DME) for use as a diesel replacement or to gasoline and diesel range hydrocarbons. Barriers to its use include concerns about human toxicity and corrosive effects on conventional engines.	In the US, regulations allow a 0.3% blend of methanol in gasoline or 2.70% methanol in gasoline with equal volume of Butanol (ASTM D 4814-162). EU gasoline standards allow up to 3% methanol in gasoline (EN 228). ASTM (D179) 16 standards for 30%-plus methanol in gasoline are being updated. In China, a national standard for 15% methanol in gasoline exists (GB/T 23799-200) but standard fuel grades vary across provinces.
Ethanol	Two carbon alcohol Energy density approximately 30% lower than gasoline	May be blended with gasoline for use in road transport or converted to ethyl tert-butyl ether for blending with gasoline (where vapour pressure limits restrict ethanol blending). Ethanol may be converted to jet fuel range hydrocarbons via chemical catalysis. Barriers to expanding its use include corrosion in conventional engines at higher blends and incompatibility with existing fossil fuel pipelines.	In Europe and the US, fuel standards allow for up to 10%-15% ethanol in gasoline (EN 228, ASTM D 4814). In Brazil, regulation allows up to 27% ethanol in gasoline. Flex-fuel vehicles may use blends of up to 85% ethanol in gasoline or 100% ethanol.
Butanol	Four carbon alcohol Energy density similar to gasoline	May be blended with gasoline or diesel for use in road transport.	US fuel standard allows up to 3% butanol in gasoline (ASTM D 4814). EU fuel standard allows up to 3% in gasoline (EN 228).
FAME Biodiesel	Fatty acid methyl ester (FAME) Energy density similar to diesel	May be blended with diesel for use in road, rail and shipping. Barriers to expanding its use include poorer cold flow properties, which limit use in some areas.	EU fuel standards allow up to 7% in diesel (EN 590). US fuel standards allow up to 1% in diesel (ASTM D 975).
Fischer-Tropsch fuels	Range of paraffinic hydrocarbons Energy density similar to diesel	Depending on the hydrocarbon chain lengths, Fischer-Tropsch products may be blended with gasoline, diesel or jet fuels for use in road, rail, shipping or aviation.	There are no regulatory limits to blending Fischer-Tropsch diesel. Fischer-Tropsch kerosene is certified for maximum 50% blends with jet fuel (ASTM D7566).
Hydro-treated esters and fatty acids	Range of straight chain paraffinic hydrocarbons Energy density similar to diesel	Depending on the hydrocarbon chain lengths, it may be blended with diesel or jet fuels for use in road, rail, shipping or aviation.	There are no regulatory limits to blending hydro-treated esters and fatty acids in diesel. However, it will be blended with conventional diesel fuel to meet fuel specifications. International standard ASTM D 7566 allows up to 50% hydro-treated esters and fatty acids in jet fuel.
Synthetic paraffinic fuel	This category includes straight-chain and branched chain hydrocarbons of various chain lengths (includes Fischer-Tropsch diesel). Energy density similar to diesel or kerosene.	Depending on the hydrocarbon chain lengths, it may be blended with diesel or jet fuels for use in road, rail, shipping or aviation.	100% synthetic paraffinic fuels are certified for maximum 50% blends with jet fuel (ASTM D7566).
Synthetic aromatic fuel	Hydrocarbon fuel containing aromatic compounds.	May be blended with jet fuel for use in aviation. Aromatic compounds are an important component of jet fuel and not found in other biofuels. This route may enable fully renewable jet fuels.	ASTM certification currently under way.

Tabella 4 Proprietà dei biocarburanti e campo di impiego (INEA, 2016).

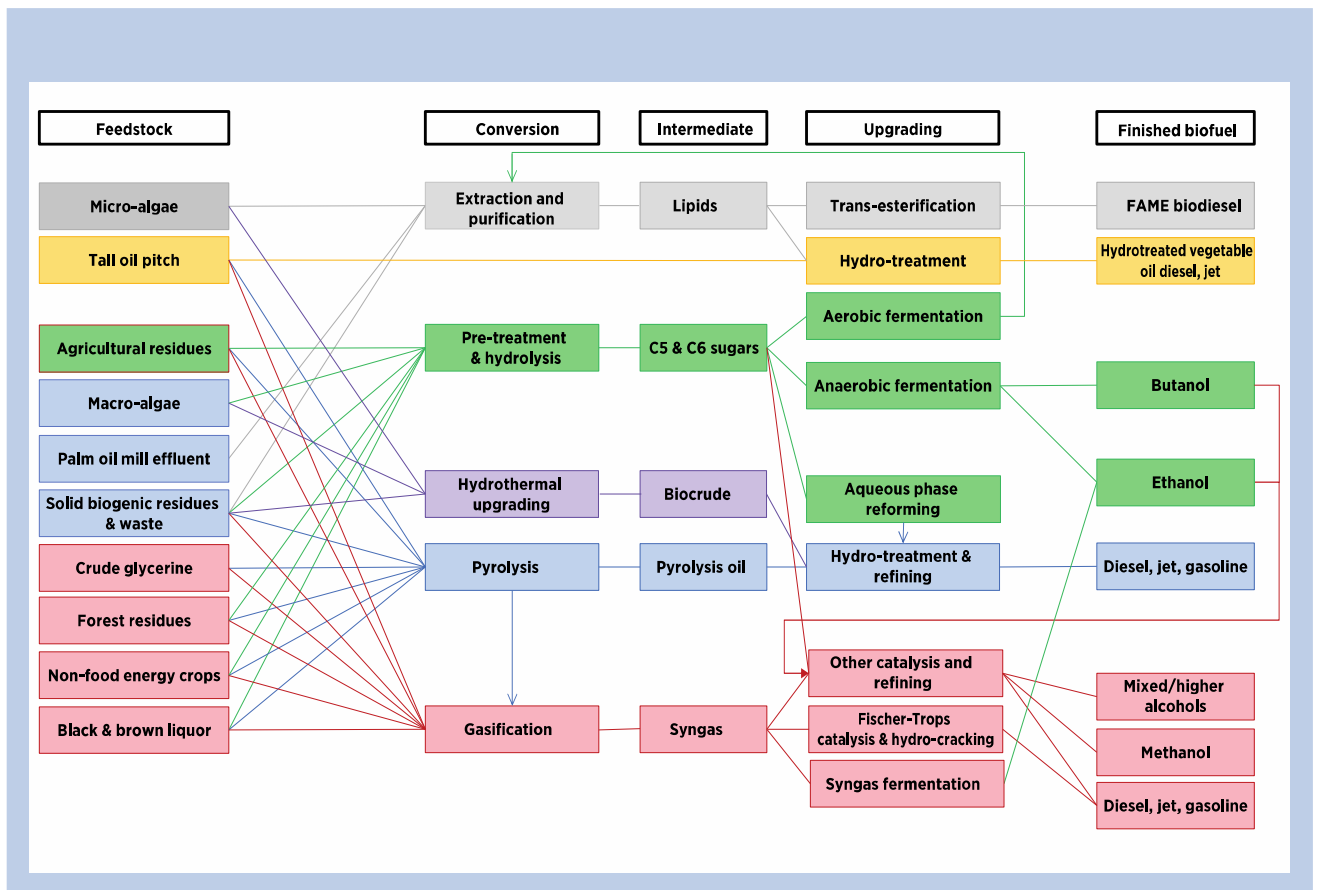


Figura 14 Quadro sinottico delle possibili filiere per lo sfruttamento di un'ampia gamma di biomasse (IRENA, 2016)

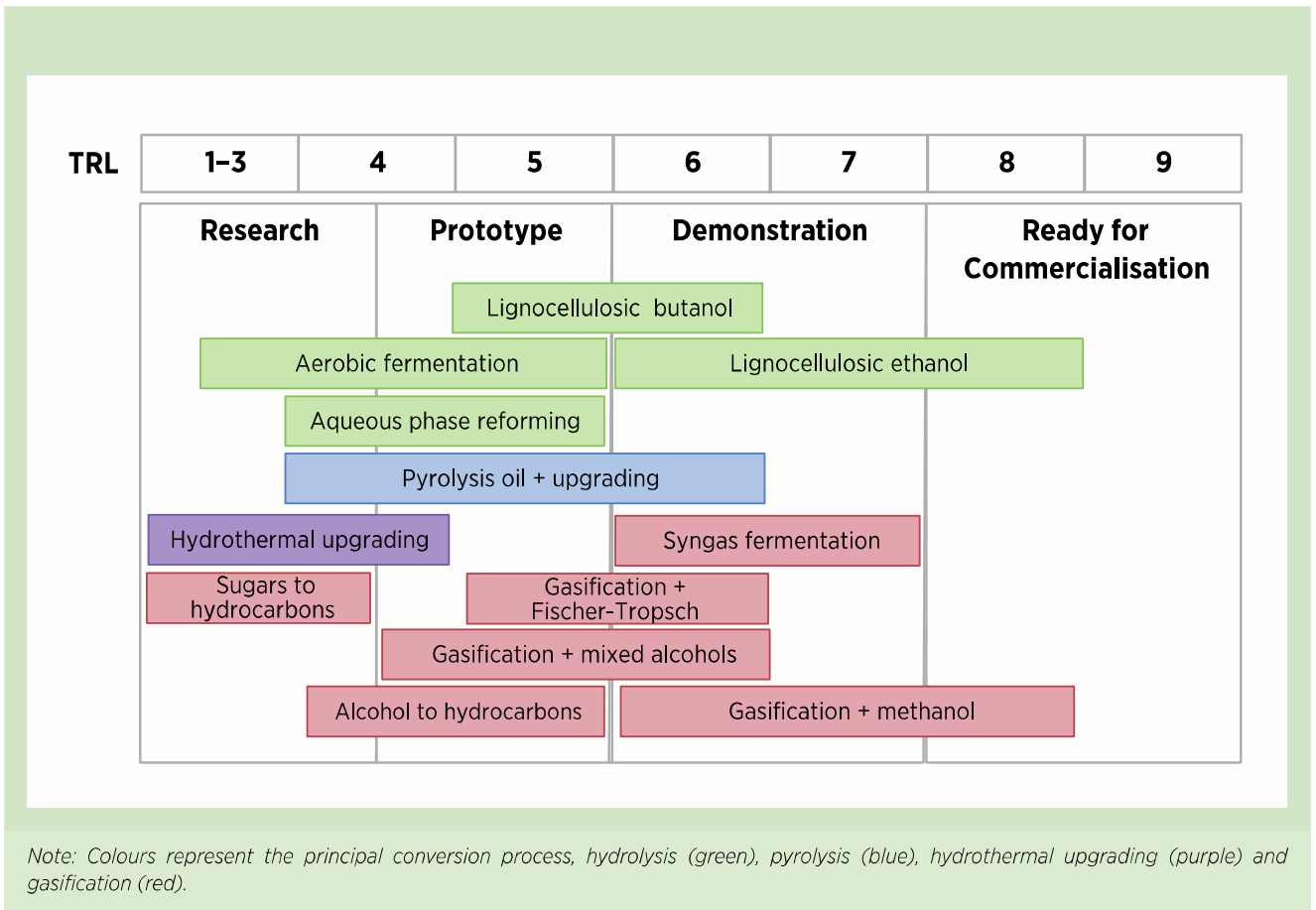


Figura 15 Stima del TRL (Technology Readiness Level) di sistemi per la produzione di biocarburanti avanzati.

Appendice E
Efficienza energetica nelle PMI

Il contesto di riferimento

La crisi finanziaria iniziata nel 2007 nei mercati finanziari a causa di una bolla immobiliare legata ai cd. “mutui *subprime*” si è diffusa a livello globale con importanti conseguenze anche nell’economia reale. Il 2009 ha infatti visto la diffusione di una crisi economica generalizzata con pesanti recessioni e vertiginosi crolli di Pil in numerosi paesi del mondo e in particolar modo nel mondo occidentale.

In questo contesto, la crescita è divenuta un obiettivo prioritario ottenibile solo attraverso un accrescimento sostanziale della competitività del sistema produttivo.

Tra i principali fattori che possono migliorare la competitività del Paese, il settore energetico ha un ruolo predominante, seppur scontando alcune debolezze strutturali.

L’Italia, infatti, ha prezzi dell’energia mediamente superiori ai concorrenti europei, e ancor più rispetto ad altri Paesi come gli Stati Uniti, anche a causa di un mix energetico basato principalmente sul gas differenziandosi molto dalla media UE che contempla un notevole apporto del nucleare e del carbone.

Il sistema energetico del Paese può tuttavia far leva su importanti punti di forza. L’Italia è oggi uno dei Paesi a maggior efficienza energetica (-17,2% rispetto alla media dell’Unione Europea a 28 paesi; -14,2% rispetto alla media della Zona Euro)²⁰.

Nel 2011 l’American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) ha posizionato l’Italia al terzo posto al mondo, dopo Gran Bretagna e Germania, per gli sforzi nazionali compiuti a favore dell’incremento dei livelli di efficienza energetica.

L’efficienza energetica ha infatti il pregio di essere lo strumento più economico per l’abbattimento delle emissioni di CO₂, con un ritorno sugli investimenti positivo per il Paese, di generare domanda in un mercato dove sono attive molte imprese italiane, di accrescere la sicurezza energetica e di ridurre il deficit della bilancia commerciale.

La forte dinamica dei prezzi energetici registrata su scala mondiale nell’ultimo decennio ha posto al centro del dibattito di policy la relazione tra la spesa energetica delle imprese e la loro competitività.

In Europa la questione energetica viene spesso indicata come uno dei principali fattori di freno all’espansione dell’industria e recentemente è stata al centro dell’agenda delle istituzioni comunitarie, in particolare per l’ampliamento dei differenziali di costo con gli Stati Uniti dovuto alla forte riduzione dei prezzi energetici in questo paese derivante dalla maggiore disponibilità di idrocarburi non convenzionali.

In Italia, dove elevati sono nel confronto internazionale la dipendenza dall’estero per l’approvvigionamento di energia e i prezzi pagati da imprese e consumatori, le considerazioni circa la competitività delle imprese si sommano alla preoccupazione che impianti produttivi ad alta intensità energetica possano essere delocalizzati.

²⁰ Fonte: elaborazione ENEA su dati Ministero dello Sviluppo Economico e ISTAT – PAEE 2014

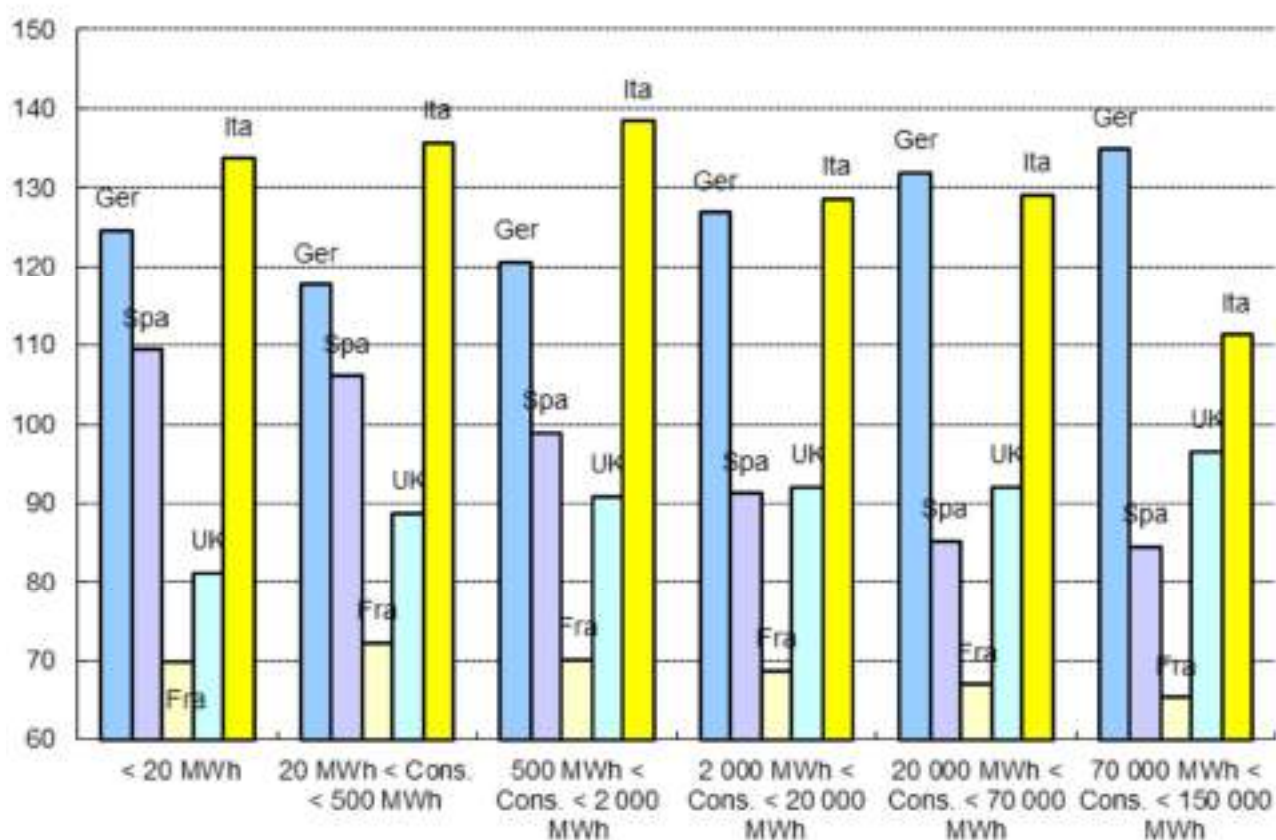
Secondo uno studio effettuato dalla Banca d'Italia, nel 2011 la spesa media delle imprese ammontava a circa 740 mila euro, il 61 per cento in più del 2003; nello stesso periodo la crescita delle quantità medie consumate, passate da 924 a 940 tep, è stata contenuta (un aumento di poco meno del 2 per cento²¹).

Considerando la rilevazione Eurostat per il 2011, i prezzi dell'energia elettrica sostenuti dalle imprese italiane sono infatti mediamente superiori di circa un terzo rispetto a quelli sostenuti dai concorrenti europei.

Prezzo dell'energia elettrica per gli utenti non domestici per fascia di consumo

(prezzo medio UE27=100; secondo semestre 2011)

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.



Correlando l'incidenza della spesa energetica con indicatori di performance a livello di impresa, a parità di altre condizioni, Banca d'Italia ha evidenziato che le imprese che hanno sostenuto costi più elevati per l'acquisto di energia hanno anche una minor crescita dei volumi fatturati e una minore propensione all'export. È stato stimato che il fatturato perso dal sistema manifatturiero italiano per il maggiore prezzo dell'energia ammonta tra il 2003 e il 2011 a circa 11,6 G€ l'anno.

²¹ Fonte: *Spesa energetica e competitività delle imprese italiane*, Banca d'Italia, Questioni di Economia e Finanza, Marzo 2014

Piano d'azione per le PMI Campane

Con riguardo al sistema produttivo campano, obiettivo prioritario è favorire una crescita attraverso una strutturale riduzione dei costi di produzione e, al contempo, un minore impatto ambientale in termini di esternalità negative determinate dal ciclo di produzione.

Con l'approvazione del POR FESR Campania 2014/2020²², infatti, il tradizionale obiettivo della riduzione dei consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico è stato integrato con l'obiettivo della riduzione dei consumi energetici e delle emissioni nelle imprese e integrazione di fonti rinnovabili.

In sostanza, si è inteso programmare interventi capaci di incidere direttamente sul sistema produttivo campano al fine di consentire una crescita sostenibile attraverso processi innovativi che consentano, da un lato, di competere sui mercati internazionali e, dall'altro, di perseguire gli obiettivi di sostenibilità ambientale e crescita intelligente, sostenibile e inclusiva.

Con la DGR n. 529 del 4/10/2016, la Giunta regionale della Campania ha già approvato un programma di sostegno alle PMI finalizzato alla realizzazione di interventi di efficientamento energetico realizzati previa diagnosi energetica e eventualmente accompagnati dal rilascio della certificazione di conformità alla norma ISO 50001. Il piano finanziario complessivo prevede l'allocazione di euro 2.388.000,00 per la realizzazione delle diagnosi e per l'ottenimento delle certificazioni di conformità e di euro 5.000.000,00, come stanziamento iniziale, per la realizzazione degli interventi di efficientamento suggeriti dalle diagnosi.

Gli interventi agevolati saranno:

- a) installazione di impianti di cogenerazione ad elevato rendimento e di impianti di trigenerazione;
- b) interventi finalizzati all'aumento dell'efficienza energetica nei processi produttivi, diretta a ridurre l'incidenza energetica sul prodotto finale, tali da determinare un significativo risparmio annuo di energia primaria;
- c) interventi mirati alla riduzione dei consumi energetici mediante una riorganizzazione di processi di produzione basati sulla tecnologia e su device in grado di comunicare autonomamente tra di loro (smart factory e industria 4.0);
- d) interventi finalizzati all'aumento dell'efficienza energetica degli edifici nell'unità locale;
- e) sostituzione puntuale di sistemi e componenti a bassa efficienza con altri a maggiore efficienza;
- f) interventi di installazione di impianti a fonti rinnovabili a condizione che l'energia prodotta sia destinata all'autoconsumo;
- g) interventi di ottimizzazione tecnologica, miglioramento delle centraline e delle cabine elettriche e installazione di sistemi di controllo e regolazione capaci di ridurre l'incidenza energetica sul processo produttivo dell'impresa.

²² Decisione Commissione C (2015) 8578 del 1/12/2015

Saranno comunque esclusi gli interventi costituiti da mero adeguamento normativo.

Lo sviluppo della bioeconomia. Scenari e prospettive.

La Bioeconomia vuole favorire la transizione da un sistema produttivo economico energivoro, basato sulle risorse fossili non rinnovabili e con accentuato impatto ambientale, ad un sistema più sostenibile fondato su un utilizzo razionale ed integrale delle risorse biologiche (biomasse in senso lato). La Bioeconomia si propone pertanto di promuovere lo sviluppo di un'economia a minore impatto ambientale, che rigeneri gli ecosistemi naturali anziché impattarli, e maggiormente efficiente dal punto di vista delle risorse nel un più ampio contesto di sviluppo dell'economia circolare.

Come riportato in un recente studio pubblicato dalla Ellen MacArthur Foundation, *"Growth Within: A circular economy vision for a competitive Europe"*²³, l'economia circolare sarà in grado di creare in Europa un beneficio netto di € 1.8 trilioni entro il 2030, traducendosi in un incremento del PIL dell'11% entro il 2030 (rispetto al 4% nel percorso di sviluppo attuale), permettendo una riduzione delle emissioni di anidride carbonica del 48% entro il 2030 rispetto ai livelli attuali (e dell'83% entro il 2050). Nel quadro di uno sviluppo verso un modello di economia circolare, il comparto della Bioeconomia, come descritto all'interno della strategia *"Innovating for Sustainable Growth: A Bioeconomy for Europe"*²⁴, ha un peso economico di circa 2.000 miliardi di euro e oltre 22 milioni di persone impiegate, che rappresentano il 9% dell'occupazione complessiva dell'UE. Viene inoltre stimato che per ogni euro investito in ricerca e innovazione nella Bioeconomia, con adeguate politiche di sostegno a livello nazionale e comunitario, la ricaduta in valore aggiunto nei settori del comparto *biobased* sarà pari a dieci euro entro il 2025 (cfr. *Ellen MacArthur Foundation, the McKinsey Center for Business and Environment, and SUN*²⁵).

Il settore della bioeconomia dovrà però affrontare sfide enormi su scala globale. Sull'uso delle risorse biologiche convergono, infatti, sia la domanda di cibo di una popolazione mondiale sempre crescente, sia la domanda di produzione di materiali e composti per l'industria, che in prospettiva dovranno sostituire i materiali sintetici ottenuti dalla chimica del petrolio. Nutrire il pianeta in modo sicuro e sostenibile è un obiettivo strategico definito dai governi di tutti i Paesi del mondo, recentemente posto all'attenzione dell'opinione pubblica con l'iniziativa Expo215. Si calcola che nel 2050 ci saranno almeno 9 miliardi di persone e che per fornirle di cibo a sufficienza le produzioni agricole dovranno crescere almeno del 70%. Contemporaneamente alcune delle materie prime tradizionali e non rinnovabili iniziano a scarseggiare. Attualmente, infatti, si calcola un consumo di risorse naturali come se avessimo a disposizione una Terra e mezza e le proiezioni dicono che, se tutto il mondo utilizzasse le risorse naturali come la media dei Paesi OCSE, si dovrebbero avere a disposizione tre Terre invece di una. Si dovrà quindi produrre di più con meno risorse, il tutto in un contesto

²³ Qui è possibile scaricare il documento:

https://www.mckinsey.de/sites/mck_files/files/growth_within_report_circular_economy_in_europe.pdf

²⁴ Qui è possibile scaricare il documento:

http://ec.europa.eu/research/bioeconomy/pdf/201202_innovating_sustainable_growth_en.pdf

²⁵ Qui è possibile scaricare il link: http://www.wrforum.org/wp-content/uploads/2015/09/Joss-Bleriot-October2015_WRF.pdf

di accentuati cambiamenti climatici causati dall'aumento in atmosfera dei gas serra. Dalle biomasse, oltre che cibo ed alimenti, dovranno essere prodotti materiali per l'industria, per la chimica fine, per la farmaceutica, sfruttandone al massimo la composizione biochimica attraverso sistemi di separazione e valorizzazione di tutte le componenti utili, soprattutto riutilizzando come risorsa gli scarti delle produzioni alimentari, senza incidere in modo significativo sull'uso dei suoli, sulla qualità degli agroecosistemi e sulle produzioni agroalimentari. Le biomasse, derivanti dall'agricoltura o dalle foreste, impiegano, tra l'altro, importanti risorse naturali, suolo ed acqua, di cui bisogna preservare rispettivamente fertilità e qualità, attraverso un loro impiego parsimonioso e razionale.

Per vincere queste sfide si rende necessaria una vera e propria rivoluzione copernicana dei sistemi economico-produttivi, sviluppando innovazioni tecnologiche, sociali ed organizzative a più livelli. Il ruolo della ricerca in questo scenario appare determinante. Fondamentale sarà il contributo dalle scienze biotecnologiche, dalle "omiche" (genomica, metabolomica, proteomica, fenomica) per la conoscenza dei sistemi biologici, del loro metabolismo fine, della loro capacità ad adattarsi alle mutate situazioni climatiche ed ambientali. Grazie a tali conoscenze, per esempio, potranno essere scoperti biomateriali e composti naturali utili per la salute dell'uomo, per lo sviluppo di biopolimeri o per la produzione di intermedi di interesse industriale. Sviluppi importanti si attendono in agricoltura soprattutto in campo genetico, con il miglioramento continuo delle varietà coltivate, la comprensione dei cicli biogeochimici e della funzionalità dei suoli, nella sostituzione dei fertilizzanti di origine sintetica, nella difesa delle colture con minimo impiego di insetticidi e anticrittogamici, nelle tecniche di coltivazione che riducano erosione, perdita di sostanza organica e fabbisogni energetici. Un altro contributo determinante per la sostenibilità dei processi produttivi in agricoltura potrà derivare dagli sviluppi delle applicazioni ICT nel cosiddetto precision farming, ossia nell'applicazione intensa di sensori, tecnologie di analisi immagine da telerilevamento, droni, per la gestione accurata degli input.

Anche il settore agroalimentare, che già ora rappresenta in Europa quasi il 50% del fatturato dei settori compresi nel concetto di Bioeconomia, vede aprirsi enormi possibilità di innovazione e crescita. L'innovazione riguarda le proprietà nutrizionali degli alimenti e la loro relazione con la salute e il benessere, settore già ora di grande interesse e dinamismo, ma anche le tecniche di conservazione, il packaging, la logistica, con l'ottica di una riduzione degli sprechi e degli scarti. Anche la relazione tra qualità e disponibilità di cibo, abitudini alimentari, stili di vita e salute rientrano in un concetto allargato di Bioeconomia.

Centrale poi, nello sviluppo industriale della bioeconomia, è il concetto di bioraffineria, ossia di un sistema integrato di processi estrattivi, di purificazione, di modifica biochimica, in grado trasformare la biomassa in molteplici prodotti con diverse sbocchi di mercato. Si impone quindi un nuovo patto virtuoso tra sistema produttivo agroforestale e nuova industria "biobased". Un sistema agroforestale che diventa determinante per lo sviluppo dell'industria ed un'industria che apre nuovi sbocchi di reddito al sistema agricolo.

Uno dei paradigmi della bioeconomia è che essa genera sviluppo e lavoro laddove siano presenti le biomasse, un'occasione importante dunque per le Regioni di poter sviluppare l'economia e lo sviluppo.

In un quadro di riferimento così sfidante e di grande prospettiva è importante che i Paesi membri europei si dotino di strategie nazionali che favoriscano l'uso di materie prime rinnovabili, lo sviluppo di tecnologie innovative legate all'efficienza delle risorse e la creazione di filiere sostenibili.

Molti Paesi europei (Austria, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Irlanda, Paesi Bassi, Regno Unito, Svezia, e recentemente Spagna) e mondiali (Giappone, Russia, USA) hanno già adottato strategie nazionali sulla bioeconomia, testimoniando il rilievo strategico di questo importante settore economico.

In Italia, virtù della disponibilità delle risorse naturali presenti sul territorio, la dimensione regionale appare determinante per implementare modelli di sviluppo *ad hoc* nell'ottica della bioeconomia per i vari territori, valorizzandone le tipicità e le caratteristiche qualitative, puntando alla sostenibilità ambientale ed economica. In questo senso risultano strategiche le indicazioni contenute nei vari documenti di Specializzazione Intelligente (RIS3/S3) elaborati come condizionalità *ex ante* per l'utilizzo dei fondi europei da parte delle Regioni Italiane, così risulta fondamentale l'armonizzazione degli strumenti di supporto agli investimenti ed alle attività rappresentati dai fondi FESR, FEASR ed FSE 2014-2020.

I cluster e le filiere tecnologiche-produttive che si stanno sviluppando sui territori regionali, si prestano a fare da volano alla rivoluzione della bioeconomia, in quanto puntano a far coesistere territorialmente eccellenze scientifiche e imprenditoriali, creando e consolidando nel tempo reti di collaborazione e cooperazione in ambiti strategici per la crescita economica.

Un ulteriore contributo che le regioni possono dare allo sviluppo della bioeconomia nazionale riguardano le azioni che possono incoraggiare il cambiamento in abitudini e consumi, con adeguate iniziative in campo formativo e di sensibilizzazione, che coinvolgano il sistema scolastico e gli strumenti di sostegno alla formazione specialistica e post-universitaria attraverso l'FSE.

Appare infine interessante la possibilità che le regioni possano sviluppare una specifica domanda, sotto forma di *public procurement*, che incentivi buone pratiche nel campo della sostenibilità ambientale e dell'utilizzo di tecnologie e prodotti *bio-based*.

La Bioeconomia in Italia

Come descritto in precedenza il settore della Bioeconomia poggia essenzialmente su 3 pilastri produttivi:

1. il comparto agricolo, zootecnia, pesca, acquacoltura e foreste ;
2. l'industria alimentare
3. l'industria *bio-based* della chimica e fuels da fonti rinnovabili.

L'Italia detiene oggi un'importante posizione di leadership nella Bioeconomia europea che la pone al terzo posto per PLV e numero di addetti, dietro a Germania e Francia, con circa 250 milioni di euro di Produzione Lorda Vendibile (PLV) e due milioni di posti di lavoro²⁶.

²⁶ Fonte SCAR – EUROSTAT 4th Foresight 2015:

<https://ec.europa.eu/research/scar/index.cfm?pg=foresight4th>

Il settore agricolo nazionale è caratterizzato da una Superficie Agricola Utilizzata (SAU) di circa 12,7 milioni di ettari con 1,7 milioni di aziende agricole. Il settore agroalimentare produce un giro di affari annuale di 26,58 miliardi di euro, di cui 14 in agricoltura, 11,4 in zootecnia ed 1,18 in acquacoltura, con un'occupazione totale di circa 600.000 unità lavorative²⁷.

Le produzioni agroalimentari italiane presentano un forte carattere identitario e distintivo apprezzato sul mercato con il marchio "Made in Italy", a cui i consumatori associano aspetti positivi legati alla qualità, diversità e legame con gli aspetti culturali dei territori. L'Italia detiene il primato in ambito europeo per il numero di prodotti, 219 nel 2010 (Dati ISTAT di qualità DOP, IGP, ed STG registrati a marchio). Un'ulteriore caratteristica, particolarmente apprezzata, ma non ancora pienamente valorizzata, è la presenza di una forte

biodiversità per alcune produzioni di particolare pregio, tra cui l'olivicoltura e la viticoltura.

L'industria alimentare e delle bevande italiana è al terzo posto in Europa, dopo Germania e Francia, con un giro d'affari annuale di 234 miliardi di euro, caratterizzato da un buon tasso di esportazione che ammonta a 28,6 miliardi. Il settore dell'industria alimentare conta oltre 55.000 imprese che impiega 385.000 persone. Il tessuto delle imprese è caratterizzato dalla forte presenza di PMI, con solo 6.845 che contano più di 9 persone (Stime da Federalimentare 2015).

Il settore forestale italiano è rilevante e si basa su circa 30 milioni di ettari, presenta un giro di affari annuale di circa 0,54 miliardi di euro per la forestazione e di 28 miliardi di euro derivati dall'industria del legno e dei prodotti derivati dal legno. Il settore occupa annualmente 200.000 addetti diretti nella forestazione e 410.000 addetti nell'industria del legno e derivati.

Per quanto riguarda l'industria *biobased*, l'Italia, rispetto ad altri Paesi, presenta tutta una serie di precondizioni che favoriscono il passaggio verso la bioeconomia, secondo un modello di economia circolare; passaggio che integri più efficacemente il settore della chimica da fonti rinnovabili, date dalle condizioni geografiche, dalla struttura del settore agricolo, dalle industrie, dalle infrastrutture e dal know-how di ricerca. Analizzando nello specifico la filiera di eccellenza della chimica da fonti rinnovabili, il nostro Paese, forte anche di un modello distintivo e virtuoso di collaborazione tra mondo agricolo e delle imprese, è inoltre oggi già impegnato in progetti di riconversione di siti industriali in crisi in bioraffinerie per la produzione di bioprodotto e *biochemicals* da fonti rinnovabili, con ricadute positive dal lato occupazionale, ambientale, di redditività dei prodotti e di integrazione con i prodotti della chimica da petrolio per una loro maggiore specializzazione e competitività.

L'Italia vanta attualmente nel settore 5 impianti pilota, 2 impianti dimostrativi e 3 siti industriali con 5 produzioni industriali (*flagship*) di avanguardia in Europa. Nello stesso ambito operano oltre 1.600 ricercatori in centri di ricerca dedicati presenti in almeno 9 Regioni. Il settore ha grandi potenzialità di crescita economica e occupazionale nel

²⁷ Fonte: Indagine continua sulle forze di lavoro:

<http://siqua.istat.it/SIQual/visualizza.do?id=5000098&refresh=true&language=IT>.

Produzione, consumi intermedi e valore aggiunto di agricoltura, silvicoltura e pesca (Nace rev.2):

http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCCN_VAAGSIPET.

nostro Paese. In quattro regioni (Piemonte, Lombardia, Umbria, Sardegna) è concentrata la maggior parte degli investimenti, anche in virtù di siti industriali recuperati. Sono tre le Regioni del Sud Italia (Campania, Puglia, Sardegna) che ospitano importanti iniziative.

Un ulteriore settore economico rilevante per la Bioeconomia è l'industria del mare. L'Italia, con i suoi circa 8 mila km di coste, la sua tradizione marinara, la sua peculiare posizione nel Mediterraneo, e l'ampiezza delle proprie attività industriali e di ricerca nel settore marino e marittimo, può trarre grandi vantaggi dal mare che deve però saper anche salvaguardare da fenomeni di degrado ecologico-ambientale. I cantieri navali e il trasporto marittimo, i porti e la pesca sono le attività marittime principali del settore unitamente al turismo costiero e marittimo; queste, nell'insieme, contano più di 200 mila imprese e garantiscono al Paese 40 miliardi di euro di valore aggiunto prodotto annuale con circa 500 mila posti di lavoro diretti e legati alle attività dell'indotto. Il settore presenta grandi potenzialità di crescita economica e occupazionale, attraverso azioni di R&I a sostegno dell'industria marittima, della pesca e dell'acquacoltura, della cantieristica e del settore crocieristico. Tale patrimonio deve essere tutelato e gestito anche e soprattutto per fini produttivi. I mari circostanti la Sardegna si prestano in particolar modo per una razionale gestione delle risorse, per la tutela della biodiversità, per l'incremento della variabilità genetica degli stocks ittologici sfruttati, per la messa a punto di attrezzi altamente selettivi che consentano di ridurre gli scarti di pesca e creare aree di tutela biologica che permettano un ripopolamento per le specie in sofferenza. E', inoltre, indispensabile promuovere attività che consentano di valorizzare economicamente le molte specie non oggetto di sfruttamento.

1. Iniziative nazionali e regionali rilevanti per la bioeconomia

La costituzione dei Cluster Tecnologici Nazionali è stata promossa dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca, nell'ottica di identificare delle realtà – aggregazioni organizzate di imprese, università, istituzioni pubbliche o private di ricerca e soggetti attivi nel campo dell'innovazione, presenti in diversi ambiti territoriali, con valenza interdisciplinare e internazionale – che potessero agire da propulsori della crescita economica sostenibile dei territori e dell'intero sistema economico nazionale, in linea con le agende strategiche comunitarie e con gli obiettivi di Horizon 2020, il Programma Europeo per la ricerca e l'innovazione per il periodo 2014/2020. Tra gli otto cluster identificati, quelli della Chimica Verde (SPRING) e dell'Agrifood (CLAN) sono perfettamente coerenti con il settore della Bioeconomia. SPRING e CLAN rappresentano due piattaforme nazionali a sostegno delle filiere industriali innovative basate sull'innovazione nei processi dell'industria alimentare e di filiere innovative basate sulla chimica da fonti rinnovabili, integrate e multisettoriali, in grado di contribuire ad una rigenerazione territoriale e alla crescita economica all'interno di un più ampio modello di Bioeconomia.

2. Possibili traiettorie di sviluppo della Bioeconomia

L'eccellente posizionamento del Paese, tra i "primi della classe" in Europa, nei settori produttivi afferenti alla Bioeconomia, agroalimentare e chimica verde, rappresenta oggi un elemento di competitività molto forte a livello nazionale che bisogna sostenere nel medio-lungo periodo con forti investimenti in formazione, R&D e sviluppo delle imprese.

Considerata la forte attrattività del *Made in Italy* in ambito alimentare, della centralità dei nostri prodotti alimentari nella dieta mediterranea e le accentuate caratteristiche di diversità e tipicità connesse alla ricchezza culturale dei territori, è necessario sviluppare tecnologie ed innovazione in grado di esaltare tali caratteristiche e di difenderle dalle frodi che colpiscono in modo molto forte il nostro settore con il cosiddetto *Italian sounding*.

Un aspetto importante nello sviluppo della bioeconomia riguarda il coinvolgimento del comparto agricolo, fondamentale per la produzione di alimenti e per la produzione di materia prima per l'industria della chimica, farmaceutica, cosmetica e dell'energia da biomasse. Non è possibile sviluppare un settore della bioeconomia competitivo, che dipende dalla disponibilità delle biomasse, senza un coinvolgimento importante delle imprese agricole. È dunque importante che le Regioni programmino e mettano a disposizione strumenti di sostegno allo sviluppo di filiere innovative in modo coordinato. Ad esempio è fondamentale pianificare interventi attraverso approcci interfondo (FESR, FEASR, FSE), che garantiscono lo sviluppo omogeneo dei vari segmenti di filiera. Nel settore dell'industria alimentare, si evidenzia un forte dinamismo, e questo in tutte Regioni del Paese, per le quali è frequentemente una delle priorità delle loro *Smart Specialisation Strategies*. Di grande valenza strategica, in tal senso, risultano le correlazioni tra politiche a sostegno della bioeconomia e interventi delle amministrazioni centrali e regionali in relazione alla Strategia Nazionale Aree Interne.

I cambiamenti climatici in corso, e le stime peggiorative degli organismi internazionali a ciò preposti, pongono un serio problema sulla sostenibilità delle nostre produzioni. Sostenibilità si declina attraverso una serie di scenari di riferimento, fra cui i più impattanti sono:

- sostenibilità delle produzioni e della loro qualità, fortemente influenzate dal regime delle precipitazioni e dalle temperature;
- sostenibilità ambientale, fortemente impattata dagli input chimici e idrici in agricoltura;
- sostenibilità sociale, che può derivare da un agroambiente più sano e fruibile anche in associazione a pratiche turistiche;
- sostenibilità economica, garantita dal valore aggiunto di produzioni qualitativamente e quantitativamente superiori;

Per queste ragioni, occorre guardare alla filiera del cibo (dalla produzione primaria, alla trasformazione, alla distribuzione e al consumo) come a una filiera con elevato contenuto di conoscenze e competenze. Occorre quindi fare un forte investimento in tecnologie e azioni che mirino da un lato a una sempre più spinta descrizione degli alimenti e dall'altro a una sempre più dettagliata comprensione della complessa rete di meccanismi che sottendono alla qualità e sostenibilità del cibo.

Questi obiettivi possono essere colti investendo in settori particolarmente innovativi quali la fenomica delle piante (plant phenomics) e la metrologia del cibo (food metrology).

La prima è l'insieme di quelle tecnologie che spaziano dall'ICT all'ingegneria di sistemi, dalla fisica alla biologia avanzata, che consentono di descrivere in maniera non distruttiva lo stato di salute e la composizione di una singola pianta o di un intero campo, la seconda è quell'insieme di scienze che consente di descrivere il cibo in tutti i suoi parametri, da quello nutrizionale a quello salutistico, da quello economico al suo costo ambientale, ecc.

Nel settore dell'industria chimica da fonti rinnovabili, si evidenzia un forte dinamismo del settore e degli investimenti, anche se ad oggi solo una parte delle regioni (9), soprattutto nel Centro-Nord Italia presenta investimenti di una certa dimensione ed importanza.

Molte delle regioni sono lambite dal mare, ma non hanno spesso strategie dirette alla sua migliore valorizzazione. Serve rendere più sostenibile la pesca e avviare la valorizzazione industriale delle sue biomasse principali, da quelle algali a quelle microbiche in bioraffinerie di nuova generazione.

Anche se si registrano interessi di numerose regioni italiane e di diverse imprese ad investire in altre aree del Paese, appare importante che le Regioni, diventino protagoniste e consapevoli della ricchezza in biorisorse dei propri territori, mettendo a punto progetti di sviluppo locale adatti alle particolari condizioni socio-economiche dei loro territori. La bioeconomia rappresenta un grande potenziale per le regioni del Sud Italia, che per disponibilità di suoli agricoli e superficie forestale, hanno una straordinaria opportunità di alimentare un ciclo virtuoso di sviluppo sostenibile, valorizzando le proprie risorse biologiche favorendo l'insediamento di iniziative industriali.

È importante che ci sia un equilibrio nell'uso dei suoli per le produzioni alimentari e per quelle non alimentari derivanti da colture specializzate. Questo problema non esiste ovviamente quando si usano per fini industriali scarti e residui delle produzioni agricole ed industriali. In questo senso vanno favorite le iniziative e le innovazioni che impiegano e recuperano aree marginali o aree prossime ad aree inquinate (ad esempio siti SIN), che possono trovare una utilità economica ed ambientale. Interessante è anche la valorizzazione della frazione organica dei rifiuti solidi urbani, frazione in costante crescita e utilizzabili in alcuni percorsi di bioraffineria verso prodotto biobased meno nobili.

Guardando alle filiere di valore della Bioeconomia che partono dal settore agricolo e terminano con vari utilizzatori finali, si individuano numerosi soggetti imprenditoriali che vanno ad esempio dalla lavorazione della materia prima, alle bioraffinerie, agli utilizzatori di fine *chemicals*, ai produttori di energie rinnovabili.

È molto probabile che questi segmenti industriali siano presenti in regioni diverse. Diventa dunque importante che le regioni dialoghino per sviluppare catene di valore interregionali. Diventa dunque indispensabile sostenere un modello di sviluppo nazionale multipolare in cui ciascuna regione possa sviluppare un proprio modello di "Regione Sostenibile", sulla base delle proprie caratteristiche e tipicità ambientali e socio-economiche, sviluppando specifici casi studio e partecipando a filiere di valore nazionali.

Le possibili interpolazioni tra bioeconomia e settore della produzione energetica in Campania passano, in via prospettica, attraverso la costruzione di percorsi che attingano a strategie di sviluppo che promuovono:

- a) Progetti per l'introduzione di biomateriali nella filiera produttiva tradizionale con riduzione degli inquinanti
- b) Estrazione di biomateriali da biomasse (legnose, reflui, cultivar specifici) da dedicare alla filiera "corta" della chimica verde
- c) Valorizzazione energetica delle biomasse
- d) Progetti di revamping o nuovi insediamenti di impianti produttivi con mitigazione dell'impatto ambientale, orientati alla produzione di componenti derivati da biomasse
- e) Nuove tecnologie e nuovi materiali per gli imballaggi dell'industria agroalimentare
- f) Sostegno alla ricerca ed alla valorizzazione delle biomasse marine da utilizzare in ambito food, energetico, industriale o farmacologico
- g) Ricerca e sviluppo di biocarburanti e nuovi sistemi ecocompatibili di propulsione di natanti ed imbarcazioni
- h) Progetti di mitigazione dell'impatto dei reflui sull'ecosistema marino
- i) Nuove strategie per la valorizzazione e produzione delle biomasse marine con finalità no-food
- j) Progetti di valorizzazione della ricerca biobased nel settore industriale, dell'alimentazione e della salute
- k) Valorizzazione delle competenze scientifiche con progetti di trasferimento delle competenze e delle conoscenze tra il settore della ricerca e quello industriale
- l) Applicazione di nuove metodiche derivate dalle biotecnologie ai processi industriali per la riduzione degli impatti e la valorizzazione degli "scarti" nelle attività agroindustriali, produttive o agricole

m) Filiere corte biobased (estrazione, raffinazione/lavorazione, utilizzo/reimpiego delle biomasse)