



Delibera della Giunta Regionale n. 363 del 20/06/2017

Dipartimento 50 - GIUNTA REGIONALE DELLA CAMPANIA

Direzione Generale 2 - Direzione Generale per lo sviluppo economico e le attività produttive

U.O.D. 3 - Energia, efficientamento e risparmio energetico, Green Economy, Bioeconomia

Oggetto dell'Atto:

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE. DETERMINAZIONI.

Alla stregua dell'istruttoria compiuta dalla Direzione Generale e delle risultanze e degli atti tutti richiamati nelle premesse che seguono, costituenti istruttoria a tutti gli effetti di legge, nonché dell'espressa dichiarazione di regolarità della stessa resa dal Direttore a mezzo di sottoscrizione della presente

PREMESSO che

- a) la Direttiva 2009/28/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 23 aprile 2009 individua nuovi obiettivi da perseguire sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, anche a livello regionale;
- b) l'Unione Europea, in particolare, tra gli obiettivi in materia di clima ed energia per il 2020, declina la strategia nota come "Pacchetto clima - energia 20-20-20", recepita per l'Italia con il d.lgs. 28/2011 e con il successivo d.m. 15 marzo 2012 c.d. "Burden Sharing";
- c) con il citato d.m. 15 marzo 2012 è stato suddiviso tra le Regioni e le Province Autonome l'obiettivo nazionale al 2020 della quota di consumo di energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili, attribuendo al livello regionale obiettivi percentuali vincolanti nel rapporto tra produzione elettrica e termica dalle stesse fonti ed il consumo finale lordo regionale al 2020;
- d) il PEAR è il documento regionale che espone i dati relativi alla produzione e all'approvvigionamento delle fonti energetiche primarie, nonché quelli relativi alla evoluzione e alle dinamiche del Sistema Energetico Regionale, lungo un arco temporale sino al 2020;
- e) lo stesso PEAR costituisce attuazione in Campania degli impegni internazionali assunti dall'Italia con la sottoscrizione del protocollo di Kyoto dell'11.12.1997, ratificato con legge 1.06.2002 n. 120, nonché degli accordi discussi nella Conferenza Internazionale sul clima di Parigi, il 6 dicembre 2015;
- f) con Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 166 del 21/07/2016 è stato istituito un Tavolo Tecnico per l'elaborazione del PEAR e per la proposizione di interventi in materia di Green Economy;
- g) con Deliberazione n. 574 del 25 ottobre 2016 recante "Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) – Determinazioni" la Giunta Regionale della Campania ha preso atto del "Documento Preliminare sulla Programmazione Energetica in Campania" redatto dal Tavolo Tecnico di cui al Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 166 del 21/07/2016;
- h) la Direzione Generale per lo Sviluppo Economico e le Attività Produttive, in uno con i componenti del Tavolo Tecnico, in esecuzione alla citata D.G.R.C., ha esperito una prima fase di consultazione e ascolto degli stakeholders sulle strategie di politica energetica declinate nel redigendo PEAR;
- i) il citato Tavolo Tecnico ha consegnato agli Uffici Regionali, nel mese di maggio u.s., il documento "Piano Energetico Ambientale Regionale", prodromico alla definizione del Piano regionale in via di adozione;

CONSIDERATO che

- a) l'articolo 7 del D. Lgs. 152/2006 prevede che *"Sono soggetti a valutazione ambientale strategica i piani e i programmi ... che presentino entrambi i requisiti seguenti:*
 - c 1) concernano i settori agricolo, forestale, della pesca, energetico, industriale, dei trasporti, della gestione dei rifiuti e delle acque, delle telecomunicazioni, turistico, della pianificazione territoriale o della destinazione dei suoli;*
 - c 2) contengano la definizione del quadro di riferimento per l'approvazione, l'autorizzazione, l'area di localizzazione o comunque la realizzazione di opere ed interventi i cui progetti sono sottoposti a valutazione di impatto ambientale in base alla normativa vigente";*
- b) la L.R. 1/2008, inoltre, all'articolo 20 comma 9, prevede che *"Per l'approvazione del Piano energetico regionale e delle relative varianti si adotta la medesima procedura di cui all'articolo 13, comma 2 e ss., della L.R. 28 marzo 2007 n. 4", quest'ultima sostituita dalla L.R. 26 maggio 2016, n. 14;*
- c) pertanto, ai sensi della normativa vigente, per l'approvazione del Piano Energetico Ambientale Regionale e per le sue modifiche sostanziali è necessario avviare la procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS);

- d) la VAS, ex D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., si articola nelle fasi di *screening*, *scoping*, rapporto ambientale, sintesi non tecnica e monitoraggio e prevede la redazione di documenti tecnici tipici;

ATTESO che

- a) per le specificità che caratterizzano il procedimento di Valutazione Ambientale Strategica del Piano è indispensabile avvalersi delle necessarie competenze tecnico – scientifiche;
- b) l'ARPAC, Agenzia regionale per la protezione ambientale in Campania, è l'Ente strumentale della Regione Campania, previsto dalla legge n. 61 del 1994, la cui attività istituzionale comprende, tra l'altro l'esercizio delle funzioni tecniche per la prevenzione collettiva e per i controlli ambientali, nonché l'erogazione di prestazioni analitiche di rilievo, sia ambientale che sanitario;
- c) l'ARPAC, nell'ambito delle funzioni di cui al periodo precedente, svolge le attività di supporto e di consulenza tecnico-scientifica e le altre attività utili alla Regione, alle Province, alle Comunità Montane, ai Comuni singoli o associati, nonché alle Aziende Sanitarie Locali, per lo svolgimento dei compiti loro attribuiti dalla legislazione nel campo della prevenzione e della tutela ambientale;

RITENUTO

- a) di dover prendere atto del “Piano Energetico Ambientale Regionale” redatto dal Tavolo Tecnico di cui al Decreto del Presidente della Giunta Regionale della Campania n. 166 del 21/07/2016, preliminare alla definizione del piano regionale in via di adozione;
- b) di dover demandare alla Direzione Generale per lo Sviluppo Economico l'avvio della procedura di Valutazione Ambientale Strategica del Piano stesso;
- c) di dover prevedere che la redazione dei documenti tecnici, tipici della procedura ambientale di che trattasi, sia effettuata, ove necessario, con il supporto tecnico scientifico dell'ARPAC e, comunque, avvalendosi del personale in possesso delle adeguate competenze in servizio presso gli uffici della Giunta Regionale della Campania;

VISTI

- a) la Direttiva Comunitaria 2001/42/CE di introduzione della procedura di VAS;
- b) il D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.;
- c) il D.Lgs. 28/2011 e ss.mm.ii.;
- d) il D.Lgs. 102/2014 e ss.mm.ii.;
- e) il Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 166 del 21/07/2016;
- f) la Deliberazione n. 574 del 25 ottobre 2016;

PROPONE e la Giunta, a voto unanime

DELIBERA

per le motivazioni espresse in narrativa e che qui si intendono integralmente riportate:

1. di prendere atto del “Piano Energetico Ambientale Regionale” redatto dal Tavolo Tecnico di cui al Decreto del Presidente della Giunta Regionale della Campania n. 166 del 21/07/2016, preliminare alla definizione del piano regionale in via di adozione;
2. di demandare alla Direzione Generale per lo Sviluppo Economico l'avvio della procedura di Valutazione Ambientale Strategica del Piano stesso;
3. di prevedere che la redazione dei documenti tecnici, tipici della procedura ambientale di che trattasi, sia effettuata, ove necessario, con il supporto tecnico scientifico dell'ARPAC e, comunque, avvalendosi del personale in possesso delle adeguate competenze in servizio presso gli uffici della Giunta Regionale della Campania;
4. di inviare il presente atto:
 - all'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale della Campania;
 - ai componenti del Tavolo Tecnico di cui al DPGR n. 166/2016;
 - all'Assessore alle Attività Produttive;
 - all'Assessore all'Ambiente ed Urbanistica;
 - alle Direzioni Generali competenti per materia;
 - al BURC per la pubblicazione.

Piano Energetico Ambientale Regionale Regione Campania

Maggio 2017

A cura del Gruppo di Lavoro istituito con Decreto Presidente Giunta n. 166 del
21/07/2016

Benché ogni attenzione e sforzo siano stati profusi nella preparazione del materiale contenuto in questo documento, la sua assoluta accuratezza non può essere garantita.

La Regione Campania declina qualsiasi responsabilità collegata all'utilizzo, per qualsiasi scopo, di informazioni o dati contenuti in questo documento.

Ogni parte di tale documento può essere riprodotta senza esplicita autorizzazione purché la fonte sia correttamente citata

Sommario

Introduzione	4
1. Elementi del bilancio energetico regionale	5
1.1. Scenario internazionale e nazionale	5
1.2. Bilanci relativi all'energia elettrica	8
1.3. Consumi finali e obiettivi "Burden Sharing"	12
1.4. Consumi lordi di energia primaria da fonte non rinnovabile	19
1.5. Emissioni di gas serra associate all'utilizzo di combustibili fossili e rifiuti non biodegradabili	22
1.6. Bilanci di sintesi (2010 - 2014)	27
2. Interventi nella Pubblica Amministrazione	36
2.1. Introduzione	36
2.2. Direttive UE, PEAR e PAES (Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile)	36
2.3. La riqualificazione energetica del patrimonio pubblico	42
2.4. Innovazione tecnologica e settore energetico-ambientale per la pubblica amministrazione	52
2.5. Altri interventi nel settore energetico-ambientale per la pubblica amministrazione	53
2.6. Interventi di disseminazione, coinvolgimento, informazione, formazione per EELL, diffusione, partenariati, progetti per cittadini	56
2.7. Interventi e agevolazioni per la riqualificazione dell'edilizia privata e dei borghi storici	56
3. Interventi nel settore residenziale	58
3.1. Valutazione del potenziale risparmio energetico e di sfruttamento delle fonti rinnovabili	58
4. La Campania e le energie rinnovabili. Patrimonio Energetico e gestione del lascito produttivo degli insediamenti realizzati ad oggi	92
4.1. Energia eolica	92
4.2. Energia solare	96
4.3. Energia idroelettrica ("small e mini-hydro")	113
4.4. Energia geotermica	122
4.5. Linee di indirizzo per le agroenergie in Campania	150
4.6. Considerazioni sullo stato e sulle prospettive delle bioenergie nella Regione Campania	174
5. Le Infrastrutture per il Trasporto, la Distribuzione e l'Utilizzazione dell'Energia	178

5.1.	Introduzione.....	178
5.2.	Le Reti di Trasmissione e Sub-Trasmissione dell'Energia Elettrica.....	181
5.3.	Le Reti di Distribuzione	197
5.4.	Cold Ironing ed elettrificazione delle banchine portuali	205
5.5.	Sistemi di accumulo elettrico e termico per facilitare l'autoconsumo e la diffusione delle FER	207
5.6.	Interventi proposti	209

Appendice A – Analisi dei consumi energetici

Appendice B – Analisi del parco edilizio privato

Appendice C – Cartografia agroenergie

Appendice D – Bioenergie: le tecnologie e l'incidenza sul comparto energetico

Appendice E – Interventi a sostegno dell'efficienza energetica nelle PMI

Introduzione

La Campania ha una naturale vocazione all'utilizzo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) ed è il naturale snodo per il passaggio dei corridoi infrastrutturali per il trasporto di energia. Due condizioni che hanno preso rilievo sono negli ultimi anni, ovvero da quando le politiche energetiche hanno imposto a livello internazionale l'abbandono progressivo delle fonti fossili a favore della produzione da fonti rinnovabili.

Solo da quel momento storico, che come genesi si può far risalire all'accordo di Kyoto ed ai successivi accordi anche in sede europea, lo sviluppo dell'energia ha iniziato ad essere, per la Campania, un argomento di necessaria pianificazione anche produttiva e non più un semplice corollario alla tutela dell'ambiente per mitigare gli effetti di insediamenti altamente inquinati, ma necessari per l'economia.

Si è passati, in sostanza, da una politica energetica che aveva come unico driver di sviluppo il "contenimento del consumo" di petrolio e derivati, ad una politica di produzione energetica locale e di distribuzione "intelligente" dell'energia.

In questo passaggio la Campania, inconsapevolmente, si è ritrovata dei veri e propri "giacimenti" di nuove energie sfruttati ad oggi in maniera deregolamentata.

Il PEAR si propone come un contributo alla programmazione energetico-ambientale del territorio, con l'obiettivo finale di pianificare lo sviluppo delle FER, rendere energeticamente efficiente il patrimonio edilizio e produttivo esistente, anche nell'ambito di programmi di rigenerazione urbana, programmare lo sviluppo delle reti distributive al servizio del territorio, in un contesto di valorizzazione delle eccellenze tecnologiche territoriali, disegnare un modello di sviluppo costituito da piccoli e medi impianti allacciati a reti "intelligenti" ad alta capacità, nella logica della smart grid diffusa.

Il presente documento va tuttavia considerato come preliminare rispetto alla redazione del Piano Energetico Ambientale Regionale della Campania, e ha la finalità di definirne gli orientamenti generali, presentando un primo quadro, seppure provvisorio e incompleto, di obiettivi, strategie ed azioni. In particolare, il documento si concentra sui settori dalla PA, dell'edilizia residenziale, delle fonti rinnovabili e delle reti di trasmissione elettrica; un cenno ad alcune misure previste a breve termine a sostegno dell'efficienza energetica nel settore delle PMI è riportato in Appendice E; non sono invece stati considerati, se non in maniera parziale, il settore dei trasporti e quello dei rifiuti, che, pur essendo ovviamente di enorme rilevanza anche dal punto di vista energetico e ambientale, non erano inclusi nel mandato ricevuto dal gruppo di lavoro incaricato della redazione del documento, anche perché oggetto di specifiche attività di programmazione; le relative politiche settoriali tuttavia saranno ovviamente considerate in fase di stesura di un vero e proprio documento attuativo della politica regionale in campo energetico e ambientale.

Il documento è inoltre coerente con le indicazioni della Strategia Energetica Nazionale 2017, così come delineate dal documento di consultazione disponibile al momento della sua stesura oltre che con i contenuti del Piano Rifiuti approvato nel Consiglio Regionale della Campania, nella seduta tenutasi in data 16 dicembre 2016, ha approvato in via definitiva la Deliberazione n. 685 del 6 dicembre 2016, pubblicata sul B.U.R.C. n. 85 del 12 dicembre 2016, con cui la Giunta regionale ha adottato gli atti di aggiornamento del Piano regionale per la gestione dei rifiuti urbani (PRGRU) ai sensi dei commi 2 e 6 dell'art. 15 della Legge regionale 14/2016", come modificati dalla proposta di emendamento presentato in sede di discussione.

1. Elementi del bilancio energetico regionale

1.1. Scenario internazionale e nazionale

La situazione della produzione energetica a livello europeo mette in luce la particolare debolezza dell'Italia, in confronto con i principali paesi della Ue. Nel 2015, il tasso di dipendenza energetica del nostro Paese (Fonte Eurostat) è stato pari, nonostante il calo nei consumi degli ultimi anni, al 75,9%, a fronte del 46,1% della Francia, del 61,6% della Germania, con una media dell'area Euro del 60,3% e dell'Ue a 28 del 53,5%.

Il mix di produzione nazionale è ancora sbilanciato verso le fonti più costose, per le quali il Paese è fortemente dipendente dall'estero per l'approvvigionamento: il 62% circa dell'elettricità nel 2014 è stata prodotta con gas naturale e petrolio.

La forte dipendenza dalle importazioni e il mix energetico utilizzato nel nostro Paese, unitamente al maggior peso delle imposte, determinano costi dell'energia più alti rispetto alla media europea, incidendo sensibilmente sulla competitività delle imprese. Secondo stime della Confartigianato, le imprese italiane pagano mediamente l'energia il 30% in più rispetto alla media Ue, con un maggior esborso di oltre 7 miliardi di euro l'anno. Per ciascuna impresa italiana ciò si traduce in media in un esborso di oltre 1.700 euro in più all'anno rispetto ai competitors europei. Tale gap competitivo è omogeneamente distribuito sull'intero territorio nazionale. L'aggravio rapportato al valore aggiunto complessivo è stato mediamente dello 0,62% al Nord e dello 0,61% al Sud.

Al Sud, Puglia, Basilicata, Abruzzo, Molise e soprattutto la Sardegna hanno un costo in rapporto al valore aggiunto superiore alla media italiana. Campania (0,45%), Sicilia e Calabria, risultano meno penalizzate.

La Campania, come detto in premessa, ha però una naturale vocazione alla produzione di Energia da fonti Rinnovabili ed è il naturale snodo per il passaggio dei corridoi infrastrutturali per il trasporto di energia elettrica e gas naturale.

Due condizioni che hanno preso rilievo sono negli ultimi anni, ovvero da quando le politiche energetiche hanno imposto a livello internazionale l'abbandono delle fonti fossili a favore della produzione da fonti rinnovabili.

Solo da quel momento storico, che come genesi si può far risalire all'accordo di Kyoto, lo sviluppo dell'energia ha iniziato ad essere, per la Campania, un argomento di necessaria pianificazione e non più un semplice corollario alla tutela dell'ambiente, per mitigare gli effetti di insediamenti altamente inquinanti ma necessari per l'economia.

Il passaggio da una politica energetica che aveva come unico driver di sviluppo il "contenimento del consumo" di petrolio e derivati, ad una politica di produzione energetica e di distribuzione "intelligente" dell'energia, ha portato i Campania gruppi imprenditoriali ben strutturati, intenzionati ad avviare lo sfruttamento di quei giacimenti in maniera deregolamentata.

L'effetto è stato duplice. Da un lato, al Campania ha conquistato la leadership in settori come l'eolico, passando dal 2000 ad oggi da qualche unità a ben 221 impianti esistenti, con una potenza installata di 1.250 MW al 31.12.2014, a cui aggiungere i 24.827 impianti per il fotovoltaico, con capacità pari a 712,3MW, i 68 Impianti da bioenergie, con potenza installata di 244,4 MW, ed i 53 impianti Idroelettrici, con una capacità di 349,6 MW; la potenza installata complessiva per impianti alimentati da FER, pari nel 2014 a 2.644,6 MW, ha quindi superato quella degli impianti termoelettrici tradizionali (alimentati da fonti fossili), di poco superiore a 2.000 MW (dati Terna al 31.12.2014 - Vedi scheda allegata).

Si pensi che nel 2007 la stessa regione Campania certificava una potenza installata pari a 777 MW per l'eolico e a pochi MW per il fotovoltaico.

Al 2014 la Regione Campania con 1.250 MW installati di eolico ed in esercizio si colloca al terzo posto tra le regioni italiane, dopo Puglia e Sicilia. La produzione complessiva è stata di 2.046,8 GWh, pari al 14,4% della produzione eolica complessiva nazionale (Puglia 26%; Sicilia 17%). Le 7 Regioni del Mezzogiorno hanno prodotto nel 2014 il 94% dell'energia eolica italiana.

Effetto di questa crescita vertiginosa è che la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili in Campania è divenuto un settore produttivo, un vero e proprio comparto industriale, in carenza di strumenti di programmazione che ne disciplinassero la produzione e ne pianificassero lo sviluppo.

D'altro canto, proprio alla carenza di regolamentazione ha inciso sui territori con particolari vocazioni produttive, generando un effetto di saturazione e di sfruttamento intensivo che non ha giovato al territorio regionale, che si è ritrovato ad essere ospite e non padrone di un settore.

In questo contesto, partendo proprio dal protocollo di Kyoto, è emersa poi la necessità per il governo di assegnare delle quote di riduzione delle emissioni di gas serra alle singole regioni. Per l'Italia, la "Strategia europea 20/20/20" si è tradotta in un duplice obiettivo vincolante per il 2020: la riduzione dell'effetto serra e il raggiungimento di una quota di energia rinnovabile pari al 17% dei consumi finali lordi nazionali. Quota

che la “Strategia Energetica Nazionale” ha poi rivisto programmando un 19-20% di incidenza delle energie rinnovabili.

Il “Burden Sharing”, ha indicato la ripartizione tra le regioni italiane per il rispetto dell’obiettivo europeo di produzione da fonti rinnovabili per il 2020, ed ha assegnato alla Campania un obiettivo del 16,7%.

I quattro obiettivi delineati dalla Strategia non possono che essere condivisibili: ridurre il gap di costo dell’energia; favorire la crescita sostenibile; migliorare la sicurezza e l’indipendenza di approvvigionamento; raggiungere e superare i target della “Strategia europea 20/20/20”.

Per i consumi elettrici, l’obiettivo è di un incremento delle fonti rinnovabili dall’attuale 22% fino ad un 35-38% nel 2020, rispetto al precedente obiettivo del 26%.

Con il Burden Sharing Regionale, effetto delle politiche internazionali e nazionali con il Piano Strategico per l’Energia, in sostanza, ogni territorio regionale ha avuto assegnata una quota minima di incremento dell’energia (elettrica, termica e trasporti) prodotta con fonti rinnovabili, necessaria a raggiungere l’obiettivo nazionale – al 2020 – del 17% del consumo finale lordo.

Percentuale che il nostro paese ha praticamente già raggiunto, come certificato nel marzo 2015 da un’indagine Eurostat e come confermato dal GSE a giugno 2016, tramite i dati disaggregati a livello regionale.

Anche su questo punto la Campania ha dimostrato di avere le risorse per giungere all’obiettivo e di contribuire più di altre regioni, come ad esempio il Lazio (per citare una con dimensioni paragonabili), al raggiungimento delle soglie minime.

In sostanza, più che la programmazione ha inciso la vocazione del territorio alla produzione energie da fonti rinnovabili; inoltre, all’enorme crescita della produzione di energia da FER ha fatto da contraltare, negli ultimi anni, il rallentamento della crescita dei consumi di energia conseguente alla crisi economica

Partendo dalla constatazione che la pianificazione sul tema dell’Energia in Campania risale come atto di indirizzo al 2006, in uno scenario industriale e tecnologico del tutto diverso, la nuova programmazione si deve affidare a dei concetti, da tradurre in linee guida ed interventi, che possono avere una declinazione su tre temi:

- la gestione del lascito produttivo degli insediamenti realizzati ad oggi;
- la politica della riduzione dei consumi attraverso l’efficientamento energetico;
- la programmazione delle potenzialità dei bacini produttivi di energie rinnovabili;
- la definizione di una politica distributiva dell’Energia.

Tralasciando i primi due temi, rilevanti ma non strettamente attinenti al tema odierno, che riguardano in sostanza come migliorare ciò che già esiste e produce o ciò che è il patrimonio abitativo e produttivo della Regione, restano da definire quelli relativi alle linee di sviluppo che si immaginano per i bacini produttivi e per le linee di trasporto dell'energia.

1.2. Bilanci relativi all'energia elettrica

A fine 2014 risultano installati in Italia 656.213 impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili; tale numerosità è quasi interamente costituita da impianti fotovoltaici (98,8%). La potenza rinnovabile installata in Italia a fine 2014 era di 50.595 MW e rappresentava il 41,7% di quella complessiva. La produzione rinnovabile ha raggiunto nel 2014 i 120.679 GWh (43,1% della produzione lorda complessiva nazionale).

Dimensioni e potenza degli impianti variano significativamente a seconda della fonte rinnovabile che li alimenta.

Oltre il 90% degli impianti fotovoltaici installati in Italia ha potenza inferiore a 50 kW, mentre il 91,2% di quelli geotermoelettrici supera i 10 MW; gli impianti alimentati con biogas e bioliquidi hanno prevalentemente potenza compresa tra 200 kW e 1 MW (il 75,8% e il 71,8% rispettivamente).

Per gli impianti idroelettrici la classe più rilevante, con il 32,6% degli impianti, è quella con potenza tra 200 kW e 1 MW (quelli di piccola taglia sono generalmente ad acqua fluente). Quasi il 70% degli impianti eolici ha potenza inferiore a 200 kW (il 39,3% ha potenza inferiore ai 50 kW).

Di seguito si riportano i principali dati relativi a produzione, importazione e consumo di energia elettrica in Campania, così come resi disponibili da Terna. dati evidenziano, tra l'altro:

- la forte riduzione del deficit elettrico regionale registrata negli anni 2007-2010, principalmente dovuta all'entrata in esercizio di nuove centrali termoelettriche a ciclo combinato a gas naturale e al forte sviluppo delle fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico, biomasse, aliquota biodegradabile dei rifiuti);
- la notevole contrazione dei consumi registrata nel periodo 2011-2014, e la significativa ripresa degli stessi nel 2015.

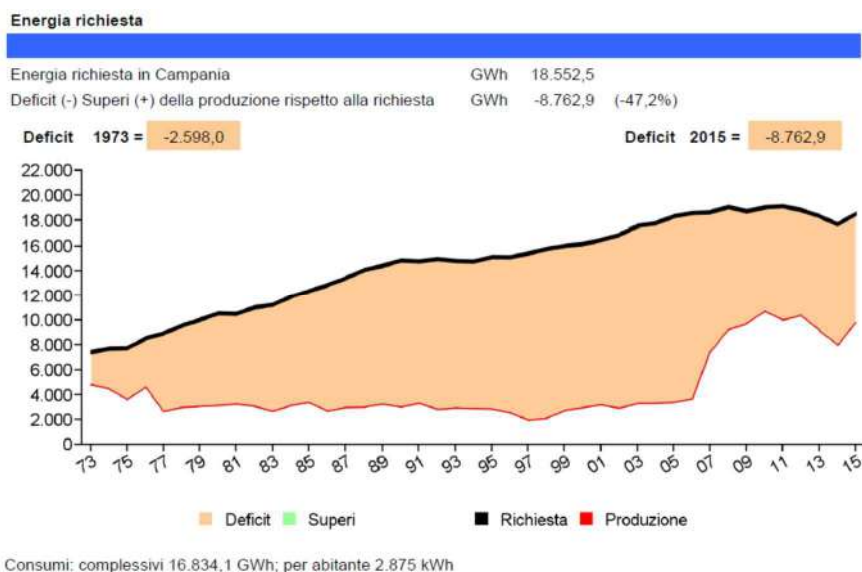


Fig. 1. Energia elettrica richiesta e prodotta in Campania (1973-2015) – dati Terna..

Tabella 1. Impianti per la produzione di energia elettrica in Campania nel 2015 – dati Terna.

Situazione impianti				
al 31/12/2015				
		Produttori	Autoproduttori	Campania
Impianti idroelettrici				
Impianti	n.	54	-	54
Potenza efficiente lorda	MW	1.350,1	-	1.350,1
Potenza efficiente netta	MW	1.337,2	-	1.337,2
Producibilità media annua	GWh	1.902,2	-	1.902,2
Impianti termoelettrici				
Impianti	n.	88	23	111
Sezioni	n.	133	30	163
Potenza efficiente lorda	MW	2.357,1	70,1	2.427,1
Potenza efficiente netta	MW	2.288,8	67,5	2.356,3
Impianti eolici				
Impianti	n.	295	-	295
Potenza efficiente lorda	MW	1.318,3	-	1.318,3
Impianti fotovoltaici				
Impianti	n.	26.478	-	26.478
Potenza efficiente lorda	MW	731,8	-	731,8

Tabella 2. Consumi di energia elettrica in Campania nel 2015 per settore e provincia – dati Terna.

Consumi per categoria di utilizzatori e provincia					
GWh					
	Agricoltura	Industria	Terziario ¹	Domestico	Totale ¹
Avellino	11,1	640,0	441,5	361,7	1.454,2
Benevento	22,5	188,5	272,1	250,9	734,0
Caserta	91,3	1.060,7	1.034,1	911,9	3.097,9
Napoli	49,1	1.479,1	3.237,6	2.934,9	7.700,7
Salerno	105,9	1.145,8	1.282,5	1.024,8	3.559,0
Totale	279,9	4.514,0	6.267,8	5.484,1	16.545,9

(1) Al netto dei consumi FS per trazione pari a GWh 288,2

Tabella 3. Bilancio dell'energia elettrica in Campania nel 2015 – dati Terna.

Bilancio dell'energia elettrica				
GWh			2015	
	Operatori del mercato elettrico ²	Autoproduttori	Campania	
Produzione lorda				
- idroelettrica	871,3	-	871,3	
- termoelettrica tradizionale	6.253,3	411,2	6.664,4	
- geotermoelettrica	-	-	-	
- eolica	2.028,6	-	2.028,6	
- fotovoltaica	848,7	-	848,7	
Totale produzione lorda	10.001,9	411,2	10.413,0	
	-	-	-	
Servizi ausiliari della Produzione	217,9	17,9	235,7	
	=	=	=	
Produzione netta				
- idroelettrica	859,2	-	859,2	
- termoelettrica tradizionale	6.082,2	393,3	6.475,5	
- geotermoelettrica	-	-	-	
- eolica	2.005,9	-	2.005,9	
- fotovoltaica	836,8	-	836,8	
Totale produzione netta	9.784,0	393,3	10.177,3	
	-	-	-	
Energia destinata ai pompaggi	387,8	-	387,8	
	=	=	=	
Produzione destinata al consumo	9.396,2	393,3	9.789,5	
	+	+	+	
Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori	+61,0	-61,0	-	
	+	+	+	
Saldo import/export con l'estero	-	-	-	
	+	+	+	
Saldo con le altre regioni	+8.762,9	-	+8.762,9	
	=	=	=	
Energia richiesta	18.220,1	332,4	18.552,5	
	-	-	-	
Perdite	1.718,4	..	1.718,4	
	=	=	=	
Consumi	Autoconsumo	207,1	332,4	539,4
	Mercato libero ³	11.022,0	-	11.022,0
	Mercato tutelato	5.272,7	-	5.272,7
	Totale Consumi	16.501,7	332,4	16.834,1

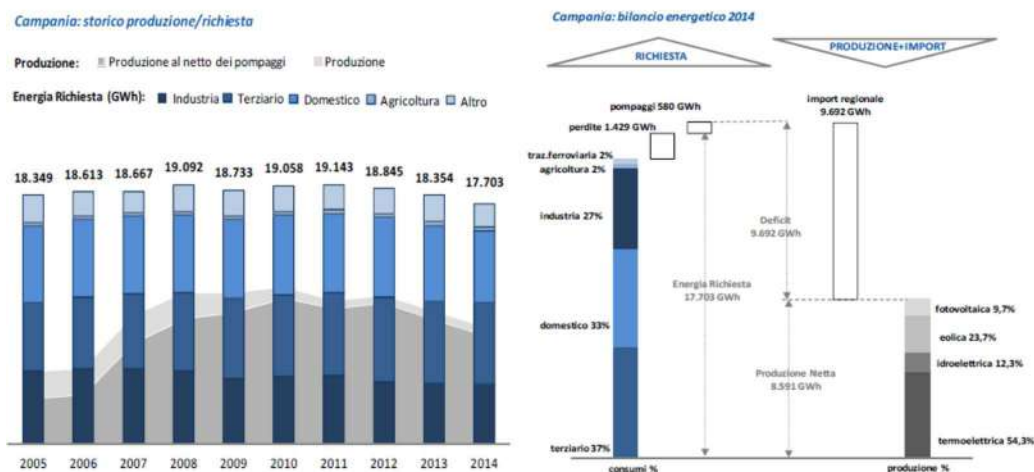


Fig. 2. Produzione e richiesta di energia elettrica in Campania (2005-2014) e bilancio 2014 - dati Terna.

Come già osservato, in Campania a fine 2014 risultavano complessivamente presenti 25.156 impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per una capacità produttiva di 2.554 MW ed una taglia media di poco superiore ai 100 kW. Questi impianti hanno prodotto nell'esercizio 2014 energia elettrica per 4.604,2 GWh.

La potenza installata complessiva in Campania rappresenta, quindi, il 5% circa di quella nazionale collocandosi, perfettamente in media, all'8° posto tra le regioni italiane.

Tra le "Regioni FER" la Lombardia è al primo posto con un 15,9% della capacità produttiva complessiva, seguita dalla Regione Puglia con il 10,3%, il Piemonte con il 9%, il Trentino Alto Adige con il 7,4% e la Sicilia con il 6,5%. Anche Veneto ed Emilia Romagna con il 6,4% ed il 5,6% precedono la Campania.

La Lombardia si conferma la Regione italiana con la maggiore produzione da fonti rinnovabili, pari a 19.919 GWh, il 16,5% dei 120.679 GWh prodotti complessivamente sul territorio nazionale. Seguono altre due regioni del Nord Italia, ovvero Trentino Alto Adige e Piemonte, che rappresentano rispettivamente l'11,6% e il 9,8% della produzione nazionale del 2014.

La generazione elettrica da fonti rinnovabili è così distribuita tra macro aree: il Nord Italia ha contribuito con il 57,2%, il Centro con il 14,0% e il Sud (Isole comprese) con il 28,8%. La Regione Campania ha rappresentato nel 2014 il 3,82% della produzione complessiva. Nell'anno 2014 la Regione Campania ha registrato un calo della richiesta di energia elettrica, rispetto all'anno precedente, di circa 3,5% (18.354 GWh nel 2013 contro 17.703 GWh nel 2014). Nel 2014 il contributo principale alla domanda è rappresentato dal settore terziario (37%), seguito dal settore domestico (33%) e dal

comparto industriale (27%); il settore agricolo e la trazione ferroviaria rappresentano entrambi il 2% dei consumi regionali. Rispetto al 2013, i consumi di energia nell'anno 2014 si sono contratti in tutti i settori principali; in particolare si registra il calo del settore domestico di circa il 4%.

La produzione di energia elettrica in Campania è così distribuita:

- generazione termoelettrica (circa 54,3%)
- eolica (circa 23,7%)
- idroelettrica (12,3%)
- fotovoltaica (9,7%).

In continuità con quanto avvenuto negli anni precedenti, la Regione si conferma fortemente deficitaria per quanto riguarda il bilancio elettrico, con un import dalle altre regioni pari a circa 9,7 TWh (53% del consumo lordo). Si deve però segnalare come il deficit produttivo si sia notevolmente ridotto rispetto a 10 anni fa (ad esempio, nel 2005 il deficit era di quasi il 90%); inoltre, una parte consistente di tale deficit va attribuito al modesto contributo delle centrali termoelettriche operanti sul territorio, a sua volta derivante dall'attuale assetto del mercato dell'energia elettrica: la produzione termoelettrica complessiva in Campania, nel 2014, è stata di 4.835 GWh, a fronte di una potenza installata di 2.278 MW, corrispondenti ad appena 2.122 ore di utilizzo della potenza installata; il dato, peraltro ragionevolmente allineato con quello nazionale (di poco superiore a 2.500 ore/anno), è evidentemente associato all'enorme crescita delle rinnovabili, cui le norme assegnano priorità di dispacciamento (immissione prioritaria sulle reti di trasporto e distribuzione dell'energia prodotta) rispetto agli impianti alimentati da fonti convenzionali, ed è infatti notevolmente inferiore rispetto a quello registrato fino a pochi anni fa. Questo significa, in altri termini, che per ridurre significativamente il deficit non avrebbe senso aumentare il numero e/o la potenza delle centrali di tipo tradizionale, visto che quelle esistenti sono già sottoutilizzate, ma si deve viceversa puntare sull'ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili, oltre che, naturalmente, sulla riduzione dei consumi finali.

1.3. *Consumi finali e obiettivi "Burden Sharing"*

1.3.1. Premessa

La Direttiva 2009/28/CE assegna all'Italia l'obiettivo di raggiungere, entro il 2020, una quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili almeno pari al 17%. Il Decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo Economico (c.d. decreto burden sharing) fissa il contributo che le diverse regioni e province autonome sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale, attribuendo a ciascuna di esse specifici obiettivi regionali di impiego di FER entro il 2020; a ciascuna

regione è inoltre associata una traiettoria indicativa, in cui sono individuati obiettivi intermedi relativi agli anni 2012, 2014, 2016 e 2018.

Il compito di monitorare annualmente il grado di raggiungimento degli obiettivi fissati dal D.M. "burden sharing" è assegnato al GSE dal Decreto 11/5/2015 del Ministero dello Sviluppo Economico. La metodologia di monitoraggio, approvata dallo stesso decreto, prevede l'utilizzo dei dati sui consumi regionali di energia da fonti rinnovabili rilevati dal GSE (che, per la produzione elettrica, fa a sua volta riferimento prioritario ai dati di TERNA) e dei dati sui consumi regionali di energia da fonti non rinnovabili calcolati da ENEA. Per gli anni 2012 e 2013 sono disponibili sia i CFL FER sia i CFL totali, mentre per l'anno 2014 sono al momento disponibili solo i CFL FER in quanto per il calcolo dei CFL fossili sono necessarie alcune fonti ufficiali (previste dalla metodologia) al momento non ancora disponibili.

Ogni obiettivo regionale/provinciale è costituito da un indicatore ottenuto dal rapporto tra consumi finali lordi da fonti rinnovabili (i valori presentati nel paragrafo precedente) e consumi finali lordi complessivi, definiti e contabilizzati applicando definizioni e criteri di calcolo fissati dalla Direttiva 2009/28/CE. A differenza dell'obiettivo nazionale, per il calcolo degli indicatori-obiettivo regionali non si tiene conto dei consumi di energia da FER nel settore trasporti, essendo essi prevalentemente dipendenti da politiche stabilite a livello centrale (in primis l'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti).

Il D.M. 15 marzo 2012 assegna inoltre alle Regione le seguenti funzioni.

- Possibilità di stabilire limiti massimi per le singole fonti: fermi restando gli obiettivi indicati, la Regione può stabilire "i limiti massimi alla produzione di energia per singola fonte rinnovabile in misura non inferiore a 1,5 volte gli obiettivi previsti nei rispettivi strumenti di pianificazione energetica per la medesima fonte". In pratica, fatto 100 l'obiettivo per una fonte, la Regione potrà stabilire - per il proprio territorio - un limite massimo di produzione da quella fonte non inferiore a 150.
- Possibilità di sospensione dei procedimenti autorizzativi in corso: considerato l'impatto sulle reti elettriche degli impianti di produzione a fonti rinnovabili non programmabili, la Regione può anche "sospendere i procedimenti di autorizzazione in corso su motivata segnalazione da parte dei gestori delle reti circa la sussistenza di problemi di sicurezza per la continuità e la qualità delle forniture". Il Gestore di rete deve corredare la segnalazione con una proposta degli interventi di messa in sicurezza che si considerano necessari e propedeutici a consentire una ulteriore installazione di impianti rinnovabili non programmabili in condizioni di sicurezza. La sospensione può avere in ogni caso una durata massima di otto mesi.
- Iniziative regionali per il contenimento dei consumi finali lordi: il contenimento dei consumi finali lordi, nella misura prevista per la Regione, deve essere perseguito prioritariamente con i seguenti strumenti:

- sviluppo di modelli di intervento per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili su scala distrettuale e territoriale;
- integrazione della programmazione in materia di fonti rinnovabili e di efficienza energetica con la programmazione di altri settori.

Per ottenere questi risultati, la Regione può:

- indirizzare gli Enti locali nello svolgimento dei procedimenti di loro competenza;
- incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili, nei limiti di cumulabilità fissati dalle norme nazionali;
- fornire programmi di formazione, rivolti anche a gestori di utenze pubbliche, progettisti, piccole e medie imprese;
- promuovere la realizzazione di reti di teleriscaldamento, anche mediante interventi nella pianificazione regionale e indirizzi per la pianificazione di livello locale.

Nel perseguire questi risultati di contenimento dei consumi, la Regione deve prioritariamente favorire le seguenti attività anche ai fini dell'accesso agli strumenti nazionali di sostegno:

- misure e interventi nei trasporti pubblici locali, negli edifici e nelle utenze delle Regioni e delle Province autonome, nonché degli Enti locali;
- misure e interventi di riduzione del traffico urbano;
- interventi per la riduzione dei consumi di energia elettrica nell'illuminazione pubblica e nel settore idrico;
- diffusione degli strumenti del finanziamento tramite terzi e dei servizi energetici;
- incentivazione dell'efficienza energetica, nei limiti di cumulabilità fissati dalle norme nazionali.

Per il raggiungimento degli obiettivi, le Regioni possono ricorrere ai “trasferimenti statistici” (scambi con enti territoriali interni ad un altro Stato membro o con altri Stati membri) previsti dal Dlgs 28/2011, ma le cessioni ad altri Paesi devono essere autorizzate dal Ministero dello Sviluppo.

Sempre per facilitare il raggiungimento degli obiettivi, su richiesta delle Regioni, accompagnata da progetti preliminari, l'ENEA è tenuta a redigere – e proporre all'approvazione del Ministero dello sviluppo – schede standardizzate per la quantificazione dei risparmi (Certificati Bianchi).

Con il Burden sharing, le Regioni si impegnano inoltre a perseguire le seguenti finalità comuni:

- sviluppare modelli di intervento per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili su scala distrettuale e territoriale;

- integrare la programmazione in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica con la programmazione di altri settori;
- concorrere al contenimento dei rispettivi consumi finali lordi mediante interventi nei trasporti pubblici locali, negli edifici e nelle utenze delle regioni e degli enti locali, nell'illuminazione pubblica e nel settore idrico.

Si impegnano inoltre:

- alla diffusione degli strumenti del finanziamento tramite terzi;
- a indirizzare gli enti locali nello svolgimento dei procedimenti di loro competenza, applicando il modello dell'autorizzazione;
- a incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili e all'efficienza energetica;
- a promuovere programmi di formazione, destinati anche a gestori di utenze pubbliche, progettisti, piccole e medie imprese;
- a sostenere la realizzazione di reti di teleriscaldamento.

1.3.2. Situazione al 2014

I dati relativi ai consumi finali e alla quota di copertura degli stessi mediante fonte rinnovabile per gli anni 2012, 2013 e 2014, così come elaborati dal GSE nell'ambito del monitoraggio obbligatorio degli indicatori previsti dalla Direttiva Europea 20-20, sono ritirati in Tabella 4 e Tabella 5. I dati evidenziano come, al 2014, i consumi finali di energia da fonti rinnovabili, in Campania, abbiano rappresentato il 15,5% dei consumi lordi totali, valore molto superiore a quello previsto per lo stesso anno dal D.M. 11 marzo 2012 ("Decreto Burden Sharing") e già confrontabile con l'obiettivo finale previsto al 2020 (16,7%).

La quota di copertura dei consumi finali da FER è rimasta tuttavia sostanzialmente stabile, nel periodo 2012-2014, in quanto, secondo quanto registrato dal GSE, l'incremento della produzione elettrica da fonte rinnovabile è stato compensato da una contrazione nella produzione termica, cosicché l'energia finale ottenuta da FER si complessivamente ridotta, sia pure leggermente. In compenso, nello stesso periodo, anche i consumi finali si sono ridotti, passando da 6.857 a 6.445 ktep.

I principali contributi alla produzione di energia da fonte rinnovabile, per il 2014, sono stati forniti, nell'ordine:

- dall'uso di biomasse solide nel settore residenziale (495 ktep);
- dalla produzione di energia elettrica da fonte eolica (175 ktep);
- dalla produzione di energia elettrica da fonte solare (74 ktep).

Il GSE, con il proprio rapporto del 30 giugno 2016, ha confermato la tendenza evidente negli anni pregressi, ovvero che l'obiettivo assegnato è stato raggiunto, per la scadenza al

2020, a livello nazionale, con molte regioni, tra cui la Campania, in linea con la tendenza nazionale.

Tabella 4. Monitoraggio obiettivi regionali fissati dal DM 11 marzo 2012 "Burden sharing" (dati GSE).

Tab. 2 - Consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili (escluso il settore trasporti) - ktep

	Dato rilevato			Previsioni D.M. 15/3/2012		
	2012	2013	2014	2012	2014	2020
Piemonte	1.653	1.844	1.825	1.258	1.307	1.723
Valle d'Aosta	307	321	320	284	280	287
Lombardia	2.826	3.113	3.102	1.784	1.963	2.905
Liguria	195	220	188	198	232	412
Provincia di Trento	539	564	566	423	430	490
Provincia di Bolzano	759	786	822	444	446	482
Veneto	1.772	1.904	1.878	691	794	1.274
Friuli Venezia Giulia	564	590	594	263	295	442
Emilia Romagna	1.231	1.360	1.367	578	698	1.229
Toscana	1.229	1.263	1.222	894	1.017	1.555
Umbria	446	461	443	223	246	355
Marche	443	456	437	234	290	540
Lazio	953	971	902	648	731	1.193
Abruzzo	625	619	614	276	320	528
Molise	196	191	188	116	136	220
Campania	1.047	1.068	996	543	647	1.111
Puglia	1.046	1.139	1.125	633	784	1.357
Basilicata	301	315	312	179	219	372
Calabria	846	942	917	357	416	666
Sicilia	637	684	726	523	659	1.202
Sardegna	635	677	639	311	385	667
ITALIA	18.252	19.487	19.182	10.862	12.297	19.010

I motivi di questa accelerazione vanno rintracciati anche nel successo delle politiche di incentivazione della produzione di FER oltre che nelle politiche di efficientamento energetico che hanno consentito, con una migliore collazione dei dati a livello locale, di calcolare con maggiore precisione il livello di adeguamento agli obiettivi assegnati.

Proprio dai dati elaborati dal GSE, emerge con chiarezza un generale andamento positivo delle politiche nazionali e regionali rispetto agli obiettivi assegnati.

Come dimostra la Tabella 4, nella quasi totalità delle regioni e nelle province autonome le quote dei consumi complessivi soddisfatte mediante le energie rinnovabili nel 2013 sono superiori a quelle del 2012.

La Campania aveva già nel 2013 raggiunto una quota del 15.3% dei consumi finali lordi di Energia coperti da fonti rinnovabili, rispetto all'obiettivo fissato per il 2020 del

16.7%, il che rende il risultato ancora più significativo se raffrontato al punto di traiettoria assegnato a medio termine, che nel 2014 prevedeva una percentuale del 9,4%.

In sostanza, già nel 2014 la quota percentuale regionale era prossima alla soglia assegnata alla regione Campania per il 2020.

Tabella 5. Monitoraggio obiettivi regionali fissati dal DM 11 marzo 2012 "Burden sharing":
Campania (dati GSE).

Regione

Campania

Monitoraggio obiettivi regionali fissati dal DM 11 marzo 2012 "Burden sharing"

Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (ktep)

	2012	2013	2014	2016	2018	2020
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (escluso il settore Trasporti)	1.047	1.068	996			
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)	339	375	387			
Idrraulica (normalizzata)	48	49	50			
Eolica (normalizzata)	162	172	175			
Solare	50	70	74			
Geotermica	0	0	0			
Biomasse solide	28	30	32			
Biogas	5	6	7			
Bioliquidi sostenibili	47	49	49			
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	700	683	596			
Consumi finali di energia geotermica	12	12	11			
Consumi finali di energia solare termica	7	5	4			
Consumi finali della frazione biodegradabile dei rifiuti	5	3	6			
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore residenziale	602	586	495			
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore non residenziale	0	0	1			
Consumi finali di energia da bioliquidi sostenibili	0	0	0			
Consumi finali di energia da biogas e biometano immesso in rete	3	2	2			
Energia rinnovabile da pompe di calore	72	75	77			
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	8	10	14			
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA	6.857	6.742	6.445			
Consumi finali di energia da FER (settore termico)	700	683	596			
Consumi finali lordi di calore derivato	40	54	63			
Consumi finali lordi di energia elettrica	1.633	1.585	1.527			
Consumi finali della frazione non biodegradabile dei rifiuti	10	9	10			
Consumi finali di prodotti petroliferi	3.243	3.203	3.117			
Consumi finali di olio combustibile	123	96	127			
Consumi finali di gasolio	1.924	2.158	2.371			
Consumi finali di GPL	428	470	304			
Consumi finali di benzine	564	301	157			
Consumi finali di coke di petrolio	78	50	16			
Consumi finali di distillati leggeri	0	0	0			
Consumi finali di carboturbo	126	128	142			
Consumi finali di gas di raffineria	0	0	0			
Consumi finali di carbone e prodotti derivati	0	1	0			
Consumi finali di carbone	0	0	0			
Consumi finali di lignite	0	0	0			
Consumi finali di coke da cokeria	0	1	0			
Consumi finali di gas da cokeria	0	0	0			
Consumi finali di coke di gas da altoforno	0	0	0			
Consumi finali di gas	1.231	1.209	1.133			
Consumi finali di gas naturale	1.231	1.209	1.133			
Consumi finali di altri gas	0	0	0			

NB: mancata quadratura nella tabella derivano da arrotondamenti sui dati sottostanti.

Quota dei Consumi Finali Lordi di energia coperta da fonti rinnovabili

	2012	2013	2014	2016	2018	2020
Dato rilevato (Consumi finali lordi di energia da FER / Consumi finali lordi di energia)	15,3%	15,8%	15,5%			
Obiettivi DM 11 marzo 2012 (decreto Burden sharing)	8,3%		9,8%	11,6%	13,8%	16,7%

1.4. Consumi lordi di energia primaria da fonte non rinnovabile

In Tabella 6 e nelle corrispondenti Fig. 3 e Fig. 4 si riportano in forma sintetica i dati disponibili in merito al consumo lordo di energia da combustibili fossili e da rifiuti urbani (quota non biodegradabile, assunta forfaitariamente pari al 50% dei rifiuti termovalorizzati), ovvero da combustibili non rinnovabili, relativamente al periodo 2010-2015. Le tabelle includono inoltre una proiezione dei dati di consumo al 2020, basata, in considerazione del fatto che si tratta di previsioni a breve termine, sulla semplice estrapolazione lineare dei trend relativi agli anni 2010-2015.

I dati evidenziano come, nel periodo 2010-2015, si sia registrata una sensibile riduzione del consumo lordo associato all'utilizzo di combustibili fossili e da rifiuti (-10,4%), in larga misura attribuibile alla forte contrazione del consumo di gas naturale per usi termoelettrici registrata soprattutto negli anni 2013 e 2014, con una parziale ripresa nel 2015; mentre nel 2010 il consumo di energia primaria per usi termoelettrici rappresentava il 22% del consumo complessivo di energia da combustibili non rinnovabili, nel 2015 tale aliquota è risultata pari ad appena il 14% (v. Fig. 5).

Il trend negativo nel consumo di gas naturale per usi termoelettrici, in linea con i dati nazionali, è essenzialmente associato, oltre che alla sfavorevole congiuntura economica, e alla conseguente contrazione nei consumi elettrici, al rapido incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili, che ha ulteriormente contribuito a ridurre il fabbisogno di energia elettrica da fonte tradizionale.

Risulta particolarmente evidente il notevole peso del settore dei trasporti sul totale dei consumi regionali di energia primaria da combustibili non rinnovabili (50% nel 2015).

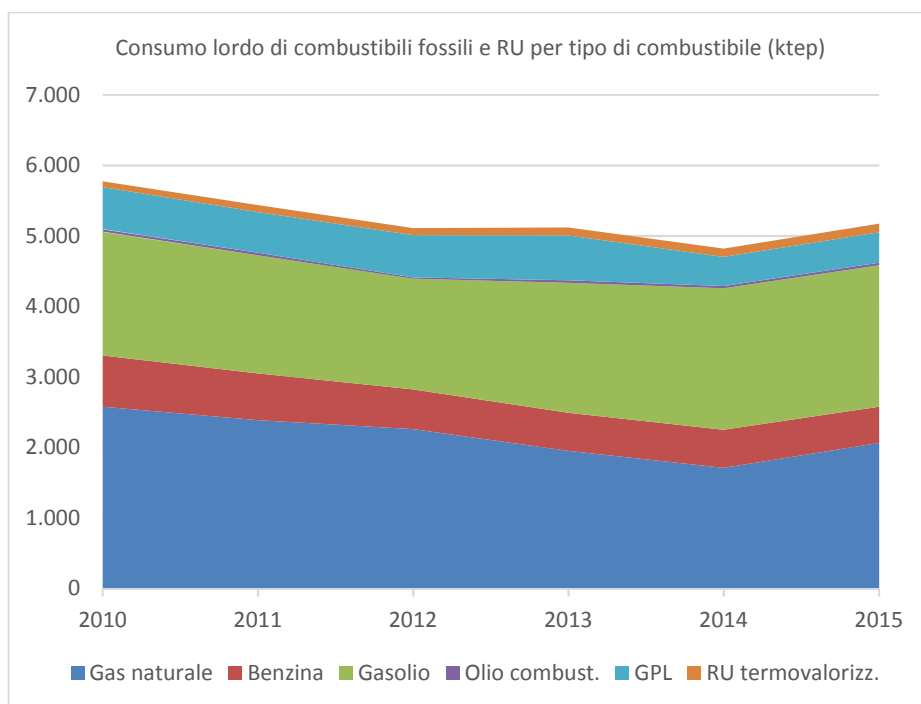


Fig. 3. Consumi di combustibili fossili e da rifiuti in Campania, per tipologia (2010-2015).

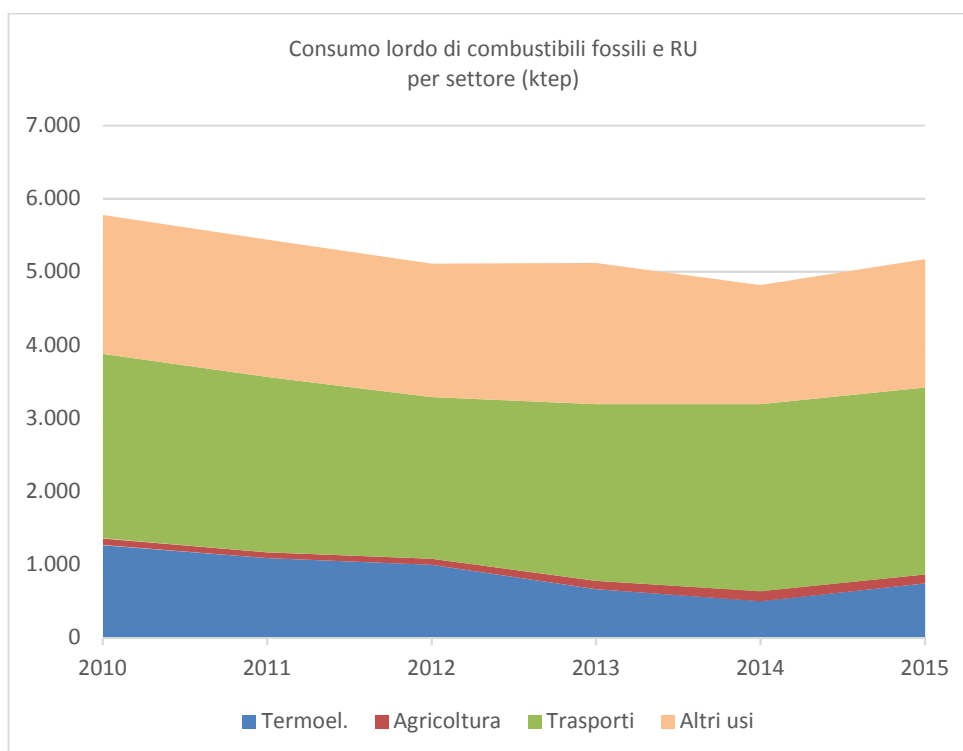


Fig. 4. Consumi di combustibili fossili e da rifiuti in Campania, per settore (2010-2015).

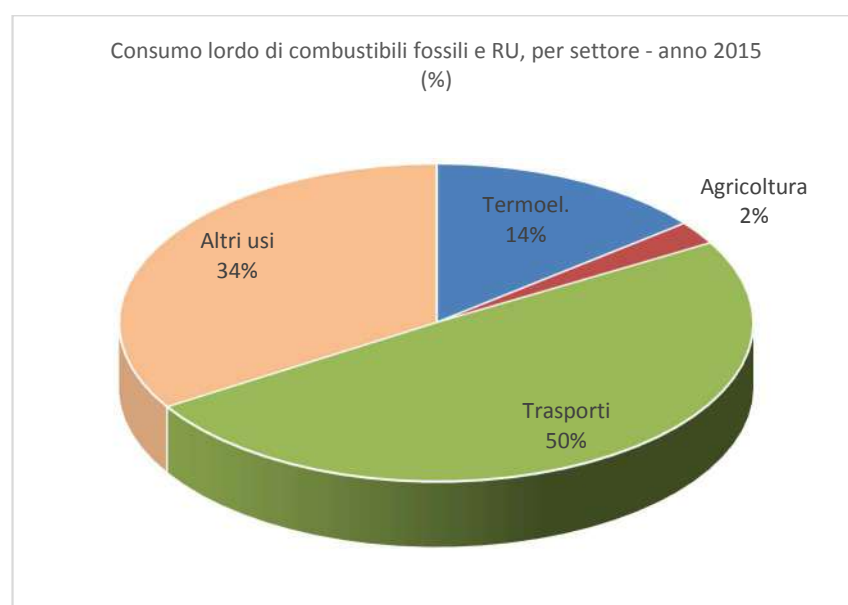


Fig. 5. Consumi di combustibili fossili e da rifiuti in Campania, per settore (2015).

Tabella 6. Consumi lordi di energia da combustibili fossili e da rifiuti in Campania: dati 2010-2015 e proiezione al 2020.

Consumi lordi di energia da combustibili fossili e RU (ktep) (*)													
Anno	Gas naturale industriale	Gas naturale termoelettrico	Gas naturale reti di distribuzione	Benzina	Gasolio motori	Gasolio riscaldamento	Gasolio agricolo	Gasolio termoelettrico	Olio combustibile	GPL autotrazione	GPL altri usi	RU termovalorizz. (**)	TOTALE
2010	410,9	1.262,0	907,0	724,9	1.653,7	10,5	90,8		36,0	145,4	449,4	86,1	5.776,8
2011	408,2	1.082,3	896,5	661,7	1.588,2	8,1	81,2		32,7	148,2	428,8	102,7	5.438,6
2012	378,9	992,0	892,0	559,7	1.483,6	4,1	84,3		18,5	166,7	428,1	102,8	5.110,8
2013	383,2	658,1	908,8	540,7	1.687,5	31,9	115,8	7,0	36,7	188,5	448,6	111,8	5.118,6
2014	381,2	495,9	836,2	539,1	1.838,7	31,7	135,1		31,7	181,2	232,4	115,8	4.819,2
2015	396,4	736,8	931,7	513,0	1.849,3	33,4	122,5		38,2	196,8	234,9	119,4	5.172,6
2020	417,7	866,6	961,0	446,1	2.097,9	36,8	144,7		40,1	213,9	247,0	137,6	5.609,2

(*) Per i combustibili fossili: elaborazione su dati MISE relativi alle vendite provinciali. Il consumo di combustibili fossili solidi viene considerato trascurabile.

(**) Dati A2A. Si considera la sola frazione non biodegradabile, assunta forfetariamente pari al 50% del totale RU trattati; si assume inoltre un PCI medio di 14 MJ/kg.

1.5. Emissioni di gas serra associate all'utilizzo di combustibili fossili e rifiuti non biodegradabili

La Tabella 7 e i diagrammi in Fig. 6, Fig. 7 e Fig. 8 riportano le emissioni di gas serra corrispondenti ai consumi di combustibili non rinnovabili registrati in Campania nel periodo 2010-2015, con proiezione al 2020, ed evidenziano ovviamente un trend del tutto analogo a quello dei consumi energetici di riferimento utilizzati per la stima di tali emissioni. In particolare, le emissioni di gas serra nel periodo considerato si sono ridotte dell'8,0%¹.

Nei diagrammi successivi (da Fig. 6 a Fig. 8) si sono inoltre evidenziate le emissioni di gas serra riconducibili anche indirettamente ai consumi regionali di energia, sommando alle emissioni effettivamente localizzate in Campania anche quelle associate all'energia elettrica importata; in questo caso, le emissioni risultano ovviamente superiori, in termini assoluti, ma la riduzione registrata nel periodo 2010-2015 è ancora più rilevante (8,9%), grazie alla progressiva riduzione sia del peso delle importazioni elettriche, sia del fattore di emissione medio del parco elettrico nazionale.

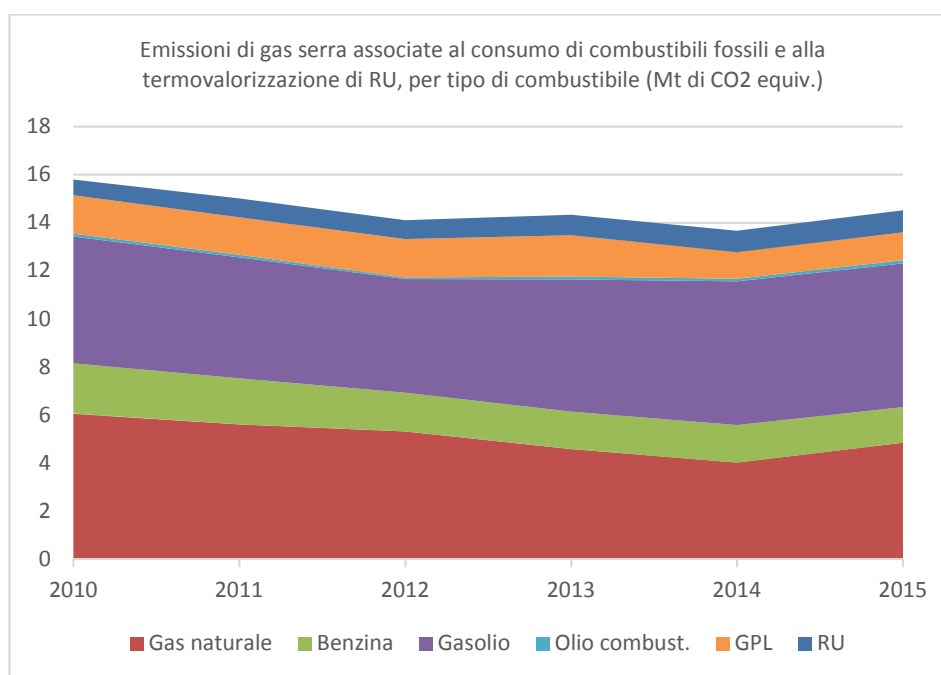


Fig. 6. Emissioni di gas serra associate all'uso di combustibili non rinnovabili in Campania, per fonte (2010-2015).

¹ Le emissioni sono state calcolate utilizzando i fattori di emissione standard IPCC 2006; per le emissioni indirette associate alle importazioni di energia elettrica, è stato considerato un fattore di emissione di 0,483 tonnellate equivalenti di CO₂ per ciascun MWh elettrico.

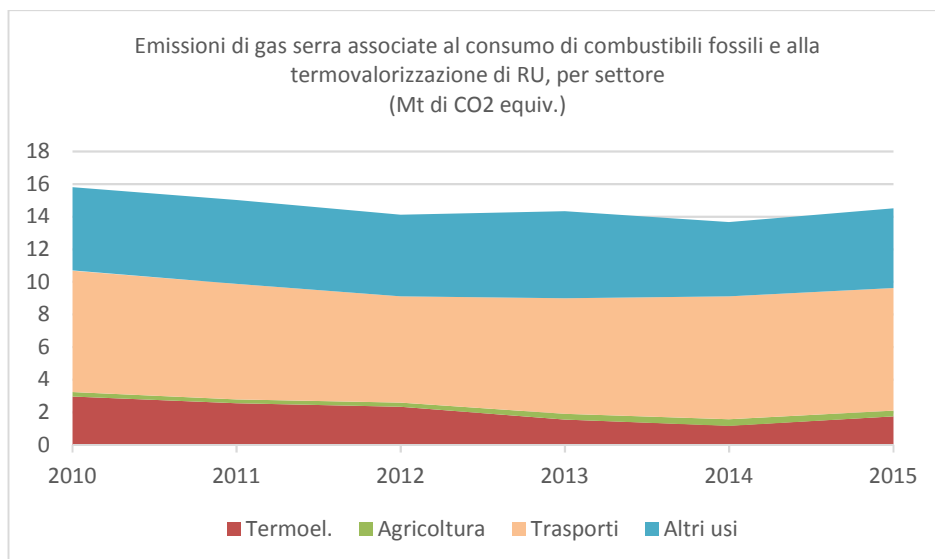


Fig. 7. Emissioni di gas serra associate all'uso di combustibili non rinnovabili in Campania, per settore (2010-2015).

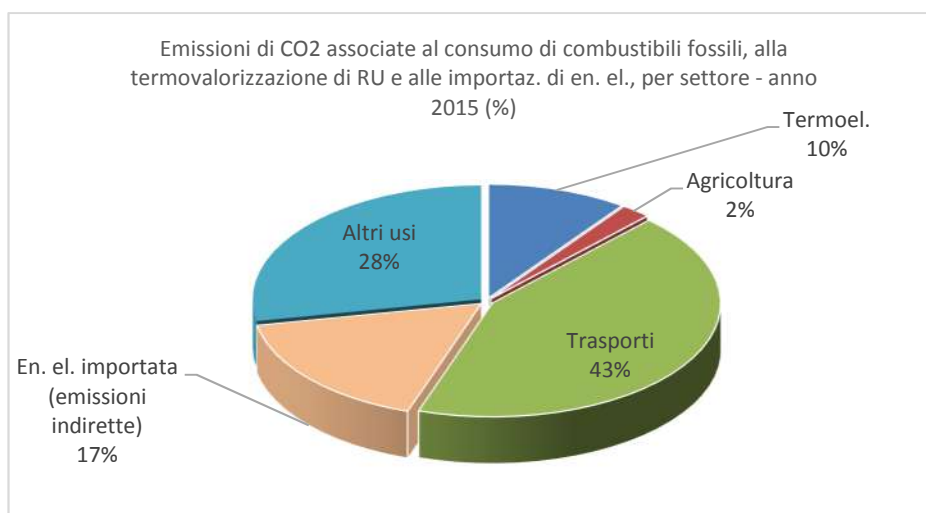


Fig. 8. Emissioni di gas serra associate all'uso di combustibili non rinnovabili in Campania, per settore (2015).

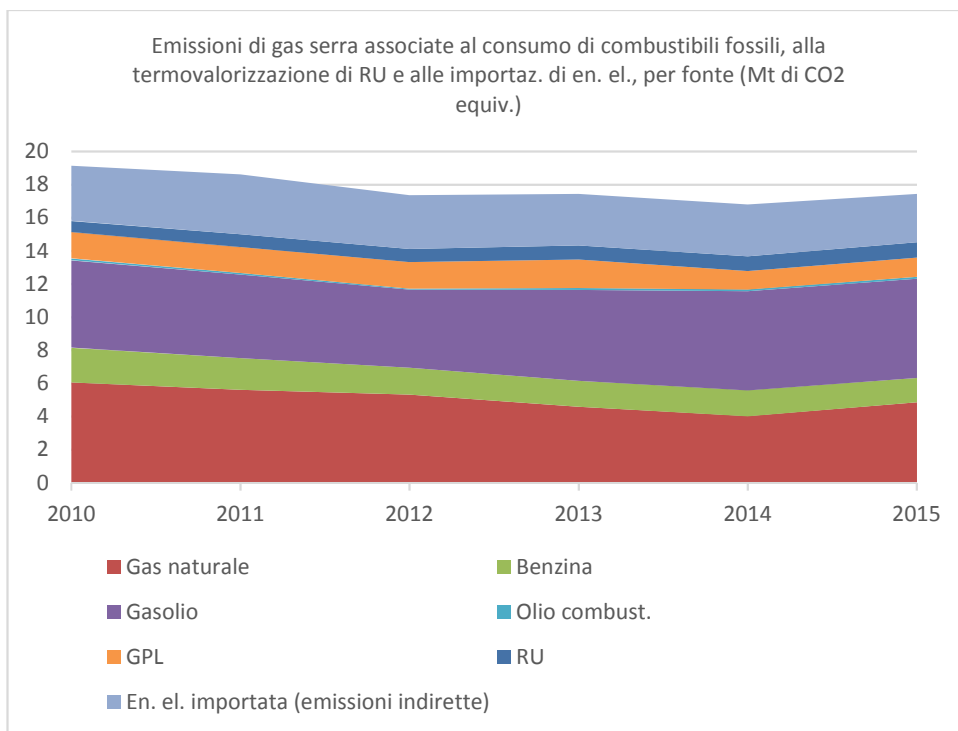


Fig. 9. Emissioni di gas serra associate all'uso di combustibili non rinnovabili e alle importazioni di energia elettrica in Campania, per fonte (2010-2015).

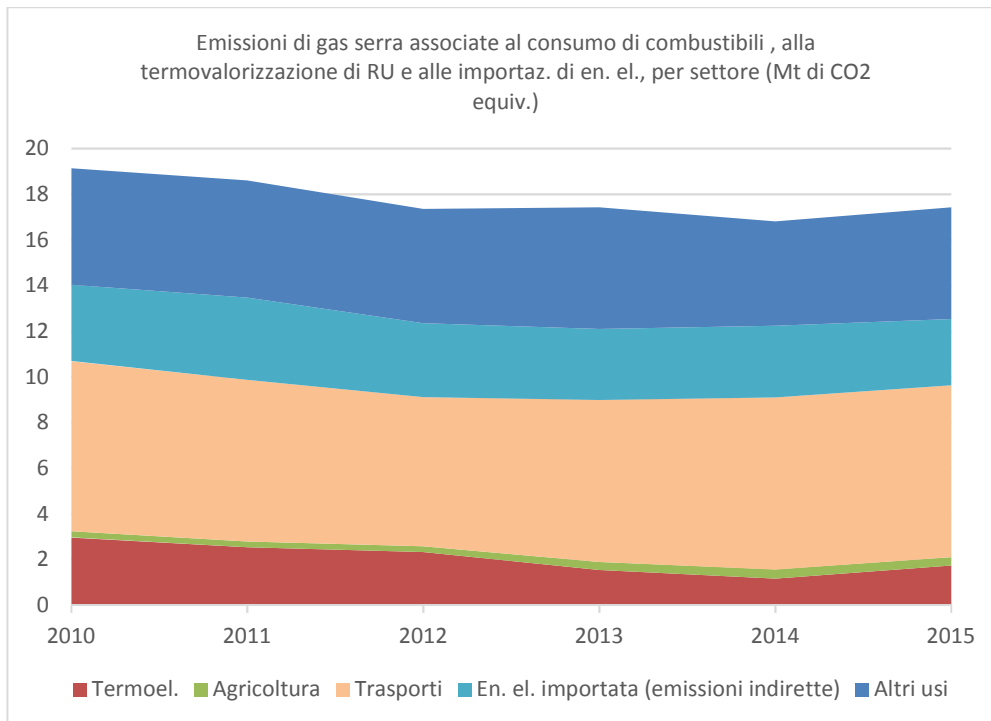


Fig. 10. Emissioni di gas serra associate all'uso di combustibili non rinnovabili e alle importazioni di energia elettrica in Campania, per settore (2010-2015).

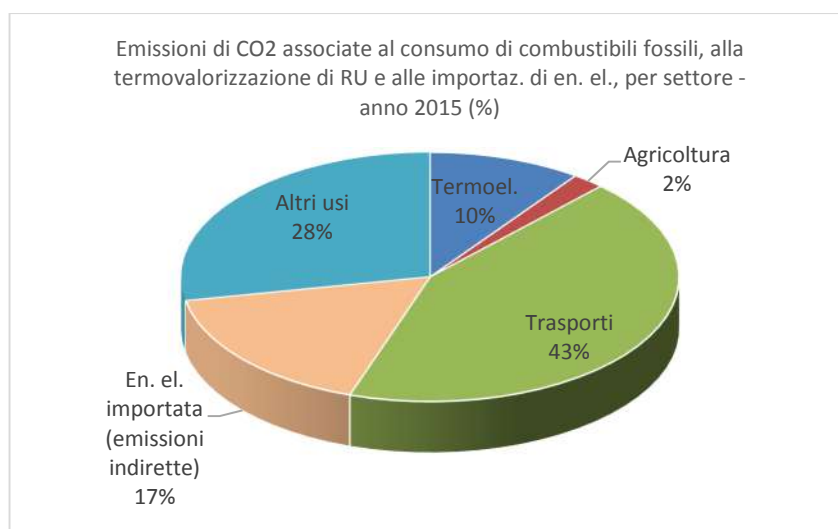


Fig. 11. Emissioni di gas serra associate all'uso di combustibili non rinnovabili e alle importazioni di energia elettrica in Campania, per settore (2015).

Tabella 7. Emissioni di gas serra da combustibili fossili e da rifiuti: dati 2010-2015 e proiezione al 2020.

Emissioni di gas serra associate all'uso di combustibili fossili e alla termovalorizzazione di RU (Mt di CO2 equiv.) (*)													
Anno	Gas naturale industriale	Gas naturale termoelettrico	Gas naturale reti di distribuzione	Benzina	Gasolio motori	Gasolio riscaldamento	Gasolio agricolo	Gasolio termoelettrico	Olio combustibile	GPL autotrazione	GPL altri usi	RU - quota non biodegradabile	TOTALE
2010	0,97	2,96	2,13	2,10	4,96	0,03	0,27		0,12	0,39	1,21	0,66	15,80
2011	0,96	2,54	2,11	1,92	4,77	0,02	0,24		0,11	0,40	1,15	0,79	15,01
2012	0,89	2,33	2,10	1,62	4,46	0,01	0,25		0,06	0,45	1,15	0,79	14,10
2013	0,90	1,55	2,13	1,57	5,03	0,10	0,35	0,02	0,12	0,51	1,21	0,86	14,33
2014	0,90	1,16	1,96	1,56	5,48	0,09	0,40		0,10	0,49	0,62	0,89	13,67
2015	0,93	1,73	2,19	1,49	5,51	0,10	0,37		0,12	0,53	0,63	0,92	14,51
2020	0,98	2,04	2,26	1,29	6,25	0,11	0,43		0,13	0,57	0,66	1,06	15,78

(*) Il consumo di combustibili fossili solidi viene considerato trascurabile. Si considerano nulle le emissioni associate ai biocarburanti; la relativa quota d'obbligo, per semplicità, viene considerata integralmente assolta mediante biodiesel (i contributi da bioetanolo ed ETBE sono considerati trascurabili).

1.6. Bilanci di sintesi (2010 - 2014)

A conclusione del capitolo, si riportano di seguito una serie di tabelle e diagrammi riepilogativi dei bilanci energetici di sintesi disponibili per la regione, relativi al periodo 2010-2014; i bilanci di sintesi sono stati elaborati e forniti da ENEA, mentre le tabelle e i diagrammi che li precedono sono frutto di elaborazione degli stessi dati ENEA, nonché di dati Istat (popolazione) e MiSE (consumi energetici nazionali).

I dati confermano quanto già evidenziato nei paragrafi precedenti. Si può in particolar modo osservare, tra l'altro:

- la sensibile riduzione nel consumo di tutte le fonti fossili (derivati del petrolio, gas naturale e carbone) e dei consumi lordi e finali, legato in buona misura alla congiuntura economica;
- il notevole incremento del contributo delle fonti rinnovabili;
- il peso preponderante del settore dei trasporti nel bilancio energetico regionale (46,5%, nel 2014), maggiore rispetto al dato nazionale (29,5%, nello stesso anno), a causa soprattutto alla minore presenza, in regione, di attività industriali energivore;
- il peso rilevante dei consumi energetici negli edifici (36,9% nel 2014, in linea con il dato nazionale del 37,4%);
- il ridotto fabbisogno energetico pro-capite, sia in termini di consumi lordi che di consumi finali, rispetto al dato nazionale: anche in questo caso, le differenze sono principalmente attribuibili alla scarsa presenza, in Campania, di attività industriali energivore, oltre che a condizioni climatiche invernali mediamente più favorevoli rispetto alle regioni centrali e settentrionali.

Per ulteriori informazioni, dati e commenti si rimanda all'appendice "Analisi dei consumi energetici".

Tabella 8. Consumi lordi di energia in Campania (2010-2014) - elaborazione su dati ENEA.

Consumi lordi di energia in Campania (ktep)							
Anno	Combustibili solidi	Distillati petrolio	Combustibili gassosi	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Energia elettrica (importaz.)	Totale
2010	5	3.857	2.636	1.120	73	714	8.405
2011	5	3.598	2.403	942	98	786	7.831
2012	5	3.118	2.296	1.197	99	725	7.440
2013	3	3.388	1.971	1.272	115	789	7.539
2014	2	3.287	1.734	1.152	105	834	7.114

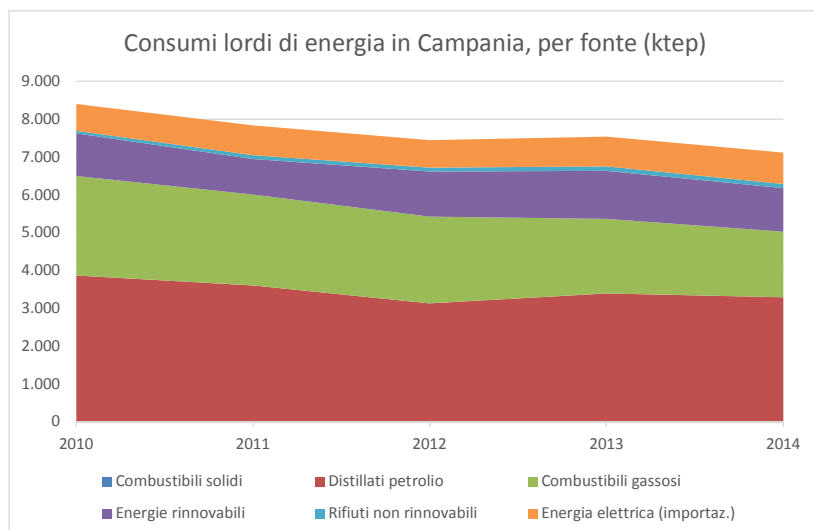


Fig. 12. Consumi lordi di energia in Campania, per fonte (2010-2014) – elaborazione su dati ENEA.

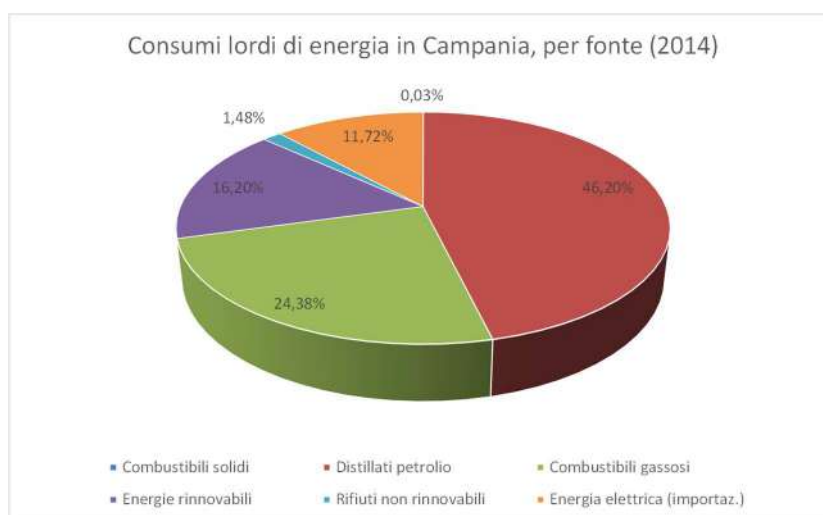


Fig. 13. Distribuzione dei consumi lordi di energia in Campania tra le diverse fonti nel 2014 – elaborazione su dati ENEA.

Tabella 9. Consumi finali di energia in Campania (2010-2014) - elaborazione su dati ENEA.

Consumi finali di energia in Campania (ktep)						
Anno	Industria	Trasporti	Civile	Agric. e pesca	Altro	Totale
2010	1.062	3.115	2.730	143	2	7.053
2011	982	2.978	2.479	140	2	6.581
2012	933	2.581	2.706	118	3	6.341
2013	874	2.803	2.683	140	6	6.506
2014	848	2.890	2.295	180	8	6.221

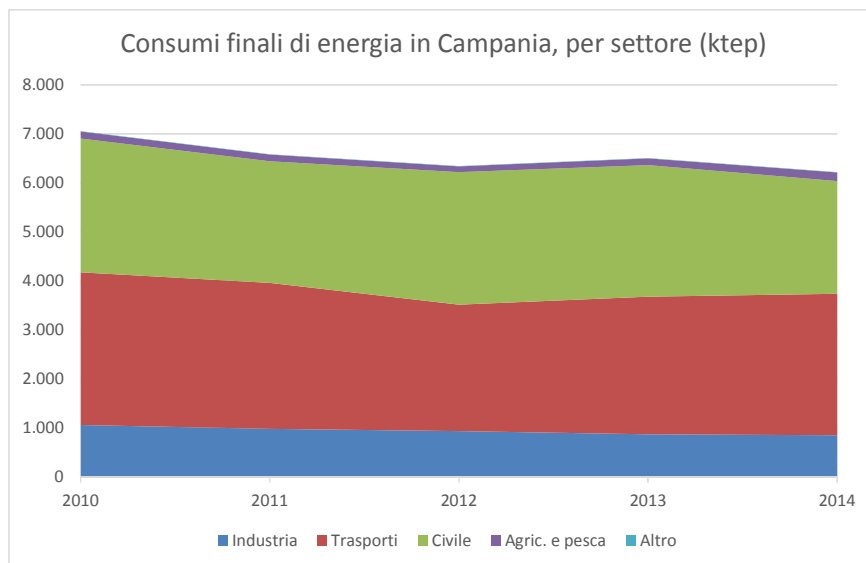


Fig. 14. Consumi finali di energia in Campania, per settore (2010-2014) – elaborazione su dati ENEA.

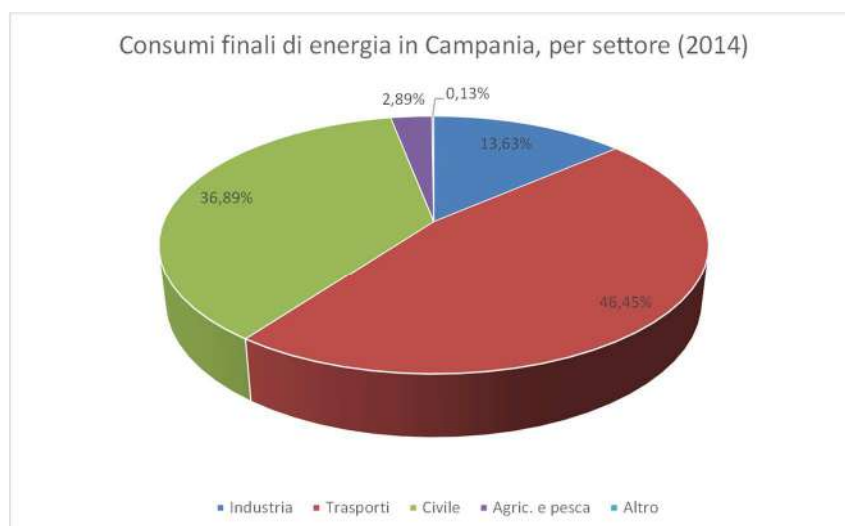


Fig. 15. Distribuzione dei consumi finali di energia in Campania tra i diversi settori nel 2014 – elaborazione su dati ENEA.

Tabella 10. Consumi di energia pro-capite in Campania e in Italia (2010-2014) - elaborazione su dati ENEA, Istat e MiSE.

Consumi di energia pro-capite in Campania e in Italia					
Anno	Popolazione Campania	Consumo lordo pro-capite, Campania (tep/ab.)	Consumo lordo pro-capite, Italia (tep/ab.)	Consumo finale pro-capite, Campania (tep/ab.)	Consumo finale pro-capite, Italia (tep/ab.)
2010	5.834.056	1,44	3,16	1,21	2,33
2011	5.764.424	1,36	3,09	1,14	2,26
2012	5.769.750	1,29	2,90	1,10	2,10
2013	5.869.965	1,28	2,85	1,11	2,08
2014	5.861.529	1,21	2,73	1,06	1,97

Tabella 11. Bilancio energetico regionale per la Campania (2010) - ENEA.

S.I.E.R. - Sistema Informativo Energetico Regionale (ver. 4.0)

Bilancio Energetico Regionale - Campania - 2010

ktep	Campania	Totale	Combustibili solidi	Petrolio	Distillati petroliferi leggeri	Distillati petroliferi medi	Distillati petroliferi pesanti	Gassosi	Energie rinnovabili*	Rifiuti non-rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
Produzione primaria		859	0	0	0	0	0	0	786	73	0	0
Saldo importazioni		7.578	5	0	1.203	2.101	584	2.636	335	0	0	714
Saldo esportazioni		2	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
Consumo interno lordo		8.405	5	0	1.203	2.100	554	2.636	1.120	73	0	714
Ingressi in trasformazione		1.688	0	0	0	19	0	1.326	280	63	0	0
Uscite dalla trasformazione		814	0	0	0	0	0	0	0	0	37	777
Scambi, trasferimenti e ritorni		0	0	0	0	0	0	0	-190	0	0	190
Consumi del settore energia		60	0	0	0	0	0	2	0	0	6	52
Perdite di trasporto e distribuzione		157	0	0	0	0	0	19	0	0	0	138
Disponibilità netta per i consumi finali		7.314	5	0	1.203	2.081	554	1.288	651	10	32	1.491
Differenze statistiche		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumi finali non energetici		261	5	0	0	11	244	1	0	0	0	0
Consumi finali energetici		7.053	0	0	1.203	2.069	310	1.287	651	10	32	1.491
Industria		1.062	0	0	17	25	144	472	2	10	25	367
Trasporti		3.115	0	0	900	1.937	167	53	0	0	0	59
Altri settori		2.875	0	0	287	107	0	762	648	0	6	1.064
Civile		2.730	0	0	282	15	0	737	648	0	6	1.041
Agricoltura e pesca		143	0	0	5	90	0	25	0	0	0	23
Altri settori n.c.a.		2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborazione ENEA su dati MISE, GSE, TERNA, SNAM Rete Gas, SGI, Ispra

*I consumi finali di biodiesel e biobenzine sono inclusi nelle fonti gasolio e benzine

Tabella 12. Bilancio energetico regionale per la Campania (2011) - ENEA.

S.I.E.R. - Sistema Informativo Energetico Regionale (ver. 4.0)

Bilancio Energetico Regionale - Campania - 2011

ktep	Campania	Totale	Com bustibili solidi	Petrolio	Distillati petroliferi leggeri	Distillati petroliferi medi	Distillati petroliferi pesanti	Cassosi	Energie rinnovabili*	Rifiuti non-rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
	Produzione primaria	724	0	0	0	0	0	0	626	98	0	0
	Saldo importazioni	7.186	5	0	1.189	1.990	498	2.403	315	0	0	786
	Saldo esportazioni	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Consumo interno lordo	7.831	5	0	1.189	1.984	425	2.403	942	98	0	786
	Ingressi in trasformazione	1.616	0	0	0	18	0	1.219	290	89	0	0
	Uscite dalla trasformazione	747	0	0	0	0	0	0	0	0	43	704
	Scambi, trasferimenti e ritorni	0	0	0	0	0	0	0	-192	0	0	192
	Consumi del settore energia	63	0	0	0	0	0	3	0	0	5	54
	Perdite di trasporto e distribuzione	147	0	0	0	0	0	13	0	0	0	134
	Disponibilità netta per i consumi finali	6.753	5	0	1.189	1.966	425	1.168	460	9	38	1.493
	Differenze statistiche	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Consumi finali non energetici	186	5	0	0	5	175	1	0	0	0	0
	Consumi finali energetici	6.567	0	0	1.189	1.962	250	1.167	460	9	38	1.493
	Industria	982	0	0	15	16	120	426	3	9	30	363
	Trasporti	2.978	0	0	870	1.854	130	64	0	0	0	60
	Altri settori	2.608	0	0	304	92	0	677	457	0	8	1.070
	Civile	2.479	0	0	299	14	0	656	457	0	8	1.046
	Agricoltura e pesca	127	0	0	5	76	0	21	0	0	0	25
	Altri settori n.c.a.	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborazione ENEA su dati MISE, GSE, TERNA, SNAM Rete Gas, SGI, Ispra

*I consumi finali di biodiesel e biobenzine sono inclusi nelle fonti gasolio e benzine

Tabella 13. Bilancio energetico regionale per la Campania (2012) - ENEA.

S.I.E.R. - Sistema Informativo Energetico Regionale (ver. 4.0)

Bilancio Energetico Regionale - Campania - 2012

ktep	Campania	Totale	Combustibili solidi	Petrolio	Distillati petroliferi leggeri	Distillati petroliferi medi	Distillati petroliferi pesanti	Gassosi	Energie rinnovabili*	Rifiuti non-rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
	Produzione primaria	973	0	0	0	0	0	0	874	99	0	0
	Saldo importazioni	6.531	5	0	721	2.061	400	2.296	323	0	0	725
	Saldo esportazioni	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Consumo interno lordo	7.440	5	0	721	2.058	339	2.296	1.197	99	0	725
	Ingressi in trasformazione	1.457	0	0	0	17	0	1.044	308	88	0	0
	Uscite dalla trasformazione	706	0	0	0	0	0	0	0	0	40	666
	Scambi, trasferimenti e ritorni	0	0	0	0	0	0	0	-261	0	0	261
	Consumi del settore energia	44	0	0	0	0	0	2	0	0	0	41
	Perdite di trasporto e distribuzione	152	0	0	0	0	0	18	0	0	0	134
	Disponibilità netta per i consumi finali	6.494	5	0	721	2.041	339	1.231	628	10	40	1.477
	Differenze statistiche	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Consumi finali non energetici	153	5	0	0	9	138	1	0	0	0	0
	Consumi finali energetici	6.341	0	0	721	2.033	200	1.231	628	10	40	1.477
	Industria	933	0	0	28	21	109	403	7	10	27	327
	Trasporti	2.581	0	0	430	1.935	91	69	0	0	0	55
	Altri settori	2.827	0	0	263	76	0	759	621	0	13	1.095
	Civile	2.706	0	0	258	7	0	736	621	0	13	1.071
	Agricoltura e pesca	118	0	0	5	66	0	23	0	0	0	24
	Altri settori n.c.a.	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborazione ENEA su dati MISE, GSE, TERNA, SNAM Rete Gas, SGI, Ispra

*I consumi finali di biodiesel e biobenzine sono inclusi nelle fonti gasolio e benzine

Tabella 14. Bilancio energetico regionale per la Campania (2013) - ENEA.

S.I.E.R. - Sistema Informativo Energetico Regionale (ver. 4.0)
Bilancio Energetico Regionale - Campania - 2013

ktep	Campania	Totale	Combustibili solidi	Petrolio	Distillati petroliferi leggeri	Distillati petroliferi medi	Distillati petroliferi pesanti	Cassosi	Energie rinnovabili*	Rifiuti non-rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
	Produzione primaria	1.071	0	0	0	0	0	0	955	115	0	0
	Saldo importazioni	6.526	3	0	780	2.306	360	1.971	317	0	0	789
	Saldo esportazioni	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Consumo interno lordo	7.539	3	0	780	2.303	304	1.971	1.272	115	0	789
	Ingressi in trasformazione	1.210	0	0	0	16	0	741	346	107	0	0
	Uscite dalla trasformazione	553	0	0	0	0	0	0	0	0	54	500
	Scambi, trasferimenti e ritorni	0	0	0	0	0	0	0	-319	0	0	319
	Consumi del settore energia	44	0	0	0	0	0	2	0	0	0	42
	Perdite di trasporto e distribuzione	166	0	0	0	0	0	18	0	0	0	148
	Disponibilità netta per i consumi finali	6.672	3	0	780	2.287	304	1.210	608	9	54	1.418
	Differenze statistiche	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Consumi finali non energetici	166	3	0	1	4	159	1	0	0	0	0
	Consumi finali energetici	6.506	1	0	779	2.284	146	1.209	608	9	54	1.418
	Industria	874	1	0	21	22	81	381	4	9	37	319
	Trasporti	2.803	0	0	486	2.119	65	81	0	0	0	52
	Altri settori	2.829	0	0	272	143	0	747	603	0	17	1.047
	Civile	2.683	0	0	268	45	0	726	603	0	17	1.024
	Agricoltura e pesca	140	0	0	4	92	0	21	0	0	0	23
	Altri settori n.c.a.	6	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborazione ENEA su dati MISE, GSE, TERNA, SNAM Rete Gas, SGI, Ispra
 *I consumi finali di biodiesel e biobenzine sono inclusi nelle fonti gasolio e benzine

Tabella 15. Bilancio energetico regionale per la Campania (2014) - ENEA.

S.I.E.R. - Sistema Informativo Energetico Regionale (ver. 4.0)
Bilancio Energetico Regionale - Campania - 2014

ktep Campania		Totale	Combustibili solidi	Petrolio	Distillati petroliferi leggeri	Distillati petroliferi medi	Distillati petroliferi pesanti	Gassosi	Energie rinnovabili*	Rifiuti non-rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
Produzione primaria		1.019	0	0	0	0	0	0	914	105	0	0
Saldo importazioni		6.141	2	0	465	2.528	340	1.734	238	0	0	834
Saldo esportazioni		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo interno lordo		7.114	2	0	465	2.528	294	1.734	1.152	105	0	834
Ingressi in trasformazione		1.029	0	0	0	16	0	587	331	95	0	0
Uscite dalla trasformazione		479	0	0	0	0	0	0	0	0	63	416
Scambi, trasferimenti e ritorni		0	0	0	0	0	0	0	-308	0	0	308
Consumi del settore energia		50	0	0	0	0	0	2	0	0	0	48
Perdite di trasporto e distribuzione		135	0	0	0	0	0	12	0	0	0	123
Disponibilità netta per i consumi finali		6.379	2	0	465	2.512	294	1.134	514	10	63	1.386
Differenze statistiche		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumi finali non energetici		158	2	0	0	3	151	1	0	0	0	0
Consumi finali energetici		6.221	0	0	465	2.509	142	1.133	514	10	63	1.386
Industria		848	0	0	16	24	43	395	2	10	45	312
Trasporti		2.890	0	0	345	2.305	99	89	0	0	0	51
Altri settori		2.483	0	0	103	179	0	648	512	0	18	1.022
Civile		2.295	0	0	100	38	0	628	512	0	18	1.000
Agricoltura e pesca		180	0	0	3	133	0	20	1	0	0	22
Altri settori n.c.a.		8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborazione ENEA su dati MISE, GSE, TERNA, SNAM Rete Gas, SGI, Ispra
 *I consumi finali di biodiesel e biobenzine sono inclusi nelle fonti gasolio e benzine

2. Interventi nella Pubblica Amministrazione

2.1. Introduzione

Il PEAR riconosce l'importante ruolo svolto dagli Enti Locali nel concorrere al raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali fissati per il 2020, e quindi intende sviluppare in loro favore iniziative di supporto e definire strumenti necessari all'attuazione delle azioni di efficienza energetica e di politiche di sostenibilità ambientale in ambito locale, mettendo a disposizione risorse tecniche, economiche e di conoscenza e avviando percorsi di accompagnamento. D'altra parte le direttive UE hanno prescritto agli Stati membri una serie di azioni e interventi, quali:

- La riqualificazione energetica del parco edifici della Pubblica Amministrazione Centrale per una quota annuale del 3% della superficie utile del parco stesso;
- Le attività di formazione e divulgazione;
- La promozione di sistemi per cogenerazione e teleriscaldamento;
- L'utilizzo di standard e strumenti in grado di assicurare e accelerare l'attuazione dei programmi per l'efficienza energetica e raggiungere l'obiettivo del nearly Energy Zero Building (nZEB), per gli edifici pubblici, nuovi o soggetti a riqualificazione, dal 1° gennaio 2019.

2.2. Direttive UE, PEAR e PAES (Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile)

2.2.1. Azioni di supporto agli Enti Locali per l'attuazione delle misure dei PAES

I processi di gestione di patrimoni immobiliari pubblici devono sempre più confrontarsi con le stringenti esigenze di sostenibilità energetico-ambientale dettate dalle Direttive Europee (2010/31/UE e 2012/27/UE), che impongono, tra le altre cose, la riqualificazione energetica degli edifici allo scopo di raggiungere, in tempi stabiliti, specifici target di abbattimento dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂.

In particolare la Commissione Europea, allo scopo di raggiungere gli ambiziosi obiettivi previsti dal noto "Pacchetto clima-energia" o "Strategia 20-20-20", ha lanciato nel 2008 il "Patto dei Sindaci" (Covenant of Mayor), un modello di governance multilivello che coinvolge attivamente gli enti locali e regionali e ne sostiene gli sforzi di attuazione delle politiche nel campo della sostenibilità energetico - ambientale. Gli Enti Locali, infatti, nel loro ruolo di gestori delle politiche di governo e sviluppo del territorio, di pianificazione delle nuove infrastrutture, di rilascio di concessione e autorizzazioni, di definizione di appalti pubblici, svolgono un ruolo fondamentale nella mitigazione degli effetti conseguenti al cambiamento climatico, soprattutto se si considera che l'80% dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂ è associato alle attività urbane.

La Commissione Europea ha poi riaffermato il proprio impegno, con l'accordo storico sui cambiamenti climatici alla conferenza COP21 di Parigi, e adottando una nuova strategia di riduzione delle emissioni per il 2030, con l'obiettivo di raggiungere il 40% di riduzione, attraverso una migliore gestione dell'energia a livello locale basata su misure di efficienza energetica, soluzioni integrate intelligenti e promozione di energie rinnovabili. Proprio in tale contesto la stessa commissione ha lanciato "un nuovo Patto dei Sindaci per il Clima e l'Energia – PAESC" che affianca alle strategie di adattamento, quelle di mitigazione degli effetti dei cambiamenti climatici, allo scopo di migliorare la resilienza delle comunità. I Comuni che hanno sottoscritto il Patto dei Sindaci si sono impegnati a inviare alla Commissione Europea, entro un anno dalla adesione, il proprio Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES), approvato dal Consiglio Comunale, ossia lo strumento contenente le misure concrete che l'amministrazione intende adottare per raggiungere gli obiettivi prefissati in tema di riduzione delle emissioni di anidride carbonica sul proprio territorio.

L'iniziativa Patto dei Sindaci ha conosciuto una rapida espansione dal suo lancio nel 2008 e rappresenta attualmente un importante strumento europeo di politica energetica. I dati, aggiornati ad oggi (Febbraio 2017), individuano 7.204 comuni europei firmatari del Patto dei Sindaci con una popolazione totale coperta dai firmatari di circa 226 milioni di abitanti.



Adesioni al Patto dei Sindaci in Europa - (www.covenantofmayors.eu).

Nella tabella seguente sono riportati i dati relativi ad alcuni dei più importanti paesi europei (Italia, Spagna, Francia e Germania): l'Italia è quello con il maggior numero di Comuni aderenti (3.781) con una popolazione coinvolta pari a poco più di 40 milioni di abitanti, contro i 29 milioni della Spagna (1.757 Comuni), 15 milioni della Francia (106 Comuni) e i 18 milioni della Germania (con soli 71 Comuni).

Globalmente sono stati trasmessi 6.294 PAES di cui 3.500 dall'Italia, infatti l'Italia è il paese con maggior numero di PAES e Report per il monitoraggio presentati.

Paesi	Firmatari	Popolazione coperta	Firmatari con PAS sottomesso alla UE	Firmatari con report di monitoraggio consegnato
Italia	3.781	40.645.510 (69%)	3.500 (93%)	816 (22%)
Spagna	1.757	29.029.103 (65%)	1.442 (82%)	338 (19%)
Francia	106	15.577.423 (25%)	100 (94%)	8 (8%)
Germania	71	18.671.732 (23%)	65 (92%)	19 (27%)

(Statistiche Covenant of Mayors Office - www.covenantofmayors.eu)

I dati riferiti alla Campania (fonte Covenant of Mayors Office e Regione Campania), sono invece riportati nella tabella seguente. I Comuni che hanno aderito al Patto dei Sindaci sono 284, su un totale di 550 (circa il 50%); hanno trasmesso il PAES 210 Comuni (74% dei firmatari), molti dei quali hanno preferito l'aggregazione in raggruppamenti (in Regione ci sono 28 JOINT PAES).

Infine, in Campania sono presenti 7 coordinatori Territoriali (le cinque Province, l'ATO SELE e una Unione di Comuni) che hanno svolto il ruolo di accompagnamento e raccordo sul territorio.

	Comuni con adesione firmata	Comuni con adesione firmata e PAES trasmesso	JOINT PAES
NAPOLI	41	39	9
CASERTA	56	53	5
SALERNO	117	104	12
AVELLINO	19	2	0
BENEVENTO	51	12	2

Elaborazione DiSTABiF Univ. Campania da dati ricavati dagli uffici della Regione Campania e dal sito http://www.pattodeisindaci.eu/about/covenant-coordinators_it.html

La realizzazione del Piano di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) è stata quindi vista, dalle amministrazioni locali, come una opportunità per dotarsi di uno strumento di pianificazione energetico – ambientale, nel quale sono indicate le esigenze delle comunità territoriali ed è, pertanto, divenuto indicatore dell'impegno concreto nella lotta al cambiamento climatico attraverso interventi quali la riqualificazione energetica di edifici pubblici e privati, l'utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione di energia, progetti e infrastrutture che favoriscano la mobilità sostenibile e la sensibilizzazione dei cittadini in tema di consumi energetici. Tali interventi, presenti in tutti i PAES presentati all'Unione Europea (fonte Rapporto Joint Research Center - Unione Europea, 2016), rappresentano i principali settori sui quali si concentrano le azioni delle città firmatarie del Patto e diventano, per i Comuni, un'occasione di crescita per l'economia locale, agendo da traino per lo sviluppo della Green Economy sul territorio e favorendo, così, la creazione di nuovi posti di lavoro.

In tale scenario è evidente quindi come il PEAR debba dare priorità alle azioni di supporto agli Enti Locali nell'attuazione dei PAES – Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile - con particolare attenzione ai comuni che si sono aggregati nel fare tale pianificazione, dando così forma al cosiddetto "JOINT PAES" (raggruppamento riconosciuto dall'Unione Europea). Si intende mettere a disposizione di questi enti risorse tecniche, finanziarie e di conoscenza, per costruire progetti e processi di gestione dei servizi energetici e quanto altro possa concorrere al raggiungimento degli obiettivi posti nei PAES (approvati dalla UE). In particolare si pensa al supporto tecnico, inteso come affiancamento per la definizione delle progettualità (supporto per

gli audit, realizzazione studi di fattibilità, messa a disposizione di dati, definizione di contratti tipo o linee guida,...); al supporto economico finanziario, a partire dalle misure previste nella programmazione dei fondi europei 2014/2020, al supporto per l'accesso ai fondi diretti comunitari (UE e Banca Europea di Investimenti (BEI) – Piano Juncker), fino alla diffusione di buone pratiche e di esperienze di cooperazione con e fra gli attori locali.

Infine, la Regione Campania, con l'obiettivo di armonizzare le azioni sul tema, opererà per aderire al Covenant of Mayors - Patto dei Sindaci per il Clima e l'Energia, in qualità di Organismo di Supporto e di Coordinamento Territoriale, anche mediante la realizzazione di uno specifico osservatorio regionale sul tema, che possa fornire consulenza strategica e sostegno tecnico-finanziario ai Comuni che aderiscono al "Patto dei Sindaci", ma che non dispongono delle necessarie competenze e/o risorse per soddisfare i requisiti e attuare le misure previste. In tal modo si favorirebbero, come d'altronde sembra opportuno quando si pensa ad interventi nel settore energetico-ambientale, politiche coerenti ed omogenee su ambiti territoriali, incentivando in tal modo strategie di sviluppo di tali aree, ma preservando, allo stesso tempo, le specificità e le tipicità di ogni singolo territorio.

2.2.2. Strumenti regolamentari a livello urbano

Le nuove strategie e i nuovi obiettivi energetico-ambientali a cui le Amministrazioni pubbliche sono chiamate, richiedono la necessità di ripensare gli strumenti urbanistici in chiave energetica e di costruire strumenti innovativi che siano in grado di incentivare il risparmio energetico e l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili.

Si ha la necessità di incentivare interventi di riqualificazione dell'esistente mediante strumenti di sgravio economico e di semplificazione autorizzativa per interventi edilizi su aree edificate o antropizzate. Inoltre bisogna pensare ad interventi sia su scala urbana e territoriale che su una dimensione di edificio o quartiere.

E' bene identificare e definire degli elevati standard prestazionali da raggiungere, così come è necessario affrontare i rapporti di relazione tra territorio e attività energetiche, in modo efficace e complessivo, garantendo la rappresentazione degli interessi regionali e locali con definiti obiettivi e indirizzi di tutela del territorio.

Con tali premesse, è quindi necessario che Province, Comuni ed altri soggetti pubblici del territorio (Enti Parco, Comunità Montane, etc.), nella definizione e/o aggiornamento dei propri strumenti di pianificazione e governo del territorio, mantenendo l'ambito delle rispettive competenze, devono tener prioritariamente in conto gli aspetti energetico-ambientali e devono rispettare le indicazioni, gli obiettivi e gli indirizzi della politica energetico-ambientale fissati nel PEAR.

In particolare gli Enti locali devono, con i propri strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica, e con i regolamenti urbanistici ed edilizi, operare in modo da favorire il contenimento dei consumi energetici nei tessuti urbani, la valorizzazione

delle fonti rinnovabili di energia, la costruzione di edifici a consumo quasi zero, la riqualificazione urbanistica ed energetica e il minor uso del suolo. A titolo di esempio, si possono immaginare interventi di riduzione degli oneri di urbanizzazione per gli interventi privati di riqualificazione urbana improntati a criteri di sostenibilità ambientale ed energetica, oppure alla rimodulazione dei contributi locali in funzione del grado di efficacia dell'intervento di efficientamento proposto.

2.3. *La riqualificazione energetica del patrimonio pubblico*

2.3.1. Piano integrato e strumenti finanziari

La spesa energetica rappresenta una voce importante di bilancio delle spese correnti della Pubblica Amministrazione (PA): le forniture, i servizi e in alcuni casi i lavori collegabili alla voce energia occupano, infatti, una parte importante nelle attività di diversi settori amministrativi (patrimonio, economato, lavori pubblici, etc.). In numerosi processi e settori della PA si possono attivare interventi per l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico, la valorizzazione delle fonti rinnovabili, contribuendo da un lato agli obiettivi di tutela dell'ambiente e dall'altro alla riduzione delle spese correnti. Si pensi ad esempio alla gestione della climatizzazione degli edifici (gestione, manutenzione e sostituzione degli impianti, forniture del combustibile, interventi strutturali sugli edifici, etc.); o alla gestione dei consumi di elettricità in uffici o scuole (acquisizione e controllo della qualità del servizio, acquisto, gestione e manutenzione degli impianti, interventi per razionalizzare i consumi e i contratti di acquisto dell'energia); o ancora alla realizzazione di opere pubbliche (illuminazione pubblica, reti di distribuzione del gas e di teleriscaldamento, impianti a fonti rinnovabili,...).

E', d'altra parte, evidente la difficoltà delle PA di effettuare, da sole, investimenti per interventi di efficientamento energetico che si pongano in modo sistemico rispetto all'intero patrimonio pubblico. Pertanto diventa indispensabile attuare una politica diversa di acquisto di servizi energetici e gestione del patrimonio edilizio pubblico, definendo un nuovo modello di intervento che, rispetto alle iniziative puntuali elaborate negli ultimi anni, sappia mettere a sistema diversi interventi, valorizzando un approccio innovativo che coniughi sostegno economico e facilitazione amministrativa.

Il PEAR indica come auspicabile modello da utilizzare da parte della PA quello basato sull'utilizzo di contratti di tipo Energy Performance Contract (EPC), stipulati mediante il ricorso alle ESCo, ai fini della razionalizzazione della spesa delle utenze energivore del patrimonio pubblico, mediante Finanziamento Tramite Terzi (FTT). Questo modello consente alle amministrazioni di riqualificare il proprio patrimonio edilizio, avvalendosi anche di risorse finanziarie messe a disposizione dalla ESCo o da soggetti terzi (banche, fondi di investimento), che poi grazie ad interventi di efficientamento energetico, in grado di generare un risparmio misurabile, riescono a ripagarsi l'investimento realizzato.

Tale strategia è fortemente coerente con quanto previsto in ambito di politica nazionale, ed in particolare con quanto prevede l'istituzione del Fondo Rotativo Nazionale per l'efficienza energetica (D. Lgs. 102/14 - art.15). E' infine da ricordare come il D. Lgs 102/2014 assegna alle Regioni le funzioni di assistenza tecnica alle Pubbliche Amministrazioni nella stesura dei contratti di rendimento energetico e nella diffusione di buone pratiche e prevede che siano realizzati obbligatoriamente, tra il 2014 e il 2020, interventi di efficientamento energetico sugli immobili della PA e per la

costruzione di nuovi edifici siano a consumo energetico quasi zero (NZEB) ed eco sostenibili.

La Regione Campania intende, quindi, proporre nel PEAR un progetto integrato per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio pubblico, attraverso specifiche agevolazioni, tra cui:

- azioni di accompagnamento ai Comuni e alle PA (supporto e orientamento alle progettualità);
- strumenti di finanziamento dedicati (coniugando cofinanziamento in conto capitale, finanziamento agevolato ed investimenti del soggetto privato);
- promozione di nuove forme contrattuali efficaci e standardizzate, quali i Contratti di rendimento energetico (EPC) che rappresentano l'accordo tra il partner pubblico e il soggetto privato per la fornitura di una misura di efficientamento energetico in cui i pagamenti sono effettuati in funzione del livello di risparmio energetico garantito contrattualmente);
- promozione e diffusione di forme di accordo tra Comuni e privati (Partnership Pubblico Privati);
- valorizzazione del ruolo delle ESCo (tramite progetti di Finanziamento Tramite Terzi).

Inoltre, allo scopo di raggiungere ambiziosi obiettivi nel periodo di tempo programmato, e per meglio gestire le fasi di coordinamento delle attività previste in tale progetto integrato, la stessa Regione intende promuovere la costituzione di una propria ESCo che abbia il compito di guidare l'intero processo di attuazione delle politiche definite nel PEAR.

Si tratta di sviluppare un'attività di supporto di ampio spettro, che garantisca agli Enti locali, assistenza tecnica e finanziaria nella gestione dei servizi e dei progetti di efficientamento energetico. L'obiettivo, quindi, è garantire la massima diffusione di queste nuove procedure di assegnazione dei servizi energetici, che mettano a disposizione degli Enti locali una serie di strumenti integrati, quali gli standard per la definizione degli appalti, i modelli contrattuali di servizio energia a garanzia di risultato, i capitolati tipo. Con tale strategia si mira a ridurre i costi per la Pubblica Amministrazione, sfruttando le economie di scala e allo stesso tempo si ha maggior controllo sulla qualità e la garanzia di rendimento di quanto progettato.

2.3.2. Interventi di risparmio energetico ed uso razionale dell'energia nella Pubblica Amministrazione

Nel contesto della riduzione dei consumi energetici in ambito di pubblica amministrazione, l'edilizia pubblica rappresenta uno dei settori su cui necessariamente intervenire, non solo perché diventa l'esempio e la buona pratica da dare alle comunità intere e ai singoli cittadini, ma anche perché il patrimonio immobiliare della Pubblica Amministrazione è un settore energivoro a causa della vetustà edilizia ed impiantistica

nonché dei molteplici servizi e funzioni che ogni edificio deve garantire con continuità. E' stata stimata (fonte Consip) in più di 5 miliardi di euro la spesa annua per il consumo energetico del patrimonio edilizio pubblico distribuito su tutto il territorio nazionale.

Nonostante il tema del risparmio energetico ha visto in questi anni crescere l'attenzione da parte di Enti pubblici e operatori, non vi sono dubbi che gli interventi fino ad oggi realizzati siano del tutto inadeguati rispetto alle possibilità di intervento. Ad esempio uno degli strumenti di incentivazione finanziaria a cui possono far ricorso le PA per la esecuzione di interventi di efficientamento energetico è il Conto Termico. Dalle statistiche del GSE - Gestore Servizi Energetici S.p.A. (organismo responsabile dell'attuazione e della gestione del meccanismo), nel corso del 2015, sono state trasmesse in totale in Italia 8.263 richieste di concessione degli incentivi, di cui solo 283 pervenute da parte di Amministrazioni pubbliche (3,4% del totale). Le richieste con contratto attivato dal 1 gennaio 2015 al 31 dicembre 2015 sono state in totale 7.842, di cui 244 da parte di Amministrazioni pubbliche (3,1% del totale).

Gli incentivi totali riconosciuti, relativi alle richieste con contratto attivato, ammontano ad un totale di circa 31,58 milioni di Euro, di cui circa 6,85 milioni di Euro per le Amministrazioni pubbliche, per le quali gli interventi più frequenti sono relativi ad impianti con solare termico e generatori a biomassa che costituiscono insieme più del 94% degli interventi realizzati.

Tra le destinazioni d'uso degli edifici considerati, nel caso di interventi realizzati da Amministrazioni pubbliche, si osserva una prevalenza degli edifici scolastici e, successivamente, degli edifici di tipo residenziale (tipicamente interventi effettuati in edifici gestiti dagli ex Istituti Autonomi Case Popolari che, ai fini dell'applicazione del Conto Termico, sono assimilati a Soggetti Ammessi pubblici) ed edifici adibiti ad uffici pubblici.

La partecipazione delle ESCo al meccanismo risulta essere, al momento, limitata: circa il 29% delle richieste con contratto attivato, per interventi relativi a Soggetti Ammessi pubblici, sono state presentate da ESCO. I risparmi complessivi conseguiti attraverso i soli interventi di efficienza energetica realizzati nel 2015 nell'ambito del Conto Termico ammontano a circa 0,000773 Mtep di energia primaria e finale.

Per queste ragioni gli obiettivi e gli obblighi previsti dalla direttiva per la riqualificazione del patrimonio edilizio pubblico devono diventare occasione per trovare una forma più efficace di intervento e di utilizzo delle risorse comunitarie, nazionali, regionali e degli enti locali.

a. Patrimonio edilizio degli Enti locali: uffici ed edilizia scolastica

Nella tabella seguente vengono riportati i dati relativi alle case comunali e alle scuole presenti in Regione Campania, suddivise per provincia: ci sono almeno 8000 edifici del patrimonio immobiliare della PA nella Regione che possono essere oggetto di interventi di efficienza energetica e/o installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Patrimoni immobiliare P.A. (CASE COMUNALI E SCUOLE)		
PROVINCE	N. Case Comunali	N. Scuole
Città Metropolitana di NAPOLI	92	3.394
SALERNO	158	1.591
CASERTA	104	1.265
AVELLINO	118	685
BENEVENTO	78	495
TOTALE	550	7.430

Fonti: <http://www.tuttitalia.it/campania/96-province/numero-comuni/>;
<http://www.tuttitalia.it/campania/30-scuole/>

E' evidente che nel fare tale analisi si è lavorato su un'ipotesi di minimo, in cui è stata considerata la casa comunale come unico immobile da efficientare per ogni comune, mentre è chiaro che vi possono essere altri immobili di proprietà degli stessi enti locali, anch'essi oggetto di possibili interventi utili a ridurre i consumi energetici.

Inoltre dalla analisi del patrimonio immobiliare della Regione Campania, si constata che ci sono oltre 1000 immobili di proprietà regionale, di cui circa 200 sono sedi di uffici regionali o di enti legati alla Regione (Genio Civile, Protezione Civile, Società Collegate, etc.), e che possono, quindi, essere oggetto di interventi diretti dello stesso Ente. (<http://www.regione.campania.it/it/trasparenza/beni-immobili-e-gestione-patrimonio>).

Già nella programmazione 2007-2013, grazie all'utilizzo di fondi regionali del programma FESR 2007/2013, ma anche grazie all'utilizzo di incentivi su programmi ministeriali (es. POIn Energia), sono stati finanziati e realizzati una serie di interventi su scuole o edifici di proprietà della PA.

In particolare, per imprimere un vero cambiamento rispetto alla situazione diffusa negli Enti Pubblici nella gestione del patrimonio edilizio, si pensa di intervenire secondo tre direzioni. La prima è favorire la realizzazione di analitiche ricognizioni del patrimonio edilizio, mediante audit energetici e campagne di analisi e monitoraggio per individuare priorità di riqualificazione e obiettivi di intervento. La seconda è la messa a punto di strumenti tecnici e finanziari, utili a ottimizzare la gestione (termica ed elettrica) degli edifici, così da ridurre consumi e spesa stabilmente nel tempo. La terza è di individuare apposite procedure per il cofinanziamento i interventi pubblici, così da generare condizioni di vantaggio per gli investimenti di partner privati sul patrimonio pubblico.

Numerosi sono gli studi realizzati con l'obiettivo di quantificare e conoscere la bolletta energetica delle utenze pubbliche, realizzati, con misure dirette o con analisi modellistiche e di simulazione, allo scopo di disporre della maggiore quantità di dati possibile sui consumi energetici degli edifici e delle altre utenze pubbliche. I risultati sono quasi tutti in accordo nell'indicare che, in ordine di priorità, i settori di intervento in cui è necessario realizzare una riduzione dei consumi energetici, mediante interventi di riqualificazione energetica su edifici pubblici, sono:

- interventi su impianti di gestione del calore e dei consumi termici. L'obiettivo di questo intervento è quello di sostituire gli impianti di generazione di calore obsoleti aventi un basso rendimento, tipicamente caldaie a gasolio o a metano di vecchia generazione, con altre ad alto rendimento a condensazione. Tali interventi dovranno essere accompagnati dall'installazione di dispositivi per la regolazione e contabilizzazione dei flussi di calore nelle diverse zone. Per questa tipologia di interventi, finanziabili anche attraverso il Conto Termico, è possibile stimare un risparmio rispetto all'attuale fabbisogno di almeno il 15% dei consumi;
- interventi su involucro, quali ad esempio:
 - o la sostituzione di infissi a singolo vetro aventi trasmittanza molto elevate con altri aventi trasmittanze inferiori a quelle previste dalla legge ed almeno uguali a quelle richieste per ottenere l'incentivo in Conto Energia Termico (CET);
il cappotto termico delle superfici opache verticali tramite apposizione di materiale isolante dall'esterno o dall'interno a seconda delle conformazioni architettoniche e dei vincoli presenti, di spessore e caratteristiche tali da portare la trasmittanza del solaio post intervento a valori inferiori a quelli di legge ed almeno uguali a quelli previsti per l'ottenimento dell'incentivo in Conto Energia Termico;
 - o l'isolamento dei solai di copertura dall'interno o dall'esterno con materiali isolanti termici di spessore e caratteristiche tali da portare la trasmittanza del solaio post intervento a valori inferiori a quelli di legge ed almeno uguali a quelli previsti per l'ottenimento dell'incentivo in Conto Energia Termico.

Tali interventi possono consentire un risparmio energetico variabile dal 10% al 20%, seppure i tempi di ritorno dell'investimento sono generalmente lunghi e pertanto hanno necessità di incentivazioni e procedure semplificate.

- interventi su impianti elettrici, mirando a realizzare negli edifici della PA impianti elettrici "intelligenti" con funzioni di regolamentazione e di controllo dei consumi. Ad esempio si pensa a:
 - o efficientamento del sistema di illuminazione interna mediante elaborazione di un piano tecnico-economico basato su un censimento dei corpi illuminanti esistenti;

- attuazione di un programma di interventi di riqualificazione e sostituzione delle lampade esistenti con lampade led o a basso consumo;
- installazione di sensori di presenza, di rilevamento di luce diurna e regolatori di flusso con centralizzazione dello spegnimento o autospegnimento delle luci quando viene riconosciuta l'assenza di utenti;
- coordinamento e gestione centralizzata dei sistemi di climatizzazione;
- isolamento e protezione automatica delle apparecchiature in caso di temporale;
- alimentazione completa isole tecniche a comando o in automatico in presenza di utenti.;

Con tali interventi si ritiene si possano raggiungere risparmi energetici fino al 40% della spesa corrente.

b. Pubblica Illuminazione

La problematica relativa alla pubblica illuminazione esterna ha aspetti riguardanti il settore energetico, ma anche gli ambiti della sicurezza, dell'inquinamento luminoso, dell'impatto sul paesaggio. E' un tema non riservato a pochi addetti ai lavori ma di forte rilevanza politica e tecnica, cosa confermata anche dal fatto che la spesa dei Comuni per la pubblica illuminazione grava da un minimo del 2-3% ad un massimo del 7-10% sui bilanci comunali. Attivare politiche in questo settore significa quindi mettere in campo interventi che abbiano come obiettivi:

- La razionalizzazione dei consumi energetici degli apparecchi di illuminazione esterni e la ottimizzazione dei costi di esercizio e di manutenzione degli stessi;
- la riduzione dell'inquinamento luminoso ed ottico;
- il miglioramento della sicurezza per la circolazione stradale;
- la conservazione degli equilibri ambientali delle aree naturali protette.

Nel nuovo periodo di programmazione dei fondi strutturali europei (2014-2020), come già realizzato nel passato, sono quindi da prevedere adatte misure di finanziamento agli Enti locali che, in proprio o mediante partnership pubblico-private, con ricorso a contratti con garanzia di risultato (EPC), presentano progetti volti alla riduzione dei consumi energetici ed alla riduzione dell'inquinamento luminoso. In particolar modo si può prevedere di incentivare la realizzazione di interventi integrati che realizzino programmi per l'adeguamento, la manutenzione e l'integrazione degli impianti esistenti, sostituzione dei corpi illuminanti esistenti con lampade ad alta efficienza energetica, implementazione di sistemi di telecontrollo e regolazione del flusso, per limitare i consumi nelle ore di minor utilizzo delle strade. Si tratta di trasformare la rete di illuminazione pubblica in infrastrutture "smart" affiancando all'efficientamento energetico dell'illuminazione anche lo sviluppo di nuovi servizi. Si potrà anche prevedere di attivare iniziative tramite la società ESCo regionale in grado di accedere a fondi (es. BEI) dedicati all'efficientamento e alla riqualificazione dell'illuminazione pubblica.

Infine, sembra necessario a livello regionale realizzare un censimento degli impianti di Pubblica illuminazione attivi sul territorio regionale, in modo da avere informazioni coerenti riguardanti la presenza di piani o regolamenti comunali, la consistenza (numero, potenza tipologia) dei punti luce, le diverse modalità di gestione degli impianti, le riqualificazioni eseguite, i consumi, i costi ed altri parametri significativi correlati al funzionamento degli impianti di pubblica illuminazione del territorio regionale. Ciò potrebbe consentire di creare un database contenente i principali dati relativi allo stato di fatto degli impianti e la classificazione degli stessi in base alle condizioni impiantistiche, alle prestazioni illuminotecniche ed all'adeguatezza alle normative vigenti, potendo così conseguentemente implementare una gestione o manutenzione del servizio, su ambiti territoriali omogenei o prossimi, con conseguente vantaggi in termini di riduzione, fino al 50%, delle spese concernenti tale settore.

c. Riqualificazione energetica di Strutture Ospedaliere

Un altro settore della PA che è fortemente energivoro è quello degli ospedali. Per questa particolare destinazione d'uso, il fabbisogno energetico (termico ed elettrico), in condizioni standard, è facilmente ottenuto da analisi di audit e certificazione energetica, perché l'utilizzo reale dell'edificio è da pensare sulle intere 24 ore e quindi tale sarà anche l'impiego degli impianti e delle attrezzature. Molte delle strutture ospedaliere sono nelle classi con indici di prestazione energetica molto bassi.

Nella tabella seguente sono riportati i dati relativi alle strutture ospedaliere della Campania, suddivise a livello provinciale e per forma di gestione: si noti che quelle campane rappresentano il 10% delle strutture presenti nell'intera nazione.

STRUTTURE OSPEDALIERE PER FORMA DI GESTIONE A LIVELLO PROVINCIALE						
Regione	Provincia	Azienda Ospedaliera e Policlinici Universitari	IRCCS, Istituti Qualificati, Enti di Ricerca, Ospedali classificati o assimilati	Ospedali a gestione diretta	Privati accreditati	TOTALE strutture ospedaliere
Campania	Avellino	1		4	7	12
	Benevento	1	2	1	5	9
	Caserta	1		7	13	21
	Napoli	5	4	11	29	49
	Caserta	1		11	8	20
TOTALE CAMPANIA		9	6	34	62	111
TOTALE ITALIA		59	110	463	505	1137

La complessità del sistema energetico di ogni struttura ospedaliera è funzione del volume dei fabbricati, delle attività sanitarie che in esse si svolgono, della collocazione geografica, della tipologia strutturale e impiantistica adottata. Nel dettaglio, in una struttura ospedaliera l'energia viene utilizzata, nei diversi settori, sotto forma di energia termica, frigorifera ed elettrica, per soddisfare le esigenze di riscaldamento, produzione acqua calda sanitaria, climatizzazione, illuminazione, uso attrezzature elettromedicali, UTA, funzionamento sale operatorie. L'incremento della complessità delle apparecchiature impiegate e l'adeguamento delle normative in termini di condizioni termo-igrometriche e ricambi d'aria imposti, porta inoltre ad ulteriori aumenti dei consumi e ad una maggiore difficoltà nella gestione degli impianti.

Nelle tabelle che seguono vengono forniti alcuni dati relativi ai consumi medi elettrici e termici delle strutture ospedaliere nazionali e dell'area geografica Sud e Isole.

CONSUMI ELETTRICI MEDI PER AREA GEOGRAFICA

	Consumi elettrici (kWh/anno)	Consumi elettrici (€/anno)	Consumi elettrici (€/kWh/anno)	Consumi elettrici specifici (kWh/mq)	Consumi elettrici specifici (kWh/mc riscaldati)	Consumo elettrico per posto letto (kWh/annui)
Sud e Isole	8.161.995	1.174.919	0,19	210,5	39,2	42.338
Nazionale	4.191.291	737.706	0,2	169	39,2	15.962

Statistiche sui consumi elettrici medi delle strutture ospedaliere per area geografica (2012-2013)

Fonte: elaborazione e stime Cresme 2014

CONSUMI TERMICI MEDI PER AREA GEOGRAFICA

	Consumi termico (kWh/anno)	Consumi termici specifici (kWh/mc riscaldati)	Consumo termico per posto letto (kWh/annui)	Consumi termici specifici (kWh/mq)	Consumo gas (€/anno)
Sud e Isole	7.327.536	35	38.009	189	813.369
Nazionale	7.034.652	66	26.790	284	552.300

Statistiche sui consumi termici medi delle strutture ospedaliere per zona geografica (2012-2013). Fonte: elaborazione e stime Cresme 2014

Si nota che le strutture del Sud hanno consumi, sia assoluti che specifici, più alti della media nazionale. Ciò rende ancor più necessario intervenire per innovare ed efficientare tali strutture. In particolare sono da incentivare interventi per la riqualificazione energetica, che partendo da analisi dettagliate del contesto energetico, possano utilizzare le più innovative tecnologie al fine di ridurre la spesa energetica, quali ad esempio l'uso di sistemi di cogenerazione o trigenerazione, o la installazione di sistemi di monitoraggio dei consumi energetici e delle condizioni termo-igrometriche delle varie sale e strutture.

d. Gestione energetica dei sistemi idrici e di depurazione

Il 30% del costo di esercizio di un impianto di trattamento delle acque reflue è imputato ai consumi energetici, e durante i prossimi 20 o 30 anni, se ne prevede un ulteriore aumento, fino al 40% del totale (Fonte ISPRA: Rapporti 93/2009).

La riduzione del consumo energetico degli impianti di trattamento e sollevamento delle acque e degli impianti di depurazione, gestiti dai Comuni o attraverso gli Ambiti Territoriali Ottimali in collaborazione con le società pubbliche di gestione delle risorse idriche, è uno degli obiettivi da perseguire pur mantenendo alto il livello di servizio di tali impianti che devono soddisfare i requisiti e i vincoli imposti dalla normativa ambientale vigente.

Il consumo specifico di energia elettrica negli impianti di depurazione è influenzato da diversi fattori, quali:

- Dimensione dell'impianto di depurazione
- Origine delle acque reflue in ingresso
- Caratteristiche quali-quantitative delle acque reflue in ingresso
- Condizioni idrauliche
- Configurazione della filiera di depurazione
- Età e stato di manutenzione dell'impianto
- Efficienza energetica dei dispositivi installati

Un tipico sistema di depurazione, di dimensioni medie e con tecnologie consolidate a fanghi attivi, ha un consumo di energia annuale di circa 8-10 GWh, con conseguente emissione di circa 4800 ton di CO₂ (Fonte ISPRA). Poiché in Regione Campania, su una superficie di 13.605 km², sono presenti circa 600 impianti di depurazione, si può stimare per l'intero sistema di gestione idrica-depurazione, un consumo di 5-6 milioni di kWh, con una spesa complessiva di oltre 1 miliardo di euro per anno.

Risulta essenziale pertanto attivare e incentivare specifiche azioni che consentano di ottimizzare la gestione energetica di tali impianti, a partire dalla esecuzione di audit energetici che prendano in considerazione tutti gli aspetti, sia dimensionali che tecnologici che di funzionamento. Ciò allo scopo di calcolare alcuni indici di performance energetica e di livelli di servizio, evidenziando come realizzare efficaci azioni correttive. In particolare, si daranno priorità ad interventi di risparmio energetico basati sulla innovazione tecnologica degli impianti e delle attrezzature utilizzate, su adeguamenti delle infrastrutture elettriche di gestione, su installazione di sistemi intelligenti di monitoraggio e gestione degli impianti. Inoltre si prenderanno in considerazione progetti ed interventi nei quali è previsto il riutilizzo dei fanghi attivi per la produzione di energia da biomassa, privilegiando progetti innovativi e con basso impatto ambientale.

2.4. Innovazione tecnologica e settore energetico-ambientale per la pubblica amministrazione

Nell'ambito di una corretta politica energetica da parte degli Enti Locali, si ritiene indispensabile l'avvio di un diffuso progetto di Energy Management, supportato da tecnologie ICT e di tipo Building Management System (BMS), che consentono la rivelazione, la gestione, il controllo e il monitoraggio dei consumi energetici e la conseguente promozione di interventi di razionalizzazione dei consumi e della spesa pubblica nel settore energia. A tal proposito sembra indispensabile l'avvio di progetti che consentano di analizzare i consumi e i costi di approvvigionamento dei vettori energetici degli edifici pubblici effettuando monitoraggi e (pre)diagnosi energetiche utili ad individuare (in fase preliminare e operativa) sprechi significativi nei consumi energetici elettrici e termici. In questo contesto gli strumenti ICT consentono di fare dettagliate analisi sugli edifici e sul loro comportamento energetico. In particolare si può pensare di dotare i comuni (o aggregazioni di essi) di un sistema di Building Information Modelling (BIM) in grado di raccogliere tutte le informazioni utili per la gestione energetica e ambientale, e renderli disponibili a tutti coloro che ne necessitano (committenti, progettisti, imprese, etc.). Questo strumento, utile a collezionare, manipolare, archiviare, confrontare e gestire dati, permetterà alle singole (o aggregazioni di) amministrazioni di poter meglio sfruttare le opportunità offerte dai numerosi finanziamenti previsti per la PA in materia di efficientamento energetico e sviluppo di fonti rinnovabili (es. Conto Termico, Fondi di Rotazione, POR, PON, etc.). Il software si interfacerà con data base strutturati su dati quantitativi relativi agli ambiti amministrativo, finanziario, tecnico ed energetico-ambientale, direttamente riferibili agli indicatori previsti per il monitoraggio delle azioni.

Si potrebbero poi aggiungere ulteriori misure di agevolazione per quei progetti che usano le più innovative tecnologie e soddisfino i nuovi requisiti minimi per gli edifici previsti dal DM 26 giugno 2015. In altri termini si può immaginare, a partire dai nuovi edifici ad uso non residenziale, di premiare chi usa un Building Automation and Control Systems (norme EN ISO 16484 e norma UNI EN 15232), cioè un sistema che consente un livello minimo di automazione per il controllo, la regolazione e la gestione delle tecnologie dell'edificio e degli impianti (termici ed elettrici).

2.5. *Altri interventi nel settore energetico-ambientale per la pubblica amministrazione*

Oltre alla riqualificazione energetica del proprio patrimonio edilizio, gli Enti Locali possono essere aiutati ad avviare politiche di sostenibilità energetico- ambientale anche in altri settori di propria competenza. In particolare si individuano come settori di intervento:

a. Impianti di produzione di energia a fonte rinnovabile su edifici pubblici (solare termico, fotovoltaico, biomassa)

Un'importante misura da promuovere per la PA è l'installazione di impianti basati su fonte rinnovabile (solare termico e fotovoltaico) sugli edifici di proprietà pubblica, utilizzando finanziamenti pubblici o interventi di società ESCo, scelte mediante un bando di gara d'appalto con la forma di contratto Finanziamento Tramite Terzi o altre analoghe.

In tale ottica risulta indispensabile progettare gli impianti e utilizzare le più innovative tecnologie, a partire dall'analisi preliminare dei consumi e dei fabbisogni degli stessi edifici, nella logica di utilizzare, solo per ciò che è necessario, le superfici degli edifici del patrimonio pubblico (uffici comunali, scuole, impianti sportivi, parcheggi etc.), in considerazione delle peculiarità territoriali e dei vincoli di carattere storico e naturalistico.

Altro importante intervento da incentivare alle PA è la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che permettono lo sfruttamento di biomassa prodotta da processi agricoli o scarti di lavorazione del legno a livello locale, in coerenza con quanto previsto dal PEAR (si veda sezione agroenergia).

In tale ambito si incentiveranno progettazioni di impianti innovativi e si porrà particolare attenzione alle problematiche ambientali connesse alla realizzazione di tali interventi, oltre che gli aspetti normativi e procedurali per velocizzare l'iter amministrativo delle pratiche.

b. Uso dei sistemi agro forestali per la produzione di energia e per i crediti di CO₂

Il mercato dei crediti di carbonio rappresenta oggi un'importante realtà economica per privati, aziende e istituzioni che hanno bisogno di compensare le proprie emissioni di CO₂. Un credito di carbonio è infatti generato da attività, tra cui la gestione del verde urbano, che assorbono CO₂ o evitano emissioni di gas a effetto serra. All'interno del mercato possono operare soggetti (pubblici e privati) che vendono crediti di carbonio e soggetti che invece vogliono acquistarli per compensare le proprie emissioni.

Partendo da tali premesse, i Comuni possono impegnarsi a sfruttare i propri patrimoni pubblici forestali per generare crediti di carbonio spendibili nei mercati di emissioni regolamentati e/o volontari.

c. Green Public Procurement, gestione contratti di acquisto, certificati bianchi

Il GPP (Green Public Procurement) è uno strumento di politica ambientale volontario, definito dalla Commissione Europea come approccio in base al quale le Amministrazioni Pubbliche integrano i criteri ambientali in tutte le fasi del processo di acquisto, incoraggiando la diffusione di tecnologie ambientali e lo sviluppo di prodotti validi sotto il profilo ambientale, attraverso la ricerca e la scelta dei risultati e delle soluzioni che hanno il minore impatto possibile sull'ambiente lungo l'intero ciclo di vita. In tal modo, si riducono le emissioni di gas climalteranti e la produzione di rifiuti e di sostanze pericolose. Ogni PA deve avere come obiettivo di impegnare almeno il 50% delle risorse spese per forniture in acquisti verdi.

Inoltre, si ritiene che le PA debbano migliorare nella gestione dei servizi energetici, nell'ottica di un maggiore risparmio, della diminuzione degli sprechi e dell'efficientamento dei sistemi. Per raggiungere tale scopo è possibile utilizzare anche operatori economici (ESCo) con i quali stipulare accordi che riguarderanno i seguenti ambiti di riferimento:

- gestione dell'energia elettrica e degli impianti di riscaldamento negli edifici pubblici;
- valorizzazione di tutti gli interventi realizzati e gestione dell'iter burocratico necessario all'ottenimento dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE- certificati bianchi).
- manutenzione di tutti i sistemi gestiti.

d. Incentivazione a politiche di mobilità sostenibile

In questo ambito il PEAR si focalizza su interventi relativi al rinnovo del parco dei mezzi di trasporto di proprietà delle PA (auto, scuolabus, autocarri, etc.) e alla realizzazione di progetti per la incentivazione all'uso di veicoli a basso impatto ambientale (es. elettrici). Si lascia invece ai piani specifici del settore trasporti, l'ampia e complessa problematica relativa alle infrastrutture per la mobilità sostenibile.

Si può prevedere la progressiva sostituzione dei mezzi obsoleti (es. standard da EURO 0 a EURO 4) con mezzi nuovi. In particolare, per i mezzi a gasolio, quali ad esempio autobus e scuolabus, è auspicabile la sostituzione con mezzi a tecnologia più innovativa o elettrici. Si intende inoltre incoraggiare la progressiva diminuzione del numero di veicoli che compongono le varie flotte comunali (obiettivo -25%), al fine di favorire la diffusione e l'uso di sistemi di condivisione all'interno delle Amministrazioni Comunali.

Particolare attenzione va posta alla incentivazione dell'uso delle auto elettriche con l'obiettivo di diffondere sulle intere comunità l'uso di tale mezzo di trasporto. In particolare sono possibili progetti che prevedono la installazione di stazione di ricarica auto elettriche presso luoghi pubblici (es. parcheggi, spazi pubblici di edifici comunali o scolastici, etc.) con alimentazione delle stesse mediante uso di fonti rinnovabili. Ciò consentirà di creare una rete di mobilità elettrica di base, utile agli spostamenti sull'intera area comunale o in zone prossime, gestito da sistemi informatizzati di controllo e gestione, e così favorire modalità di trasporto più sostenibili incrementando l'uso degli autoveicoli elettrici nelle comunità territoriali.

e. Semplificazione e accelerazione di procedure (tavoli tecnici, etc.)

Per la diffusione e la implementazione delle azioni in tema energetico-ambientale, è necessario lavorare per la riduzione dei tempi di autorizzazione per la realizzazione degli interventi. A tal fine si auspica l'insediamento, a livello di ambito di area territoriale vasta, di un Comitato Tecnico Operativo permanente, al quale partecipino tutti gli attori interessati ai processi di autorizzazione (soprintendenza, enti locali comunali e sovra comunali, genio civile, enti d'ambito, etc.). Tale Comitato avrà anche il ruolo di definire delle linee guide tecniche operative, coerenti con il contesto normativo vigente, da diffondere presso i vari Enti. Questa azione intende dare una risposta alle difficoltà di realizzare interventi nel settore energetico a causa delle difficoltà previste dall'iter autorizzativo e della difficoltà di comunicazione fra i vari enti coinvolti in tali processi.

Altro importante strumento potrebbe essere identificato nei Regolamenti Urbanistici Edilizi Comunali nei quali si dovranno dare delle linee guida tecniche in materia energetica- ambientale e nei quali vengano imposte condizioni operative per i differenti interventi e successivamente modificarle in funzione degli eventuali cambiamenti della normativa e del monitoraggio delle attività effettuate sul territorio.

2.6. Interventi di disseminazione, coinvolgimento, informazione, formazione per EELL, diffusione, partenariati, progetti per cittadini

La PA può stimolare interventi per la razionalizzazione dei consumi energetici e la riduzione delle emissioni in atmosfera di gas climalteranti da parte dei cittadini e delle imprese che operano sul loro territorio

Nel dettaglio si ritiene che debba essere agevolata la creazione su base territoriale ampia (es. aggregazione di comuni di popolazione superiore a 30.000 abitanti) di agenzie che hanno il compito di diffondere la cultura dello sviluppo sostenibile raggiungendo gli obiettivi di:

- informare il cittadino sulle azioni e le attività che può intraprendere direttamente per ridurre i suoi consumi energetici, anche utilizzando strumenti ICT e nuove tecnologie;
- diffondere informazioni su bandi, finanziamenti ed incentivi attivi;
- gestire per conto dei comuni i sistemi informatizzati di Building Management;
- stimolare aggregazioni di cittadini per la acquisizione e gestione cooperativa di FER;
- dare consulenza di audit energetici e supporto alla ridefinizione di strumenti edilizi e urbanistici;
- sviluppare azioni di diffusione delle informazioni in campo energetico ambientale e interventi formativi e informativi con scuole, enti, camera di commercio ed associazioni di categoria.

2.7. Interventi e agevolazioni per la riqualificazione dell'edilizia privata e dei borghi storici

Le Pubbliche Amministrazioni devono avere anche il compito di accompagnare, stimolare e incentivare la realizzazione di interventi di riqualificazione energetica di edifici privati (condomini e case) e dei contesti in cui essi si trovano, in particolare borghi di interesse storico-artistico. Per questo motivo si intende stimolare progetti che coinvolgano direttamente i cittadini e i loro immobili, favorendo la creazione di un mercato dell'efficientamento energetico basato su contratti (fra privati) di performance energetica. In tale ambito ovviamente la parte pubblica avrebbe un ruolo di garanzia sulla coerenza, affidabilità e realizzazione delle azioni previste. Nello specifico vengono presentati nel dettaglio due progetti relativi a "Condomini Eco-Efficienti" e alla "Riqualificazione Borghi Storici". Per entrambi si pensa ad un regime di incentivazione da parte del PEAR agli Enti Locali, che potranno avere il ruolo di coordinamento e validazione delle proposte, realizzate con capitali privati, di fattibilità tecnica ed economica previste dalla iniziativa.

a. Progetto: "Condomini Eco-Efficienti"

L'obiettivo generale è di agevolare la realizzazione di progetti che abbiano come scopo di creare un mercato di riqualificazione energetica di edifici condominiali,

senza costi “ulteriori” per i condomini, così da aumentare la consapevolezza dei cittadini sulle opportunità ambientali ed economiche offerte dal settore dell’efficienza energetica. In particolare, l’obiettivo specifico è quello di riqualificare gli edifici condominiali realizzando interventi finalizzati a migliorare l’efficienza energetica negli edifici, con il rischio dell’iniziativa a carico di una società di servizi energetici (ESCo), liberando così il cliente finale da ogni onere organizzativo e di investimento. La iniziativa si potrà estendere ad altre categorie di rischio ambientale (es. amianto) o sismico.

Il progetto “Condomini Eco-Efficienti” può essere articolato nelle seguenti fasi:

- Fase 1: Campagna informativa al fine di aumentare la consapevolezza dei cittadini e stimolarli ad aderire al progetto (realizzato dagli enti locali);
- Fase 2: Manifestazione di interesse per la individuazione degli edifici condominiali sui quali realizzare la diagnosi energetica (realizzato dagli enti locali);
- Fase 3: Accordo con Banche locali allo scopo di creare un circuito virtuoso di finanziamento e realizzazione delle opere previste dal progetto (realizzato dagli enti locali);
- Fase 4: Selezione, mediante manifestazione di interesse, di aziende ESCo che, in forma gratuita, dovranno realizzare le diagnosi energetiche nei condomini precedentemente scelti e quindi le proposte di intervento, con dettagliato piano tecnico e finanziario;
- Fase 5: Validazione da parte della PA, coadiuvata da esperti, dei singoli interventi proposti sia dal punto di vista tecnico che economico-finanziario, allo scopo di fornire “un bollino” di validità alle singole proposte e iniziative;
- Fase 6: presentazione ai condomini degli interventi e del contratto di prestazione energetica proposto dalle ESCo, per la relativa approvazione degli stessi;
- Fase 7: Definizione dei contratti tra le parti (private) e realizzazione degli interventi.

b. Progetto: “Riqualificazione Borghi Storici”

Ulteriore attenzione andrà dedicata ai borghi storici con un progetto che preveda la riqualificazione energetica sia degli edifici pubblici (compresa illuminazione) che di quelli privati presenti nel contesto di un borgo storico. Tali aree cittadine esprimono la storia “dell’architettura spontanea locale” e sono ricche di esempi di adattamento al clima locale che è costellato da situazioni diverse e talvolta estreme. Con questa azione si potrebbe avviare un progetto sugli edifici e sulla illuminazione pubblica dei centri storici e di coinvolgere i privati anche mediante delle incentivazioni alla ristrutturazione energetico/ambientale di edifici di pregio storico, allo scopo di far divenire queste zone anche delle città poli di attrazione.

3. Interventi nel settore residenziale.

3.1. *Valutazione del potenziale risparmio energetico e di sfruttamento delle fonti rinnovabili*

In questo capitolo verranno analizzati gli interventi nel settore residenziale relativi sia al contenimento dei consumi di energia primaria e finale, che quelli finalizzati alla diffusione di tecnologie di sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili. La scelta di trattare entrambi gli argomenti in maniera unitaria deriva dalla necessità ricorrente di individuare gli interventi in base all'ottimizzazione termo-economica del sistema edificio-impianto recepita anche dai più recenti indirizzi normativi e dai relativi strumenti di supporto. Le analisi si basano sui dati riportati in Appendice A (analisi dei consumi) e in Appendice B (caratterizzazione del parco edilizio e impiantistico).

3.1.1. Riqualficazione energetica del parco immobiliare

Data l'incidenza dei consumi del settore residenziale sul bilancio energetico nazionale l'incremento dell'efficienza energetica degli edifici è diventato un obiettivo prioritario, per via del suo potenziale di risparmio, perseguito attraverso misure di regolamentazione ed incentivazione (vedi Capitolo 1).

Il settore residenziale, come indicato nel PAEE 2014, contribuirà all'obiettivo nazionale totale al 2020 per una quota pari a 3.67 Mtep/anno (4.9 Mtep/anno, sono la quota di tutto il settore civile).

A livello nazionale sono state messe in atto diverse strategie per l'incremento dell'efficienza energetica negli edifici in attuazione del D.Lgs. 102/2014. Nel novembre 2015 l'ENEA con il coordinamento del MISE ha redatto il documento "STrategia per la Riqualficazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale" (STREPIN) A.

La STREPIN stima il risparmio di energia atteso al 2020 nel settore civile grazie alle misure di promozione dell'efficienza energetica già attivate in Italia e lo fa analizzando interventi di riqualficazione energetiche per diverse destinazioni d'uso come previsto dalla EPBD Recast e dalla Direttiva 2012/27/UE. La strategia parte dall'inquadramento del parco immobiliare nazionale da cui emerge che più del 60% del parco edilizio ha più di 45 anni (stando solo al residenziale), è quindi un patrimonio edilizio antecedente alla prima legge sul risparmio energetico, del 1976. La valutazione dei consumi di tale parco è riportata in kWh/(m² anno) ed è effettuata in base alla zona climatica, alla destinazione d'uso e alla tipologia edilizia. La STREPIN identifica poi le misure di efficienza energetica da applicare agli edifici. Al fine di definire tali misure viene applicata una metodologia comparativa per calcolare i requisiti di efficienza energetica ottimali in funzione del costo dell'intervento. Per ogni destinazione d'uso, sono ipotizzati differenti livelli di efficacia degli interventi e mediante un calcolo iterativo, si perviene alla definizione del pacchetto di interventi che garantisce per quella specifica categoria edilizia il livello ottimale di costo. In particolare per edifici residenziali (monofamiliari e condomini) ed edifici ad uso ufficio nuovi ed esistenti collocati in zona climatica B ed E viene definito il minimo costo globale del pacchetto di interventi e il relativo valore ottimale dell'energia primaria annuale.

La STREPIN passa poi alla stima del potenziale di risparmio energetico nel settore residenziale tenuto conto degli standard prestazionali vigenti, del rapporto costi/benefici e della fattibilità dei seguenti interventi:

- isolamento termico dell'involucro edilizio (soffitto di copertura, solaio su ambienti non riscaldati, pareti opache perimetrali disperdenti e riduzione dei ponti termici);
- sostituzione serramenti (infissi ad alta prestazione energetica, coibentazione cassonetti, elementi oscuranti);
- adeguamento del sistema di regolazione dell'impianto di climatizzazione (installazione valvole termostatiche e simili);
- sostituzione del generatore di calore (caldaia a condensazione, pompe di calore, anche geotermiche);
- installazione di un sistema di domotica;
- sostituzione/rifacimento dell'impianto illuminotecnico (corpi illuminanti ad alta efficienza);
- utilizzo delle fonti rinnovabili (pannelli solari termici, fotovoltaico).

Il potenziale risparmio è valutato considerando:

- interventi globali per circa il 3.5% degli edifici realizzati nel periodo dal 1946 al 2005 per il monofamiliare e circa il 3% per il plurifamiliare, per una superficie annua pari a circa 51.6 milioni di m²;
- interventi parziali su circa il 4% degli edifici, per una superficie annua pari a circa 118.5 milioni di m²;

ed assume i valori riportati in

Tabella 3.16.

Tabella 3.16 - Potenziale di riduzione consumi al 2020 per interventi sugli edifici residenziali, eseguiti dal 2014 (Fonte STREPIN A).

Tipologia edifici	Ipotesi di intervento sul parco degli edifici		Risparmio energetico per tipologia di intervento					Risparmio energetico totale al 2020	Risparmio energetico totale al 2020
	Superficie interessata	Superficie soggetta annualmente ad intervento m ²	Copertura	Facciate	Infissi	Impianti	Intervento globale	GWh	Mtep
Edifici monofamiliari	Interventi parziali	39'407'808	221	132	83	265		4'907	0.43
	Interventi globali	26'551'030					2'230	15'610	1.34
Edifici Plurifamiliari	Interventi parziali	79'141'300	253	475	253	658		964	0.98
	Interventi globali	25'142'222					2'414	16'898	1.45
Totale		170'242'360						48'888	4.20

Per la realizzazione del potenziale descritto viene stimato che gli investimenti da sostenere siano pari a 13.6 miliardi di euro l'anno per gli interventi globali e 10.5 per quelli parziali. Nella strategia sono infine analizzate le barriere tecnico, economiche e finanziarie che ostacolano la realizzazione di interventi di efficienza energetica negli edifici, con una rassegna delle misure di policy messe in campo per il superamento delle

stesse, proponendo alcuni interventi finalizzati a migliorare l'efficacia degli strumenti di supporto. Il documento si conclude riportando la valutazione della succitata stima del risparmio di energia atteso al 2020 nel settore civile tenuto conto delle misure di carattere regolatorio e di promozione dell'efficienza energetica già attivate in Italia (Tabella 3.17).

Tabella 3.17 - Risparmi annuali di energia finale conseguiti nel periodo 2011-2013 e attesi al 2020 [Mtep/anno] (Fonte STREPIN A).

Settore	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali del 55%	Decreto Legislativo 192/05	Ecoincentivi e Regolamenti Comunitari	Altre misure	Risparmio energetico		Obiettivo raggiunto (%)
						Conseguito al 2013*	Atteso al 2020	
Residenziale	0.291	0.328	0.746	-	0.013	1.29	3.67	35.2%
Terziario	0.036	0.009	0.025	-	-	0.07	1.23	5.6%
Industria	1.285	0.017	0.056	-	-	1.36	5.10	26.6%
Trasporti	-	-	-	0.452	0.021	0.47	5.50	8.6%
Totale	1.611	0.354	0.827	0.452	0.034	3.19	15.50	20.6%

3.1.2. Potenziale risparmio energetico per interventi di riqualificazione nella regione Campania

Sulla base dell'analisi dei dati del censimento ISTAT 2011 A è possibile desumere quale sia l'incidenza del patrimonio edilizio regionale rispetto a quello nazionale. Come visto nel precedente paragrafo, le abitazioni occupate da persone residenti della Campania sono l'8.4% di quelle italiane. In termini di superficie delle abitazioni, invece, si vede che tale percentuale è circa pari a 8.1%.

In virtù di queste premesse è possibile valutare il contributo della Regione per perseguire i risultati stabiliti nella STrategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale descritta in precedenza. Una stima verosimile è quella che si ottiene assumendo che la Campania abbia comportamenti allineati a quelli nazionali e che quindi l'8.4% delle superfici soggette ad interventi (riportate in

Tabella 3.16) ricadano nel territorio regionale. Pertanto il potenziale di riduzione consumi regionali al 2020 per interventi sugli edifici residenziali è quello riportato in

Tabella 3.18.

Analogamente a quanto fatto nella STREPIN si possono anche stimare risparmi di energia attesi al 2020 nel settore residenziale tenuto conto delle misure di carattere regolatorio e di promozione dell'efficienza energetica già attivate in Italia e l'incidenza della Campania rispetto all'Italia (Tabella 3.19)

Tabella 3.18 - Potenziale di riduzione consumi al 2020 per interventi sugli edifici residenziali, eseguiti dal 2014 in regione Campania

Tipologia edifici	Ipotesi di intervento sul parco degli edifici		Risparmio energetico per tipologia di intervento					Risparmio energetico totale al 2020	Risparmio energetico totale al 2020
	Superficie interessata	Superficie soggetta annualmente ad intervento m ²	Copertura	Facciate	Infissi	Impianti	Intervento globale	GWh/anno	ktep/anno
Edifici monofamiliari	Interventi parziali	3'310'256	18.6	11.1	7.0	21.5		412	36.1
	Interventi globali	2'230'287					187	1311	113
Edifici Plurifamiliari	Interventi parziali	6'647'869	21.3	39.9	21.3	55.3		964	82.3
	Interventi globali	2'111'947					203	1'419	122
Totale		14'300'359						4'106	353

Tabella 3.19 - Risparmi annuali di energia finale conseguiti nel periodo 2011-2013 e attesi al 2020 [ktep/anno]

Settore	Certificati Bianchi [ktep/anno]	Detrazioni fiscali del 55% [ktep/anno]	Decreto Legislativo 192/05 [ktep/anno]	Altre misure [ktep/anno]	Risparmio Energetico atteso al 2020 [ktep/anno]
Residenziale	22.4	27.6	62.7	1.1	308

3.1.3. Edifici ad energia quasi zero

La direttiva EPBD (Energy Performance of Buildings Directive, 2010/31/UE) è lo strumento legislativo centrale a livello dell'UE per quanto riguarda il tema del miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici. Un elemento fondamentale di tale direttiva è costituito dagli edifici a energia quasi zero (NZEB, dall'inglese Nearly Zero-Energy Buildings).

A livello italiano con il decreto legge n. 63 del 2013, convertito nella legge n. 90 del 2013, vengono delineati i nuovi criteri per l'aggiornamento e la programmazione di standard prestazionali degli edifici (involucro, impianti e fonti rinnovabili) al fine di raggiungere gli obiettivi fissati a livello europeo in materia di edifici a energia quasi zero. Il succitato decreto n. 63 del 2013 stabilisce che i nuovi edifici pubblici costruiti dal 01/01/2019 e tutti gli altri gli altri edifici nuovi realizzati a partire dal 01/01/2021, siano ad energia quasi zero.

Tutti gli edifici di nuova costruzione o esistenti e ristrutturati che rispettano i seguenti requisiti tecnici possono considerarsi NZEB:

- tutti i seguenti indici, calcolati secondo quanto stabilito dal Decreto “requisiti minimi”, risultano minori dei valori dei corrispondenti indici calcolati per l'edificio di riferimento (edificio virtuale geometricamente equivalente a quello di progetto ma dotato dei parametri energetici e delle caratteristiche termiche minime vigenti):
 - ✓ il coefficiente medio globale di scambio termico per trasmissione per unità di superficie disperdente;
 - ✓ l'area solare equivalente estiva per unità di superficie utile;
 - ✓ l'indice di prestazione energetica per la climatizzazione invernale, l'indice di prestazione termica utile per la climatizzazione estiva, compreso l'eventuale controllo dell'umidità, l'indice di prestazione energetica globale, espresso in energia primaria, sia totale che non rinnovabile;
 - ✓ i rendimenti dell'impianto di climatizzazione invernale, di climatizzazione estiva e di produzione dell'acqua calda sanitaria;
- sono rispettati gli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili stabiliti nell'Allegato 3, paragrafo 1, lettera c), del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Come strumento di programmazione nazionale in allegato al Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica, nel 2015 un gruppo di lavoro composto dall'ENEA, dal RSE e dal CTI col coordinamento del MISE ha redatto il documento “Piano d'Azione Nazionale per Incrementare gli Edifici ad Energia quasi Zero (PANZEB) C al fine di valutare le prestazioni energetiche di alcuni NZEB caratterizzati da diverse tipologie d'uso e zone climatiche. Nel documento, inoltre, sono stimati gli extra-costi, rispetto ai requisiti attuali, da sostenere per la realizzazione di nuovi edifici NZEB o per ristrutturazioni degli edifici esistenti tali da trasformarli in NZEB e sono tracciati gli orientamenti e le linee di sviluppo nazionali per incrementarne il numero tramite le misure di regolazione e di incentivazione.

In particolare per gli edifici riportati in Tabella 3.20, rappresentativi della realtà nazionale, nel piano è stato valutato l'indice di prestazione energetica considerando che tali edifici:

- siano caratterizzati da valori di trasmittanza termica conformi a quelli indicati nell'Appendice A del Decreto “Requisiti Minimi” D per il 2019/2021 (richiesti dalla definizione di NZEB),
- siano serviti da una pompa di calore combinata per riscaldamento, ACS e raffrescamento,

- sia anche previsto l'inserimento di pannelli fotovoltaici qualora dai calcoli effettuati la percentuale minima di fabbisogno coperto da fonte rinnovabile non sia stata raggiunta mediante il solo utilizzo della pompa di calore.

Tabella 3.20 - Edifici oggetto delle valutazioni energetiche nel PANZEB (Fonte PANZEB C).

	Epoca di costruzione		Superficie Utile	Volume lordo	Rapporto superficie involucro - Volume lordo	Rapporto superficie vetrata - superficie involucro	Indice di prestazione energetica globale totale	
			$A_{\text{floor,n}}$ [m ²]	V_l [m ³]	A_{env}/V_l [m ⁻¹]	A_w/A_{env} [-]	$EP_{\text{gl,tot}}$ [kWh/m ²] Zona climatica B	Zona climatica E
Edifici residenziali								
• Monofamiliare	esistente	1946-76	162	584	0.75	0.05	113	168
	nuovo	2015	98	371	0.99	0.03	99	120
• Grande condominio	esistente	1946-76	1552	5949	0.46	0.07	100	114
	nuovo	2015	1788	6662	0.43	0.09	99	95
Edifici non residenziali								
• Ufficio	esistente	1946-76	363	1339	0.6	0.12	145	160
	nuovo	2015	1536	6077	0.35	0.20	131	115

Nelle valutazioni del PANZEB viene assunto che per la realizzazione di un nuovo edificio pubblico/residenziale dalle caratteristiche tali da essere un NZEB prima del 2019/2021 (senza limitarsi a rispettare i requisiti minimi previsti dal Decreto del 26 giugno 2015) determina un sovra-costi secondo quanto riportato in Figura 3.1. Invece, nel caso di una ristrutturazione importante che non si limiti ai soli vincoli previsti dal suddetto Decreto ma vada oltre portando l'edificio ristrutturato ad essere un NZEB si stima un costo aggiuntivo rispetto ad una semplice ristrutturazione importante di primo livello secondo quanto riportato in Tabella 3.21.

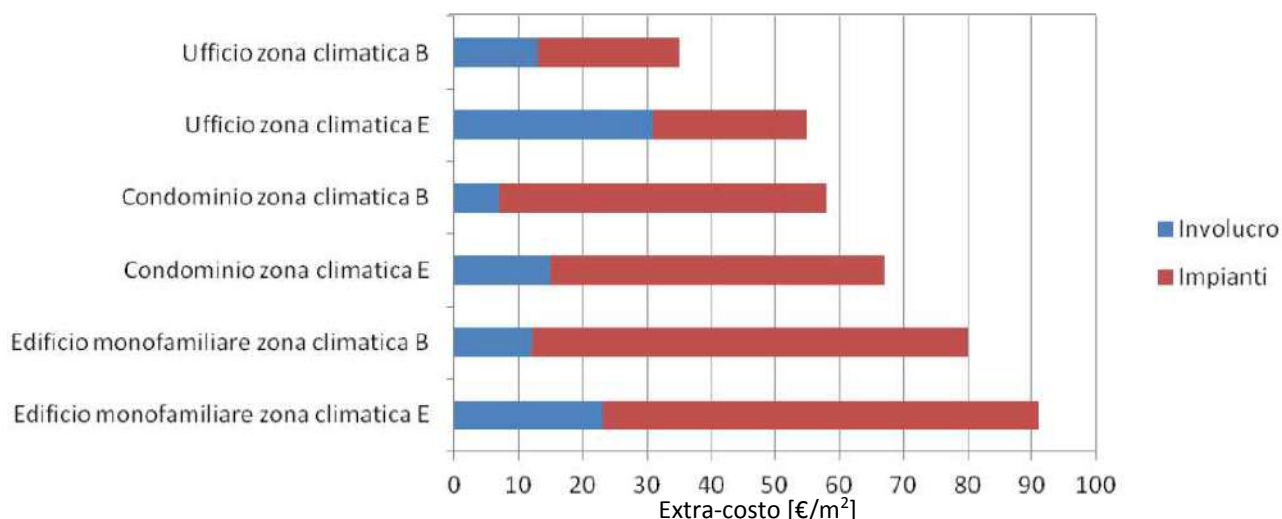


Figura 3.1 - Costo aggiuntivo per realizzare un nuovo edificio a energia quasi zero rispetto ad un nuovo edificio che si limita alla minima osservanza della normativa vigente (Fonte PANZEB C).

Complessivamente, nei casi esaminati nel PANZEB, il costo di una trasformazione di un edificio esistente in NZEB comporta una spesa minima compresa tra circa 500 e 600 €/m².

Tabella 3.21 - Sovra costo medio per trasformare un edificio esistente in NZEB rispetto ad una ristrutturazione importante di primo livello (Fonte PANZEB C).

Tipologia	Edificio monofamiliare	Edificio condominiale	Edificio adibito ad ufficio
Involucro	+ 4.2%	+ 4.6%	+ 5.3%
Impianti	+ 50.2%	+ 27.4%	+ 28.1%
Totale	+ 22.0%	+ 14.6%	+ 14.0%

Per determinare il potenziale di diffusione degli NZEB nel PANZEB viene evidenziato che oltre il 70% dell'intero patrimonio edilizio esistente è stato costruito prima degli anni '80, pertanto è un patrimonio abbastanza datato e costruito senza accorgimenti specifici per l'efficienza energetica tanto da ipotizzare verosimilmente un incremento degli interventi di riqualificazione energetica e di ristrutturazione importante degli

edifici esistenti non solo per la vetustà delle strutture ma anche per i costi della bolletta energetica.

Per quanto riguarda le realizzazioni di nuovi edifici, ivi compresi gli interventi di demolizione e ricostruzione, invece, viene ipotizzato che in una certa percentuale questi siano costruiti in modo da rispettare, già prima della vigenza dell'obbligo, i criteri e le prescrizioni degli edifici NZEB.

Dalle valutazioni effettuate si stimano nel periodo 2015-2020 i potenziali di risparmio energetico riportati in Tabella 3.22 e Tabella 3.23 ipotizzando che, degli edifici esistenti soggetti a riqualificazione energetica, a ristrutturazione importante e delle nuove costruzioni, una percentuale dell'1% per anno conseguano i requisiti degli NZEB.

La superficie oggetto di ristrutturazione vien determinata in base ai dati ISTAT. L'ultimo censimento (2011) infatti mostra una crescita per le nuove realizzazioni di edifici del settore residenziale di circa 825'000 edifici, rispetto al precedente censimento del 2001. A questo incremento corrisponde una nuova superficie costruita di circa 190 milioni di m², che significa una percentuale media di realizzazione nel nuovo costruito rispetto agli edifici esistenti, di circa l'1.1%.

Considerando l'andamento del mercato delle costruzioni, facendo riferimento ai dati del censimento 2011 dell'ISTAT ed a quelli stimati da altri operatori del settore (ANCE, CRESME, ENEA ed altri), viene stimato un trend, per gli interventi di realizzazione di nuovi edifici residenziali (2015-2020), di circa 7.2 milioni di m²/anno, di cui circa il 60% edifici monofamiliari e circa il 40% edifici plurifamiliari.

Se come ipotizzato nel periodo 2015-2020, l'1% della superficie totale dei nuovi edifici residenziali (7.2 milioni di m²/anno), apparterrà a edifici realizzati come NZEB, in totale per al 2020 circa 0.432 milioni di m² saranno edifici ad energia quasi zero. Con maggior dettaglio in Tabella 3.22 è riportata la superficie totale suddivisa per edifici residenziali, monofamiliari e plurifamiliari, per zona climatica, con una stima del risparmio ottenibile sulla base della differenza di risparmio energetico tra quello prescritto dalla normativa vigente e quella prescritta per il raggiungimento della prestazione energetica per gli edifici NZEB.

Tabella 3.22 - Previsione di realizzazione di edifici NZEB nuovi al 2020: residenziale
(Fonte PANZEB C).

EDIFICI RESIDENZIALI		Superficie Totale	Ipotesi percentuale NZEB	Superficie Edifici NZEB/anno	Risparmio specifico stimato rispetto a edifici dotati dei requisiti vigenti	Superficie edifici NZEB che genera risparmio nel periodo 2015+2020*	Stima Risparmi al 2020
Tipologia	zona climatica	m ²	%	m ² /anno	kWh/m ² anno	m ²	tep
Monofamiliari	A-B-C	936'000	1	9'360	7	56'160	126
	D	1'404'000	1	14'040	15	84'240	378
	E-F	2'340'000	1	23'400	22	140'400	945
sub Totale		4'680'000		46'800		280'800	1'448
Plurifamiliari	A-B-C	504'000	1	5'040	6	30'240	52
	D	756'000	1	7'560	11	45'360	155
	E-F	1'260'000	1	12'600	17	75'600	387
sub Totale		2'520'000		25'200		151'200	593
Totale		7'200'000		72'000		432'000	2'042

Analizzando i numeri dei due strumenti di supporto più importanti in caso di ristrutturazioni, le detrazioni fiscali del 65% e il Conto termico è possibile individuare il trend di questi interventi.

In particolare le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, forniscono un quadro complessivo degli interventi realizzati, secondo la normativa vigente, sugli edifici residenziali. Al 2013 gli interventi di riqualificazione energetica sono pari a circa 1.8 milioni di cui circa 355'000 nel corso del 2013 stesso, con un aumento percentuale pari a circa il 35%.

Il Conto termico, è uno strumento di supporto più nuovo (luglio 2013) e nella sua prima versione ha dimostrato delle criticità tanto da registrare numeri più contenuti, grazie alla cosiddetta versione 2.0 (giugno 2016) semplificata e potenziata il Conto Termico, potrà dare importanti risultati nel breve-medio periodo.

Dall'analisi dell'andamento di suddetti meccanismi viene ipotizzato che ogni anno, le superfici del residenziale sottoposte a riqualificazione saranno circa 11.2 milioni di m², circa lo 0.5% anno degli edifici esistenti potenzialmente interessati ad interventi di riqualificazione, (fonte ISTAT-CRESME), di questi, stando alle percentuali del censimento ISTAT 2011, circa il 65% riguarderà edifici monofamiliari e circa il 35% edifici plurifamiliari. Con l'assunzione che l'1% della superficie sarà ristrutturata come edifici ad energia quasi zero si ottengono i risultati riportati nella seguente Tabella 3.23

Tabella 3.23 - Previsione di ristrutturazioni di edifici esistenti in NZEB al 2020: residenziale (Fonte PANZEB C).

EDIFICI RESIDENZIALI		Superficie Totale	Ipotesi percentuale NZEB	Superficie Edifici NZEB/anno	Risparmio specifico rispetto a edifici dotati dei requisiti vigenti	Superficie edifici NZEB che produce risparmio nel periodo 2015-2020*	Stima Risparmi al 2020
Tipologia	zona climatica	m ²	%	m ² /anno	kWh/m ² anno	m ²	tep
Monofamiliari	A-B-C	1'469'000	1	14'690	7	88'140	183
	D	2'203'000	1	22'030	14	132'180	549
	E-F	3'672'000	1	36'720	21	220'320	1'373
sub Totale		7'344'000		73'440		440'640	2'104
Plurifamiliari	A-B-C	791'000	1	7'910	6	47'460	81
	D	1'186'000	1	11'860	11	71'160	243
	E-F	1'938'000	1	19'380	17	116'280	595
sub Totale		3'915'000		39'150		124'900	919
Totale		11'259'000		112'590		675'540	3'024

3.1.4. Potenziale risparmio energetico derivante dagli NZEB nella regione Campania

Sulla base delle previsioni del PANZEB dei nuovi edifici realizzati come NZEB e degli edifici ristrutturati come NZEB entro il 2020 in Italia è possibile stimare energetici conseguibili in regione Campania. Le seguenti valutazioni sono state effettuate assumendo per Campania:

- la percentuale di edifici monofamiliari e plurifamiliari sia pari a quella media nazionale, rispettivamente 65 e 35%; la nuova superficie costruita o ristrutturata rispetto all'Italia è calcolata con la stessa proporzione delle superfici degli edifici esistenti, in Regione ed in Italia nell'anno dell'ultimo censimento (8.4%);
- la ripartizione per zona climatica della nuova superficie costruita o ristrutturata è fatta in proporzione alle superfici degli edifici esistenti nelle diverse zone climatiche.

Dalla caratterizzazione del patrimonio edilizio fatta nel Capitolo due si desume che il 72.12% della superficie costruita è in zona climatica B, il 24.33% in zona D ed il restante 3.55% in fona climatica E.

Con la stessa ipotesi fatta nel PANZEB di avere l'1% della nuova superficie costruita e l'1% della superficie ristrutturata convertita in NZEB si ottengono i risultati in termini di risparmi energetici riportati in Tabella 3.24 e Tabella 3.25 rispettivamente per le nuove costruzioni e per le ristrutturazioni.

Tabella 3.24 - Previsione di realizzazione di edifici NZEB nuovi al 2020 in Campania nel settore residenziale e relativi risparmi energetici stimati.

EDIFICI RESIDENZIALI		Superficie Totale	Ipotesi percentuale NZEB	Superficie Edifici NZEB/anno	Risparmio specifico stimato rispetto a edifici dotati dei requisiti vigenti	Superficie edifici NZEB che genera risparmi nel periodo 2015 ÷ 2020	Stima Risparmi al 2020
Tipologia	Zona climatica	m ²	%	m ² /anno	kWh/m ² anno	m ²	tep
Monofamil.	A-B-C	283'526	1	2'835	7	17'012	38.2
	D	95'649	1	956	15	5'739	25.8
	E-F	13'945	1	140	22	837	5.6
sub Totale		393'120		3'931		23'587	70
Plurifamil.	A-B-C	152'668	1	1'527	6	9'160	15.8
	D	51'503	1	515	11	3'090	10.6
	E-F	7'509	7 ²	526	17	3'154	16.1
sub Totale		211'680		2'567		15'404	42
Totale		604'800		6'499		38'991	112

Tabella 3.25 - Previsione di ristrutturazioni di edifici esistenti in NZEB al 2020 ed i relativi risparmi in Campania nel settore residenziale.

EDIFICI RESIDENZIALI	Superficie Totale	Ipotesi percentuale NZEB	Superficie Edifici NZEB/anno	Risparmio specifico stimato rispetto a edifici dotati dei requisiti vigenti	Superficie edifici NZEB che genera risparmi nel periodo 2015 ÷ 2020	Stima Risparmi al 2020
----------------------	-------------------	--------------------------	------------------------------	---	---	------------------------

² Questa percentuale è stata incrementata al fine di ottenere una superficie tale da assicurare almeno la realizzazione di un edificio NZEB all'anno.

Tipologia	Zona climatica	m ²	%	m ² /anno	kWh/m ² anno	m ²	tep
	A-B-C	443'365	1	4'434	7	26'602	55.2
Monofamil.	D	149'571	1	1'496	14	8'974	37.3
	E-F	21'806	1	218	21	1'308	8.2
	sub-Totale	614'741		6'169		36'884	101
	A-B-C	238'735	1	2'387	6	14'324	24.4
Plurifamil.	D	80'538	1	805	11	4'832	16.5
	E-F	11'742	5 ³	587	17	3'523	18.0
	sub-Totale	331'015		3'780		22'679	59
	Totale	945'756		9'927		59'563	160

3.1.5. Interventi di risparmio energetico e di sfruttamento delle fonti rinnovabili

Al fine di perseguire gli obiettivi riportati nel precedente paragrafo è evidente come sia necessario effettuare una serie di interventi, un pacchetto, relativo all'involucro e agli impianti. Tali interventi, non possono essere volti semplicemente al miglioramento delle caratteristiche termiche dei componenti edilizi o all'incremento dell'efficienza degli impianti o ancora al solo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili. Di solito al fine di avere un edificio con le caratteristiche di un NZEB serve un mix di azioni che sono in effetti specifiche della realtà su cui si intende intervenire o che si intende realizzare.

Di seguito si valuta, sulla base delle analisi effettuate dall'ENEA relativamente alle detrazioni fiscali E, il ricorso in Italia ed in Campania al meccanismo di sostegno e quindi la diffusione, i trend e gli effetti delle azioni incentivate e degli interventi (interventi su strutture opache e trasparenti, impianti di climatizzazione invernale, solare termico).

Con la legge n. 296 del 27 dicembre 2006 e tutte le sue successive modificazioni ed integrazioni viene stabilito un meccanismo di sostegno per interventi di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente basato sulle detrazioni fiscali (inizialmente previste al 55% e poi incrementate nel 2012 al 65%). Tali interventi consistono, in interventi su strutture opache orizzontali e verticali, su finestre comprensive di infissi (comma 345 della legge), nell'installazione di collettori solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria (comma 346), in interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a

³ Questa percentuale è stata incrementata al fine di ottenere una superficie tale da assicurare almeno la ristrutturazione di un edificio NZEB all'anno.

condensazione o in alternativa con pompe di calore ad alta efficienza o con impianti geotermici a bassa entalpia, in interventi di sostituzione di scaldacqua tradizionali con scaldacqua a pompa di calore (comma 347) ed anche nella riqualificazione globale dell'edificio (comma 344).

- *Italia*

Dalla seguente Figura 3.2 si osservano due cose fondamentali: il numero di pratiche inviate ha avuto un andamento crescente nei primi anni per tutte le tipologie di intervento, un calo tra il 2011 e 2012 ed una successiva ripresa nel 2013; in secondo luogo si osserva che la maggior parte delle richieste di detrazione riguarda l'involucro edilizio, quindi gli impianti di climatizzazione invernale e poi i collettori solari. Molto molto ridotto è il numero delle richieste per riqualificazioni globali.

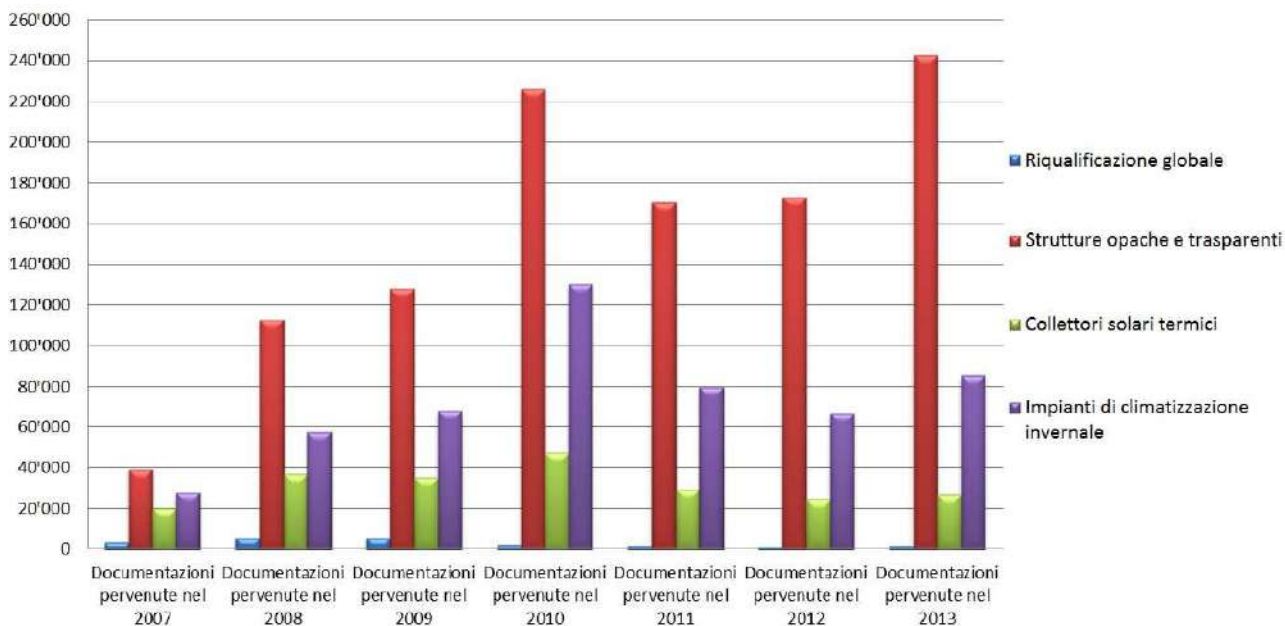


Figura 3.2 - Variazione nel periodo 2007-2013 del numero di pratiche suddivise per tipologia di comma (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

In termini di risparmi di energia primaria conseguiti attraverso le riqualificazioni (Figura 3.3) ma anche di emissioni di CO₂ evitate (Figura 3.4) si osservano nuovamente gli andamenti nel tempo suddetti, ma è interessante osservare che in termini cumulati i maggiori risparmi derivano da interventi sugli impianti per il riscaldamento degli ambienti e dell'acs nonostante il più basso numero di pratiche rispetto a quelle per l'involucro.

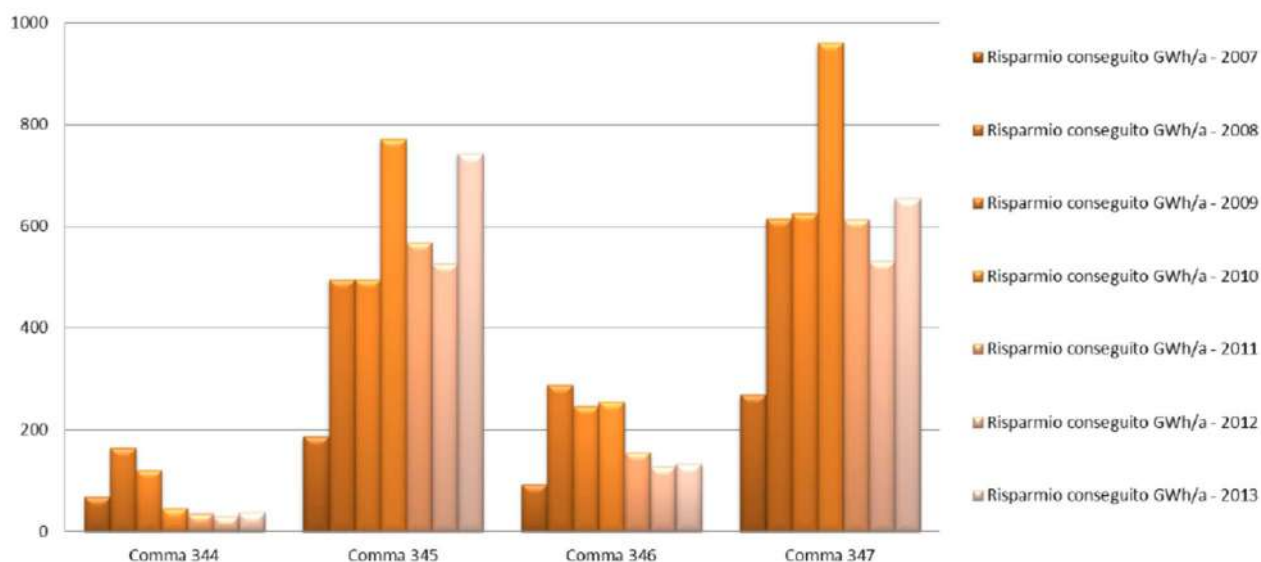


Figura 3.3 - Variazione nel periodo 2007-2013 del valore di risparmio complessivo dichiarato in funzione del comma di riferimento, valori espressi in [GWh/anno] (comma 344: riqualificazione globale dell'edificio; comma 345: interventi su strutture opache e trasparenti; comma 346: collettori solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria; comma 347: sostituzione di impianti di climatizzazione invernale), (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

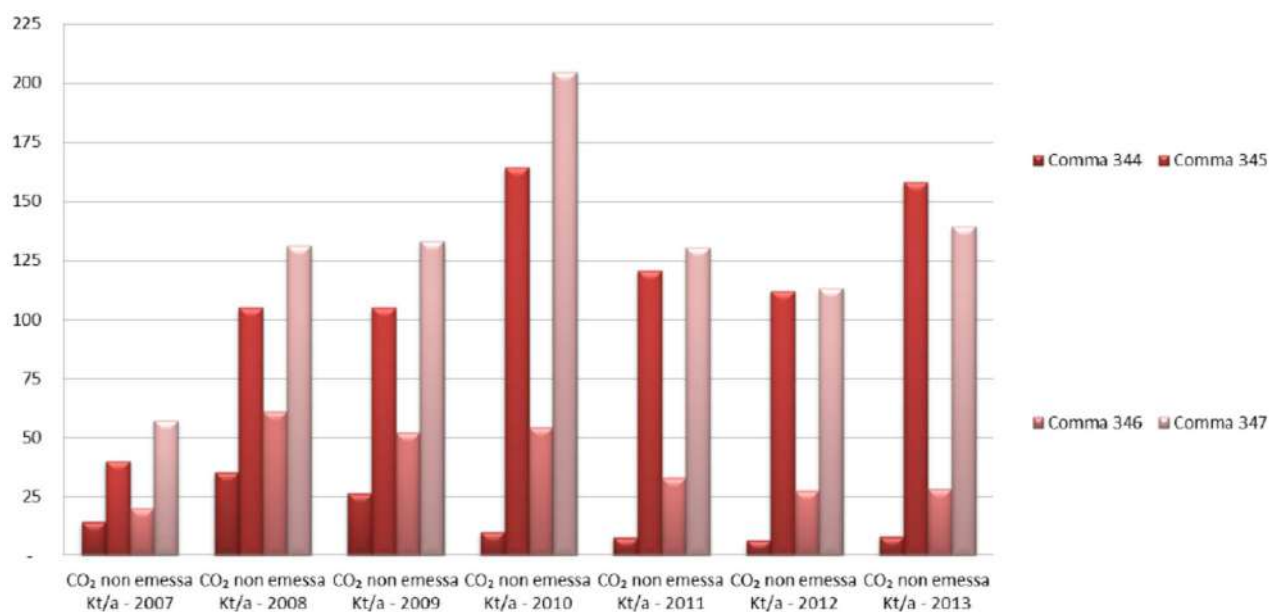


Figura 3.4 - Variazione nel periodo 2007-2013 delle riduzioni in termini di CO₂ non emessa in atmosfera per comma di riferimento, valori espressi in [kton/anno] (comma 344: riqualificazione globale dell'edificio; comma 345: interventi su strutture opache e trasparenti; comma 346: collettori solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria; comma 347: sostituzione di impianti di climatizzazione invernale), (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

In termini di investimenti effettuati negli anni per le diverse tipologie di intervento le maggiori spese sostenute riguardano gli interventi relativi all'involucro opaco e trasparente (Figura 3.5). Ne consegue immediatamente che a fronte dei maggiori investimenti i risparmi ottenuti non sono i migliori operando nel comparto dell'involucro. Gli interventi relativi agli impianti sono quindi più efficaci.

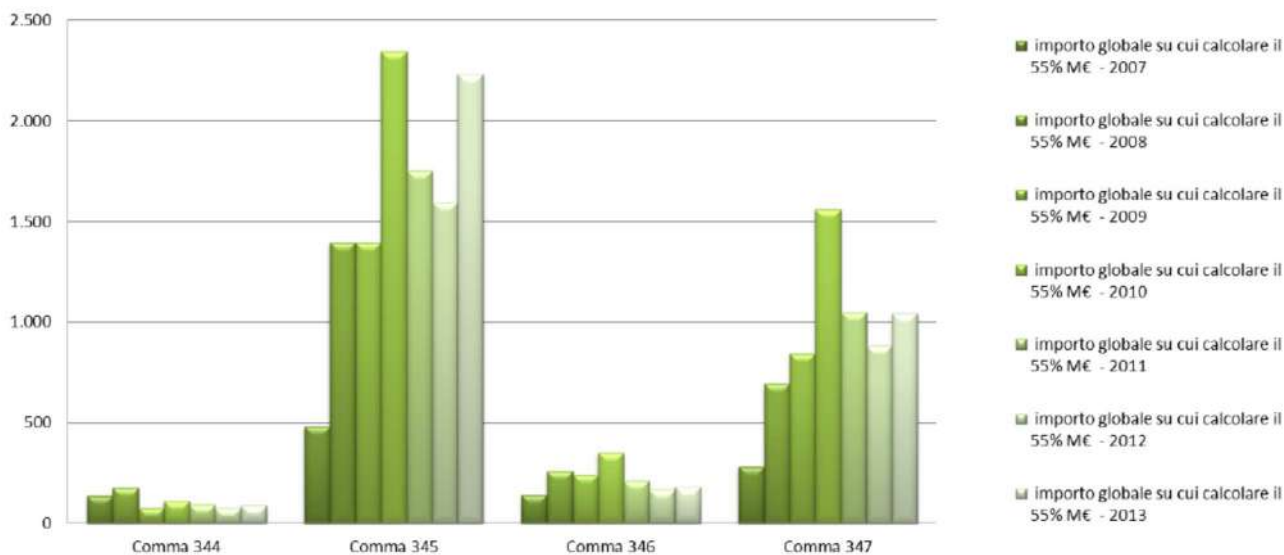


Figura 3.5 - Variazione nel periodo 2007-2013 del valore complessivo degli investimenti associati alle diverse tipologie di comma, valori espressi in milioni di euro (comma 344: riqualificazione globale dell'edificio; comma 345: interventi su strutture opache e trasparenti; comma 346: collettori solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria; comma 347: sostituzione di impianti di climatizzazione invernale), (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

Informazioni interessanti sono quelle relative al costo medio degli interventi, al risparmio medio e al costo medio per kWh risparmiato. Si osserva che il costo medio degli interventi relativi agli infissi, al solare termico e alla climatizzazione invernale è ricavato su un numero elevato di pratiche. Per gli impianti di climatizzazione invernale il costo medio ha mostrato un certo incremento nel tempo mentre al contrario per gli infissi si osserva un calo. Pressappoco costante è il costo medio per il solare termico. Per ciò che concerne invece l'andamento dei costi relativi agli interventi sull'involucro edilizio opaco, in funzione di una minore numerosità degli interventi effettuati e soprattutto in ragione di necessarie operazioni di filtro del campione statistico disponibile, l'analisi relativa agli anni dal 2010 in poi ha subito una variazione metodologica che comunque permette di evidenziare costi medi sostanzialmente in linea nel tempo (Figura 3.6).

L'andamento del valore del risparmio energetico medio per tipologia di intervento (Figura 3.7) mostra valori pressappoco costanti nei 4 anni tra il 2010 e il 2013, una leggera crescita solo per le strutture opache orizzontali.

Il costo del risparmio energetico (Figura 3.8) risulta complessivamente costante per tutte le tipologie di lavori effettuati, con una leggerissima tendenza alla diminuzione per gli interventi che hanno coinvolto l'involucro edilizio.

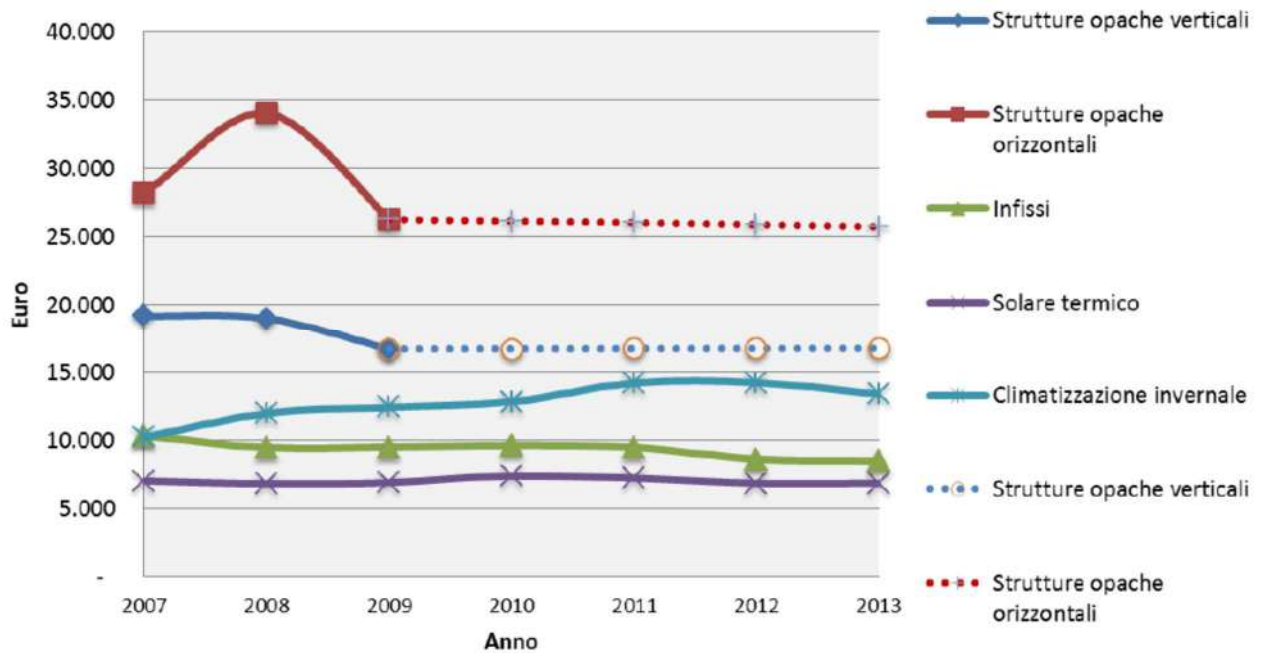


Figura 3.6 - Andamento del valore di costo medio per tipologia di intervento effettuato nel periodo 2007-2013, valori espressi in [€] (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

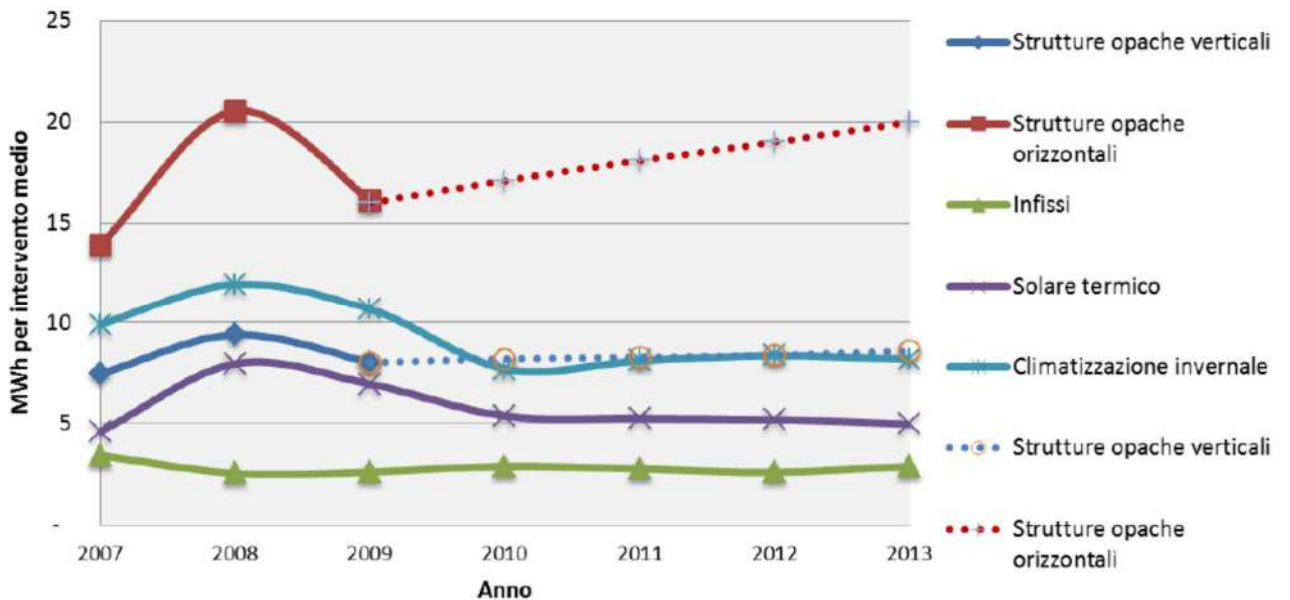


Figura 3.7 - Andamento del valore di risparmio energetico medio per tipologia di intervento effettuato nel periodo 2007-2013, valori espressi in [MWh/anno] (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

In sintesi il costo del risparmio energetico prodotto dalle detrazioni del 55-65% nel 2007 era in un range inizialmente compreso tra 0.08 €/kWh e 0.15 €/kWh a seguito delle modifiche nel contesto normativo e nei vincoli procedurali (comprendendo tra queste anche le evoluzioni di mercato e le non trascurabili conseguenze della crisi economica) su base nazionale non mostra significativi scostamenti rispetto ai valori medi tendenziali, attestandosi, nel 2013, in un range compreso tra 0.07 €/kWh e 0.15 €/kWh.

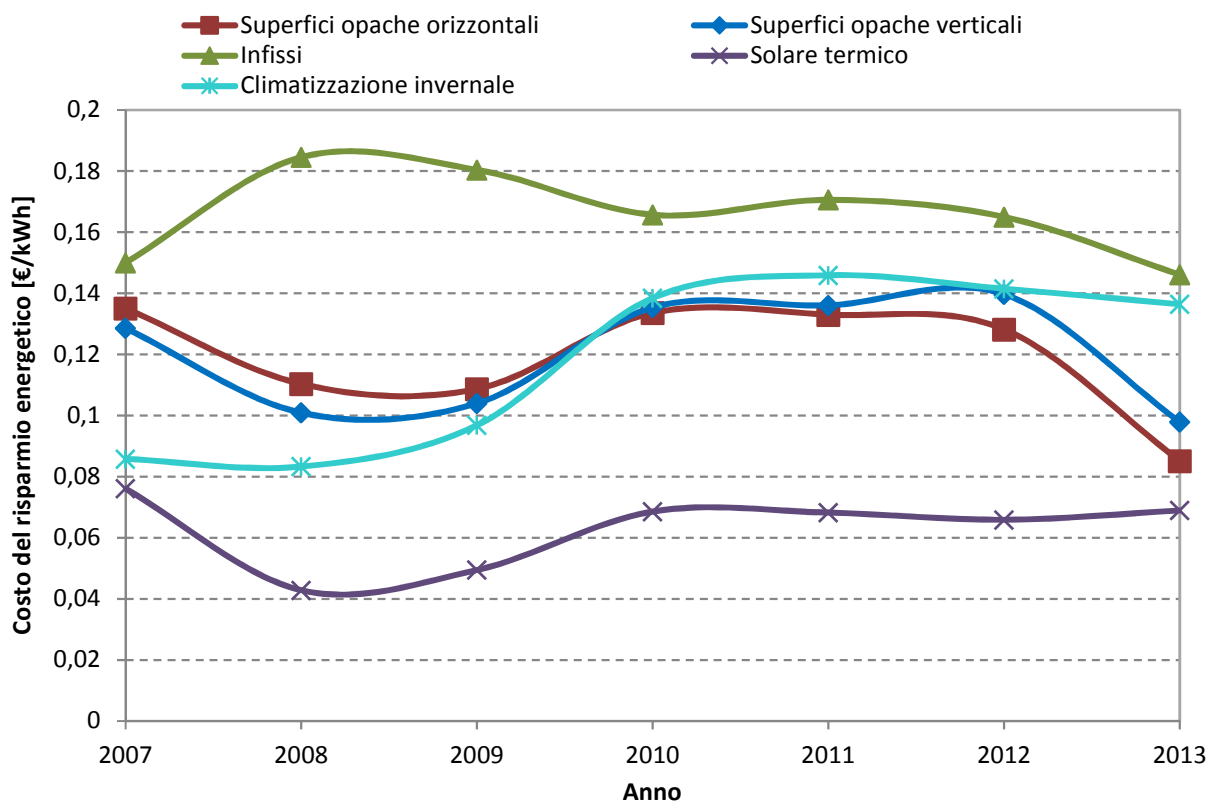


Figura 3.8 - Andamento del valore di costo medio per tipologia di intervento effettuato nel periodo 2007-2013, valori espressi in [€/kWh] (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

Dagli istogrammi riportati nella seguente Figura 3.9 si osserva che gli interventi per i quali ci sono state le maggiori richieste di detrazioni fiscali sono quelli relativi agli infissi (procedura semplificata) seguiti poi dagli impianti di climatizzazione invernale e dal solare termico. Il maggior numero di pratiche circa 400'000 si è avuto nel 2010.

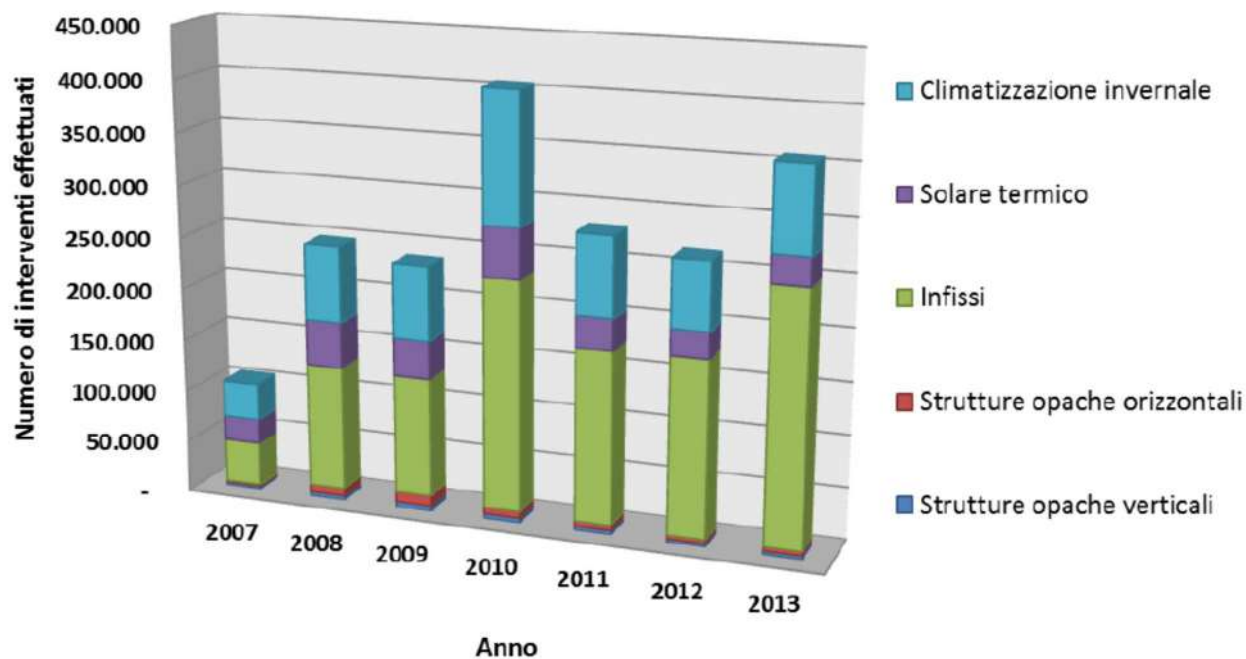


Figura 3.9 – Andamento storico del numero di pratiche (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

Dal un punto di vista degli investimenti la situazione varia leggermente, sono sempre gli infissi ad aver detenuto la maggiore quota seguiti poi dagli interventi per la climatizzazione invernale, l'incidenza delle strutture opache orizzontali e verticali diviene significativa (Figura 3.10). Gli investimenti maggiori nel 2010 sono stati più di 4.5 miliardi di euro.

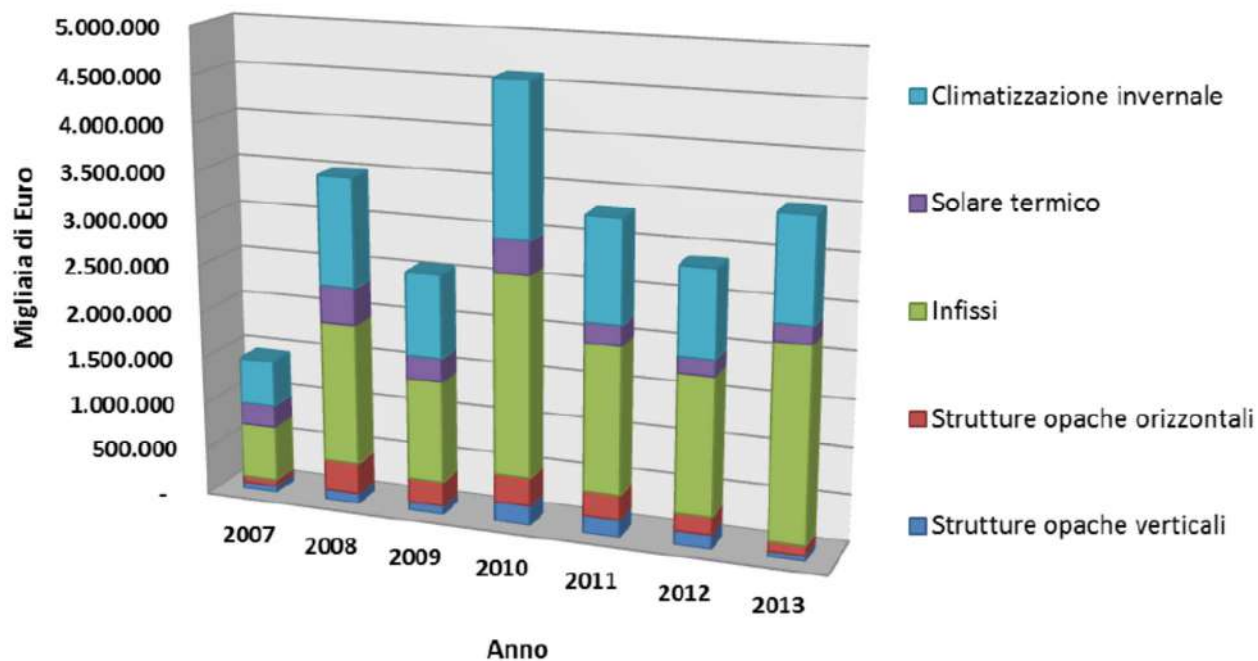


Figura 3.10 – Andamento storico degli investimenti (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

Nonostante la propensione ad intervenire sugli infissi si vede dalla Figura 3.11 che dato il numero limitato sono più efficaci gli interventi relativi al solare termico e che i maggiori risparmi derivano principalmente dagli impianti di riscaldamento, in alcuni anni sono circa la metà.

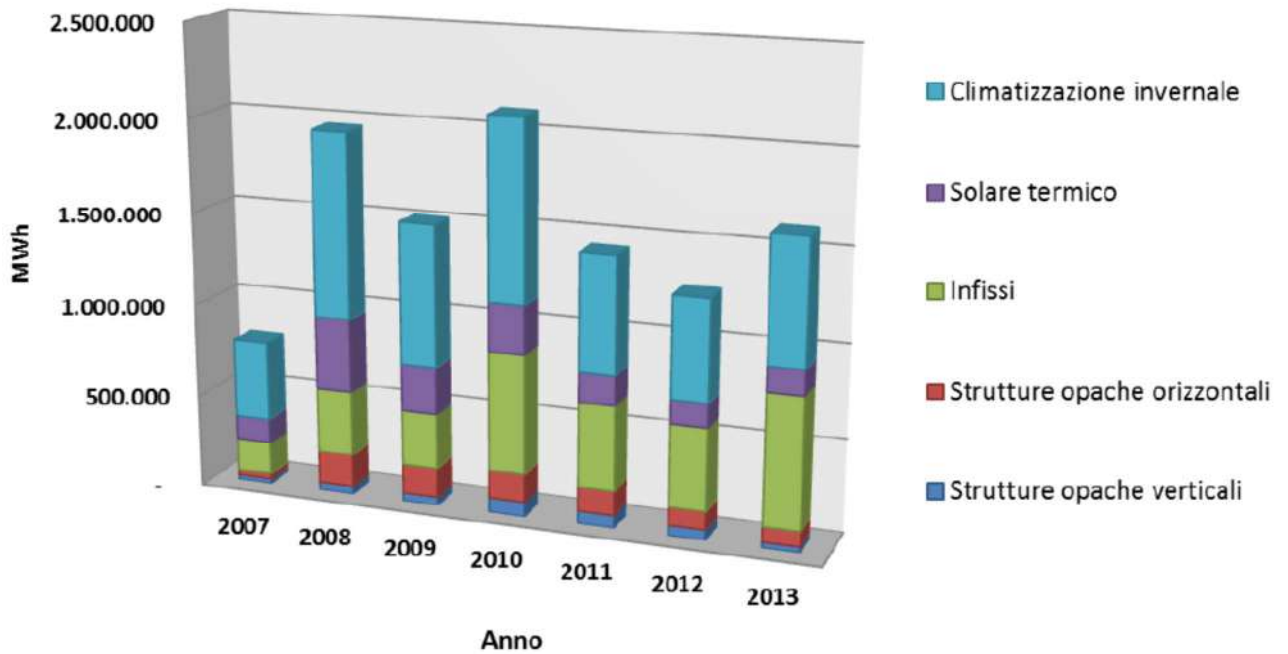


Figura 3.11 – Andamento storico dei risparmi energetici (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

Per racchiudere in sintesi i risultati ottenuti al 2013 dal meccanismo delle detrazioni fiscali si riporta il seguente elenco di considerazioni (come sintetizzato in E):

- Il risparmio energetico ottenuto è stato di oltre 10'500 GWh/anno;
- la CO₂ non emessa in atmosfera è stata pari a oltre 2'200 kton/anno;
- pur non essendo la tipologia di intervento più diffusa numericamente sul territorio, il maggior contributo al risparmio è da attribuire agli interventi effettuati sugli impianti di climatizzazione invernale;
- rispetto al numero degli immobili presenti nel censimento ISTAT 2011, il 7.4% è stato coinvolto in richieste di detrazioni;
- circa il 7.6% delle famiglie italiane ha beneficiato delle detrazioni considerando tutti gli interventi effettuati in Italia;
- anche nel 2013 la tendenza è stata quella di privilegiare i lavori di “bassa efficacia” sotto il profilo del risparmio energetico (sostituzione di infissi, in primis) piuttosto che lavori associati ad una maggiore complessità dell'iter procedurale;
- solo nel 2013 si è intervenuti su circa 1'350'000 m² relativi all'involucro opaco a fronte di circa 3'100'000 m² relativi a sostituzioni di infissi;
- il numero assoluto degli interventi effettuati nel 2013 è in leggera crescita rispetto all'anno precedente e, di questi, il settore maggiormente in crescita è risultato proprio quello relativo alla sostituzione di infissi;
- anche nel 2013 circa il 60% degli interventi si concentra in sole quattro realtà regionali (le più popolose e con un'economia più forte);

- a differenza degli anni precedenti, in valore assoluto nel 2013 il maggior risparmio energetico prodotto dagli interventi ammessi a beneficio fiscale è riconducibile agli interventi effettuati sull'involucro edilizio (infissi e strutture opache);
- viene pienamente confermato in termini di effetti per singolo abitante (risparmio energetico pro-capite, anidride carbonica pro-capite) che i maggiori benefici risultano essere concentrati nelle regioni di area alpina (Piemonte, in primis, e a seguire Valle d'Aosta e Trentino-Alto Adige);
- in termini occupazionali, le nostre analisi mostrano il settore che quantitativamente abbia prodotto maggiore occupazione sia ascrivibile al mercato degli infissi (complessivamente doppio rispetto alle sostituzioni di impianti termici);
- sotto il profilo della distribuzione dell'occupazione i risultati migliori si ottengono nelle regioni (Lombardia, Piemonte, Veneto ed Emilia-Romagna) dove si sono effettuati più investimenti e nel loro complesso, sono da considerare ridotti i benefici ottenuti nelle regioni meridionali.

- *Campania*

A questo punto si approfondisce l'analisi per il contesto regionale. Gli immobili per i quali sono richieste le detrazioni fiscali sono principalmente quelli del settore residenziale in termini percentuali si vede (Figura 3.12) che in Italia 95.7% degli edifici in cui si è effettuato un intervento appartiene appunto al settore residenziale, in Campania questa percentuale è ancora più alta e si attesta al 97.0% (con più 8600 edifici).

Come epoca costruttiva gli edifici in cui si ha il maggior numero di riqualificazioni sono quelli costruiti negli anni '60 e '70 (oltre il 40%). Significativo in Campania è anche il numero degli immobili (oltre 1200) nei quali si fanno interventi di riqualificazione che hanno come epoca costruttiva gli anni '80 e l'immediato dopoguerra. Se quanto detto per questo secondo periodo è ancor più vero a livello italiano meno importante è la numerosità per gli edifici costruiti tra il 1983 e il 1991 (Figura 3.13).

Una percentuale tra l'11 e il 12% del parco immobiliare su cui si interviene in Campania è di epoca più recente (dopo il 1992) o molto più datata (prima del 1920). Sia per la realtà regionale che nazionale sono pochi gli interventi sugli edifici costruiti tra le due guerre mondiali (Figura 3.13).

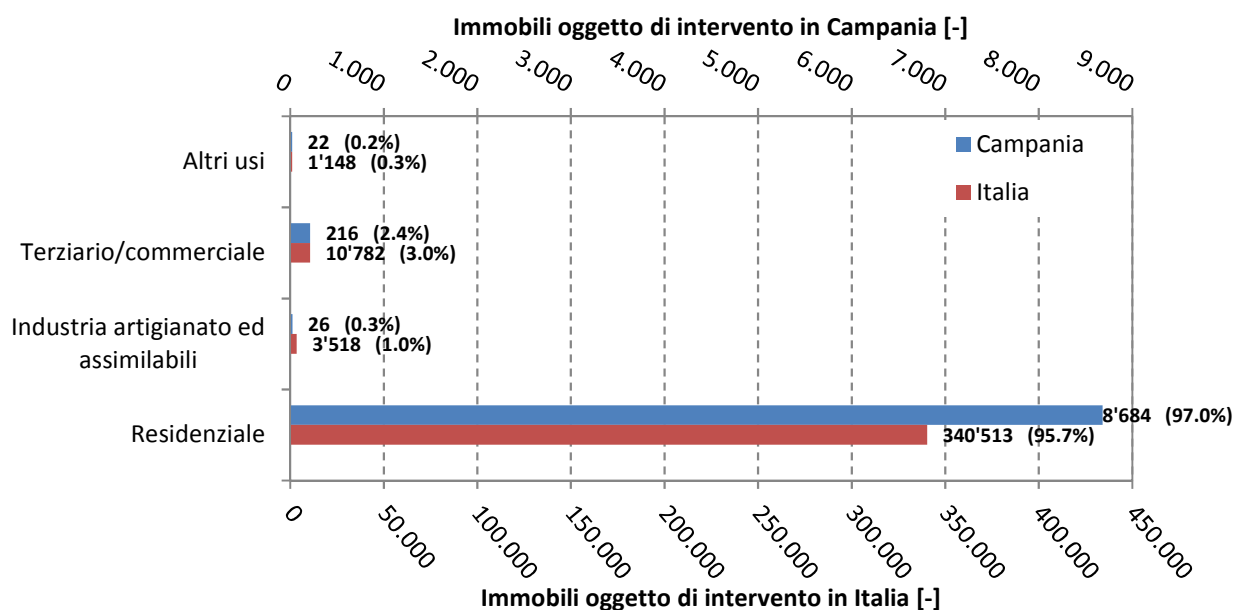


Figura 3.12 – Numero degli immobili oggetto di riqualificazione in Italia ed in Campania, ripartizione per settore (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

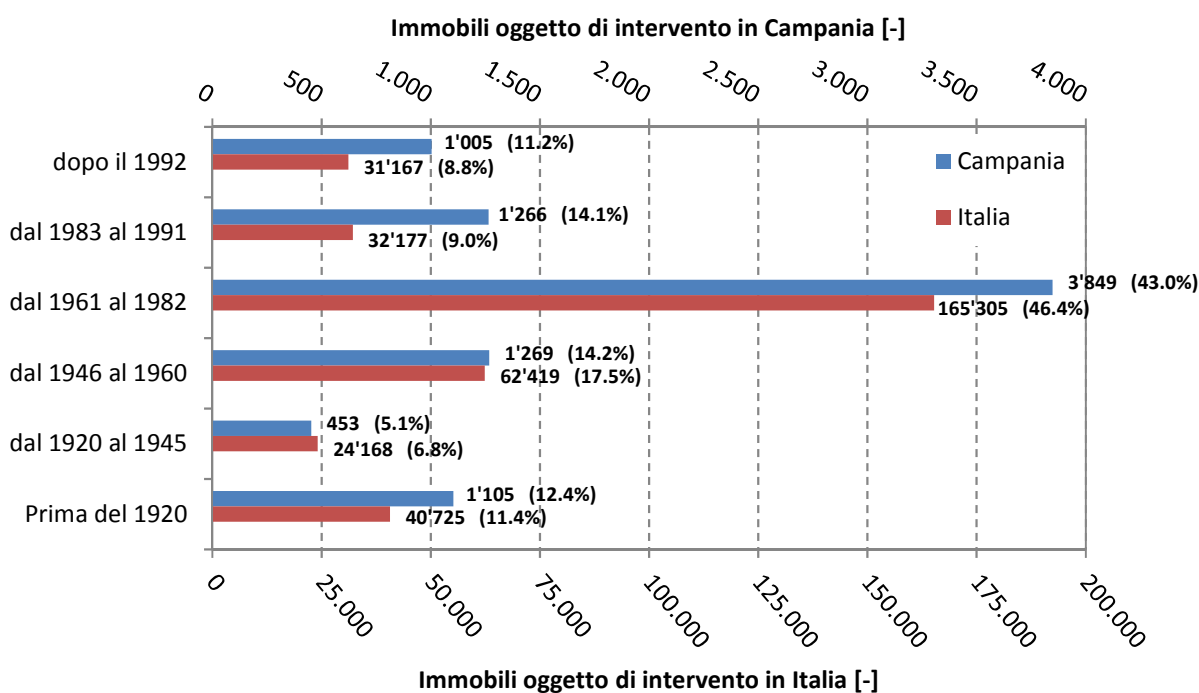


Figura 3.13 - Numero degli immobili oggetto di riqualificazione in Italia ed in Campania, ripartizione per epoca costruttiva (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

Oltre il 90% degli edifici in cui si fanno interventi di ristrutturazione (92.8% in Italia e 94.2% in Campania) ha una superficie limitata inferiore a 250 m². Quasi la totalità del

resto degli interventi (più de 5% del totale) sono edifici di superficie compresa tra 250 e 700 m² (Figura 0.14).

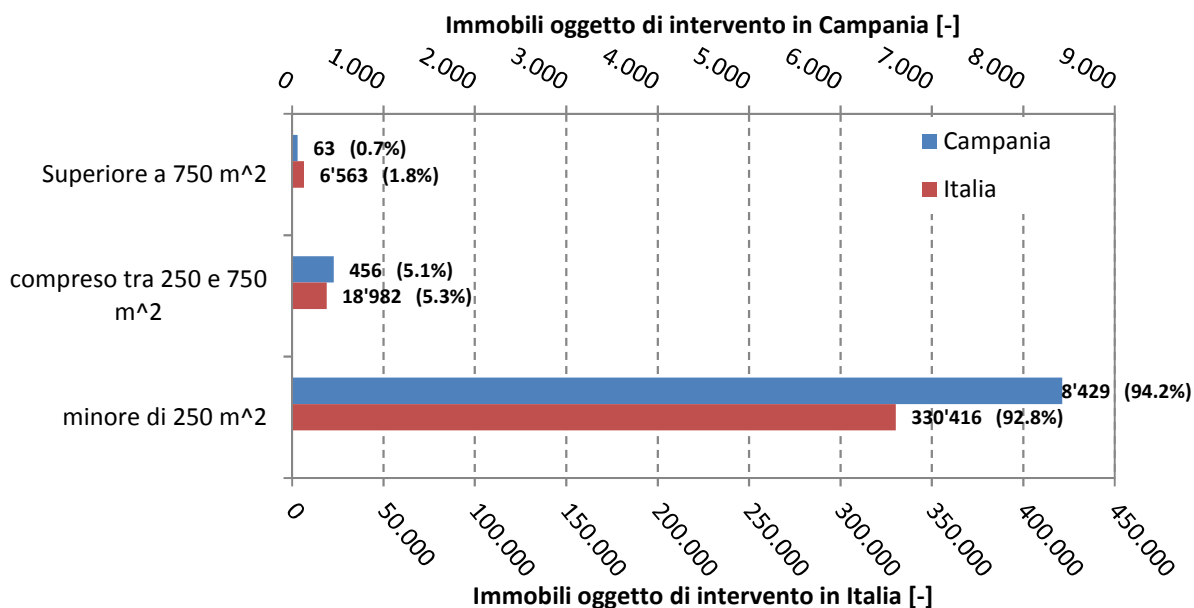


Figura 0.14 - Numero degli immobili oggetto di riqualificazione in Italia ed in Campania, ripartizione per superficie (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

La tipologia di edifici dove si ricorre più spesso ad interventi di riqualificazione in Italia sono le costruzioni isolate (circa il 38% dei casi); in Campania invece si interviene prima di tutto sugli edifici oltre i tre piani (circa 44%) e poi sugli edifici isolati (circa 37%). Interventi su edifici fino a tre piani accadono nel 19% dei casi i Campania e nel 24.5 % in Italia. Poco si fa sugli edifici industriali.

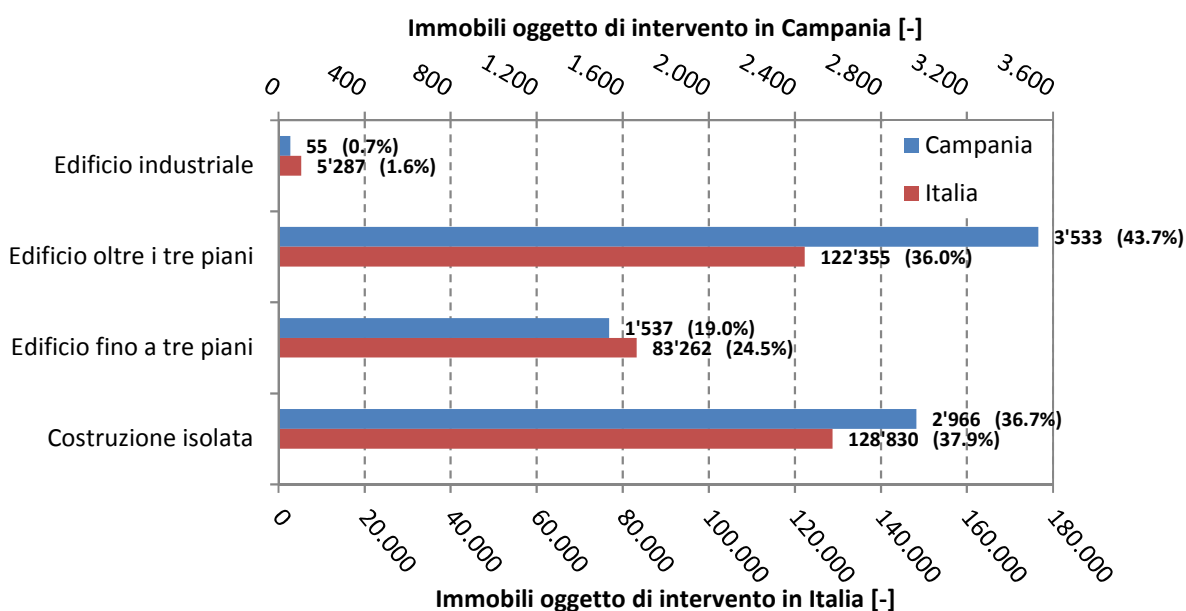


Figura 0.15 – Numero degli immobili oggetto di riqualificazione in Italia ed in Campania, ripartizione per tipologia costruttiva (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

I soggetti che in primis si avvalgono delle detrazioni fiscali sono le persone fisiche (in Campania sono il 97%), mentre poche sono le pratiche fatte a nome di persone giuridiche (3% in Campania, circa 5% in Italia).

Le distribuzioni percentuali delle tipologie di intervento mostrano (Figura 0.17) che sia in Italia sia in Campania si ricorre principalmente alle detrazioni per la sostituzione degli infissi (67.7% e 70.6% rispettivamente), oltre il 20% delle richieste è per impianti termici e oltre il 7% per il solare termico. Le detrazioni per interventi sull'involucro opaco orizzontale e verticale sono poco richieste circa l'1% in Italia e lo 0.6% in Campania.

La realtà degli investimenti sostenuti conferma quanto osservato per il numero di pratiche, per la Campania più che per l'Italia le maggiori spese sono effettuate per la sostituzione degli infissi, 73.2% contro il 58.9% dell'Italia. Sono sempre al secondo posto le spese per gli impianti di climatizzazione invernale anche se risultano 14 punti percentuali in meno. Meno importanti sono gli investimenti per il solare termico mentre circa doppia è la spesa per la riqualificazione dell'involucro opaco verticale (Figura 0.18).

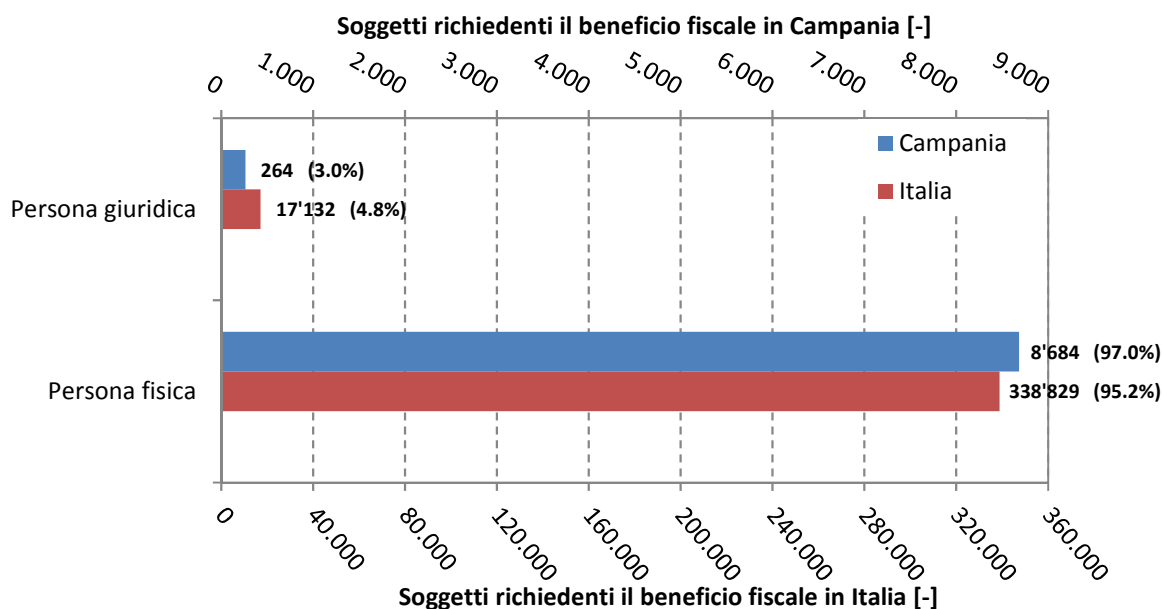


Figura 0.16 - Distribuzione per tipologia dei soggetti richiedenti il beneficio fiscale (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

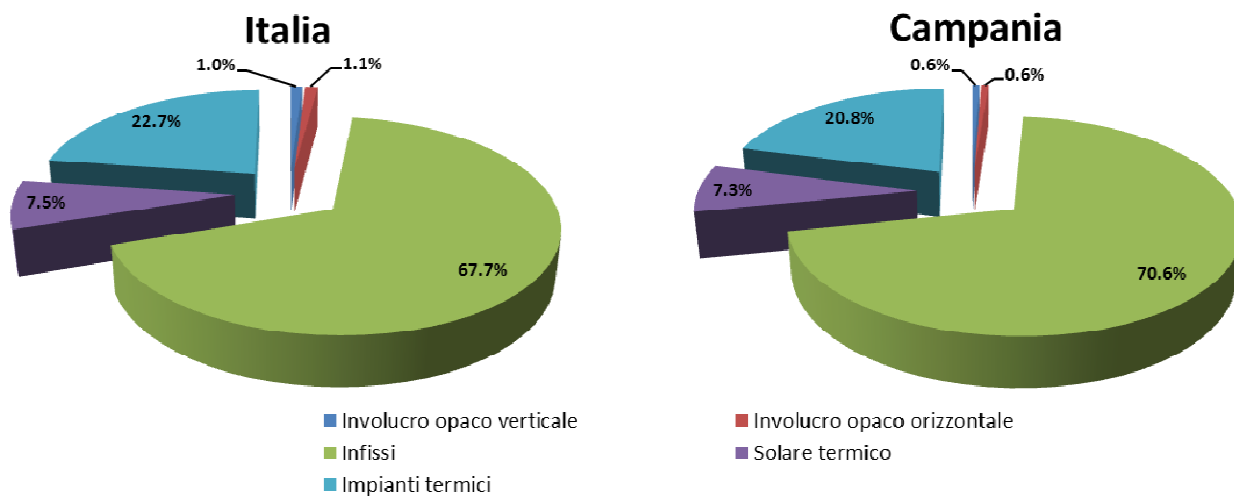


Figura 0.17 - Distribuzione percentuale del numero di richieste ricevute per tipologia di intervento effettuato in Italia ed in Campania (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

Dai diagrammi di Figura 0.19 che i risparmi energetici derivano a livello italiano quasi in egual misura dagli interventi sugli impianti e sugli infissi, in Campania oltre la metà del risparmio è attribuito agli infissi mentre solo un quarto agli impianti. Una fetta importante del risparmio energetico regionale deriva dal solare termico (16.2%), circa un 5% è invece legato agli interventi sull'involucro opaco.

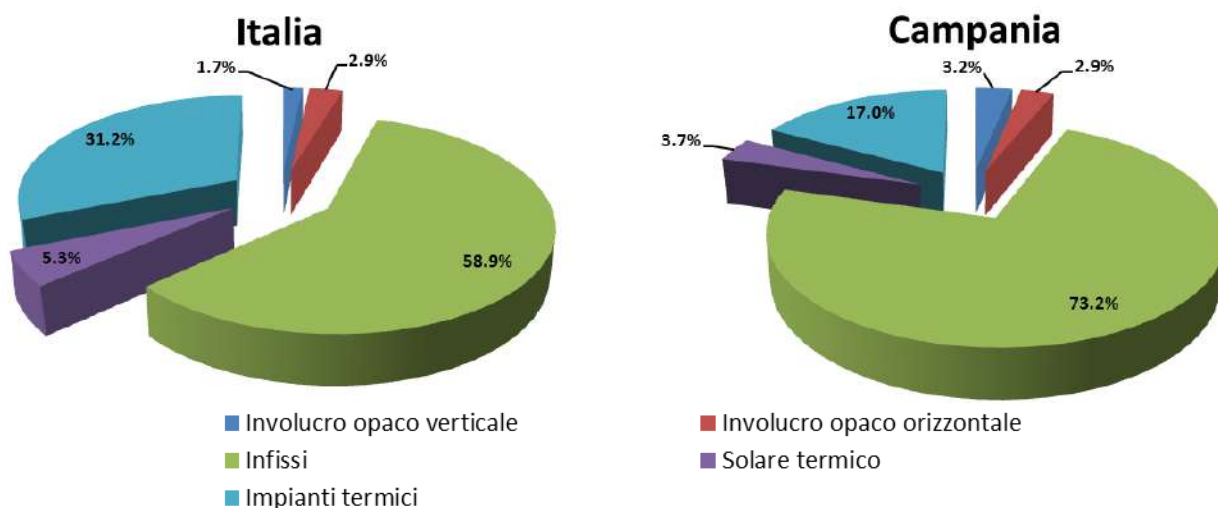


Figura 0.18 - Distribuzione percentuale degli investimenti effettuati per tipologia di intervento in Italia ed in Campania (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

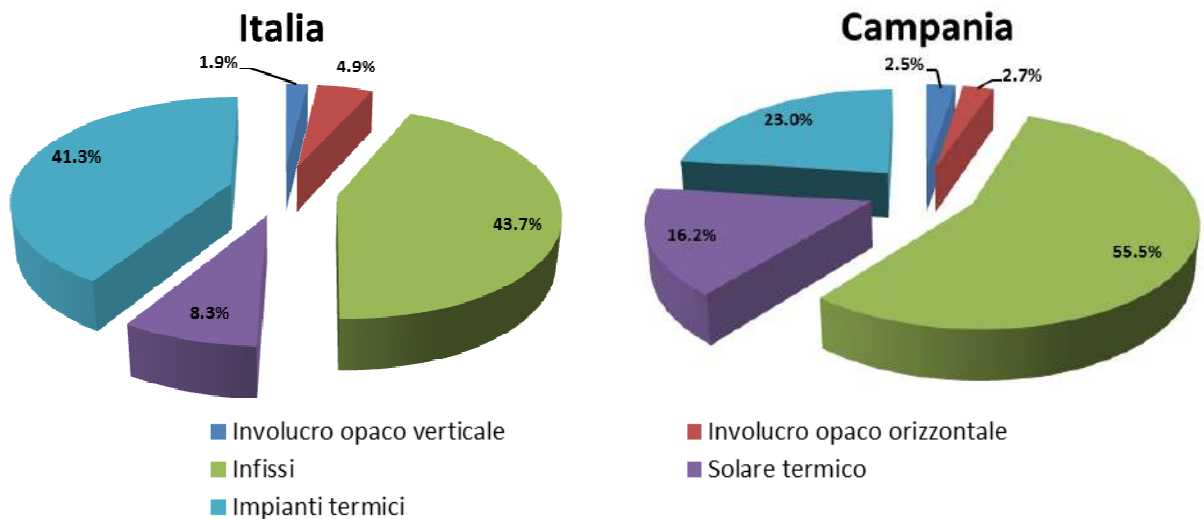


Figura 0.19 - Distribuzione percentuale del risparmio energetico prodotto per tipologia di intervento effettuato in Italia ed in Campania (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

Il confronto tra i risultati regionali e nazionali evidenzia che il costo medio per gli impianti di climatizzazione invernale (caldaie a biomassa o a condensazione e pompe di calore) è molto più basso in Campania rispetto alla media nazionale (Figura 0.20), le minori differenze si registrano per le pompe di calore ma si tratta mediamente di circa 5'000€ ad intervento. Le spese più grandi si hanno quando si va ad operare sulle strutture opache, in Campania l'intervento medio sulle superfici verticali costa quasi 49'000€ (mentre in Italia neanche 26'000€), quello sulle strutture orizzontali quasi 42'000€ (contro i circa 17'000€ nazionali). Meno marcate sono le differenze relativamente al solare termico e agli infissi.

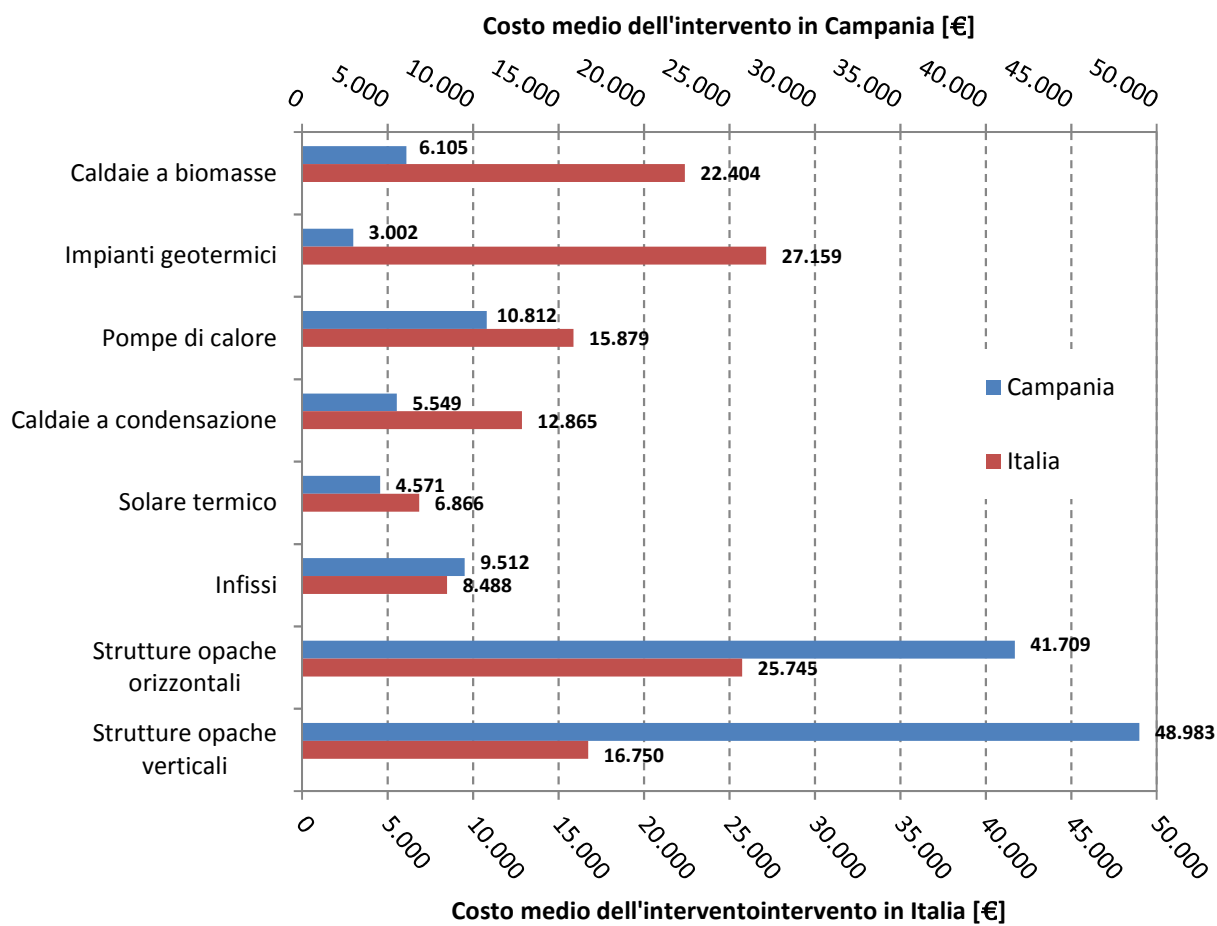
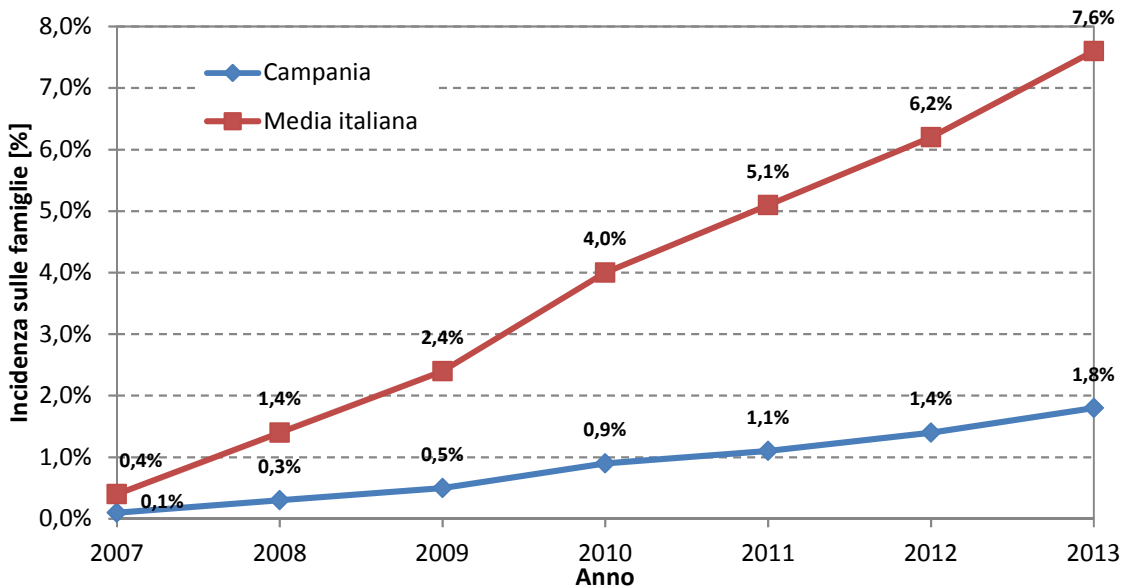
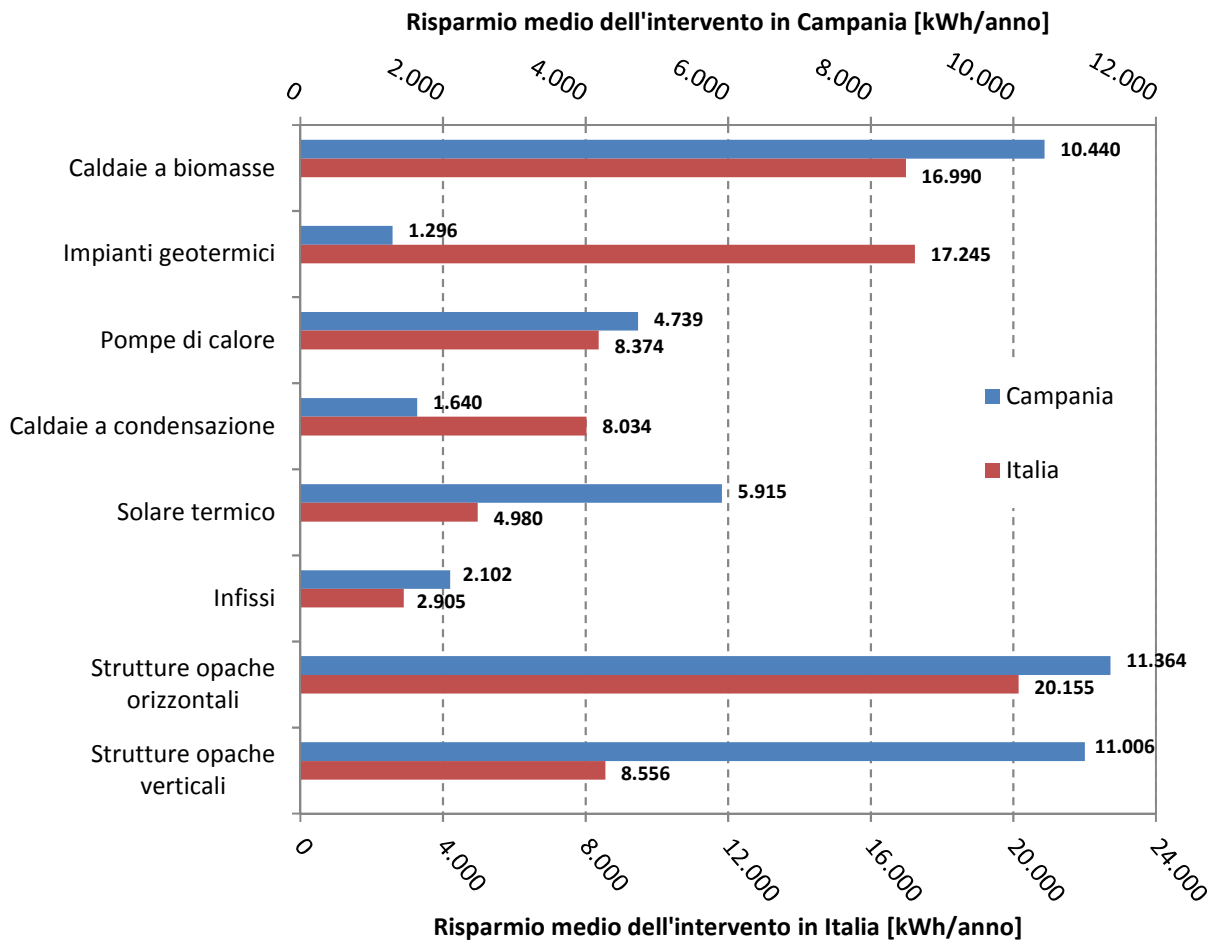
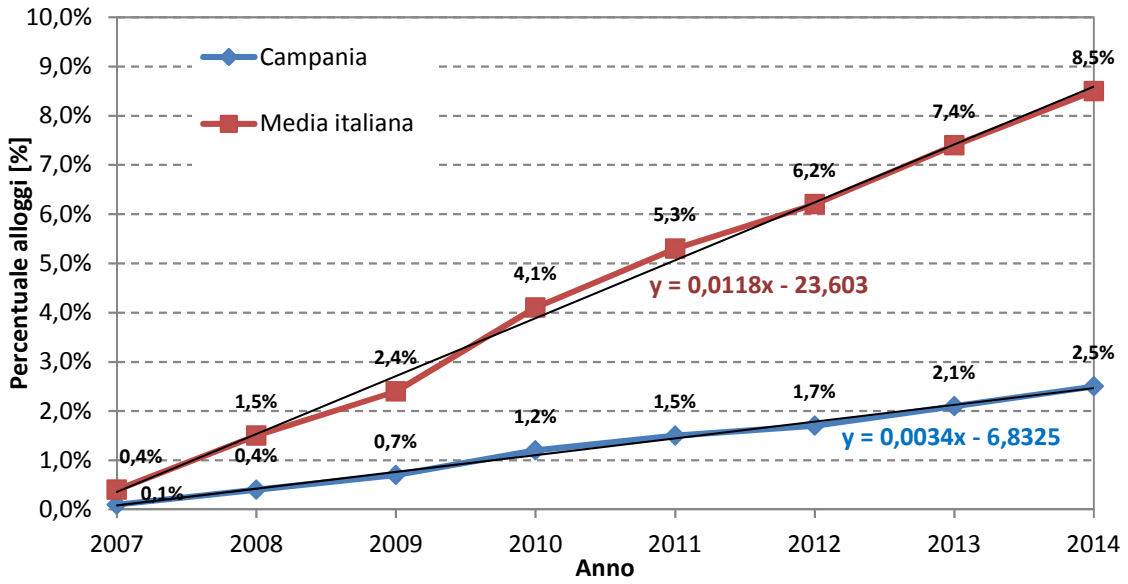
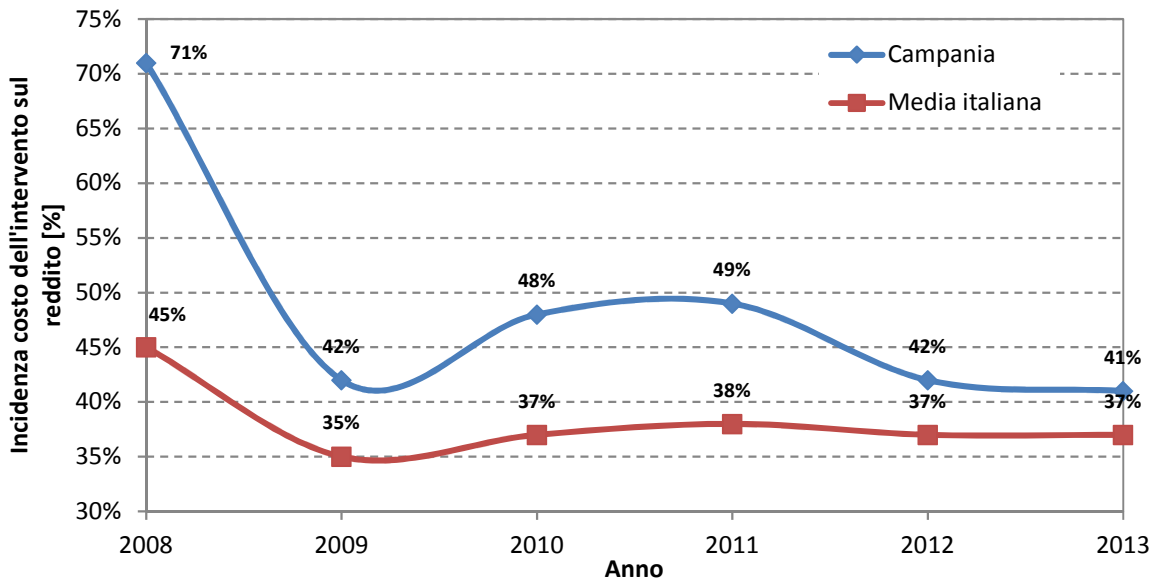
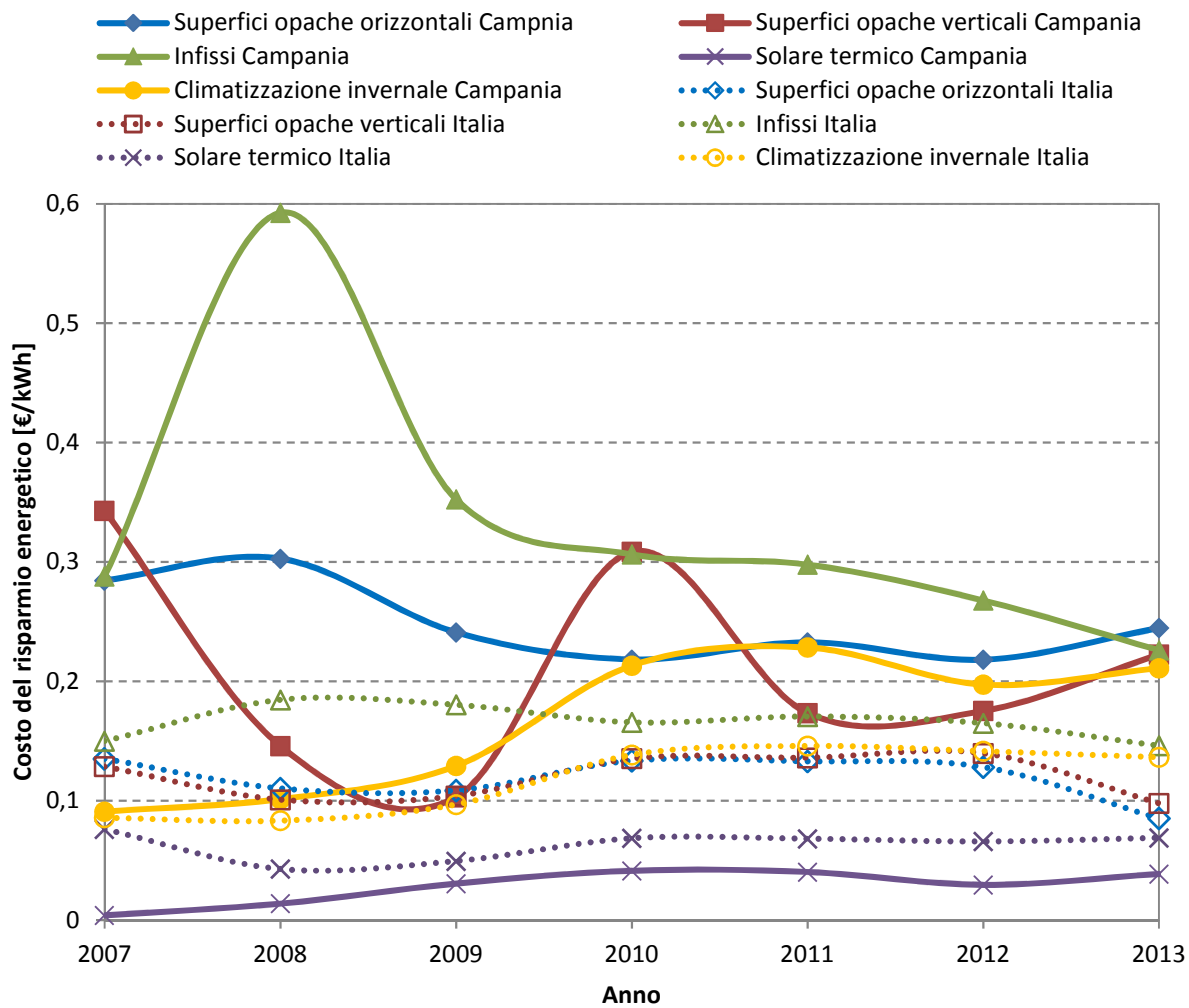


Figura 0.20 - Costo medio dell'intervento di riqualificazione energetica in Italia ed in Campania (fonte Rapporto ENEA detrazioni fiscali E).

In termini di risparmio medio il maggior numero di kWh/anno risparmiati in Campania riguarda in media le strutture opache e le caldaie a biomassa (tra 10'400 e 11'400 kWh/anno). In Italia tranne che per le strutture verticali ed gli infissi si ottengono risparmi mediamente più alti che in Campania il massimo riguarda le strutture opache orizzontali (oltre 20'000 kWh/anno), poi a seguire gli impianti geotermici e le caldaie a biomassa. Le maggiori differenze si hanno per gli impianti geotermici, le strutture opache orizzontali, le caldaie a condensazione e a biomassa.







Riferimenti Bibliografici

- A. Strategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale,
http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/STREPIN_13_11_2015.pdf
- B. Censimento ISTAT 2011, Abitazioni ed alloggi: <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx?lang=it#>
- C. Piano d'Azione Nazionale per incrementare gli edifici ad energia quasi zero
http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/PANZEB_13_11_2015.pdf
- D. Decreto interministeriale 26 giugno 2015 - Adeguamento linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici:
<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/normativa/decreti-interministeriali/2032968-decreto-interministeriale-26-giugno-2015-adeguamento-linee-guida-nazionali-per-la-certificazione-energetica-degli-edifici>
- E. Le detrazioni fiscali del 55-65% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente 2013:
http://efficienzaenergetica.acs.enea.it/doc/Rapporto55%25_13.pdf

4. La Campania e le energie rinnovabili. Patrimonio Energetico e gestione del lascito produttivo degli insediamenti realizzati ad oggi.

4.1. *Energia eolica*

Appare evidente che lo sfruttamento della fonte eolica, così come descritto, ha prodotto la necessità di una riflessione sulle dinamiche di sviluppo che hanno generato i risultati descritti. Positivi in termini di obiettivi ma oggettivamente impattanti sulle comunità.

In primo luogo, per questo settore, appare utile dotare gli investitori e le istituzioni di un efficace strumento regolatorio che definisca in quali condizioni sono ammissibili nuovi impianti e con quali attenzioni per i territori che li ospitano, inducendo così a sfruttare aree che non hanno al momento avuto adeguata attenzione.

Ciò sempre che sia disponibile la progettualità degli operatori del sistema del trasporto energetico (Terna ed Enel) in modo da garantire che le nuove aree, se individuate, possano anche essere utilizzabili sul piano infrastrutturale.

Per altro verso, si potrà di certo immaginare anche un meccanismo di revamping degli impianti esistenti spingendo su di un compromesso che tenda a sfoltire quel che è installato pur consentendo un ampliamento della potenza installata grazie ai miglioramenti tecnologici e progettuali oggi disponibili. Solo in questo modo potremo avere anche uno sviluppo compatibile con le comunità che dovranno ospitare questi interventi.

In tale senso la delibera Regionale assunta dalla Giunta, con il contributo del Tavolo, rappresenta un esempio di pianificazione dello sfruttamento dei giacimenti energetici rinnovabili, in modo da contemperare le esigenze della comunità locali con gli obiettivi di sviluppo del territorio.

4.1.1. Stato dell'arte in Campania

Sulla base degli ultimi dati disponibili, gli impianti eolici presenti in Italia a fine 2015 sono 6.484 per una potenza efficiente lorda di 8.942 MW (Fonte ANEV).

Gli impianti eolici richiedono particolari variabili ambientali e territoriali come la ventosità, l'orografia e accessibilità dei siti. Questo è il motivo per il quale nelle Regioni meridionali risultano installati l'89,7% della potenza eolica nazionale e l'87,4% del parco impianti in termini di numerosità.

La Regione Campania è la terza Regione con maggior potenza installata, circa 1,27 GW, precedono la Puglia e la Sicilia, rispettivamente con un installato totale di 2,34 GW e 1,75 GW.

In Campania, circa il 90% delle installazioni si trovano nelle province di Avellino e Benevento, aree dove la risorsa eolica è maggiore e dove si sono maggiormente concentrati gli investimenti, fin dagli esordi del settore. Infatti, risultano in attività impianti sia di vecchia che di nuova installazione, con potenze che vanno da poche centinaia di kW fino ai parchi multi megawatt.

Minieolico

Le politiche di sostegno adottate dai governi nazionali, sotto forma di incentivi e semplificazione delle procedure amministrative riguardanti l'iter autorizzativo e la connessione alla rete elettrica, hanno consentito uno sviluppo adeguato del settore del mini eolico. Infatti, le "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" emanate dal DM del 10/09/2010 e successive modifiche ed integrazioni del DLgs 28/2011, hanno introdotto semplificazioni per quanto riguarda l'aspetto procedurale applicabili al minieolico sino alla potenza di 60 kW.

Inoltre, i decreti attuativi del 6 luglio 2012, in vigore fino al 30/06/2017, e del 23 giugno 2016, in vigore fino al 31/12/2017, disciplinano dal punto di vista normativo e incentivante il settore minieolico inteso fino a una potenza di 200 kW. In particolare, la tariffa onnicomprensiva, si distingue in fasce di potenza:

Potenza [kW]	DM 6 luglio 2012	DM 23 giugno 2016
1 < P ≤ 20	291 €/MWh	250 €/MWh
20 < P ≤ 60	268 €/MWh	190 €/MWh
60 < P ≤ 200		160 €/MWh

Anche in Campania, nel triennio 2012-2014, si è avuto un notevole sviluppo di installazione di impianti minieolici:

- Al 31/12/2012 la potenza installata è di 2.983 kW
- Al 31/12/2013 la potenza installata è di 3.663 kW
- Al 31/12/2014 la potenza installata è di 5.974 kW
(Fonte ASSIEME)

Quadro normativo regionale

L'individuazione delle strategie di sviluppo delle fonti rinnovabili ai fini degli obiettivi a supporto della redazione del PEAR della regione Campania, non può prescindere dall'analisi dell'evoluzione normativa.

- Delibera Giunta Regionale n. 500 del 20/03/2009 (Modifiche ed integrazioni alla Dgr 1955/2006)

La Regione Campania, così come previsto dal Dlgs 387/03, approva le nuove linee guida per lo svolgimento del procedimento unico relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. In particolare, per l'eolico, si stabilisce che la disposizione degli aerogeneratori all'interno dell'impianto eolico dovrà essere la più opportuna ai fini della mitigazione degli impatti, in termini di orientamento, spaziatura ed ubicazione.

- Legge regionale n. 11 del 2011

La Regione Campania stabilisce che la costruzione di nuovi aerogeneratori è autorizzata esclusivamente nel rispetto di una distanza pari o superiore a 800 metri dall'aerogeneratore più vicino preesistente o già autorizzato, a tutela della necessità di quest'ultimo di usufruire della frequenza del vento, in relazione all'intensità e alla reale capacità di produrre energia.

- Decreto Dirigenziale n. 119 del 05/08/2015

La Regione Campania approva la disciplina delle garanzie per la rimessa in pristino dei luoghi al termine della vita degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

- Decreto Dirigenziale n. 51 del 26/10/2016

La Regione Campania approva il decreto che prevede che in tutto il territorio dei SIC (Siti di importanza comunitaria) la produzione di energia elettrica con turbina eolica a pala rotante è consentita esclusivamente con impianti inferiori a 20 kW.

- Legge regionale 5 aprile 2016, n. 6 e Delibere della Giunta Regionale n. 532 e 533 del 04/10/2016

In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 10 settembre 2010, n. 47987 (Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili), la Regione Campania con LR n. 6 del 5 aprile 2016, art. 15, ha dapprima sospeso il rilascio di nuove autorizzazioni per la realizzazione di impianti eolici nel territorio regionale e successivamente ha approvato le Delibere della Giunta Regionale n. 532 e 533 del 04/10/2016 che indicano:

- i parametri fondamentali per l'individuazione delle aree non idonee alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza superiore a 20 kW (Dgr 533);
- gli indirizzi per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza superiore a 20 kW (Dgr 532).

4.1.2. Azioni per lo sviluppo dell'utilizzo della risorsa eolica

- **Semplificare ed armonizzare il quadro normativo regionale** per una maggiore efficacia e trasparenza nell'azione amministrativa
- **Promuovere strumenti incentivanti** complementari ai contributi statali
- **Sostenere la diffusione del minieolico** (aerogeneratori fino a 60 kW) a servizio di piccole aziende, strutture turistiche e ricettive e piccole attività artigianali nelle aree rurali e montane nel rispetto dei vincoli previsti dalla Delibere della Giunta Regionale n.532 e 533 del 04/10/2016. Estendere il limite del Dgr 533 agli impianti fino a 60 kW. Introdurre azioni incentivanti per installare i generatori mini-eolici in prossimità degli insediamenti e delle aree industriali.
- **Spingere i produttori italiani all'omologazione/certificazione degli aerogeneratori del mini eolico (taglie da 1 fino a 200 kW) almeno per l'installazione in Campania.** Ciò consente la protezione del consumatore e del mercato italiano. Infatti, la mancanza dell'obbligatorietà della certificazione ha consentito la diffusione di turbine, spesso provenienti dall'estero, non idonee tecnicamente, prive delle necessarie sicurezze e senza garanzie sulla effettiva resa in campo. Inoltre, in tal modo anche il produttore europeo ed extra-europeo che opera in Italia dovrà certificare la propria macchina secondo le normative locali.
- **Favorire lo sviluppo di tecnologie innovative** attraverso l'emanazione di bandi di ricerca che finanzino progetti nei campi dello sviluppo tecnologico e dell'innovazione industriale. In questo modo si potenzierà da un lato la propensione all'innovazione e allo sviluppo delle imprese, dall'altro a migliorare la competitività e l'attrattività del territorio al fine di rafforzare la capacità delle imprese di adeguare le loro strategie ai mutamenti di contesto.
- **Incentivare prodotti di nuova generazione** che possano essere competitivi sia con le produzioni di macchine estere sia con le macchine definite "rigenerate". Tale politica incentivante può spingere le imprese ad investire nel settore della produzione e commercializzazione di aerogeneratori di piccola taglia con significative ricadute occupazionali nella regione.
- **Ostacolare l'installazione di macchine "rigenerate".** La diffusione di questa tipologia di impianti dovrebbe essere fortemente ostacolata e penalizzata, trattandosi di macchine ormai obsolete con capacità di produzione energetica inferiore rispetto alle macchine nuove, costi di esercizio più elevati e soprattutto sono molto più pericolose, poiché affette da fenomeni di affaticamento dei materiali e dei componenti che possono quindi collassare all'improvviso. Favorire infatti l'acquisto e l'installazione di macchine nuove e non 'rigenerate' andrebbe anche nella direzione di indirizzare gli incentivi sulla vendita dell'energia attualmente disponibili, a favore delle aziende campane ed italiane che hanno investito nello sviluppo e nella produzione di turbine eoliche di nuova concezione, più affidabili, più produttive e più sicure per l'incolumità dei cittadini e delle cose.

Le suddette azioni sono coerenti con gli obiettivi strategici previsti dal Distretto Smart Power System, distretto energetico campano operante nel settore delle energie rinnovabili. Esso ha come finalità il consolidamento competitivo del territorio regionale per lo sviluppo ed il trasferimento di conoscenze e tecnologie del settore

energetico. In particolare, nell'ambito del settore eolico, il distretto si pone l'obiettivo di aiutare le aziende a sviluppare nuove turbine eoliche di piccola potenza caratterizzate da elevata efficienza di generazione anche con basse velocità del vento (medie inferiori a 5 m/s), tipiche del territorio nazionale. Inoltre, mira alla realizzazione di un laboratorio di certificazione di turbine micro e mini eoliche e dei loro sub-componenti ed ad un campo prova per la sperimentazione delle nuove turbine progettate e realizzate.

Si ritiene che, nel solo settore mini e microeolico, sia possibile, a partire dal 2017, un tasso di incremento della potenza installata di almeno 3,0 MW/anno, per un totale di almeno 12,0 MW di nuova potenza installata entro il 2020, corrispondente ad un incremento complessivo della produzione elettrica rinnovabile, a regime, di almeno 20,0 MWh/anno.

Ovviamente, per l'intero settore eolico è prevedibile un incremento decisamente superiore: tra il 2010 e il 2015 la potenza installata in Campania è cresciuta a un tasso medio di circa 50 MW/anno; considerando la parziale saturazione della capacità produttiva, almeno relativamente ai siti di maggior interesse, conseguente al forte sviluppo del settore negli ultimi anni, nonché gli interventi di tipo normativo messi in campo dall'amministrazione regionale per razionalizzare lo sviluppo di questa fonte, nonché le possibilità di efficientamento derivanti dall'ammodernamento di alcuni degli impianti esistenti e dal miglioramento della dispacciabilità dell'energia prodotta grazie agli opportuni interventi sulle reti, è ragionevole prevedere, per il 2020, un incremento della potenza eolica disponibile, rispetto al dato 2015, di almeno 50 / 100 MW, corrispondenti a una maggior produzione elettrica dell'ordine di 75-150 GWh/anno (6,5-13,0 ktep/anno).

Si rammenta che la SEN 2017, così come al momento delineata nel documento di consultazione pubblicato nel maggio 2017, prevede, come principali interventi per l'eolico, sia la promozione di nuovi impianti che il repowering di impianti esistenti, anche tramite la semplificazione dell'iter autorizzativo con procedure ad-hoc (tenendo conto dell'impatto paesaggistico).

4.2. *Energia solare*

4.2.1. Fotovoltaico e solare termodinamico

Introduzione

Entro il 2050, secondo due recenti rapporti dell'IEA (International Energy Agency)⁴, il sole potrebbe essere la principale fonte per la produzione di energia sia termica che elettrica. In particolare, le due roadmap tecnologiche dell'IEA mostrano come i sistemi solari fotovoltaici (PV) potrebbero generare, entro metà secolo, fino al 16% dell'energia elettrica mondiale, mentre la produzione da solare termodinamico

⁴ Technology Roadmap: Solar Photovoltaic (2014); Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity (2014), www.iea.org

(STE) mediante sistemi a concentrazione (CSP) potrebbe fornire un ulteriore 11%. Insieme, queste tecnologie solari potrebbero evitare, entro il 2050, l'emissione di oltre 6 miliardi di tonnellate di anidride carbonica all'anno – cioè, ad esempio, più di tutte le attuali emissioni di CO₂ legate all'energia negli USA, o quelle dovute al settore dei trasporti a livello mondiale.

In particolare, nel settore fotovoltaico la rapida diminuzione del costo di moduli e sistemi negli ultimi anni (v. Fig. 4.1 e Fig. 4.2) ha aperto nuove prospettive per l'utilizzo dell'energia solare come fonte principale di energia elettrica nei prossimi anni e decenni; per quanto invece riguarda il solare termodinamico, sebbene la tecnologia non possa ancora considerarsi del tutto matura dal punto di vista commerciale, le prospettive a breve termine sono generalmente considerate molto promettenti, soprattutto per quanto riguarda applicazioni di media e grande taglia (potenza di picco > 1 MW) con accumulo di energia termica e conseguente possibilità di rendere programmabile la produzione di energia elettrica; da questo punto di vista, le due tecnologie si presentano come perfettamente complementari, sebbene negli ultimi anni si stia assistendo anche nel campo del fotovoltaico allo sviluppo di sistemi con accumulo (tipicamente mediante batterie al piombo o a ioni di litio; altre tecnologie, come sistemi di pompaggio, CAES- Compressed Air Energy Storage, volani, risultano più idonee in applicazioni su larga scala, mentre l'accumulo di energia sotto forma di idrogeno per il successivo utilizzo in Fuel Cell è un'opzione ancora non del tutto matura sul piano tecnico e commerciale, sebbene di sicuro interesse nel medio e lungo termine, così come gli accumuli di tipo elettrochimico e quelli mediante magneti superconduttori); nell'ultimo decennio, l'enorme sviluppo degli impianti fotovoltaici (Fig. 4.3) e in generale della produzione distribuita da fonti non programmabili ha infatti reso indispensabile lo sviluppo di soluzioni in grado di assicurare un parziale disaccoppiamento temporale tra offerta e domanda di energia elettrica, per assicurare il corretto bilanciamento delle reti di trasporto e distribuzione, ottimizzare l'uso del parco di generazione e garantire la qualità e la continuità delle forniture elettriche (v. Fig. 4.4).

Dal punto di vista strettamente tecnologico, i sistemi fotovoltaici commerciali sono in larga maggioranza basati su celle al silicio (mono, policristallino e, più raramente, amorfo). Recentemente, anche i sistemi multi-giunzione, che combinano in un unico modulo strati di semiconduttori diversi (tipicamente elementi appartenenti al III-V gruppo della tavola periodica come l'Arseniuro di Gallio, GaAs, il Fosforo di Indio, InP o l'Antimoniuro di Gallio, GaSb), per massimizzare lo sfruttamento dello spettro solare, e che costituiscono lo standard in applicazioni aerospaziali, hanno raggiunto una sostanziale maturità commerciale, soprattutto in combinazione con sistemi a concentrazione, e sono attualmente in costruzione o già in esercizio diversi impianti di grande taglia (fino a 50 MW ciascuno). Le ulteriori, principali tecnologie alternative, includono: sistemi a film sottile (CdTe, CIGS, a-Si), relativamente prossimi alla maturità tecnica e commerciale, e altri ancora in fase di ricerca e sviluppo, quali DSSC (Dye-Sensitized Solar Cells), celle organiche e celle quantiche. I principali obiettivi tecnologici a breve-medio termine (2020-2025) includono:

- il raggiungimento di nuovi target di efficienza nominale (40 % per sistemi al Si ad alta concentrazione, 30% in celle a doppia giunzione, almeno il 10% per a-Si, DSSC, celle organiche, intorno al 20% per CdTe e CIGS);
- la riduzione della presenza di Si al di sotto dei 2-3 g/W;
- la riduzione della degradazione nel tempo delle prestazioni;
- lo sviluppo di nuove soluzioni per favorire l'integrazione negli edifici.

Dal punto di vista economico, in base all'andamento storico dei prezzi e alle previsioni sugli sviluppi tecnologici, è possibile prevedere entro il 2013 un sostanziale dimezzamento del costo dei sistemi fotovoltaici rispetto ai valori attuali, come evidenziato in Fig. 4.5.

USD/MWh		2013-15	2020	2030	2040	2050
Utility-scale PV	Mini	119	96	56	45	42
	Avg	177	133	81	68	54
	Maxi	318	250	139	109	97
Rooftop PV	Mini	135	108	63	51	45
	Avg	201	157	102	91	78
	Maxi	539	422	231	180	159
STE	Mini	146	116	86	69	64
	Avg	168	130	98	77	71
	Maxi	213	169	112	101	94
CO₂ price (USD/tCO₂)			46	115	152	160

Note: all costs are calculated with 8% weighted average capital costs for new-built plants/systems

Fig. 4.1. Costi di produzione attuali e futuri per sistemi fotovoltaici e solari termodinamici (fonte: IEA Solar PV / STE Roadmaps, 2014, www.iea.org).

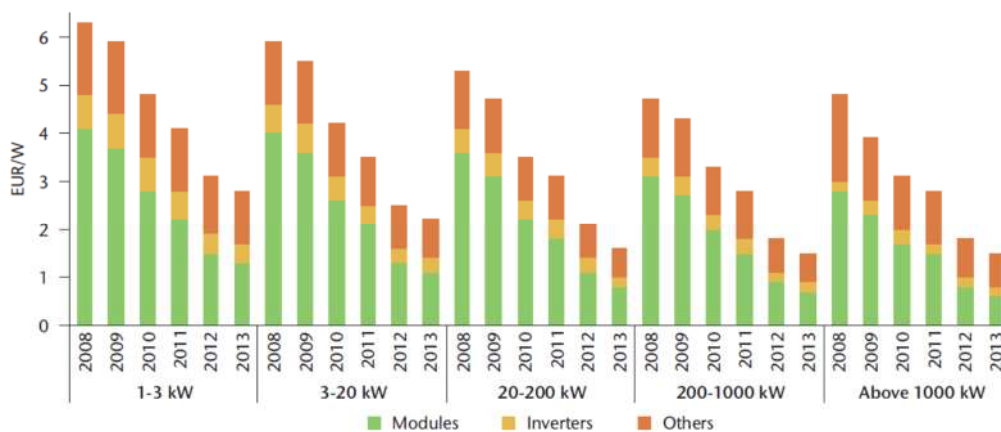


Fig. 4.2. Costo di installazione di sistemi fotovoltaici in Italia (fonte: GSE, Il fotovoltaico in Italia, 2014, www.gse.it).

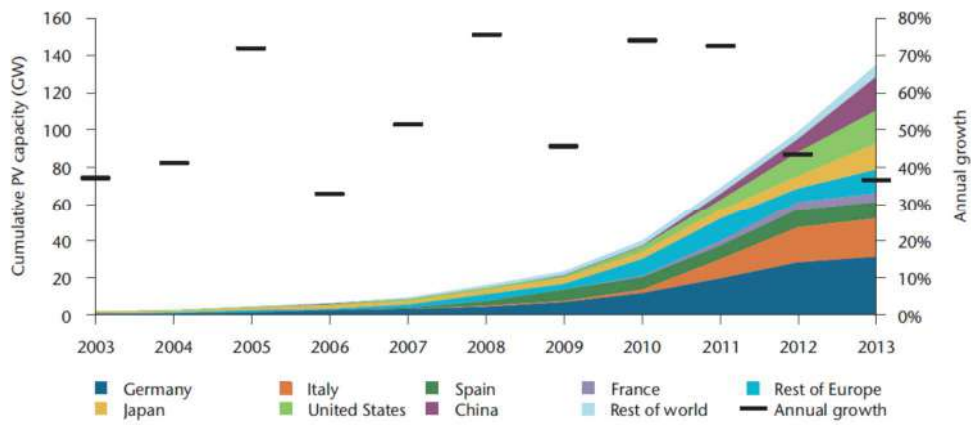
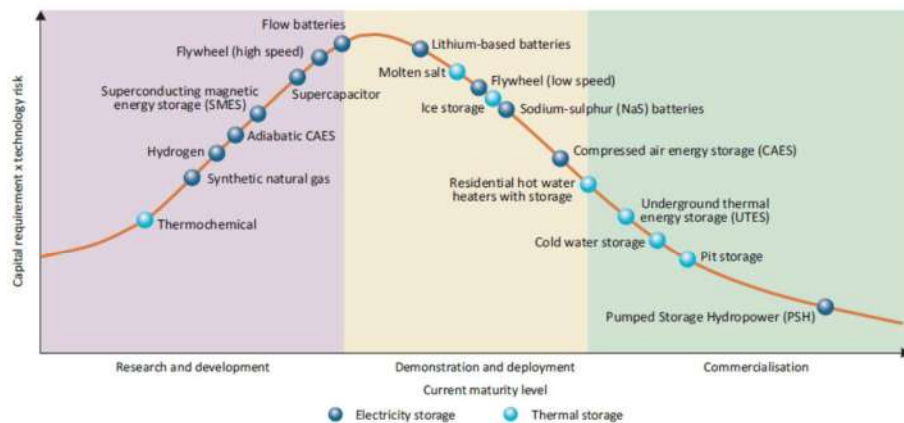


Fig. 4.3. Sistemi fotovoltaici, crescita della potenza installata a livello mondiale

(fonte: IEA Solar PV Roadmap, 2014, www.iea.org).



Source: Decourt, B. and R. Debarre (2013), "Electricity storage", *Factbook*, Schlumberger Business Consulting Energy Institute, Paris, France and Paksoy, H. (2013), "Thermal Energy Storage Today" presented at the IEA Energy Storage Technology Roadmap Stakeholder Engagement Workshop, Paris, France, 14 February.

Fig. 4.4. Maturità dei sistemi di accumulo.

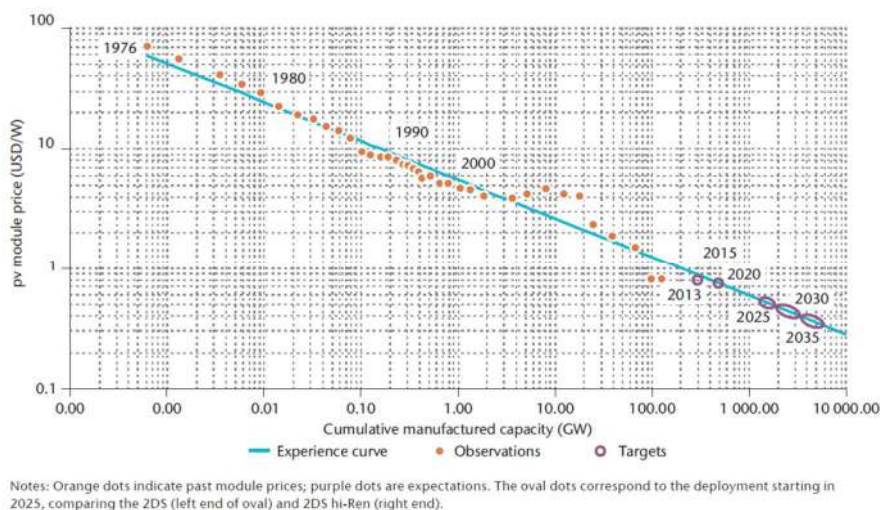


Fig. 4.5. Andamento del costo dei moduli PV e proiezioni al 2035 (fonte: IEA Solar PV / STE Roadmaps, 2014, www.iea.org).

Per quanto concerne il solare termodinamico (o CSP, Concentrated Solar Power, v. Fig. 4.6), questa tecnologia, sebbene negli ultimi anni risulti in crescita, a livello mondiale, in termini di potenza installata e produzione, è ancora piuttosto lontana da una piena maturità tecnica e soprattutto commerciale: attualmente la potenza complessivamente installata si aggira intorno ai 4 GW, a fronte degli oltre 150 GW del fotovoltaico, e si deve ritenere che il contributo dei sistemi CSP rimarrà marginale almeno fino al 2020-2025 (Fig. 4.7).

Tuttavia, grazie ai miglioramenti tecnologici già in parte conseguiti o in via di conseguimento in questi anni e allo sviluppo di nuovi componenti a basso costo, nonché ai vantaggi in termini di programmabilità e quindi di dispacciabilità dell'energia prodotta, in virtù delle possibilità di accumulo intrinseche ai sistemi CSP (v. Fig. 4.8), si può prevedere per gli stessi un forte sviluppo nel medio e lungo termine, fino a superare, entro il 2050, la soglia del 10% in termini di contributo alla produzione elettrica mondiale.

I principali obiettivi tecnologici a breve-medio termine (2020-2025) includono:

- la conferma delle potenzialità di utilizzo di sali fusi come fluido termovettore in sistemi a sviluppo lineare e/o lo sviluppo di nuovi e più efficienti fluidi termovettori (ad esempio, nano-fluidi);
- lo sviluppo di specchi ad alta efficienza, leggeri, affidabili e a basso costo;
- il miglioramento dell'efficienza di conversione dell'energia termica in energia elettrica (turbine supercritiche, sistemi a Ciclo di Rankine Organico – ORC, turbine a gas a ciclo chiuso con rigenerazione e risurriscaldamenti multipli, etc.);
- lo studio, lo sviluppo e la realizzazione di prototipi pre-commerciali di impianti ibridi PV-STE.

Da non trascurare, nel medio-lungo termine, anche le applicazioni finalizzate alla produzione di “solar fuels”, ovvero l’impiego di energia solare ad alta temperatura da sistemi a concentrazione per la sintesi di combustibili (ad esempio attraverso la termolisi dell’acqua, la dissociazione termochimica di miscele di CO₂ e acqua per produrre syngas con idrogeno e CO, la gassificazione di biomasse o ancora per via fotobiologica, mediante l’uso di batteri o alghe).

Dal punto di vista economico, è possibile prevedere entro il 2030 un sostanziale dimezzamento dei costi, e il successivo raggiungimento di una sostanziale grid-parity entro il 2040-2050 (Fig. 4.9).

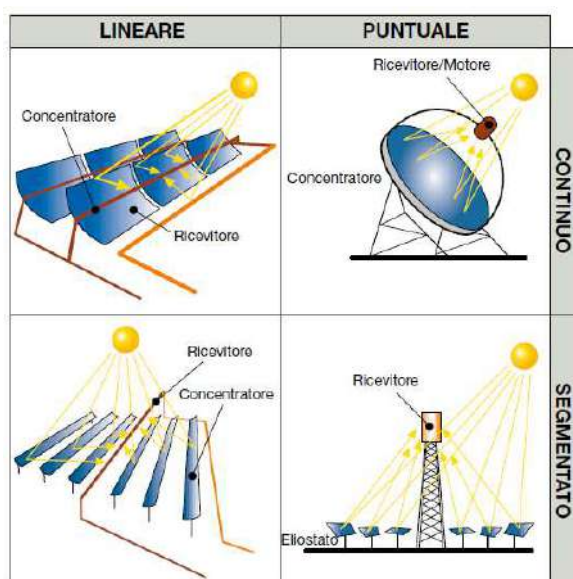


Fig. 4.6. Tipologie di sistemi solari termodinamici (fonte: ABB, Quaderni di Applicazioni Tecniche, N. 10).

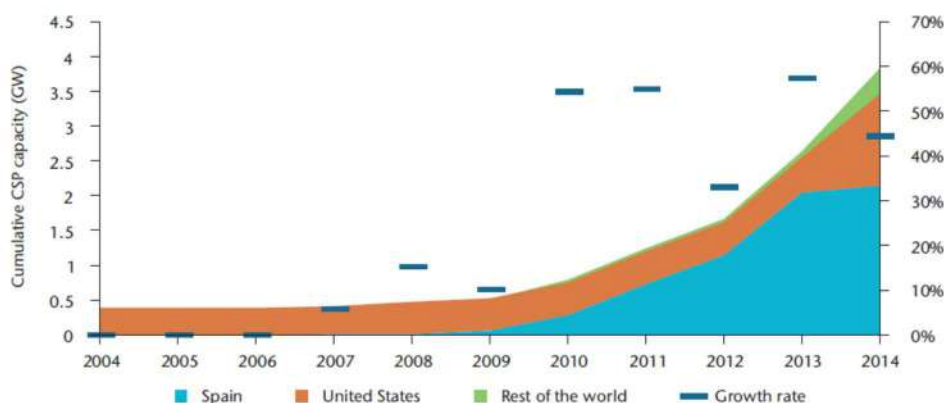


Fig. 4.7. Sistemi solari termodinamici, crescita della potenza installata a livello mondiale (fonte: IEA Solar STE Roadmap, 2014, www.iea.org).

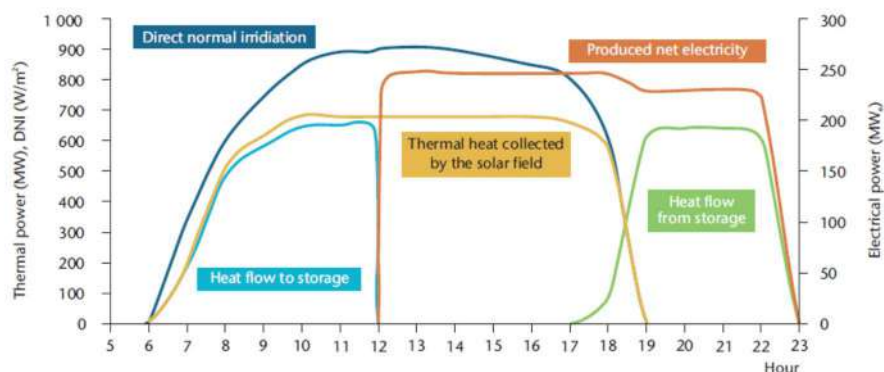
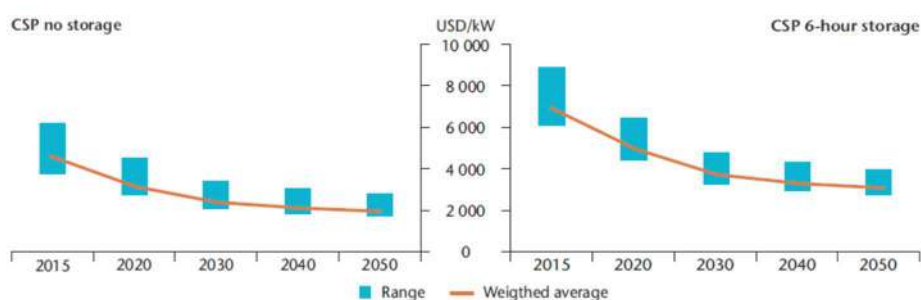


Fig. 4.8. Sistemi solari termodinamici, utilizzo dell'accumulo termico per spostare la produzione elettrica verso le ore di maggior richiesta sulla rete (fonte: IEA Solar STE Roadmap, 2014, www.iea.org).



USD/MWh	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Minimum	146	116	96	86	72	69	66	64
Average	168	130	109	98	80	77	72	71
Maximum	213	169	124	112	105	101	96	94

Fig. 4.9. Sistemi solari termodinamici, previsioni sui costi di investimento e di produzione (fonte: IEA Solar STE Roadmap, 2014, www.iea.org).

Il contesto regionale

Come evidenziato anche in Fig. 4.10, relativa ai soli impianti fotovoltaici (non risultano impianti solari termodinamici in esercizio in regione al 2014), la potenza complessiva installata in regione è aumentata enormemente a partire dal 2006, in particolare tra il 2008 e il 2012; la crescita è decisamente rallentata a partire dal 2012-2013; questo andamento risulta perfettamente coerente, in termini di tendenza, con

quello registrato a livello nazionale e con l'evoluzione temporale del quadro delle incentivazioni.

Ciò nondimeno, la Campania occupa appena l'11° posto tra le regioni Italiane in termini di potenza complessiva installata, seguita, tra le regioni del Mezzogiorno, solo da Calabria e Basilicata, peraltro caratterizzate da un territorio meno esteso e da una popolazione decisamente inferiore.

La produzione netta nel 2015 è stata di 837 GWh, corrispondente a un numero di ore equivalenti di esercizio pari a circa 1.140 h/anno, sostanzialmente in linea con la media nazionale (considerate, ovviamente, le diverse condizioni di disponibilità della fonte al variare della latitudine e delle condizioni climatiche). Il dato colloca la fonte solare al secondo posto tra le rinnovabili, per energia prodotta, dopo quella eolica. In particolare, la produzione fotovoltaica nel 2014 è risultata pari al 19% dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in regione; per il 2013 (ultimo anno per il quale esistono dati consolidati anche in merito ai consumi), l'energia elettrica da fonte solare ha coperto circa l'1% del consumo finale lordo di energia della regione, a fronte di un contributo complessivo delle rinnovabili elettriche del 5% e di un contributo complessivo di tutte le energie rinnovabili superiore al 15%.

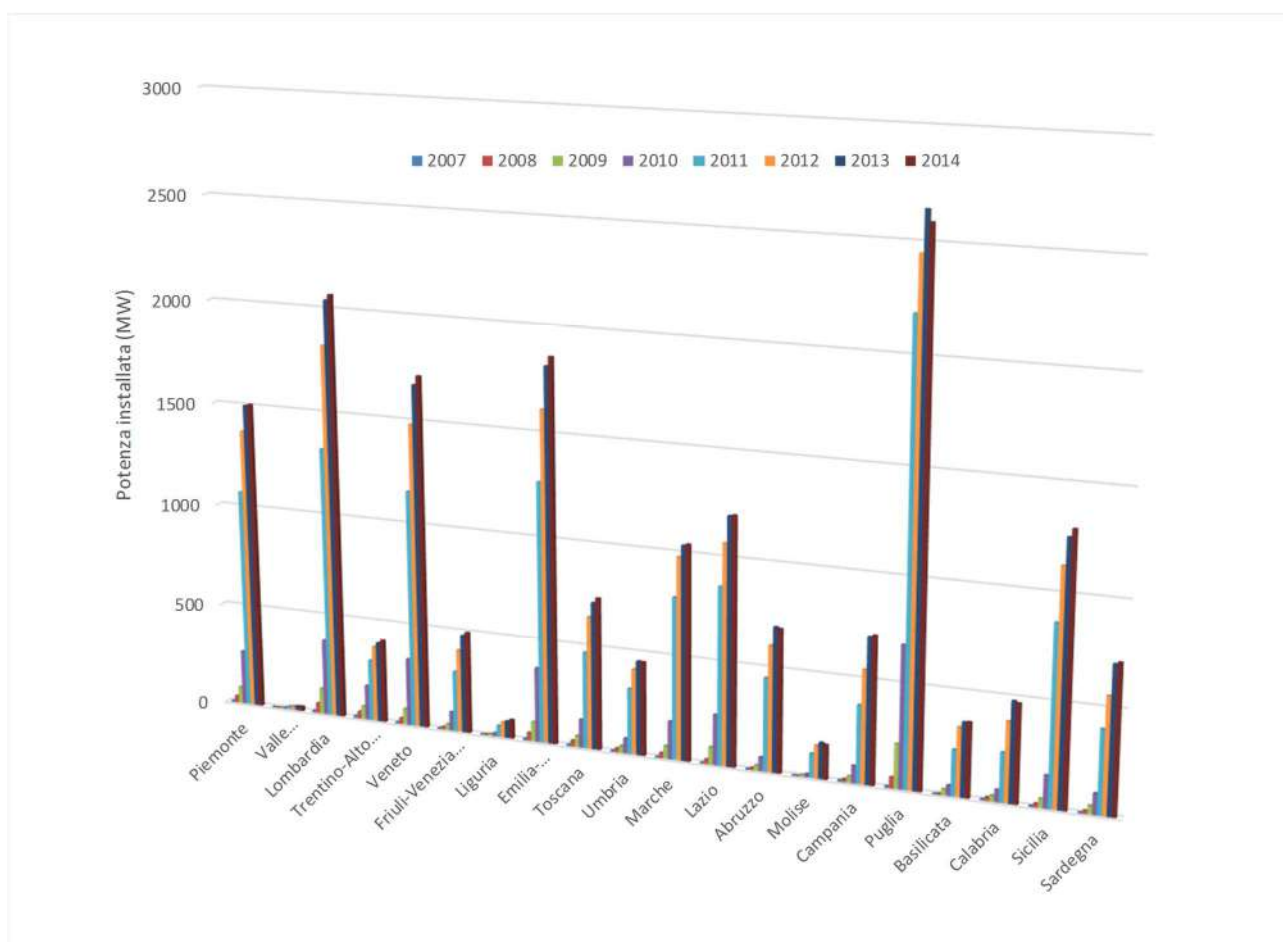
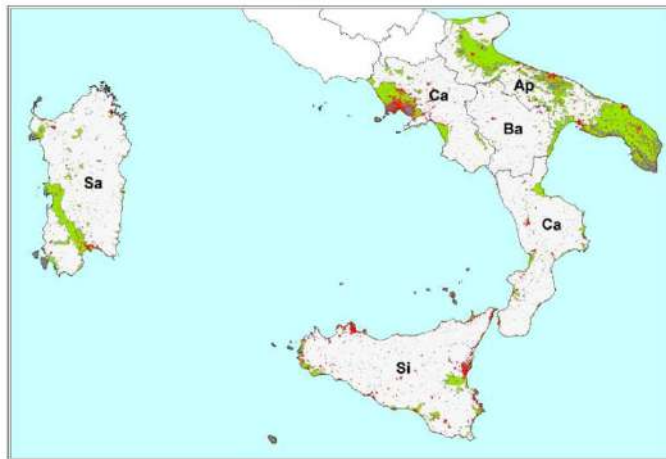


Fig. 4.10. Impianti fotovoltaici, potenza installata in Italia per regione

(fonte: GSE, www.gse.it).

Per quanto riguarda il solare termodinamico, non si ha notizia, al momento di impianti in esercizio in Campania.

Il Piano d'Azione Nazionale prevede al 2020 l'installazione di 600 MW di potenza complessiva, corrispondente a una superficie richiesta dell'ordine di circa 30 km². In uno studio RSE del 2012, si ipotizza una ripartizione della potenza installata tra le regioni del centro-sud (la tecnologia del solare termodinamico è economicamente fattibile solo in presenza di condizioni di irraggiamento favorevoli in termini di radiazione diretta media su base annuale) basata su criteri di disponibilità di aree non urbanizzate, secondo la quale in Campania la capacità produttiva potenziale risulta pari a quasi 900 MW (Fig. 4.11).



Estimated Distribution of Solar Thermal Power in Italy										
Region	suitable zones	suitable rough land km ²	availability fraction	solar radiation probability factor	suitable ideal surface km ²	Energy Distribution according Action Plan GWhe/a	Capacity available according Action Plan MWe	land required km ²	Full Energy Potential GWhe/a	Full Capacity Potential MWe
Campania	Casert -Napoli - Volturno Plain	729,8	0,05	0,5	18					
	Battipaglia - River Sele Plain	186,0	0,20	0,6	22					
	total regional	916			41	45	16	0,78	2529	892
Apulia	Foggia - Manfredonia Tavoliere	1875,9	0,70	0,6	788					
	Taranto surroundings	589,5	0,05	0,7	21					
	Bari surroundings	584,8	0,05	0,7	20					
	Brindisi surroundings	1097,1	0,02	0,7	15					
	Lecce - Salento surround.	1926,0	0,02	0,8	31					
total regional	6073			879	968	342	17,24	54550	19253	
Basilicata	Metaponto - Policoro Plain	100	0,10	0,7	7					
	total regional	100			7	8	3	0,14	436	154
Calabria	Fasana surroundings	27,9	0,05	0,7	1					
	Catanzaro Lido surroundings	27,8	0,05	0,7	1					
	Sibari Plain	145,9	0,05	0,7	5					
	Lametia surroundings	29,5	0,10	0,8	2					
total regional	231			9	10	4	0,18	587	207	
Sicily	Catania Plain	224,7	0,50	0,9	101					
	Lentini Plain	48,7	0,05	1,0	2					
	Mouth of Simeto River	18,9	0,20	1,0	4					
	Pachino Plain	12,9	0,30	1,0	4					
	Gela Plain	36,2	0,30	1,0	11					
	Mazara Plain	40,6	0,50	0,9	18					
	Petrosino Plain	59,8	0,07	0,9	4					
Trapani surroundings	10,7	0,10	0,9	1						
total regional	453			145	160	57	2,85	9042	3191	
Sardinia	Campidano Plain	1124,5	0,50	0,8	450					
	Porto Torres surroundings	50,0	0,30	0,7	11					
	total regional	1175			460	509	180	9,07	28693	10127
South Italy	total general	8947			1537	1700	600	30,26	95837	33825

Fig. 4.11. Aree idonee all'installazione di impianti solari termodinamici (in verde; le aree in rosso sono quelle potenzialmente idonee ma urbanizzate o con forte presenza industriale) e relativa potenzialità (fonte: RSE, Brignoli V., Solar PACES, Marrakesh, 2012).

Previsioni di sviluppo

Stimare la potenzialità tecnica di sviluppo della fonte solare, e in particolar modo di quella fotovoltaica, è praticamente impossibile: si dovrebbero infatti formulare ipotesi arbitrarie in merito alle porzioni di superficie, edificata o meno, da destinare all'installazione di sistemi fotovoltaici, nonché alle risorse pubbliche e private da investire.

Inoltre, dopo l'esaurimento delle varie incentivazioni in "Conto Energia", al momento non sembrano possibili incentivi tanto significativi da indurre uno sviluppo rapido di questo tipo di impianti: le incentivazioni attualmente disponibili sono quelle relative alle detrazioni d'imposta per ristrutturazioni edilizie.

Ciò premesso, è possibile ritenere che, di qui al 2020, la produzione fotovoltaica, in assenza di nuove, specifiche politiche di supporto, in particolar modo da parte della Regione, sia destinata a rimanere stabile. Infatti:

- da un lato, tra il 2014 (anno successivo a quello in cui si sono esaurite le incentivazioni in Conto energia) e il 2016, sia il numero di impianti attivi che la produzione, risultano, dai dati del GSE, in leggera diminuzione;
- dall'altro, i costi della tecnologia, come si è visto, si sono fortemente abbassati, ed è prevedibile nel medio/lungo periodo una significativa diffusione, specialmente per il settore residenziale, di sistemi di accumulo dell'energia fotovoltaica.

Per quanto riguarda il solare termodinamico, nello scenario tendenziale non si prevede, al momento, la realizzazione, sul territorio regionale, di impianti di taglia significativa.

Ciò premesso, si ritiene che, per il 2020, un incremento del 10% della potenza installata al 2015 (743 MW), e quindi anche della produzione di energia elettrica da fonte solare (con tecnologia fotovoltaica) possa costituire un obiettivo realisticamente raggiungibile: in questo modo, nel 2020 la potenza installata supererebbe gli 800 MW, e l'apporto di questa fonte salirebbe dagli attuali 840 GWh (73 ktep), relativi al 2015 (ultimo dato GSE disponibile, relativo alla produzione netta), a circa 935 GWh/anno (80 ktep/anno).

Per conseguire questo obiettivo, la Regione dovrà evidentemente mettere in campo opportune forme di supporto, inclusi bandi ad hoc per ASI, PMI, Enti Pubblici, scuole, Università, etc.; anche la razionalizzazione e semplificazione di alcuni aspetti autorizzativi e procedurali potrebbe contribuire al raggiungimento dell'obiettivo.

A partire dal 2020, la SEN 2017, per quanto desumibile dal documento di consultazione attualmente disponibile, prevede la possibilità di dare nuovo impulso al settore, introducendo per i grandi impianti centralizzati un meccanismo di *Public Purchase Agreement* (PPA), con contratti a lungo termine, da attribuire mediante meccanismi di gara competitiva, e, per piccoli impianti, ulteriori meccanismi di promozione dell'autoconsumo.

4.2.2. Solare termico

Introduzione

Nel settore termico, l'energia solare è normalmente e prevalentemente impiegata per la produzione di acqua calda sanitaria, prevalentemente in applicazioni residenziali o equivalenti (alberghi, ospedali e case di cura, centri sportivi), e, in misura minore, per il riscaldamento ambientale, settore nel quale tuttavia si assiste in questi anni a un significativo incremento delle applicazioni, favorito da un lato dalla crescente disponibilità di collettori ad alto grado di isolamento (sistemi a tubi evacuati), in grado di mantenere un'efficienza accettabile anche nella produzione di calore alle temperature comunemente richieste per il riscaldamento (tipicamente superiori a quelle necessarie per la produzione di acqua calda sanitaria), e dall'altro dalla sempre maggiore diffusione di sistemi di distribuzione dell'energia termica a media o bassa temperatura, quali pavimenti radianti e fan-coil (v. Fig. 4.12 e Fig. 4.13, Fig. 4.14). A differenza di quanto accaduto nel settore del fotovoltaico, i costi di installazione negli ultimi anni non si sono ridotti in modo particolarmente significativo, e si aggirano tipicamente, per applicazioni di piccola e media taglia, tra i 500 e i 1.000 €/m²., al variare della tipologia di collettori utilizzati, della capacità di accumulo installata e ovviamente della taglia.

L'energia solare può essere però utilizzata anche per la produzione di energia termica di processo, in applicazioni industriali (incluse quelle di dissalazione, per le quali si prevede una notevole crescita nel medio-lungo termine), e finanche per il raffrescamento, il condizionamento estivo dell'aria e la refrigerazione (sistemi per il Solar Cooling, SC), previo accoppiamento dei collettori solari con macchine frigorifere ad attivazione termica (chiller ad assorbimento o adsorbimento) o altre tipologie di sistemi, come il "desiccant cooling", v. Fig. 4.15; tuttavia, queste applicazioni non tradizionali, e in particolar modo quelle per il Solar Cooling, sono relativamente rare, richiedendo temperature medie di funzionamento dei collettori solari più elevate, con conseguente degradamento delle prestazioni, in termini di efficienza e resa, e/o la necessità di ricorrere a collettori più costosi, ad elevato grado di isolamento termico (come ad esempio quelli a tubi evacuati) ed eventualmente muniti di sistemi di concentrazione. Tuttavia, le tecnologie per il Solar Cooling, benché non ancora concorrenziali con quelle tradizionali sotto il profilo economico, sono estremamente interessanti e promettenti, grazie a una serie di loro caratteristiche:

- massima resa in corrispondenza delle condizioni climatiche più severe (elevate temperature e alto irraggiamento solare), laddove l'efficacia di quelle basate su frigoriferi elettrici tradizionali si riduce proprio all'aumentare delle temperature esterne;
- possibilità di installare sistemi di riscaldamento e raffrescamento a energia solare con utilizzo pressoché costante, nell'arco dell'anno, dei collettori solari (Fig. 4.16);
- utilizzo di fluidi di lavoro altamente ecocompatibili;
- utilizzo dell'energia solare invece che di quella elettrica, con conseguente possibilità di venire incontro alle crescenti esigenze di climatizzazione estiva

senza necessità di aumentare la capacità delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

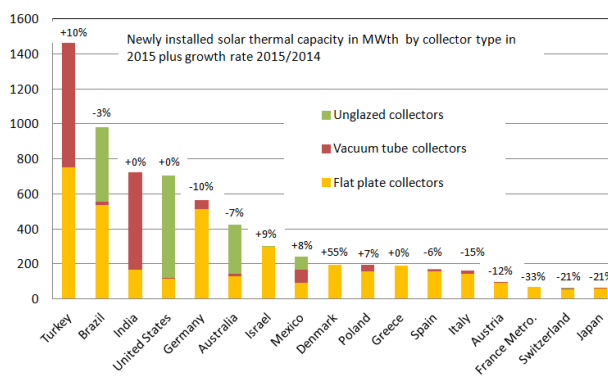
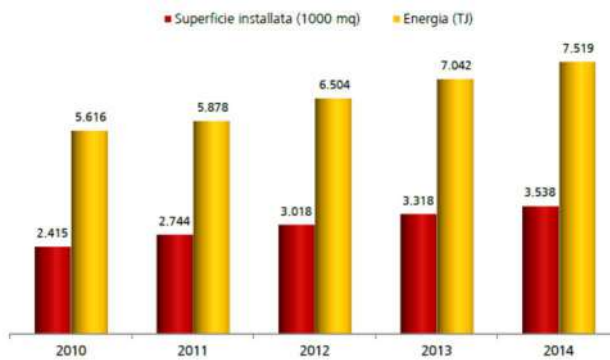
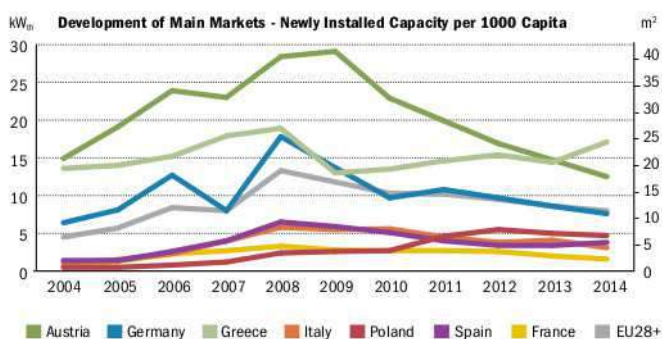
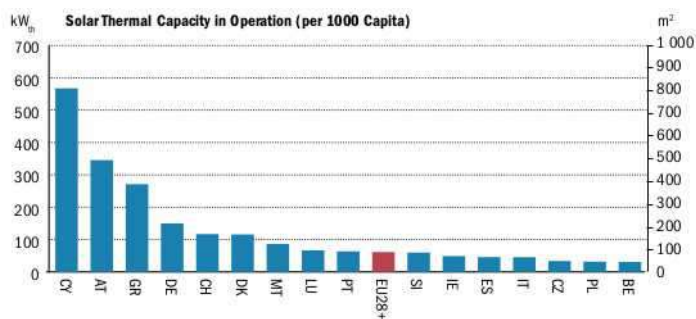


Fig. 4.12. Il mercato del solare termico in Italia e confronto con i principali Paesi per capacità installata (fonte: <http://www.sunwindenergy.com>, fig. a; www.gse.it, fig. b; <http://www.solarthermalworld.org>, fig. c).

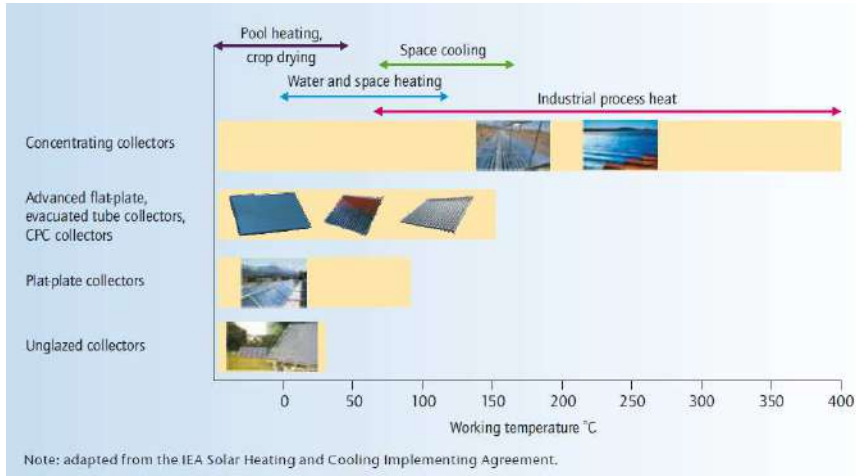


Fig. 4.13. Principali tipologie di collettori e relativi campi di applicazione (fonte: www.iea.org).

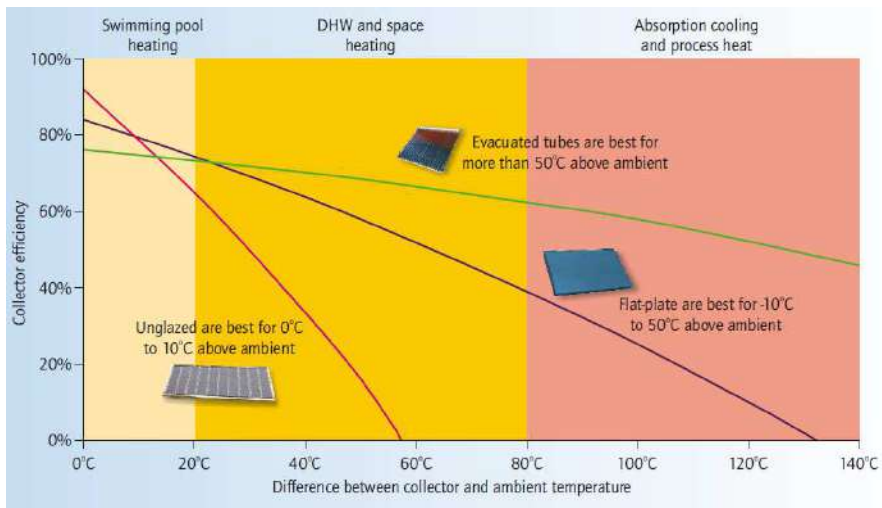


Fig. 4.14. Efficienza delle principali tipologie di collettori solari (fonte: www.iea.org).

A livello mondiale, secondo l'IEA, entro il 2050, l'energia solare potrebbe fornire più del 16% del consumo finale di energia termica a bassa temperatura, e coprire quasi il 17% del consumo finale di energia per il raffreddamento, a condizione che il mondo della ricerca, quello dell'industria, governi, istituzioni finanziarie e pubblico

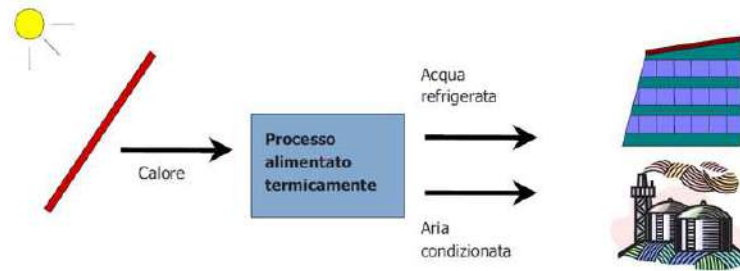
collaborino attivamente e sinergicamente per il raggiungimento di questo obiettivo (Fig. 4.17).

Per quanto riguarda le applicazioni di semplice Solar Heating, i principali obiettivi tecnologici a breve-medio termine (2020-2025) includono:

- lo sviluppo di nuovi materiali ad alte prestazioni, anche in termini di durata, in particolare per i rivestimenti delle piastre assorbenti e per le coperture vetrate, e di nuove tecniche costruttive per ridurre i costi di fabbricazione dei collettori, in particolare di quelli ad alta efficienza e con ottiche a concentrazione;
- lo sviluppo, anche attraverso quanto riportato al punto precedente, di sistemi a costo contenuto in grado di colmare l'attuale gap tecnologico per applicazioni a media temperatura, tra i 100 °C e i 250 °C;
- lo sviluppo di soluzioni standardizzate e pre-ingegnerizzate per applicazioni di media e grande taglia, per favorirne l'implementazione a costi contenuti;
- lo sviluppo di sistemi di accumulo compatti, efficienti e a basso costo (v. anche Fig. 4.4);
- lo sviluppo di nuove soluzioni per favorire l'integrazione dei collettori negli involucri edilizi.

Per quanto riguarda invece il Solar Cooling, le principali sfide tecnologiche, con orizzonte 2020-2030, sono le seguenti:

- migliorare le prestazioni delle macchine frigorifere ad attivazione termica e dei sistemi di deumidificazione "desiccant cooling" e quindi dell'intero sistema (COP elettrici > 10-12);
- lo sviluppo di soluzioni standardizzate e pre-ingegnerizzate, per favorire l'implementazione degli interventi a costi contenuti;
- lo sviluppo di sistemi di accumulo compatti, efficienti e a basso costo (v. anche Fig. 4.4);
- lo studio delle opportunità di integrazione e ibridazione delle tecnologie per il Solar Cooling con quelle convenzionali e con i sistemi fotovoltaici (ad esempio: utilizzo del calore fornito da collettori ibridi termico-fotovoltaici a concentrazione per l'alimentazione di macchine frigorifere ad adsorbimento, etc.).



Principali tecnologie:

- ✓ sistemi a ciclo chiuso: chiller ad assorbimento/adsorbimento
- ✓ sistemi a ciclo aperto: trattamento diretto dell'aria (raffreddamento e deumidificazione) in impianti di condizionamento con essiccanti (DEC solidi o liquidi)

<i>Macchina frigorifera o processo ad azionamento termico</i>	<i>Temperatura minima del fluido in uscita dal collettore solare (°C)</i>	<i>Superficie indicativa del campo solare per unità di potenza frigorifera installata (m²/kW)</i>	<i>Coefficiente di Effetto Utile (COP) della macchina</i>	<i>Costi indicativi dell'impianto (€/kW)</i>
<i>Adsorbimento</i>	55	2,5	0,50	5000
<i>Essiccante liquido</i>	65	4,5	0,70	4000
<i>Essiccante solido</i>	80	0,5	0,50	3000
<i>Assorbitore H₂O-LiBr a singolo effetto</i>	80	4,0	0,70	3000
<i>Assorbitore H₂O-LiBr a doppio effetto</i>	130	2,0	1,30	3000

Fig. 4.15. Principio di funzionamento dei sistemi di Solar Cooling e parametri tipici di prestazione e costo.

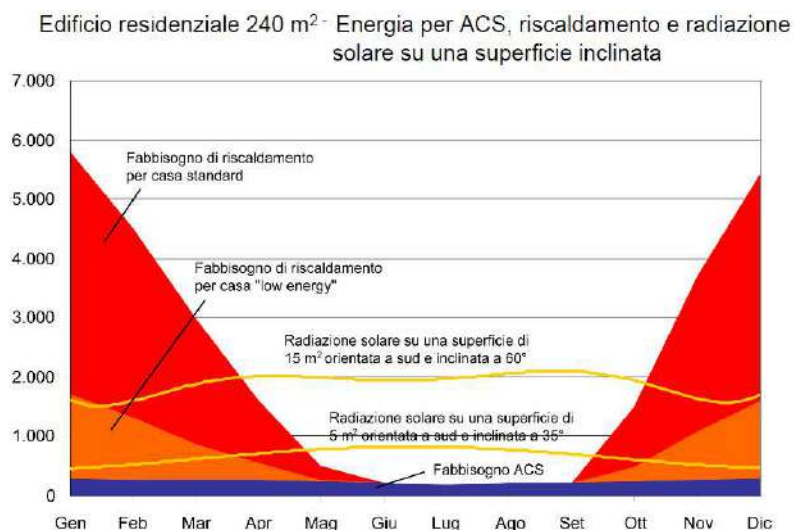


Fig. 4.16. Esempio di utilizzo di sistemi di Solar Heating and Cooling su base annuale (fonte: www.ambienteitalia.it).

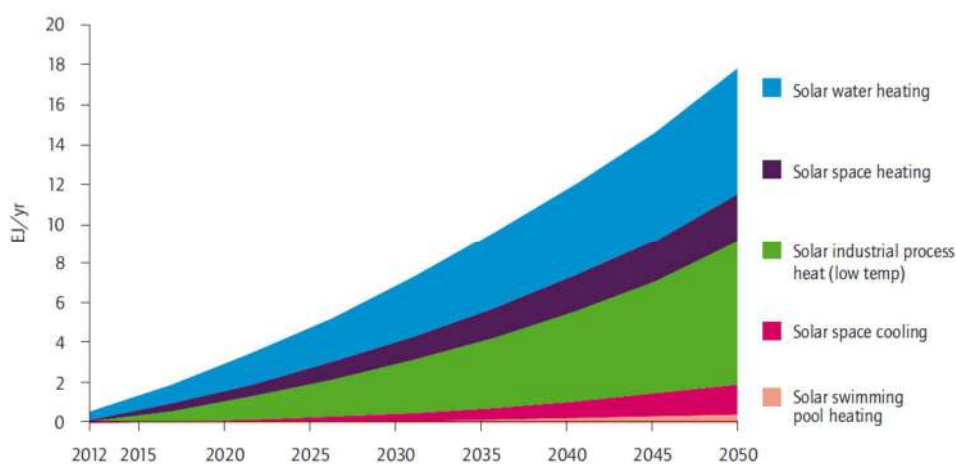


Fig. 4.17. Previsioni di crescita del solare termico a livello mondiale (fonte: www.iea.org).

Il contesto regionale

La superficie complessivamente installata in Campania è stimabile pari a circa 70.000 m², valore consistente con i dati di produzione di energia termica da fonte solare disponibili nelle statistiche del GSE (circa 5 ktep per il 2015, 4 ktep per il 2014; tali valori risultano in leggera flessione, evidentemente per motivi soprattutto climatici, rispetto ai dati 2013 e soprattutto 2012, 7 ktep). La produzione corrisponde a meno dell'1% dei consumi finali termici da fonte rinnovabile, coperti principalmente da biomasse (83%), fonte aerotermica mediante pompe di calore (13%) e geotermia (2%).

La Campania occupa appena il 13° posto tra le regioni Italiane in termini di produzione di energia termica da fonte solare, con un contributo pari al 2,2% del valore nazionale.

Previsioni di sviluppo

Come per il settore fotovoltaico, di qui al 2020, in assenza di nuovi, specifici strumenti di supporto da parte della Regione, non è possibile prevedere significativi incrementi nella produzione di energia termica da fonte solare. Non a caso, tra il 2012 e il 2014, in base ai dati del GSE, l'apporto di questa tecnologia, in Campania, risulta in leggera diminuzione, e ciò nonostante siano presenti a livello nazionale dei meccanismi di incentivazione potenzialmente efficaci, quali il conto energia termico.

Per incrementare la produzione di energia termica da fonte solare, la Regione dovrà evidentemente mettere in campo opportune forme di supporto, inclusi bandi ad hoc per ASI, PMI, Enti Pubblici, scuole, Università, etc.; da questo punto di vista, appare interessante la possibilità di cumulare gli incentivi del cosiddetto "conto termico 2.0 con altri incentivi pubblici, purché di provenienza diversa da quella statale: per soggetti pubblici, tale cumulabilità arriva fino al 100% dei costi riconosciuti.

Un obiettivo realistico potrebbe essere rappresentato dall'installazione, tra il 2017 e il 2020, di almeno 20.000 m² di nuova superficie captante, corrispondente, al 2020, a un incremento della produzione termica di circa 1,7 ktep.

4.3. Energia idroelettrica ("small e mini-hydro")

Con "produzione idroelettrica" si definisce la generazione di energia alternativa e rinnovabile, derivante dalla trasformazione dell'energia potenziale di una massa idrica in caduta da una certa quota altimetrica in energia cinetica poi convertita in energia meccanica, mediante dispositivi quali turbine (ad azione: *Pelton*; a reazione: *Francis*, *Kaplan*; ad azione/reazione: *Banki-Michell* o *Ossberger*) o pompe a funzionamento inverso (*Pumps As Turbines PATs*) azionanti generatori elettrici.

Gli impianti idroelettrici sono categorizzati in funzione della Potenza P producibile, distinguendo sistemi di piccolo-idroelettrico (o a piccola scala) da sistemi idroelettrici a vasta scala.

Specificamente con l'accezione "piccolo-idroelettrico" (o *small-hydro*) si indicano impianti idroelettrici di piccola taglia che possono essere:

- *ad acqua fluente* (categoria maggiormente diffusa per il piccolo-idroelettrico) posizionati su corsi d'acqua senza bacini di invaso oppure con bacini di limitata capacità e durate d'invaso non superiori a 2 ore;

- *a bacino* se usufruenti di invasi idrici di limitata capacità con durate di invaso da 2 a 400 ore.

Sistemi di piccolo-idroelettrico sono caratterizzati da limitate potenze prodotte, generabili in presenza di ridotti salti idraulici (relativi, ad esempio, a percorsi idrici come rivi di limitata estensione) e/o a limitate portate defluenti (ad esempio per sistemi acquedottistici in pressione in ambito urbano).

Gli impianti *small-hydro* individuano una categoria di fonte energetica sostenibile certamente competitiva, in quanto in grado di coniugare l'interessante flessibilità operativa, dettata dalle limitate potenze gestite, con la sostenibilità ambientale di riutilizzo della risorsa idrica, a fronte di costi di investimento, realizzazione e gestione sicuramente inferiori di quanto necessario in caso di sistemi a vasta scala.

In particolare, dal punto di vista gestionale, concessioni di impianti a piccola scala possono essere assegnate anche ad utilities di piccole-medie dimensioni o ad enti locali e medie imprese, a cui è affidata la gestione di traverse fluviali o di bacini di limitata estensione per uso idroelettrico. Dal punto di vista procedurale, l'iter autorizzativo risulta certamente meno articolato di quanto necessario per impianti ad ampia scala, seppur comunque lungo e tortuoso^[1] e pertanto tale da comportare un articolato iter burocratico ed amministrativo per l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie. La tempistica di costruzione risulta quindi relativamente limitata, permettendo, inoltre, la migliore integrazione con i sistemi produttivi esistenti (ad esempio in caso di auto-consumo da parte di operatori industriali) e minori problematiche correlate alla immissione nella grid elettrica.

Nonostante tali peculiarità, in Italia, diversamente da quanto avviene per gli impianti idroelettrici a grande scala, che saturano quasi completamente la risorsa idrica potenziale, l'applicazione del piccolo-idroelettrico risulta limitata ad una ridotta aliquota del potenziale esprimibile, presentando, quindi, interessanti margini di sviluppo operativo. Possono essere, in particolar modo, annoverati quali potenziali sistemi per produzione idroelettrica in piccola scala, corsi idrici non ancora utilizzati ai fini idroelettrici e sistemi acquedottistici in pressione, caratterizzati da livelli piezometrici fortemente più elevati di quelli necessari per il corretto soddisfacimento del livello di servizio richiesto. In tal senso, il recupero energetico in reti di distribuzione idrica, ad esempio mediante PATs, può comportare il duplice vantaggio di ridurre le pressioni in eccesso in rete, con conseguente limitazione delle perdite idriche da queste generate, e di produrre energia idroelettrica in piccola scala.

Il ridotto sviluppo di sistemi *small-hydro* su corsi idrici può essere, invece, attribuibile alle difficoltà di definizione sul mercato di soluzioni standardizzate, essendo le tecnologie richieste specificamente dipendenti dalle configurazioni di sito. Allo stesso tempo, tale limitato sfruttamento di risorsa potenziale è imputabile alle problematiche connesse al rispetto dei vincoli di fattibilità ambientale, da valutare mediante l'analisi delle alterazioni estetiche, paesaggistiche e di interazione con gli ecosistemi presenti (ad es. stima del *Deflusso Minimo Vitale*).

A livello internazionale, il criterio di classificazione degli impianti idroelettrici, in funzione della capacità produttiva, non risulta rigorosamente normato. Si può, pertanto, ritenere valida la classificazione considerata dall'ESHA (*European Small Hydropower Association*) che definisce una soglia di potenza prodotta di 10 MW come limite superiore per l'individuazione di impianti appartenenti alla categoria di piccolo-idroelettrico^[2]. Tale soglia risulta, allo stesso tempo, suscettibile di variazioni, in funzione del contesto socio-economico in cui si opera; ad esempio in nazioni quali Stati Uniti e Canada, caratterizzate da grandi impianti ed elevati consumi elettrici, il limite di individuazione di sistemi *small-hydro* è incrementato a 30 MW, mentre in Italia una classificazione alternativa prevede la definizione di un limite pari a 3 MW^[3] per l'individuazione di impianti di tipo *mini-hydro*. In funzione della Potenza Efficiente Netta P dell'impianto, si categorizzano quindi gli impianti di produzione idroelettrica secondo le classi riportate in Tab.1.

Impianto	Categoria	Potenza Efficace Netta P	Applicabilità
Piccolo - idroelettrico	Pico - Hydro	< 5kW	Edificazioni isolate
	Micro - Hydro	5 - 100 kW	Piccole comunità isolate
	Mini - Hydro	100 kW - 1 MW	Piccole aziende o piccoli agglomerati urbani
	Small - Hydro	1 - 10 MW	Piccole comunità con la possibilità di fornire energia a scala regionale
Idroelettrico	Medium - Hydro	10 - 100 MW	Centri urbani di media estensione
	Large - Hydro	> 100 MW	Centri urbani di grande estensione

Tab. 1. Classificazione impianti idroelettrici in funzione della Potenza prodotta

La taglia d'impianto è, pertanto, individuata in funzione della Potenza Efficace Netta P , ottenibile in kW, mediante la seguente espressione:

$$P = \eta \cdot 9.81 \cdot Q \cdot H \quad (1)$$

in cui η rappresenta il rendimento globale d'impianto, Q la portata volumetrica in m³/s ed H il salto idraulico, o caduta, espresso in m .

In base, invece, al salto idraulico H ed alla portata volumetrica Q , si distinguono le categorie di impianto idroelettrico riportate rispettivamente in Tab. 2 ed in Tab. 3.

Impianto	Salto Idraulico	Impianto	Portata
----------	-----------------	----------	---------

<i>H</i>		<i>Q</i>	
Bassa Caduta	< 50 m	Piccola Portata	10 m ³ /s
Media Caduta	50 – 250 m	Media Portata	10 – 100 m ³ /s
Alta Caduta	250 – 1000 m	Grande Portata	100 – 1000 m ³ /s
Altissima Caduta	> 1000 m	Grandissima Portata	> 1000 m ³ /s

Tab. 2. Categorie impianti idroelettrici

in funzione del Salto Idraulico *H*

Tab. 3. Categorie impianti idroelettrici

in funzione della Portata *Q*

Dalla classificazione in Tab. 1, si evince come non tutti gli impianti, annoverabili alla categoria di piccolo-idroelettrico, presentino simultaneamente bassi livelli di caduta *H* e di portata *Q*, essendo la taglia d'impianto valutata in funzione della potenza prodotta *P* e, pertanto, in funzione del prodotto di tali grandezze.

Il rapporto preliminare redatto dal Gestore Servizi Energetici GSE per l'anno 2015^[4] pone in evidenza come in Italia, in termini di generazione idroelettrica, la produzione nazionale complessiva risulti pressoché costante negli ultimi decenni, indicando per l'anno 2015 una produzione lorda pari a 43.902 GWh. Eseguendo un raffronto con la produzione idroelettrica del 2014, si registra, di contro, un decremento di circa il 12%, attribuibile alle condizioni climatiche particolarmente favorevoli che hanno caratterizzato l'anno 2014, tali da consentire un incremento di produzione idroelettrica ampiamente superiore al trend medio generale degli ultimi due decenni (Fig. 4.18).

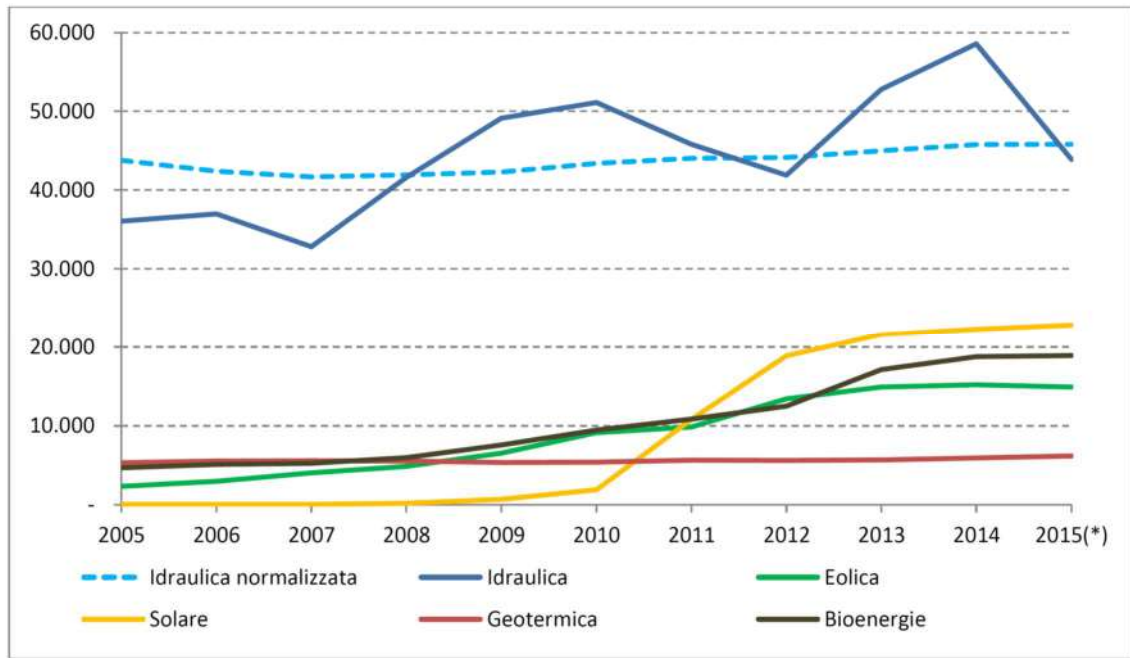


Fig. 4.18. Produzione lorda degli impianti di generazione di energia elettrica [4]

I suddetti risultati sono confermati da ulteriori studi di settore^[5] che, oltre ad evidenziare come l'apporto idroelettrico, a livello nazionale negli ultimi 20 anni, si attesti a valori pressoché costanti, esplicita come questo rappresenti la principale fonte energetica sostenibile, corrispondente a circa il 45% della produzione totale lorda di energia da fonti rinnovabili (Fig. 4.19).

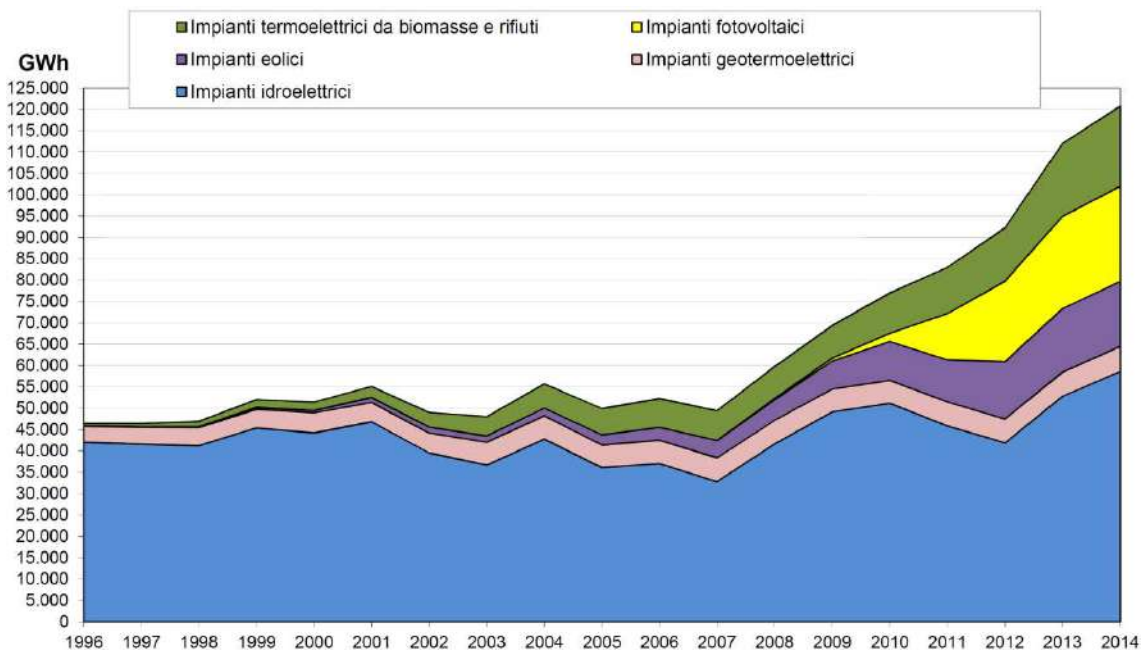


Fig. 4.19. Produzione lorda da fonti rinnovabili [5]

Inoltre, in termini di produzione energetica da sistemi idroelettrici a piccola scala all'anno 2009, nonostante non si usufruisca in maniera spinta del potenziale disponibile, in ambito europeo l'Italia rappresenta uno dei maggiori produttori di energia da impianti di piccolo-idroelettrico (Fig. 4.20) e, specificatamente da configurazioni *mini-hydro* (Fig. 4.21).

Analisi relative all'anno 2009^[6] quantificano la produzione da impianti di piccolo-idroelettrico e da impianti *mini-hydro* pari rispettivamente al 20% e 6% della produzione lorda di energia idroelettrica annua.

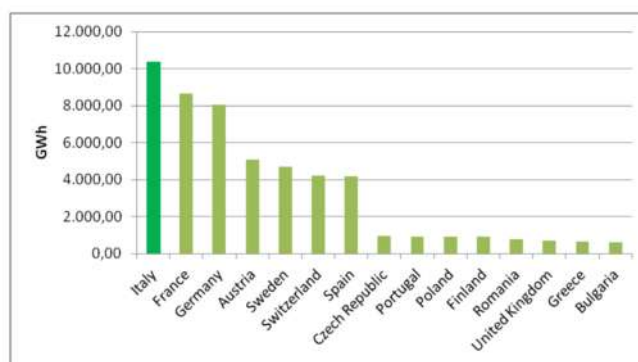


Fig. 4.20. Produzione lorda da impianti idroelettrici con Potenza fino a 10 MW – anno 2009 [6]

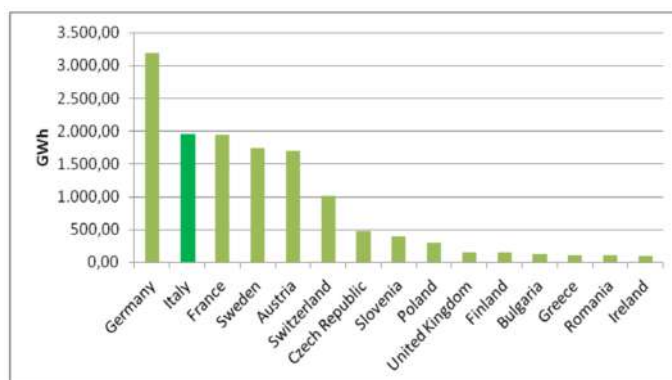


Fig. 4.21. Produzione lorda da impianti idroelettrici con Potenza fino a 1 MW – anno 2009 [6]

Eseguendo un raffronto con dati nazionali aggiornati al 2014^[7], si riscontra come l'apporto idroelettrico fornito da impianti di piccola scala risulti pressoché invariato (Fig. 4.22), individuando percentuali del 24% e 5% della produzione idroelettrica nazionale, rispettivamente per le due categorie di impianto sopracitate. Tale aspetto evidenzia, dunque, la limitata efficacia della politica di incentivazione attuata negli ultimi anni per la suddetta categoria di impianti a piccola scala.

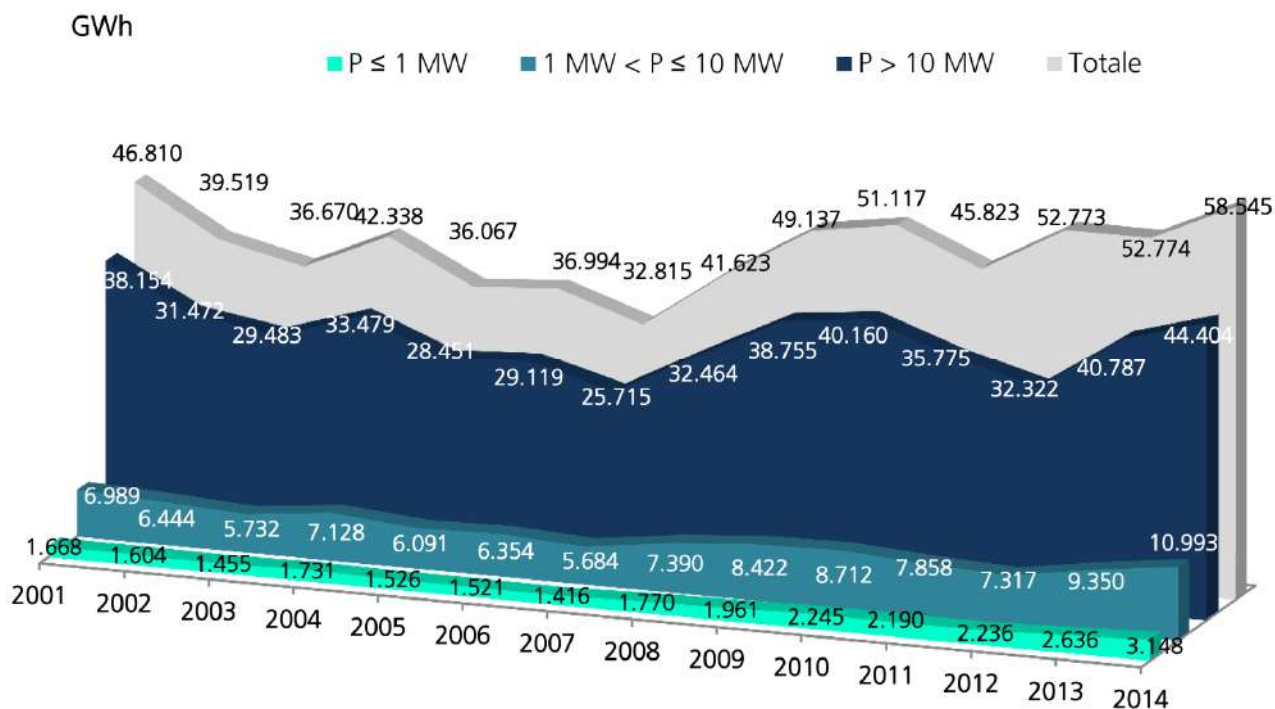


Fig. 4.22. Evoluzione della produzione idroelettrica in Italia per classi di potenza [7].

In ambito nazionale, la regione Campania fornisce un contributo limitato (673.3 GWh/anno), pari all'1.2% (Tab. 4 e Fig. 4.23), della produzione idroelettrica nazionale di 584'545 GWh/anno. Nel contempo, essa risulta, con la Calabria, la sola unità regionale del sud Italia ad erogare un apporto superiore all'1% della produzione idroelettrica nazionale.

Regione	Produzione Idroelettrica Anno 2014 [GWh]	[%]	Regione	Produzione Idroelettrica Anno 2014 [GWh]	[%]
Piemonte	8369.9	14.3%	Marche	608.4	1.0%
Valle d'Aosta	3431.0	5.9%	Lazio	1316.9	2.2%
Lombardia	13623.6	23.3%	Abruzzo	2094.9	3.6%
Trentino Alto Adige	13249.3	22.6%	Molise	240.7	0.4%
Veneto	5558.5	9.5%	Campania	673.3	1.2%
Friuli Venezia Giulia	2524.7	4.3%	Puglia	4.4	0.0%
Liguria	350.4	0.6%	Basilicata	314.5	0.5%
Emilia Romagna	1277.1	2.2%	Calabria	1521.0	2.6%
Toscana	1060.7	1.8%	Sicilia	146.4	0.3%
Umbria	1819.1	3.1%	Sardegna	360.5	0.6%

Tab. 4. Produzione idroelettrica regionale - anno 2014^[7]

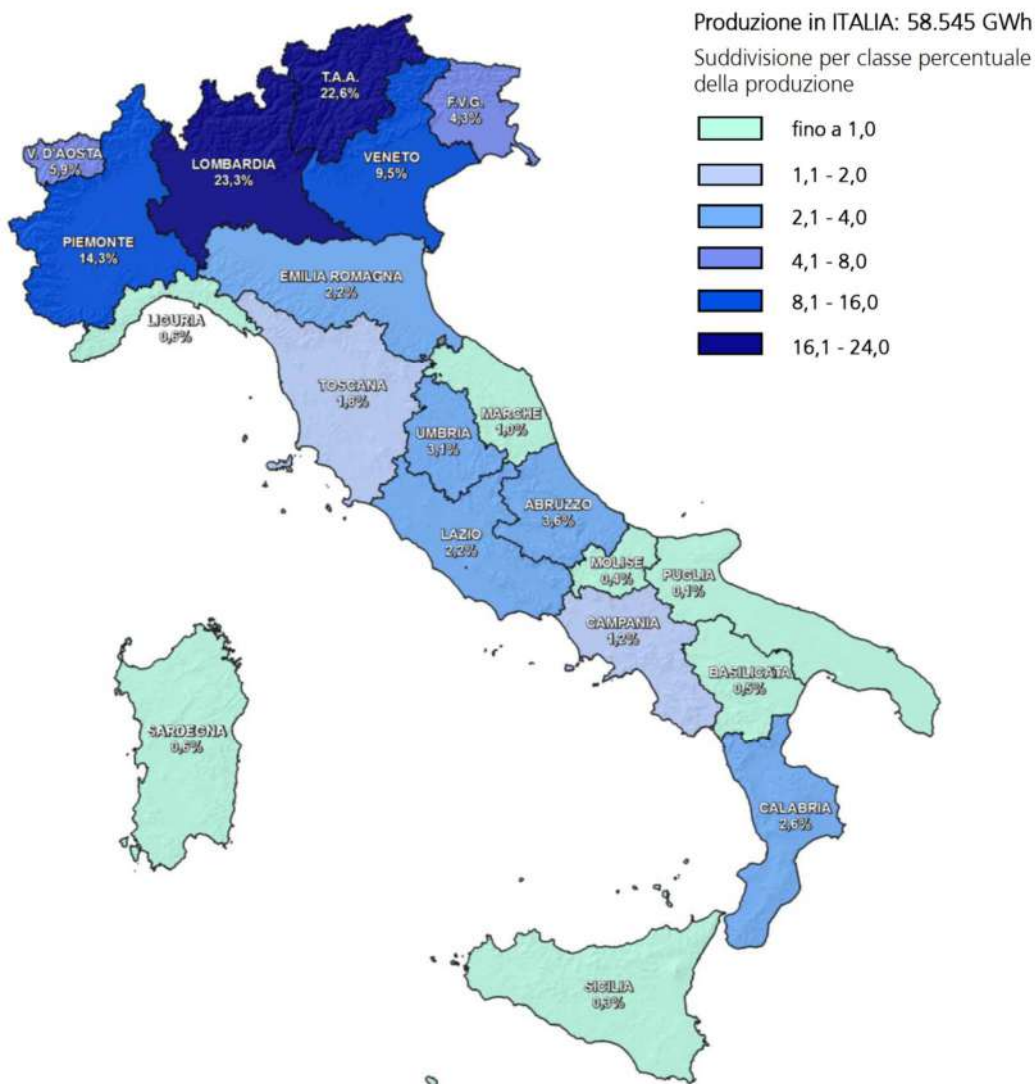


Fig. 4.23. Distribuzione percentuale regionale della produzione idroelettrica - anno 2014 [7]

Relativamente alle centrali di piccola scala in Campania, il censimento dell'Agencia Regionale per la Protezione Ambientale in Campania ARPAC del 2008^[8] fornisce una vasta analisi dello stato impiantistico idroelettrico regionale, definendo, per ciascun impianto, la potenza efficace prodotta P ed il relativo status operativo (in uso, fermo o abbandonato). In Tab. 5 si riportano i dati desunti per impianti con Potenze fino a 10 MW.

Prov.	Comune	Centrale	Tipologia	Potenza Efficiente Netta [MW]	Salto in Concessione [m]	Portata Nominale [m ³ /s]	Tipologia Turbina	Stato al 2008
CE	Capua	Ponte Annibale	Fluente	8.45	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	In uso
CE	Rocca D'Evandro	Montemaggiore	Bacino	4.60	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	In uso
CE	Letino	Gallo Matese	Fluente	2.50	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	In uso
CE	Sessa Aurnca	Suio	Fluente	8.00	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	In uso
SA	Pertosa	Grotta dell'Angelo	Fluente	0.37	52	0.8	Francis	In uso
SA	Giffoni Valle Piana	Picentino	Fluente	1.80	191	1.1	Francis	In uso
SA	Campagna	S.Maria Avigliano	Fluente	0.24	118	0.2	Pelton	In uso
SA	Olevano sul Tusciano	Tusciano	Fluente	8.90	283	4.0	Pelton	In uso
AV	Luogosano	Luogosano	Fluente	0.11	8.40	1.6	Crossflow	Fermo
AV	Mirabella Eclano	Ponte Calore	Fluente	0.12	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Fermo
BN	Pontelandolfo	Pontelandolfo	Bacino	0.05	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Fermo
SA	Capaccio	Licinelle	Fluente	0.15	10.0	2.0	Crossflow	Fermo
SA	Felitto	Felitto	Bacino	0.41	37.4	1.3	Francis	Fermo
SA	Montecorvino	Bosco	Fluente	0.05	22.1	0.3	Crossflow	Fermo
SA	Novi Velia	Novi Velia	Bacino	0.43	<i>n/a</i>	0.2	Pelton	Fermo
SA	Giffoni Valle Piana	Vassi	Fluente	0.14	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Fermo
AV	Pratola Serra	Pratola Serra	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
AV	Valle Agricola	Valle Agricola	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	Aquara	Aquara	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	S. Angelo a Fasanella	S. Angelo a Fasanella	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	Tramonti	S. Elia	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	Amalfi	Valle dei Mulini	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato

Tab. 5. Impianti idroelettrici con Potenze fino a 10MW in Regione Campania - anno 2008^[8]

Al 2008 in Campania risultano quindi censiti 22 impianti appartenenti alla categoria di piccolo-idroelettrico di cui 8 in uso, 8 non attivi e 6 abbandonati. La Potenza Efficace Netta regionale da impianti di piccolo-idroelettrico in uso è risultata pari a 34.8 MW. Si evince come tale produzione sia concentrata in toto nelle province di Caserta e Salerno che, mediante le centrali di Ponte Annibale, Montemaggiore, Gallo Matese e Suio (CE) e mediante il Nucleo di Tusciano (SA), contribuiscono, rispettivamente per il 67.6% e 32.4%, alla fornitura idroelettrica regionale di piccola scala. Gli impianti siti nelle province di Benevento e Avellino risultano infatti di limitata capacità (generalmente *micro-hydro*) e comunque, al 2008, non operativi.

La provincia di Napoli non fornisce invece apporto alla produzione idroelettrica regionale, sia in termini di piccola che di grande scala^[7].

Il censimento ARPAC del 2008^[8] elenca inoltre 19 impianti di piccolo-idroelettrico dismessi (Tab. 6), in quanto soggetti a malfunzionamenti, individuando, come principale causa, la sedimentazione dei solidi sul fondo dell'invaso, trasportati dai corsi idrici di alimentazione.

Prov.	Comune	Località	Bacino	Corso Idrico	Potenza Efficiente Netta [MW]	Salto in Concessione [m]	Portata Nominale Media [m ³ /s]	Stato al 2008
SA	Campagna	Piè di Zeppino	Sele	Enza	0.06	14.5	0.5	Dismesso
BN	Campolattaro	Fragneto S. Leonardo	Volturno	Tammaro	0.17	17.2	1.2	Dismesso
SA	Capaccio	-	Capofiume	Capofiume	0.05	5.5	1.7	Dismesso
SA	Capaccio	Licinelle	Capofiume	Capofiume	0.20	10.8	2.0	Dismesso
SA	Casaletto Spartano	Casaletto Spartano	Bussento	Casaletto	0.11	29.0	0.5	Dismesso
SA	Felitto	-	Sele	Calore Lucano	0.42	37.4	1.3	Dismesso
AV	Luogosano	Luogosano	Volturno	Calore Irpino	0.11	8.4	1.6	Dismesso
AV	Montemiletto	Taurasi	Volturno	Calore Irpino	0.18	6.9	3.3	Dismesso
SA	Montecorvino	-	Tusciano	Comea	0.05	22.1	0.3	Dismesso
SA	Montesano	Pratocomune	Sele	Eliceti – S. Pietro	0.09	65.0	0.2	Dismesso
BN	Morcone	-	Volturno	Tammaro	0.05	6.8	0.8	Dismesso
SA	Novi Velia	-	Alento	Torna	0.33	175.2	0.2	Dismesso
SA	Olevano sul Tusciano	-	Tusciano	Tusciano	0.15	6.5	2.4	Dismesso
SA	Oliveto Citra	-	Sele	Piceglie	0.35	163.2	0.3	Dismesso
SA	Ottati	-	Sele	Fasanella	0.03	12.2	0.4	Dismesso
AV	Mirabella Eclano	Ponte Calore	Volturno	Calore Irpino	0.09	7.2	1.6	Dismesso

SA	Roscigno	-	Sele	Ripiti	0.15	23.7	0.8	Dismesso
SA	Scala	-	Canneto	Canneto	0.14	97.0	0.2	Dismesso
BN	Pontelandolfo	Pontelandolfo	Volturno	Lenta	0.05	43.3	0.2	Dismesso

Tab. 6. Impianti idroelettrici con Potenze fino a 10MW dismessi in Regione Campania - anno 2008^[8]

Da aggiornamenti all'anno 2014^{[9][10]} si individuano le centrali con $P \leq 10$ MW attive in Campania, come riportato in Tab. 7. Si riscontra una sostanziale corrispondenza con quanto definito dal censimento ARPAC del 2008^[8], con la sola eccezione dell'impianto di S. Mango sul Calore (AV), non considerato al 2008 nella categoria di piccolo-idroelettrico in quanto censito con Potenza Efficiente Netta P di 11,70 MW. Al 2014, invece, l'ente concessionario Iren Energia S.p.A. dichiara una Potenza P di 9,40 MW^[10], di entità quindi compatibile con l'inserimento dell'impianto nel novero di quelli a piccola scala.

La Potenza complessiva idroelettrica attiva al 2014 nella Regione Campania per impianti di piccolo-idroelettrico è quantificata in 44,7 MW, a fronte di una Potenza idroelettrica complessiva regionale di 349,6 MW^[7], rappresentandone quindi un'aliquota del 12,8%.

Prov.	Comune	Centrale	Corso Idrico	Tipologia	Potenza Efficiente Netta [MW]	Salto in Concessione [m]	Portata Nominale Media [m ³ /s]	Tipologia Turbina	Concessionario
CE	Capua	Ponte Annibale	Volturno	Fluente	8.45	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Enel Green Power S.p.A.
CE	Rocca D'Evandro	Montemaggiore	Garigliano	Bacino	4.60	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	Enel S.p.A.
CE	Letino	Gallo Matese	Sava, Lete	Fluente	2.50	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Enel S.p.A.
CE	Sessa Aurunca	Suio	Garigliano	Fluente	8.00	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	Enel Green Power S.p.A.
SA	Pertosa	Grotta dell'Angelo	Tanagro	Fluente	0.37	52	0.8	Francis	Iren Energia S.p.A.
SA	Giffoni Valle Piana	Picentino	Picentino	Fluente	1.80	191	1.1	Francis	Iren Energia S.p.A.
SA	Campagna	S. Maria Avigliano	Tenza	Fluente	0.24	118	0.2	Pelton	Iren Energia S.p.A.
SA	Olevano sul Tusciano	Tusciano	Tusciano	Fluente	9.30	284	4.0	Pelton	Iren Energia S.p.A.
AV	S. Mango sul Calore	Calore	Calore	Fluente	9.40	193	1.1	Pelton	Iren Energia S.p.A.

Tab. 7. Impianti idroelettrici in uso con Potenze fino a 10 MW in Regione Campania – anno 2014^{[9][10]}

In merito agli impianti di piccola scala attualmente operativi in regione Campania, si riportano di seguito sintetici dati operativi:

- **Ponte Annibale (CE):** alimentato dalle acque del Volturno e situato nel territorio comunale di Capua, è costituito da una traversa di altezza 14 m. E' stato realizzato dal Consorzio di Bonifica del bacino inferiore del Volturno con ultimazione lavori al 1977;
- **Montemaggiore (CE):** alimentata dalle acque del Volturno, tramite uno sbarramento che definisce un bacino d'invaso, è stata realizzata dalla Società Meridionale di Elettricità SME; usufruisce delle medesime opere di captazione della centrale di Montelungo ($P = 32.5 \text{ MW}$);
- **Gallo Matese (CE):** alimentata dalle acque del fiume Sava, affluente del Volturno, mediante il bacino artificiale Lago di Gallo, generato da uno sbarramento a gravità. Il medesimo bacino è parzialmente alimentato anche dalle acque del fiume Lete;
- **Suio (CE):** ubicata nel comune di Sessa Aurunca, è alimentata mediante sistema fluente, dalle acque del fiume Garigliano;
- **Nucleo di Tuscano (SA):** composto da 8 centrali idroelettriche (**Tuscano**, **Bussento**, **Calore**, **Tanagro**, **Picentino**, **Santa Maria Avigliano**, **Grotta dell'Angelo** e **Giffoni** con quest'ultima attualmente disattiva). Di queste, Tuscano, Calore, Picentino, Santa Maria Avigliano e Grotta dell'Angelo operano a potenze minori di 10 MW, con produzione annua complessiva di 67 GWh/anno dei 250 GWh/anno generati dall'intero Nucleo di Tuscano^[11].

In tale contesto, risulta pertanto evidente come, a livello regionale, vi siano interessanti margini di sviluppo per la produzione idroelettrica su piccola scala. Studi di settore, elaborati nell'ambito dell'Accordo di Programma per lo Sviluppo di un Polo di Eccellenza delle Energie Alternative in Provincia di Benevento stipulato tra Regione Campania, Provincia di Benevento ed Università del Sannio nel 2011^[11], hanno, ad esempio, stimato le potenzialità di utilizzo idroelettrico di piccola scala per i corsi idrici del Calore, Sabato, Isclero, Tammaro e Volturno.

La definizione del potenziale idroelettrico regionale non può naturalmente prescindere dalla caratterizzazione, in fase preliminare anche di massima, delle condizioni idrauliche e geomorfologiche dei siti utilizzabili a fini idroelettrici. In particolare, dall'analisi del reticolo idrografico e dello sviluppo plano-altimetrico dei corsi idrici, è possibile individuare i salti potenziali H (ad esempio in corrispondenza di forti variazioni di pendenza longitudinale del tronco idrico), rappresentativi del primo step per la stima del potenziale producibile. A tal fine, in assenza di specifici rilievi di dettaglio, la consultazione di cartografie e mappe tematiche può consentire la preliminare localizzazione delle posizioni di interesse. La possibilità di usufruire di

sistemi informativi geografici GIS aggiornati risulta, pertanto, di preminente utilità per la definizione delle suddette proprietà in sito.

L'ampliamento delle conoscenze mediante rilievi topografici, geologici e geotecnici specifici risulta, allo stesso tempo, imprescindibile per le fasi operative successive, dato il livello maggiore di dettaglio richiesto, sia per quanto concerne la configurazione orografica che per la caratterizzazione geomorfologica del sito.

Specifici rilievi di dettaglio risultano, allo stesso tempo, fondamentali per la caratterizzazione delle effettive sezioni idriche di interesse, utili alla determinazione della portata defluente Q . Mediante la rappresentazione della *curva delle durate* (Fig. 4.24) si può valutare la disponibilità stagionale di risorsa idrica, definendo la correlazione tra tutti i valori di portata Q transitati nel corso idrico e la relativa disponibilità, generalmente valutata con arco temporale annuale. Misure estese ad almeno 2-3 anni possono risultare sufficienti per la definizione di una curva delle durate utilizzabile per la valutazione della derivazione ai fini di produzione idroelettrica a piccola scala.

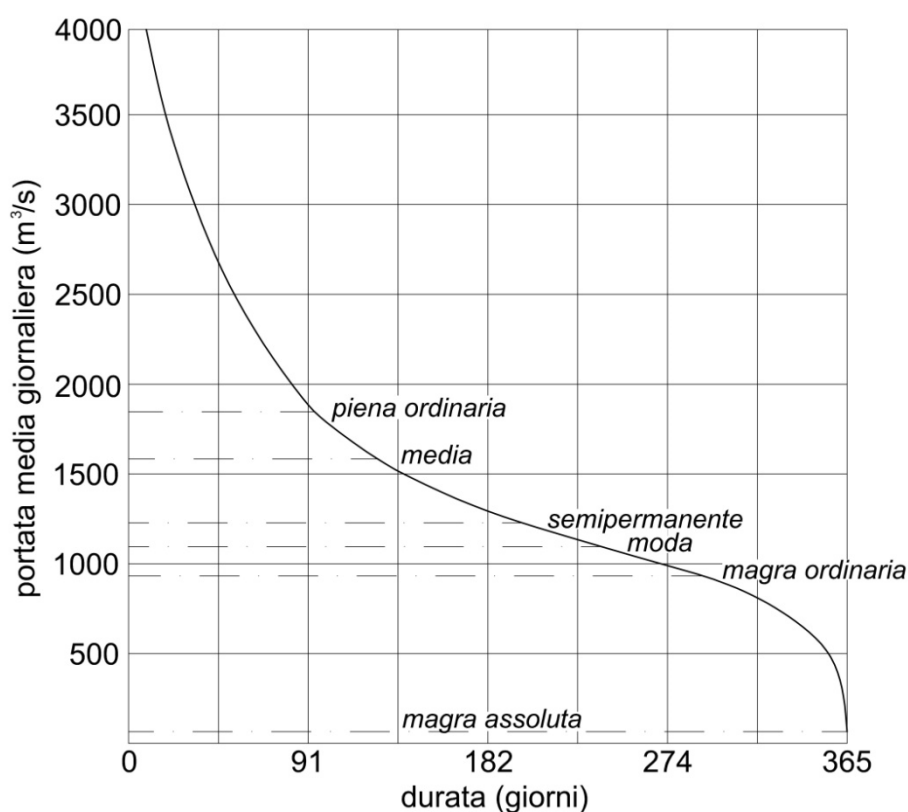


Fig. 4.24. *Curva delle durate Po Pontelagoscuro (1918-1935)* [12]

In assenza di misure dirette di portata, avendo specifiche informazioni sulla sezione idrica, è possibile valutare la portata Q defluente attraverso una sezione usufruendo di dati idrometrici (misure di livello), dai quali poter poi desumere la

portata mediante la relativa *scala di deflusso*, la cui applicabilità non può prescindere quindi da rigorose ed aggiornate conoscenze circa la configurazione effettiva della sezione idrica in sito.

Data la limitata disponibilità di misure dirette di portata Q , sovente risulta necessario operare usufruendo di dati idrometrici, specificamente disponibili o, nel caso, desunti da banche dati generali. In particolare, in riferimento a dati fino all'anno 1999, tali informazioni sono ottenibili dagli Annali Idrologici, redatti dal Servizio Idrografico Italiano SII (poi divenuto Servizio Idrografico e Mareografico Nazionale SIMN) e attualmente consultabili attraverso la banca dati dell'Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale ISPRA. Per la regione Campania, il Centro Funzionale Decentrato della Protezione Civile Regione Campania fornisce inoltre database aggiornati al 2014^[13] di stazioni idrometriche e pluviometriche dislocate sul territorio.

In assenza di informazioni specifiche sui deflussi idrici, l'utilizzo di modelli analitici e di simulazione per la trasformazione degli afflussi meteorici in deflussi fluviali consente di stimare la portata Q , partendo dall'analisi del regime pluviometrico del sito di interesse. I dati pluviometrici, come quelli idrometrici, possono essere ottenuti attraverso misurazioni specifiche oppure usufruendo di database generali, quali la banca dati ISPRA e quella della Protezione Civile Regione Campania.

Un ulteriore approccio può invece prevedere la consultazione delle banche dati degli enti concessionari, nonché di enti territoriali quali Consorzi di Bonifica ed Autorità di Bacino, direttamente operanti sul territorio.

Informazioni preliminari sullo status del piccolo-idroelettrico sono inoltre desumibili dalla consultazione del portale per il catasto pubblico sui salti mini-idroelettrici in Italia, attivato nell'ambito del progetto europeo "Strategies to proMote small scAle hydro electRicity producTion in Europe S.M.A.R.T."^[3], operativo nel quinquennio 2006-2010.

Ulteriori strumenti informatici (quali, ad esempio, il software integrato VAPIDRO-ASTE sviluppato da Ricerca sul Sistema Energetico R.S.E. S.p.A.^[14]), mediante l'interfaccia con sistemi geografici informativi GIS, consentono di effettuare anche valutazioni tecnico-economiche preliminari per la localizzazione di impianti idroelettrici a piccola scala. In particolare, in funzione delle portate misurate, degli usi plurimi della risorsa idrica (idropotabile, irriguo, idroelettrico, etc.) e del Deflusso Minimo Vitale in ciascuna sezione, tali strumenti consentono di individuare le sezioni tecnicamente ed economicamente più adatte all'installazione di impianti ad uso idroelettrico, basando la valutazione su stime dei costi di investimento e gestionali, nonché sui benefici connessi alla vendita della risorsa energetica prodotta.

In ogni caso, è evidente come, in termini di prospettive di sviluppo a breve e medio termine, le potenzialità della risorsa idroelettrica in Campania siano limitate, dal momento che le risorse più significative a disposizione sono in larga misura già

sfruttate; tuttavia, il recupero almeno parziale di impianti dismessi, nonché il potenziamento e l'ammodernamento del parco impiantistico esistente, potrebbero garantire, entro il 2020, un incremento della potenza disponibile dell'ordine di almeno il 2 ÷ 3% (5 ÷ 10 MW), e quindi un incremento della produzione elettrica compreso tra 7,5 e 15 GWh/anno (0,65 ÷ 1,3 ktep/anno).

Si rammenta che la SEN 2017, così come al momento delineata nel documento di consultazione pubblicato nel maggio 2017, prevede, come principale strumento di intervento per l'idroelettrico, la revisione della normativa su meccanismi d'asta delle concessioni in modo da selezionare nuovi progetti e rilanciare investimenti, in particolare, per lo svuotamento e pulizia degli invasi e la realizzazione di piccoli sistemi di accumulo.

4.4. Energia geotermica

4.4.1. Normativa italiana sulla geotermia

Il testo normativo di riferimento per l'utilizzo delle risorse geotermiche è il D. Lgs. n. 22 dell'11 febbraio 2010, modificato dal Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 e dall'articolo 28 del Decreto Legge 18 ottobre 2012, n. 179. Il testo, oltre a fornire una classificazione delle risorse geotermiche, definisce le modalità di rilascio delle concessioni per la ricerca ed esplorazione di siti di interesse geotermico.

Nella norma citata, la risorsa geotermica è suddivisa in tre tipologie, a seconda della temperatura dei fluidi disponibili:

- risorse geotermiche ad alta entalpia, “caratterizzate da una temperatura del fluido reperito superiore a 150°C”;
- risorse geotermiche a media entalpia, “caratterizzate da una temperatura del fluido reperito compresa tra 90 e 150°C”;
- risorse geotermiche a bassa entalpia, “caratterizzate da una temperatura del fluido reperito inferiore a 90°C”.

A seconda della temperatura del fluido e della taglia dell'impianto, la normativa stabilisce che siano considerate:

- “di interesse nazionale” :
 - a. le risorse geotermiche ad alta entalpia che possono “assicurare una potenza erogabile complessiva di almeno 20 MW termici” (alla temperatura convenzionale dei reflui di 15°C), nonché tutte quelle “rinvenute in aree marine”;
 - b. i fluidi geotermici a media ed alta entalpia impiegati per sperimentazione, su tutto il territorio nazionale, in impianti pilota con reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza, e comunque con emissioni nulle, con potenza nominale installata non superiore a 5 MW per ciascuna centrale, per un impegno complessivo autorizzabile non superiore ai 50 MW (per ogni proponente non possono in ogni caso essere autorizzati più di tre impianti, ciascuno di potenza nominale non superiore a 5 MW). Agli impianti pilota, che per il migliore sfruttamento ai fini sperimentali del fluido geotermico necessitano di una maggiore potenza nominale installata al fine di mantenere il fluido geotermico allo stato liquido, il limite di 5 MW è determinato in funzione dell'energia immessa nel sistema elettrico che non può in nessun caso essere superiore a 40.000 MWh elettrici annui”;

- “di interesse locale” le risorse geotermiche a media e bassa entalpia, o quelle economicamente utilizzabili per la realizzazione di un progetto geotermico, “di potenza inferiore ai 20 MW termici” ottenibili dal solo fluido geotermico alla temperatura convenzionale dei reflui di 15°C”;
- “piccole utilizzazioni locali” tutti gli usi del calore geotermico che consentano “la realizzazione di potenza inferiore ai 2 MW termici, ottenibili dal fluido geotermico alla temperatura convenzionale dei reflui di 15°C, ovvero ottenute mediante l’esecuzione di pozzi di profondità fino a 400 metri per ricerca, estrazione ed utilizzazione di fluidi geotermici o acque calde comprese quelle sgorganti da sorgenti per potenza termica complessiva non superiore a 2.000 kW termici, anche per eventuale produzione di energia elettrica con impianti a ciclo binario ad emissione nulla; rientrano in tale categoria le installazioni di sonde geotermiche che scambiano calore con il sottosuolo senza effettuare il prelievo e la re-immissione nel sottosuolo di acque calde o fluidi geotermici.

Le risorse geotermiche di interesse nazionale sono patrimonio indisponibile dello Stato mentre quelle di interesse locale sono patrimonio indisponibile regionale. La Legge 9 agosto 2013, n. 98 di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 21 giugno 2013, n. 69, recante disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia, ha sottolineato che gli impianti geotermici pilota sono di competenza statale (integrando l'art. 1 comma 3bis del D.Lgs. 11 febbraio 2010, n. 22 e il D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152). Inoltre, la Legge 7 agosto 2012, n. 134 di conversione del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83, ha definito l'energia geotermica una delle fonti energetiche strategiche e per tale ragione lo Stato deve incentivare la realizzazione di tali impianti. Si sottolinea che per “impianto pilota” si intendono gli impianti previsti nei progetti dimostrativi sia su scala commerciale che in progetti sperimentali, ricadenti nell'ambito della disciplina della ricerca e dell'innovazione. Infatti, in tali impianti devono essere previste innovazioni di prodotto e/o di processo di diverso grado ed intensità finalizzate alla produzione di energia elettrica con fluidi geotermici di media ed alta entalpia ad emissioni nulle. La sperimentazione pertanto può riguardare l'intero sistema tecnologico o sue porzioni sia in termini di prodotto che di processo (Direttiva Direttoriale 1 luglio 2011). I requisiti tecnici richiesti agli impianti affinché questi possano essere classificati “pilota” sono riportati nel “Le linee guida per l'utilizzazione della risorsa geotermica a media e alta entalpia”, redatte nell'ottobre 2016 a cura del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare da attuazione alla risoluzione in materia di geotermia approvata nella seduta del 15 aprile 2015 dalle Commissioni Riunite VIII (Ambiente, territorio e lavori pubblici) e X (Attività produttive, commercio e turismo).

Ai sensi del D.lgs. 22/2010 modificato ed integrato dal D.lgs. 28/2011, l'approvazione e la gestione dei programmi relativi alla sperimentazione di impianti pilota geotermoelettrici, sia come permesso di ricerca che come concessione di coltivazione, è di competenza del MISE che rilascia la concessione di concerto con il MATTM, a seguito dell'esito favorevole della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e

dell'intesa regionale, tenuto conto delle risultanze istruttorie, ivi compresi il pronunciamento della CIRM e le determinazioni della Conferenza di Servizi.

La procedura operativa per la presentazione e l'istruttoria delle istanze di permesso di ricerca di risorse geotermiche finalizzate alla sperimentazione di impianti pilota in terraferma è definita dalla Circolare 9 luglio 2015. La durata del permesso di ricerca per la sperimentazione di impianti pilota deve avere durata pari a 4 anni oltre a 2 di proroga. Nel caso di proroga, concessa solo se è necessario un ulteriore periodo di sperimentazione il titolare deve avere portato a termine l'installazione e la messa in esercizio dell'impianto pilota e dato avvio alla sperimentazione nel periodo di vigenza. In tale ambito sarà riconosciuta la possibilità al titolare di vendita dell'energia elettrica prodotta dall'impianto.

Nel caso di concessioni inattive da più di due anni, si può richiedere il subentro in attività inoltrando la richiesta al Ministero (per conoscenza al MATTM) ed alla Regione in quanto è necessario attivare eventualmente la procedura di revoca della concessione all'originario titolare, con provvedimento di competenza di quest'ultima. Infine, al termine della sperimentazione, se questa si converte nella realizzazione industriale della coltivazione della risorsa geotermica, il titolare deve inoltrare richiesta di concessione mineraria di coltivazione della risorsa geotermica alla Regione competente ed al Ministero.

Come detto, il permesso di ricerca deve essere corredato da VIA. Tale documento deve essere redatto sulla base delle indicazioni riportate nel "Le linee guida per l'utilizzazione della risorsa geotermica a media e alta entalpia", redatte nell'ottobre 2016. Queste ultime censiscono le metodologie consolidate per la prevenzione e la mitigazione dei potenziali effetti sull'ambiente e sulla salute pubblica connessi alle diverse fasi di ricerca e utilizzazione della risorsa geotermica. Le linee Guida si applicano sia alle attività geotermoelettriche ordinarie, di competenza delle Regioni, sia agli impianti pilota geotermici sperimentali, demandati dalla legge alla competenza dello Stato. Sono pertanto contemplati, con le dovute differenziazioni, sia gli impianti geotermoelettrici tradizionali, con re-immissione parziale dei fluidi geotermici nelle formazioni di provenienza, che gli impianti pilota sperimentali a emissioni di processo nulle e re-iniezione totale.

Per quanto riguarda i fenomeni fisici connessi alle attività geotermiche quali la microsismicità, la subsidenza e le pressioni di poro, si rimanda al documento "Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche" del 24 novembre 2014, pubblicato sul sito della DGS-UNMIG del Ministero dello sviluppo economico.

Il decreto legislativo D. Lgs. n. 22 dell'11 febbraio 2010 e le successive modifiche non forniscono tuttavia prescrizioni relative alla messa in opera di impianti di produzione di calore da fonte geotermica di media o bassa entalpia, ovvero di sonde geotermiche, destinati alla climatizzazione di edifici, rimandando tale competenza completamente alle Regioni.

Attualmente, la regolamentazione varia da regione a regione e cambia a seconda che si prelevi o meno acqua di falda; in generale, tutte le perforazioni che superano i 30 metri di profondità devono essere comunicate al Servizio geologico della Direzione generale delle miniere del Ministero dello sviluppo economico entro 30 giorni. Di norma i lavori che richiedono una penetrazione nel terreno non necessitano di una licenza o di un'autorizzazione ai sensi del diritto di utilizzo dell'acqua; tuttavia se si prevede che detti lavori possano manifestare o provocare effetti sull'acqua sotterranea, occorre segnalare gli stessi alle autorità competenti.

Come si potrà dedurre, la normativa riguardo i sistemi geotermici è assolutamente frammentaria e ancora incompleta. Attualmente, l'iter burocratico per i sistemi senza prelievo di acqua di falda risulta più semplice ma soggetto ad incertezze maggiori rispetto a quello inerente i sistemi accoppiati allo sfruttamento diretto delle acque sotterranee, regolamentati dalla normativa per l'utilizzazione della risorsa idrica (L. 36/94 e successive) e per lo scarico di acque emunte per scopi geotermici (D. Lgs. 152/2006). Per la realizzazione di questi sistemi è necessario seguire le procedure, ormai consolidate, relative ai pozzi d'acqua e agli scarichi; tuttavia queste disposizioni non risultano ottimali per i sistemi geotermici poiché in essi la risorsa idrica non viene intaccata se non da un punto di vista puramente termico.

Inoltre, a prescindere dagli emendamenti sull'uso della risorsa geotermica erogati o meno dalle Regioni, si ricorda che sono esenti da autorizzazione:

- gli impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili con potenza complessiva uguale o inferiore ai 4 MW termici, ubicati in aziende o stabilimenti alimentati da prodotto residuale del ciclo produttivo ai sensi del Decreto legislativo 29 Dicembre 2003 n. 387;
- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili o comunque non assegnabili ai servizi di regolazione di punta ai sensi del decreto legislativo n. 387/03, qualora non necessitino di analogo provvedimento di altro ente o organismo.

Nello specifico della Regione Campania, attualmente non sono state emanate disposizioni normative specifiche agli utilizzi della risorsa geotermica a “media e a bassa entalpia”.

Al contrario, per ciò che attiene le “piccole utilizzazioni locali”, la Regione ha emanato provvedimenti diversi a seconda se le suddette sono finalizzate alla produzione di energia elettrica, se l'impianto si conforma come “open loop” (circuito aperto) ovvero come “closedloop” (circuito chiuso) e/o come pali energetici.

Per i primi, con Decreto Dirigenziale n. 420 del 28 settembre 2011 la Regione Campania ha adottato i criteri per uniformare l'applicazione delle linee guida nazionali per il procedimento di cui all'articolo 12 del D.Lgs. 387/2003, al fine di agevolare l'attuazione da parte del personale amministrativo e di superare dubbi interpretativi. La Regione, dunque, rilascia una "autorizzazione unica" per la realizzazione d'impianti di energia elettrica da FER.

Gli impianti geotermici "open loop" sono regolamentati dalla L.R. 8/2008 e R.R. 10/2010. La suddetta normativa disciplina le "utilizzazioni di acque calde geotermiche, anche sotto forma di vapore, reperibili a profondità inferiori a quattrocento metri con potenza termica complessiva non superiore a 2.000 kilowatt termici". L'utilizzo di tali risorse, consentito per le attività che comportano un risparmio energetico, è autorizzato secondo le modalità indicate dal regolamento di attuazione e comunque "esclusivamente" mediante scambio energetico. Pertanto è da escludere la produzione di energia elettrica, secondo le modalità previste dalla normativa nazionale (D.Lgs. 22/2010, art. 10). Si sottolinea che il loro sfruttamento può essere autorizzato qualora sia riconosciuta l'impossibilità di utilizzo a scopi terapeutici delle acque minerali e termali riconosciute.

Infine, per le piccole utilizzazioni "closedloop" ovvero che prevedono l'installazione di sonde geotermiche all'interno di perforazioni verticali appositamente realizzate nel terreno a profondità di qualche centinaio di metri e comunque non superiori a 400 m, di cui il Decreto Legislativo 22/2010 prevede l'adozione di procedure semplificate da parte delle Regioni, la Campania non ha predisposto specifici regolamenti né registri regionali e monitoraggio degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica.

Per quanto riguarda le altre Regioni e Provincie, alcune hanno già definito in passato normative, regolamenti o linee finalizzate alla regolamentazione della geotermia a bassa entalpia, tra queste:

- Regione Lombardia e Provincie di Milano, Bergamo, Como, Lecco, Brescia, Pavia, Mantova, Sondrio e Varese;
- Regione Piemonte e provincie del Verbaio-Cusio-Ossola, Biella;
- Regione Toscana;
- Regione Trentino Alto Adige;
- Regione Veneto e Provincie di Vicenza e Treviso;
- Regione Lazio.

4.4.2. Lo sfruttamento della risorsa geotermica in Campania

Al fine di ridurre le emissioni di gas serra, la Direttiva Europea 2009/28/EC ha stabilito che l'Italia deve raggiungere entro il 2020 una quota complessiva di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e nei trasporti pari al 17%. Il consumo finale lordo comprende sia le rinnovabili elettriche che quelle termiche. Il D.M. 15 marzo 2012, noto come "Burden Sharing" ha ripartito l'obiettivo

nazionale tra le Regioni; nel caso della Regione Campania, tale obiettivo è stato imposto pari al 16.7%.

Il GSE, mediante l'istituzione del SIMERI (Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (FER)), monitora gli incrementi della quota FER per ciascuna regione. I risultati, pubblicati sul portale dello stesso GSE, hanno dimostrato che la Regione Campania non è lontana dal proprio obiettivo. Nel 2014 (ultimo anno di aggiornamento dati), infatti, aveva già raggiunto un valore del 15.5% di copertura dei consumi finali lordi con FER. Tuttavia, il consumo di energia elettrica e di energia termica proveniente dalla risorsa geotermica è pari rispettivamente solo a 0 ktep e 11 ktep, ovvero lo 0% e l'1.85% dei consumi complessivi di energia elettrica e termica da FER (pari a 387 ktep e 596 ktep, rispettivamente).

Tali valori dimostrano che, nonostante la Campania presenti un elevato potenziale geotermico (vedi Paragrafo 2), la risorsa non è stata ad oggi utilizzata al meglio e presenta ancora buoni margini di utilizzo. Per tale ragione, la nuova linea di sviluppo della Regione si incentra sullo sviluppo e la diffusione di tecnologie volte all'utilizzo sostenibile della risorsa geotermica. In tal senso, il supporto della Regione alle attività di ricerca sull'impiantistica geotermoelettrica e geotermica diventa fondamentale per lo sviluppo di una filiera di produzione geotermica sostenibile ed a impatto zero. I progetti pilota, autorizzati dal MISE con parere positivo della Regione, possono diventare modelli esemplari da replicare sia nella regione che nell'intero territorio nazionale, ma anche a livello mondiale in siti analoghi. Inoltre, la nuova filiera potrebbe richiamare l'attenzione di operatori del settore comportando il rilancio dell'economia locale. In tal senso, i nuovi progetti di produzione dovranno essere corredati, oltre che dalla valutazione ambientale, anche dall'analisi sulle ricadute economiche e sociali sul territorio. Naturalmente, i progetti pilota non possono costituire l'unico obiettivo di sviluppo della geotermia, bensì deve essere incentivato l'impiego di tecnologie ormai consolidate per lo sfruttamento della risorsa quali pompe di calore, scambiatori di calore, pali energetici e reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento. Tali tecnologie implicano perforazioni e/o prelievi di acqua di falda che possono alterare le caratteristiche del sottosuolo. Per assicurare il corretto uso del sottosuolo, la Regione provvederà a fornire gli strumenti legislativi per la regolamentazione di tali impianti e, inoltre, richiederà la registrazione sistematica degli impianti installati. La registrazione degli impianti agevolerà la Regione nell'assolvere il compito di monitoraggio della quota dei consumi finali lordi coperta da fonti di energia rinnovabili.

4.4.3. Potenzialità geotermiche della Regione Campania

La Regione Campania è fortemente caratterizzata dalla disponibilità di risorse geotermiche. In particolare, questa è concentrata nelle aree vulcaniche, ma risulta presente anche in alcune zone appenniniche caratterizzate da sorgenti termali ed emissioni gassose (principalmente anidride carbonica ed idrogeno solforato). Le aree

vulcaniche campane sono anche state, successivamente alle aree toscane dove è nata la geotermia moderna, le prime al Mondo ad essere esplorate per scopi geotermici. Le primi indagini geotermiche risalgono infatti al 1930, e furono effettuate nell'area flegrea e nell'isola d'Ischia: le due aree che contengono insieme il più alto potenziale geotermico della Regione.

Carlino et al. (2012) hanno stimato, per la prima volta in maniera quantitativa, la potenza totale ottenibile dalla geotermia nelle aree esplorate della Campania (ossia Ischia ed i Campi Flegrei). La potenza termica totale risulta di circa 17 GW, un valore enorme. Convertita in potenza elettrica massima, anche volendo utilizzare un'efficienza di conversione intorno al 10%, che è un valore molto basso, risulta un valore di circa 2 GWe, ossia l'equivalente di due centrali nucleari medio/grandi.

Il potenziale geotermico della Regione Campania nelle aree diverse da quelle vulcaniche è stato valutato negli ultimi anni nell'ambito del progetto Vigor (<http://www.vigor-geotermia.it>). Il progetto, che ha coinvolto le regioni obiettivo (Campania, Calabria, Puglia e Sicilia) ha promosso lo sviluppo del "VIGORThermoGIS". Il software, sfruttando l'approccio volumetrico, è capace di effettuare un modello 3D del sottosuolo e di calcolare il potenziale geotermico estraibile in base a tre componenti principali: i) la tipologia di risorsa (geometria e proprietà termofisiche del serbatoio); ii) le tecnologie impiegabili; iii) costi di produzione dell'energia. Si sottolinea che il "potenziale estraibile" indica la frazione di energia termica estraibile dal sottosuolo mediante le attuali tecnologie e non il quantitativo totale di calore geotermico contenuto nel volume di sottosuolo considerato. La stima di tale frazione è particolarmente complessa poiché implica la modellazione numerica del serbatoio geotermico di cui non si conoscono le caratteristiche prima della realizzazione dei pozzi di esplorazione. Al fine di una valutazione preliminare del potenziale estraibile può essere adottato un fattore "empirico" di recupero di energia, definito come il rapporto percentuale tra l'energia geotermica estraibile e quella contenuta nel volume di crosta terrestre preso in considerazione, pari al 5-15%.

Nel caso specifico, "VIGORThermoGIS" restituisce il potenziale estraibile adottando un fattore di recupero pari al 10% e considerando la vita utile dell'impianto geotermico pari a 30 anni.

I risultati ottenuti dal progetto sono riportati su carte tematiche e disponibili sul portale ad esso dedicato. In questo documento vengono riportate le mappe che sono state prodotte nell'ambito del progetto e che sono volte all'individuazione del potenziale di energia prelevabile dal terreno e dalle falde acquifere sotterranee mediante l'impiego di sistemi con sonde a circuito chiuso e a circuito aperto, rispettivamente (vedi paragrafo 4). Il calore prelevato può essere usato per l'alimentazione di pompe di calore o per usi diretti mediante semplice scambiatore di calore. La scelta di adottare l'una o l'altra tecnologia dipende da due principali fattori: i) dal livello di temperatura del fluido in uscita dalle sonde e ii) dal livello di temperatura necessario per gli usi finali.

In Figura 21 è riportata la carta dell'energia geotermica specifica estraibile dal terreno mediante un impianto geotermico a circuito chiuso. Nella parte settentrionale della Regione Campania prevalgono le aree con potenziale inferiore ai 70 kWh/m², tuttavia è presente una fascia con potenziale maggiore dei 100 kWh/m² che si estende dalla penisola Sorrentina fino al confine con il Molise e il Lazio. L'area meridionale della Regione è, invece, caratterizzata prevalentemente da un potenziale medio compreso in un range tra i 70 e i 100 kWh/m².

Per quanto riguarda i sistemi a circuito aperto, essi sono idonei ad essere installati lungo la dorsale dell'Appennino Campano, in particolare nell'area meridionale della Campania (Vallo di Diano) e nella regione dei Monti Lattari (Figura 22).

Nell'ambito del progetto Vigor è stata redatta anche una carta tematica relativa al "potenziale estraibile" per teleriscaldamento/teleraffrescamento (Figura 23).

In particolare, l'intera regione è caratterizzata da un potenziale geotermico al di sotto dei 50 MWh_t/km²; tuttavia, l'area flegrea e alcune piccole aree ubicate nell'entroterra del Beneventano e dell'Avellinese, presentano un potenziale geotermico più elevato (fra i 50 e i 150 MWh_t/km²).

Al fine di dimostrare la fattibilità economica ed energetica di un sistema di teleriscaldamento alimentato da fonte geotermica in Campania, è stato condotto uno studio di fattibilità per una piccola rete a servizio di alcuni edifici scolastici del Comune di Mondragone nell'ambito dello stesso progetto Vigor (per maggiori info:). La rete è stata progettata per sfruttare il fluido geotermico (T=34°C e portata= 6-23 l/s) emunto da uno dei pozzi esplorativi realizzati nell'ambito dello stesso progetto. Il progetto, seppur finanziato nell'ambito del POI Energia, non è stato ancora realizzato.

La possibilità di investire sulla risorsa geotermica in questa zona ad alto flusso di energia termica e con elevata urbanizzazione, ovviamente, dipenderà dalle scelte politiche e dai futuri piani nazionali e regionali per l'energia, ed in particolare qualunque iniziativa di espansione urbana dovrà valutare la possibilità di poter realizzare reti di teleriscaldamento e tele raffrescamento geotermiche.

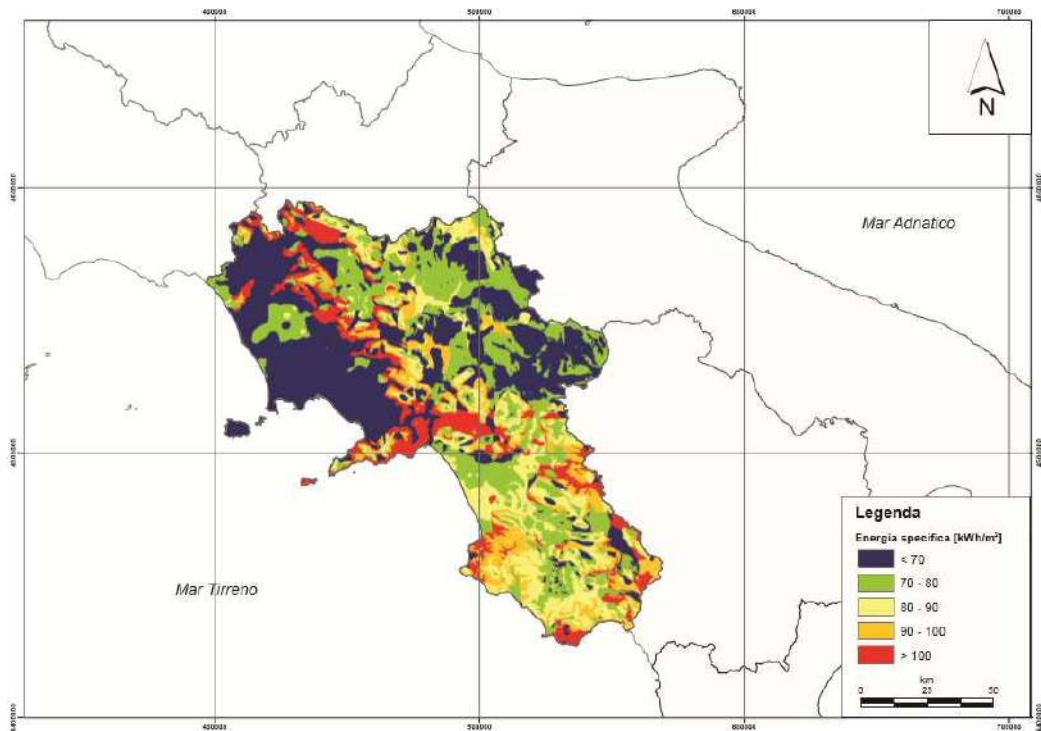


Figura 21 Carta dell'Energia specifica scambiata con il terreno mediante circuito chiuso. (Fonte: Progetto Vigor)

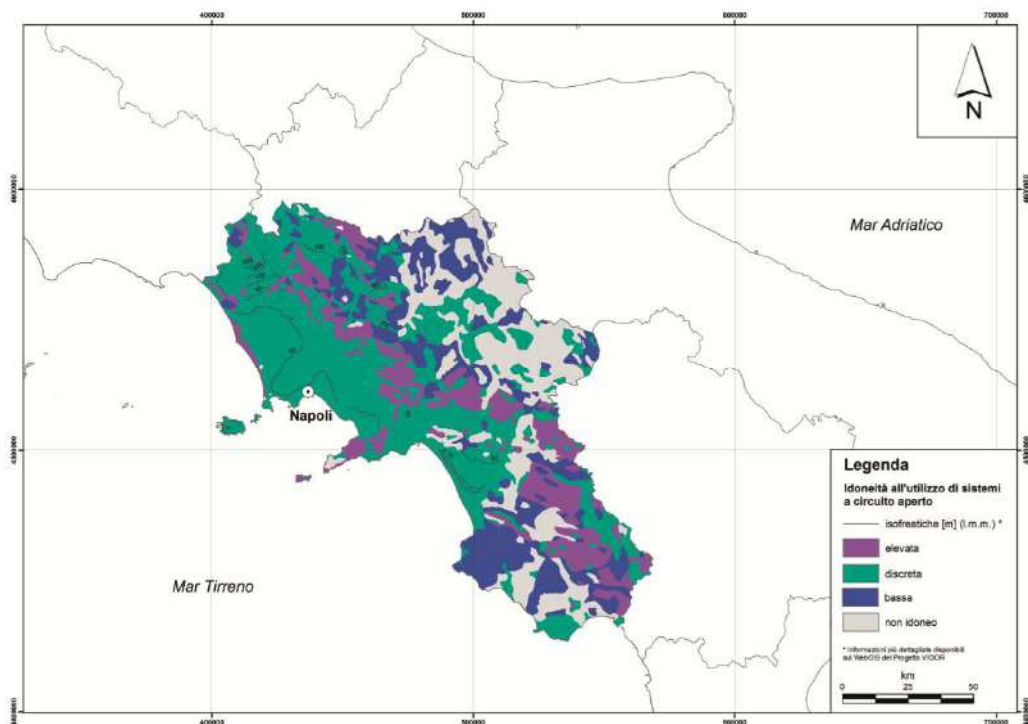


Figura 22 Carta di idoneità all'utilizzo di sistemi a circuito aperto. (Fonte: Progetto Vigor)

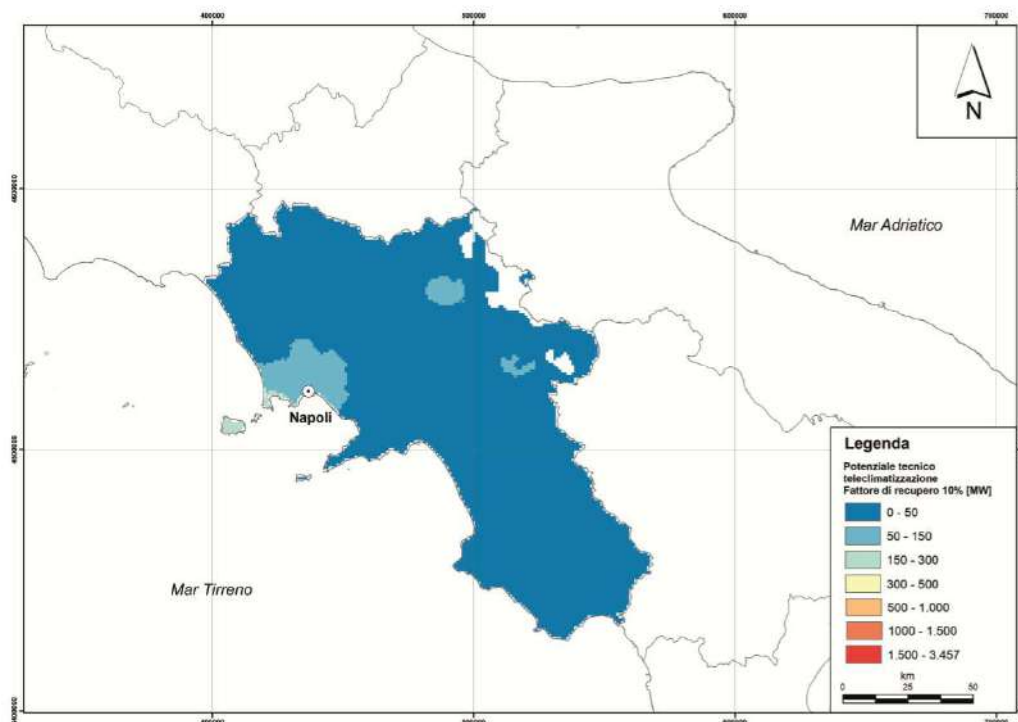


Figura 23 Carta del potenziale tecnico per la teleclimatizzazione. (Fonte: Progetto Vigor)

Tali carte possono essere impiegate solo per la stima del potenziale geotermico della Regione Campania ma non possono essere alla base di provvedimenti vincolanti. Per tale ragione, prima dell'installazione di un impianto, a prescindere dall'area nella quale esso dovrebbe ricadere, devono essere effettuati test in loco al fine di determinare le caratteristiche termo-fisiche del terreno e del serbatoio geotermico da utilizzare.

4.4.4. Usi finali della geotermia: energia elettrica, termica, frigorifera

L'utilizzo principale dell'energia geotermica è costituito tradizionalmente dalla generazione di energia elettrica attraverso l'utilizzo di un ciclo a vapore in cui la sorgente calda è rappresentata da un serbatoio geotermico. Possono avere rilevanza dal punto di vista economico anche altre applicazioni, quali gli usi diretti del calore da sorgente geotermica per il riscaldamento di edifici, nonché serre e nei processi industriali.

In particolare, mentre le risorse geotermiche ad alta temperatura (maggiore di 150 °C) sono utilizzate per la produzione di energia elettrica, le risorse a temperatura medio – bassa (inferiori a 150°C) sono adatte a molteplici applicazioni.

L'uso termico dell'energia geotermica rappresenta sicuramente l'applicazione più semplice. Molto diffuse sono le applicazioni nel riscaldamento urbano e nel riscaldamento di singoli edifici, ma anche nell'agricoltura, acquacoltura e nei processi industriali. Il paese che utilizza in maniera massiccia la risorsa geotermica è l'Islanda, dove il teleriscaldamento di ambienti e quello di singoli edifici hanno avuto un grande sviluppo. In tale paese sono operativi sistemi di riscaldamento geotermico per una potenza superiore a 1000 MWt. L'esempio dell'Islanda non è l'unico in quanto queste forme d'uso sono molto diffuse in altre zone, come l'Europa Orientale, Stati Uniti, Cina e Giappone.

L'utilizzo della risorsa geotermica per il riscaldamento di quartieri abitativi necessita di un investimento economico significativo. In particolare, gli investimenti maggiori sono legati all'investimento per la realizzazione e l'installazione di:

- pozzi di estrazione e reiniezione;
- pompe del pozzo e di distribuzione;
- rete di distribuzione e sistemi di pompaggio;
- strumentazioni di controllo e sorveglianza;
- eventuali impianti integrativi per i periodi di richiesta massima e come riserva (backup);
- serbatoi di regolazione.

Rispetto ai sistemi tradizionali quali caldaie e chiller elettrici, i maggiori costi di investimento vanno valutati in relazione ai minori costi operativi. Tali costi sono dovuti alle seguenti voci: pompaggio, manutenzione, gestione del sistema di controllo, direzione tecnica e commerciale. Un parametro importante che incide notevolmente sulla valutazione economica di investimento di un sistema di teleriscaldamento geotermico è rappresentato dalla densità del carico termico, ovvero la richiesta di energia termica rapportata alla superficie dell'area servita dal sistema. Valori alti della densità del carico termico determinano condizioni economiche favorevoli all'installazione del sistema, in quanto si ha una minore incidenza dei costi relativi alla rete di distribuzione. La convenienza economica di un impianto geotermico si può ottenere anche estendendo l'uso della risorsa ai sistemi di raffrescamento degli ambienti, poiché incrementano la richiesta di energia rispetto a quella di un sistema con solo riscaldamento. Il condizionamento degli ambienti è fattibile quando i fluidi geotermici disponibili hanno temperature tali da poter essere utilizzati per alimentare unità frigorifere ad assorbimento. Tali soluzioni trovano ormai vastissimo impiego, frutto di una tecnologia consolidata e facilmente reperibile. Rimandando ad una successiva trattazione, si ricorda che i cicli frigoriferi ad assorbimento si basano su un ciclo termodinamico che utilizza l'energia termica, mentre usualmente vengono utilizzati cicli a compressione azionati dall'energia elettrica. L'energia termica nei cicli ad assorbimento può essere fornita tradizionalmente mediante fluidi geotermici. Tali

fluidi devono essere disponibili a temperature minime dipendenti dalla tecnologia adottata (almeno 60°C o 85°C a seconda della soluzione adottata).

Come è noto le utenze termiche necessitano sia di raffrescamento dell'ambiente (sottrazione di calore) che riscaldamento (adduzione di calore). Nel primo caso si parla di impianti frigoriferi, nel secondo caso di pompe di calore. In particolare sia le temperature di evaporazione e di condensazione cambiano a seconda che l'effetto sia il raffrescamento o il riscaldamento o entrambi. Ma, mentre nelle applicazioni frigorifere l'energia geotermica viene utilizzata direttamente come sorgente termica di un ciclo ad assorbimento, nel caso di applicazioni di riscaldamento, se è disponibile una sorgente geotermica a temperature medio-bassa (5 – 30 °C) tali risorse possono essere utilizzate come sorgente a temperatura inferiore di un ciclo a pompa di calore.

La fase di passaggio nelle pompe di calore del fluido termovettore dall'evaporatore al condensatore può essere realizzata sia mediante un compressore ad azionamento elettrico, sia da una sorgente geotermica se disponibile a temperatura di 60-85 °C, come già illustrato. In tal caso, un eventuale recupero di energia termica dal fluido geotermico prima di essere reimmesso in falda può costituire un'assistenza all'evaporatore della pompa di calore.

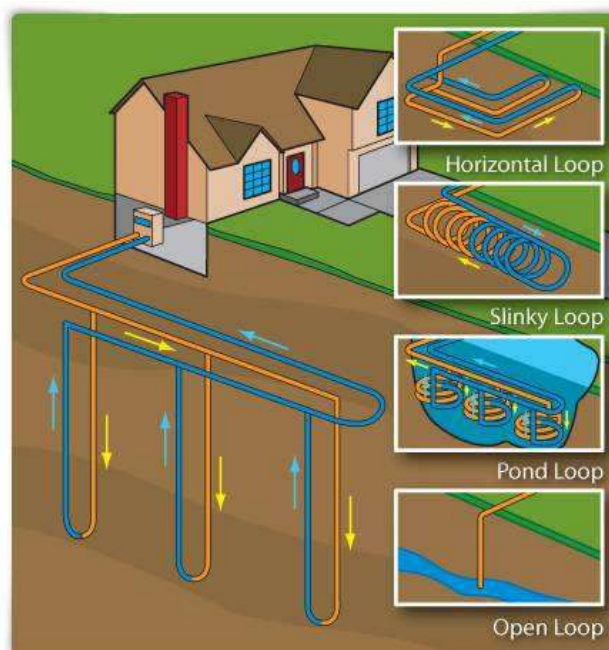


Figura 24. Schemi semplificati di sistemi con pompe di calore (fonte: Pro Star Mechanical Technologies Ltd)

Gli usi agricoli dei fluidi geotermici comprendono l'agricoltura a cielo aperto ed il riscaldamento di serre.

Nel riscaldamento delle serre, adottato su larga scala in molti paesi, la coltivazione di verdure e fiori fuori stagione, può essere realizzata avendo a disposizione una vasta gamma di tecnologie, che permettono di ottenere le migliori condizioni per la coltura delle specie agricole. Il principale vantaggio dell'utilizzo dell'energia geotermica per il riscaldamento delle serre è rappresentato dalla potenzialità di risparmio sui costi operativi.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, è necessario avere a disposizione le opportune caratteristiche delle risorse geotermiche sia nell'utilizzo in impianti convenzionali, che a ciclo binario.

Negli ultimi decenni sono stati realizzati notevoli progressi nell'ambito della tecnologia dei cicli binari. Attraverso tali soluzioni è possibile produrre energia elettrica sfruttando risorse geotermiche a temperatura medio-bassa ($< 150^{\circ}\text{C}$), quindi anche mediante l'utilizzo di acque calde di scarico proveniente dai separatori delle installazioni geotermiche ad acqua dominante. Un fluido di lavoro secondario viene usato negli impianti binari, di solito un fluido organico. Mediante tale tecnologia di impianti binari, anche risorse geotermiche con temperature comprese tra 85° e 150° possono essere impiegate per la produzione di energia elettrica. Gli impianti binari costituiscono una tecnologia consolidata e riescono a trasformare in elettricità l'energia contenuta nei campi geotermici ad acqua dominante in modo economico e tecnicamente affidabile.



Figura 25. Impianto binario geotermico da 3,5 MW_e installato a Denizli Tosunlar, Turchia (fonte: Exergy s.p.a.)

In Italia, i dati di utilizzo delle risorse geotermiche vengono considerati separatamente per le due tipologie di utilizzo dell'energia geotermica: generazione di energia elettrica ed usi diretti in forma di calore. Tali dati sono indipendenti dalla temperatura alla quale è disponibile la risorsa e dal fatto che la stessa risorsa viene usata per entrambi gli usi, in Tabella 26 sono riportati i dati di produzione dei due settori e il contributo totale della geotermia alla copertura dei fabbisogni energetici.

Ambiti di Utilizzo	2012	2013	2014
a) Generazione di energia elettrica	481 ktep	487 ktep	509 ktep
b) Usi termici	118 ktep	119 ktep	111 ktep
c) Contributo della geotermia al consumi totale di energia	0,47%	0,49%	0,52%

Tabella 26. Utilizzi della risorsa geotermia in Italia dal 2012 al 2014 (fonte dati: Simeri – GSE; Elaborazione dati: Consorzio CRAVEB)

Per quanto concerne l'andamento della produzione di energia geotermoelettrica nel corso del tempo, tale trend è riportato in Figura 26, mentre, per quanto riguarda l'impiego della risorsa per gli usi diretti, tale produzione è riportata in Figura 27 con suddivisione per tipologia di impiego.

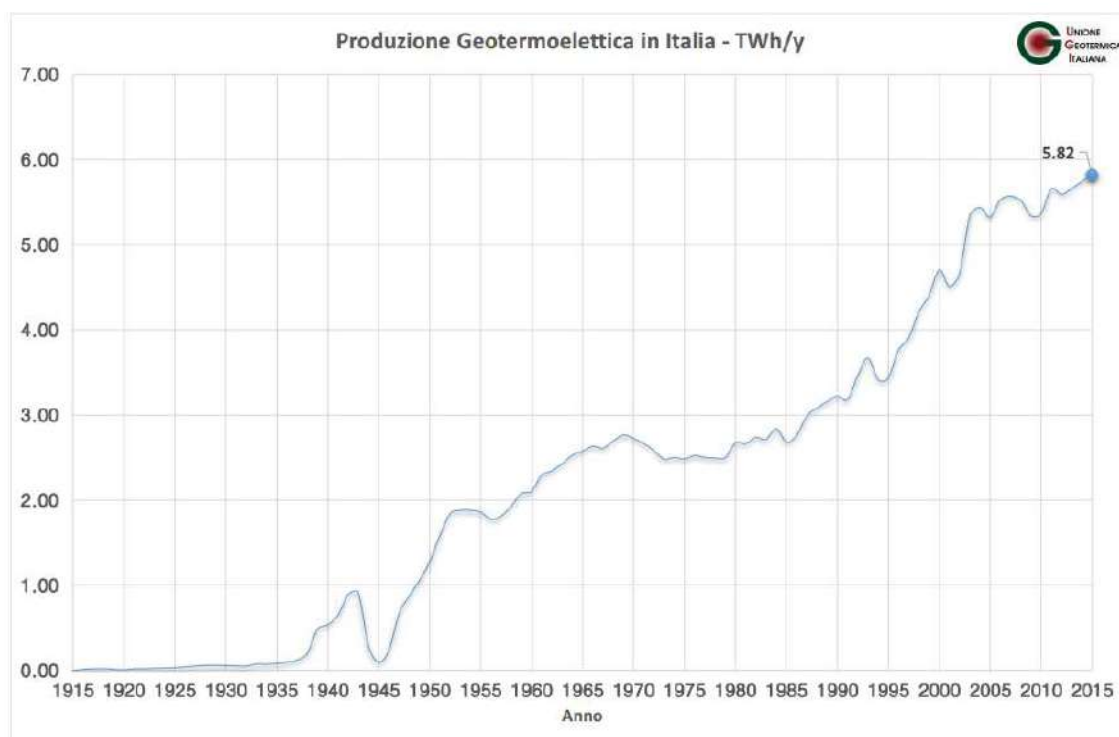


Figura 26. Produzione di energia geotermoelettrica in Italia dal 1913 al 2015 (fonte: Unione Geotermica)

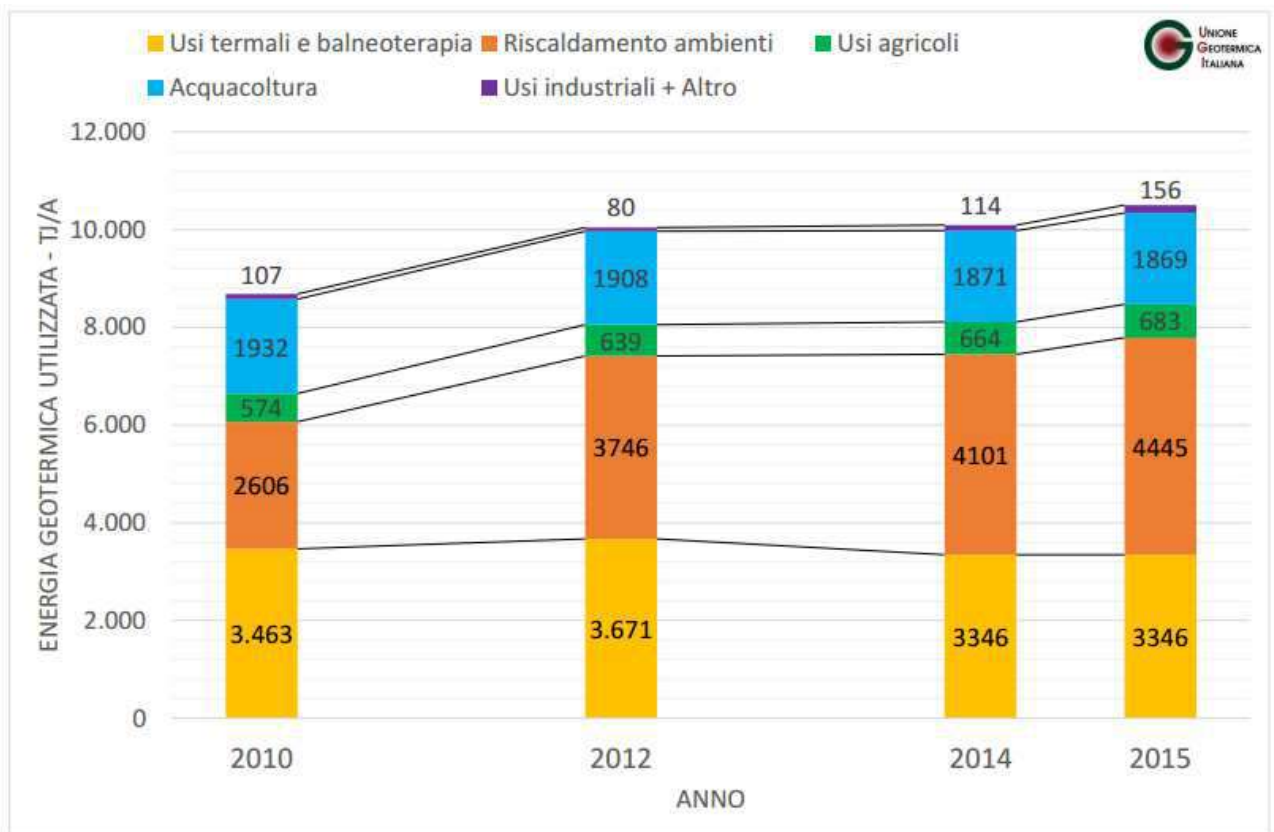


Figura 27. Ripartizione regionale degli usi diretti dell'energia geotermica dal 2010 al 2015 (fonte: Unione Geotermica Italiana)

In generale, la scala di utilizzazione della risorsa geotermica determina in maniera proporzionale l'entità degli effetti sull'ambiente prodotti dallo sfruttamento (Lunis e Breckenridge, 1991). Occorre sempre una valutazione attenta di ogni cambiamento che si effettua nell'ambiente, in virtù del fatto che anche una modifica leggera dell'equilibrio preesistente può innescare una serie di meccanismi il cui effetto finale è scarsamente prevedibile e valutabile.

4.4.5. Tecnologie per l' utilizzo dell'energia geotermica a media e bassa entalpia

Le tecnologie utilizzabili per lo sfruttamento della risorsa geotermica sono molteplici e la loro applicabilità è funzione della temperatura della risorsa.

In questa sede si riporta una breve descrizione delle sole tecnologie volte allo sfruttamento di risorse geotermiche a media e bassa entalpia.

Impianti a ciclo binario

Gli impianti a ciclo binario possono essere installati quando la fonte energetica ha una temperatura minima di 80°C (fonte: Enea, Ricerca di Sistema Elettrico “Valutazione di cicli termodinamici innovativi per applicazioni con caldaie a sali fusi alimentate a biomassa legnosa” Report RdS/2013/178), ovviamente all'aumentare della temperatura i rendimenti degli impianti diventano sempre maggiori. Dal punto di vista termodinamico possono essere paragonati agli impianti convenzionali fossili e nucleari per il fatto che il fluido di lavoro viene utilizzato in un ciclo chiuso. Il fluido di lavoro, scelto sulla base delle caratteristiche termodinamiche, riceve calore dal fluido geotermico, evapora, espande attraverso un motore primo, condensa e ritorna all'evaporatore grazie ad una pompa di alimento.

Quando le temperature della sorgente calda sono elevate, il fluido di lavoro è l'acqua. L'acqua è impiegata prevalente negli impianti di grossa potenza e dedicati allo sfruttamento di sorgenti termiche ad alta temperatura. Nel caso di impianti di disponibilità di sorgenti a medio-basse temperature è preferibile scegliere come fluido di lavoro un fluido organico ad alto peso molecolare che consente di sfruttare anche piccoli salti entalpici. In tal caso si ottiene un impianto ORC. L'acronimo inglese ORC sta per Organic Rankine Cycle, ovvero un ciclo Rankine all'interno del quale evolve un fluido organico.

Questa tecnologia si è consolidata principalmente nel campo della geotermia, del solare termodinamico, dello sfruttamento delle biomasse e del recupero dei reflui termici dei processi industriali, tuttavia si annoverano anche impianti ORC cogenerativi per la produzione di acqua calda sanitaria o per processi di desalinizzazione, oltre ad impianti ibridi per lo sfruttamento di sorgenti termiche di natura diversa e cicli a cascata trigenerativi. Rispetto ad un tradizionale ciclo a vapore, la tecnologia ORC è interessante nel campo delle basse o medie potenze, intese come limite massimo di 25-30 MW (fonte: <http://exergy-orc.com/>) elettrici e presentano duplici vantaggi: dimensioni della centrali ridotte e funzionamento garantito anche con portate dei fluidi geotermici esigue. Tali caratteristiche consentono l'inserimento di tali impianti anche in ambito urbano con bassi impatti ambientali (Figura 28).



Figura 28 Impianto ORC da 400 kWe (fonte:<http://www.ieabcc.nl/>)

Reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento alimentate da fonte geotermica

Le reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento, note anche come sistemi di riscaldamento/raffrescamento distrettuali, sono costituite da una centrale termica, una rete nella quale evolve un fluido termovettore (generalmente acqua) e una sottostazione ubicata presso il singolo edificio o un gruppo di edifici ove installato uno scambiatore di calore per il prelievo di energia dalla rete. Le reti di teleriscaldamento /teleraffrescamento possono essere alimentate da fonti di tipo tradizionale oppure da un mix di fonti rinnovabili come quella geotermica, solare e da biomassa. Quando la fonte è quella geotermica, in generale nei pressi della centrale termica vi è un pozzo di ripresa dal quale viene emunto il fluido caldo. Lo stesso fluido è poi convogliato in uno scambiatore di calore e iniettato di nuovo nel sottosuolo; più rari sono i casi in cui il fluido geotermico è direttamente inviato in rete a causa della composizione chimica aggressiva. Tali applicazioni non sono rare nei paesi del nord Europa (Figura 29).

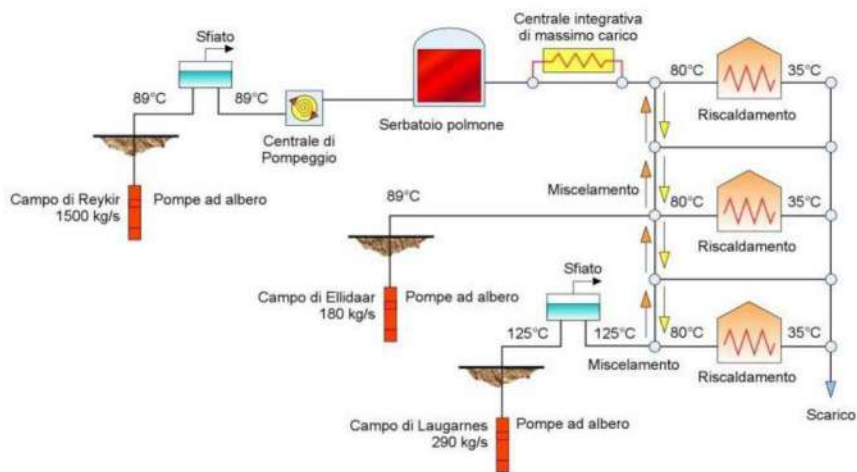


Figura 29 Schema semplificato del sistema di riscaldamento geotermico di un complesso di edifici a Reykjavik, Islanda (fonte: Unione Geotermica).

In Figura 30 a titolo di esempio è riportato uno schema d'impianto di una centrale termica che prevede l'utilizzo di uno scambiatore di calore tra fluido geotermico e fluido termovettore. Tale configurazione pur preservando la rete da problemi di corrosione (perché il fluido geotermico non è inviato direttamente nelle condotte), allo stesso tempo comporta un decremento di efficienza dell'intero sistema. Inoltre, affinché il fluido di rete raggiunga le temperature desiderate, la risorsa geotermica deve essere caratterizzato da temperature comprese tra 80 e 125 °C. Nel caso in cui le temperature del fluido geotermico non siano sufficienti per riscaldare l'acqua di rete è possibile prevedere l'integrazione della fonte geotermica con altri sistemi, sia tradizionali che a fonte rinnovabile.

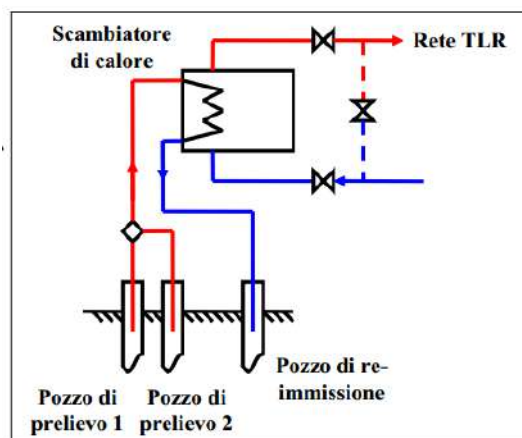


Figura 30 Schema d'impianto per il prelievo e l'utilizzo del calore geotermico per una rete TLR (fonte: Consorzio CRAVEB).

Negli ultimi anni, soprattutto nei paesi del nord Europa, si stanno diffondendo le reti di IV generazione ovvero reti caratterizzate da basse temperature del fluido vettore (55-70 °C). Tali reti, ovviamente, possono servire solo gli edifici dotati di terminali di erogazione a bassa temperatura. Considerando che le nuove direttive europee spingono sempre più verso la costruzione di Nearly Zero Energy Buildings, non è difficile pensare che presto i vecchi terminali saranno sostituiti da pannelli radianti e ventilconvettori.

Infine, quando le temperature del fluido geotermico, come già illustrato nel paragrafo 2, sono eccessivamente basse ($< 20^{\circ}\text{C}$) si può ricorrere all'installazione in centrale termica di una pompa di calore che sfrutta il fluido geotermico come pozzo a temperatura inferiore. Una soluzione simile è stata adottata per la rete di teleriscaldamento Milano Canavese, ove una pompa di calore eroga una potenza di 15 MW termici sfruttando l'entalpia geotermica contenuta nell'acqua di falda.

Lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento è avvenuto per lo più nei paesi con climi rigidi dove il carico termico e la durata del periodo di riscaldamento sono significativi rispetto ai climi del mediterraneo consentendo un ritorno economico più rapido dell'investimento. Nelle zone climatiche con richieste di energia termica in regime invernale e frigorifera nel periodo estivo rispettivamente, è possibile considerare l'installazione di sistemi teleriscaldamento/raffrescamento. Infatti, il numero di ore equivalenti di funzionamento è mediamente più elevato rispetto a quelli con solo riscaldamento comportando un incremento del risparmio energetico rispetto ad un sistema tradizionale con una ricaduta positiva nei bilanci economici. Inoltre, come già sottolineato nel paragrafo 2, all'aumentare della densità del carico termico, ovvero la richiesta di energia termica rapportata alla superficie dell'area servita dal sistema, l'incidenza dei costi della rete di distribuzione diminuiscono rendendo il sistema economicamente vantaggioso.

L'acqua refrigerata, necessaria alla rete nel periodo estivo, può essere prodotta in centrale attraverso lo sfruttamento della risorsa geotermica che può alimentare macchine ad assorbimento o ad adsorbimento in funzione della temperatura della stessa.

Pali energetici

I pali di fondazione energetici hanno una duplice funzione: sostenere i carichi di una struttura e fungere da scambiatori di calore per pompe di calore accoppiate con il terreno. L'utilizzo di questi sistemi consente di risparmiare sui costi di perforazione rispetto alle sonde geotermiche tradizionali, perché già previsti per le opere di fondazione.

Il sistema è molto simile alle convenzionali sonde verticali, ad eccezione del fatto che le sonde sono collocate negli elementi di fondazione indiretta. Le sonde sono in genere realizzate in materiale plastico (HDPE – High Density Polyethylene) e agganciate all’armatura metallica del palo prima del getto di calcestruzzo. All’interno delle sonde scorre un fluido termovettore (acqua o acqua e glicole) che viene poi inviato alla pompa di calore. Lo scambio termico, tra il palo energetico ed il terreno circostante, può avvenire sia durante il periodo invernale che estivo (ciclo annuale), con estrazione del calore dal terreno nel periodo invernale ed iniezione nel periodo estivo (Figura 31). Le loro prestazioni dipendono da parametri operativi e di progetto, come il diametro della sonda e del palo, la conducibilità termica dei materiali impiegati, la velocità e la temperatura del fluido nelle sonde, e le configurazioni geometriche delle sonde (tubi ad U, doppi tubi a U, a triple U, a spirale).

La Figura 32 riporta, alcune foto relative all’installazione dei pali energetici presso la nuova stazione “Municipio” della metropolitana di Napoli. Il sistema realizzato consente di climatizzare, in accoppiamento ad una pompa di calore geotermica, il locale adibito a videosorveglianza. L’attività sperimentale è stata coordinata dai ricercatori del consorzio di ricerca CRAVEB.



Figura 31 Funzionamento dei pali energetici in regime invernale e in regime estivo (École Polytechnique Fédérale de Lausanne (PFL) Laboratory of Soil Mechanics LMS)



Figura 32 Installazione dei pali energetici presso la metropolitana di Napoli-stazione Municipio (fonte: Consorzio CRAVEB)

Il condizionamento degli edifici da fonte geotermica

Il condizionamento degli ambienti tramite l'utilizzo della fonte geotermica geotermica si è diffuso notevolmente a partire dagli anni '80, a seguito dell'introduzione nel mercato delle pompe di calore. Le pompe di calore geotermiche sono collegate ad un sistema di sonde nel quale scorre un fluido che preleva o cede il calore dal/al terreno o acqua di falda. Il sistema può essere configurato con un "open loop" o un "closedloop". Nel primo caso, l'acqua di falda viene prelevata ed inviata allo scambiatore della pompa di calore e re-iniettata in falda. Nel secondo caso, invece, il fluido geotermico evolve in un circuito chiuso, scambiando energia termica con il terreno o la falda; per essere inviato allo scambiatore della pompa di calore ed in seguito al terreno per iniziare un nuovo ciclo.

La disposizione delle sonde nel terreno può essere del tipo:

- Verticale;
- Orizzontale;
- Elicoidale.

Le pompe di calore possono essere reversibili, ovvero il loro funzionamento può essere invertito, potendo operare alternativamente come unità riscaldanti o raffreddanti.

Richiedono energia elettrica per funzionare, ma, quando accoppiate al terreno, consentono di ottenere elevati valori del COP (COefficiente di Prestazione) con conseguente riduzione dei consumi energetici. L'incremento dell'efficienza del sistema è dovuto alla temperatura del terreno la quale è maggiore/minore rispetto a quell'aria esterna.

La Figura 33 riporta un esempio di applicazione di pompa di calore geotermica nell'ambito del progetto SNECS (Social Network delle Entità dei Centri Storici) presso il sito dimostratore del Complesso di San Marcellino, Università degli Studi di Napoli Federico II, Dipartimento DiSTAR.



Figura 33 Pompa di calore geotermica con sonde verticali installate presso il sito dimostratore di Largo San Marcellino- Napoli (fonte:Craveb)

Applicazioni della geotermia in agricoltura

Nel settore agricolo, il fluido geotermico è utilizzato in agricoltura principalmente per il riscaldamento di serre, dove può essere realizzata la coltivazione di verdure e fiori fuori stagione o in climi non idonei alla crescita delle piante. Le temperature dell'aria all'interno delle serre non devono essere eccessivamente elevate rendendo particolarmente compatibile l'utilizzo di fonti geotermiche a bassa temperatura.

Il riscaldamento delle serre può avvenire mediante: (a) tubi nei quali evolve acqua calda posti sopra o nel terreno o anche in condotte situate lungo le pareti o sotto i pancali; (b) aerotermi; e (c) con canali forati per la diffusione dell'aria calda; o, infine, (d) con una combinazione di questi sistemi (Figura 34).

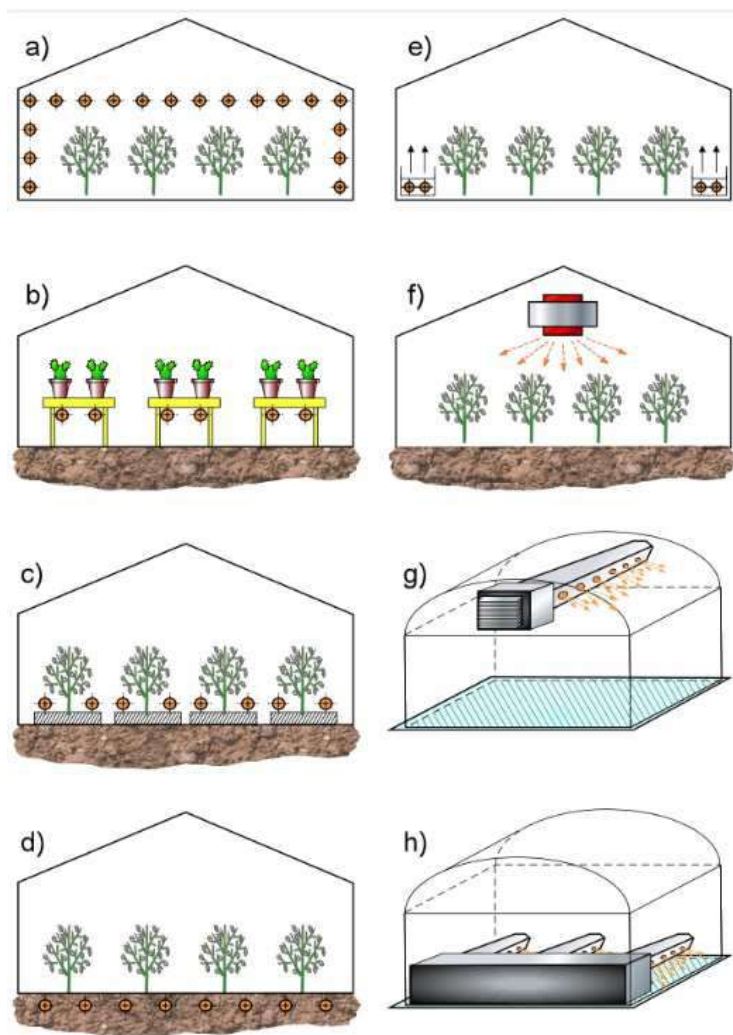


Figura 34 Sistemi di riscaldamento delle serre geotermiche. Riscaldamento a convezione naturale: (a) tubi sospesi, (b) pancali riscaldati, (c) tubi posizionati in basso. Riscaldamento del terreno (d). Riscaldamento ad aria forzata: (e) convettori laterali, (f) ventilatori sospesi, (g) convettori posizionati in alto, (h) convettori posizionati in basso (fonte: <http://www.unionegeotermica.it/>).

In alcuni casi, il fluido geotermico è impiegato nell'agricoltura a cielo aperto (laddove la composizione chimica del fluido lo permetta) per irrigare e/o riscaldare il suolo. Tale tecnica è impiegata allo scopo di: (a) prevenire i danni derivanti dalle basse temperature ambientali, (b) di estendere la stagione di coltivazione, di aumentare la crescita delle piante ed incrementare la produzione, e (c) di sterilizzare il terreno. L'irrigazione a pioggia necessita di grosse quantità d'acqua e per tale ragione spesso questa tecnica è sostituita da un sistema di irrigazione sub-superficiale accoppiato con un sistema di tubi riscaldanti inseriti nel terreno.

Impiego dei fluidi geotermici negli allevamenti

Gli allevamenti a temperatura controllata consentono di migliorare le condizioni sanitarie degli animali e di accelerare la crescita degli animali stessi. Negli allevamenti a terra in particolare, gli ambienti sono riscaldati principalmente mediante aerotermi o canali forati per l'immissione dell'aria; sono sconsigliati i tubi a terra sia per evitare che questi vengano danneggiati dagli animali sia perché i tubi possono essere di intralcio alla circolazione degli animali. I fluidi geotermici possono essere utilizzati sia per alimentare le batterie degli aerotermi sia per sterilizzare gli ambienti.

Altri impieghi dei fluidi geotermici

Applicazioni meno comuni della fonte geotermica a bassa temperatura prevedono l'utilizzo dei fluidi geotermici per eliminare il ghiaccio dalle strade (Figura 35 e Figura 36) e/o per disperdere la nebbia da alcuni aeroporti.



Figura 35 Riscaldamento geotermico delle strade per eliminare il ghiaccio (fonte: <http://www.thinkgeoenergy.com>)



Figura 36 Riscaldamento geotermico dei marciapiedi per eliminare il ghiaccio (fonte: <https://wowair.us/magazine/energy-in-iceland/>)

4.4.6. Impatto ambientale impianti geotermici

L'impatto ambientale degli impianti geotermici è molto variabile, e dev'essere suddiviso essenzialmente in 4 categorie:

- 1) Impianti per l'utilizzo termico con scambiatori di calore
- 2) Impianti per l'utilizzo termico con prelievo di fluidi geotermici
- 3) Impianti geotermoelettrici senza re-iniezione totale
- 4) Impianti geotermoelettrici con re-iniezione totale (impianti 'Pilota' come definiti dalla Legge n.22 del 2010 ed estensione Marzo 2011)

Gli impianti con prelievo di energia termica con scambiatori di calore hanno impatto pressochè nullo, che in pratica si riduce al semplice utilizzo di territorio. Nel caso di impianti con scambiatori di calore 'verticali', anche l'estensione di territorio necessaria per il prelievo termico è assolutamente irrisorio e quindi trascurabile. In questa categoria, ricadono gli impianti di condizionamento 'a pompa di calore' nonché i sistemi di 'teleriscaldamento' con scambiatori di calore in pozzo (senza prelievo di fluido). Queste tipologie di impianti vanno completamente esentati da procedure di VIA, in quanto non hanno alcun impatto apprezzabile, coerentemente con la normativa nazionale (Legge n.22 2010, art.10 comma 7). Si può d'altra parte imporre una profondità massima dei pozzi di prelievo termico, che comunque nel caso di sistemi a 'pompa di calore' raramente arrivano ad un centinaio di metri. La legislazione vigente (ad esempio Legge n.22 del 2010) consente, per estensione del 'Regio Decreto' risalente al 1933, il prelievo di acque nei fondi propri o di proprietari consenzienti, 'per uso domestico'. Nel caso le zone di prelievo ricadano in 'aree vincolate', bisogna

chiedere apposita autorizzazione al Genio Civile. Il prelievo di acque per ‘usi domestici’ include l’utilizzo termico, anche a scopo di produzione elettrica, e prevede pozzi di profondità massima pari a 400 metri con prelievo di potenza termica massima di 2000 kW (Legge n.22 2010, art. 10 ‘piccole utilizzazioni locali’). In linea con la legislazione nazionale, si suggerisce di porre come limite di profondità dei pozzi per opere di prelievo termico senza prelievo di fluidi, esentate dalla procedura di VIA, 400 metri. Bisogna sottolineare che la perforazione di pozzi, anche se per utilizzi esentati dalla VIA, deve essere comunque comunicata all’Ufficio Cave e Torbiere Regionale, anche per rendere possibili le verifiche di legge sull’ottemperanza alle misure di legge (prime fra tutte l’isolamento della falda superficiale, per impedire contaminazioni con la falda profonda).

Gli impianti per l’utilizzo termico con prelievo di fluidi geotermico, nel limite di profondità di 400 metri per i pozzi di prelievo, in base alle disposizioni di legge sulle ‘piccole utilizzazioni locali’ (Legge n.22, art. 10) sono comunque consentite in terreni di proprietà privata, nel limite di prelievo di 2000 kW termici, anche per la produzione elettrica. Il regime autorizzativo, con procedure specificate dalla Regione che devono comunque essere ‘semplificate’, deve prevedere, in ottemperanza con la normativa nazionale (legge n.22 2010, art.10, comma 7) che impianti di potenza inferiore a 1000 kW (anche elettrici) siano comunque esentati dalla procedura di VIA. Anche in questo caso, la perforazione dei pozzi deve essere comunicata all’Ufficio regionale competente, presso il quale si dovrà depositare il progetto di perforazione. Per impianti che prevedono il prelievo di fluidi geotermici, devono essere considerati due casi: il caso di prelievo senza re-iniezione, ed il caso con re-iniezione. Nel caso di prelievo senza re-iniezione bisogna stabilire una procedura semplificata di ‘autorizzazione ambientale’ in cui chi utilizza l’impianto specifica le modalità di smaltimento dei fluidi dopo il loro utilizzo. Tali modalità devono essere approvate dall’Ufficio regionale competente. Nel caso di prelievo con successiva re-iniezione (pratica che dovrebbe essere incoraggiata o addirittura imposta), lo schema autorizzativo dell’impianto deve specificare i tassi volumetrici dei fluidi prelevati e re-iniettati, i progetti e le localizzazioni dei pozzi di prelievo/re-iniezione, nonché le pressioni di re-iniezione, che devono essere mantenute sotto un determinato valore di soglia (che si suggerisce minore o uguale a 1,0 MPa). Devono pertanto essere specificate nella richiesta autorizzativa tutti i parametri, desunti da misure effettuate in località limitrofe o nello stesso luogo in pozzi di ‘prova’. Per tali impianti relativi a ‘piccole utilizzazioni locali’ si può imporre un tasso massimo di prelievo/reiniezione, che potrebbe essere fissato tra 15-20 l/sec. Un basso tasso di prelievo e soprattutto di re-iniezione, unito alla superficialità dei pozzi (al massimo 400 metri, come da normativa nazionale) fa sì che sia effettivamente trascurabile la problematica relativa a possibili effetti di ‘stimolazione sismica’. La re-iniezione va effettuata, in mancanza di specifici elementi idrogeologici che dimostrino situazioni di sito particolari, alla medesima profondità di prelievo.

Impianti geotermoelettrici, anche se di tipo co-generativo, che superino i limiti posti dalle ‘piccole utilizzazioni locali’, sono soggetti a ‘concessione’ che, in caso di impianti ‘pilota’ (Legge n.22 2010, integrazione 3/2011), viene concessa dal MISE mentre, nel caso di normali permessi di ricerca, va richiesta alla Regione. Questi impianti sono

assoggettabili a Valutazione di Impatto Ambientale. Nel caso di impianti che non prevedono re-iniezione dei fluidi geotermici reflui, la Valutazione di Impatto Ambientale, oltre le normali procedure per tipologie standard di impianti di generazione elettrica, devono affrontare specificamente il problema delle emissioni, sia dei liquidi (smaltimento dei liquidi), sia delle emissioni gassose in atmosfera e del loro impatto sui centri abitati vicini. La procedura di VIA va inoltre integrata con le considerazioni sulla possibilità che il prelievo continuativo possa generare sismicità indotta (vedi descrizione seguente).

Nel caso di impianti a re-iniezione totale (che vanno incoraggiati, se non resi obbligatori, specialmente in prossimità di aree fortemente urbanizzate), la procedura di valutazione di impatto deve contenere la dimostrazione dell'effettivo ottenimento di emissioni nulle in atmosfera (con monitoraggio obbligatorio durante l'esercizio dell'impianto), e deve esserci un capitolo specifico sull'assenza di effetti 'sismogenici' significativi della re-iniezione. In particolare, bisogna presentare uno schema del sistema geotermico, dimostrando nel contempo il contenimento delle pressioni di re-iniezione al di sotto di una soglia prefissata (che generalmente viene posta ad 1,0 MPa in eccesso alla pressione litostatica alla profondità di re-iniezione). Alla procedura di VIA va allegata una relazione sulla sismicità storica della zona in cui deve sorgere l'impianto, inclusa la sismicità recente con i relativi parametri di localizzazione, magnitudo, momento sismico, nonché tutte le valutazioni riportate dalla letteratura, al livello dello 'stato dell'arte'. Inoltre, devono essere allegate alla procedura di VIA tutte le considerazioni tecnico/scientifiche rilevanti sulle pressioni effettive di re-iniezione. In aggiunta alle considerazioni teoriche, necessarie per ottenere un permesso 'preliminare' di perforazione per l'impianto, si può ottimizzare la procedura prevedendo l'effettuazione, nel primo pozzo (di test o di effettivo utilizzo), di appositi 'leak-off tests' (vedi ad esempio la pubblicazione Carlino et al., 2015 su Earth Plan. Science Letters) durante i quali viene misurata anche l'eventuale micro-sismicità generata dalla messa in pressione (a vari stadi di pressione) del pozzo. L'interpretazione dei risultati dei test di 'leak-off' può essere effettuata con l'ausilio dell'INGV, tramite apposita convenzione con la Regione. In ogni caso, poiché generalmente gli strati più superficiali sono 'asismici' in quanto non permettono l'accumulo di sforzi significativi, in ciascuna area si può prevedere una profondità massima di operazione (prelievo/reiniezione) entro la quale stabilire procedure semplificate di valutazione di impatto 'sismico'. Bisogna in ogni caso sottolineare che la re-immissione totale in serbatoio, oltre ad essere il miglior metodo per preservare totalmente le condizioni di falda, è anche la metodologia meno invasiva dal punto di vista 'sismogenico', ossia il metodo con minori possibilità di innesco di sismicità. Per questo motivo, oltre all'assenza di emissioni nocive in atmosfera, gli impianti a re-iniezione totale vanno assolutamente privilegiati, come del resto già prevede la normativa nazionale geotermica del 2010 ed integrazioni successive.

Per quanto riguarda le prospettive di sviluppo del settore in Campania, al momento non è possibile prevedere con certezza se e con quali tempi saranno realizzati interventi nel settore geotermoelettrico, finanche nel campo delle piccole potenze (< 1 MW); un'interessante opportunità potrebbe tuttavia essere rappresentata dal bando Horizon

2020 “Eranet Cofund GEOTHERMICA” (l’Italia aderisce tramite MIUR): il bando, dotato di un budget di 32,8 milioni di euro, di recente emanazione, è finalizzato al finanziamento di progetti innovativi nel campo dell’energia geotermica, che, per accedere al finanziamento, dovranno dimostrare di poter portare soluzioni innovative più vicine alla distribuzione commerciale, incoraggiando la partecipazione industriale al fine di utilizzare in modo vantaggioso gli investimenti del settore pubblico.

Per quanto riguarda gli usi termici, diretti o attraverso pompe di calore delle risorse a bassa entalpia, si deve invece ritenere che, anche a breve termine, il loro contributo all’aumento della quota dei consumi finali coperta da energia rinnovabile sarà significativo.

Nel 2014, secondo i dati GSE (v. cap. 1), gli usi diretti dell’energia geotermica in Campania hanno fornito 11 ktep (pari a circa il 5% del dato nazionale), cui si aggiungono quelli indiretti legati all’utilizzo di risorse a bassa temperatura da parte di impianti a pompa di calore (in questo caso, il dato GSE è disponibile solo per l’insieme delle risorse geotermica, aerotermica e idrotermica, e, per il 2015, corrisponde a 77 ktep; in base ai dati medi nazionali, in questo caso la quota relativa alle risorse geotermiche può stimarsi pari al 25% del totale, ovvero a circa 20 ktep).

Si ritiene che, mediante opportune politiche di stimolo e incentivazione, soprattutto nel settore pubblico, entro il 2020 questi valori possano almeno raddoppiare, superando, quindi, i 20 ktep per quanto riguarda gli usi diretti e i 40 ktep per quelli indiretti mediante pompe di calore.

Bibliografia

- <http://www.vigor-geotermia.it/>
- <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/>
- Linee guida per l’utilizzazione della risorsa geotermica a media e alta entalpia
- Carlino, S., Somma, R., Troise, C. and De Natale, G. The geothermal exploration of Campanian volcanoes: historical review and future development.", *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, pp. 1004-1030 DOI 10.1016/j.rser.2011.09.023, 2012.
- Carlino S., Kilburn, C.R.J. A. Tramelli, C. Troise, R. Somma and G. De Natale (2015) Tectonic stress and renewed uplift at Campi Flegrei, Southern Italy: new insights from caldera drilling *EPSL*, 420,23-29, DOI: 10.1016/j.epsl.2015.03.035.

4.5. Linee di indirizzo per le agroenergie in Campania

La Campania ha giacimenti di biomasse rilevanti che possono dare sia un contributo importante al progressivo aumento della quota di energia prodotta da FER sia alla diffusione delle Smart Grid, favorendo la produzione distribuita di energia proveniente dalle molteplici fonti di biomassa.

Su questo tema, seppur nella specificità delle tecnologie utilizzabili (dalla valorizzazione energetica tramite pirogassificazione, al biogas) la linea strategica da proporre è quella di favorire l'insediamento di impianti di piccola e media taglia, privilegiando la filiera corta che porta il produttore o aggregatore di biomasse ad essere il primo soggetto che tende ad un utilizzo delle stesse con finalità di produzione energetica, senza lasciare spazi eccessivi a progetti di speculazione produttiva con impianti che si pongono limiti dimensionali e di rientro meramente speculativi.

Per quel che attiene le biomasse derivanti dal trattamento dei rifiuti, ci si affida a quanto già oggetto di programmazione regionale con il Piano Rifiuti, strumento già adottato dall'Ente. La prospettiva assunta è la valorizzazione delle biomasse di origine agricola o silvestre.

L'agro-energia può essere definita come la potenzialità energetica che si può ricavare dai processi agricoli e agroalimentari ai fini della produzione di biocarburante (biodiesel, bioetanolo), e biocombustibili (biomasse solide, liquide e biogas) da utilizzare per i trasporti o per la generazione di elettricità, di calore e di raffrescamento.

È necessario chiarire che quando si parla di agro energia si intende da un lato l'energia strettamente derivata da materia prima prodotta a partire dal comparto agricolo, dall'altro si fa riferimento all'energia prodotta da altre fonti rinnovabili che insistono su aree agricole. Si tratta nel primo caso di energia dall'agricoltura e nel secondo di energia "per" l'agricoltura, trattandosi il più delle volte di impianti posizionati in territori rurali, in cui almeno una parte dell'energia prodotta è destinata alle attività agricole.

Il contesto settoriale

La Superficie Agricola Territoriale (SAT) campana è di 722.378 ettari che rappresenta circa il 53% della superficie regionale (-13,8% rispetto al 2000). Nel periodo intercensuario 2000-2010 in Campania si è registrato un processo di contrazione delle aziende agricole associato ad una riduzione della Superficie Agricola Utilizzata (SAU): il numero di aziende agricole e zootecniche è risultato pari a 136.872 con una contrazione rispetto al censimento del 2000 del 41,6%, mentre la SAU, con 549.270,5 ettari, ha registrato una flessione intercensuaria del 6,3%

L'effetto combinato di questi cambiamenti, si traduce in un aumento della dimensione media delle aziende agricole che passa da 2,5 a 4,0 ettari di SAU che resta comunque

molto bassa rispetto al dato medio nazionale (7,9 ettari). Oltre il 60% delle aziende detiene meno di 2 ettari, e solo lo 0,6% ha oltre 50 ettari. La frammentazione interessa principalmente le aree più urbanizzate.

L'offerta produttiva regionale è piuttosto ampia: i seminativi sono il gruppo di coltivazioni preminente ed occupano il 48,8% della SAU; seguono le colture permanenti con il 28,7% e i prati permanenti e pascoli con il 21,9%

La superficie forestale (IFNC, 2005), è di 445.274 ettari ripartita in 384.395 ettari classificati come bosco e 60.879 ettari come altre terre boscate. La superficie boscata è inferiore alla media nazionale e pari al 28,3% della superficie territoriale regionale. La macrocategoria Bosco è costituita da 380.002 ettari di boschi alti (98,9%), mentre la parte residua (1,1%) è rappresentata da impianti di arboricoltura da legno e da aree temporaneamente prive di soprassuolo. La macrocategoria Altre terre boscate comprende 5.156 ettari di boschi bassi, 5.892 ettari di boschi radi, 1.473 ettari di boscaglie, 28.348 ettari di arbusteti, 20.010 ettari di aree boscate inaccessibili o non classificate.

Le aziende con allevamenti sono 14.324 pari al 10,5% del totale delle aziende agricole, e fanno registrare una diminuzione del 62% rispetto al 2000, ma la flessione in termini di capi allevati è meno evidente e si registrano incrementi nel comparto bufalino. Per quanto riguarda le Unità Bestiame Adulto (UBA), si registra un valore pari a 448.980. In particolare si allevano 182.630 (-14,0% rispetto al 2000) capi bovini, pari al 3,3% di quelli censiti in Italia. La dimensione media della stalla è piuttosto ridotta (19,6 capi/azienda). I capi bufalini allevati sono 261.506 (+100% rispetto al 2000) ripartiti in 1.409 allevamenti bufalini (+8,6% rispetto al 2000). Per il comparto bufalino, a livello nazionale, la Campania conta il 72,6% dei capi e il 57,9% delle aziende.

Nel 2011 il valore della produzione agricola della Regione Campania è stato di circa 3,5 miliardi di euro: in termini percentuali nello stesso anno il contributo del settore primario alla formazione del valore aggiunto regionale è stato pari al 2,7%; nel 2000 era del 3,3%. La performance è fortemente condizionata dai consumi intermedi, il cui peso è di poco inferiore ai 2 miliardi di euro.

La dimensione economica per azienda in Campania è circa la metà del dato nazionale e poco più della metà delle aziende appartiene alle classi di dimensione economica fino a 4.000 euro. La percentuale degli investimenti fissi lordi sul valore aggiunto dell'agricoltura è circa la metà del dato nazionale (27,84 contro il 40,70%): in particolare, nell'ultimo decennio sono calati del 3,7 %. Nell'industria agroalimentare la riduzione è ancora più marcata facendo registrare un calo del 42% (7% a livello nazionale).

Differenti sono invece le dinamiche che interessano la silvicoltura: al 2012, la produzione silvicola vale circa 69 Meuro, in lieve aumento rispetto al 2005; i consumi intermedi si riducono di circa un quinto ma il comparto non ne trae profitto a causa di una produzione tendenzialmente stagnante.

In Campania 4.790 aziende agricole (3,5% del totale) diversificano il proprio reddito svolgendo una o più attività connesse. La prevalenza è rappresentata dall'integrazione verticale a valle e servizi, seguita da altre attività agricole e dal turismo rurale e l'accoglienza.

In Campania il settore agricolo ed agroalimentare mostra caratteri distintivi soprattutto in termini di qualità delle produzioni: 4 DOCG; 15 DOC; 10 IGT; 13 DOP (prodotti lattiero-caseari, prodotti orticoli e frutticoli); 9 IGP (prodotti Orticoli e frutticoli, produzioni zootecniche), con un comparto vitivinicolo che presenta più di 20 vini a denominazione di origine.

Le aziende agricole campane producono circa 11.000 tonnellate di rifiuti speciali (rifiuti derivanti da attività agricole e agro-industriali), di cui circa il 36% è costituito da materie plastiche, imballaggi, compresi i contenitori di prodotti fitosanitari. In particolare utilizzando i dati ISTAT sulle superfici di colture orticole in serra è stato stimato in 2.751 t/anno il quantitativo di teli pacciamanti utilizzati in Campania nel 2012. In Campania la raccolta e lo smaltimento dei rifiuti agricoli, rispetto a quanto avviene già da tempo nella maggioranza delle Regioni del Nord e del Centro Italia, non è realizzata attraverso accordi di programma. Gli agricoltori si rivolgono quindi a ditte autorizzate allo smaltimento dei rifiuti speciali, per le varie tipologie di rifiuti presenti in azienda.

L'agricoltura inoltre rappresenta l'1,6% dei consumi totali, mentre l'industria alimentare il 4,5%. In particolare il consumo energetico del settore agroforestale della Campania per unità di superficie (145,76 kg di petrolio equivalente/ha) risulta superiore a quello dell'Italia e dell'Europa (rispettivamente 133 e 124 kg di petrolio equivalente/ha). Anche per il settore alimentare il consumo energetico regionale (4,46%) è più elevato rispetto al livello nazionale ed europeo (rispettivamente 2,6% e 2,5%).

Considerazioni preliminari

Questo scenario induce a valutare gli interventi di sviluppo delle agroenergie nelle aree rurali con estrema cautela a causa dell'impatto che questi potrebbero avere sul territorio, soprattutto con riferimento allo sfruttamento economico di terreni fertili per la produzione di biomasse e bioliquidi, dovendo interessare grandi superfici dedicate in colture estensive e con basso impiego di manodopera per raggiungere livelli economici competitivi, cosa difficilmente ipotizzabile, considerate le caratteristiche strutturali dell'agricoltura campana. Inoltre, l'ottica di sottrarre aree agricole alle coltivazioni, soprattutto quelle con marchi collettivi, per produzioni dedicate alle agroenergie non è una strategia perseguibile, per gli effetti che avrebbe nel breve periodo sul territorio e nel lungo sul valore economico della PLV campana.

Le valutazioni da effettuare sono molteplici e rispondono non solo a criteri di fattibilità e convenienza economica ma soprattutto a criteri di sostenibilità ed effettiva riduzione delle emissioni gassose in atmosfera, oltre che al mantenimento di un armonioso sviluppo del territorio in tema di paesaggio, biodiversità e produzioni agricole. È inoltre da considerare il livello di accettazione della popolazione residente rispetto alla installazione di impianti per la produzione di energia seppure di piccola taglia.

L'utilizzo sostenibile della combinazione di più fonti energetiche rinnovabili, solare, eolico e biomasse, può ben adattarsi alla realtà del territorio campano, ricco di queste risorse: elevato numero di ore annue di insolazione, valori anemometrici elevati per alcune zone e disponibilità di biomassa.

Il primo approccio al problema è la quantificazione del potenziale di biomasse realmente utilizzabile nel breve periodo, secondo le tecnologie attualmente disponibili, e le tipologie di biomasse che la legislazione attuale consente di utilizzare, come ad esempio la biomassa derivate dai residui inutilizzati dall'agricoltura (biomasse generate da scarti e/o sottoprodotti di origine agricola, agroindustriale ed agroforestale, ecc.). A questo si unisce anche l'esigenza di valorizzare le aree dove non sussistono attualmente le condizioni agro-ambientali per le coltivazioni (aree interessate dal cuneo salino o con status ambientale alterato) e le aree a rischio di marginalità (aree a rischio idrogeologico, abbandono colturale) per essere dedicate temporaneamente a colture energetiche.

Questa scelta consente di focalizzare l'attenzione su filiere con concreta possibilità di sviluppo ed anche correttamente inserite nei contesti locali, ma anche di conseguire un ulteriore risultato: l'utilizzo energetico di materiali che, se non correttamente smaltiti, avrebbero conseguenze negative per l'ambiente (come le deiezioni animali) oltre alla salvaguardia di aree boscate da fenomeni di dissesto ed abbandono (recupero della biomassa lignocellulosica attraverso la corretta gestione forestale).

Il reale serbatoio di materia prima utilizzabile per la produzione di bioenergia non è facilmente quantificabile: da un lato c'è il potenziale produttivo agricolo e forestale: boschi demaniali e privati, scarti e sottoprodotti di aziende agricole; aziende zootecniche che possono contribuire con la raccolta e lo sfruttamento delle deiezioni animali alla formazione di materia prima per la produzione di biogas a fini energetici; aziende per le quali è necessaria e/o conveniente una riconversione produttiva, che possono, attraverso colture dedicate, originare materia prima per i biocarburanti. Dall'altro ci sono gli scarti delle industrie agroalimentari e di lavorazione delle industrie e dell'artigianato della carta e del legno.

I fattori critici già individuati come freno all'avvio di un processo di sviluppo sono:

- l'assenza di una filiera strutturata sul territorio regionale;
- la complessità dell'iter burocratico-amministrativo e la molteplicità di norme a cui questo fa riferimento;

- la diffidenza che attualmente hanno le comunità, gli enti locali, le utenze ad accettare progetti riguardanti l'utilizzo di biomasse molto spesso identificate con il rifiuto indifferenziato.

Di contro, fattori di sviluppo potrebbero essere il bisogno di sicurezza nell'approvvigionamento energetico, e l'opportunità di sviluppo economico ed occupazionale che la creazione di una nuova filiera genera sul territorio.

Sulla scorta degli indirizzi comunitari e nazionali, la strategia regionale dovrebbe muoversi in questa direzione attenendosi alle seguenti priorità:

- favorire la creazione di filiere locali per la produzione di energia da biomassa di origine agro-forestale, ottenuta soprattutto da scarti agricoli, di allevamento e forestali, laddove i territori sono maggiormente vocati a questo tipo di produzione ed in aree interne svantaggiate dove la creazione di una filiera della biomassa possa creare occupazione conseguendo al tempo stesso l'autosufficienza energetica di piccole comunità;
- creare le condizioni per l'ulteriore sviluppo delle agroenergie all'interno delle imprese agricole in un'ottica di filiera locale;
- favorire l'integrazione degli impianti a biomassa con altre fonti rinnovabili.

Al fine di utilizzare in maniera sostenibile risorse endogene dei territori rurali, priorità deve essere attribuita alla cogenerazione da biomasse di provenienza regionale e allo sviluppo della generazione distribuita, mediante impianti di medio-piccola taglia ad alta efficienza energetica, che attraverso l'integrazione tra diverse fonti di energia rinnovabile, possano ridurre le emissioni di gas ad effetto serra.

Al pari andrebbe incentivato:

- l'utilizzo di energia rinnovabile da biomasse agro-forestali all'interno della azienda agroforestale, in raggruppamenti di aziende e piccole comunità rurali;
- la possibilità di affidare agli enti locali in maniera diretta a cooperative e loro consorzi lavori e/o servizi riguardanti la realizzazione e la gestione di impianti di produzione di calore alimentati da fonti rinnovabili di origine agro-forestale in armonia con le caratteristiche peculiari, le risorse e le vocazioni specifiche dei territori.

L'assenza di una filiera agro-energetica, fa sì che diventi indispensabile la presenza di un sistema locale pronto a cogliere le opportunità di sviluppo partendo dal basso. Il ruolo degli enti locali in questo senso può diventare essenziale nel favorire l'aggregazione volontaria dei diversi attori, integrando nella filiera non solo i fornitori, i produttori ed i trasformatori, ma anche il sistema amministrativo, il sistema creditizio e il terziario e creando la massa critica necessaria alla sostenibilità di un progetto di investimento in energia da fonti rinnovabili. Tra i soggetti indispensabili per la formazione del partenariato:

- enti locali;
- operatori del settore energetico;
- aziende agricole, forestali, agroindustriali anche in forma associativa (Organizzazioni di produttori, Cooperative, Consorzi di bonifica);
- istituti di credito.

Fondamentale è la costruzione di una politica di *governance* su scala locale, che si radichi sul territorio sviluppando un sistema competitivo mediante l'incentivazione della filiera corta, le cui ricadute sul territorio produrranno effetti positivi in termini di sviluppo economico e occupazionale. La nascita di siffatti partenariati comporta un riassetto procedurale che definisca nuovi modelli di governo locale delle esperienze di filiera e dei sistemi energetici territoriali, di politica economica e di sostenibilità ambientale, attraverso il giusto mix di politiche pubbliche tese a creare le condizioni tecniche ed economiche per la fattibilità del progetto e per il soddisfacimento delle diverse aspettative dei singoli operatori (quali interventi tesi ad aumentare la propensione ad investimenti indirizzati alla produzione energetica, alle reti energetiche e allo sviluppo/ricerca di comparti per la produzione tecnologica di settore).

In tal senso, è possibile proporre, una struttura che accompagni il processo di *governance* su scala locale, con particolare attenzione agli Enti locali territoriali, individuando un "Osservatorio Regionale per le Agroenergie" della Direzione Generale Politiche Agricole Alimentari e Forestali della Regione Campania, che, con una visione unitaria, possa:

1. Coordinare le diverse iniziative regionali in materia di agroenergie;
2. Coordinare i diversi enti presenti sul territorio in tema di agroenergie;
3. Individuare i bacini agro-energetici della Campania sulla base della territorializzazione delle biomasse disponibili (come da paragrafo successivo), e in cui prioritariamente svolgere azioni di governo in tema di agroenergie);
4. Sviluppare le filiere agro-energetiche attraverso il confronto con i soggetti privati;
5. Promuovere Partenariati (tra imprenditori agricoli, investitori privati ed enti locali);
6. Assicurare al comparto agricolo i benefici economici correlati alla nascita delle filiere;
7. Supportare le scelte dei tipi di FER rispetto alla disponibilità dei « giacimenti» (tecnologie vs disponibilità; vettori energetici intermedi, ecc.), elaborando anche studi di fattibilità con analisi tecnico-economiche;
8. Promuovere la capacità progettuale (definizione del progetto esecutivo degli interventi da realizzare, con la redazione delle specifiche tecniche);
9. Massimizzare l'utilizzo dei finanziamenti comunitari in tema di FER, in primis del Programma di Sviluppo Rurale della Campania 2014-2020;
10. Promuovere normative regionali tese alla valorizzazione del conferimento ed alla partecipazione agli utili delle aziende agricole locali;

11. Controllare la filiera (Tracciabilità e verificabilità della biomassa utilizzata dal punto di vista qualitativo e dal punto di vista della filiera corta);
12. Promuovere studi di settore (anche attraverso utilizzo dei fondi comunitari disponibili);
13. Attivare “audit energetici” (diagnosi di efficienza energetica degli edifici pubblici ed elaborazione di progetti; studi di fattibilità e progettazione degli interventi; manutenzione e operatività degli interventi);
14. Promuovere l’acquisizione di TEE (Titoli di Efficienza Energetica) scambiabili sul mercato gestito dal GME;
15. Redigere, coerentemente con il PEAR, un Piano di azione per le Agroenergie;
16. Predisporre un Piano di Comunicazione finalizzato a rendere trasparenti i processi che governano lo sviluppo delle filiere energetiche e agro-energetiche in Campania, rendendo partecipi non solo gli attori della filiera ma l’intera filiera istituzionale e le comunità locali.

Obiettivi specifici per l’area delle agroenergie in Campania quindi sono:

- l’individuazione di bacini agro-energetici in coerenza con la tutela di biodiversità, delle produzioni tipiche e della preservazione dei suoli agricoli ad elevata fertilità;
- l’incentivazione per le imprese agro-forestali singole o associate alla realizzazione di impianti di cogenerazione di piccola taglia che utilizzino biomassa da residui agricoli e/o forestali generati in prevalenza all’interno dell’azienda stessa;
- l’incentivazione per aziende che forniscono reflui zootecnici ed agroindustriali nell’ambito di accordi di filiera per la produzione di biogas ad uso energetico, utilizzando sistemi di tracciabilità compatibili con la normativa comunitaria e nazionale;
- l’incentivazione alla predisposizione di piani di gestione delle aree boscate pubbliche e private finalizzata anche alla produzione di biomassa ad uso energetico certificabili secondo gli standard di certificazione forestale accreditata a livello europeo o internazionale;
- le forme di premialità per progetti di filiera agro-energetica che nascono da partenariati locali (pubblici, privati o misti) negli areali individuati dal PEAR, oltre quelli già individuati dal Programma di Sviluppo Rurale della Campania 2014-2020;
- il supporto alla progettazione di impianti cogenerativi/trigenerativi di piccola taglia alimentati a biogas o biomassa ligno-cellulosica, i cui futuri fornitori della materia prima siano imprese agricole locali, nell’ambito di accordi di filiera già individuati;
- gli studi e ricerche finalizzate alla valorizzazione e recupero a fini energetici di aree sensibili quali: le aree interessate dal cuneo salino; le aree con alterazioni significative dello status agro-ambientale; le aree a rischio di marginalità;
- l’incentivazione di *governance* locali in aree rurali, che adottino politiche integrate di efficienza/risparmio energetico, sostenibilità ambientale ed utilizzo di energie rinnovabili in un’ottica di filiera;
- la formazione specifica indirizzata agli imprenditori, sulle possibilità offerte dallo sfruttamento a fini energetici di prodotti residuali delle attività agricole ed

agroindustriali in un'ottica di filiera e valorizzazione economica del mix "risparmio energetico/efficienza nei consumi/ produzione da fonti alternative".

Territorializzazione della disponibilità potenziale di biomasse ad uso energetico - Valutazione del potenziale da biomasse in Campania

Il "serbatoio" regionale di materia prima utilizzabile per la produzione di bioenergia non è facilmente quantificabile. La valutazione del potenziale di biomassa presente sul territorio campano si focalizza sulla disponibilità della biomassa residuale, vale a dire quella derivante da scarti e/o sottoprodotti di origine agricola, agroindustriale ed agroforestale (e non da colture dedicate). La corretta gestione della attività di recupero di tali biomasse, inoltre, può rappresentare un importante vantaggio per i produttori che intendano disfarsene. Si tratta infatti di materiali di scarto di attività produttive che data la loro concentrazione in aree limitate e la forte stagionalità che caratterizza le produzioni agricole ed agroindustriali possono rappresentare un vero e proprio problema per il produttore che ne ha la responsabilità, oltre che, se non correttamente smaltiti, avrebbero conseguenze negative per l'ambiente. La tipologia della biomassa residuale garantisce il rispetto dell'alto valore dell'agroalimentare regionale senza alterarne il sistema, offrendo i vantaggi della sostenibilità ambientale.

Lo sfruttamento di terreni fertili per la produzione di biocombustibili, dovendo interessare grandi superfici dedicate a colture estensive e con basso impiego di manodopera per raggiungere livelli economici competitivi, non è stato considerato, per le caratteristiche strutturali dell'agricoltura campana. Tale discorso potrebbe essere, invece, applicato in aree con condizioni agricole svantaggiose.

L'utilizzo di tale materia prima deve necessariamente rispondere a tre requisiti. Deve essere disponibile in quantità significativa, di facile reperibilità e consentire l'economicità del recupero. Questi sono gli elementi che condizionano l'approvvigionamento degli impianti di trasformazione dai quali dipende l'efficacia della prima fase della filiera.

Secondo questo approccio, il comparto agricolo rappresenta il primo passo per un concreto start-up della filiera basato sulla determinazione del quantitativo di biomassa potenzialmente disponibile sia per favorire il versante dell'autoconsumo per le imprese del settore agricolo, e sia per la creazione di filiere agro-energetiche nelle aree rurali con l'obiettivo di creare un sistema economico integrato con la produzione di energia pulita.

Pertanto, deve essere condotta un'analisi del sistema agricolo, zootecnico, forestale e agroindustriale al fine dell'individuazione dei settori che maggiormente possono contribuire all'attivazione della filiera agro energetica sul territorio mediante recupero dei residui utilizzabili a fini agro energetici.

In questo screening sono individuate le seguenti categorie di sottoprodotti quali rispondenti ai requisiti imposti:

- deiezioni animali provenienti da allevamenti zootecnici;
- residui di lavorazione del settore lattiero caseario;
- scarti agroindustriali del settore conserviero;
- residui di lavorazione dei frantoi;
- scarti ortofrutticoli;
- residui di potatura delle coltivazioni arboree agrarie (vigneti, oliveti e frutteti);
- ramaglia di cedui e fustaie proveniente dal settore forestale.

Le biomasse individuate, per via delle loro intrinseche caratteristiche, risultano idonee ad essere valorizzate mediante conversione energetica attraverso differenti tecnologie che consentono la produzione contemporanea di energia elettrica e termica. In particolare, alcuni dei residui citati si prestano maggiormente ad essere trasformati in energia mediante processi biochimici, altri mediante processi termochimici, altri ancora, a seconda dello stato in cui si presentano e delle proprietà chimico-fisiche, possono essere convertiti in energia mediante entrambi i processi menzionati. In quest'ultimo caso, la scelta del processo di trasformazione dipende dalla valutazione di aspetti ambientali ed economici, nonché dei rendimenti complessivi di conversione.

Ciò permette la possibilità di individuare due differenti filiere agro-energetiche, corrispondenti a due diverse soluzioni impiantistiche: quella della biomassa destinata alla produzione di biogas attraverso digestione anaerobica e quella della biomassa lignocellulosica finalizzata alla combustione.

Sia la filiera amidaceo zuccherina (prevalentemente per la produzione di bioetanolo) che la filiera oleaginosa (prevalentemente per la produzione di biodiesel), non viene valutata.

L'individuazione dei due processi di conversione energetica è scaturita a seguito di valutazioni concernenti: la maturità tecnologica delle soluzioni impiantistiche; analisi di fattibilità tecnico-economiche; massimizzazione delle rese energetiche; possibilità di implementazione della filiera.

Sulle due specifiche filiere individuate va detto che esse differiscono, oltre che per gli schemi di processo, anche per le modalità gestione logistica della materia prima (approvvigionamento, trasporto, pretrattamento, etc.).

Le due filiere agro-energetiche

Una prima filiera, definita in questa sede filiera del biogas, è quella relativa all'impiego della digestione anaerobica, processo ampiamente diffuso nel Nord Europa ed anche nel Nord Italia, che comporta la produzione di un prodotto intermedio, appunto il

biogas, la cui combustione in motori alternativi consente oggi di raggiungere a pieno carico rendimenti sia elettrici che termici superiori al 40%, dunque con rendimenti globali superiori all'80%

In essa possono confluire tutte quelle biomasse che presentano specifiche caratteristiche (matrice organica con elevata attitudine a fermentare in condizioni di anaerobiosi, rapporto Carbonio/Azoto inferiore a 30, etc.); esempi di biomasse tipicamente impiegate in questi processi sono: reflui zootecnici, frazione organica dei rifiuti solidi urbani, sottoprodotti di alcune colture quali patata, barbabietola da zucchero, etc.

La seconda filiera individuata, definita filiera lignocellulosica, relativa all'impiego del processo di combustione abbinato ad impianti di tipo cogenerativo, consente il raggiungimento di rendimenti elettrici più modesti (intorno al 20% per la piccola taglia) ma maggiori rendimenti termici (quasi dell'ordine dell'80%), anche se il processo di trasformazione della biomassa è meno complesso è oneroso rispetto all'altra filiera.

Nella successiva tabella si elencano quali, tra le biomasse individuate nell'ambito di questo studio, possono alimentare una filiera o l'altra.

Filiera del biogas	Filiera lignocellulosica
<ul style="list-style-type: none">• reflui zootecnici• residui lattiero-caseari• scarti industria conserviera<ul style="list-style-type: none">• residui dei frantoi• scarti ortofrutticoli	<ul style="list-style-type: none">• residui di potatura• ramaglia forestale• scarti di lavorazione del legno vergine

In realtà, per alcune biomasse elencate sarebbe possibile l'impiego in entrambe le filiere (ad esempio, le sanse vergini risultano un buon substrato per la fermentazione anaerobica ma, previa essiccazione, potrebbero essere impiegate anche per la combustione) ma ai fini della stima si è preferito considerare ogni biomassa impiegata nella filiera per la quale è possibile diminuire il numero di pretrattamenti.

Pertanto, a seguito dell'individuazione di queste due particolari filiere che presentano interessanti caratteristiche sia se valutate sotto il profilo tecnico economico che dal

punto di vista agroambientale, si è proceduto alla quantificazione dei residui che maggiormente si prestano ad alimentare filiere agro energetiche.

L'individuazione di tali biomasse residuali è scaturita a valle di numerose considerazioni, tra le quali:

- sostenibilità ambientale dei processi;
- potenziale energetico complessivo ricavabile;
- resa energetica della biomassa;
- contesto normativo;
- analisi di mercato dei sottoprodotti individuati;
- possibilità di recupero di quantitativi sufficienti ad alimentare delle filiere;
- stagionalità della disponibilità dei residui;
- aspetti logistici legati al trasporto ed alla distribuzione della biomassa.

Pertanto, sono stati quantificati quei residui che presentano sia un interesse reale dal punto di vista del recupero a fini energetici, sia dal punto di vista della disponibilità di dati relativi alla loro produzione (con il maggior dettaglio possibile). Questa fase ha comportato lo studio dei processi produttivi presenti a monte della trasformazione della materia prima in sottoprodotto, al fine di valutare la convenienza tecnica, economica ed ambientale ad effettuare un recupero degli scarti a scopo energetico.

Filiera del biogas

Reflui zootecnici

Per il reperimento dei dati relativi alla distribuzione dei capi di bestiame in Campania, si è valutata la base dati del VI Censimento dell'Agricoltura (ISTAT, 2010) quale la più soddisfacente per tre ordini di motivi: dati recenti e aggiornati; rilevazione dati completa su base comunale (possibilità del censimento di tutti i capi presenti sul territorio comunale); possibilità di rilevare i dati su tutti i comuni del territorio regionale.

Le specie utilizzate ai fini della stima dei reflui zootecnici sono quelle maggiormente diffuse in regione e per le quali risulti maggiormente agevole e conveniente il recupero dei reflui a fini energetici: la specie bovina, bufalina e suina.

Per ognuna delle specie l'analisi dei dati elementari del VI Censimento ha consentito di individuare le tipologie di stabulazione più adatte al fine di applicare, nel modo più coerente possibile, i coefficienti riportati nell'allegato Decreto Ministeriale n. 5046 del 25 febbraio 2016.

Complessivamente in Campania sono disponibili circa 9 milioni di metri cubi all'anno di reflui zootecnici.

Nella cartografia dell'allegato C (tavola A1) è riportata la distribuzione territoriale per comune, in classi di metri cubi di refluo zootecnico potenzialmente disponibili, con indicazione dei coefficienti applicati.

Residui di lavorazione del settore lattiero caseario e scarti agroindustriali

Un altro sottoprodotto di origine zootecnica che si presta per la valorizzazione energetica è il siero di latte, residuo proveniente dalla caseificazione del latte. Poiché la produzione di siero associata al latte di vacca è molto inferiore a quella relativa al latte di bufala (il latte di bufala è destinato quasi completamente alla caseificazione, mentre quello di vacca in gran parte alla produzione di latte da bere), sono stati utilizzati dati relativi al trasformazione del latte messi a disposizione dal consorzio Mozzarella di Bufala Campana, l'organismo riconosciuto dal Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali per la tutela, vigilanza, valorizzazione e promozione del formaggio Mozzarella di Bufala Campana. Dall'analisi dei suddetti dati su base comunale, è risultata una produzione annua in Campania di circa 328.000 metri cubi di siero di latte di bufala.

Anche il settore agroindustriale produce una grande quantità di scarti, sottoprodotti di lavorazione ed effluenti. Alcuni residui del comparto agroindustriale rappresentano un substrato idoneo all'avvio di filiere agro-energetiche. In funzione della disponibilità di tali scarti sul territorio campano, alla convenienza ambientale ed economica relativa al loro recupero e conversione in energia mediante digestione anaerobica, si è concentrata l'attenzione sui seguenti sottoprodotti:

- residui della trasformazione del pomodoro;
- residui dei frantoi (processo meccanico di estrazione dell'olio di oliva);
- scarti ortofrutticoli mercatali.

Infatti questi residui, per via delle proprie caratteristiche biochimiche e fisiche, risultano idonei ad alimentare impianti a biogas. Inoltre, appare molto conveniente il sistema di recupero e trasporto di suddetti scarti dato che, al momento della loro trasformazione, questi risultano localizzati in grandi quantità nei centri di trasformazione (es: aziende conserviere, frantoi) e/o distribuzione (mercati ortofrutticoli).

Per il comparto conserviero della trasformazione del pomodoro è stata valutata la possibilità di impiego degli scarti a fine energetico delle buccette di pomodoro, il cui attuale impiego è, sostanzialmente, legato all'alimentazione animale. Per la stima dei quantitativi sono stati impiegati dati dell'Associazione Nazionale degli Industriali delle Conserve Alimentari Vegetali (ANICAV) del 2007, dai quali risulta, a seguito della trasformazione, del pomodoro, la disponibilità annuale di circa 38.000 tonnellate di buccette impiegabili.

Per il comparto dell'industria di trasformazione delle olive è stata valutata la possibilità di impiego degli scarti a fine energetico della sansa vergine che rappresenta il residuo

del processo di estrazione dell'olio dalla pasta di olive nei frantoi mediante processo esclusivamente meccanico. Questa, per le proprie caratteristiche e proprietà chimico-fisiche, si presta ad essere impiegata per produrre biogas mediante digestione anaerobica (in percentuale non dominante nel substrato), ovviamente tenendo conto della stagionalità della disponibilità dei sottoprodotti dell'industria olearia. I dati si riferiscono ad AGEA (Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura), come riportati da ARPA Campania (progetto AGRISAFO 2012), che indicano una disponibilità di poco più di 53.000 tonnellate all'anno di sansa vergine.

Nella cartografia dell'allegato C (tavola A2) è riportata la distribuzione territoriale per comune, in classi di Mw potenziali per la valorizzazione energetica dei residui agroindustriali, con indicazione dei coefficienti applicati.

Scarti vegetali mercatali

Gli scarti vegetali presentano caratteristiche che li rendono idonei ad alimentare impianti di digestione anaerobica. Al fine di quantificare una parte degli scarti ortofrutticoli disponibili in regione, è stata focalizzata l'attenzione sui residui vegetali dei mercati ortofrutticoli; risulta, infatti, conveniente sia dal punto di vista economico che logistico ipotizzare un sistema di raccolta e trasporto degli scarti mercatali, oltre che dal punto di vista ambientale. Si riportano i risultati di un'indagine conoscitiva sui mercati all'ingrosso presenti in Campania condotta dall'Assessorato all'Agricoltura e alle Attività Produttive della Regione Campania nell'ambito dell'azione di recupero della frazione organica degli scarti mercatali finalizzata alla produzione di compost. La valutazione qualitativa e quantitativa degli scarti prodotti è stata svolta sui 30 mercati attivi in regione Campania e ha consentito di stimare annualmente la produzione di 5.465 t/anno di scarti ortofrutticoli che potrebbero consentire la valorizzazione energetica di 200.000 m³ di biogas all'anno.

Nella tabella che segue sono riepilogati i valori complessivi regionali afferenti ai comparti in grado di alimentare la filiera del biogas:

Biomassa	Tonnellate anno	Metri cubi anno (in milioni)
reflui zootecnici bovini	-	4,803
reflui zootecnici bufalini	-	3,923
reflui zootecnici suini	-	0,253
siero	-	0,328

bucchette di pomodoro	37.972	-
sansa vergine	53.167	-
scarti vegetali mercatali	5.465	

Filiera lignocellulosica

Sottoprodotti forestali

È stata stimata la disponibilità annuale di sottoprodotti ricavabili mediante una corretta gestione del settore forestale. Inoltre, è stata condotta la stima delle quantità di sottoprodotti forestali (ramaglia e cimali) recuperabili nel rispetto degli ecosistemi boschivi, nell'ottica della sostenibilità ambientale e della corretta gestione forestale.

La superficie forestale della regione Campania, secondo dati Istat, risulta pari a 289.068 ettari, mentre, secondo l'Inventario Nazionale delle Foreste e dei Serbatoi Forestali di Carbonio risulta pari a 445.274 ettari. Si tratta di una differenza notevole, spiegata dalla diversa definizione di bosco presa in considerazione dalle due fonti. Pertanto, per evitare la propagazione dell'errore, si è preferito riportare informazioni con aggregazione regionale, utilizzando la Carta dell'Utilizzazione Agricola dei Suoli (CUAS) e la Carta delle essenze forestali della Regione Campania per la localizzazione della distribuzione della biomassa forestale sul territorio regionale.

Ai fini del calcolo del potenziale energetico forestale, è stata considerata la categoria dei boschi alti e quella dell'arboricoltura da legno. Non sono stati presi in considerazione i boschi bassi perché questi costituiscono la parte in accrescimento che va lasciata tal quale nel rispetto del principio di uso sostenibile della risorsa. La distribuzione delle superfici dei boschi alti mostra un'estensione di 380.000 ettari circa.

È stata valutata la disponibilità annuale di sottoprodotti ricavabili mediante una corretta gestione del settore forestale, attraverso la stima delle quantità di sottoprodotti forestali (ramaglia e cimali) recuperabili nel rispetto degli ecosistemi boschivi, nell'ottica della sostenibilità ambientale e della corretta gestione forestale.

La quantificazione della biomassa lignocellulosica disponibile in Campania è stata effettuata considerando l'incremento della ramaglia sulla fitomassa (rilevata da dati INFC), tenendo conto della necessità di lasciare parte della massa legnosa sul terreno per evitare l'impoverimento del suolo e considerando i parametri di ritraibilità ed accessibilità dei siti.

Sul territorio regionale è stata dunque stimata una disponibilità potenziale annua di circa 375.000 tonnellate di biomassa lignocellulosica, la cui distribuzione territoriale su base comunale è riportata nell'allegato cartografico C (tavola A3).

Si è inoltre valutata la disponibilità della biomassa lignocellulosica all'interno dei boschi pubblici, attraverso la consultazione, laddove presenti, dei Piano di Assestamento Forestale (PAF) della Regione Campania, che rappresentano lo strumento per la gestione del territorio che disciplina le utilizzazioni boschive per un periodo di dieci anni individuando, inoltre, i boschi di "protezione", gli interventi di rimboschimento e di ricostituzione boschiva. Esso costituisce, per i Comuni e gli Enti pubblici, il requisito per procedere ad un piano di tagli.

La quantificazione della biomassa lignocellulosica dei boschi pubblici stata effettuata con la medesima metodologia applicate alle aree boscate.

Anche se i piani forestali scontano, in Campania, l'inadempienza di molti enti, e i dati pertanto non interessano l'intero territorio regionale, complessivamente si valutano che delle 375.000 tonnellate di biomassa lignocellulosica, circa 214.000 tonnellate (il 57%) annualmente possono provenire dalla gestione dei boschi pubblici, la cui distribuzione territoriale su base comunale è riportata nell'allegato cartografico C (tavola A4).

Nel medio-lungo periodo, potranno essere considerati ulteriori contributi di biomassa lignocellulosica (i residui della manutenzione del verde urbano, la biomassa dedicata proveniente da short rotation forestry) una volta strutturata la filiera sul territorio così che possono, più facilmente essere recuperati avvantaggiando, da un lato, la sostenibilità ambientale ed economica della filiera e, dall'altro, innescando un meccanismo virtuoso di partecipazione delle comunità locali.

Residui di potatura di coltivazioni arboree agrarie

È stata stimata la disponibilità annuale di residui legnosi provenienti dalla potatura delle coltivazioni arboree agrarie (oliveti, vigneti, agrumeti e fruttiferi) utilizzando come base dati il VI Censimento dell'Agricoltura (ISTAT, 2010) per le medesime motivazioni descritte nella sezione "reflui zootecnici".

Alle superfici rilevate nel censimento, per ognuna delle categorie di coltivazione su indicate, sono stati applicati opportuni coefficienti medi di residui legnosi ottenibili ad ettaro all'anno. Complessivamente in Campania sono disponibili annualmente circa 862 milioni di tonnellate di legno provenienti dalla potatura delle coltivazioni arboree agrarie. Nella cartografia dell'allegato C (tavola A5) è riportata la distribuzione territoriale per comune, in classi di tonnellate di legno potenzialmente disponibile, con indicazione dei coefficienti applicati.

Complessivamente la filiera lignocellulosica può contare su una potenzialità di poco superiore a 1,2 milioni di tonnellate di legno, come indicato nella tabella successiva dove sono riepilogati i valori complessivi regionali afferenti ai comparti in grado di alimentare la filiera:

Biomassa	Tonnellate Anno
ramaglia forestale (*)	374.937
(di cui ramaglia da tagli pubblici)	(214.182)
residui di potatura	861.780

(*) non tenendo conto della parte della massa legnosa necessaria per conservare la fertilità del suolo e dei parametri di accessibilità dei siti.

Nella cartografia dell'allegato C (tavola A6) è riportata la distribuzione territoriale per comune, in classi di tonnellate di legno potenzialmente disponibile.

I bacini agro-energetici della Campania

Dalle stime effettuate si determina che, complessivamente, la filiera del biogas può contare su una potenzialità totale di circa 10 milioni di metri cubi e la filiera lignocellulosica di circa 1,2 milioni di tonnellate di specifica biomassa.

Tuttavia, i valori quantitativi espressi potenzialmente a livello comunale sono ampiamente soggetti alle "condizioni al contorno" che ne determinano la reale disponibilità come, ad esempio, la struttura delle aziende agricole, zootecniche e agroforestali, l'orografia del territorio, la viabilità, la capacità imprenditoriale, la capacità locale di *governance*.

Pertanto al di là dei valori quantitativi determinati nelle stime presentate, si intende porre in evidenza che la quantificazione su base comunale permette di individuare le concentrazioni delle biomasse sul territorio regionale.

Già con la legge finanziaria regionale del 2008 (art. 54, Legge regionale n. 1 del 30 gennaio 2008) la Campania, in merito allo sviluppo delle agroenergie, aveva disposto la creazione dei "distretti energetici" in quei territori comuni su cui era presente una certa concentrazione di impianti di produzione di energia da fonte alternativa, prevedendo di norma, non più di un distretto per provincia e che avesse come rappresentante il comune nel cui territorio era presente il maggior numero di impianti.

In questa sede, avendo definito i giacimenti di biomasse distribuiti sul territorio, si sviluppa il correlato termine di “bacino agro-energetico” ovvero aggregazione di comuni per i quali è stata valutata una elevata presenza di concentrazioni di biomassa potenzialmente disponibili, potendo differenziare il bacino a secondo della filiera che è in grado di alimentare: del biogas, lignocellulosica o entrambe.

Tuttavia, l’individuazione di specifici bacini agro-energetico non viene realizzata nel presente Piano a causa della elevata complessità delle condizioni a contorno che renderebbero soggettive le delimitazioni, di certo non possibili come semplice somma delle biomasse disponibili nei vari comuni per i quali sono stimate elevate concentrazioni. Inoltre l’individuazione e lo sfruttamento dei bacini agro-energetici deve essere coerente, in campo agricolo e ambientale, con la programmazione regionale, con la tutela della biodiversità, delle produzioni tipiche e con la preservazione dei suoli agricoli e forestali.

Al citato “Centro di competenza per le agroenergie” della Direzione Generale Politiche Agricole Alimentari e Forestali della Regione Campania (all’interno di una ESCo pubblica regionale) si rimandano gli studi specifici di settore per individuare i “bacini agro-energetici” al fine di realizzare quelle azioni di *governance* già per esso esplicitate.

Smart grid nelle aree rurali della Campania

Un paragrafo specifico deve essere redatto per valutare le possibili politiche volte a favorire le infrastrutture smart grid nelle aree rurali, al fine di ammodernare e innovare le reti di distribuzione dell’energia elettrica nelle aree rurali della Campania, integrando i sistemi di generazione tradizionali con le fonti energetiche rinnovabili.

Una smart grid é una rete che attraverso l’uso di sensori, sistemi di misura, di comunicazione e di controllo consente di aumentare la funzionalità e l’efficienza del sistema elettrico. É sostanzialmente l’affiancamento di una rete di informazione alla rete di distribuzione elettrica per gestirla in modo intelligente (Smart), ottimizzando la distribuzione dell’energia ed evitando sprechi.

Le aree rurali si prestano fortemente a distribuire su tutto il territorio piccoli impianti di produzione vicini ai consumatori che possono essere sistemi di micro-generazione basati su fonti rinnovabili.

Politiche agricole per lo sviluppo delle agroenergie

Il settore primario dispone del Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale (abbreviato FEASR), fondo strutturale dell’Unione Europea relativo al sostegno allo sviluppo rurale, con cui essa si propone di realizzare obiettivi importanti per le nostre campagne e per coloro che vi abitano e vi lavorano. Le zone rurali sono un elemento

essenziale della geografia e dell'identità dell'UE. Secondo la definizione comune del termine, più del 91% del territorio dell'UE, dove vive oltre il 56% della sua popolazione, può essere definito "rurale". I Programmi di Sviluppo Rurale (PSR) attingono al fondo FEASR e sono programmi settennali importante fonte di contributi e di sostegno per gli imprenditori agricoli e forestali con i quali realizzare progetti e investimenti per il miglioramento delle proprie aziende e del settore agro-forestale.

Nel periodo di programmazione 2007-2013 il PSR della Campania ha avuto a disposizione una dotazione finanziaria di 1,8 Miliardi di Euro, così come nella programmazione in corso 2014-2020.

Nel PSR 2007-2013 della Campania allo sviluppo delle energie da fonti energetiche rinnovabili (FER) hanno prevalentemente contribuito le Misure dell'Asse 1 (Misure 112,121 e 123) e dell'Asse 3 (Misure 311,313,321,322,323). Come suddetto, nell'intero periodo di attuazione del Programma ed entro il dicembre 2015 sono stati complessivamente realizzati 336 interventi, per un costo di investimento totale di circa 14 Milioni di Euro, in grado di produrre annualmente 9.499 MWh (circa 0,817kTEP) come meglio evidenziato nella seguente Tabella 1. La stima di quest'ultimo indicatore è stata effettuata aggregando l'insieme delle operazioni realizzate per tipologia di fonte rinnovabile utilizzata. Per ciascuna tecnologia, nota la potenza di ciascun intervento, attraverso la determinazione delle ore equivalenti di utilizzazione, è stato possibile stimare la quantità di energia da fonti energetiche rinnovabili potenzialmente prodotta in un anno (MWh/anno).

	Interventi finanziati	Costo investimento	Costo investimento unitario €/kW	Potenziale energetico annuo	N. ore equivalenti*	Energia prodotta	
Tipologia	n.	(€)	(€/kW)	(kW)	(h)	MWh/anno	ktep/anno**
Solare fotovoltaico	220	10.652.270		2.886	1.400	4.040	0,35
- 2008	5	326609	5.900	55	1.400	78	0,01
- 2009	127	4.773.897	5.600	852	1.400	1.193	0,10
- 2010	56	1.774.437	4.200	422	1.400	591	0,05
- 2011	14	1.009.390	3.500	288	1.400	404	0,03
- 2012	6	795.635	2.500	318	1.400	446	0,04
- 2013	5	823.096	2.200	374	1.400	524	0,05
- 2014	1	111.002	2.000	56	1.400	78	0,01
- 2015	6	1.038.204	2.000	519	1.400	727	0,06
Biomasse	7	857.466	400	2.144	1.950	4.180	0,36
Eolico	7	1.340.603	5.000	268	1.405	377	0,032
Totale A	234	12.850.339		5.297		8.597	0,74
Fonti Energetiche Rinnovabili	Interventi finanziati	Costo investimento	Costo investimento unitario €/kW	Potenziale energetico unitario	Sup. ISTALLATA	Energia prodotta	
Tipologia	n.	€	€/mq	kWh/mq	mq	MWh/anno	ktep/anno
Solare termico	102	1.461.410	1.350	833,00	1.082	902	0,08
Totale B	102	1.461.410				902	0,08
TOTALE (A+B)	336	14.311.749				9.499	0,82

Fonte: elaborazioni dati aggiornati al 2015 dal sistema regionale di monitoraggio Misure 112, 121, 123, 311, 313, 321, 322,323.

* Ore equivalenti di utilizzazione: 1) Fotovoltaico, Eolico, dati medi GSE da Rapporti statistici annuali; 2) Biomasse, per gli impianti termici si è considerata la sola stagione termica in funzione alle prescrizioni Regionali.

** Coefficiente di conversione (1tep=11,63MWh) Agenzia internazionale dell'energia (AIE)

Occorre evidenziare che 14,3 Meuro rappresentano solo lo 0,8% della dotazione finanziaria complessiva del PSR 2007-2013 della Campania.

Il programma di Sviluppo Rurale 2014-2020, approvato dalla Commissione europea con “Decisione C(2015) 8315 finale” del 20 novembre 2015, concentra il suo sostegno sul raggiungimento degli obiettivi della strategia Europa 2020: promuovere una crescita intelligente, sostenibile ed inclusiva. I fabbisogni emersi in Campania sono stati declinati nelle sei priorità d'intervento dello sviluppo rurale individuate dall'Unione Europea con Regolamento (UE) n. 1305/2013:

- Promuovere il trasferimento di conoscenze e l'innovazione nel settore agricolo e forestale e nelle zone rurali
- Potenziare la redditività delle aziende agricole e la competitività dell'agricoltura, promuovere tecnologie innovative per le aziende agricole e la gestione sostenibile delle foreste
- Promuovere l'organizzazione della filiera agroalimentare, il benessere degli animali e la gestione dei rischi nel settore agricolo
- Preservare, ripristinare e valorizzare gli ecosistemi connessi all'agricoltura e alla silvicoltura
- Incentivare l'uso efficiente delle risorse e il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio e resiliente al clima nel settore agroalimentare e forestale
- Adoperarsi per l'inclusione sociale, la riduzione della povertà e lo sviluppo economico nelle zone rurali.

Ciascuna priorità prevede più focus area, che rappresentano i pilastri su cui poggia la strategia del PSR. A ciascun focus area, infatti, è assegnato un obiettivo specifico (target) che dovrà essere realizzato.

Le sei priorità d'intervento del PSR Campania 2014-2020 si collocano nell'ambito di una strategia unitaria che mira a perseguire 3 obiettivi strategici: Campania Regione Innovativa; Campania Regione Verde; Campania Regione Solidale.

L'analisi SWOT presente all'interno del programma ha identificato le Forze, le Debolezze le Opportunità e le Minacce del contesto rurale campano. Tra i punti individuati di seguito vengono riportati solo quelli che possono definirsi utili ai fini della diagnosi territoriale e della valutazione della strategia regionale nel campo delle agroenergie.

Analisi SWOT del PSR 2014-2020 della Campania

PUNTI DI FORZA	PUNTI DI DEBOLEZZA
<p>S4 - Presenza di alcune filiere forti e di posizioni di leadership a livello nazionale. Nell'ambito della filiera lattiero casearia (bufalina), delle produzioni frutticole ed orticole, delle coltivazioni florovivaistiche (fiori recisi), nonché prodotti ad elevato contenuto di servizio (ad esempio la IV Gamma) la Campania assume un ruolo di leader. Anche altre coltivazioni, piuttosto diffuse in determinati areali (vite, agrumi, olivo...) caratterizzano l'offerta regionale rispetto ad altri contesti.</p>	<p>W1 - Marginalità dell'azienda agricola nei sistemi di cooperazione. Gli imprenditori agricoli e forestali sono impreparati nel gestire attività di ricerca e sperimentazione, a causa del gravoso sforzo burocratico. Anche la ripartizione delle risorse economiche tra i partenariati risulta nettamente in favore di altre tipologie di attori.</p>
<p>S5 - Presenza di Marchi a denominazione d'origine ed enogastronomia di qualità. 4 DOCG; 15 DOC; 10 IGT; 13 DOP (Olii; prodotti lattiero-caseari, prodotti orticoli e frutticoli); 9 IGP (prodotti Orticoli e frutticoli, produzioni zootecniche).</p>	<p>W2 - Scarso coordinamento tra gli attori e strutture della ricerca, consulenza ed innovazione. Scarso coordinamento e mancanza di una visione strategica complessiva che accompagni i processi di innovazione con scarsa capacità di integrazione ricerca/azienda.</p>
<p>S7 - Presenza di aziende che operano nella filiera corta e nella vendita diretta. Le filiere corte e la vendita diretta sono fenomeni in forte crescita, verso cui si orientano, sempre più, le scelte imprenditoriali. In Campania la quota di aziende che attuano (anche marginalmente) la vendita diretta è pari al 39% valore superiore alla media nazionale che è pari 26,1%. La filiera corta, inoltre, contribuisce alla riduzione delle emissioni in atmosfera di gas clima-alteranti e polveri sottili.</p>	<p>W4 - Insufficienza di servizi evoluti alle imprese. L'offerta di servizi si limita ad una generica risposta a fabbisogni ordinari e non stimola innovazioni su aspetti tecnici e tecnologici più "evoluti" (marketing e comunicazione; sviluppo nuovi prodotti/processi, ecc.).</p>
	<p>W6 - Difficoltà di accesso al credito. La stretta creditizia è notevole e i tentativi dell'Amministrazione regionale di agevolare l'accesso al credito non hanno prodotto effetti positivi.</p>
	<p>W7 - Ridotta propensione all'innovazione (in alcuni comparti/aree). Oltre al dato negativo sugli investimenti fissi lordi, la spesa regionale a favore del settore agricolo sostiene solo marginalmente la ricerca, l'innovazione e l'assistenza tecnica.</p>

PUNTI DI FORZA	PUNTI DI DEBOLEZZA
<p>S10 - Rilevante incidenza del patrimonio forestale. Il 32% circa del territorio regionale è caratterizzato da coperture forestali che costituiscono nel loro complesso un'infrastruttura ambientale multifunzionale essenziale al mantenimento degli equilibri ambientali (biodiversità, protezione idrogeologica, protezione della risorsa idrica ecc.).</p>	<p>W8 - Ridotta diversificazione aziendale. La diffusione del processo di diversificazione del reddito è ancora molto blanda, soprattutto in alcune aree. Spesso la diversificazione è identificata unicamente con l'attività agrituristica.</p>
<p>S11 - Consistente patrimonio di biodiversità. La Campania è ricca di biodiversità animale, vegetale oltre ad avere un consistente e diversificato patrimonio di biodiversità legato alla varietà di habitat.. Significativo è anche l'elevato numero di razze animali autoctone iscritte ai relativi registri anagrafici e l'elevato numero di varietà vegetali locali.</p>	<p>W11 - Debolezza organizzativa e strutturale delle imprese. Le ridotte dimensioni, la struttura produttiva frammentata e la sottocapitalizzazione si traducono in condizioni oggettive di debolezza nei confronti di sistemi locali meglio organizzati con conseguenti limiti sulla propensione all'innovazione, sul livello di competitività e sul raggio d'azione aziendale.</p>
	<p>W12 - Indebolimento del settore zootecnico. In alcuni comparti, soprattutto nel comparto bovino da latte, è notevole la contrazione del numero di capi ed aziende, ma ciò non ha condotto ad un generale rafforzamento strutturale.</p>
	<p>W22 - Aumento emissioni metanigene in agricoltura. I metodi di spandimento dei reflui negli allevamenti zootecnici sono in genere inefficienti.</p>
	<p>W27 - Bassa efficienza organizzativa nel ciclo di gestione dei rifiuti prodotti dalle aziende agricole. In regione Campania non sono attivi accordi di programma per la raccolta e lo smaltimento dei rifiuti agricoli che si sono dimostrati in altre regioni un valido strumento per migliorare la gestione dei rifiuti prodotti dalle aziende agricole e per abbattere i</p>

PUNTI DI FORZA	PUNTI DI DEBOLEZZA
	costi di smaltimento.
<p>S13 - Condizioni ambientali favorevoli alle filiere bioenergetiche. Le caratteristiche geografiche e climatiche e dei sistemi produttivi agricoli e forestali consentono di sperimentare lo sviluppo di filiere energetiche (risorsa forestale, allevamenti, risorse idriche, ecc). Tale sviluppo è testimoniato dalla diffusione (in altre aree regionali) di modelli di cooperazione tra aziende agricole e istituzioni territoriali per la gestione comune di impianti di produzione di energia rinnovabile da biomasse residuali. La filiera delle energie rinnovabili rappresenta, inoltre, una preziosa risorsa per l'incremento occupazionale.</p>	<p>W32 - Basso utilizzo di energia da fonti rinnovabili. La produzione di energia da fonti rinnovabili è in costante aumento, tuttavia non sufficiente ad equilibrare il bilancio energetico regionale con impatto anche sulla qualità dell'aria.</p>
	<p>W33 - Bassa efficienza energetica negli edifici produttivi rurali. La bassa efficienza energetica nei fabbricati rurali determina elevati costi di gestione e aumento delle emissioni da attività di combustione .</p>
	<p>W35 - Deficit infrastrutturale. La dotazione infrastrutturale, tecnologica e logistica, specie nelle aree interne ed in quelle a valenza mercatale, è molto carente (o difficilmente fruibile).</p>
	<p>W36 - Scarsità dei servizi alla popolazione. L'offerta di servizi di interesse collettivo è limitata, e non riesce a soddisfare le esigenze delle popolazioni residenti in aree rurali provocando un incremento del processo di marginalizzazione.</p>
<p>W37 - Spopolamento delle aree marginali. Nelle aree prevalentemente rurali l'impoverimento socio-demografico incide negativamente sulla capacità di presidio del territorio, alimentando fenomeni di abbandono. Nelle aree interne della regione è più evidente la riduzione della popolazione attiva e dei giovani.</p>	

OPPORTUNITÀ	RISCHI
<p>O2 - Modifiche normative e di mercato per la gestione sostenibile delle risorse. Vi è crescente attenzione della società agli aspetti legati alla gestione dei prodotti forestali, alla gestione ottimale delle risorse naturali e alla salvaguardia del territorio.</p>	<p>T6 - Intense dinamiche di urbanizzazione e competizione per l'uso dei suoli. La crescita urbana in molti ambiti sia di pianura che collinari della regione (non necessariamente collegata ad uno sviluppo demografico o economico produttivo), è ancora fuori controllo. La perdita di suoli agricoli pregiati è stimata in 2000 ettari l'anno, un tasso di consumo totalmente insostenibile, che interessa particolarmente le aree rurali intermedie e che rischia, se non frenato, di comprometterne l'equilibrio. Inoltre lo smodato processo di cementificazione ha comportato un'alterazione del rapporto città-campagna ed un'incontrollata frammentazione e riduzione degli spazi agricoli periurbani.</p>
<p>O3 - Quantitativi di biomassa residuale non ancora sfruttati. Disponibilità, da parte di una pluralità di aziende, della biomassa residuale di origine agricola e forestale potenzialmente sfruttabile per la produzione di energie rinnovabili anche in filiera corta.</p>	
<p>O7 - Sviluppo di filiere alternative. Possibilità di sviluppo di nuove filiere alternative utili anche per la riduzione di emissioni in atmosfera (agroenergie, AFN-Alternative Food Networks: filiere corte, mercati locali, box scheme, pick your own, GAS, ecc.)</p>	<p>T7 - Rischio di ulteriori realizzazioni di impianti tecnologici ed infrastrutturali impattanti nel contesto rurale. Realizzazione di infrastrutture e impianti tecnologici localizzati in ambiti di interesse paesaggistico e per la biodiversità (elettrodotti MT/AT, impianti eolici, impianti di illuminazione, fotovoltaico su larga scala).</p>
<p>O14 - Sviluppo di piani di assestamento forestali. La vigenza dei piani di gestione consente di pensare ad una adeguata <i>governance</i> delle foreste.</p>	
<p>O15 - Pagamenti servizi eco-sistemici. I PES indicano una transazione volontaria per l'attivazione di un servizio benefico per l'ambiente. Alcuni esempi sono: compravendita per crediti da verde urbano, compravendita per crediti di carbonio.</p>	<p>T11 - Effetto NIMBY (Not In My Back Yard, ovvero: Non nel mio cortile). Difficoltà e diffidenza della popolazione nell' accettare impianti per la produzione di energia da biogas per il timore di utilizzo di materiali non appropriati ed</p>
<p>O16 - Modifiche normative e di mercato tese alla diffusione dell'uso di energie rinnovabili. Le maggiori opportunità riguardano sia il sistema di incentivazione alla produzione sia, in generale, lo sviluppo di tecnologie tese</p>	

OPPORTUNITÀ	RISCHI
al risparmio idrico/energetico	inquinanti. Dal rapporto del Nimby Forum si evince che in Campania risultano contestati 16 impianti di cui 4 per la produzione di energia e 2 termovalorizzatori.
O17 - Gestione dei reflui. Gli effluenti zootecnici rappresentano un'opportunità per la produzione di energia	T13 - Incertezza normativa nel campo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). La normativa che riguarda l'autorizzazione degli impianti, gli incentivi per l'energia prodotta e la fiscalità cambia repentinamente rendendo il quadro normativo troppo complesso e di ostacolo agli investimenti.
O19 - Sviluppo tecnico/tecnologico nell'ambito delle produzioni energetiche da fonti rinnovabili. Si vanno diffondendo tecniche per l'utilizzo della produzione di energia rinnovabile, che consentono di abbattere i costi a carico delle imprese agricole e ridurre l'inquinamento atmosferico di origine agricola.	
O23 - Vantaggi degli accordi di programma nella gestione dei rifiuti prodotti nell'attività agricola. Aderendo agli accordi di programma, gli agricoltori sono esentati da adempimenti quali: 1) registrazione carico/scarico dei rifiuti pericolosi; 2) dichiarazione annuale per i rifiuti pericolosi; 3) iscrizione all'Albo Gestori Ambientali per il trasporto dei propri rifiuti; 4) tenuta del formulario di trasporto	

Per il perseguimento degli obiettivi strategici, il PSR della Campania 2014-2020 ha attivato una serie di misure (da 1 a 19), ciascuna suddivisa in una o più tipologie di intervento.

Ai fini del PEAR, sono individuabili cinque tipologie di intervento (all'interno di quattro misure: 4, 6, 7 e 16) in grado di finanziare progetti e investimenti per il settore delle agroenergie. Nell'allegato C vengono presentate in maniera sintetica, così come declinate dalle schede di misura presenti nel documento programmatico.

Revisione di medio termine del PSR 2014-2020 per lo sviluppo delle agroenergie

L'analisi SWOT presente nel PSR Campania 2014-2020 e la valutazione dell'efficacia delle Misure proposte nel PSR in tema di agroenergie, mette in evidenza che è possibile cogliere le opportunità della revisione di medio termine del 2017 del PSR in prospettiva di sviluppo delle agroenergie e di fonti di energia rinnovabile all'interno del Programma, e quindi creare le condizioni per l'ulteriore sviluppo delle agro-energie all'interno delle imprese agricole zootecniche e agroindustriali, attraverso modifiche integrative e/o correttive. Ciò non solo con l'obiettivo concreto di aumentare la quota di investimenti e finanziamenti (che nella precedente programmazione è stata al di sotto del punto percentuale) ma anche di sviluppare filiere, stimolando la raccolta e conferimento di biomasse ad elevato potenziale energetico.

In tal senso le azioni da porre in essere devono essere orientate a:

- Integrare i risultati della territorializzazione delle biomasse del PEAR sulle misure del PSR connesse agli investimenti in tema di FER;
- Aumentare la capacità di finanziare le filiera agro-energetica in “mercati locali”;
- Aumentare la possibilità di realizzare investimenti FER per i soggetti pubblici anche rispetto a tecnologie più ampie rispetto alle tradizionali;
- Incentivare i contratti di rete agricola nel settore delle FER;
- Colmare l'assenza di azioni dirette ad aumentare l'efficienza energetica dei fabbricati rurali;
- Incentivare la gestione sostenibile delle aree boscate pubbliche e private finalizzata anche alla produzione di biomassa ad uso energetico;
- Orientare i criteri di selezione, e i relativi punteggi, verso elementi più stringenti per le agroenergie: esempio: premialità per i beneficiari/partenariati ricadenti in «bacini agro-energetici»; premialità per le aree boscate pubbliche e private finalizzata anche alla produzione di biomassa ad uso energetico;
- Aumentare le azioni della “Cooperazione” che potenzino la rete dei centri di ricerca e sviluppo, sia tecnologica che gestionale, in tema di agroenergie;
- Assicurare nel sistema della formazione iniziative in tema di agroenergie.

4.6. Considerazioni sullo stato e sulle prospettive delle bioenergie nella Regione Campania.

L'analisi dello stato dell'utilizzo delle bioenergie a livello nazionale e più specificamente nella Regione Campania è documentato dalle Figure 16-24 e dalle Tabelle 7-12.

In particolare si rileva che:

- L'apporto delle bioenergie alla produzione di energia nazionale si attesta su valori prossimi a 7 tep e 1,6 tep per i settori termico ed elettrico, rispettivamente. Circa 1,1 tep rappresentano il consumo dei biocarburanti.
- La produzione termoelettrica da bioenergia era pari a 1080 GWh al 2014, su circa 18000 GWh nazionali. Tuttavia ben 329 GWh derivano da RU biodegradabili (presumibilmente totalmente da ascrivere ad Acerra?) e 572 da

bioliquidi (in massima parte da upgrade di oli vegetali da importazione in provincia di Napoli (apparentemente una realtà territorialmente molto concentrata: approfondire).

- Di fatto il potenziale di biomasse regionali diverso dalle RU bio e dagli oli vegetali di importazione è utilizzato in misura estremamente ridotta, quando rapportato ai valori di riferimento nazionali ed al potenziale disponibile in Regione Campania.
- La valorizzazione del consistente patrimonio di biomassa esistente in Regione Campania presenta consistenti prospettive di impatto economico ed occupazionale. Esso consente di stabilire importanti connessioni tra i comparti delle produzioni agroindustriali e dell'energia, contribuendo al rilancio dello sviluppo rurale e stimolando lo sviluppo della nascente filiera della Chimica Verde, già presente in Regione con alcuni importanti soggetti industriali (Novamont,).

Nel complesso, alla luce delle considerazioni riportate sopra, si può sostenere che lo sviluppo delle bioenergie in Campania è largamente al di sotto delle potenzialità. In particolare è molto limitata la valorizzazione della filiera del biogas, che peraltro potrebbe godere di condizioni particolarmente favorevoli in termini di localizzazione territoriale della produzione delle biomasse appartenenti alla filiera del biogas. Lo stesso può dirsi rispetto alla possibilità di valorizzare scarti e sottoprodotti di talune lavorazioni agro-industriali nella produzione di biocarburanti per via fermentativa (ad es. i reflui lattiero caseari e gli scarti ricchi di zuccheri di lavorazioni industriali).

I meccanismi di incentivazione governativi hanno privilegiato e continuano a privilegiare, coerentemente con le premesse, l'utilizzo diretto delle biomasse nella generazione termoelettrica in impianti di scala medio piccola (< 1 MW) in una visione che privilegia la filiera corta, così come definita dai provvedimenti ministeriali (la produzione elettrica avviene non oltre 70 km dal punto di produzione della biomassa).

Questa visione potrebbe essere almeno in parte riconsiderata alla luce degli approcci più recenti che a livello internazionale si stanno esplorando attraverso lo sviluppo di processi integrati di tipo decentralizzato/centralizzato e di allungamento della filiera basati sul bio-olio come intermedio di trasformazione. Questi approcci presentano sicuramente prospettive attraenti in termini di:

- accoppiamento della valorizzazione energetica con la chimica verde, attraverso il controllo del mix di biocombustibili prodotti e la produzione di chemicals;
- sviluppo di economie di scala attraverso una maggiore differenziazione tra stazioni di pretrattamento e punti di valorizzazione energetica (centrali termoelettriche) e chimica (bioraffinerie), possibilmente integrati.

Lo sviluppo di sistemi integrati basati sul bio-olio come intermedio di trasformazione potrebbe beneficiare dell'esistenza di una consistente attività di conversione energetica

basata su bioliquidi, ancorché in prevalenza di importazione, già presente in Regione Campania.

In termini più quantitativi, si ritiene che obiettivi plausibili, a breve termine (2020), possano essere i seguenti:

- raddoppiare, rispetto ai dati 2014 (v. cap. 1, dati GSE), la produzione di energia elettrica da biogas (portandola da 7 a 14 ktep) e da bioliquidi (portandola da 49 a 98 ktep);
- incrementare almeno del 10% l'utilizzo di biomasse per la produzione di energia termica nel settore residenziale, portando il relativo contributo al bilancio energetico regionale dagli attuali 578 ktep (2015, dato GSE) a circa 640 ktep;
- incrementare fortemente la quota di biogas e biometano immessa in rete, insieme a quella di biocombustibili in generale, portandola dai 2 ktep del 2014 (v. cap. 1, dati GSE) ad almeno 10 ktep.

Si rammenta che la SEN 2017, così come al momento delineata nel documento di consultazione pubblicato nel maggio 2017, prevede, come principali interventi nel settore delle bioenergie:

- per i nuovi impianti, incentivi limitati solo ad impianti di piccolissima taglia (fino a 70 kW)
- l'incentivazione delle sole bio-energie da scarti, rifiuti agricoli o cittadini e da prodotti di secondo raccolto.

4.6. Quadro di sintesi degli obiettivi FER.

Sulla base di quanto riportato nei capitoli precedenti, e ricordando quanto specificato in premessa in merito al fatto che il presente documento riguarda solo una parte dei settori potenzialmente di interesse nell'ambito della pianificazione energetico-ambientale regionale, si riassumono di seguito i principali obiettivi in merito allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Fonte	Incremento della potenza installata (MW)	Incremento dell'energia prodotta (GWh/anno)
Solare FV	75	100
Solare termico	14	19
Eolico	100	150
Idroelettrico	10	15
Geotermia (usi termici)	175	350
Biomasse (usi elettrici)	81	651
Biomasse (usi termici)	337	674
TOTALE	792	1.959

Il conseguimento di tali obiettivi permetterebbe di:

- aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di oltre 900 GWh/anno (+19% rispetto al 2015);
- aumentare la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di oltre 1.000 GWh/anno (+13% rispetto al 2015);
- risparmiare emissioni di gas serra per oltre 0,5 milioni di tonnellate equivalenti di CO₂ all'anno (-3,5% rispetto al 2015).

5. Le Infrastrutture per il Trasporto, la Distribuzione e l'Utilizzazione dell'Energia

5.1. Introduzione

L'Energia oggi rappresenta uno dei temi strategici più importanti della geopolitica su scala globale. Gli aspetti più sensibili e caratterizzanti sono certamente quelli legati al contenimento delle emissioni climalteranti e all'approvvigionamento sicuro ed economico, a cui concorrono con determinazione e forte preoccupazione i diversi Paesi.

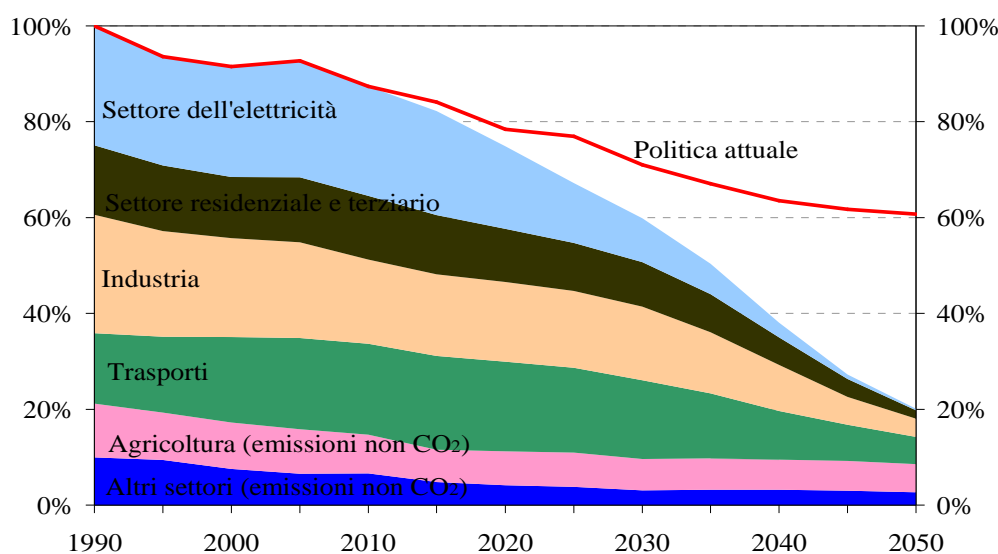


Figura 5.1 The roadmap to a competitive low carbon economy in 2050

L'Europa riflette pienamente tali preoccupazioni e si adopera attivamente nel concorrere al raggiungimento di obiettivi interni, strategici per il proprio futuro e compatibili con impegni assunti a livello internazionale, come l'abbattimento delle emissioni climalteranti in linea con la propria low carbon roadmap, che prevede una riduzione dell'80% delle emissioni rispetto ai livelli del 1990, entro il 2050, ed in particolare un azzeramento delle emissioni per quanto concerne la produzione di energia elettrica.

Importante segnale attuativo della strategia europea è certamente l'istituzione della nascente *Energy Union* per il perseguimento dei fondamentali obiettivi della politica europea, quali: la Sicurezza di approvvigionamento; la Creazione di un Mercato Pan-europeo dell'Energia; un aumento dell'efficienza energetica; la decarbonizzazione delle economie nazionali; un significativo e mirato rafforzamento degli investimenti in Ricerca e Innovazione per il mantenimento del primato tecnologico nelle tecnologie delle fonti pulite.

Tali Politiche stanno già concretizzando importanti obiettivi, quali la strategia 20.20.20 per l'attuazione della quale, nella corrente programmazione dei fondi SIE, l'Europa ha stanziato somme rilevanti e fissato livelli minimi di spesa in relazione ai diversi livelli di crescita dei Territori; in prospettiva ha poi varato la strategia, al 2030, sotto la Presidenza Italiana del Consiglio Europeo, destinata a dare un nuovo impulso agli interventi attuativi e alla legislazione preesistente. Sarà, infatti, richiesta urgente attuazione del terzo pacchetto energetico, adottato nel 2009, ma ancora in gran parte insoddisfatta da parte dei governi nazionali e a tal fine è stata già vincolata la spesa di ingenti risorse economiche nella corrente programmazione dei Fondi strutturali e di Investimento Europei (SIE)⁵ proprio al settore dell'energia e definito i relativi impegni minimi di spesa al variare del livello di sviluppo economico delle Aree.

Considerevole rilievo in tale prospettiva assume il Progetto della Super-Grid Pan-Europea, la nuova e innovativa Smart Grid Europea⁶, propedeutica al raggiungimento degli obiettivi perseguiti *dall'Energy Union*. Si tratta del progetto destinato a creare una "infrastruttura sovranazionale" che si protende dall'Europa ed ingloba nel suo sviluppo funzionale tutti i Paesi dell'Area Mediterranea. Essa consentirà la creazione del mercato unico europeo dell'energia elettrica ed il suo necessario allargamento a tutta l'area mediterranea. Con un investimento stimato tra i 100b€ e i 400b€ rappresenta indubbiamente l'iniziativa di più grande portata che l'UE mette in campo nel settore dell'energia, con riflessi positivi non soltanto in tema di riduzione delle emissioni climalteranti, di sicurezza degli approvvigionamenti, di riduzione dei costi dell'energia, dell'integrazione vera e propria dei sistemi energetici "Elettric&Gas" presenti nell'Area del Mediterraneo e quindi dell'efficientamento, ma anche e soprattutto quale contributo al miglioramento continuo della qualità della vita per i Popoli Mediterranei, obiettivi di forte attualità che travalicano i sistemi politici, economici e sociali locali e coinvolgono sempre più direttamente contesti geopolitici più ampi, come quello Europeo e dell'intero Mondo Arabo.

Le tendenze demografiche in atto nei paesi del Sud del Mediterraneo (SUD-MED) e le aspettative di crescita economica fanno prevedere per i prossimi anni una espansione senza precedenti della domanda di energia interna a tale area. Si stima che entro il 2050 l'area SUD-MED avrà bisogno di una quantità di energia quasi equivalente alle richieste attuali dell'Europa. Questa tendenza è solo in apparente contrasto con il crescente fabbisogno energetico dei paesi mediterranei dell'Ue (Ue-MED). Entrambe le aree hanno, infatti, forti motivazioni per intraprendere la strada della cooperazione e dell'integrazione energetica. Le politiche nei paesi della sponda Sud del Mediterraneo, sia pure con importanti differenze a livello nazionale, mostrano un crescente interesse anche per lo sviluppo delle energie rinnovabili e la liberalizzazione dei mercati energetici nazionali. Sono in campo proposte avanzate di collegamenti elettrici che interessano l'Europa e l'Italia ed il Mezzogiorno come punto di arrivo, in grado di scambiare energia con l'Europa cogliendo condizioni di mercato e fattori naturali come le stagionalità.

⁵ Per il ciclo 2014-2020, la politica di coesione è finanziata attraverso i Fondi strutturali e di investimento europei (Fondi SIE). Questi ultimi comprendono cinque diversi fondi, disciplinati dal regolamento (UE) n.1030/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, noto come «regolamento disposizioni comuni».

⁶ FP7 E-Highway 2050: Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050 - Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure.

Massimizzare le ricadute derivanti dalle azioni indotte da queste politiche è, però, cosa complessa e di non immediata realizzazione; richiede, infatti, una elevata capacità analitica e di coordinamento in tutti i settori da porre in essere sin dalle prime fasi di pianificazione e di programmazione dei singoli interventi.

Se per un verso il conseguimento di tali obiettivi impone uno sforzo considerevole e sinergico da parte di tutti i Paesi, al contempo rappresenta per ciascuno di essi una importante opportunità per migliorare l'ambiente e la salute pubblica, la crescita economica e quella culturale.

L'Italia e l'intero Mezzogiorno rivestono un ruolo strategico e di grandi prospettive nello sviluppo dell'integrazione energetica mediterranea, potendo fare leva sulla loro naturale posizione di «ponte» nel bacino del Mediterraneo tra Africa ed Europa.

A tale riguardo, con riferimento alle infrastrutture per collegare le due sponde del bacino del Mediterraneo, va posto in evidenza, con riferimento al richiamato possibile ruolo centrale del nostro Mezzogiorno, che, dei sette “corridoi energetici prioritari” per l'elettricità (inclusa quella generata da fonti rinnovabili, gas e petrolio) individuati dalla Commissione europea nel 2010, due in particolare interessano proprio l'Italia e il Mezzogiorno quale zona di transito e, in particolare, la Regione Campania che in futuro potrebbe assumere il ruolo di HUB energetico nello scambio di energia elettrica tra i Paesi dell'Area Nord-Africana con il Nord Italia/Europa, così come nello scambio tra la fascia adriatica e quella tirrenica del paese con il Nord-Italia/Europa. Si tratta del *corridoio sud-occidentale*, per le interconnessioni di energia elettrica tra Marocco, Algeria e Tunisia, su una sponda, e Italia, Portogallo, Spagna e Francia, sull'altra; e del *corridoio sud del gas naturale*, destinato ad attuare la dipendenza Ue dalle forniture del Medio Oriente e a spingere verso una maggiore diversificazione delle forniture.

In un tale quadro di riferimento internazionale il settore dell'energia rappresenta per la Regione Campania una grande occasione di sviluppo, con un significativo potenziale applicativo, ed altrettanto evidente che il ruolo della regione, in un'ottica di interesse nazionale, deve essere quello di affrontare la sfida e contribuire costruttivamente per ottimizzare soluzioni in grado di sviluppare al meglio questo scenario, senza però abdicare da un ruolo di pianificazione dei propri interessi e delle proprie prerogative. In sostanza il territorio campano non può essere un territorio inerte che deve proporsi quale mera piattaforma di passaggio ma deve ottenere da detti interventi un effettivo e concreto beneficio.

In primo luogo è necessario un ammodernamento strutturale della rete ed una sua razionalizzazione finalizzato alla eliminazione delle criticità ed alla crescita economica e sociale, nonché alla riqualificazione ambientale.

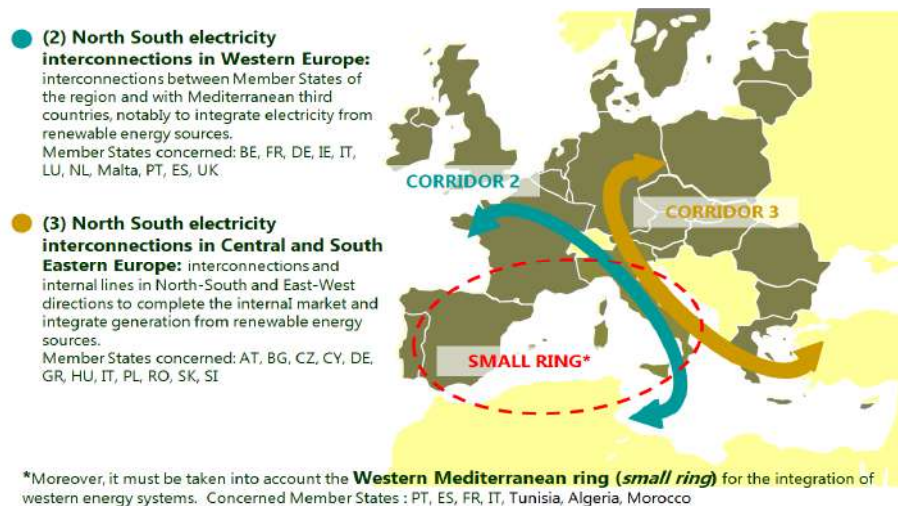


Figura 5.2 - Corridoi per progetti di interesse comunitario EIP

La Campania presenta molteplici criticità connesse alle infrastrutture elettriche presenti sul proprio territorio: una elevata densità di linee elettriche aeree di AAT ed AT presenti sul territorio (raggiunge i 101 m/kmq, rispetto ad una media nazionale di 73 m/kmq - quinto posto in Italia e prima delle regioni del centro del sud e delle isole) ed una percentuale di linee di trasmissione e di sub-trasmissione penalizzante rispetto ad altre regioni; inadeguatezza della rete di sub-trasmissione e delle linee elettriche in relazione a molteplici conglomerati urbani spesso cresciuti a dismisura e fuori controllo nei decenni per fenomeni di abusivismo edilizio; elevata eterogeneità nei livelli di tensioni delle reti di AT e MT, concentrati soprattutto nella rete di sub-trasmissione a ridosso dell'area napoletana, ma spesso anche a ridosso della fascia più urbanizzata, che richiede un necessario aggiornamento ed adeguamento; crescita esponenziale della produzione da FER, sia da eolico che da fotovoltaico, senza un adeguato e contestuale potenziamento della rete elettrica che conseguentemente non consente ancora un adeguato prelievo di tutta l'energia prodotta, generando quindi oneri di sistema che si ripercuotono a carico di tutta la collettività per l'energia non immessa in rete.

La Regione Campania, seppur rivela delle criticità significative, al contempo, manifesta anche significative potenzialità che consentono di ipotizzare un'appropriata riorganizzazione territoriale sotto il profilo energetico.

5.2. Le Reti di Trasmissione e Sub-Trasmissione dell'Energia Elettrica

5.2.1. Criticità⁷

La rete di altissima tensione a 380 kV (AAT) tra Campania e Puglia risulta essere interessata da consistenti fenomeni di trasporto di energia che dalle aree di produzione della Puglia viene convogliata verso le aree di carico della Campania e del Centro Italia.

⁷ Con il contributo di documentazione TERNA

Di significativa importanza sono, inoltre, i sovraccarichi sulla rete a 380 kV e a 220 kV a causa dell'alimentazione dei centri di carico di Salerno, Napoli e Caserta.

Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete a 380 e 220 kV è chiamata a trasportare gli elevati flussi di potenza dalle aree di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta. In tal senso, si evidenziano, ove si registrano, sovraccarichi relativi agli impianti della medesima area. Sulla porzione di rete primaria tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi riguardano la rete 220 kV tra Laino e Montecorvino, chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area, in caso di perdita di una delle linee a 380 kV "Laino-Montecorvino".

Nell'intero Sud Italia, inoltre, il sistema elettrico è caratterizzato da uno scarso livello di magliatura della rete a 150 kV, formata da lunghe arterie di sub-trasmissione che determinano perdite lungo la rete di alta tensione (AT) e scarsi livelli di qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica. In particolare la rete elettrica compresa nell'area tra le stazioni 380/150 kV di Foggia e Benevento II evidenzia una notevole congestione della rete ad alta tensione locale, caratterizzata da direttrici con ridotta capacità di trasporto. Allo stesso modo sono presenti numerosi impianti da fonti rinnovabile, in particolare centrali eoliche, che iniettano la potenza prodotta sulla rete a 150 kV; la maggior parte di questi impianti di generazione si concentra nell'area compresa tra Foggia, Benevento ed Avellino. La consistente produzione dei numerosi impianti eolici previsti, sommandosi a quella degli impianti già in servizio, concorrono a saturare la capacità di trasporto delle dorsali locali a 150 kV. La risoluzione di dette congestioni richiederebbe l'apertura delle direttrici a 150 kV interessate da elevati flussi di potenza, determinando così una conseguente riduzione degli standard di sicurezza.

L'ingente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino, nonché la rilevante quantità di generazione convenzionale installata in alcune aree della Puglia e della Calabria, determinano elevati transiti in direzione Sud - Centro Sud che interessano le principali arterie della rete di trasmissione primaria meridionale. In tal senso, particolari criticità si registrano sui collegamenti a 400 kV della dorsale Adriatica e lungo le linee a 400 kV che dalla Calabria si diramano verso nord.

Le criticità riguardano anche le trasformazioni 400/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche.

I valori misurati sui nodi principali della rete riportano i valori di tensione che rispettano i valori limite imposti dal Codice di Rete; tuttavia, eventi di esercizio caratterizzati in alcune condizioni da elevati livelli di energia rinnovabile immessa in rete e da valori elevati di tensione hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e la conseguente necessità di prevedere l'installazione di ulteriori dispositivi di compensazione di energia reattiva, in particolare nell'area campana e nell'area urbana della città di Napoli.

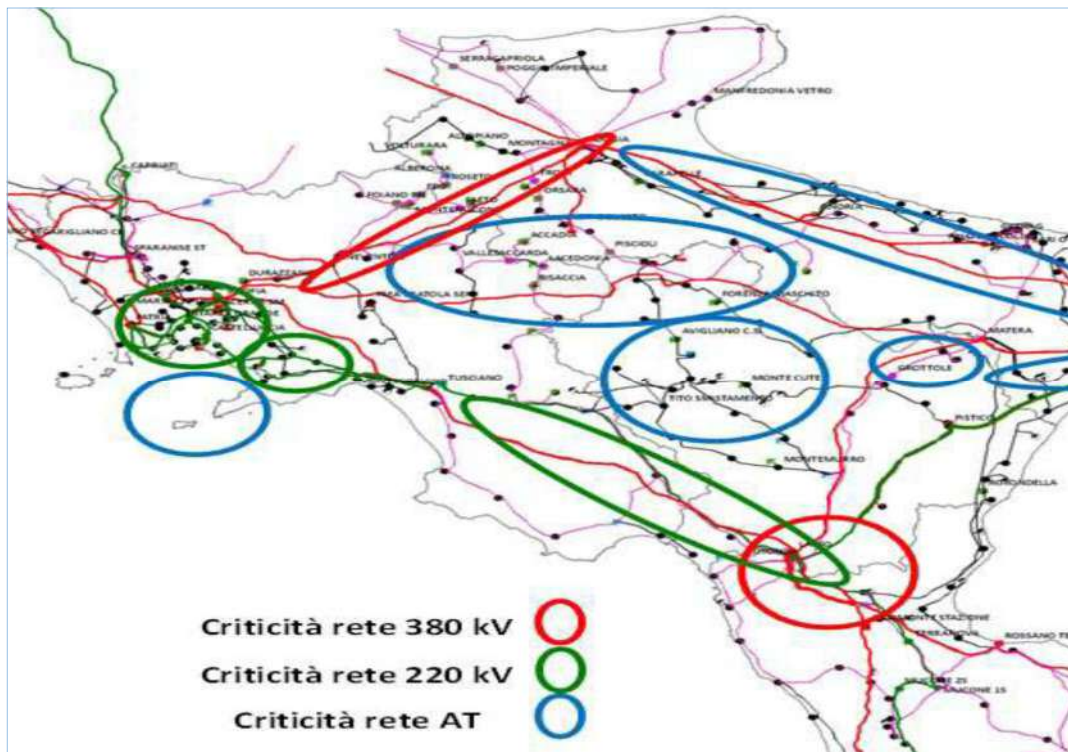


Figura 5.3 Principali criticità della RTN in Campania

Alle citate criticità si aggiungono le congestioni sulla rete di sub-trasmissione presenti in particolare nel sistema a 150 kV tra le stazioni di Foggia, Benevento e Montecorvino, dovute all'elevata penetrazione della produzione eolica.

Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete a 150 kV nonché della limitata portata di alcuni collegamenti. Nell'area compresa tra Napoli e Salerno si presenta molto critica la direttrice a 150 kV "Fratta - S. Giuseppe 2- Scafati - Lettere -Montecorvino", interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte. Per quanto concerne la penisola Sorrentina, si evidenzia che la vetustà della rete 60 kV che alimenta l'area non garantisce livelli adeguati di sicurezza e qualità del servizio. Infine, sussistono criticità in termini di affidabilità e sicurezza del servizio anche sulle direttrici a 150 kV della Campania meridionale e della Basilicata, in particolare nelle tratte "Montecorvino - Padula" e "Montecorvino - Rotonda".

5.2.2. Scenari di sviluppo delle reti AAT e AT

Le principali problematiche della rete elettrica di AAT ed AT nelle aree meridionali del Paese ed in Campania in particolare si traducono letteralmente nella insufficiente capacità di vettoriamento dell'energia elettrica a livello nazionale in direzione Sud-Nord e in ambito locale, in particolare di quella generata da impianti alimentati da FER non programmabili, con conseguenti fermo-impianti e aumento degli oneri di sistemi per mancata produzione. Tale insufficienza nelle reti comporta inevitabilmente ancor più l'impossibilità di connessione di nuovi impianti di produzione da Fonti

Energetiche Rinnovabili (FER) che in futuro, per quanto già detto, cresceranno inevitabilmente con l'attuazione delle politiche di decarbonizzazione legate alla "Low Carbon Road-Map", che nel settore della produzione di energia elettrica prevede addirittura l'azzeramento delle emissioni di CO₂.

Una sfida impegnativa, dunque, per affrontare la quale occorre necessariamente operare attraverso una serie di misure integrate in grado di assicurare al contempo adeguati livelli di efficienza e l'affidabilità del sistema elettrico. L'Operatore del Sistema di Trasmissione Nazionale, TERNA, ha pianificato un insieme sistemico di interventi che vanno dal potenziamento di stazioni elettriche di trasformazione, all'ammodernamento delle linee più critiche, alla realizzazione di nuove linee di collegamento allo scopo di aumentare la magliatura della rete ed aumentare la capacità di trasmissione lungo la direttrice Sud-Nord.

In tale contesto la Regione Campania è oggetto di piani di sviluppo predisposti dall'Operatore del Sistema con misure di breve e medio termine per la mitigazione ed il superamento delle suddette criticità. Pur essendo tale ruolo riconosciuto istituzionalmente all'Operatore del Sistema, anche in questa sede non si può non ribadire che i piani di sviluppo dovranno presentare delle concrete iniziative di miglioramento, sia in termini qualitativi della rete che in termini meramente paesaggistici, andando verso un progressivo smantellamento delle infrastrutture obsolete e interrimento di quelle linee decontestualizzate che oramai lambiscono zone ad elevata urbanizzazione o evitando la realizzazione di nuovi tracciati senza che siano prima esplorate soluzioni progettuali e sistemiche di minor impatto.

In definitiva, al fianco degli interventi strutturali che l'Operatore del Sistema propone, a corollario del piano nazionale ed internazionale di sviluppo delle linee di trasmissione dell'energia, è necessario procedere ad un complessivo piano di riordino, riclassamento e di razionalizzazione dell'intera rete di trasmissione presente sul territorio regionale.

Nella definizione delle diverse misure particolare importanza dovrà essere data all'aspetto ambientale/paesaggistico nella definizione dei progetti finali, riducendo quanto più l'uso di linee aeree e in tali casi utilizzando soluzioni tecnologiche ad impatto ridotto, adottando tecnologie blindate e quindi compatte nella realizzazione o riqualificazione di stazioni elettriche soprattutto in aree particolarmente antropizzate o sensibili sotto il profilo paesaggistico. Ma ancor di più si chiede l'adozione di misure di flessibilizzazione delle Risorse Energetiche Distribuite sul territorio e l'adozione di soluzioni tecnologiche innovative, a minimo impatto, che consentano un migliore sfruttamento delle infrastrutture già presenti sul territorio regionale, evitando o procrastinando nuove realizzazioni. In definitiva è necessario un ammodernamento e un adeguamento del sistema elettrico che passi anche attraverso l'adozione di una più adeguata e moderna logica di gestione e controllo della rete in grado di poter realizzare e sfruttare la flessibilizzazione dell'offerta e della domanda dell'energia elettrica in rete, attraverso il coinvolgimento anche degli utenti finali, sia quelli attivi che quelli passivi, e l'adozione di sistemi di accumulo, sia centralizzati che distribuiti.

Si richiamano sinteticamente per completezza i principali interventi programmati da TERNAsul Territorio Campano⁸.

ELETTRODOTTO A 380 KV "S.E. BISACCIA - S.E. DELICETO"

La principale finalità dell'Intervento è quella di aumentare la capacità di trasporto sulla sezione Sud-Centro-Sud, migliorando il collegamento fra la dorsale adriatica e quella tirrenica, finalizzato a consentire il trasferimento in sicurezza dell'energia prodotta in Puglia verso la Campania; al contempo l'intervento ha la finalità di migliorare il livello di produzione da fonte eolica di tutta l'area e di eliminare le limitazioni sulle produzioni attuali e future causate dalle congestioni e dai vincoli all'esercizio presenti sulla rete AT compresa tra le aree di Foggia, Melfi, Avellino e Benevento.

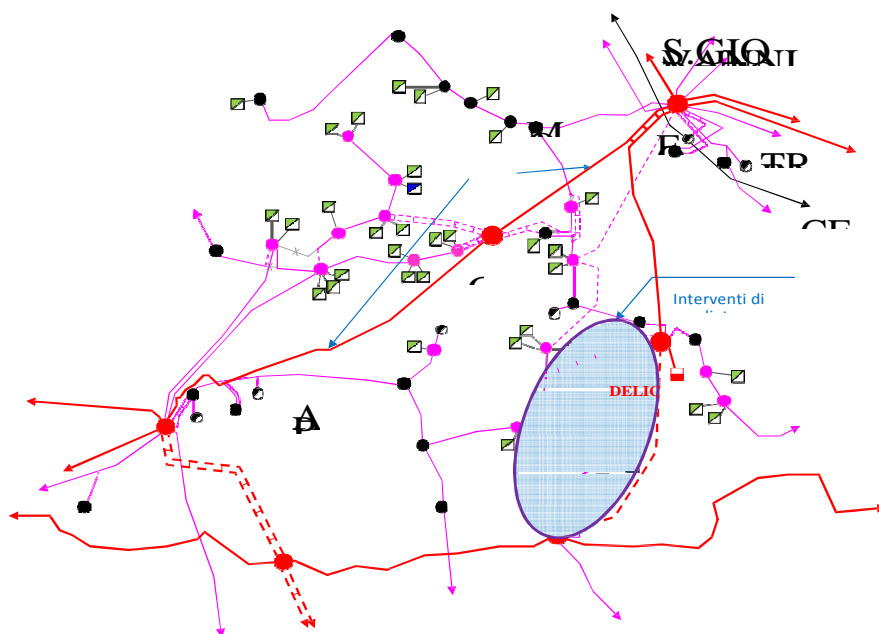


Figura 7.4 Elettrodotto 380 kV "Deliceto - Bisaccia"

Dopo una verifica in ordine alla possibilità di interrimento dell'opera, con la delibera di Giunta n. 94 del 21/02/2017 la Regione Campania ha espresso l'intesa, ai sensi del comma 1 dell'art.1-sexies del D.L. n.239/2003, convertito in L. n. 290/2003 e ss. mm. e ii., ai fini del rilascio dell'autorizzazione unica, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, sul progetto presentato da Terna.

Con la realizzazione dell'opera, si consentirà di collegare ed ottimizzare l'impiego delle Stazioni Elettriche (SE) di trasformazione 380/150 kV, già realizzate in località Bisaccia

⁸ Da documentazione ufficiale fornita dal TSO

(AV) e Deliceto (FG), punti baricentrici rispetto alle aree di produzione di energia da fonte eolica in costante crescita. L'intervento, inoltre, consentirà di convogliare l'energia rinnovabile direttamente sulla rete in altissima tensione (AAT) di trasmissione riducendo il rischio di dover ricorrere alla modulazione della energia rinnovabile e le perdite di energia in rete, con notevoli benefici ambientali connessi alla capacità di prelevare ed impiegare energia rinnovabile in luogo di energia termica convenzionale.

ELETTRODOTTO A 380 KV MONTECORVINO-AVELLINO NORD - BENEVENTO II E RAZIONALIZZAZIONE DELLA RETE AT

L'Intervento punta a conseguire una serie di obiettivi, tra i quali:

- potenziamento della capacità trasmissiva della rete in direzione Sud-Nord con riduzione delle congestioni di rete e miglioramento della competitività dei mercati (riduzione del fenomeno del "Market-Splitting");
- potenziamento della produzione e della capacità di immissione in rete di energia da fonti rinnovabili con conseguente aumento della competitività in generazione e riduzione degli oneri di sistema causati dalle limitazioni forzate operate dall'Operatore di Sistema sugli impianti da FER (energia non prelevata) per evitare congestioni in rete;
- aumento della magliatura della rete di AAT con conseguente miglioramento della sicurezza, della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica e riduzione delle perdite in rete con vantaggi anche per le aree di carico situate tra le province di Salerno, Napoli ed Avellino.

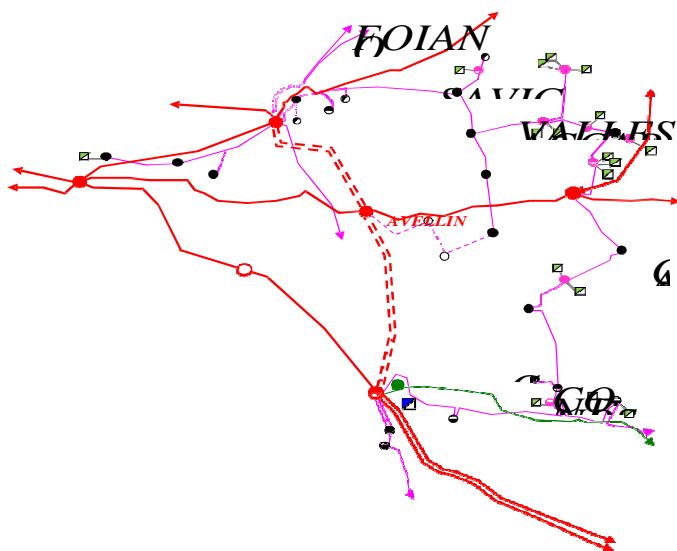


Figura 5.5 Elettrodotto 380 kV "Montecorvino-Avellino"

Effetto indotto dalla realizzazione dell'opera è una conseguente razionalizzazione e adeguamento della rete AT esistente nell'area di Salerno ed Avellino.

Il procedimento prodromico all'autorizzazione del progetto risulta attualmente all'esame del Ministero dello Sviluppo Economico che è in attesa degli esiti della valutazione di impatto ambientale attivata presso il Ministero dell'Ambiente. Allo stato, la procedura per la VIA risulta sospesa in quanto le norme di salvaguardia del Parco Regionale dei Monti Picentini, sul cui territorio insiste il tracciato, non consentono l'installazione di nuovi impianti salvo autorizzazione dell'Ente Parco e, per quelli di rilevante entità, previo parere della Regione Campania. Al momento, il parere dell'Ente Parco non risulta reso favorevolmente.

REPOWERING ETTRODOTTO 380 KV FOGGIA-BENEVENTO II

Il potenziamento della linea si inserisce nel contesto elettrico del sud Italia rappresentando il collegamento tra la dorsale adriatica e quella tirrenica per potenziare il trasporto in previsione della produzione elettrica che si svilupperà in Campania, Puglia, Calabria e Sicilia nei prossimi anni.

La soluzione localizzativa dell'intervento discende da un impegnativo processo di concertazione (nel periodo 2007-2008) tra TERNA, Regioni ed Enti locali.

Il nuovo elettrodotto sostituisce l'esistente elettrodotto Benevento II - Foggia, costituito da una linea a semplice terna binata (due conduttori per ciascuna fase) che non risulta più adeguato a garantire il collegamento tra le dorsali tirrenica ed adriatica della Rete elettrica nazionale, né ad assicurare l'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti da fonte tradizionale e da fonte rinnovabile. Il nuovo elettrodotto è ricostruito in terna trinata lungo l'intero percorso.

La ricostruzione consentirà anche un programma di razionalizzazione della locale rete AT in accesso alla stazione di Benevento II, per il quale sono previste soluzioni che, ottimizzando l'incremento della capacità di trasporto, riducano l'onerosità delle attività di razionalizzazione sulla rete AT anche mediante il ricorso ad una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV in entra-esce sull'elettrodotto "Foggia - Benevento" e opportunamente raccordata alla rete AT locale.

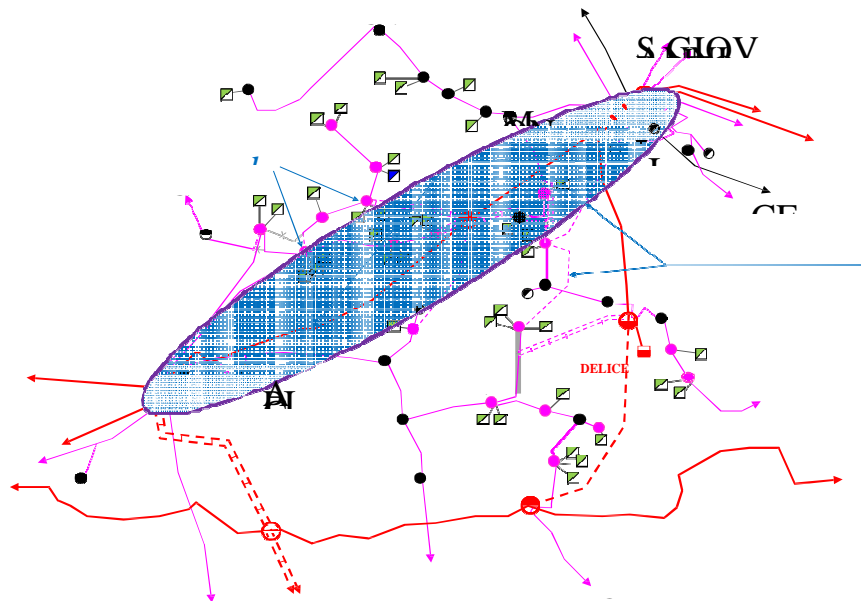


Figura 5.6 – Elettrodotto Foggia-Benevento II

I benefici elettrici correlati all'entrata in servizio, a regime, dell'elettrodotto sono riconducibili ad una riduzione delle congestioni di rete e al miglioramento della qualità dell'energia fornita e della competitività dei mercati. L'intervento, inoltre, consentirà l'incremento della produzione da FER nell'area a ridosso tra Puglia, Campania e Molise, consentendo anche il collegamento del futuro impianto di produzione e pompaggio tuttora allo studio ed in autorizzazione per l'invaso di Campolattaro.

Tra le opere in progetto, con Decreto Dirigenziale n. 256 del 7 giugno 2013 della Regione Campania è stata autorizzata la la S.E 380/150 denominata "Benevento III" e i relativi raccordi a 380 kV all'elettrodotto "Benevento-Foggia".

Per ulteriori opere previste (variante provvisoria aerea agli elettrodotti a 150 Kv "Benevento II – Foiano" e "Benevento II – Montefalcone" con annessi raccordi aerei di tali elettrodotti alla Stazione Elettrica "Benevento III"), l'iter amministrativo è in corso presso il Ministero dello Sviluppo Economico. La Regione Campania, comunque, ha già espresso con la delibera di Giunta n. 232 del 26/04/2017 l'intesa ai sensi del comma 1 dell'art.1-sexies d.

RIASSETTO RETE AT PENISOLA SORRENTINA

L'area necessita con urgenza di un riclassamento della rete di AT di nuove stazioni elettriche AAT/AT e AT/MT; le condizioni di obsolescenza generale delle infrastrutture AT unitamente ad uno scarso livello di magliatura e alla carenza di punti

di immissione di energia proveniente dalla rete AAT, rendono particolarmente significativo il rischio di disservizi nell'area della Penisola Sorrentina con una conseguente diminuzione dell'affidabilità della trasmissione elettrica. Il previsto collegamento a 150 kV, nonché la realizzazione di nuove stazioni elettriche AT – come la programmata SE “Sorrento 150 kV” – contribuiranno a ridurre drasticamente il rischio di disservizi nella porzione di rete in oggetto.

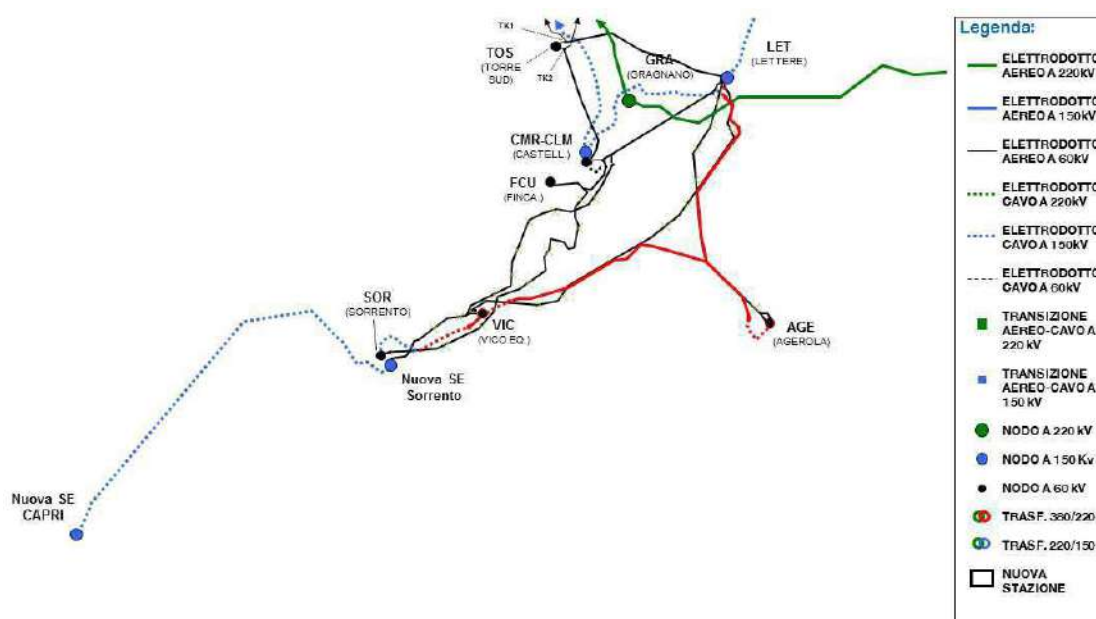


Figura 5.7 Riassetto della Penisola Sorrentina

L'incremento di affidabilità conseguibile a valle degli interventi previsti consentirà una diminuzione del rischio di Energia Non Fornita maggiore di 10 GWh/anno) e garantirà una maggiore adeguatezza del sistema elettrico, attraverso un piano di razionalizzazione della rete in AT nell'intera Penisola Sorrentina, un miglioramento della qualità del servizio e la demolizione della quasi totalità delle linee elettriche a 60 kV esistenti in Penisola.

Alcune delle opere (Stazione Elettrica 220/150 KV Scafati e elettrodotto Castellammare – Sorrento -Vico Eq.) risultano già avviate/realizzate mentre le opere necessarie al completamento del progetto di Terna risultano ancora in autorizzazione presso il Ministero dello Sviluppo Economico.

INTERCONNESSIONE A 150 KV ISOLE CAMPANE - COLLEGAMENTO IN CORRENTE ALTERNATA A 150 kV “CP TORRE ANNUNZIATA- NSE DI CAPRI”

L'isola di Capri è attualmente alimentata, tramite una rete a livello di bassa tensione, da una centrale elettrica costituita da gruppi diesel alimentati a gasolio BTZ. Tale soluzione si presenta oramai anacronistica e contro tutti i principi della sostenibilità (ambientale, sociale ed economica) e dell'affidabilità. Soluzione obsoleta, strutturalmente incapace di garantire, soprattutto in determinati periodi di elevata presenza turistica nell'isola, adeguati livelli di qualità e di continuità di alimentazione elettrica richiesti da un contesto internazionale, quale appunto può essere considerata l'isola di Capri.

Si alimenta l'isola con vecchi gruppi diesel che richiedono un costante approvvigionamento di gasolio con navi cisterna, con elevate emissioni di rumori e di sostanze inquinanti per l'ambiente. Una soluzione non più ammissibile. Non garantisce, tra l'altro, misure di riserva di alimentazione e nei periodi di elevato carico è insufficiente a far fronte all'intera domanda con inevitabili black-out programmati a rotazione. Ne deriva che la copertura del fabbisogno previsionale dell'isola di Capri, non è adeguata sia per problemi strutturali legati a carenze della rete di distribuzione (limitata capacità di trasporto degli attuali collegamenti) sia per la mancanza di approvvigionamenti di risorse energetiche efficienti.

L'Operatore di Sistema nazionale ha ritenuto, pertanto, di migliorare la qualità e la continuità del servizio prevedendo collegamenti dell'isola di Capri con la Penisola Sorrentina tramite un collegamento a 150 kV tra la nuova SE 150 kV di Capri e la Cabina Primaria di Torre Annunziata Centro e un altro collegamento tra la NSE di Capri e la futura SE di Sorrento.

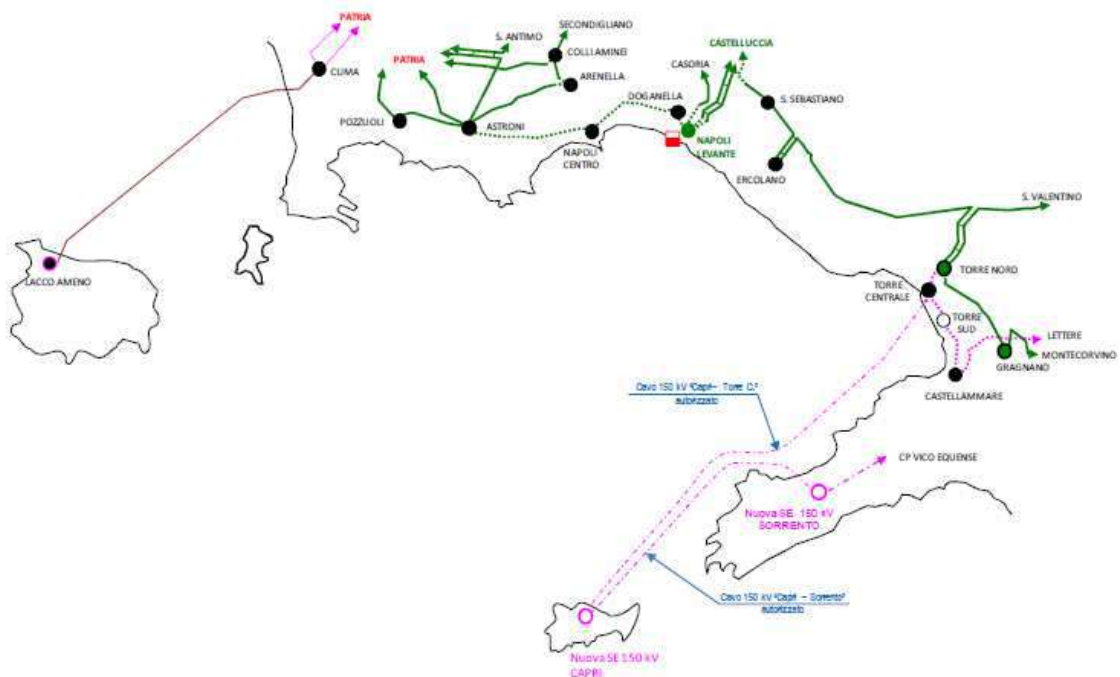


Figura 5.8 – Interconnessione Isola di Capri

La possibilità di connettere l'isola di Capri al continente comporterà inoltre una maggiore economicità del servizio correlata alla partecipazione del mercato elettrico, che renderà meno competitiva l'attuale generazione locale.

Le opere risultano in realizzazione (Nuova stazione Elettrica Capri – Torre Ann.) o da avviare (Nuova stazione Elettrica Sorrento – Capri).

RIASSETTO RETE A 220 kV CITTÀ DI NAPOLI

Il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree a 220 kV) che determinano un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete nell'area di Napoli e di eliminare i vincoli di esercizio è stato pianificato un programma di attività di sviluppo consistente in:

- eliminazione, presso Starza Grande, della derivazione rigida presente nel collegamento a 220 kV “Fratta – Casoria – Secondigliano”, al posto della quale è prevista la realizzazione dei collegamenti diretti “Fratta – Casoria” e “Fratta – Secondigliano”
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Poggioreale e la CP Secondigliano;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Napoli Direzionale e la S/E Napoli Levante;
- ricostruzione del collegamento “Napoli Direzionale – Castelluccia”, tenuto conto della ridotta portata, con nuovo collegamento di adeguata capacità di trasporto;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Casalnuovo e la CP Acerra;
- demolizione di tratti estesi della linea “Casoria - Napoli Levante”, previa attivazione del raccordo tra la stessa e la S/E Castelluccia, in modo tale da ripristinare il collegamento “Castelluccia – Casoria”

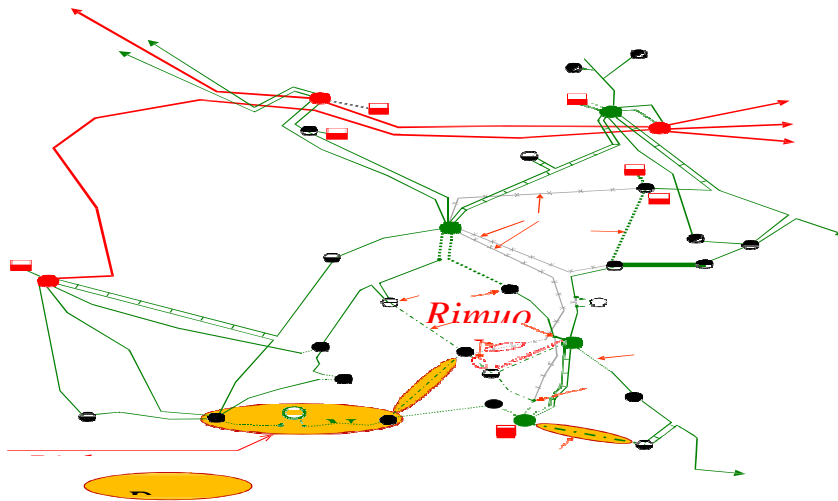


Figura 7.9 – Riassetto città di Napoli

È prevista, inoltre, la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Poggioreale e la CP Napoli Centro di adeguata capacità di trasporto e il potenziamento del tratto in cavo “Castelluccia – S. Sebastiano”. Infine, sarà realizzata una nuova S/E 220 kV a Fuorigrotta da raccordare in entra – esce al collegamento “Astroni – Napoli Centro” adeguatamente potenziato. Parte degli interventi è già stata completata, parte è in realizzazione, parte in autorizzazione.

Significativi i benefici elettrici attesi, come: un sensibile, generale, miglioramento dell'affidabilità del sistema elettrico nella Città e nell'Area Metropolitana di Napoli; una riduzione significativa delle perdite di energia in rete (fino a 50 GWh/anno); un sensibile miglioramento della qualità del servizio di alimentazione dei carichi dell'area centrale della città di Napoli; una migliore regolazione della tensione in grado di poter assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete AAT nell'area urbana di Napoli.

Dal punto di vista ambientale gli interventi consentiranno di liberare l'area, a forte sviluppo urbanistico, in cui insistono numerose abitazioni, condomini e parchi pubblici, da obsolete infrastrutture di trasmissione elettrica, con notevoli benefici socio-ambientali.

Gran parte delle opere previste nell'intervento proposto da Terna risultano già avviate e/o realizzate. Tra le opere in autorizzazione, la Regione Campania ha già espresso con la delibera di Giunta n. 233 del 26/04/2017 l'intesa ai sensi del comma 1 dell'art.1-sexies del D.L. n.239/2003, convertito in L. n. 290/2003 e ss. mm. e ii. sulla realizzazione della Nuova Stazione Elettrica 220/150 di Fuorigrotta.

5.2.3. Nuove risorse di flessibilità

L'integrazione in rete di volumi di energia intermittente (in particolare da fonte eolica e solare) in rapida crescita farà aumentare a dismisura la necessità di flessibilità, non solo per bilanciare offerta-e domanda nei mercati energetici, ma anche per fornire

servizi di sistema che permettono un adeguato controllo dinamico dei flussi in rete. Flessibilità che si struttura in tre componenti fondamentali: flessibilità della domanda e dell'offerta, che incidono sul comportamento dei consumatori e dei produttori e che prevede un loro diretto coinvolgimento nei processi di regolazione della rete; la flessibilità delle risorse di rete, che sfrutta i reali margini di esercizio dei componenti e del sistema nel suo insieme in luogo di quelli riferiti a vincoli standard di progetto, unitamente a sistemi di accumulo. La penetrazione delle FER, infatti, rende obsolete molte delle ipotesi tradizionali di progetto del sistema elettrico. Esempi emblematici sono il costo marginale, prossimo a zero, della produzione di RES, sul versante economico; la connessione in rete di generatori alimentati da FER attraverso interfacce elettroniche di potenza che sta rivoluzionando il comportamento del sistema elettrico in termini di risposta dinamica.

Provvedimenti in tale direzione sta vagliando anche l'AEEGSI con la proposta "Riforma del Mercato per il servizio di dispacciamento, apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione": DCO 298/2016/R/EEL.

Nell'affrontare questa sfida, occorre evitare l'errore di abbinare univocamente singole fonti di flessibilità a singole esigenze di flessibilità della rete. Quello che occorre è procedere con un approccio olistico nel quale tutte le risorse siano poste allo stesso livello e condivise per far fronte sinergicamente alle richieste di flessibilità da parte della rete. Ad esempio, una congestione sulla rete non deve produrre unicamente la necessità di dover ridurre la potenza generata da uno o più impianti, ma può sfruttare la possibilità di poter accumulare l'energia in eccesso in impianti di stoccaggio e vedere una partecipazione attiva dei consumatori, unitamente poi a sistemi e tecnologie che consentano di determinare in tempo reale le effettive prestazioni del sistema, ad esempio che consentano di far funzionare le linee secondo le loro portate reali in luogo di quelle di progetto notoriamente più vincolanti.

Ciò premesso, quello che si chiede all'Operatore di Sistema ed in generale ai Gestori delle reti presenti sul Territorio Campano è di affrontare il problema del dispacciamento dell'energia proveniente da FER, e non solo, attraverso un approccio olistico, in grado di individuare e sviluppare a seconda delle esigenze il mix ottimale di flessibilità che consenta di affrontare e superare le diverse criticità che si dovessero presentare in rete. Questo contribuirebbe a contenere al meglio il potenziamento delle reti con l'installazione di nuove linee elettriche, stazioni, etc.. e, al contempo, favorirebbe lo sviluppo e la scalabilità tecnico-economica delle soluzioni di flessibilità, necessarie per la transizione energetica, migliorando il benessere sociale (riduzione degli oneri di sistema).

L'attuazione di tali politiche richiede preliminarmente un *upgrade* tecnologico diffuso sugli impianti e sulle reti, consistente nella dotazione di:

Nuovi Paradigmi per l'Osservabilità della rete di trasmissione, ed in particolare sui sistemi di controllo e gestione della rete elettrica atti a rendere possibile la conoscenza, da parte del Gestore della rete di trasmissione (TSO), dell'andamento del flusso

energetico in tutti i punti di scambio con le reti di distribuzione, distinto per fonte di generazione (tradizionale o rinnovabile) e per tipologia di utente connesso alla rete (interrompibile, storage, utenza domestica, industriale, etc).

In tale maniera si consentirà al TSO di prevedere con maggiore precisione le evoluzioni nel tempo della produzione degli impianti connessi alle reti di distribuzione, al fine di aumentare l'efficienza dell'attività di dispacciamento e, quindi, massimizzare i benefici generabili dalle smart grid nei confronti degli utenti finali. Questa attività di coordinamento fra il gestore della rete di trasmissione e i gestori delle reti di distribuzione viene già promossa dall'AEEGSI attraverso la recente delibera 646/2015/R/eel (articolo 129, TIQE), ha introdotto dei premi per i gestori di rete che si impegnano a sviluppare la funzionalità innovativa (in ottica smart distribution system) denominata "osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse connesse alle reti di distribuzione di energia elettrica in media tensione" o per brevità "osservabilità MT". Tale funzionalità si articola attualmente in due livelli di complessità: a) OSS-1: invio a Terna, da parte dell'impresa distributrice, di dati e misure puntuali di generazione da fonte rinnovabile in modalità continua e istantanea; b) OSS-2: invio a Terna, da parte dell'impresa distributrice, di stime accurate delle immissioni di generazione, per fonte, e dei prelievi di energia elettrica sulla rete di distribuzione, in modalità continua e istantanea.

"Phasor Measurement Unit (PMU)": sistemi in grado di gestire, in tempo reale, le variazioni della tensione e della frequenza del sistema elettrico anche in presenza di immissione in rete della produzione da fonti rinnovabili. Ciò consentirà di massimizzare l'efficacia ed i benefici generabili dai sistemi smarter grids implementati sulle reti di distribuzione prevenendo problemi di instabilità di funzionamento del sistema elettrico e riducendo al minimo il rischio di possibili disalimentazioni degli utenti finali (imprese e famiglie).

"Dynamic Thermal Rating - DTR": tecnologie che consentono di stimare le reali capacità di trasporto delle linee attraverso l'impiego di avanzati sistemi di gestione con logiche di controllo distribuite evolute. Tale tecnologia consentirà di migliorare sensibilmente gli attuali livelli d'impiego delle linee in quanto la capacità di trasporto di ogni elettrodotto sarà determinata riferendosi alle reali condizioni meteorologiche alle quali lavora la linea e non a quelle normalmente assunte in sede di progetto riferite normalmente a condizioni meteo estreme alle quali la linea potrebbe lavorare, ma che nella realtà saranno raggiunte solo raramente e complessivamente per qualche percentuale dell'intera durata di vita utile della linea stessa.

Il "Dynamic Thermal Rating" consente, dunque, "un esercizio dinamico" della rete, con conseguente riduzione delle congestioni e, quindi, degli oneri di dispacciamento, a beneficio anche della generazione rinnovabile e distribuita.

Conduttori innovativi, ad alte prestazioni, sulle linee aeree maggiormente compatibili con i sistemi smarter grids: sono conduttori costituiti da speciali leghe termoresistenti, consentono l'esercizio degli elettrodotti a temperature maggiori, con minori possibilità

di decadimento delle prestazioni meccaniche dei conduttori, soprattutto a fronte dell'incremento di generazione da fonti rinnovabile, che l'implementazione più diffusa di smarter grids consente di ottenere.

Advanced Energy Forecasting Systems: implementazione da parte dei produttori di sistemi per la stima della producibilità di impianti alimentati da FER particolarmente accurati in grado di ridurre in maniera significativa errori nei piani di previsione di produzione e quindi di incorrere in oneri di sbilanciamento e soprattutto nella riduzione di oneri legati all'acquisto di riserva sul mercato.

Il Demand Response: paradigma che consente, tra l'altro, anche di aumentare lo sfruttamento dell'energia da fonte rinnovabile riducendo i costi collegati all'energia elettrica e termica, con potenziali applicazioni in ambito industriale, commerciale e residenziale.

Potenziamento degli Impianti di Produzione e Pompaggio: realizzabile attraverso l'impiego del bacino idrico di Campolattaro per la regolazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili sulle reti dell'Italia meridionale che, oltre a dare forte impulso economico al territorio nella fase di realizzazione dell'impianto stesso, contribuirebbe a ridurre i costi sostenuti dall'intera collettività per la regolazione in rete dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili e a migliorare la qualità e la continuità dell'energia elettrica in rete.

Sistemi di Accumulo Non Convenzionali: La società del Gruppo Terna Spa, Terna Storage, ha avviato un innovativo piano di investimenti nel campo dei sistemi di accumulo con l'obiettivo di garantire la gestione in sicurezza ed economicità della Rete Elettrica Nazionale, in particolare ci sono due macro-progetti ("Energy intensive" e "Power intensive"). In sintesi, "Energy intensive" prevede la realizzazione di tre sistemi di accumulo nell'Italia meridionale per un totale di 34.8 MW mentre "Power intensive" provvederà ad aumentare la sicurezza dei sistemi elettrici delle isole maggiori (Sicilia e Sardegna) tramite l'installazione di 40 MW di sistemi di accumulo con applicazioni da sviluppare nell'ambito delle smarter grids. Il Piano Strategico 2015-2019 ha previsto di interessare il SUD Italia e la Campania in particolare con l'installazione di circa 35MW di capacità di accumulo su tre siti:

- 12 MW a Ginestra (BN)
- 12 MW a Flumeri (AV)
- 12 MW a Scampitella (AV)

Tali impianti hanno lo scopo di risolvere le congestioni di rete, i cosiddetti "colli di bottiglia".

Con reti sempre più "smart" le prime esperienze di sistemi di accumulo dell'energia elettrica con impianti pilota non convenzionali lasciano intravedere la possibilità di estendere l'applicazione di tali tecnologie anche presso impianti eolici, con lo scopo di massimizzare ancor più la quantità di energia prodotta e immessa in rete. La

problematica del taglio della produzione degli impianti eolici o mancata produzione eolica rappresenta un prezzo per la collettività sia in termini ambientali sia in termini di costo dell'energia.

Queste misure hanno il grande vantaggio di contenere in maniera significativa il potenziamento infrastrutturale con la realizzazione di nuove linee.

La possibilità di adottare su tutta la rete tecnologie più "intelligenti" consentirà, anche a parità di infrastrutture di trasporto dell'energia esistente di:

- migliorare l'integrazione delle Risorse Energetiche Distribuite (DER), tra le quali quelle derivanti dalla generazione distribuita dai impianti alimentati da FER anche non programmabili, attraverso l'integrazione con sistemi di accumulo e una gestione attiva del carico elettrico;
- aumentare la capacità operativa di trasporto delle linee esistenti e di conseguenza il numero (e la capacità) degli impianti che si possono connettere;
- aumentare il livello di efficienza della rete di trasmissione attraverso un controllo integrato della gestione degli impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione in MT e in BT;
- migliorare la qualità e la continuità del servizio elettrico.

La contemporanea presenza di un sistema di trasmissione dell'informazione con la tradizionale rete di trasporto e distribuzione dell'energia consentirà di elaborare dati a diversi livelli di gestione al fine di adattare il funzionamento della rete in modo automatico, attribuendole maggiore flessibilità e affidabilità, migliorando la qualità dell'energia.

Inoltre, una rete di AT più intelligente opportunamente integrata con le reti di distribuzione sarà in grado di rispondere meglio alle esigenze 'tecnico-prestazionali' delle Grandi Imprese energivore e alle esigenze delle molteplici piccole e medie imprese (PMI), delle Aree di Inter-Porto e delle Aree Commerciali che caratterizzano il territorio. Anche il settore residenziale in una tale prospettiva rappresenterà un importante elemento strategico nel duplice ruolo di "consumatore/produttore" di energia elettrica (prosumer), con la possibilità quindi di partecipare attivamente alle azioni di programmazione e flessibilizzazione delle reti di AT.

5.2.4. Integrazione infrastrutturale: i corridoi infrastrutturali multifunzionali

Il corridoio Alta Velocità/Alta Capacità (AC/AV) relativo alla direttrice Napoli-Bari-Lecce-Taranto, che rientra nel Corridoio TEN-T Scandinavia-Mediterraneo, consentirà di integrare l'infrastruttura ferroviaria del sud-est, ed in particolare la Puglia e le Province più interne della Regione Campania, con le Diretrici di collegamento al Nord del Paese e con l'Europa, al fine di favorire lo sviluppo socio economico del mezzogiorno.

Il tracciato del corridoio interessa in maniera significativa il territorio della Regione Campania e rappresenta una grande opportunità di riqualificazione ambientale per la regione, potendo pianificare la creazione di un corridoio di tipo ibrido o misto nel quale potranno trovare alloggio, oltre alle infrastrutture ferroviarie dell'AV/AC, linee di trasmissione in AT a servizio del territorio regionale per l'alimentazione della stessa linea AC, di Poli Produttivi presenti e da sviluppare nell'ambito delle Comunità attraversate dal corridoio stesso, per l'immissione di energia derivante da impianti alimentati da FER. Costituirà, infine, una occasione per rafforzare l'azione di razionalizzazione degli *asset* di rete e di mitigazione degli impatti paesaggistici delle attuali reti di trasmissione sul territorio regionale.

Il corridoio costituirà, altresì, un passaggio privilegiato e quanto mai opportuno delle linee ad AAT in cavo, sia in corrente alternata che in corrente continua, previsti nell'ambito del progetto della Super-Grid Pan-Europea, la grande infrastruttura europea che consentirà la creazione del mercato unico europeo dell'energia elettrica ed il suo necessario allargamento a tutta l'area mediterranea e ancora: una riduzione delle emissioni climalteranti; un miglioramento della diversificazione e della sicurezza degli approvvigionamenti; una riduzione dei costi dell'energia per imprese e famiglie.

5.3. Le Reti di Distribuzione

5.3.1. Le criticità delle reti di distribuzione

La reti di Media e Bassa Tensione in Campania risente in molteplici aree territoriali di insufficiente capacità, qualità e continuità del servizio, necessarie a far fronte in maniera adeguata all'alimentazione soprattutto di aree industriali delle Province di Caserta, Napoli e Salerno e in aree con elevata presenza di impianti alimentati da FER.

Altro elemento di criticità che risente dello sviluppo storico e funzionale della rete di distribuzione, oramai insostenibile per le inefficienze che produce, è la presenza di un numero troppo elevato di livelli di tensione nelle reti di AT, MT e BT, unitamente a configurazioni di rete che necessitano di un riassetto generale, soprattutto a ridosso dell'area casertana, salernitana e napoletana. A ciò si unisce molto spesso l'elevata obsolescenza delle stesse linee (specialmente in ambito urbano) e delle apparecchiature delle stazioni e nelle cabine elettriche primarie e secondarie. È indifferibile in molti casi la razionalizzazione delle reti ed un riclassamento dei livelli di tensione delle reti di AT e di MT.

Altra criticità è la scarsa affidabilità delle reti di distribuzione in aree sensibili come quelle montane o in aree della regione come quelle interne che produce scarsa qualità e continuità della distribuzione.

5.3.2. Sviluppo e razionalizzazione delle Reti di Distribuzione

Nell'ottica di fornire un servizio di eccellenza agli utenti i distributori di energia elettrica debbono perseguire obiettivi fondamentali, quali la Sostenibilità Ambientale e l'Innovazione tecnologica.

Sostenibilità, in quanto i distributori, grazie anche alle sinergie con tutti gli *stakeholders* e le istituzioni territoriali, ricercano soluzioni tecniche rispettose delle peculiarità ambientali e paesaggistiche dei territori.

Innovazione, in quanto le nuove infrastrutture debbono essere realizzate nell'ottica di poter per veicolare anche servizi a valore aggiunto (ottica delle smart cities), oltre che alla implementazione di nuovi paradigmi orientati al raggiungimento dei livelli di eccellenza del servizio.

AREE INDUSTRIALI E PRODUTTIVE

Sarà necessario procedere al potenziamento e alla razionalizzazione di reti in AT e in MT a servizio di distretti produttivi, principalmente nelle Province di Caserta, Napoli e Salerno. Tali potenziamenti si concretizzeranno nella realizzazione di nuovi impianti primari, nel potenziamento delle cabine esistenti e nella realizzazione di nuove. Nell'ambito della razionalizzazione dovranno essere ricompresi il riclassamento dei livelli di tensione delle reti di AT e di MT ed un riassetto complessivo della struttura delle reti con aumento della magliatura, sostituzione di linee aeree con linee in cavo e specializzando il servizio di alcuni trasformatori AT/MT nelle cabine primarie per garantire i più alti standard di qualità della tensione possibili sulla rete MT.

AREE URBANE E METROPOLITANE

Gli interventi pianificati per le reti di distribuzione nelle aree urbane saranno orientati alla trasformazione delle stesse secondo il paradigma "smarter grids" per mezzo della stretta integrazione degli apparati con le reti di telecomunicazioni più evolute. Il tutto finalizzato a garantire servizi e funzionalità che migliorano la qualità del servizio e abilitano servizi aggiuntivi, quali: selettività logica dei guasti, supporto alla mobilità elettrica, smart metering, integrazione efficiente della generazione distribuita da FER.

INCREMENTO DELLA RESILIENZA DELLA RETE

Con il termine resilienza di rete si intende la capacità di mantenere il servizio o limitare al minimo il disservizio in condizioni di particolare sollecitazione ambientale e/o in presenza di guasti (condizione "N-1"). Alcune condizioni che richiedono un elevato grado di resilienza per la rete di distribuzione sono per esempio quelle di sovraccarico termico dei conduttori sotterranei in corrispondenza di periodi prolungati di elevate temperature, o di condizioni di precipitazioni nevose intense e diffuse per le linee aeree.

Saranno, pertanto, da svilupparsi:

- interventi di "magliatura" della rete MT: collegamenti fra linee MT urbane in cavo sotterraneo, per ripartire al meglio i carichi e rialimentare più efficacemente le tratte di rete sana in caso di guasti;
- "richiusura" di derivazioni di linee MT alimentate "in antenna" (da una sola via); questi interventi dovranno essere progettati in cavo sotterraneo per massimizzarne anche la sostenibilità ambientale;
- sostituzione conduttori nudi con soluzioni in precordato o cavo interrato in tutti i casi ove possibile;
- riclassamento da 60 a 150 kV delle cabine primarie, in sincronia con gli interventi sulle linee a cura dei TSO;
- connessione dati tra nodi di rete e sistemi centrali di controllo attraverso tecnologie "always on";
- installazione componenti di ultima generazione in Cabine Primarie, Centri Satellite, Cabine Secondarie e di Consegna Cliente.

Tali interventi dovranno trovare sistematicamente forte implementazione nelle aree montane ad elevato rischio meteo e nelle zone a rilevante vocazione turistica della costiera amalfitana e dell'isola di Ischia.

HOSTING CAPACITY PER GENERAZIONE DISTRIBUITA

Negli ultimi anni sono cresciute esponenzialmente le richieste di connessione di impianti da FER alla rete, in particolar modo da fonte eolica (connessioni in media e in bassa tensione). Le aree interessate sono l'alta Irpinia (Avellino) e il Sannio-Valfortore nella Provincia di Benevento. Ciò sta determinando la saturazione della capacità ricettiva ("hosting capacity") delle reti esistenti, e le soluzioni di connessione che vengono individuate richiedono normalmente delle opere di potenziamento delle interconnessioni tra rete di distribuzione e RTN.

Occorre pertanto che i concessionari delle reti di distribuzione procedano ad un adeguamento delle stesse operando secondo il paradigma "Smarter Grids" che prevede una forte digitalizzazione anche delle reti esistenti con indiscussi vantaggi per imprese e famiglie in termini di qualità e continuità di alimentazione, di servizi aggiunti con apertura diffusa al libero mercato.

Di seguito I principali benefici per il territorio:

- incremento delle rete di distribuzione dell'energia elettrica della capacità di accogliere generazione distribuita da FER;
- miglioramento affidabilità e qualità della fornitura;
- incremento del consumo "in loco" dell'energia prodotta da fonti rinnovabili: "Energia a km zero";
- abilitazione a una diffusione massiva dei veicoli elettrici con conseguente ulteriore contributo alla riduzione di emissioni di CO₂;

– indotto socio-economico locale significativo.

Con la digitalizzazione delle reti saranno offerti maggiori servizi all'utenza, di particolare importanza per il futuro sarà finalmente la possibilità per i consumatori di partecipare e massimizzare i vantaggi offerti dalle potenzialità del libero mercato in termini di risparmio e riduzione della spesa energetica.

5.3.3. La Digitalizzazione delle Reti Elettriche: Smarter Grids

Mai come oggi le reti elettriche di distribuzione e di utilizzazione sono al centro di cambiamenti che non abbiamo dubbi a definire epocali. Le politiche europee sull'ambiente richiedono, infatti, un cambiamento significativo ed inderogabile nel modo in cui vengono gestite le reti elettriche. Nel 2014 il governo italiano ha approvato il decreto legislativo "Sblocca Italia" che ha fatto della digitalizzazione l'asse portante della strategia economica al 2020 e in tale prospettiva si svilupperanno ambiziosi programmi finalizzati alla digitalizzazione delle Città "Smart-Cities" per i quali le reti elettriche intelligenti (Smarter Grids) costituiscono l'elemento portante ed insostituibile per la realizzazione della città intelligente, consentendo ai cittadini di essere sempre più connessi e coinvolti nella comunità e di beneficiare di nuovi servizi. Infatti, grazie alla capillarità delle reti elettriche, significative sinergie possono essere sfruttate per offrire in modo integrato nuovi servizi che sfruttano la rete elettrica evitando duplicazioni (per esempio metering multi-servizio, servizi alle TelCos, etc.).

In una tale prospettiva le forti criticità della rete di distribuzione in Campania, concentrate specialmente nell'ambito delle aree fortemente antropizzate, quali quelle della Città Metropolitana, rappresentano una leva ed una opportunità per un deciso potenziamento ed ammodernamento delle infrastrutture della rete di distribuzione. Tali interventi sulle reti di distribuzione MT e BT, necessari sia per le variazioni del carico elettrico, sia per la diffusione di sistemi di generazione elettrica distribuita, dovranno prevedere, insieme ai tradizionali interventi relativi alla realizzazione o potenziamento di nuove linee elettriche, cabine primarie e secondarie, anche ulteriori interventi che consentano alla rete di distribuzione in Campania di evolvere verso una Smarter Grid.

L'evoluzione verso una Smarter Grid offrirà diversi vantaggi sia per il distributore che per gli utenti, sia industriali che residenziali che potranno godere di una riduzione dei costi diretti (costo d'interrompibilità, costo di mancata produzione, costo di penalità sulla qualità del servizio di trasmissione e costo di penalità sulla qualità del servizio di distribuzione) e dei costi indiretti (costi di dispacciamento, costi di manutenzione delle reti, costo degli asset produttivi, costo delle utenze elettriche).

Lo sviluppo di reti intelligenti, attraverso soluzioni digitali, assicurerà, infatti, l'efficienza delle attività regolate, con chiari benefici per i consumatori. Uno dei primi è l'incremento dell'efficienza delle attività regolate svolte dai DSO, che si traduce in una riduzione dei costi per i consumatori, nella diminuzione delle perdite e nell'incremento della qualità del servizio.

Attraverso le Smarter Grids, i DSO, grazie ad una gestione attiva ed efficiente tutti i flussi di energia e i relativi dati, potranno, infatti, giocare un ruolo chiave nell'abilitare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico.

Le Smarter Grids consentiranno anche di aumentare la resilienza delle infrastrutture energetiche ai cambiamenti climatici e ad eventuali fenomeni di natura sismica. Al fine di aumentare la resilienza delle reti elettriche in media e bassa tensione si dovrà prevedere anche, laddove necessario, la sostituzione di linee aeree con cavi interrati.

La trasformazione delle reti elettriche in Smarter Grids, necessaria per il conseguimento degli obiettivi energetici ed ambientali, presenta anche un enorme potenziale indotto per l'intera economia, in quanto gli ingenti investimenti richiesti sono in grado di aprire nuovi mercati, aumentare la produttività delle aziende, accelerare la crescita e creare nuovi posti di lavoro.

In definitiva, dovranno essere proposti interventi volti a favorire un ammodernamento del sistema elettrico di distribuzione e di utilizzazione dell'energia elettrica promuovendo la realizzazione di reti di distribuzione intelligenti (Smarter Grids e Microgrids), prevedendo, contestualmente, indicatori oggettivi attraverso cui valutare i benefici (prezzo dell'energia elettrica, numero di congestioni sulla rete, miglioramento dell'affidabilità dell'alimentazione, qualità dell'alimentazione, il livello di efficientamento energetico, etc.).

5.3.4. Demand Response e Transactive Energy

Secondo le statistiche dell'International Energy Agency (IEA), il settore edilizio consuma circa il 40% del consumo totale finale di energia e genera il 30% delle emissioni di CO₂. Pertanto, negli ultimi anni è notevolmente aumentato l'interesse verso le fonti energetiche rinnovabili e le altre tecnologie emergenti quali i veicoli elettrici, la gestione attiva della domanda elettrica, i sistemi di accumulo dell'energia sia elettrica sia termica e i sistemi di gestione dell'energia (Energy Management Systems (EMS)) che consentano di ridurre i consumi di energia negli edifici intelligenti (smart buildings).

Diversi sono, infatti, i vantaggi che possono essere perseguiti attraverso la diffusione di sistemi di gestione attiva della domanda elettrica nelle Smarter Grids:

- Risparmio energetico ed economico grazie ad una riduzione del costo dovuto al consumo di energia elettrica e termica. Questo sarà possibile attraverso una gestione ottimale dei sistemi di produzione dell'energia e dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica e termica sui vari livelli (di smart house, edificio intelligente e blocchi di edifici).
- Miglioramento del livello di comfort per gli utenti
- Possibilità di raccogliere i dati dei consumi degli utenti e fornire una base dati analitica per il gestore della rete

- Riduzione dei picchi di carico elettrico sulla rete e differimento degli investimenti per il potenziamento della rete
- Riduzione dei costi di gestione della rete attraverso la gestione ottimizzata e flessibile di blocchi di edifici intelligenti operanti nell'ambito di un programma di gestione attiva della domanda
- Riduzione dell'importazione di energia e conseguente riduzione della dipendenza dai mercati esteri
- Incentivazione all'utilizzo di tecnologie avanzate tra cui le smarter grids e le microgrid
- Aumento della produzione e dell'utilizzo locale dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, con conseguente riduzione delle emissioni inquinanti, grazie alla complementarità degli edifici in termini di composizione dei carichi e della generazione locale che offre la possibilità di trasferire energia tra diversi vettori energetici e utilizzare i sistemi di accumulo dell'energia per migliorare la contemporaneità tra la produzione locale e la domanda di energia.

Tali sistemi sono basati sul concetto di *Transactive Energy* che mira a perseguire l'ottimizzazione di tutte le risorse energetiche utilizzando i segnali e gli incentivi economici per gestire tutti i dispositivi intelligenti della rete elettrica. La gestione ottimizzata delle risorse energetiche riguarda sia la rete di trasmissione che quella di distribuzione con particolare interesse verso la gestione attiva della domanda elettrica. Nel paradigma *Transactive Energy* le risorse energetiche distribuite sono coordinate e integrate tra loro in un sistema scalabile, adattabile ed estensibile basato sulla fornitura di determinati servizi, regole e protocolli che stanno alla base di transazioni di energia osservabili e verificabili.

Il concetto di *Transactive Energy* trova una sua immediata applicazione nell'ambito della gestione attiva della domanda elettrica (*Active Demand Response (DR)*) tramite la partecipazione attiva del cliente nel sistema elettrico, consentendo la partecipazione degli utenti al mercato elettrico attraverso modelli di gestione della domanda e dell'offerta e di rendere autosufficienti interi distretti urbani o industriali tra loro interconnessi.

In particolare, i programmi di gestione della domanda elettrica in funzione della risposta al prezzo si stanno diffondendo e le tecnologie presenti sono già in grado di accogliere questi programmi e di implementarli anche in ambito residenziale consentendo di attuare dei programmi di *Transactive Demand Response*.

Secondo tali programmi, non solo gli utenti possono rispondere alle fluttuazioni del costo dell'energia elettrica, ma grazie a controllori transattivi (*transactive controllers*) il gestore della rete può implementare un sistema interattivo in grado di limitare la domanda di energia elettrica quando necessario per agire positivamente sulle congestioni di rete.

Alcune ricerche e sperimentazioni in ambito internazionale prevedono anche che gli scambi di energia possano avvenire direttamente tra edifici e blocchi di edifici

intelligenti e senza l'intermediazione di operatori centralizzati grazie a tecnologie del tipo *Blockchain*, cioè basate su una sorta di registro distribuito che consente di scambiare energia elettrica in modo sicuro.

In tale scenario, nuove entità saranno necessarie per garantire l'intermediazione tra i consumatori e produttori di energia elettrica con il mercato elettrico o con i gestori delle reti elettriche. Tra queste nuove entità bisogna considerare il crescente ruolo degli Aggregatori e delle *Virtual Power Plant*.

L'Aggregatore è da considerarsi come un mediatore tra i consumatori, dei quali vende la flessibilità del carico elettrico, e il mercato dell'energia elettrica, dove vende tali flessibilità agli altri partecipanti (quali ad esempio il gestore della rete elettrica).

La *Virtual Power Plant* (centrale elettrica virtuale) può aggregare la domanda di più piccole utenze (come un Aggregatore) ma può anche gestire la produzione di numerosi piccoli impianti da energia elettrica distribuiti, risolvendo, quindi, i problemi relativi alla loro partecipazione al mercato elettrico.

5.3.5. Demand Response nel panorama italiano e possibilità di implementazione in Campania

L'interconnessione diretta tra impianti di produzione e impianti utilizzatori, come definita dalla direttiva CE 32/2006, è stata introdotta nel contesto normativo italiano dal D.L. n.115 del 2008 (poi modificato dal D.L. n. 56 del 2010) dove sono definiti i "sistemi di produzione e consumo elettrico che mettono in collegamento diretto il produttore e il consumatore".

La normativa che consentiva solo la connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica nazionale di distribuzione e di trasporto dell'energia elettrica è stata ampliata attraverso successive delibere (quali 675/2014/R/COM e 242/2015/R/EEL) dell'Autorità mirate a incentivarne la penetrazione e garantire condizioni agevolate nella contabilizzazione delle componenti di costo. Ciò ha portato all'introduzione dei cosiddetti Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), cioè sistemi caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di auto-provvigionamento energetico. La recente normativa consente, quindi, l'interconnessione e il trasferimento di energia tra gli edifici che, dal punto di vista del sistema elettrico, sono al contempo dei generatori e dei consumatori di energia (prosumers).

In tale contesto, la gestione attiva della domanda elettrica o Demand Response (DR), pone l'accento sulla possibilità di modificare la domanda elettrica allo scopo di superare le problematiche connesse ai picchi di prelievo dalla rete elettrica nelle ore di punta. La gestione attiva della domanda elettrica si sposa molto bene con alcune esigenze delle reti elettriche di distribuzione, e non solo, esistenti in Campania, come possibile

intervento non strutturale che consente di evitare o limitare le congestioni nelle ore di punta, appiattendolo la domanda e/o limitando i picchi di assorbimento e favorire l'integrazione delle energie rinnovabili, spostando la domanda nelle ore in cui c'è maggiore produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).

Le misure di gestione della domanda sono particolarmente interessanti per via dei benefici che portano ai consumatori in termini di risparmi (e di potenziali guadagni), al sistema in termini di maggiore sicurezza e affidabilità, ma anche per il loro contributo all'efficienza generale del sistema.

Diversi fattori possono favorire l'adozione di metodologie di gestione attiva della domanda nel sistema elettrico italiano e in particolare in quello campano. Tra questi sono significativi il superamento della fase di transizione strutturale descritta nel Piano Strategico Triennale 2012 - 2014 (rif AEEG), caratterizzata dal decentramento della produzione e, in particolare, dallo sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, anche destinati all'autoconsumo e la raggiunta maturità tecnologica che consentirà la partecipazione attiva dei consumatori al mercato dell'energia elettrica come pianificato nel Quadro Strategico 2015-2018 (rif AEEG).

L'AEEGSI ha già iniziato a tale scopo un processo di regolamentazione al fine di consentire l'integrazione nella rete intelligente degli utenti con la possibilità di partecipare alla variazione di carico sia per scopi economici sia di emergenza o affidabilità della rete con l'attuazione dell'Obiettivo Strategico OS1 il DCO 298/2016/R/EEL per la "Riforma del Mercato per il servizio di dispacciamento, apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione".

In particolare l'Autorità ha preso in considerazione interventi finalizzati a consentire, in tempi rapidi, alla generazione distribuita, alla domanda e alle fonti rinnovabili non programmabili di ogni taglia di accedere al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) per il tramite dei rispettivi utenti del dispacciamento, anche attraverso la necessaria aggregazione.

Saranno, quindi, da incentivare, nell'ambito di quanto consentito dalla normativa nazionale, politiche per la realizzazione di reti private, costituite da sistemi elettrici di produzione e consumo, quali i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e le reti in assetto di Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) che possono rappresentare modelli di indipendenza dalla rete elettrica principale e garantire livelli di funzionamento anche in condizioni non ordinarie. La risposta in termini di stabilità della rete e continuità del servizio a fronte di "perturbazioni" esterne di origine climatica/ambientale può rappresentare un ulteriore elemento di competitività territoriale a cui la Regione Campania deve ambire.

In particolare, in ambito residenziale, la presenza di sistemi di gestione automatica degli impianti sia a livello di edificio (Building Automation Control System (BACS)) che nelle abitazioni offre la possibilità di realizzare sistemi di gestione dell'energia elettrica

capaci di interfacciarsi con la rete elettrica intelligente del distributore cui sono connessi.

In tale contesto, i sistemi di misura intelligenti rappresentano uno strumento importante come disposto dall'Autorità nel decreto legislativo 102/14 di recepimento della Direttiva 2012/27CE, ha definito nel DCO 416/2015/R/eel e successivo 468/2016/R/eel e con la deliberazione 87/2016/R/eel, dove sono stati definiti i requisiti per l'adozione di un nuovo sistema di smart metering di seconda generazione (smart meter 2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione e il rilascio dell'impronta energetica (energy footprint) al cliente finale.

Tutto ciò richiederà l'incentivazione e la diffusione di sistemi di gestione intelligente degli impianti residenziali e degli edifici, quindi di sistemi domotici, smart houses e building automation control systems, unitamente alla diffusione di elettrodomestici e carichi intelligenti che consentono la possibilità di modificare il profilo di utilizzo del carico elettrico.

5.4. Cold Ironing ed elettrificazione delle banchine portuali

Le problematiche connesse alle emissioni inquinanti in ambito portuale sono state oggetto di interesse da parte del Parlamento Europeo che ha adottato una politica finalizzata alla riduzione delle emissioni atmosferiche prodotte dalle navi marittime, attraverso comunicazioni, direttive europee e programmi comunitari come il Clean Air For Europe (CAFE). Un aspetto del problema è stato identificato con le emissioni di particolari sostanze inquinanti (CO, SO, NO_x) prodotte dalle navi ormeggiate nei porti.

In tale contesto, il panorama normativo nazionale e internazionale ha visto una serie di interventi, dalla Convenzione Marpol 73/78 (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships) e poi, con la pubblicazione del Decreto Legislativo 13 agosto 2010 n. 155 (attuazione della Direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa), i parametri qualitativi dell'aria fissati dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio con il D.M. n. 60/2002 sono stati modificati con il D.lgs. 112/2014 (attuativo della direttiva 2012/33/CE di modifica della precedente direttiva 1999/32/CE relativa ai tenori di zolfo dei combustibili per uso marino).

Le soglie fissate per le emissioni biossido di zolfo (SO₂) e biossido di azoto (NO_x), i valori limite e critici e le soglie di allarme possono e devono essere monitorate secondo quanto stabilito dal Parlamento europeo e del consiglio europeo con il regolamento 2015/757 concernente il monitoraggio, la comunicazione e la verifica delle emissioni di anidride carbonica generate dal trasporto marittimo e che modifica la direttiva 2009/16/CE.

Tra le azioni promosse per limitare le emissioni, in questo caso, vi è la possibilità di erogare energia elettrica da terra spegnendo i motori ausiliari che azionano i generatori di bordo.

Infatti, dal 2002 il Parlamento e il Consiglio Europeo con la COMM(2002)595 esortano le Autorità Portuali a promuovere e incentivare la riduzione delle emissioni atmosferiche delle navi marittime favorendo l'impiego di 'elettricità' erogata dalle reti elettriche terrestri per le navi ormeggiate nei porti. A tal fine l'art. 3-bis della direttiva 2012/33/CE consente alcune eccezioni alle prescrizioni nel caso di: "navi all'ormeggio nei porti con i motori spenti e collegate a un sistema elettrico lungo la costa", riconoscendo i benefici che tale soluzione comporta.

A oggi l'elettificazione delle banchine portuali (Cold Ironing), consentendo di non utilizzare il diesel delle navi ma prelevando l'energia elettrica dal porto per mantenere la nave funzionante quando sosta in banchina, rappresenta una soluzione in gran parte consolidata e in uso nei maggiori porti europei, mentre molte sono le Autorità Portuali che stanno programmando di adottare questa soluzione.

Aspetti tecnici che consentono di adottare tale soluzione sono essenzialmente legati a un'infrastruttura interna all'area portuale per la trasformazione, distribuzione e consegna dell'energia elettrica alle navi e un'adeguata infrastruttura della rete elettrica nazionale cui connettersi.

In pratica è necessario garantire:

- il collegamento alla rete elettrica nazionale di trasmissione (TERNA) o di distribuzione (ad es. E-Distribuzione) da una stazione di trasformazione locale, dove l'energia elettrica è trasformata da 20-150 kV a 6-20 kV;
- l'eventuale conversione di frequenza da 50Hz a 60Hz in una o più sottostazioni per l'alimentazione delle navi;
- la distribuzione delle linee elettriche all'interno dell'area portuale fino alle banchine;
- l'installazione di appositi sistemi con gru e avvolgitore del cavo terminale (spina) idonei per il collegamento alla presa a bordo dell'imbarcazione.

L'elettificazione delle banchine è, quindi, un intervento da promuovere nelle aree portuali di Napoli e di Salerno, in particolare tenendo in considerazione i benefici ambientali derivanti dalla riduzione locale delle emissioni in termini di qualità dell'aria nel tessuto urbano immediatamente a ridosso dei porti.

Si è stimato che il beneficio in termini contenimento degli agenti inquinanti è quantificabile nella riduzione fino al: 99% di CO; 97% di NO_x; 94% di VOC (composti organici volatili); 89% di PM (polveri sottili); 50% di CO₂; 50% di N₂O.

Importanti realtà portuali italiane come Venezia e Livorno sono in prima linea per l'attuazione di tale soluzione, a seguire sono in fase di valutazione di progetti simili realtà portuali quali Genova, Civitavecchia, Bari e Taranto.

La fattibilità di questo intervento richiede il supporto della rete elettrica di distribuzione e di trasmissione, ma contestualmente può avvantaggiarsi del contributo derivante dalla generazione distribuita presente nella Smart Grid urbana. Poiché l'intervento può richiedere investimenti strutturali sulla rete elettrica portuale e del distributore è necessario contestualizzarlo con la riduzione dei consumi in ambito portuale attraverso l'efficientamento energetico negli edifici portuali, tecniche di re-lamping con l'utilizzo delle lampade a led e lampade ad alta efficienza, l'adozione di sistemi di produzione di energia elettrica locale da FER, da Biogas e Biomasse, e l'adozione di sistemi di accumulo elettrico.

In sintesi, gli interventi da perseguire nell'ambito portuale di Napoli e Salerno dovrebbero essere innanzitutto finalizzati all'elettrificazione del trasporto terrestre dell'area portuale, alla realizzazione di banchine elettrificate (Cold Ironing), all'adozione di sistemi di illuminazione efficiente, all'efficientamento energetico degli edifici portuali.

Un ulteriore intervento in grado di aumentare le potenzialità offerte dal Cold Ironing e che sarebbe utile perseguire nelle aree portuali di Napoli e Salerno consiste nella realizzazione di una rete elettrica intelligente portuale (microgrid portuale). Una microgrid portuale sarebbe, infatti, in grado di amplificare i benefici ottenibili tramite il Cold Ironing grazie ad una gestione ottimizzata dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e da sistemi di cogenerazione. L'energia elettrica necessaria al Cold Ironing sarebbe, infatti, per la maggior parte generata tramite generatori locali, collegati alla microgrid, anche basati su fonti rinnovabili o impianti di cogenerazione, consentendo un'ulteriore riduzione delle emissioni inquinanti nel porto e una riduzione dei costi associati al consumo di energia elettrica. La realizzazione di una microgrid portuale insieme al Cold Ironing potrebbe consentire, infatti, oltre alla riduzione delle emissioni inquinanti, una riduzione del costo dell'energia elettrica grazie alla maggiore autonomia energetica della microgrid portuale rispetto alla rete di trasmissione o distribuzione alla quale si collega. Da considerare, inoltre, che la realizzazione di una microgrid portuale, oltre ad avere ricadute ambientali ed economiche positive per l'area portuale, potrebbe generare forti ricadute industriali sulle differenti imprese operanti nel settore.

5.5. Sistemi di accumulo elettrico e termico per facilitare l'autoconsumo e la diffusione delle FER

I sistemi di accumulo dell'energia possono contribuire a risolvere alcuni problemi delle reti elettriche e a diffondere la tecnologia necessaria per la futura gestione intelligente delle reti.

La continua regolamentazione delle Norme Tecniche (CEI 0-16 e CEI 0-21) per le connessioni degli utenti attivi alle reti elettriche considera anche la possibilità di utilizzare i sistemi di accumulo dell'energia elettrica connessi alla rete insieme ai sistemi di produzione di piccola taglia normalmente fotovoltaici.

Particolare attenzione è stata posta dall'Autorità dell'energia elettrica alla diffusione dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica che consentono la possibilità di ottimizzare l'uso delle FER e di poter essere utilizzati in modo coordinato con la gestione attiva della domanda elettrica.

La possibilità di accumulare l'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, come eolico e fotovoltaico, nei momenti di basso consumo e utilizzarla in un momento differente è sicuramente un vantaggio per lo sfruttamento sul posto dell'energia prodotta, cioè per l'autoconsumo, limitando così l'uso delle reti di distribuzione. Complessivamente tale tecnica è considerata abilitante per il perseguimento della politica comunitaria di "de-carbonizzazione", carbon-free (EASE-European Energy Storage Association, 2015).

La regolamentazione del settore è in Italia già in fase avanzata, anche se, a causa dell'elevato prezzo di mercato, non si è ancora diffusa in modo significativo. Al contempo sono previste forme di incentivo se il sistema di accumulo è accoppiato a un impianto alimentato da fonti rinnovabili in quanto tale intervento di risparmio energetico gode delle detrazioni fiscali e in alcuni casi sono previsti aiuti regionali.

In considerazione dell'attuale assetto delle reti di trasmissione e in particolare di distribuzione dell'energia, è necessario pianificare una metodologia per lo sviluppo dei sistemi di storage elettrico e lo sviluppo di sistemi di controllo intelligente per le smart grid.

Le tecnologie di accumulo dell'energia disponibili devono essere diversificate in funzione della taglia e della possibilità di partecipare ai servizi di rete e di dispacciamento. È quindi necessario considerare l'opportunità di affrontare l'intervento almeno in due distinti ambiti, quello delle reti di distribuzione dell'energia primaria e secondaria e quello della rete di trasmissione. Si possono identificare quindi diversi interventi sia sulle reti di distribuzione che di trasmissione:

- incentivare la realizzazione di sistemi di accumulo per gli impianti eolici esistenti e per la pianificazione di nuovi impianti. Collegare il permesso realizzativo all'opportunità di realizzare contestualmente il sistema di accumulo.
- finanziare parzialmente la spesa per l'installazione di sistemi di accumulo su nuovi impianti fotovoltaici, e su quelli esistenti, in ambito residenziale.

Prevedere per le reti di distribuzione l'incentivazione all'installazione di sistemi di accumulo dell'energia elettrica sia nel caso di nuovi impianti di produzione da FER, che di impianti esistenti, installati presso gli utenti finali che attualmente immettono in

rete il surplus energetico attraverso la rete di distribuzione. L'intervento è destinato agli impianti di accumulo dell'energia sulle reti di distribuzione secondaria e primaria, cui afferiscono impianti di produzione di piccola taglia largamente diffusi sul territorio.

5.6. *Interventi proposti*

1. Aumentare la diffusione di generazione distribuita e incentivare o sviluppare le reti elettriche intelligenti (Smarter Grids) che consentono la misurazione e il controllo dei flussi

1. Stipulare accordi/intese/convenzioni con i Distributori (DSO) al fine di:
 - promuovere delle attività di ricerca applicata su impianti pilota di gestione delle Smarter Grids, rivolte al miglioramento nell'utilizzo delle risorse energetiche;
 - facilitare la sostituzione delle infrastrutture obsolescenti e pianificare nuovi investimenti per aumentare la resilienza delle reti elettriche di distribuzione e la qualità del servizio per gli utenti;
 - integrare la mobilità con il settore elettrico;
 - realizzare micro reti attive o smart grids.
2. Incentivare la realizzazione di micro-reti energetiche negli edifici pubblici nei quali massimizzare l'autoconsumo istantaneo.
3. Promuovere la generazione distribuita da fonte rinnovabile destinata all'autoconsumo attraverso l'incentivazione all'utilizzo di sistemi di accumulo distribuito e centralizzato per migliorare la gestione delle fonti energetiche intermittenti.
4. Promuovere la costituzione di Distretti Energetici nei quali massimizzare l'autoconsumo istantaneo.
5. Promuovere la mobilità elettrica con realizzazione di progetti pilota su area vasta con predisposizione di sistemi di ricarica con integrazione da FER ed integrazione nel Mercato Elettrico.
6. Favorire la costituzione di un tavolo permanente tra il MISE e la Regione Campania per:
 - promuovere le attività di ricerca e di sviluppo delle smart grids in Regione,
 - migliorare l'efficienza energetica e la de-carbonizzazione della produzione di energia elettrica.
7. Favorire la realizzazione negli edifici pubblici regionali e nelle amministrazioni comunali degli interventi per il raggiungimento del 50% di autoconsumo della produzione.
8. Favorire i finanziamenti di progetti di ricerca industriale per promuovere la realizzazione di nuove reti di distribuzione intelligenti anche in abito industriale (Industria 4.0) (smart grid e microgrid). Il finanziamento per l'innovazione dovrebbe prevedere degli indicatori attraverso cui valutare i benefici (prezzo dell'energia elettrica, numero di congestioni sulla rete, miglioramento dell'affidabilità dell'alimentazione, qualità dell'alimentazione).

9. Incentivare la gestione attiva dei carichi elettrici (building automation o demand response) come intervento di efficientamento energetico, poiché in grado di attuare politiche di risparmio energetico e uso razionale dell'energia.
10. Incentivare interventi nelle aree portuali per l'elettrificazione delle banchine, in considerazione della riduzione delle emissioni e dei costi per l'energia elettrica.
11. Creare progetti pilota relativi alla creazione di una Smart Energy Community.

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).

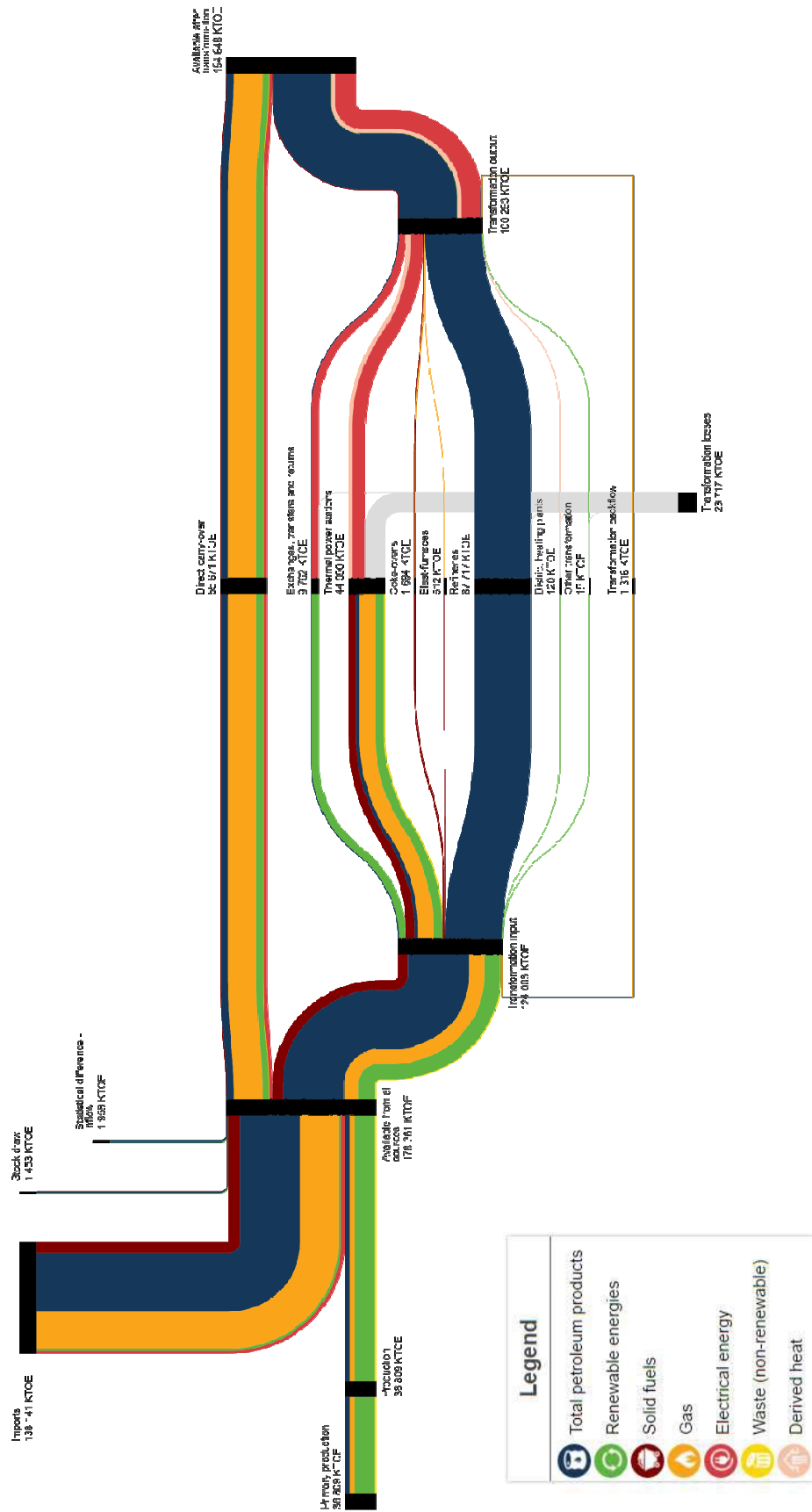


Figura 0.1 – Rappresentazione del bilancio energetico nazionale, dagli input/produzioni alla disponibilità dopo le trasformazioni, tramite diagramma Sankey (Fonte Eurostat [4.A]).

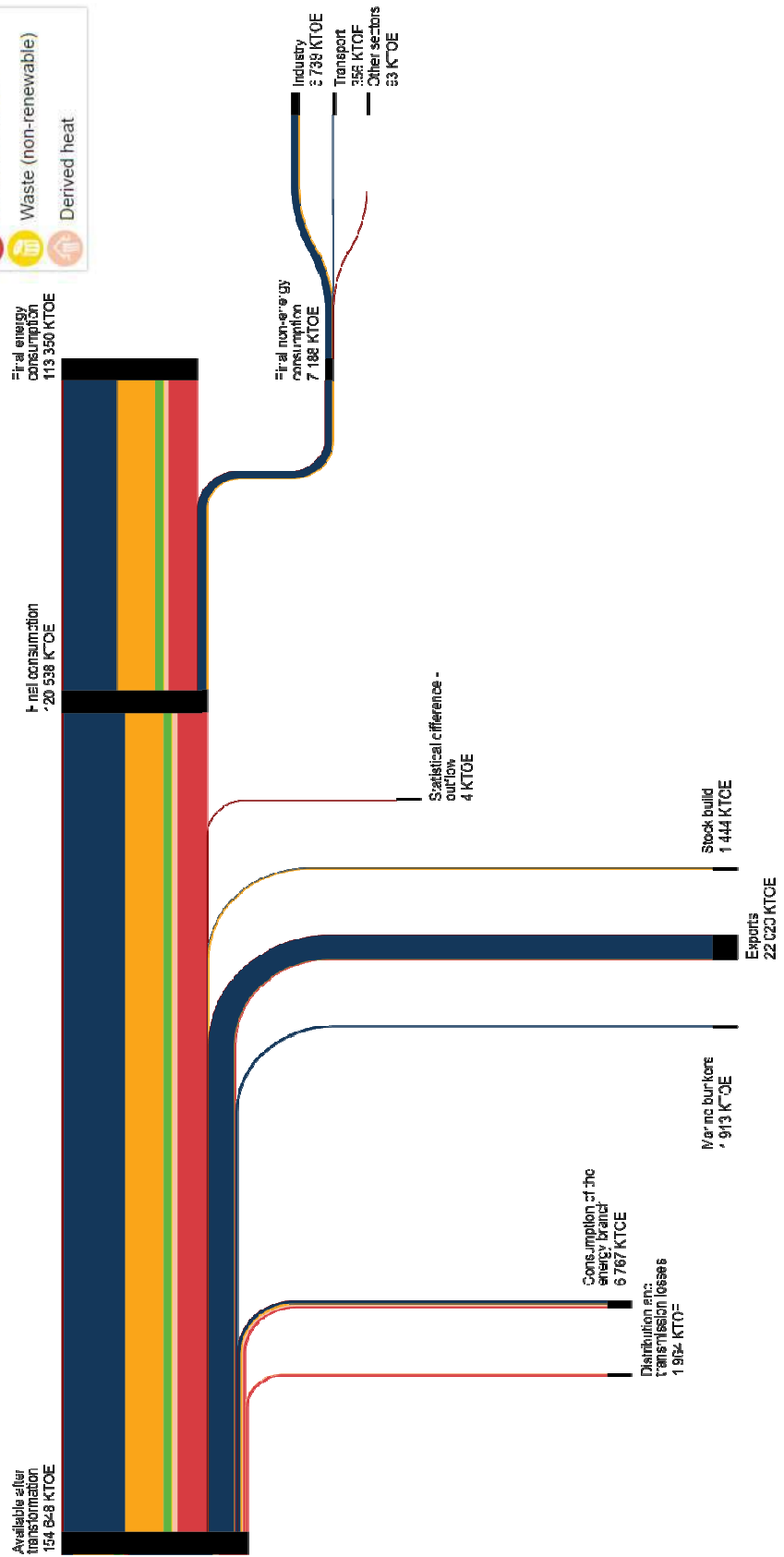
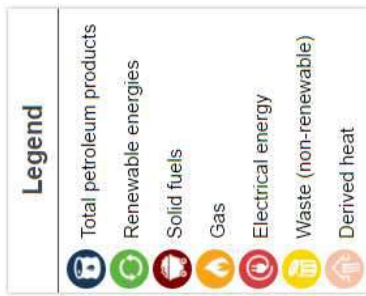


Figura 0.2 - Rappresentazione del bilancio energetico nazionale, dalla disponibilità dopo le trasformazioni agli usi finali, tramite diagramma Sankey (Fonte Eurostat [4.A]).

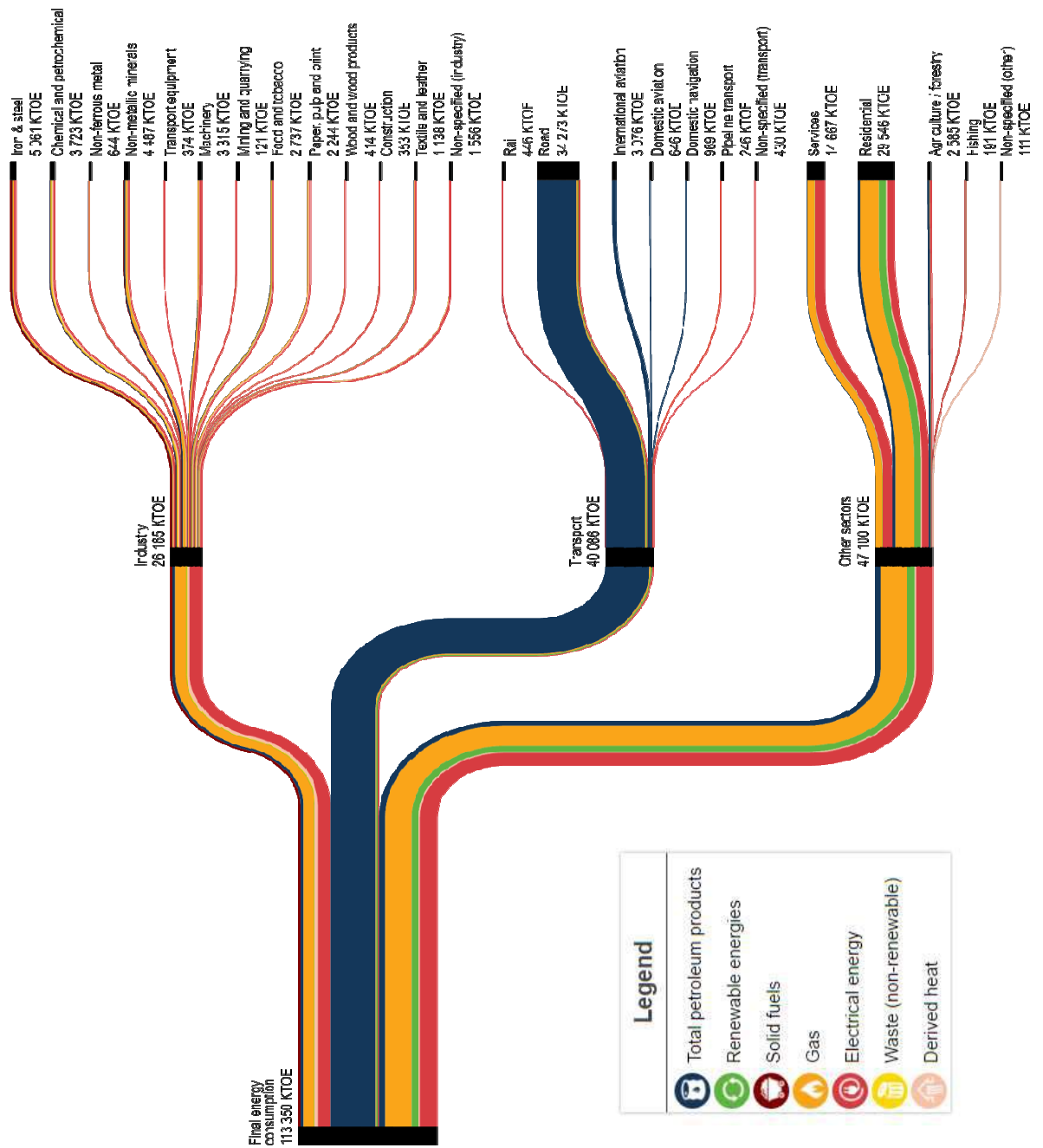


Figura 0.3 - Rappresentazione del bilancio energetico nazionale, usi finali energetici, tramite diagramma Sankey (Fonte Eurostat [4.A]).

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

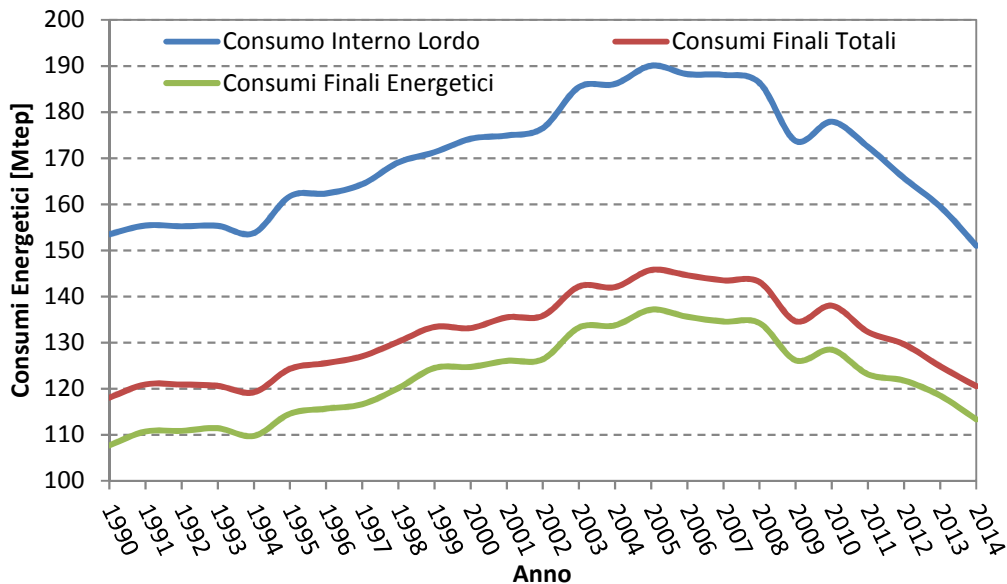


Figura 0.4 – Andamento dei Consumi di Energia in Italia dal 1990 al 2014 (Fonte Eurostat [4.A]).

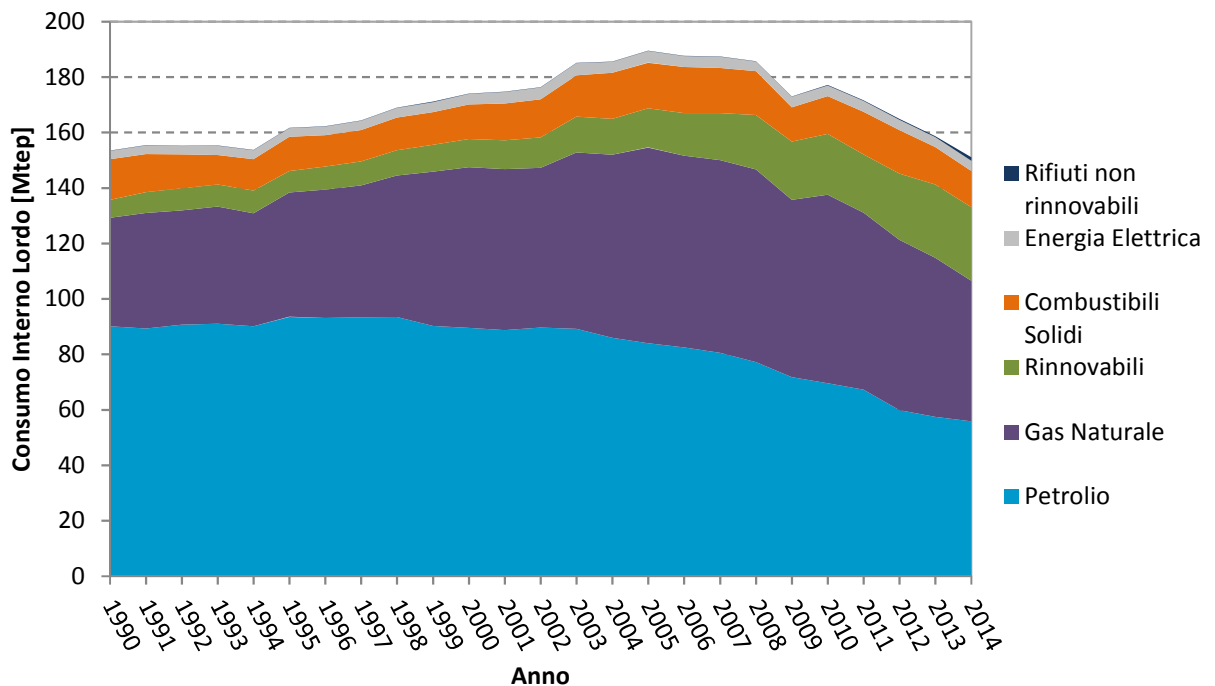


Figura 0.5 – Consumo interno lordo per fonte 1990-2014 (Fonte Eurostat [4.A]).

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).

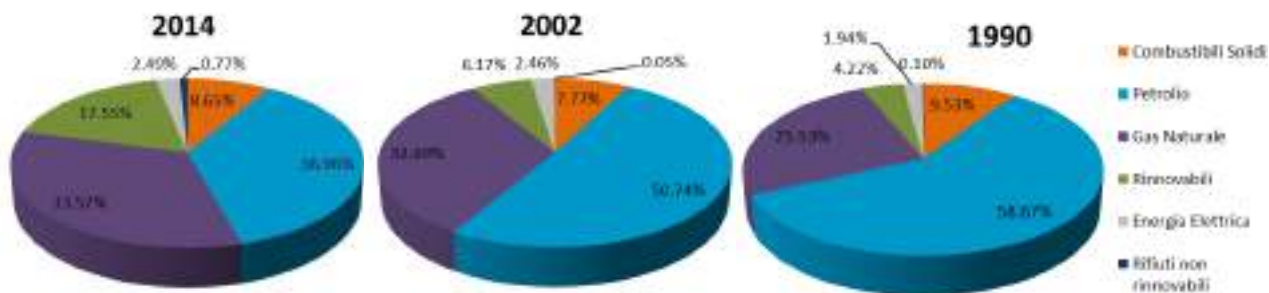


Figura 0.6 – Consumo interno lordo per fonte 2014, 2002 e 1990, ripartizione percentuale (Fonte Eurostat [4.A]).

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.

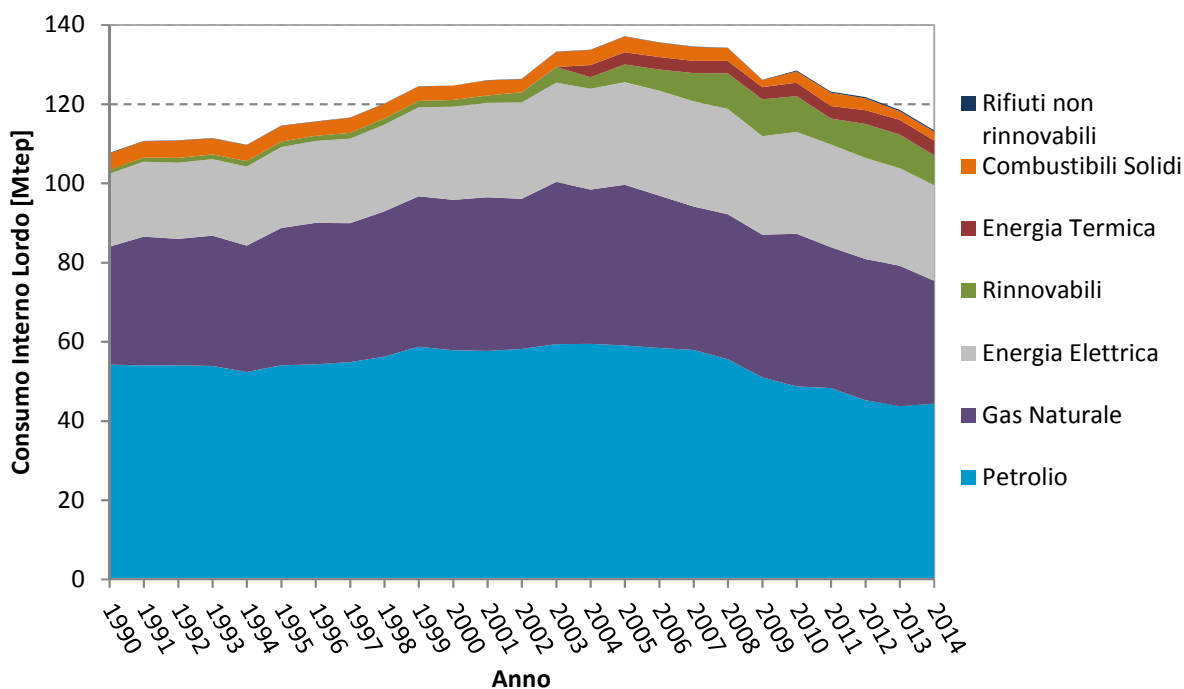


Figura 0.7 - Consumi finali energetici per fonte 1990-2014 (Fonte Eurostat [4.A]).

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.

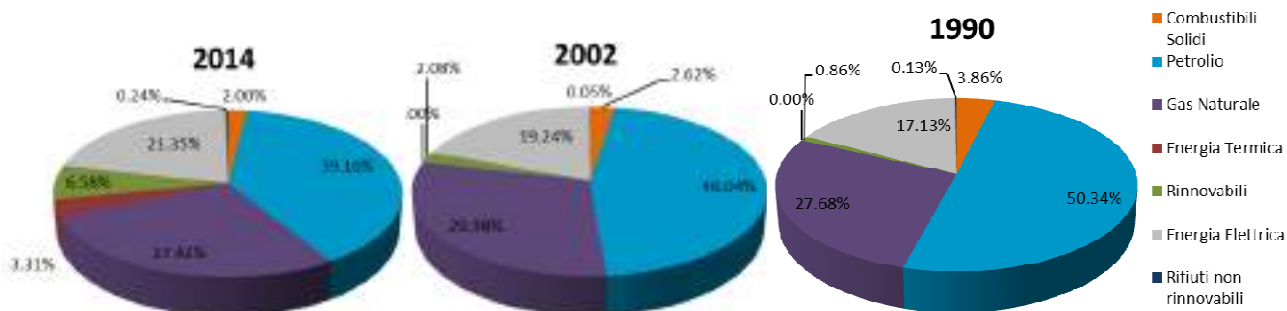


Figura 0.8 - Consumi finali energetici per fonte 2014, 2002 e 1990, ripartizione percentuale (Fonte Eurostat [4.A]).

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.

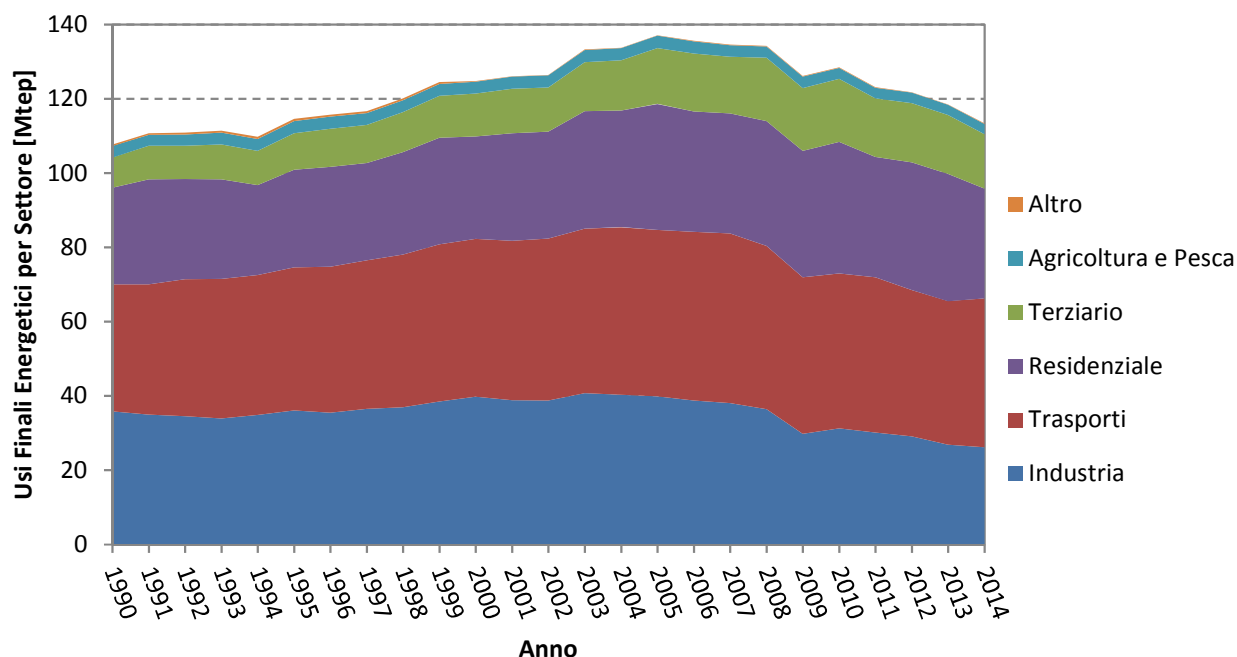


Figura 0.9 - Consumi finali energetici per fonte 1990-2014 (Fonte Eurostat [4.A]).

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

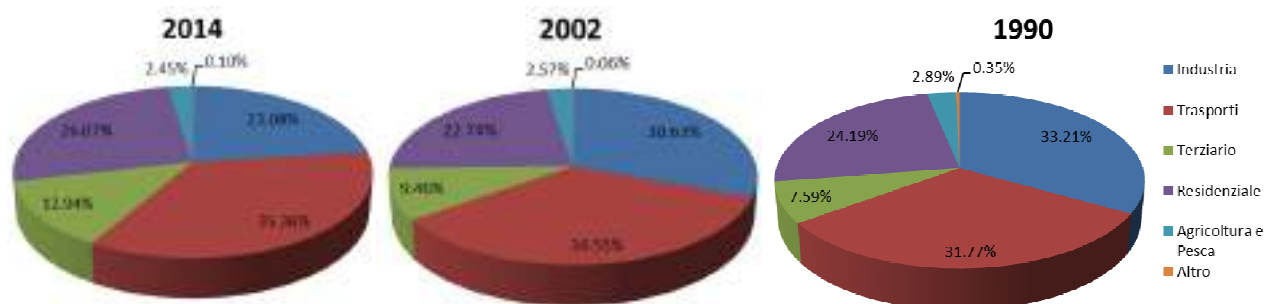


Figura 0.10 - Consumi finali energetici per settore 2014, 2002 e 1990, ripartizione percentuale (Fonte Eurostat [4.A]).

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%.

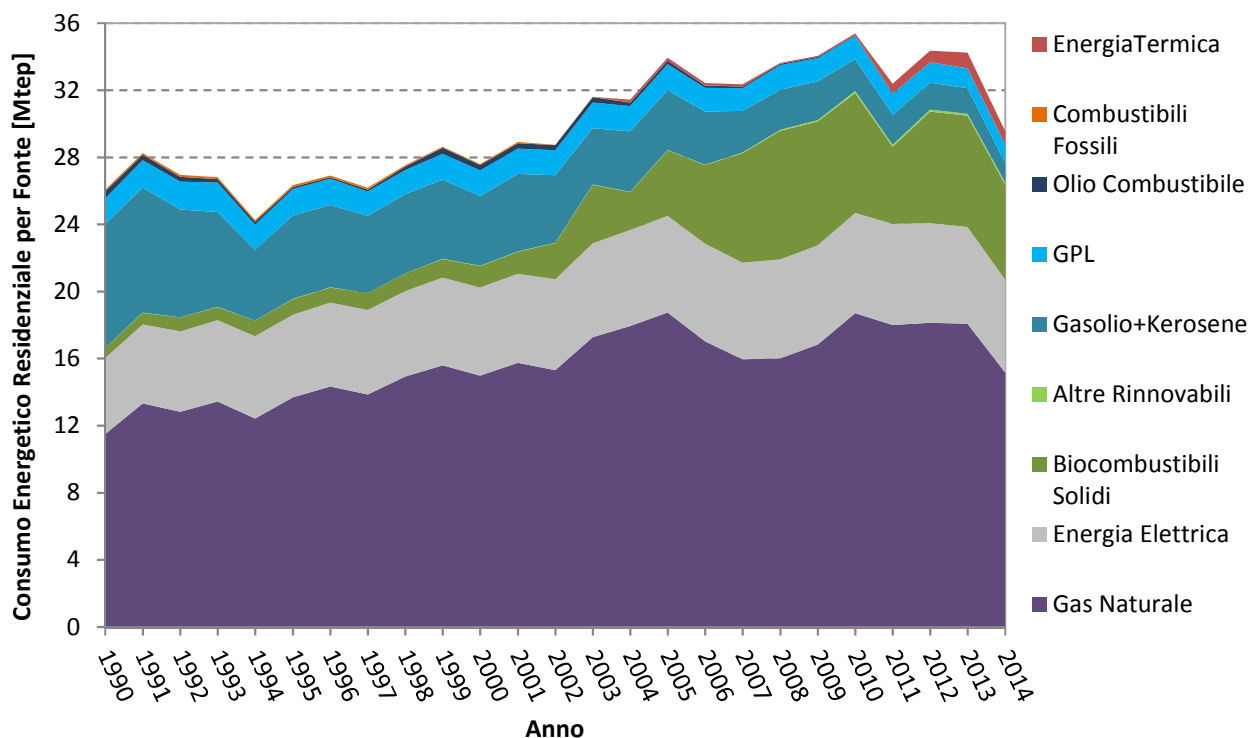


Figura 0.11 – Consumo energetico nel residenziale per fonte 1990-2014 (Fonte Eurostat [4.A]).

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].

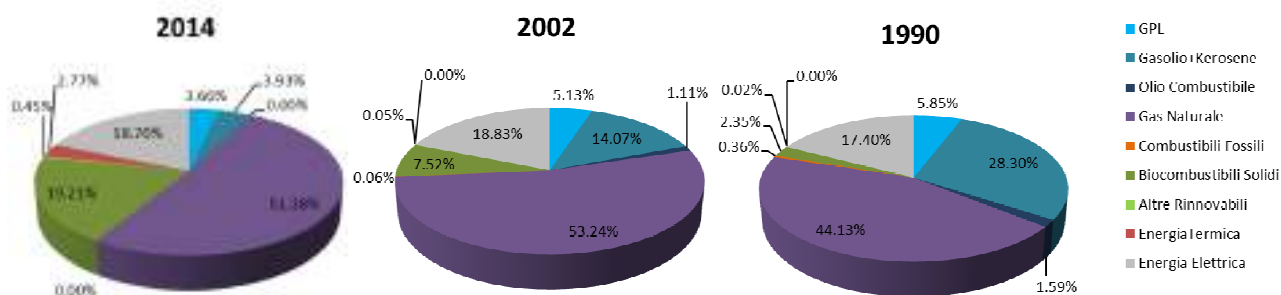


Figura 0.12 - Consumo energetico nel residenziale 2014, 2002 e 1990 per fonte, ripartizione percentuale (Fonte Eurostat [4.A]).

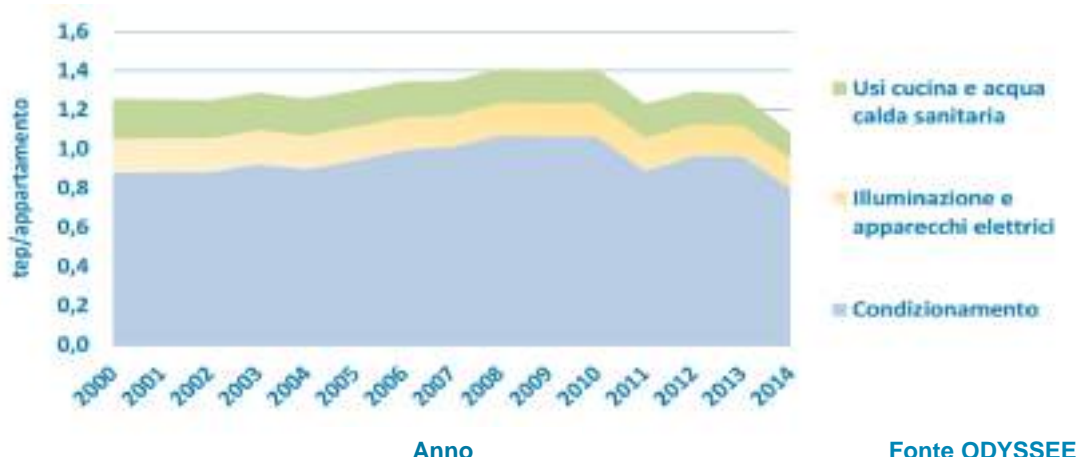


Figura 0.13 – Consumo energetico nel residenziale per appartamento 2000-2014, ripartizione in base agli usi [4.B].

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].

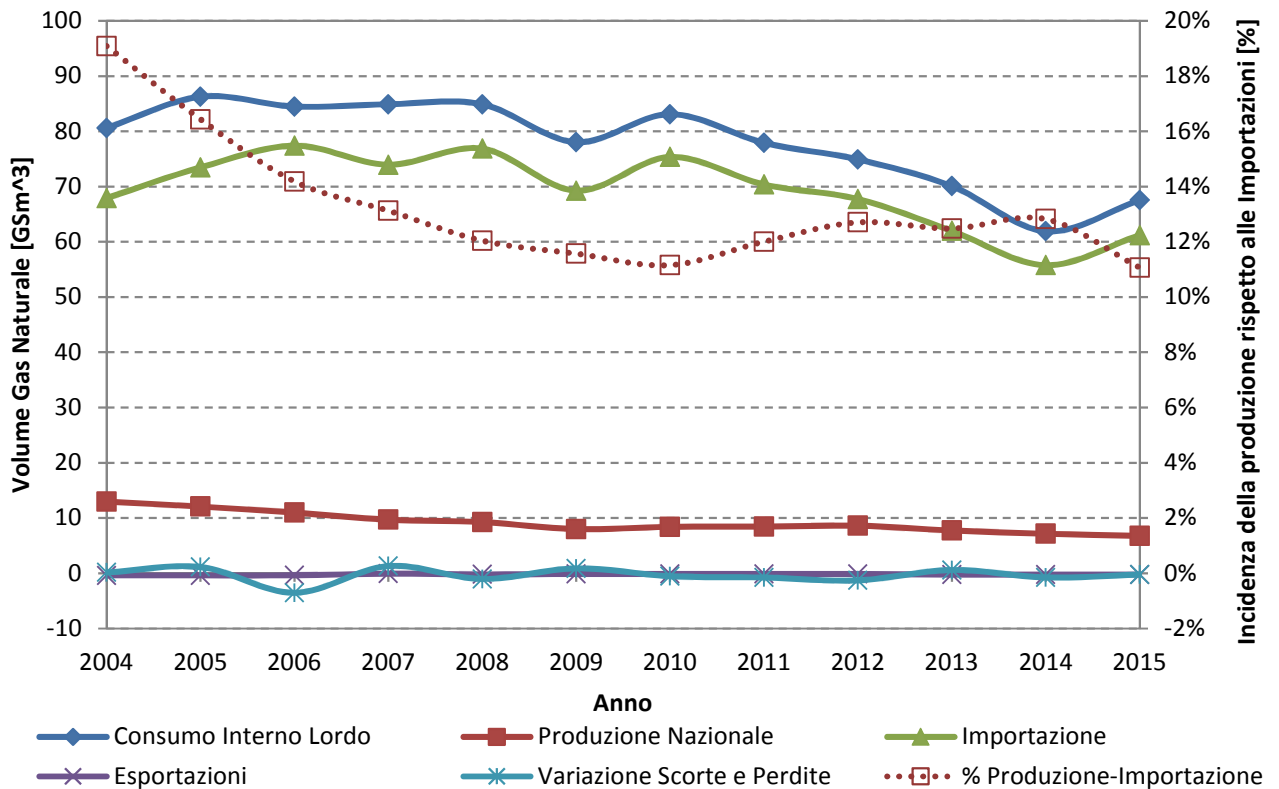


Figura 0.14 – Bilancio sul gas naturale in Italia 2004-2015¹² (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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.

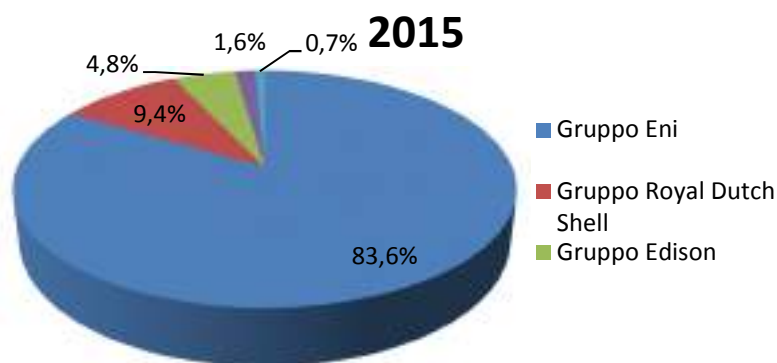


Figura 0.15 – Ripartizione percentuale tra i maggiori gruppi della produzione italiana di gas naturale (Fonte Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico [4.E]).

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.

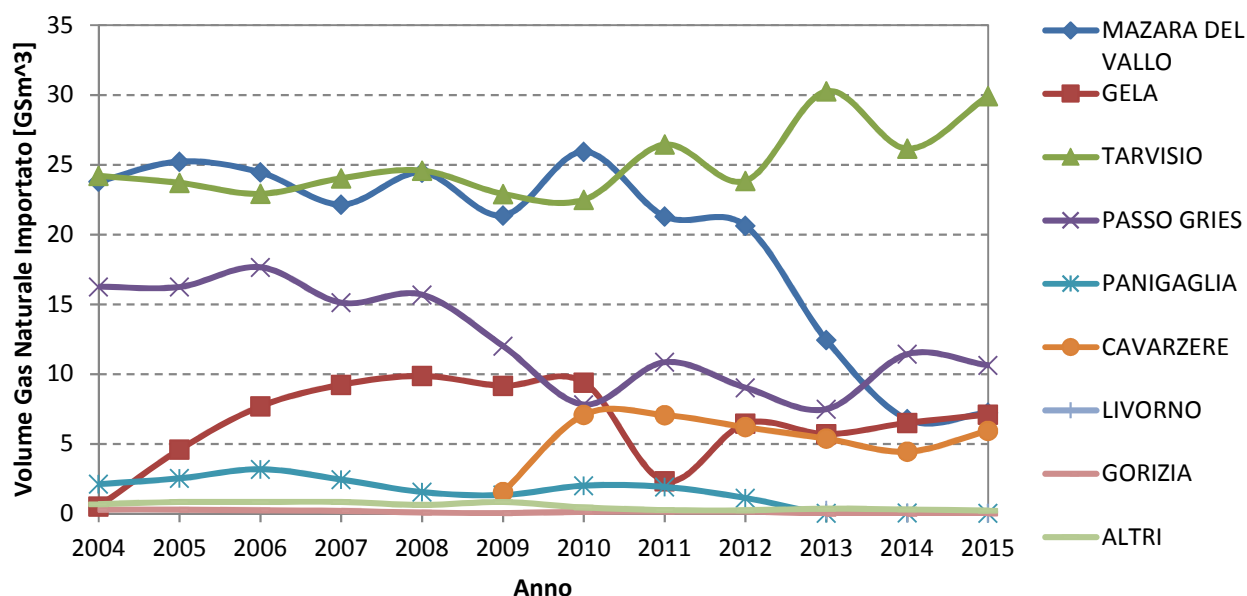


Figura 0.17 – Importazioni di gas naturale per collegamento di provenienza 2004-2015 in GSm³ (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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.

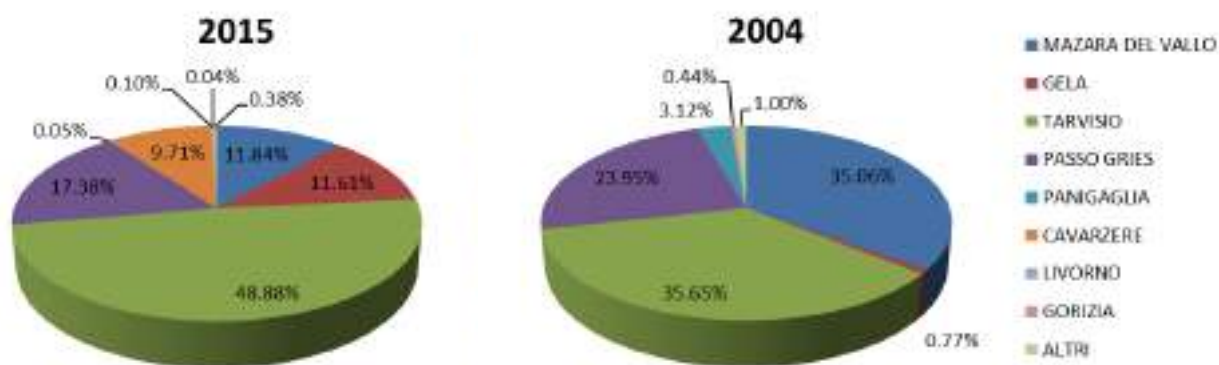


Figura 0.18 - Importazioni di gas naturale per collegamento di provenienza 2004-2015 in percentuale (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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.

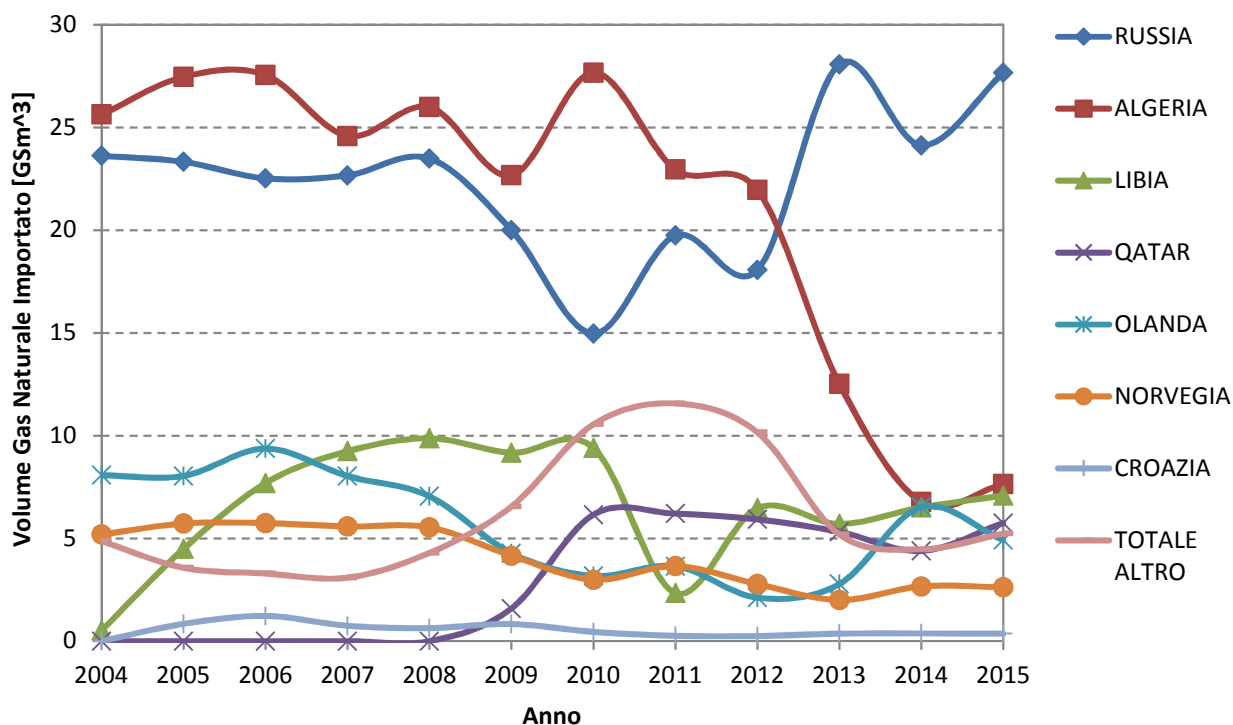


Figura 0.19 - Importazioni di gas naturale per nazione di provenienza 2004-2015 in GSm³ (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

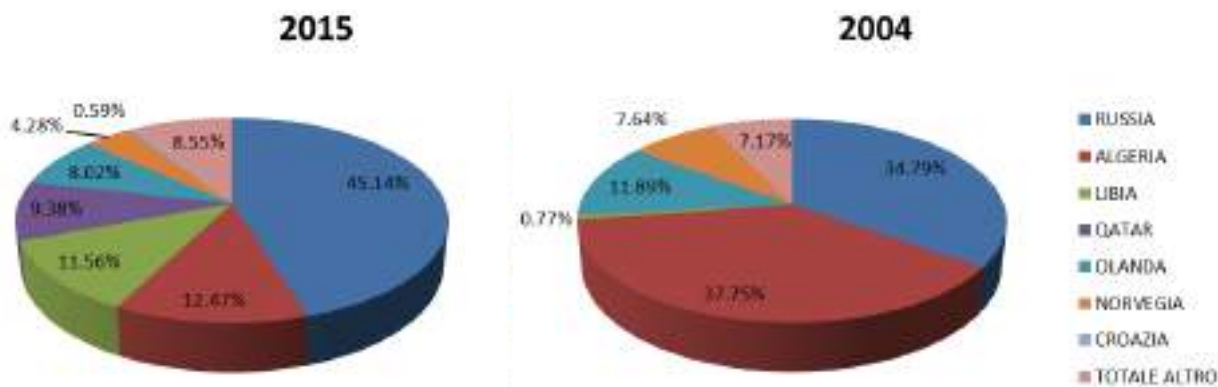


Figura 0.20 - Importazioni di gas naturale per nazione di provenienza 2004 e 2015 in percentuale (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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.

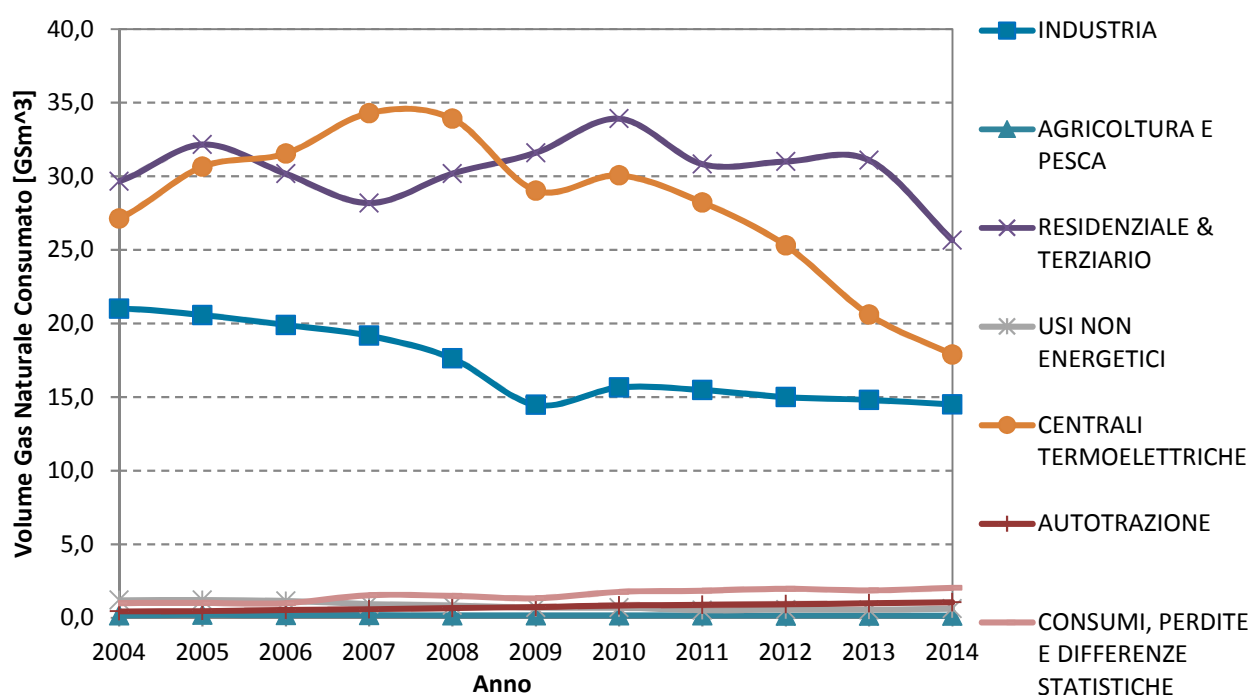


Figura 0.21 – Vendite di gas naturale per settore 2004-2014, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

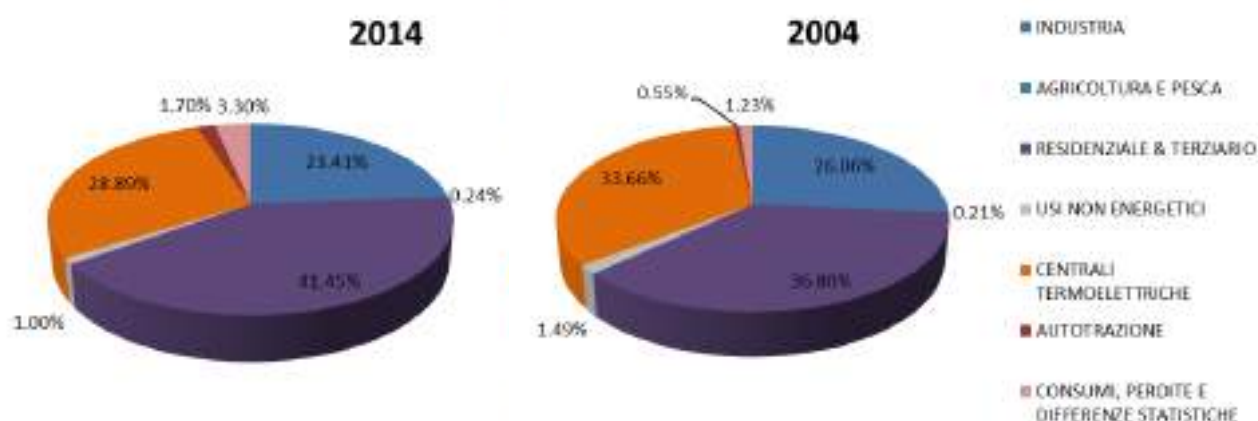


Figura 0.22 - Vendite di gas naturale per settore 2004 e 2014, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

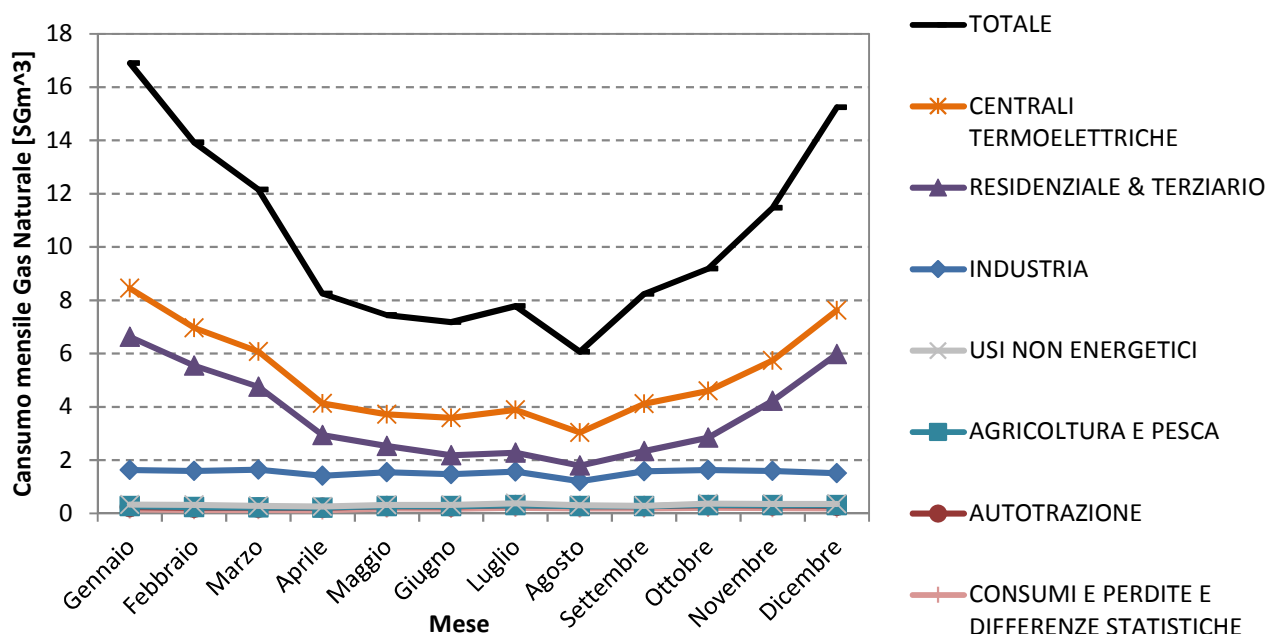


Figura 0.23 – Consumo mensile di gas naturale in Italia nel 2014 (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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.

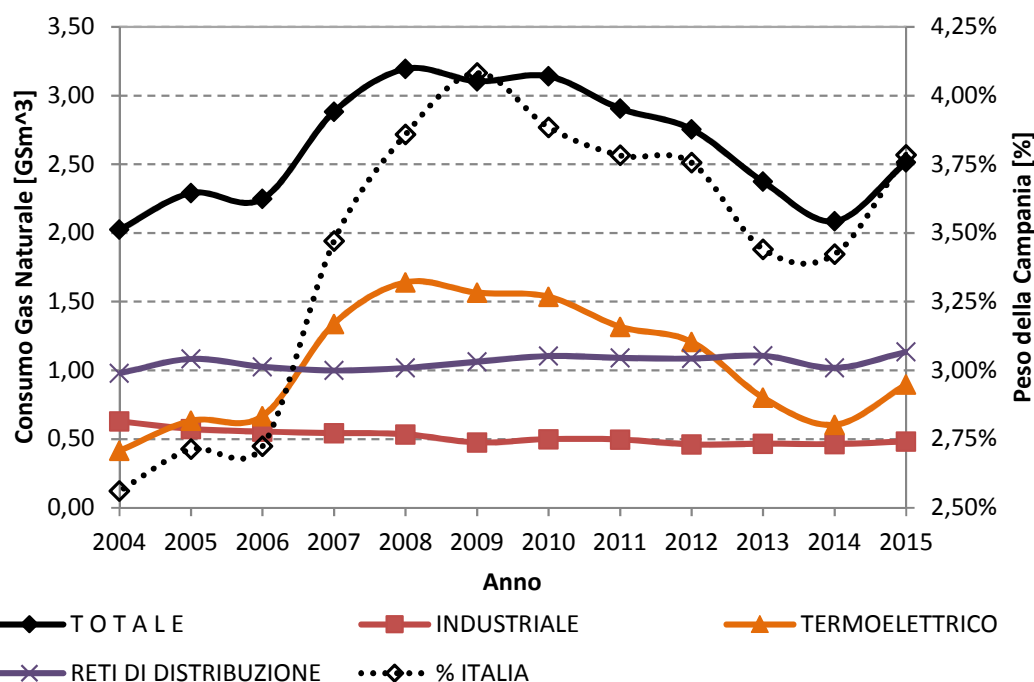


Figura 0.24 - Gas naturale distribuito in Campania per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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%).

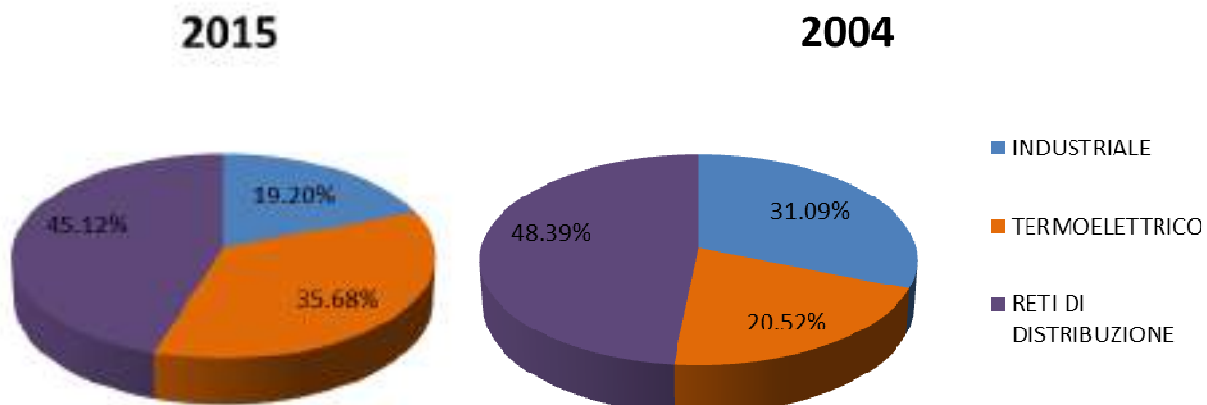


Figura 0.25 - Gas naturale distribuito in Campania per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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).

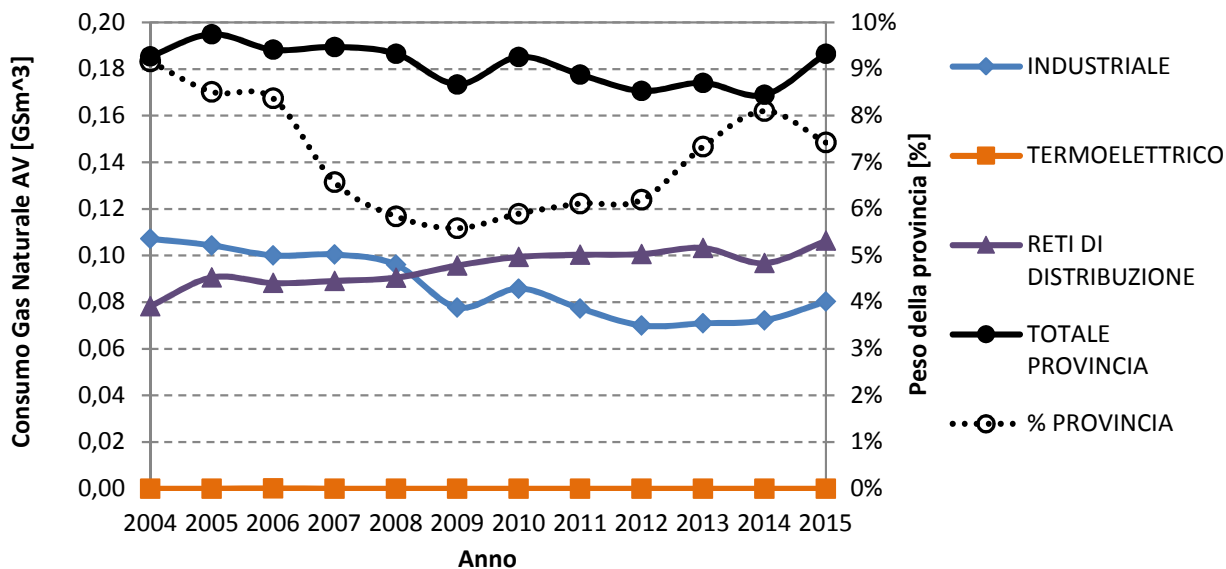


Figura 0.26 - Gas naturale distribuito in provincia di Avellino per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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.

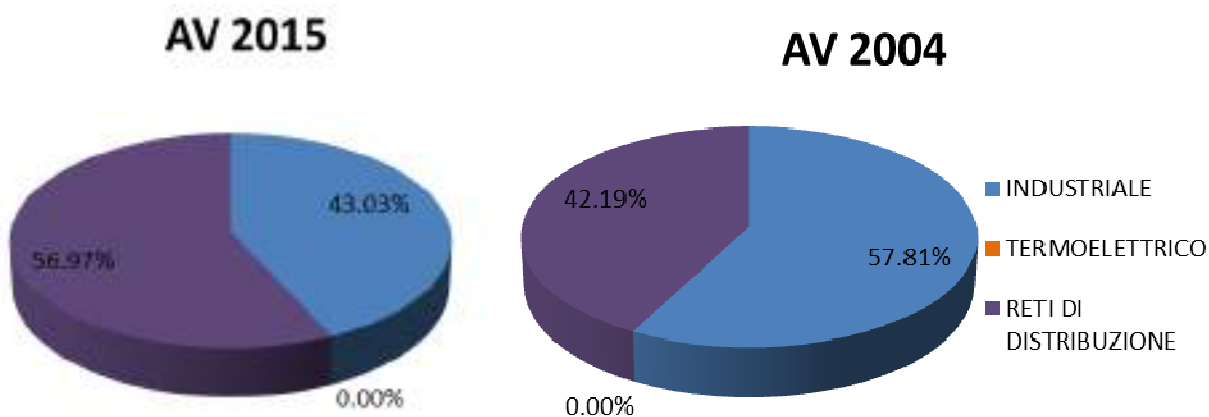


Figura 0.27 - Gas naturale distribuito in provincia di Avellino per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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.

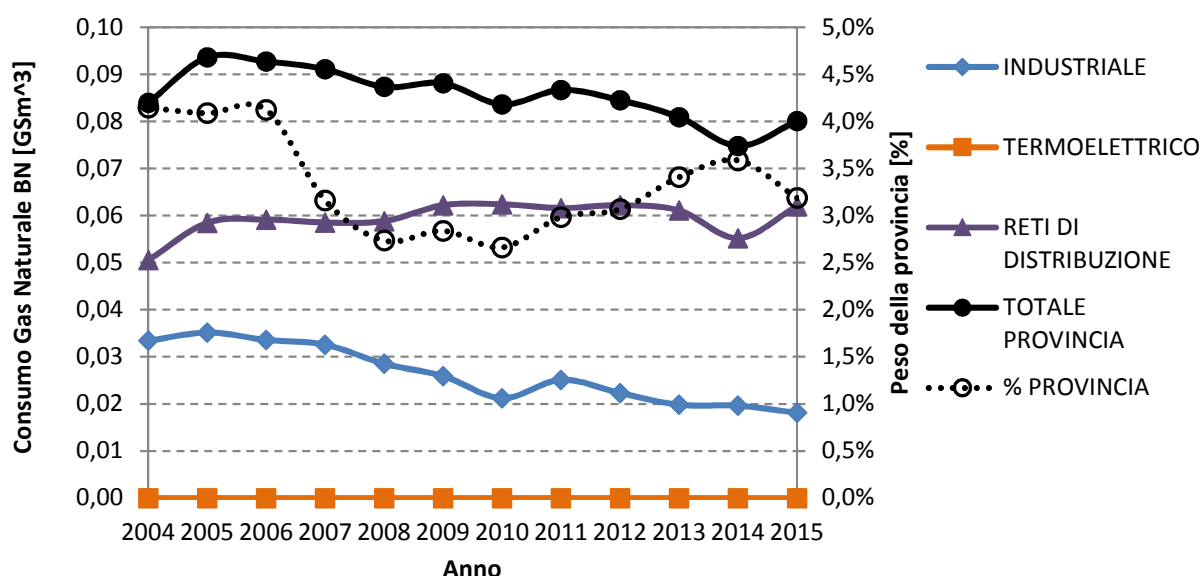


Figura 0.28 - Gas naturale distribuito in provincia di Benevento per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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%.

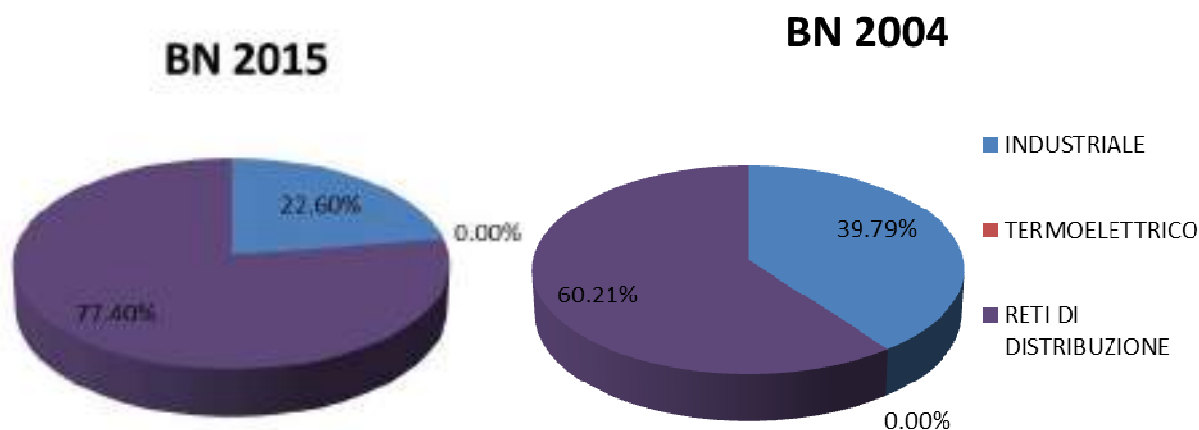


Figura 0.29 - Gas naturale distribuito in provincia di Benevento per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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).

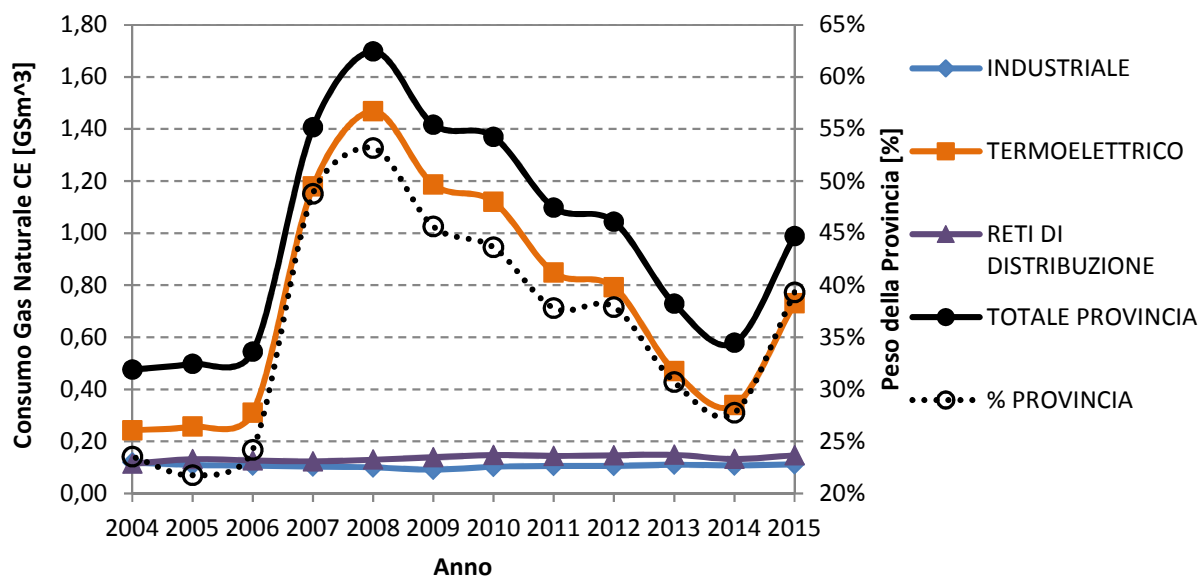


Figura 0.30 - Gas naturale distribuito in provincia di Caserta per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

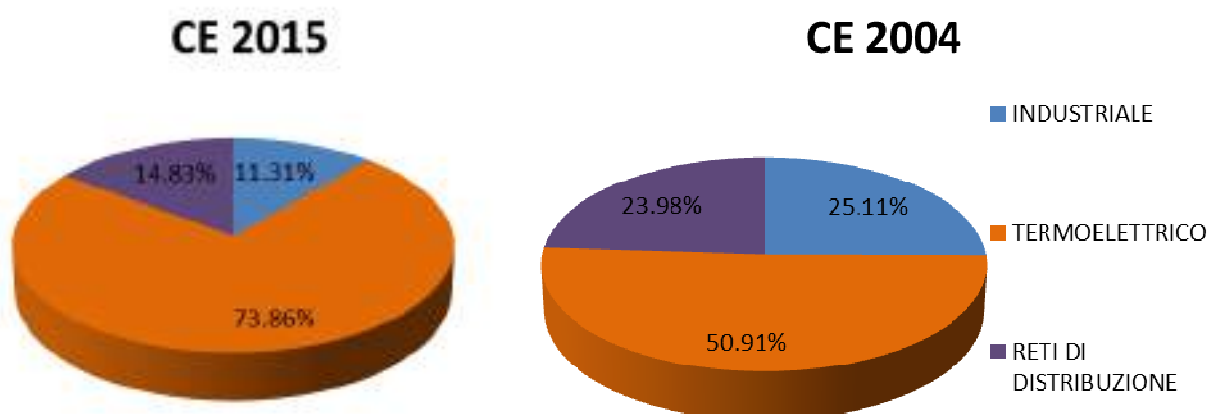


Figura 0.31 - Gas naturale distribuito in provincia di Caserta per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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.

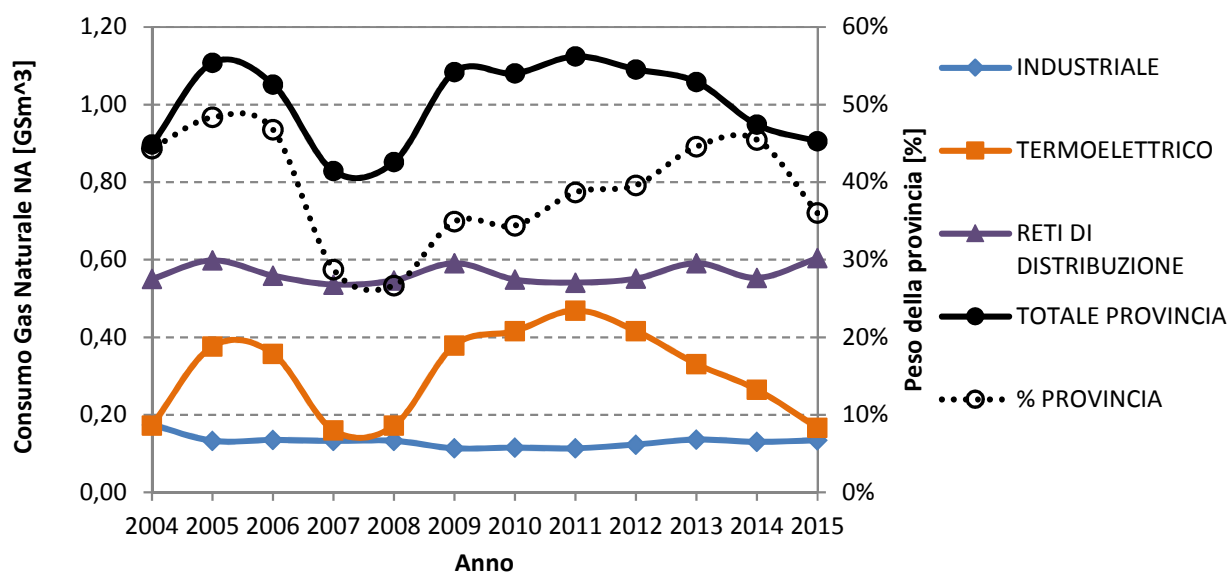


Figura 0.32 - Gas naturale distribuito in provincia di Napoli per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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.

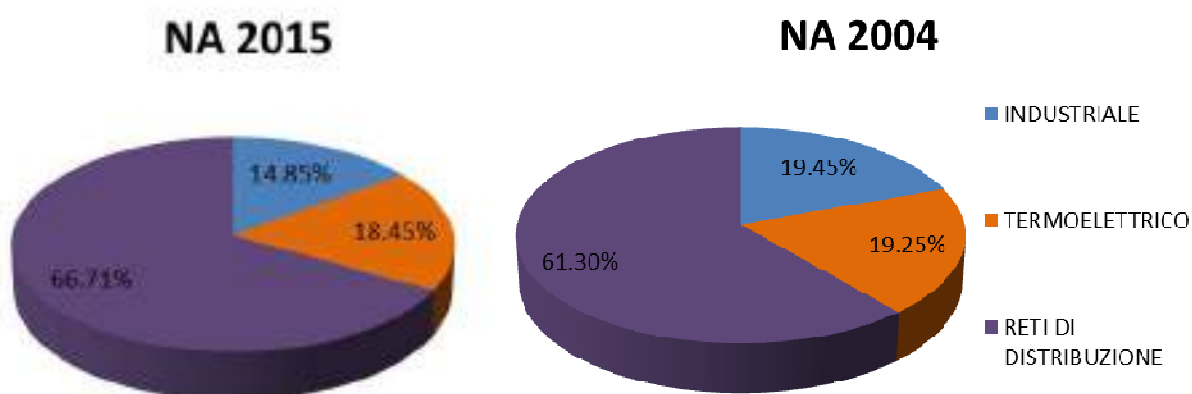


Figura 0.33 - Gas naturale distribuito in provincia di Napoli per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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.

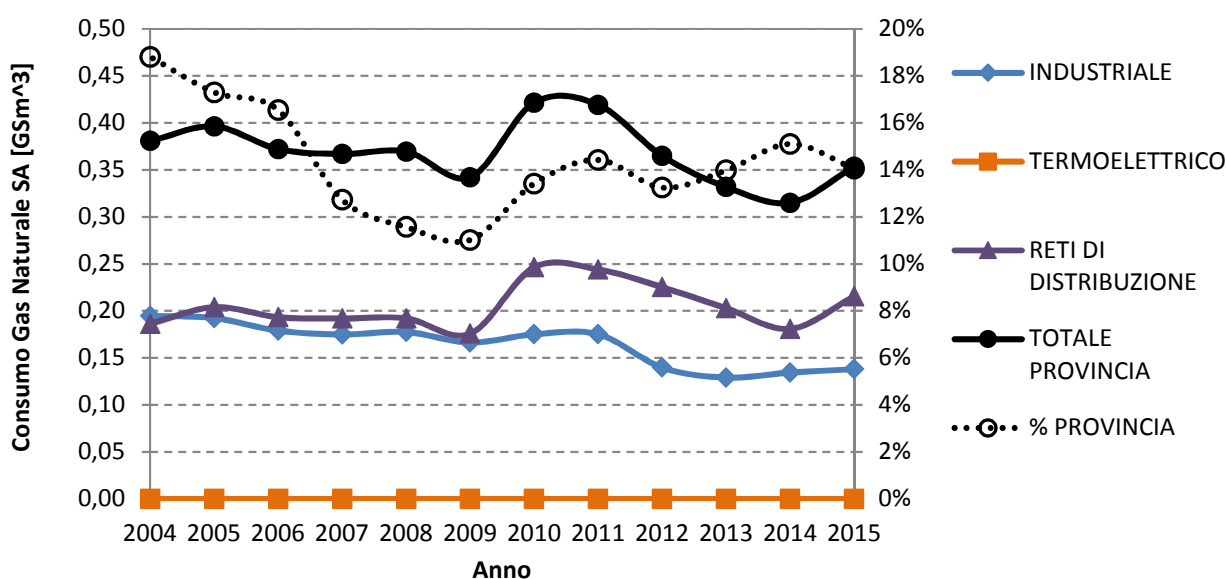


Figura 0.34 - Gas naturale distribuito in provincia di Salerno per settore 2004-2015, valori assoluti (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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%.

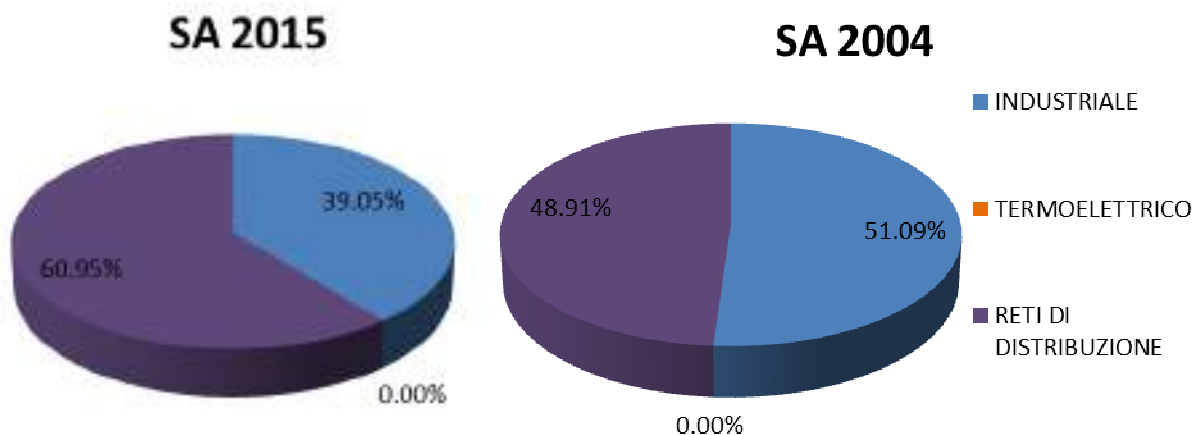


Figura 0.35 - Gas naturale distribuito in provincia di Salerno per settore 2004 e 2015, valori percentuali (Fonte Ministero dello Sviluppo Economico [4.C]).

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.

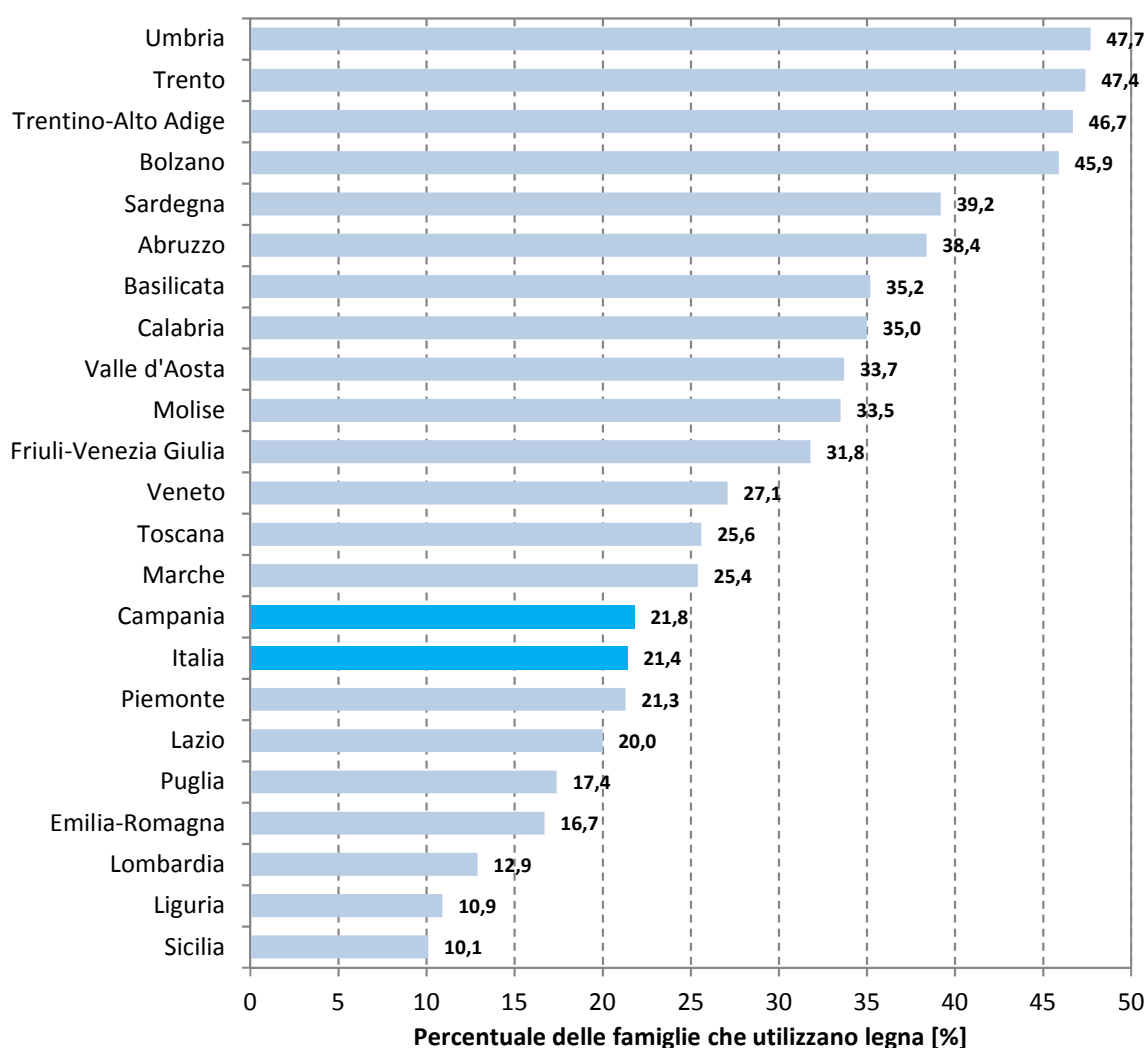


Figura 0.36 – Percentuale delle famiglie che utilizza legna ripartizione regionale (fonte ISTAT [4.G]).

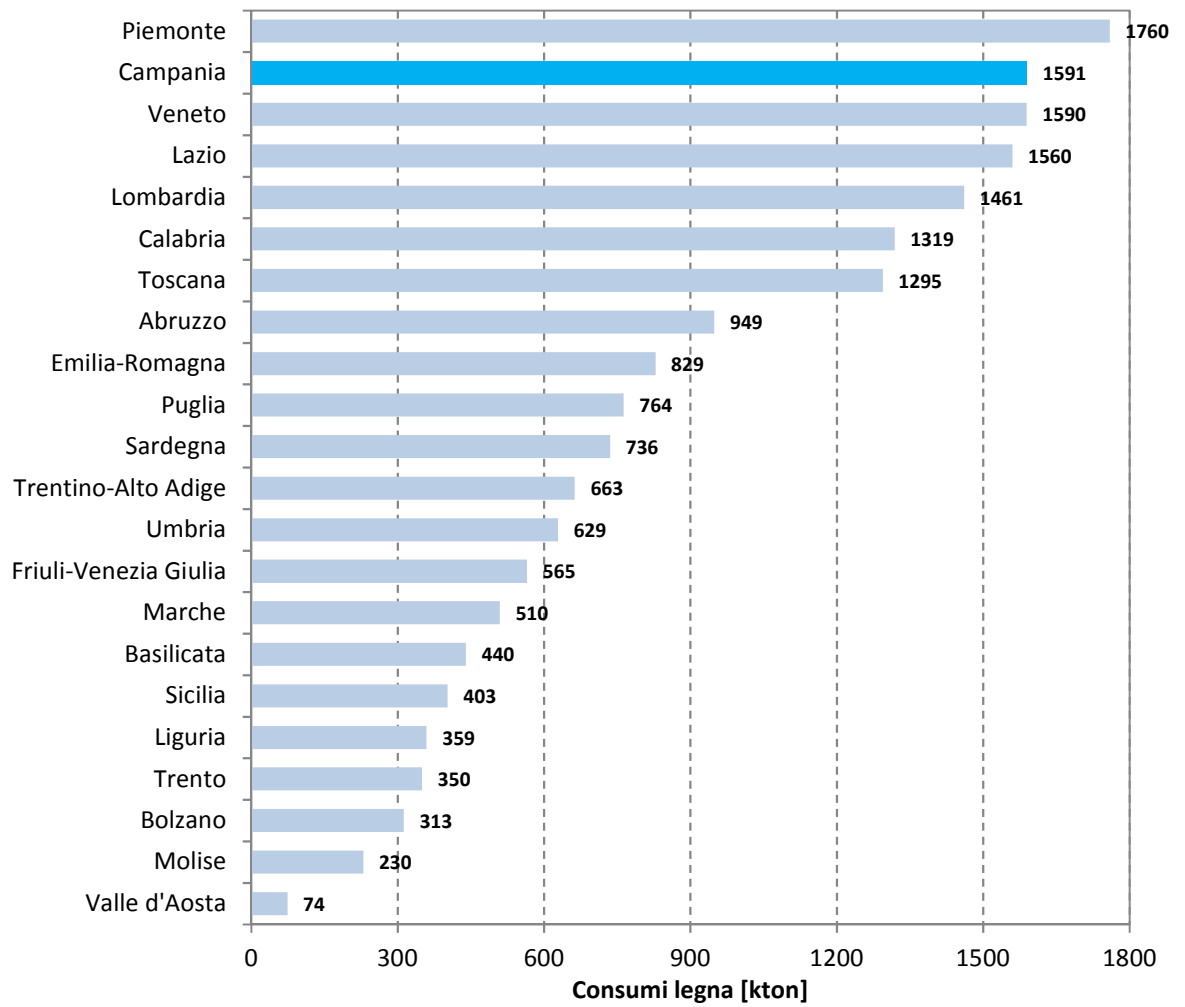


Figura 0.37 – Consumo annuale di legna a fini energetici per regione (fonte ISTAT [4.G]).

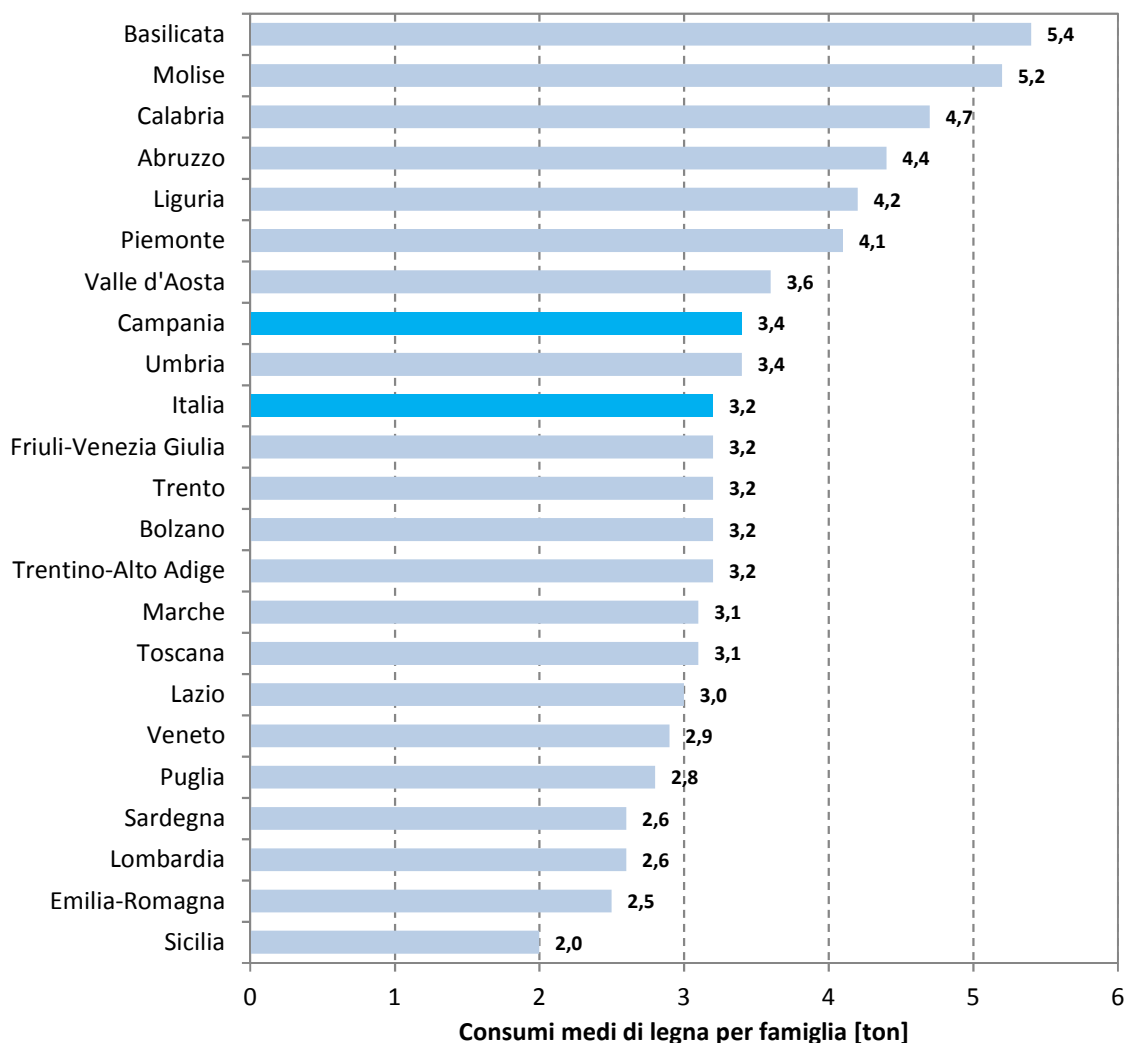


Figura 0.38 – Consumi medi di legna per famiglia ripartizione per regione (fonte ISTAT [4.G]).

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).

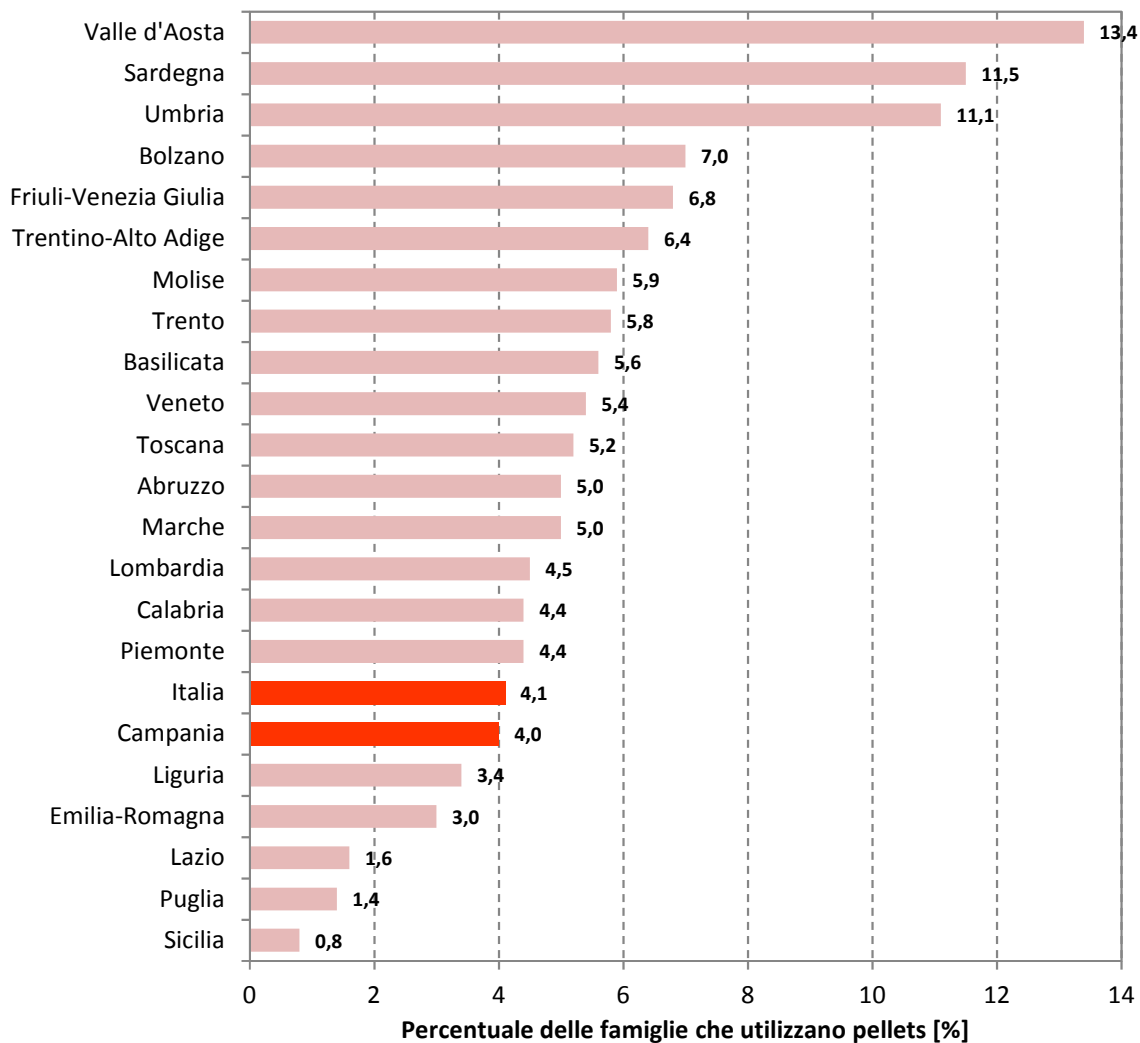
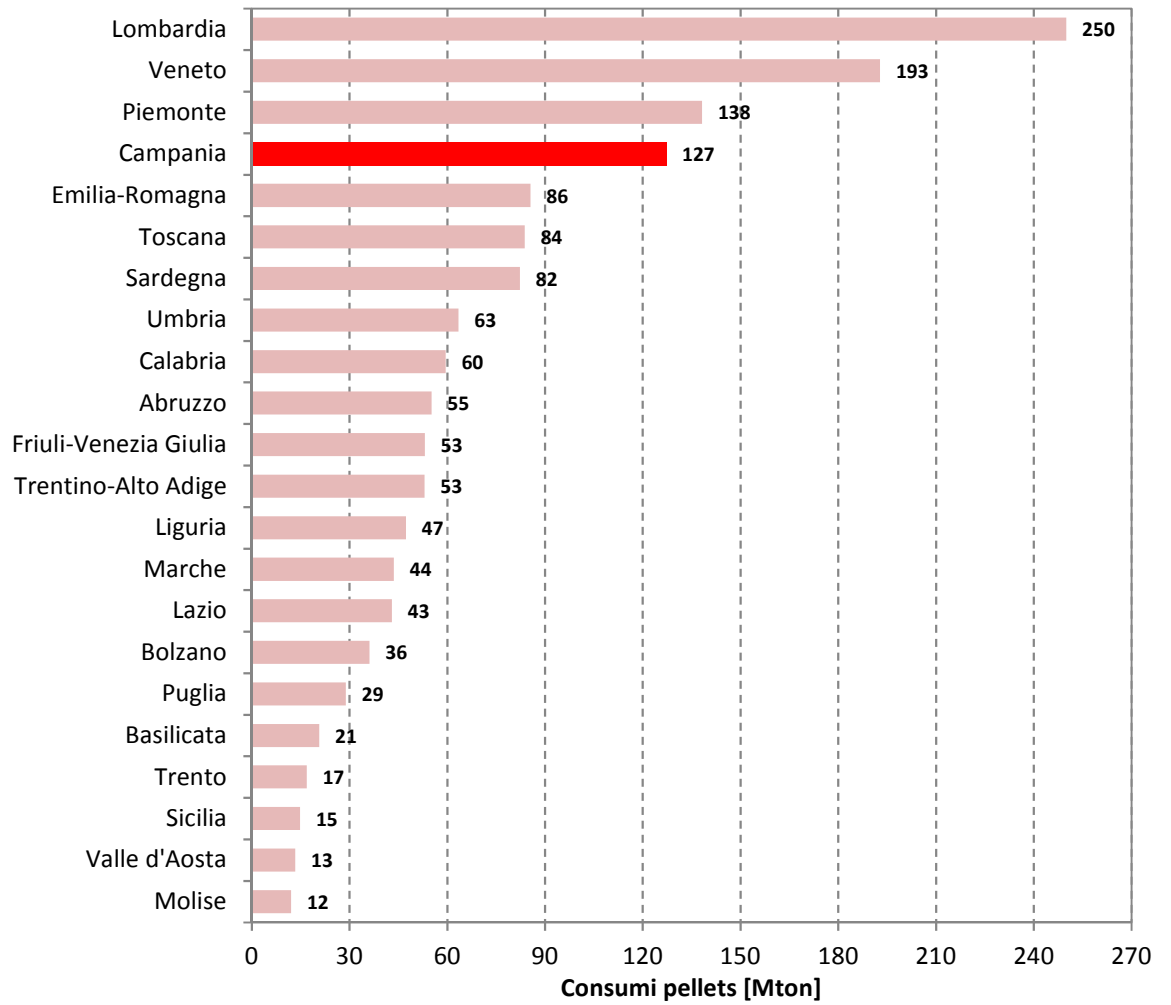
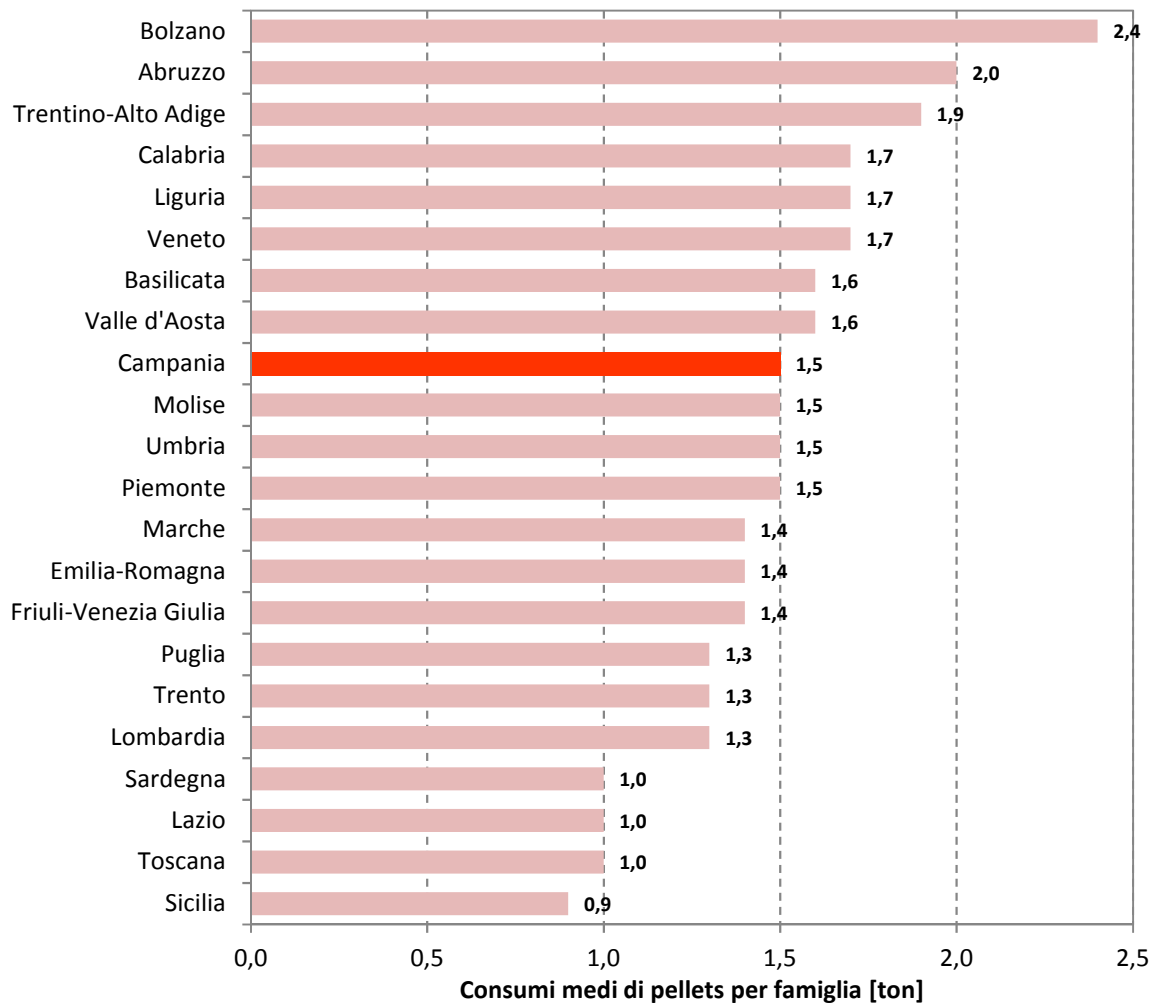


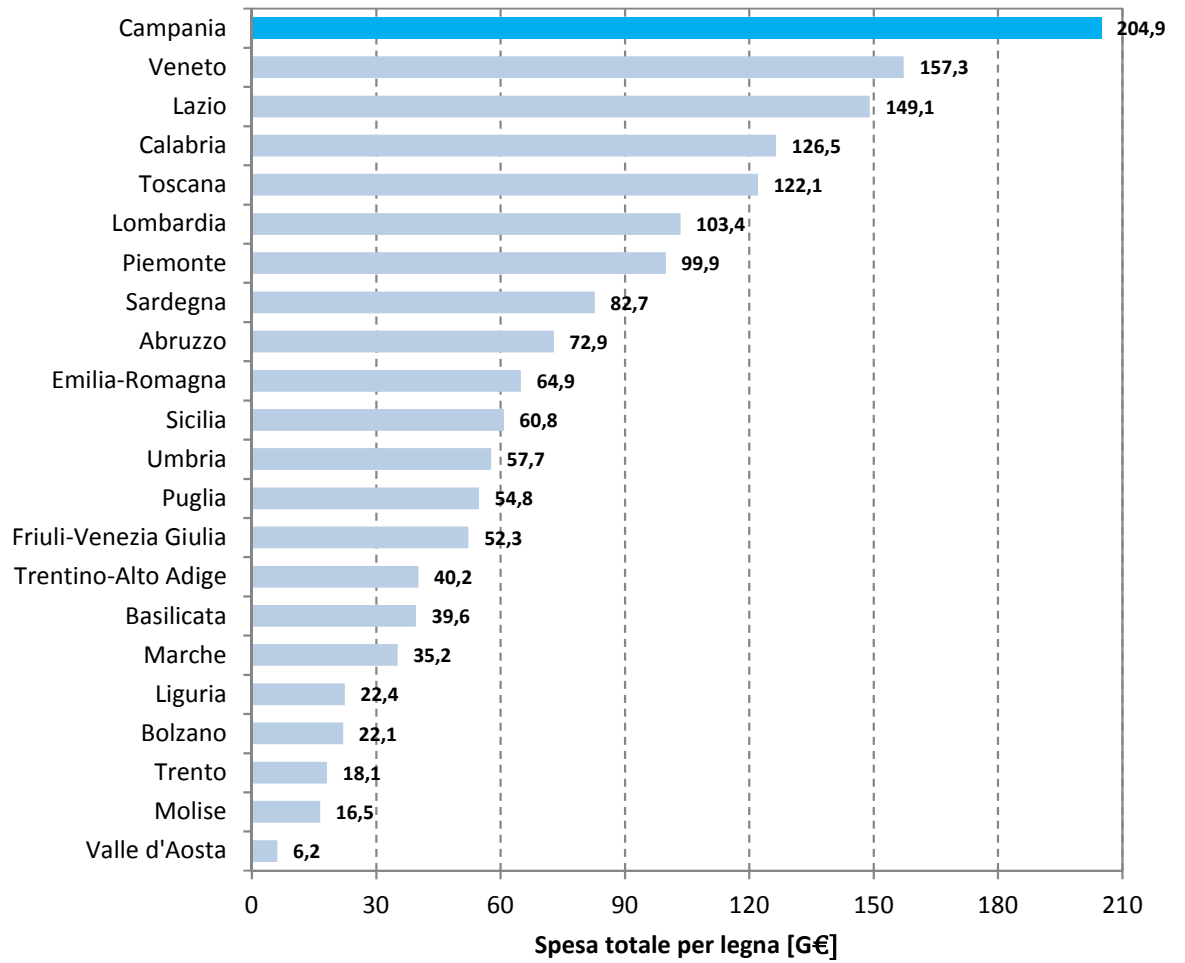
Figura 0.39 - Percentuale delle famiglie che utilizza pellet ripartizione regionale (fonte ISTAT [4.G]).

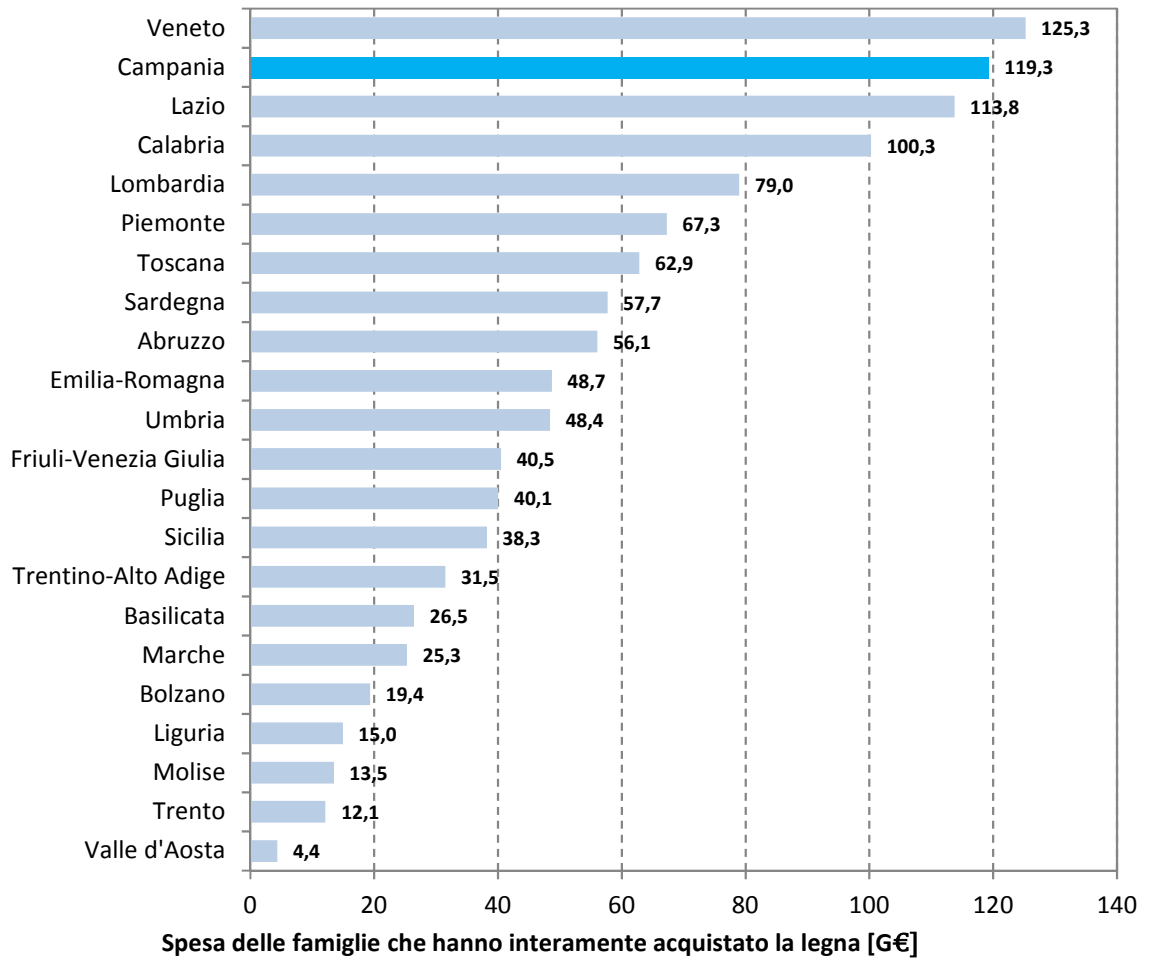
In termini di consumo assoluto la maggiore quantità di pellets è richiesta in Lombardia è pari a poco meno di 1 milione e mezzo di tonnellate, quello medio per famiglia è di 1,4 tonnellate. La diversa propensione all'utilizzo delle due fonti energetiche, unita ai differenti livelli di consumo medio a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

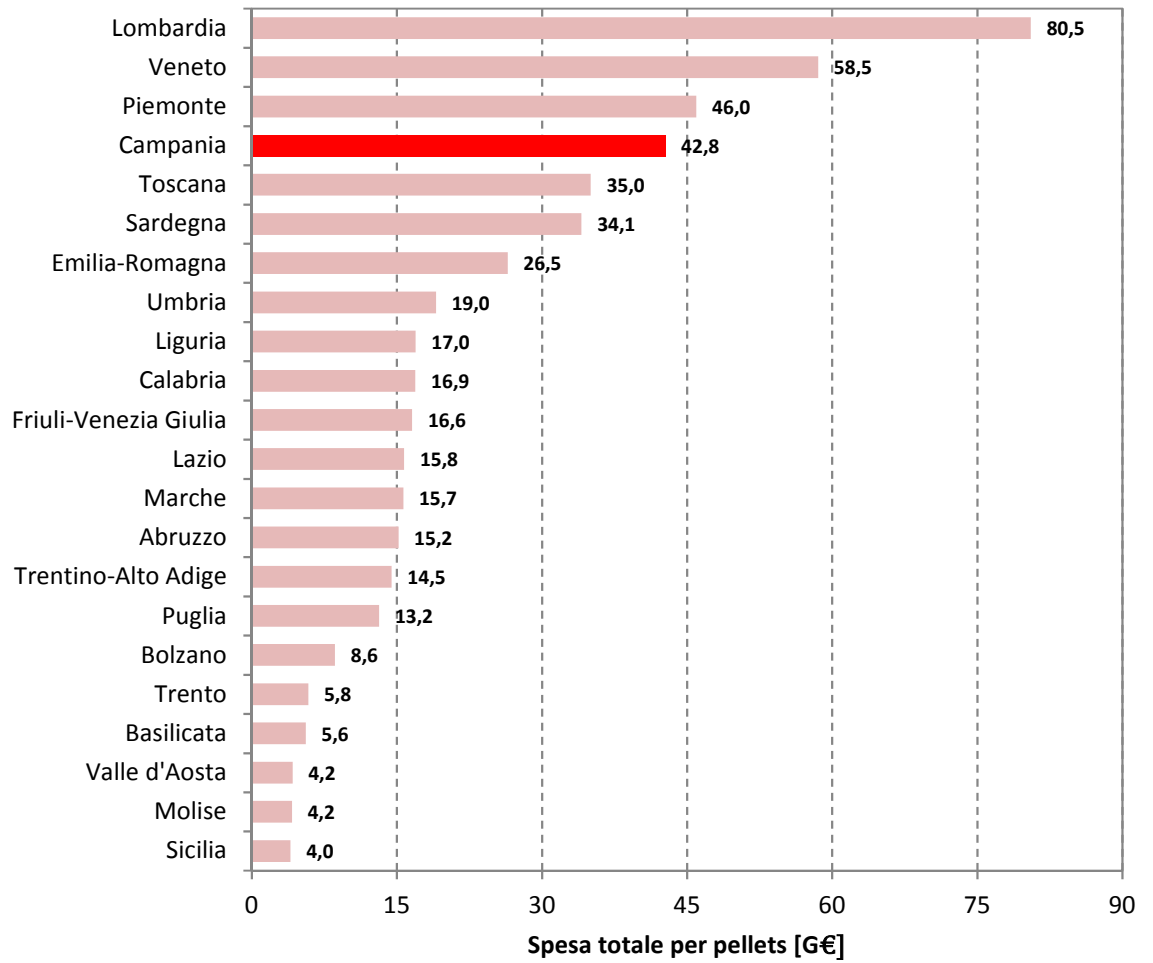




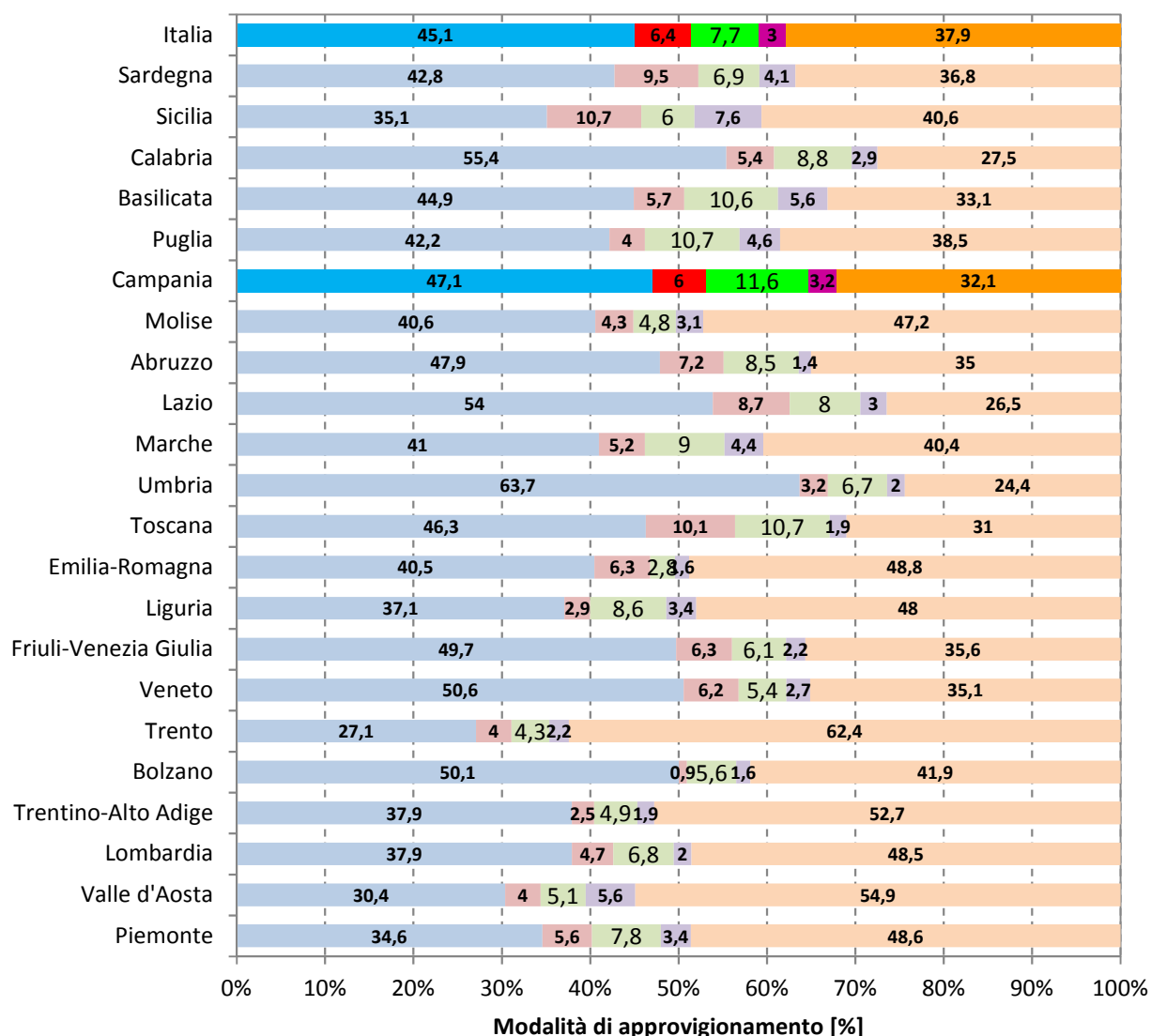
Dato	Legna			Pellets		
	Famiglie utilizzatrici [%]	Consumi [ton]	Consumi medi per famiglia [ton]	Famiglie utilizzatrici [%]	Consumi [ton]	Consumi medi per famiglia [ton]
Comune centro dell'area metropolitana;	2.2	87691	0.9	0.1	2544	0.7
Comuni della periferia dell'area metropolitana ;	11.8	704959	2.0	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 €.

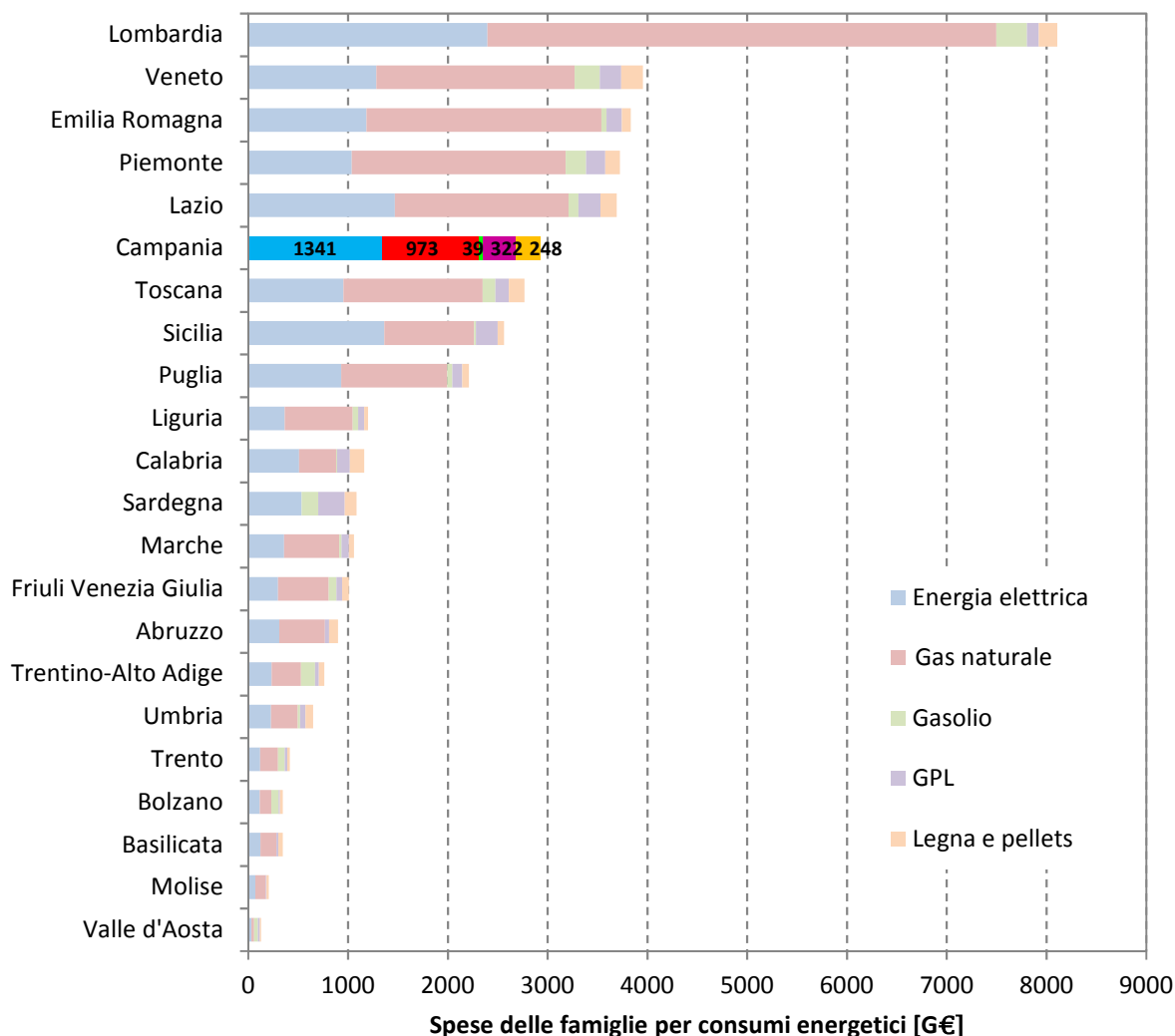


Figura 0.40 - Spese delle famiglie per consumi energetici per fonte e per regione (fonte ISTAT [4.G])¹³.

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%.

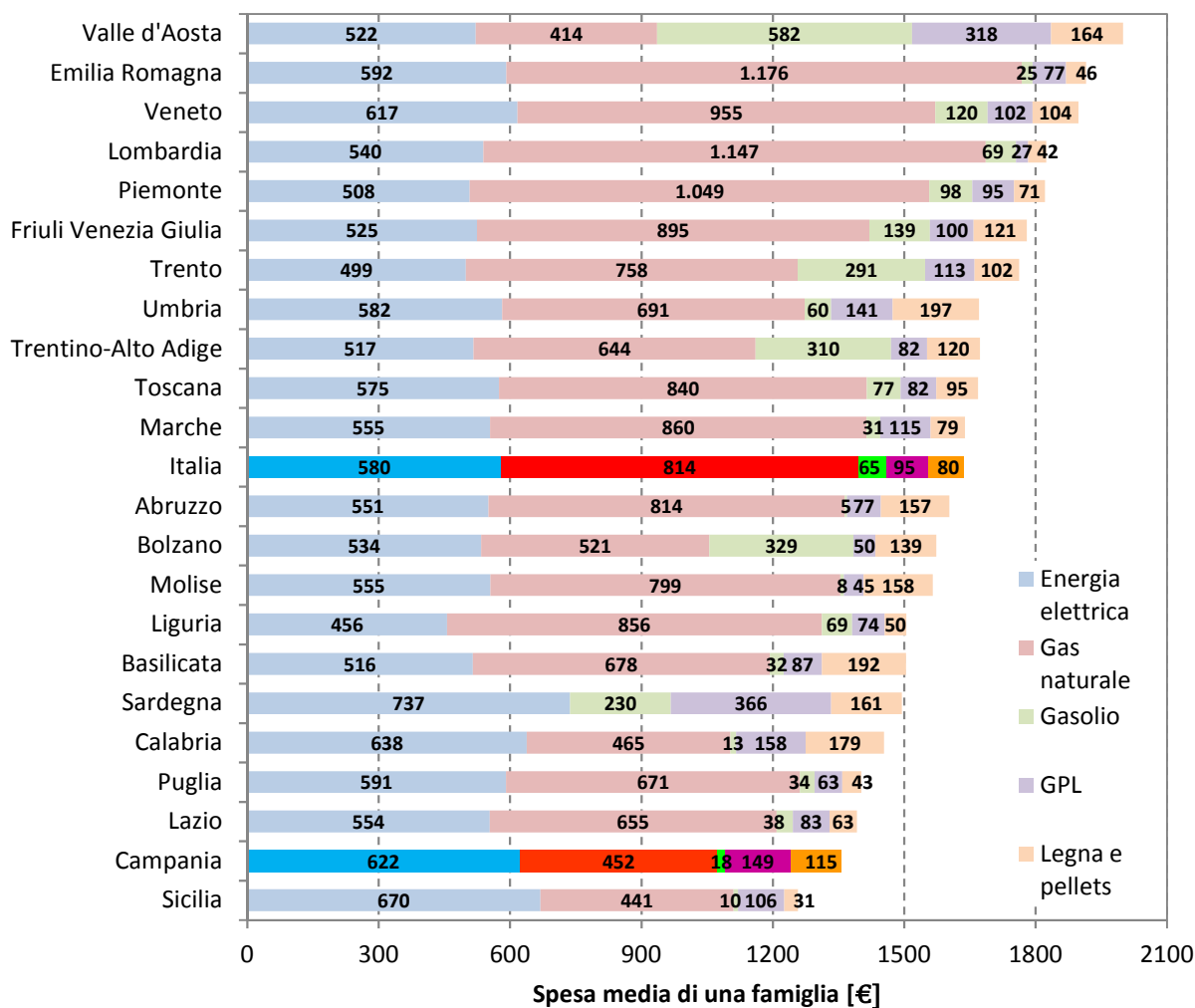


Figura 0.41 – Spesa media delle famiglie per consumi energetici, ripartizione per regione e tipo di combustibile (fonte ISTAT [4.G]).

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.

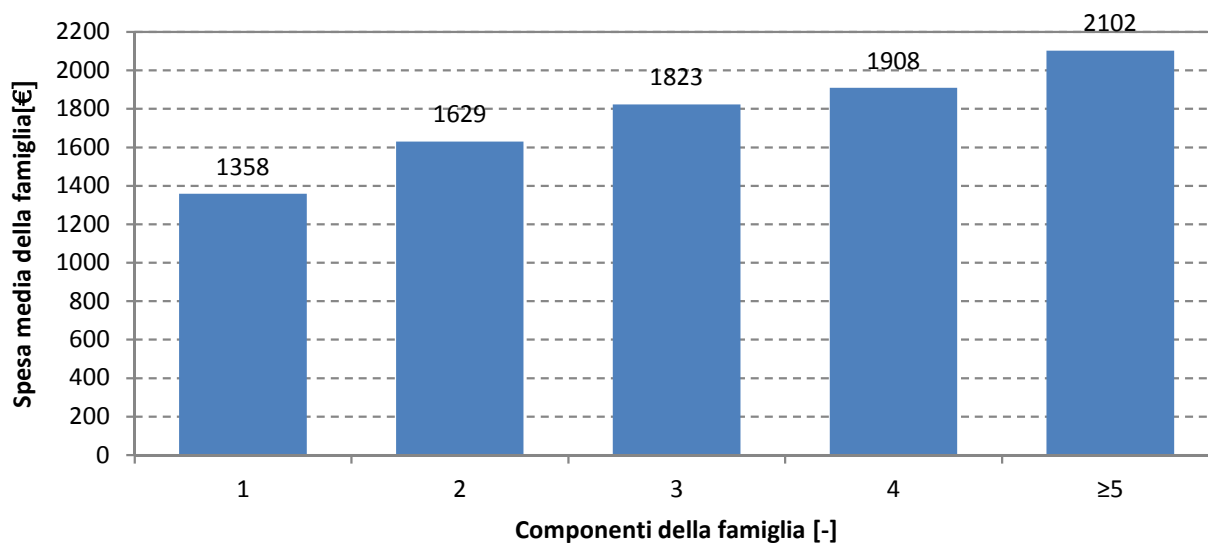


Figura 0.42 – Spesa media di una famiglia per consumi energetici in funzione del numero di componenti (fonte ISTAT [4.G]).

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).

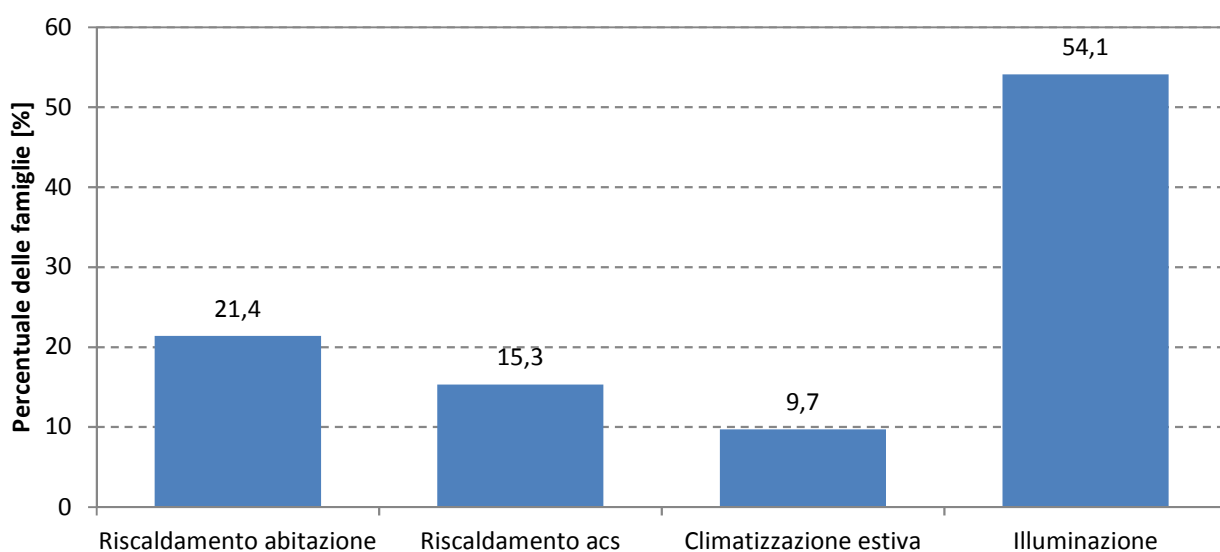


Figura 0.43 – Percentuale di famiglie che hanno effettuato investimenti per ridurre le loro spese legate ai consumi energetici (fonte ISTAT [4.G]).

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%).

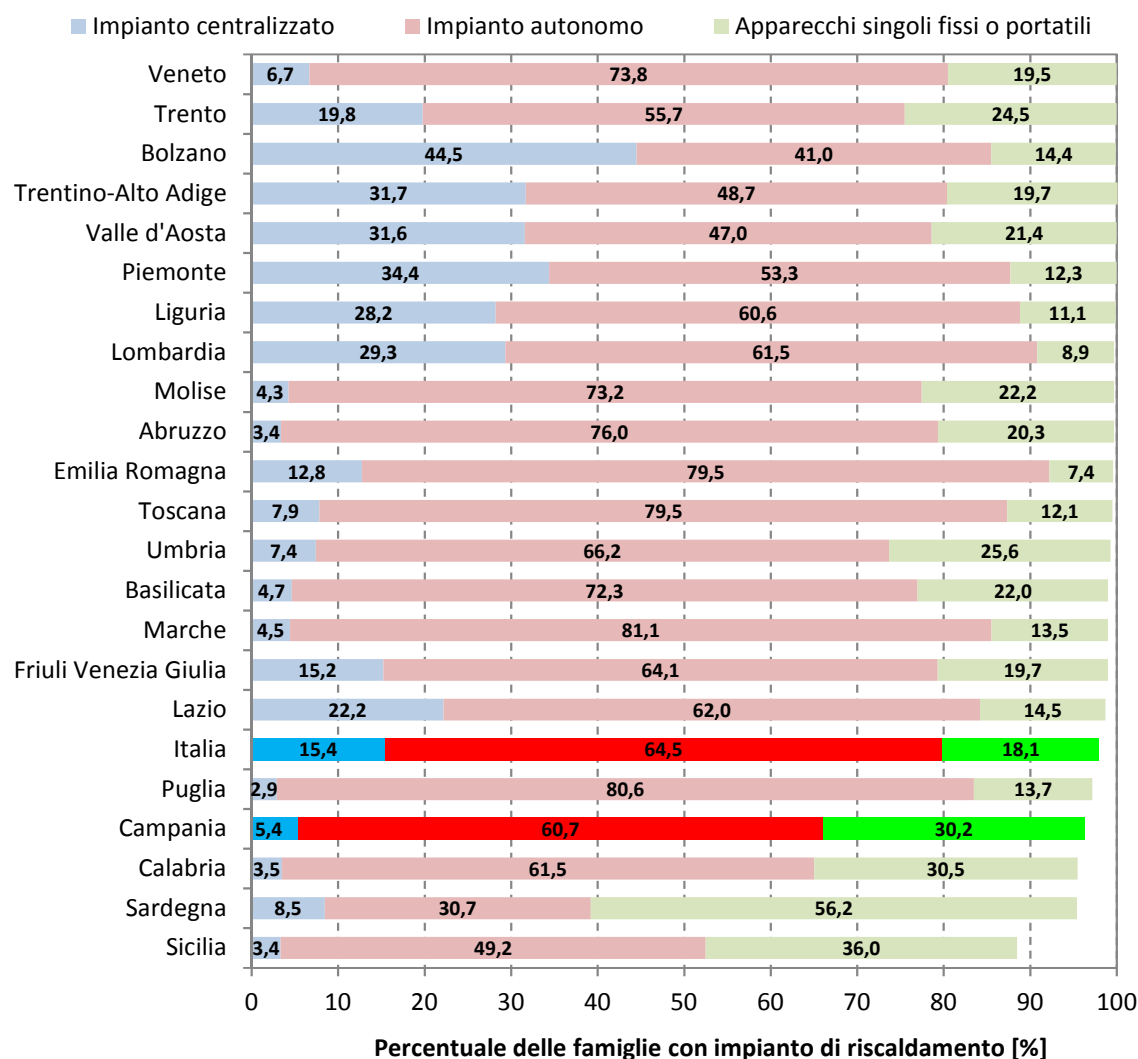


Figura B.1 – Percentuale delle famiglie per regione con impianto di riscaldamento e tipologia d'impianto (fonte ISTAT [A]).

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.

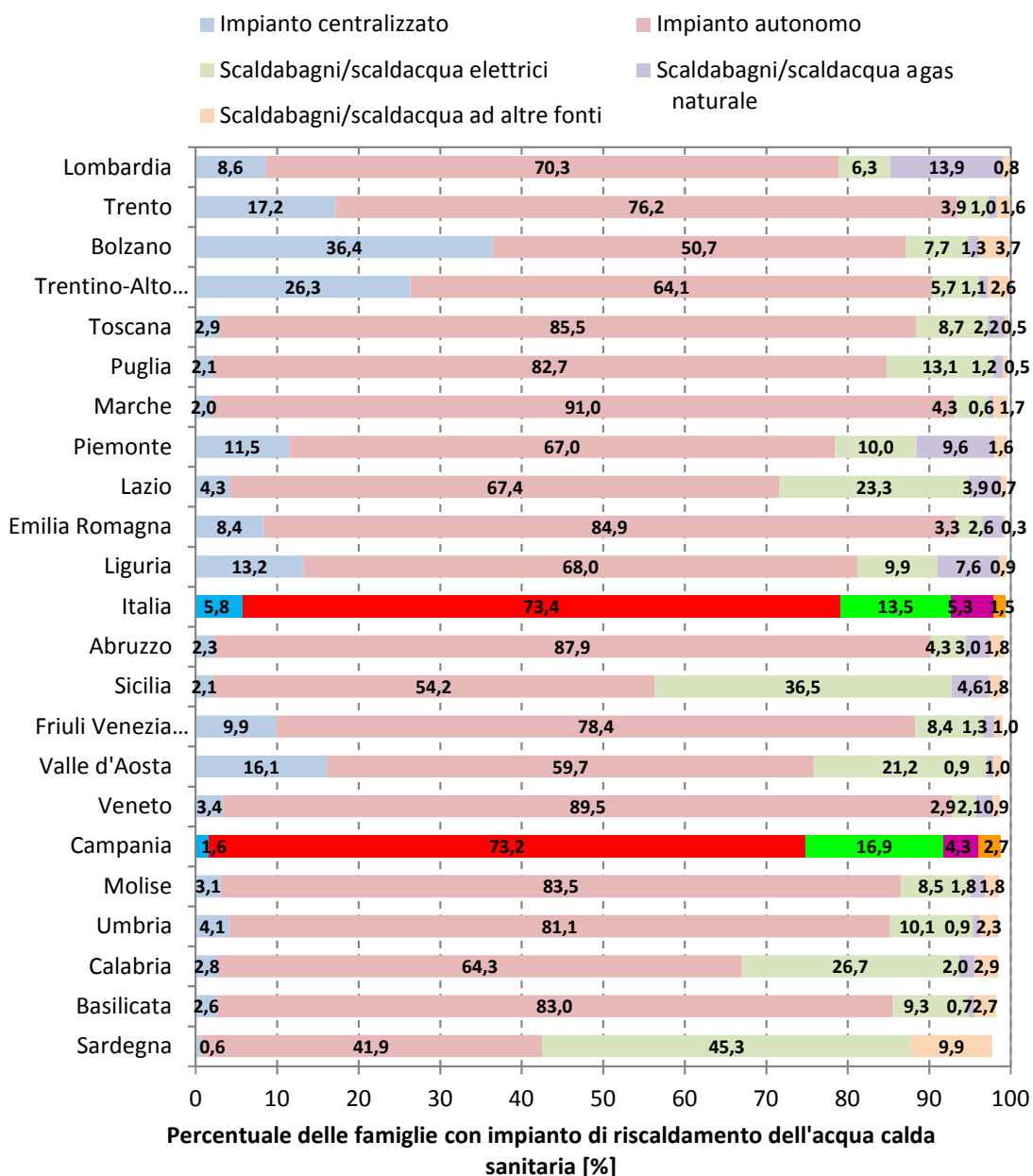


Figura B.2 - Percentuale delle famiglie per regione con impianto di riscaldamento dell'acqua calda sanitaria e tipologia d'impianto (fonte ISTAT [A]).

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.

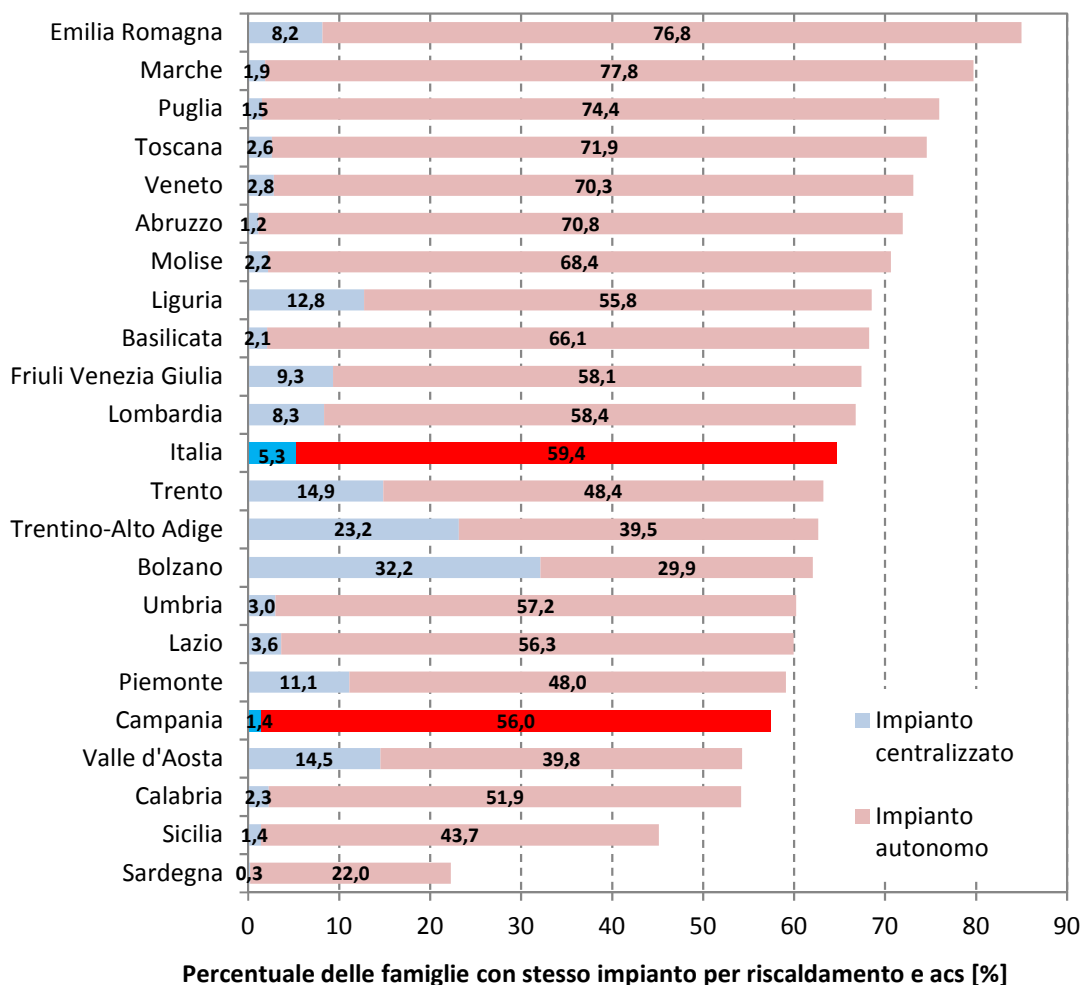


Figura B.3 – Percentuale delle famiglie che adottano lo stesso impianto per il riscaldamento dell’edificio e dell’acqua calda sanitaria (fonte ISTAT [A]).

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.

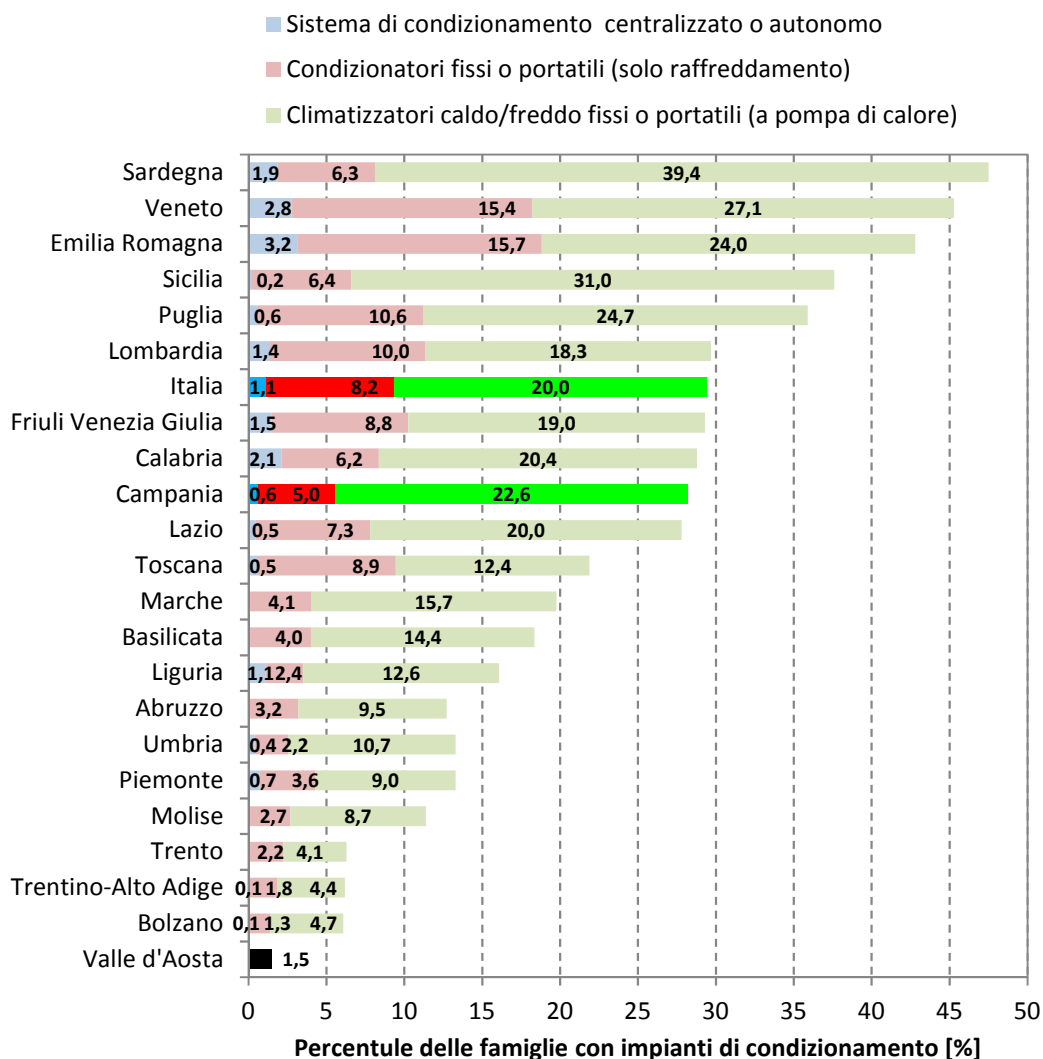


Figura B.4 - Percentuale delle famiglie per regione con impianto di condizionamento e tipologia d'impianto (fonte ISTAT [A]).

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.

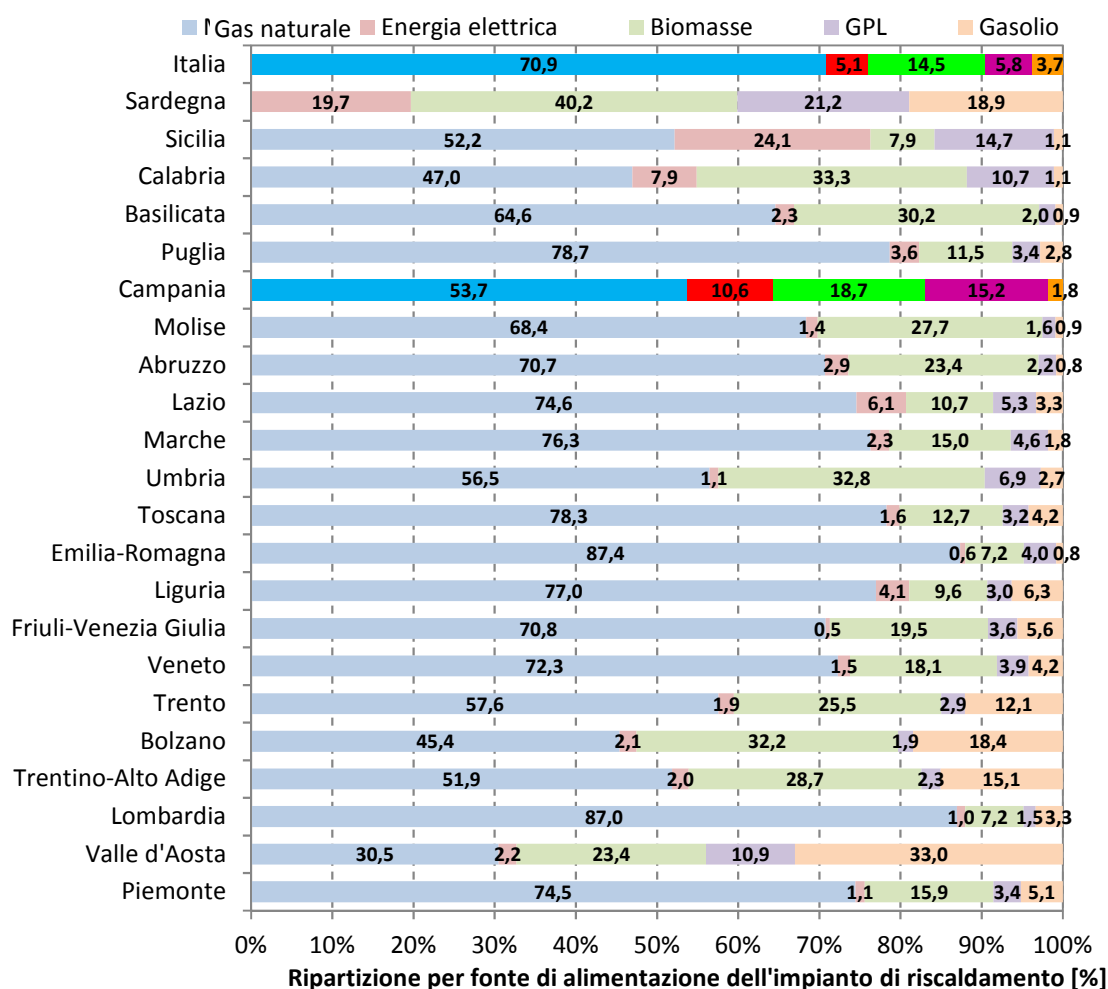


Figura B.5 – Percentuale famiglie per fonte di alimentazione dell'impianto di riscaldamento dell'abitazione, ripartizione per tipo di fonte e regione (fonte ISTAT [A]).

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%).

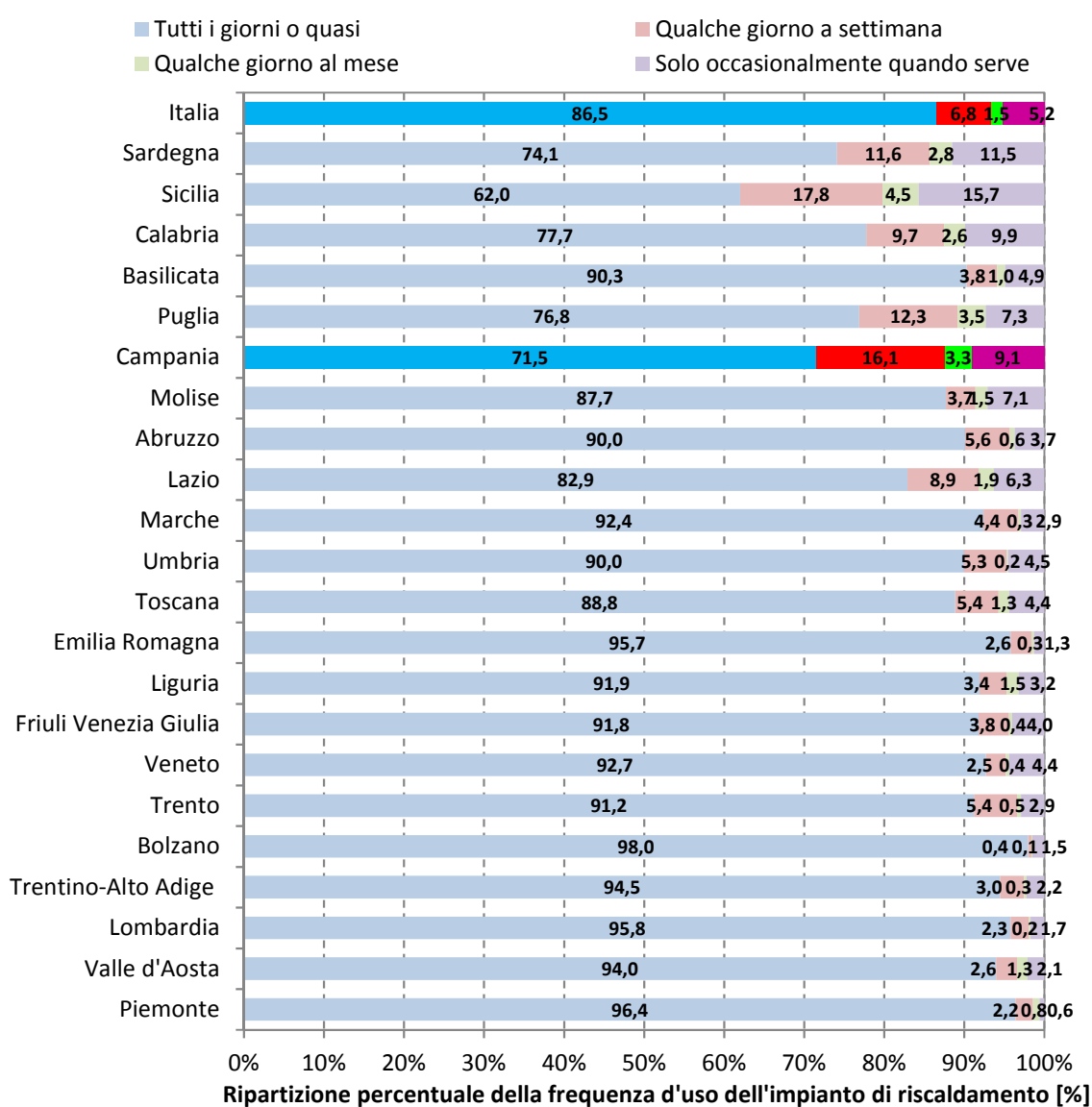


Figura B.6 – Percentuale famiglie per frequenza di utilizzo dell'impianto di riscaldamento dell'abitazione durante i mesi invernali, ripartizione per regione (fonte ISTAT [A]).

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).

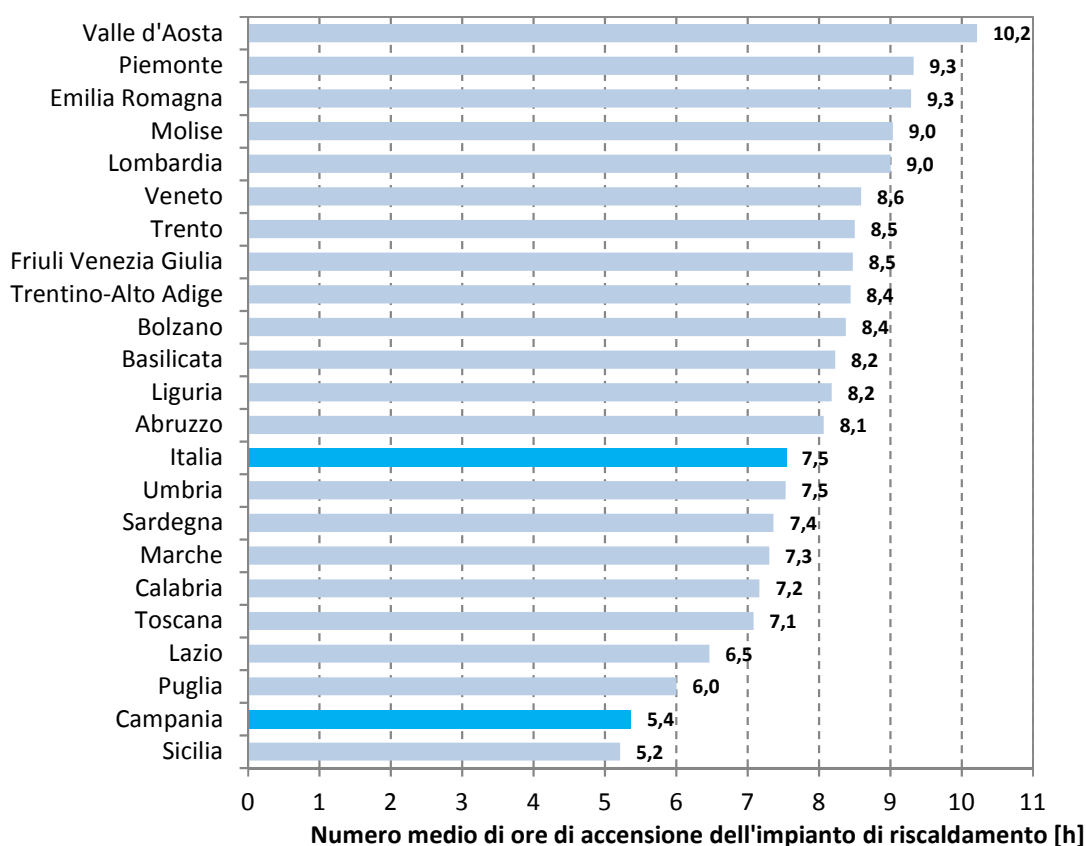


Figura B.7 - Numero medio di ore di accensione dell'impianto di riscaldamento in una giornata invernale media, ripartizione per regione (fonte ISTAT [A]).

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.

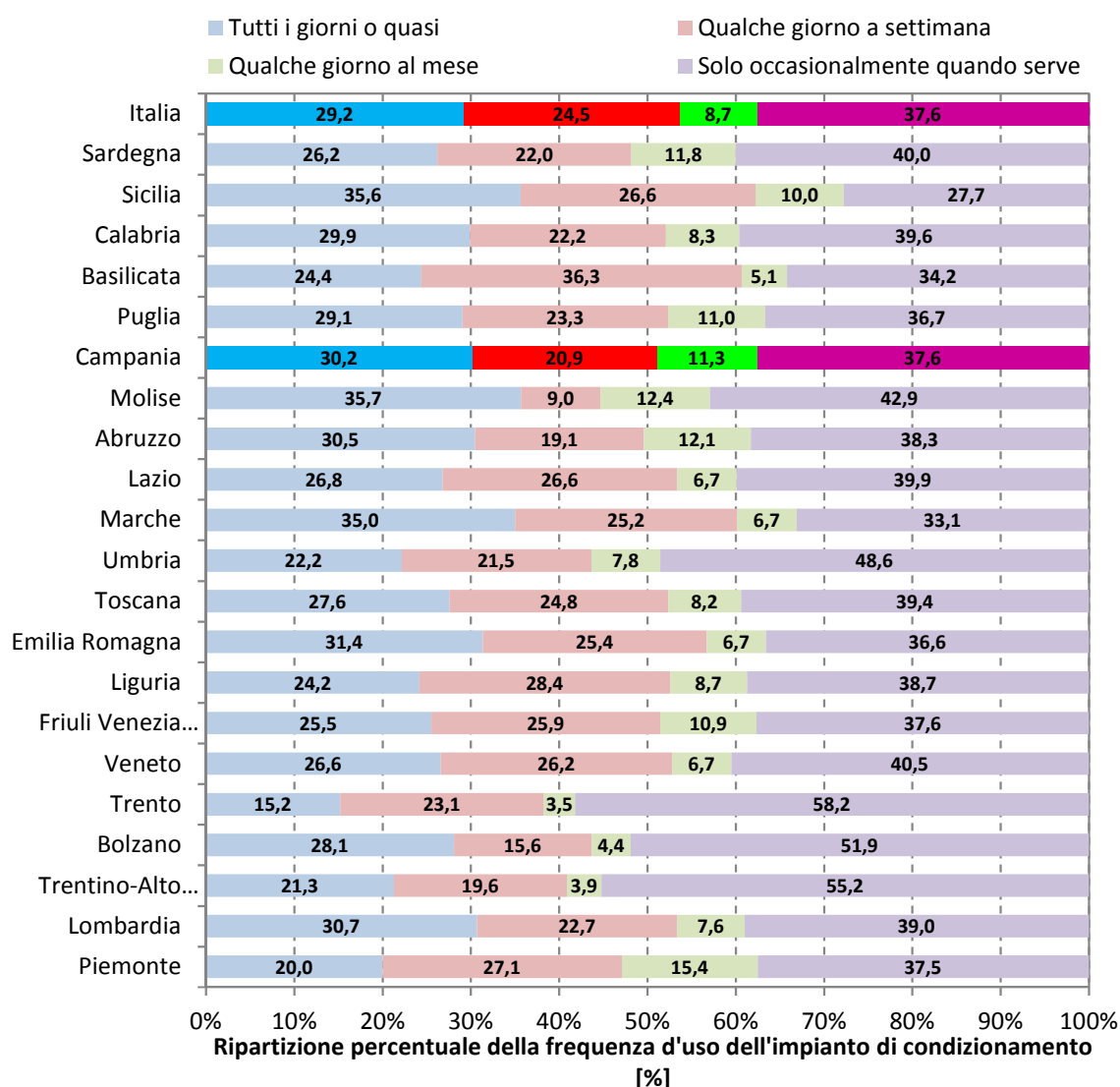


Figura B.8 - Percentuale famiglie per frequenza di utilizzo dell'impianto di condizionamento dell'abitazione durante i mesi estivi, ripartizione per regione (fonte ISTAT [A]).

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.

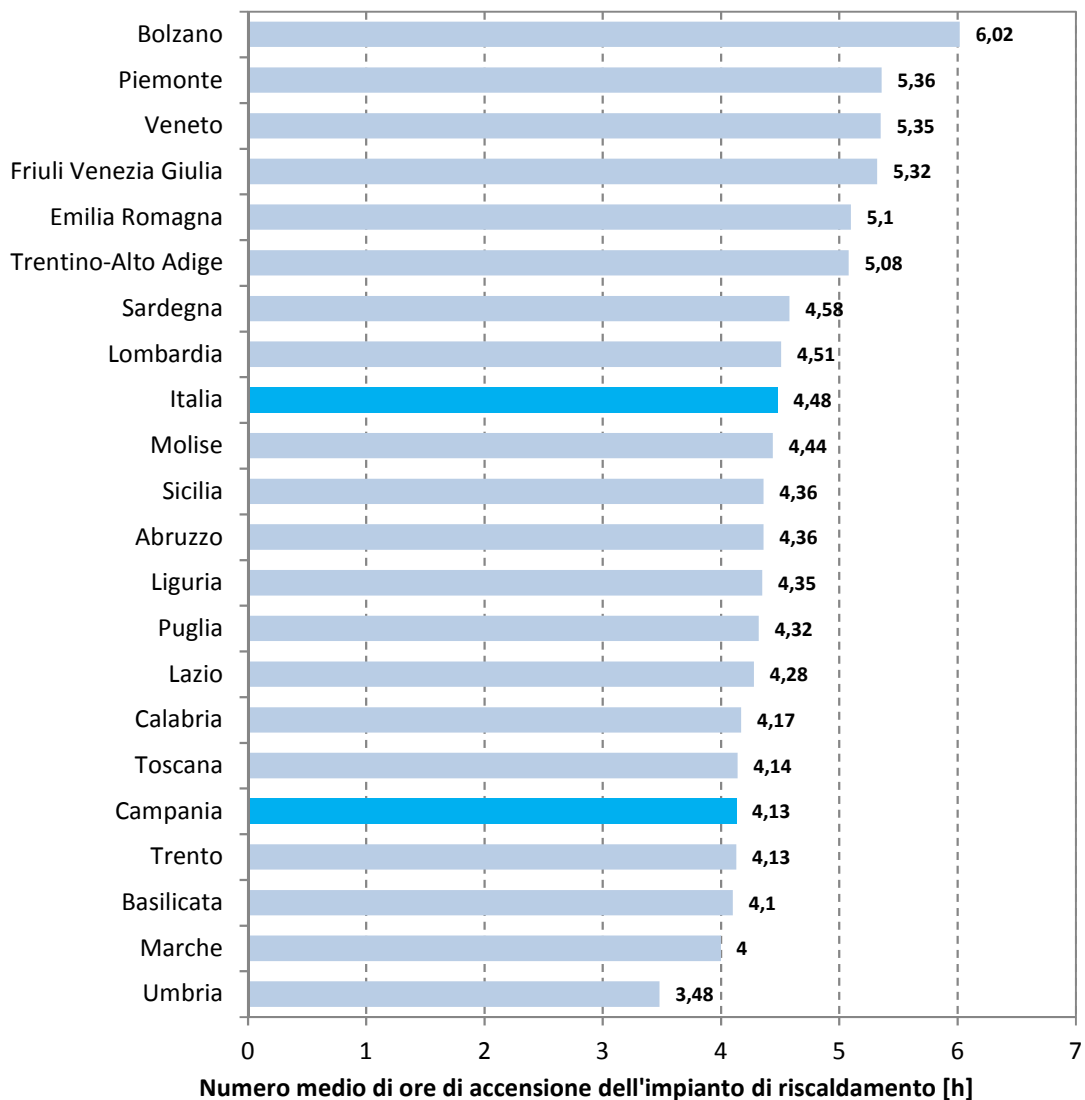


Figura B.9 - Numero medio di ore di accensione dell'impianto di condizionamento in una giornata estiva media, ripartizione per regione (fonte ISTAT [A]).

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).

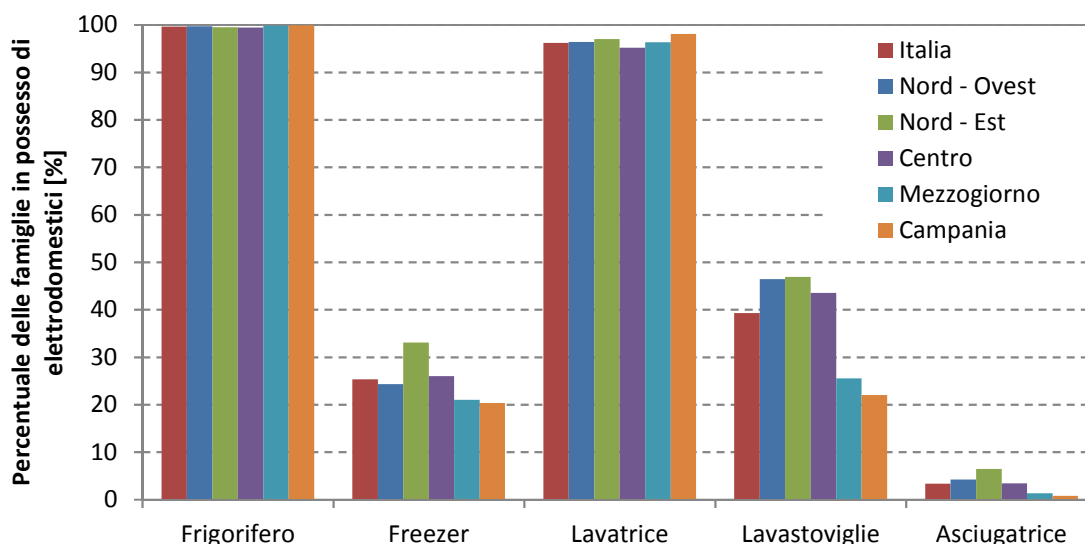


Figura B.10 - Percentuali di famiglie che posseggono elettrodomestici effettivamente utilizzati, ripartizione per tipologia di elettrodomestici e zona (fonte ISTAT [A]).

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.

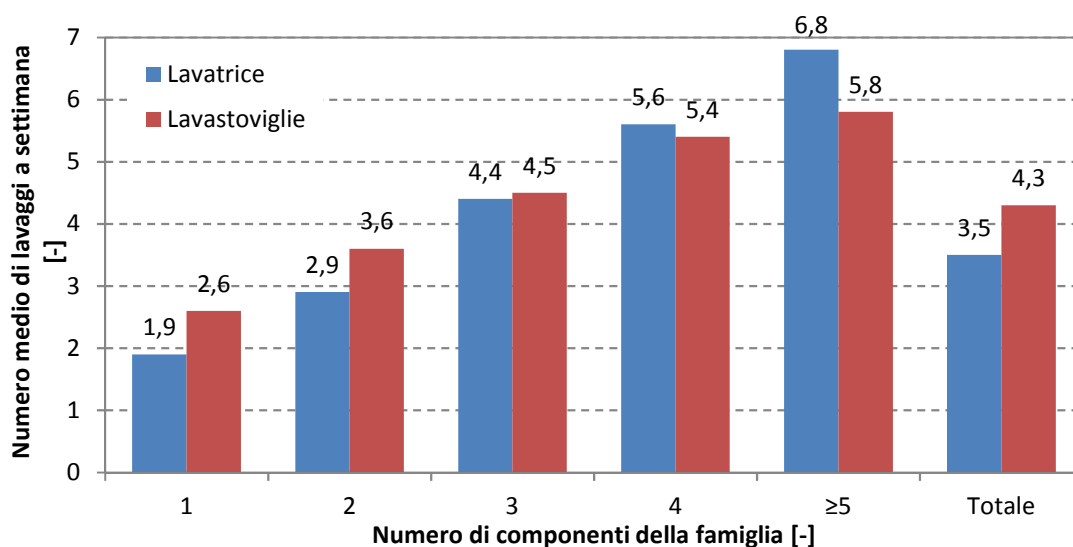


Figura B.11 - Numero medio di lavaggi a settimana in lavatrice e lavastoviglie per numero di componenti della famiglia (fonte ISTAT [A]).

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

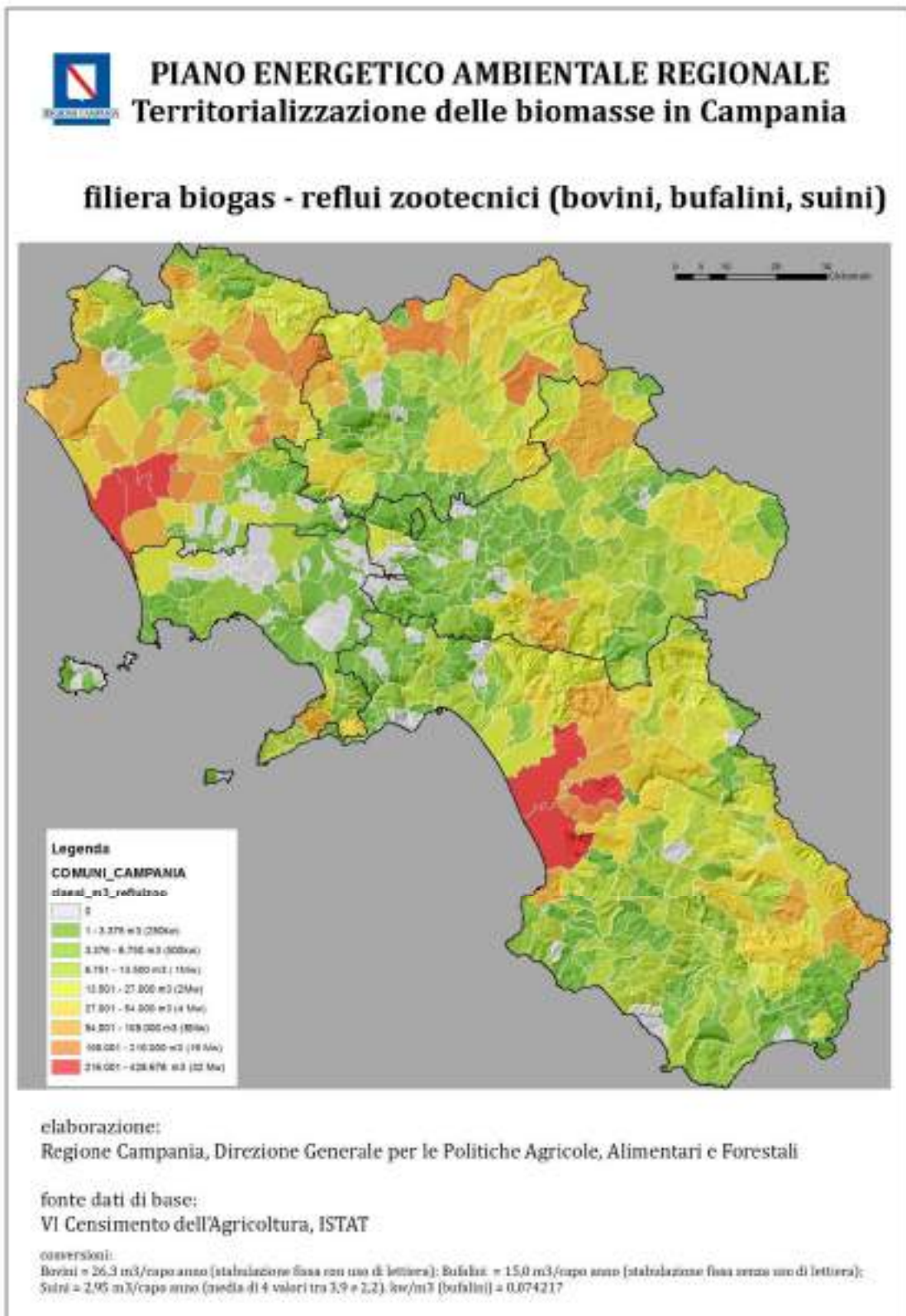


tavola A2

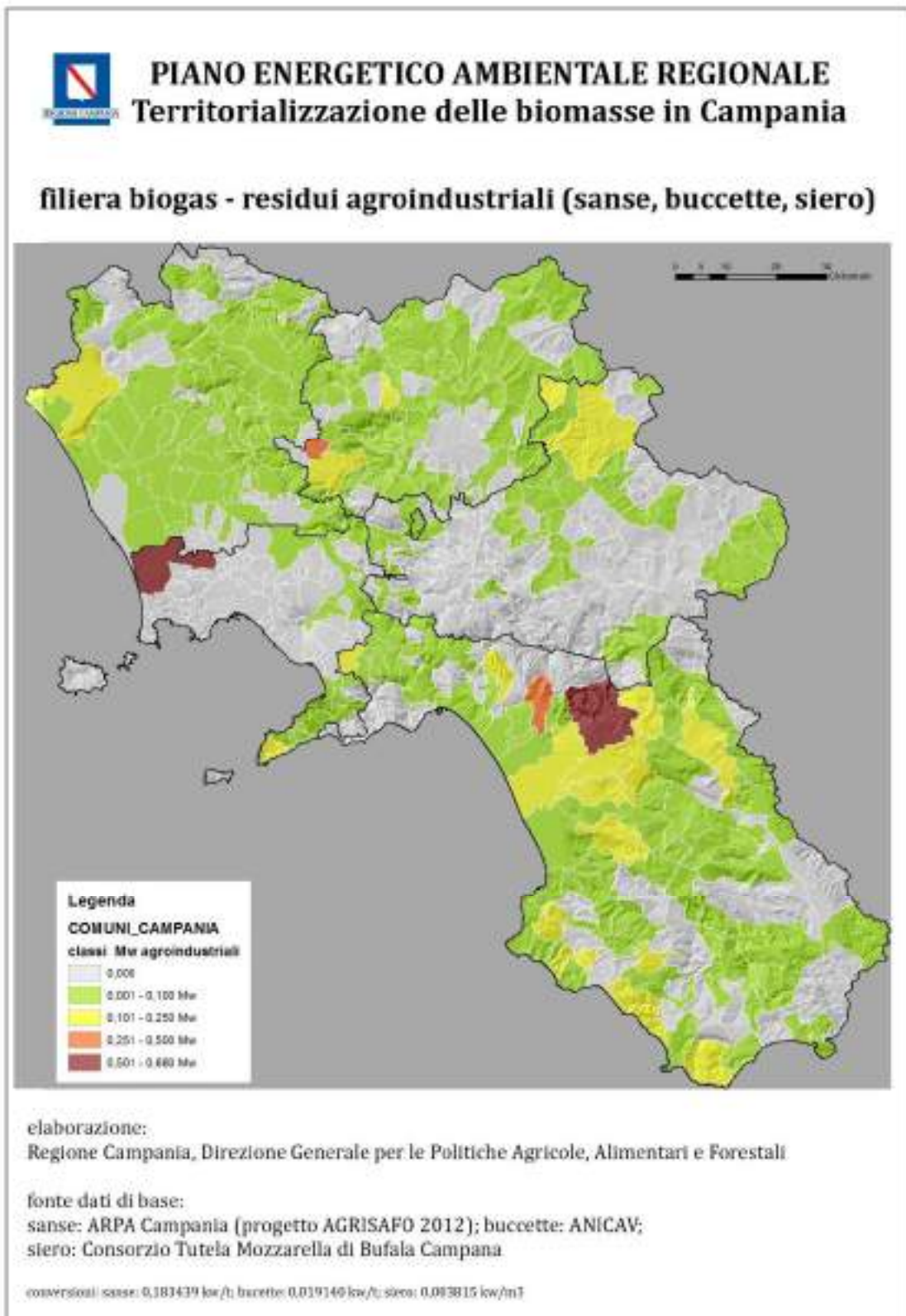


tavola A3

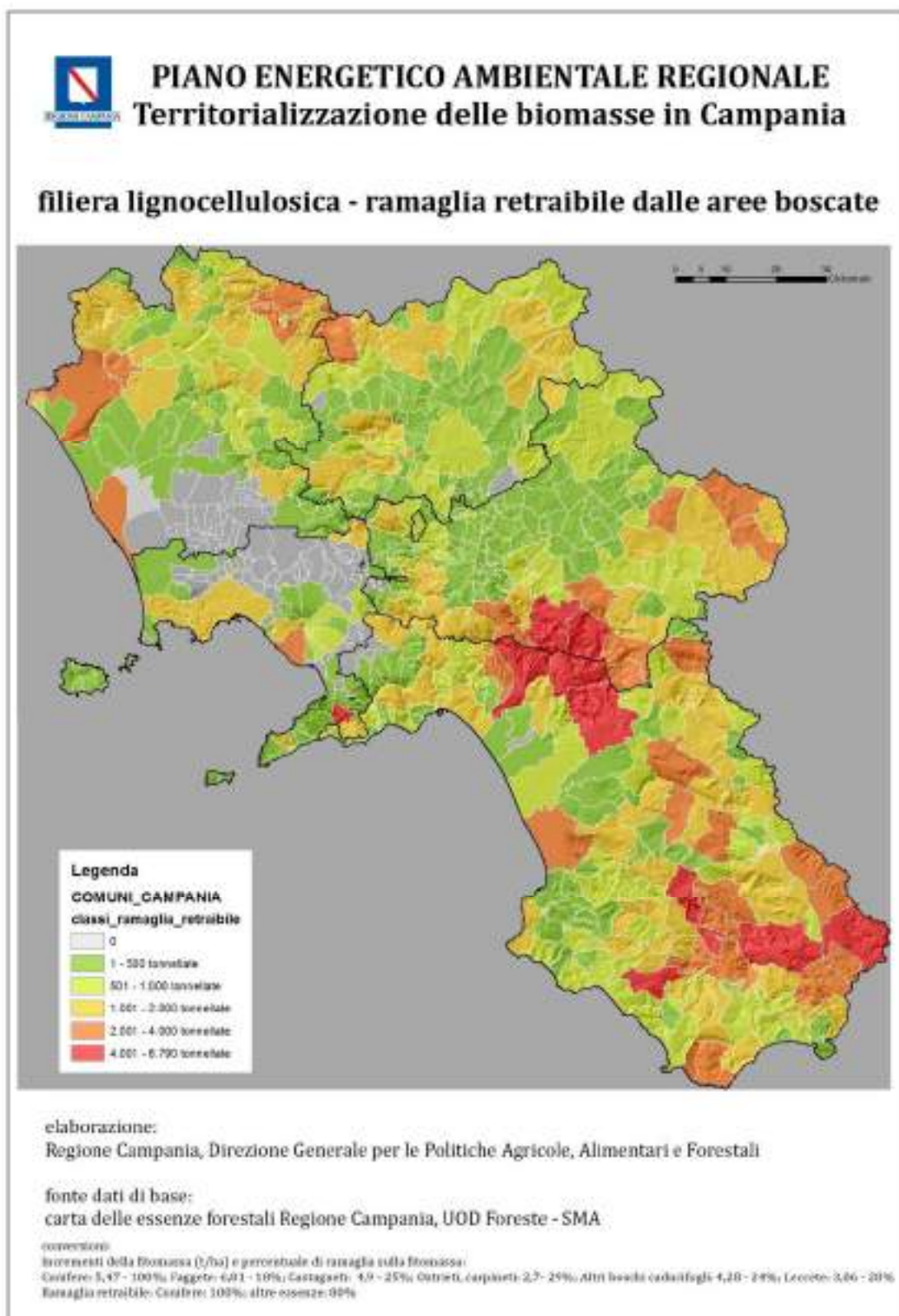


tavola A4

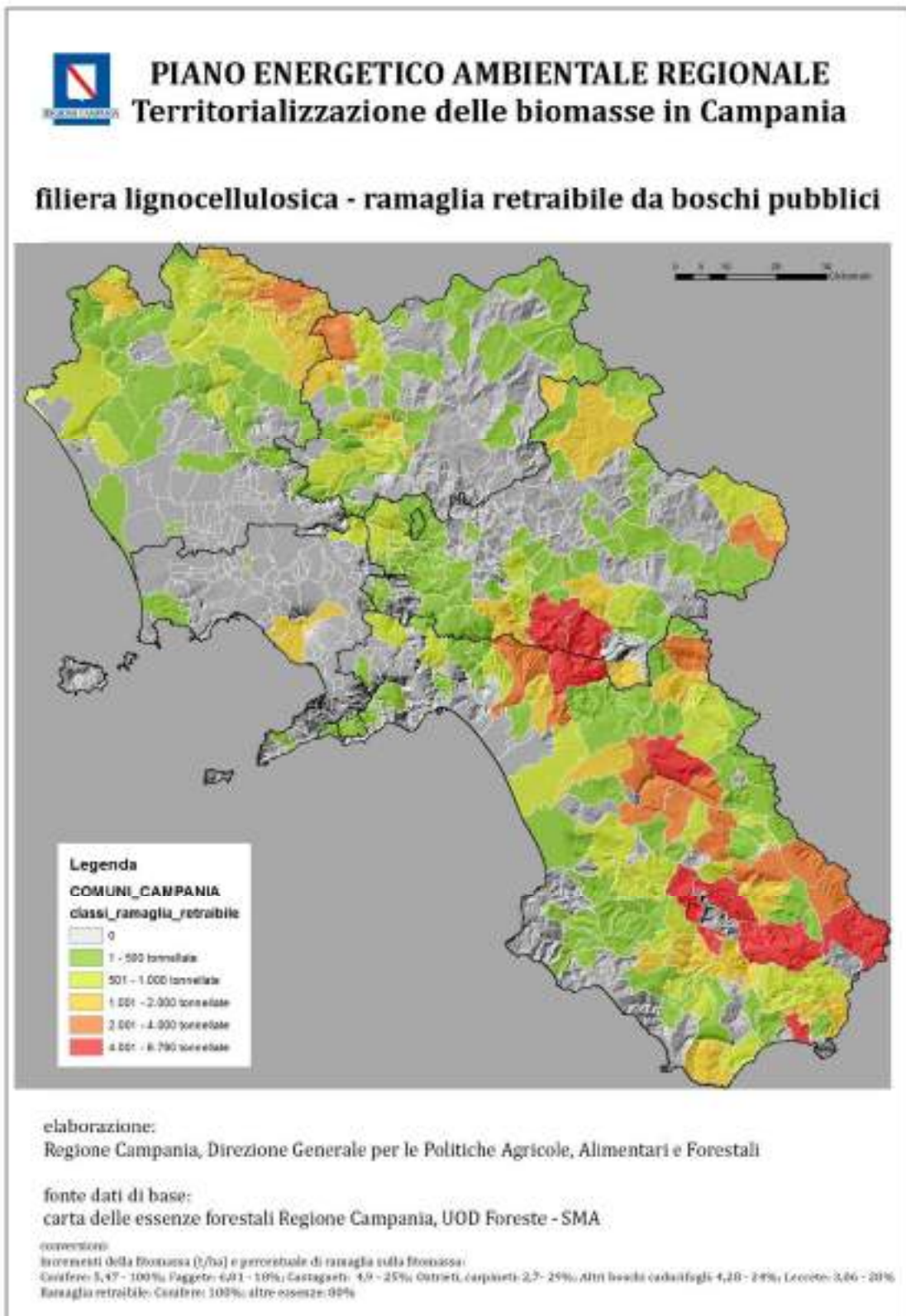


tavola A5

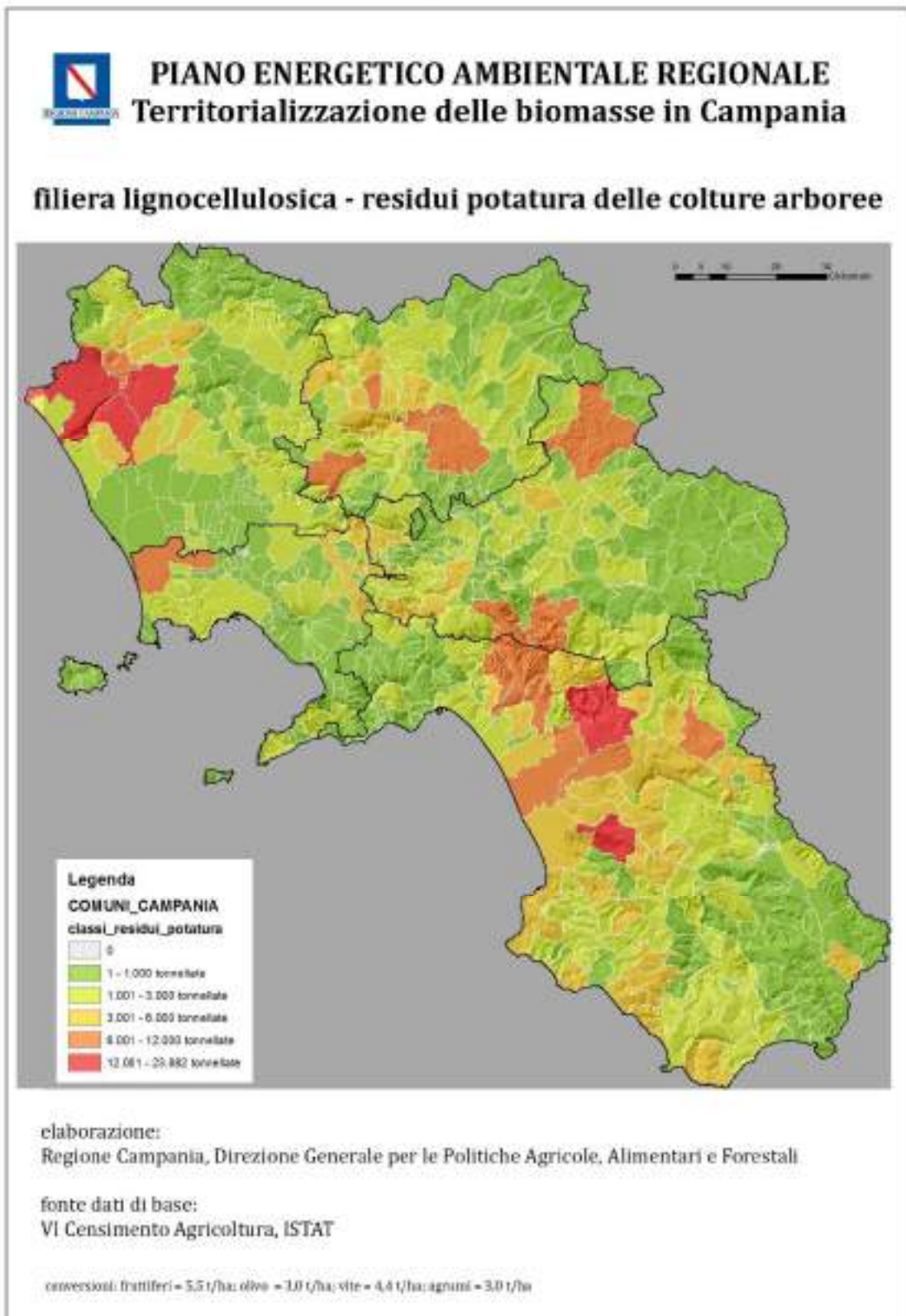
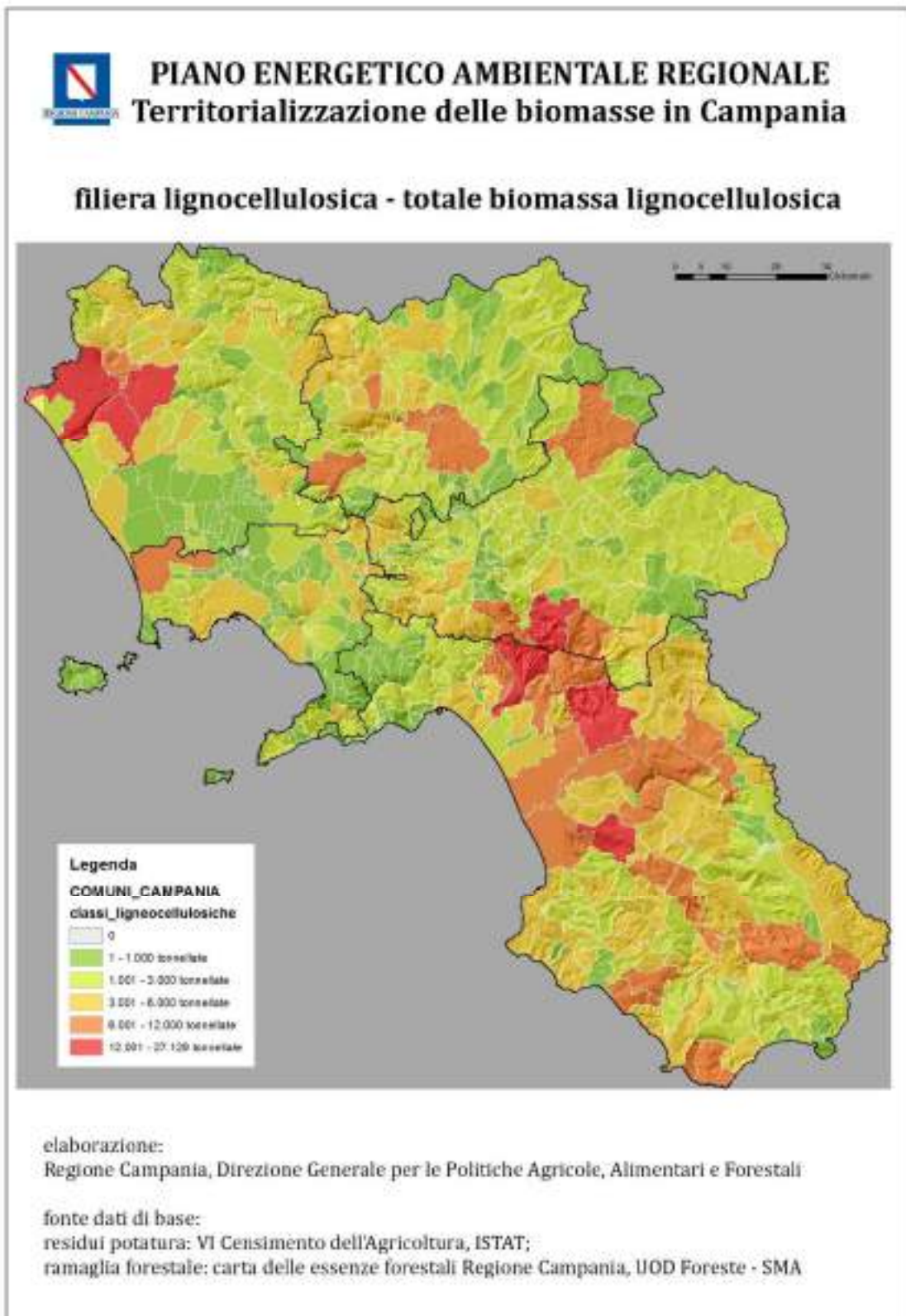


tavola A6



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.

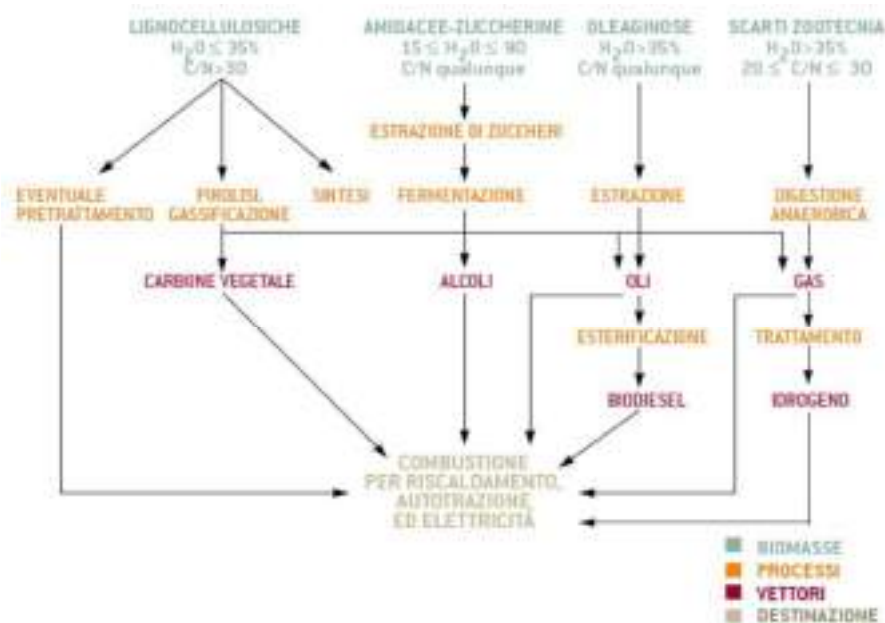


Figura 1. I percorsi di trasformazione della biomassa in funzione della sua natura e provenienza.

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).

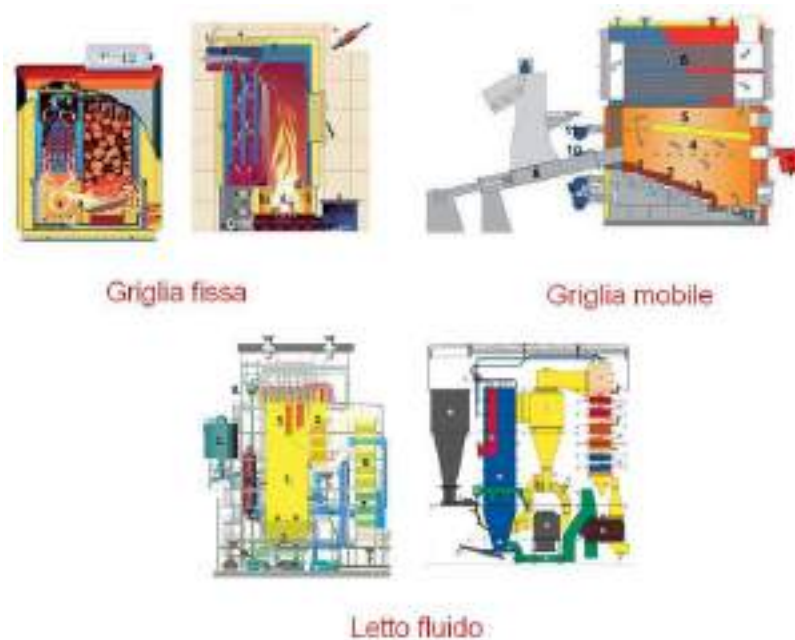


Figura 2. Tipologie di sistemi di combustione diretta di biomassa solida.

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 refrattariate 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.

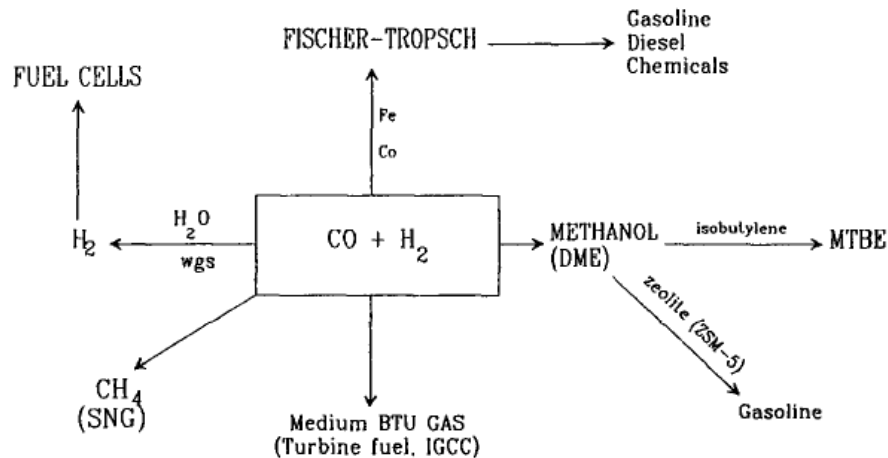


Figura 3 Percorsi di valorizzazione del syngas da gassificazione della biomassa

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.

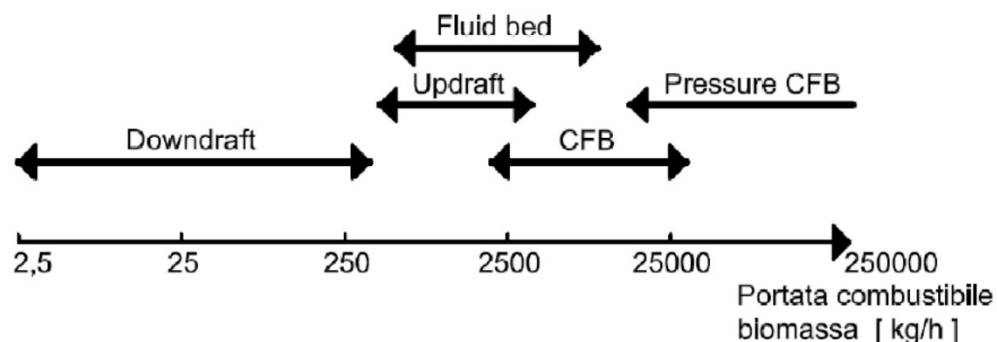
Si sta anche verificando la possibilità di utilizzare direttamente i gas di sintesi previo trattamento di pulizia in una turbina a gas o in celle a combustibile. Questi processi permetterebbero di realizzare impianti a elevato rendimento. I problemi connessi a questa tecnologia si incontrano a valle 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.

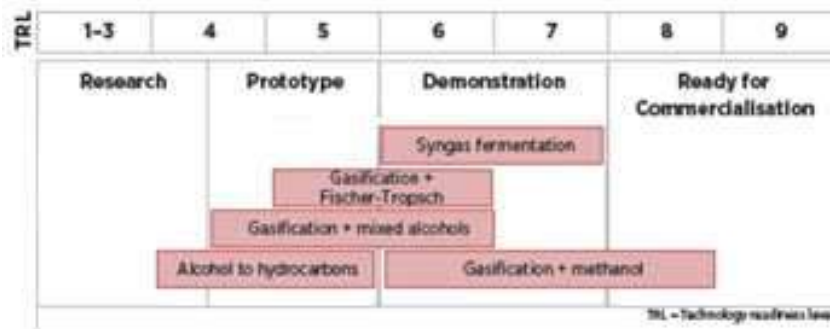


Figura 5 Priorità tecniche per la piena commercializzazione di impianti di gassificazione della biomassa

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.

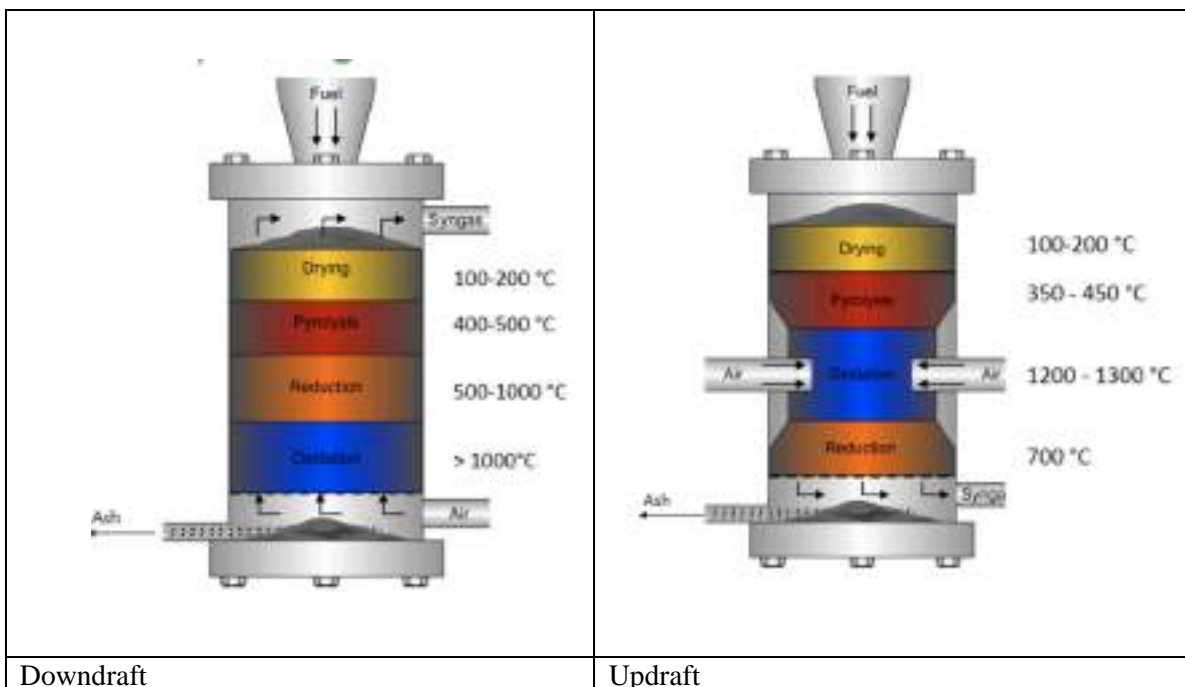


Figura 7 Tipologie di gassificatori a letto fisso.

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.

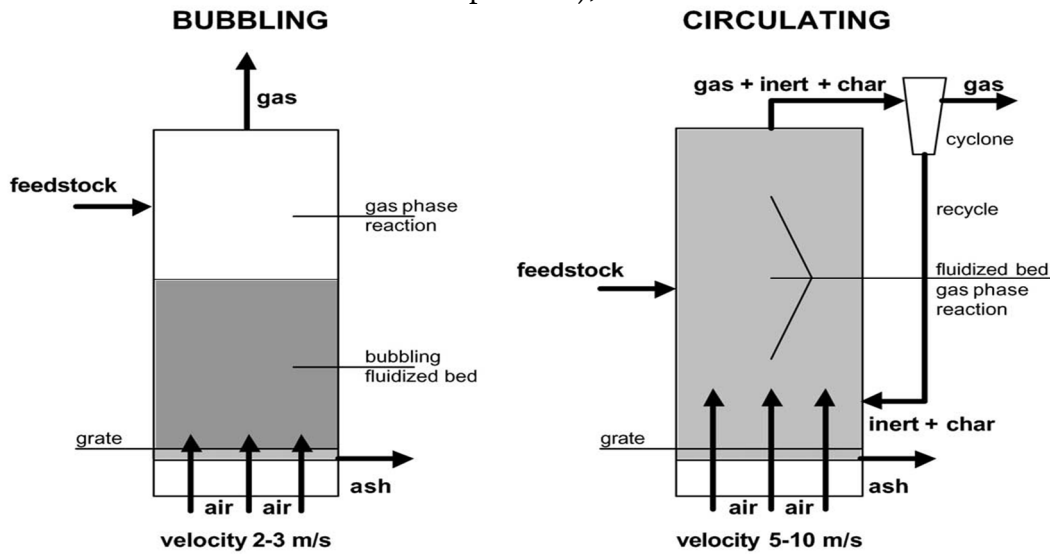
Se questi sono i principali aspetti positivi, non mancano tuttavia gli inconvenienti come ad esempio:

- 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

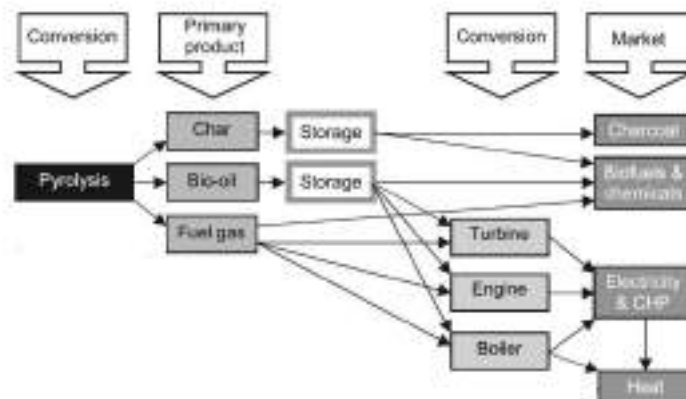
Pirolisi.

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.

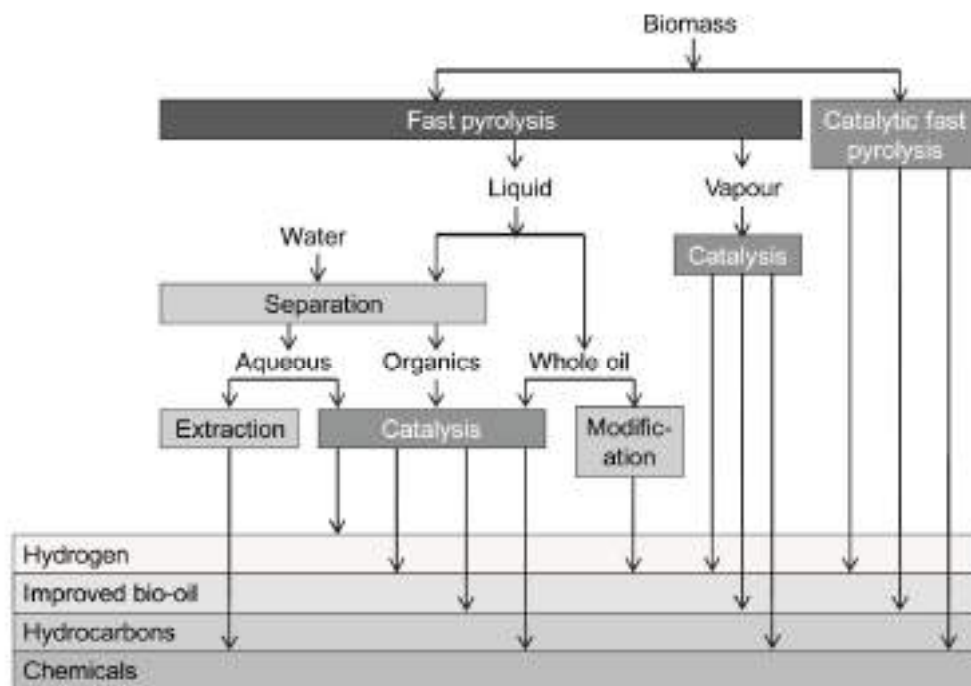


Fig. 9 – Overview of fast pyrolysis upgrading methods.

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.

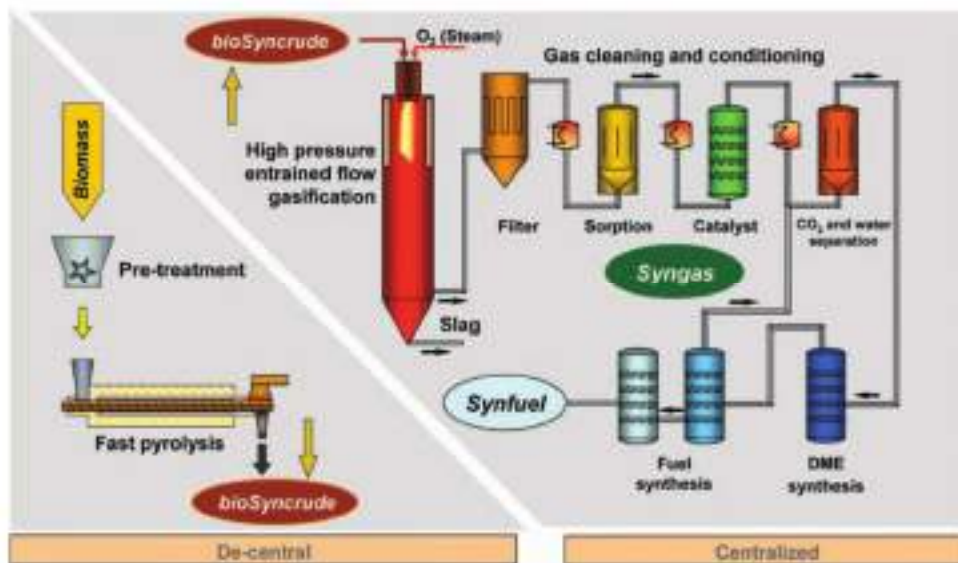
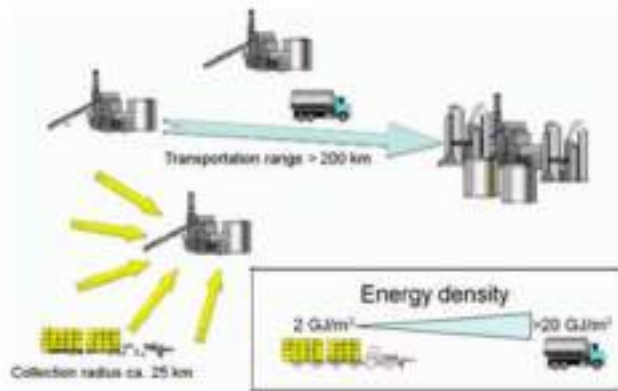


Figura 13 L'approccio integrato de-centralizzato/centralizzato alla valorizzazione della biomassa basato sul bio-olio quale intermedio di trasformazione. Il caso Bioliq[®].

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 4814-16). EU gasoline standards allow up to 3% methanol in gasoline (EN 228). ASTM (D1799) standards for 30%+ etha methanol in gasoline are being updated. In China, a national standard for 15% methanol in gasoline exists (GB/T 23799-2005) 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).

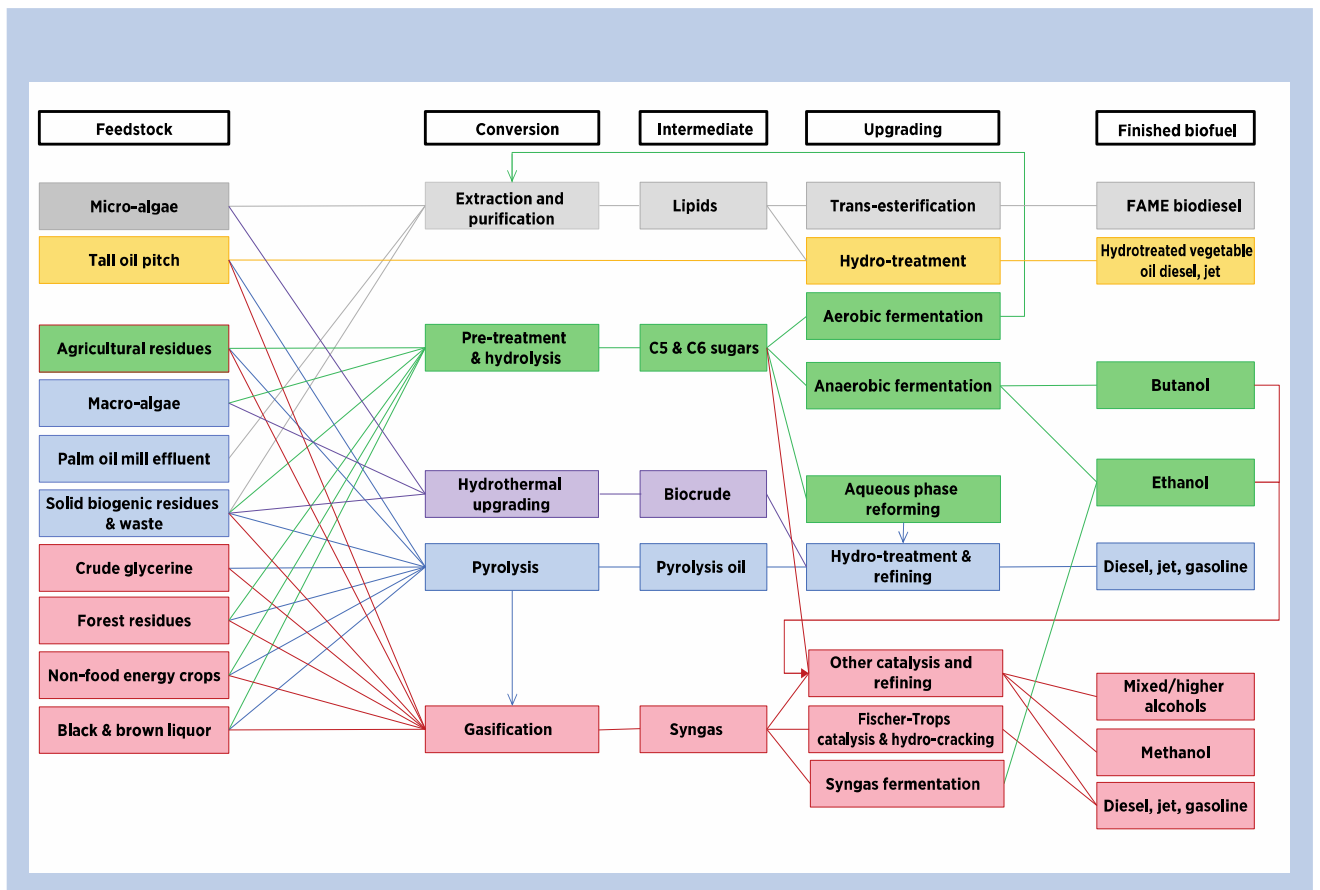
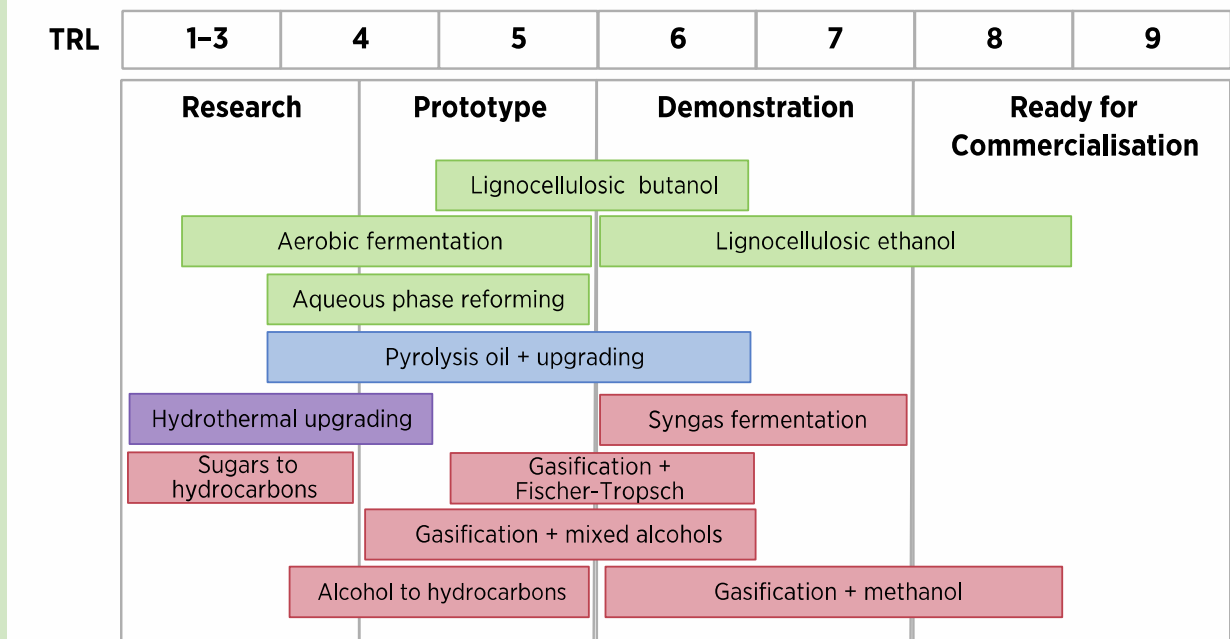


Figura 14 Quadro sinottico delle possibili filiere per lo sfruttamento di un'ampia gamma di biomasse (IRENA, 2016)



Note: Colours represent the principal conversion process, hydrolysis (green), pyrolysis (blue), hydrothermal upgrading (purple) and gasification (red).

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

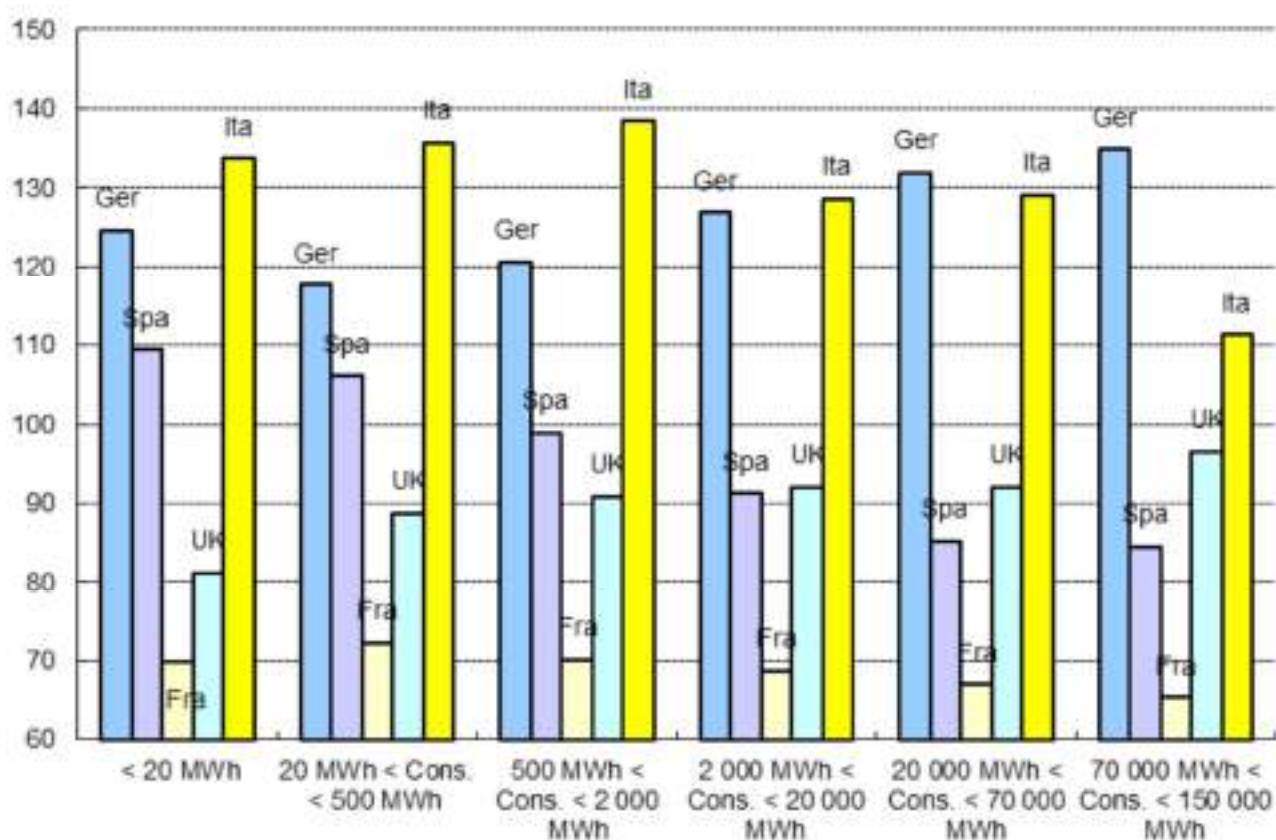
Secondo uno studio effettuato dalla Banca d'Italia, nel 2011 la spesa media delle imprese ammontava a circa 740 mila euro, il 61 per cento in più del 2003; nello stesso periodo la crescita delle quantità medie consumate, passate da 924 a 940 tep, è stata contenuta (un aumento di poco meno del 2 per cento²¹).

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)

MODIFICA FORMALE (ART. 10 COMMA 4 REGOLAMENTO GIUNTA):

Prima del deliberato, si sostituisce il verbo “propone” con il verbo “propongono”.