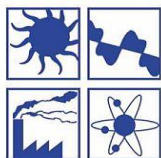


CIRIAF



Comune di Marsciano

Municipalities' Subsidiarity for Actions on Energy



PIANO ENERGETICO E AMBIENTALE DEL COMUNE DI MARSCIANO

Relazione tecnica

Responsabili Scientifici	prof. Francesco Asdrubali (CIRIAF) ing. Francesco Zepparelli (Comune di Marsciano)
Gruppo di lavoro	ing. Giorgio Baldinelli (CIRIAF) ing. Matteo Cornicchia (CIRIAF) ing. Francesco D'Alessandro (CIRIAF)
Data	Settembre 2014



INDICE

Capitolo 1: INTRODUZIONE	Pag. 1
1.1 IL PROGRAMMA LIFE+.....	Pag. 1
1.2 IL PROGETTO MuSAE.....	Pag. 2
1.2.1 Obiettivi del progetto.....	Pag. 3
1.3 CONTENUTI DEL PIANO.....	Pag. 4
Bibliografia.....	Pag. 4
Capitolo 2: SCENARIO ENERGETICO GLOBALE E LOCALE	Pag. 5
2.1 SCENARIO ENERGETICO MONDIALE.....	Pag. 5
2.1.1 Produzione e consumi di petrolio.....	Pag. 5
2.1.2 Produzione e consumi di gas.....	Pag. 6
2.1.3 Produzione e consumi di carbone.....	Pag. 7
2.1.4 Produzione di energia nucleare.....	Pag. 8
2.1.5 Consumi di energia idroelettrica.....	Pag. 8
2.1.6 Consumi di energia da fonti rinnovabili.....	Pag. 8
2.1.7 Consumi di energia primaria.....	Pag. 8
2.2 SCENARIO ENERGETICO EUROPEO.....	Pag. 9
2.3 SCENARIO ENERGETICO NAZIONALE.....	Pag. 13
2.4 SCENARIO ENERGETICO REGIONALE.....	Pag. 21
Bibliografia.....	Pag. 27
Capitolo 3: NORMATIVA IN MATERIA DI PIANI ENERGETICI COMUNALI.....	Pag. 28
3.1 GENERALITÀ.....	Pag. 28
3.2 RIFERIMENTI NORMATIVI INTERNAZIONALI.....	Pag. 30
3.3 QUADRO COMUNITARIO.....	Pag. 33
3.3.1 Pacchetto Clima-Energia (o "Pacchetto 20-20-20").....	Pag. 34
3.3.2 La Direttiva 2009/28/CE e gli Obiettivi da Raggiungere al 2020.....	Pag. 35
3.4 RIFERIMENTI NORMATIVI NAZIONALI.....	Pag. 41
3.4.1 Il Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili.....	Pag. 45
3.4.2 Decreto del 10 settembre 2010, Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.....	Pag. 53
3.4.3 Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.....	Pag. 55
3.4.4 Decreto 15 marzo 2012 – Burden Sharing: Obiettivi Regionali.....	Pag. 56
3.5 RIFERIMENTI NORMATIVI REGIONALI.....	Pag. 58
Bibliografia.....	Pag. 64



Capitolo 4: INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL COMUNE DI MARSCIANO.....	Pag. 68
4.1 INTRODUZIONE.....	Pag.68
4.2 DELIMITAZIONE DELL'AREA DI STUDIO.....	Pag. 68
4.3 INQUADRAMENTO GEOMORFOLOGICO DEL TERRITORIO.....	Pag. 69
4.4 CARATTERISTICHE DEL SUOLO.....	Pag. 70
4.5 INQUADRAMENTO CLIMATOLOGICO.....	Pag. 74
4.5.1 Temperatura.....	Pag. 74
4.5.2 Precipitazioni.....	Pag. 80
4.5.3 Radiazione solare.....	Pag. 82
4.5.4 Vento.....	Pag. 83
4.6 DATI DEMOGRAFICI.....	Pag. 84
4.7 ATTIVITÀ ECONOMICHE.....	Pag. 88
4.8 PATRIMONIO EDILIZIO.....	Pag. 90
4.9 INFRASTRUTTURE E SERVIZI.....	Pag. 92
4.10 SITUAZIONE AMBIENTALE.....	Pag. 93
4.10.1 Acqua.....	Pag. 93
4.10.2 Aria.....	Pag. 95
4.10.3 Suolo.....	Pag. 95
4.10.4 Rumore.....	Pag. 96
4.10.5 Campi elettromagnetici.....	Pag. 96
4.10.6 Inquinamento luminoso.....	Pag. 97
Bibliografia.....	Pag. 97
Capitolo 5: DOMANDA DI ENERGIA DEL COMUNE DI MARSCIANO.....	Pag. 98
5.1 INTRODUZIONE.....	Pag. 98
5.2 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA.....	Pag. 99
5.3 CONSUMI DI GAS METANO.....	Pag. 103
5.4 CONSUMI DI COMBUSTIBILI SOLIDI.....	Pag. 106
5.5 CONSUMI DI PRODOTTI PETROLIFERI NEI SETTORI AGRICOLTURA, INDUSTRIA, TERZIARIO E RESIDENZIALE.....	Pag. 107
5.5.1 Gasolio e GPL da riscaldamento.....	Pag. 108
5.5.2 Gasolio agricolo.....	Pag. 109
5.5.3 Olio Combustibile.....	Pag. 111
5.6 CONSUMI NEL SETTORE DEI TRASPORTI.....	Pag. 111
5.6.1 Metodologia di stima dei consumi dal 2007 al 2012.....	Pag. 115
5.7 CONSUMI TOTALI FINALI PER SETTORE E PER FONTE.....	Pag. 118
Bibliografia.....	Pag. 124



Capitolo 6: OFFERTA DI ENERGIA DEL COMUNE DI MARSCIANO.....	Pag. 125
6.1 INTRODUZIONE.....	Pag. 125
6.2 SOLARE FOTOVOLTAICO.....	Pag. 126
6.3 SOLARE TERMICO.....	Pag. 133
6.4 BIOMASSE.....	Pag. 134
6.5 CONSUMO DI LEGNA NEL RISCALDAMENTO DOMESTICO.....	Pag. 134
6.6 COGENERAZIONE, IDROELETTRICO, EOLICO, GEOTERMICO.....	Pag. 135
6.7 PRODUZIONE FINALE TOTALE.....	Pag. 135
Bibliografia.....	Pag. 135
Capitolo 7: STIMA DELLE EMISSIONI DIRETTE DEL COMUNE DI MARSCIANO.....	Pag. 136
7.1 INTRODUZIONE.....	Pag. 136
7.2 STIMA EMISSIONI DI CO ₂ EQUIVALENTE.....	Pag. 137
Bibliografia.....	Pag. 141
Capitolo 8: SCENARI ENERGETICI FUTURI DEL COMUNE DI MARSCIANO.....	Pag. 142
8.1 INTRODUZIONE.....	Pag. 142
8.2 METODOLOGIA ENEA.....	Pag. 142
8.3 METODOLOGIA “REGRESSIONE LINEARE”.....	Pag. 144
8.4 METODOLOGIA PEAC COMUNE PERUGIA.....	Pag. 145
8.5 STIMA DELLA CRESCITA DEMOGRAFICA E CRESCITA DELLE AUTO EQUIVALENTI.....	Pag. 146
8.6 STIMA DELLE EMISSIONI: SCENARIO 0.....	Pag. 148
Bibliografia.....	Pag. 151
Capitolo 9: PROPOSTA DI INTERVENTI NEL COMUNE DI MARSCIANO.....	Pag. 152
9.1 INTRODUZIONE.....	Pag. 152
9.2 IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI.....	Pag. 152
9.3 IDROELETTRICO.....	Pag. 153
9.4 EOLICO.....	Pag. 153
9.5 GEOTERMICO.....	Pag. 154
9.6 SOLARE TERMICO.....	Pag. 154
9.7 RIFIUTI.....	Pag. 155
9.8 COGENERAZIONE.....	Pag. 157
9.9 BIOMASSE.....	Pag. 157
9.10 SETTORE TRASPORTI.....	Pag. 158



9.11 SETTORE RISPARMIO ENERGETICO EDILIZIO.....	Pag. 160
9.12 ANALISI DEI CONSUMI TOTALI.....	Pag. 163
9.13 STIMA DELLE EMISSIONI FUTURE (SCENARIO 0,1, 2, 3, 4).....	Pag. 164
9.14 CONFRONTO TRA I DIVERSI SCENARI E SCELTA DEI POSSIBILI INTERVENTI.....	Pag. 165
Bibliografia.....	Pag. 168



INTRODUZIONE

Il Piano Energetico-ambientale del Comune di Marsciano rappresenta uno dei risultati del progetto MuSAE, finanziato dall'Unione Europea nell'ambito del Programma LIFE+ 2012.

Gli obiettivi di MuSAE consistono nel fornire ai piccoli Comuni uno strumento semplificato e condiviso per la pianificazione ambientale ed energetica.

Il progetto vede coinvolti 6 partner di cui il Comune di Perugia, capofila, la Regione Umbria, l'Università di Perugia (CIRIAF - Centro Interuniversitario di Ricerca sull'Inquinamento da Agenti Fisici "Mauro Felli"), i Comuni di Marsciano, Umbertide e Lisciano Niccone.

Si riporta di seguito una breve descrizione del Programma LIFE+ e del Progetto MusAE.

1.1 IL PROGRAMMA LIFE+

Il programma LIFE+ fa seguito al programma LIFE avviato nel 1992. Lo Strumento finanziario comunitario per l'ambiente (L'Instrument Financier pour l'Environment) è stato istituito dal Regolamento CEE n. 1973/92 [1] del Consiglio per contribuire in Europa all'attuazione e allo sviluppo della politica comunitaria nel settore dell'ambiente e della legislazione ambientale [2].

Il programma LIFE si è articolato in tre diverse fasi (LIFE I, LIFE II e LIFE III), l'ultima delle quali (2000-2004) è stata estesa con il Regolamento CE n. 1682/2004 [3] fino al 31 dicembre 2006 per colmare il vuoto che si sarebbe venuto a creare tra la scadenza della terza fase e le nuove prospettive finanziarie 2007-2013.

La Commissione ha proposto tramite il Regolamento 614/2007/CE [4], di istituire un unico strumento finanziario per l'ambiente, denominato LIFE+ il cui obiettivo principale è quello di offrire un sostegno specifico, a livello comunitario, alle misure e ai progetti aventi valore aggiunto europeo per l'attuazione, l'aggiornamento e lo sviluppo della politica e della normativa comunitaria in materia di ambiente, più in particolare per la realizzazione del Sesto programma di azione comunitario per l'ambiente.

Il programma LIFE+ prevede tre componenti tematiche [5]: "Natura e biodiversità", "Politica e governance ambientali" e "Informazione e comunicazione".

La dotazione finanziaria di LIFE+ è pari a 2.143,409 milioni di euro per il periodo che va dal 1° gennaio 2007 al 31 dicembre 2013.

Ogni anno la Commissione pubblica un invito a presentare proposte; la Commissione stabilisce quali progetti, tra quelli pervenuti, possono beneficiare del sostegno finanziario di LIFE+ e pubblica regolarmente l'elenco di tali progetti.

I progetti finanziati devono rispondere ad alcuni criteri come, per esempio, rivestire un interesse comunitario contribuendo allo sviluppo, all'attuazione e all'aggiornamento della politica e della legislazione comunitarie nel settore dell'ambiente o essere coerenti e fattibili sotto il profilo tecnico e finanziario e presentare un rapporto costi-benefici soddisfacente;

La Commissione garantisce il controllo dei finanziamenti, il follow up dell'attuazione dei progetti e, se del caso, il recupero delle somme indebitamente percepite e l'attuazione delle azioni finanziate.



1.2 IL PROGETTO MuSAE

Il progetto MuSAE 'Municipalities Subsidiarity for Actions on Energy' (Sussidiarietà Comunale per Azioni nel Settore Energetico) finanziato nell'ambito del Programma LIFE+, parte dal presupposto che il risparmio energetico e l'incremento dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili costituiscono elementi determinanti per il raggiungimento degli obiettivi fissati dalla strategia "Europa 20/20/20" e dalla consapevolezza che gli Enti locali sono chiamati a svolgere un ruolo decisivo per il raggiungimento degli impegni assunti dall'U.E., al fine di promuovere un nuovo modello di sviluppo sostenibile [6].

MuSAE discende dalle esperienze maturate dal Comune di Perugia sulle tematiche energetiche che si concretizzano attraverso la definizione del Piano Energetico Ambientale Comunale (PEAC). Uno degli obiettivi principali è infatti quello di sviluppare in maniera analoga un PEAC per ogni Comune partner del progetto tenendo però in considerazione le specificità dei vari territori. Il progetto si prefigge altresì di aprire, presso i Comuni coinvolti, uno sportello dell'energia per diffondere i contenuti del PEAC e per sensibilizzare imprese e cittadini sull'importanza dei corretti comportamenti e sulle opportunità di finanziamento.

Il progetto prevede un finanziamento complessivo di 919.266 €, di cui il 41,77% finanziato dal programma europeo LIFE+.

L'acronimo MuSAE racchiude il significato riportato di seguito:

- **Municipality:** la realtà territoriale umbra è rappresentata principalmente da piccole municipalità che assumono un ruolo fondamentale nella diffusione della cultura dell'energia, dell'ambiente e della sostenibilità.
- **Subsidiarity:** Le amministrazioni partner collaborano sinergicamente per conseguire obiettivi condivisi, mettendo a disposizione le proprie esperienze e competenze (il Comune di Perugia ha il ruolo di coordinatore in quanto è il partner capofila) dando dunque sostegno ai comuni partner nella definizione del PEAC e nella redazione di progetti per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili (progetti pilota).
- **Actions:** Le principali azioni previste dal progetto sono:
 - Piani Energetici Ambientali Comunali (PEAC);
 - Linee guida e Azioni pilota, che forniscano un quadro completo sulla normativa regionale, nazionale ed europea in materia energetica ed ambientale e che definiscano le modalità di trasferimento delle esperienze pianificatorie dal comune capofila alle altre municipalità,
 - Realizzazione di un intervento di produzione di energia e/o di riduzione dei consumi energetici in ogni comune partner;
 - Info-desk sull'energia, sportello dedicato ai cittadini, alle imprese e a tutti gli stakeholders del territorio per migliorare la consapevolezza e la conoscenza circa l'importanza che rivestono l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili nella vita di tutti i giorni;
 - Attività di comunicazione, organizzando forum, seminari e convegni comunali, regionali e nazionali per informare e sensibilizzare sulle tematiche energetico-ambientali;
 - Azioni di rete a livello nazionale ed europeo interagendo con altri progetti del programma LIFE+.
- **Energy:** Energia pulita e intelligente nei nostri territori: gli obiettivi che il progetto si propone sono coerenti con l'ambiziosa strategia dell'Unione Europea denominata "20-20-20" che intende conseguire entro il 2020:
 - riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli del 1990;
 - aumento dell'efficienza energetica del 20%
 - incremento del 20% delle energie a fonti rinnovabili.



1.2.1 Obiettivi del progetto

L'energia riveste una funzione centrale nel tema dello sviluppo sostenibile: in primo luogo per tutti i servizi che assicura che sono componenti essenziali della crescita, in secondo luogo perché il sistema energetico è responsabile di una parte consistente degli effetti negativi dovuti all'impronta umana sull'ambiente [7]. La direttiva europea 2009/28/CE denominata "20-20-20" impone a ciascuno stato membro che, entro il 2020, una percentuale del consumo energetico finale lordo di uso deve essere coperto da fonti rinnovabili. Di conseguenza è stata effettuata una ripartizione tra i vari Stati membri (Italia -17%), che a sua volta vede una suddivisione tra le Regioni (Umbria -13.7%), e infine anche tra i Comuni, al fine di dare responsabilità alle autorità locali anche attraverso incentivi e sanzioni, tenendo conto delle peculiarità dei singoli territori.

Le comunità territoriali caratterizzate da piccole dimensioni potrebbero dare un valore aggiunto per l'ottenimento di tali obiettivi, basti pensare che in Italia il 66% dei cittadini italiani vive in città con meno di 50.000 abitanti (figura 1.1); tuttavia, nella maggior parte dei casi, queste piccole città non hanno competenze e mezzi sufficienti per far fronte a questa sfida.

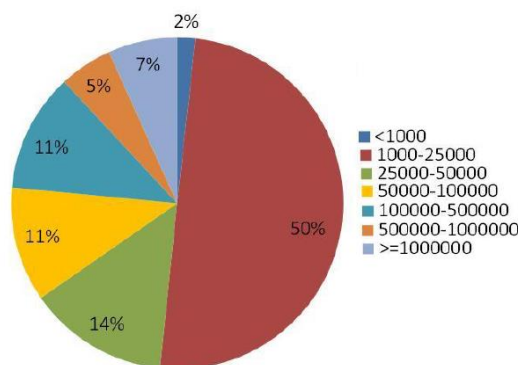


Fig. 1.1 – Distribuzione degli abitanti nei Comuni italiani [6]

In questo contesto è inserito il progetto MuSAE, con l'obiettivo principale di affrontare criticità e responsabilità, fornendo ai governatori dei piccoli Comuni strumenti e metodologie per pianificare azioni a breve termine a livello locale; lo scopo è consistito nel realizzare i Piani Energetici Ambientali per i tre piccoli Comuni coinvolti: Lisciano Niccone, Marsciano e Umbertide.

1.3 CONTENUTI DEL PIANO

Il Piano Energetico-ambientale del Comune di Marsciano si sviluppa partendo dalla definizione dello scenario energetico globale e locale (Cap. 2), per poi riportare una ricognizione sulle normative internazionali, nazionali e regionali in materia di energia e ambiente (Cap. 3).

Il Cap. 4 contiene l'inquadramento territoriale del Comune; nel Cap. 5 si è effettuata l'analisi dei consumi energetici comunali suddivisi per settori, per fonti e per usi finali, facendo riferimento ai dati del periodo 2007–2012, mentre nel Cap. 6 l'attenzione si è rivolta all'offerta di energia nel territorio comunale.

Il Cap. 7 è incentrato sulla valutazione delle emissioni dirette del Comune, mentre nel Cap. 8 si è effettuata la stima dei consumi energetici e delle emissioni in atmosfera futuri, nei due seguenti scenari:

- breve termine: anno 2020;

- medio termine: anno 2025.

Il Cap. 9 riguarda infine la proposta degli interventi da attuare nel Comune di Marsciano in funzione degli scenari futuri di emissione descritti nello stesso Capitolo.

BIBLIOGRAFIA

[1] Regolamento (CEE) n. 1973/92 del Consiglio, del 21 maggio 1992 che istituisce uno strumento finanziario per l'ambiente (LIFE), Gazzetta Ufficiale del 22.7.1992

[2] <http://www.minambiente.it>

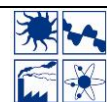
[3] Regolamento (CE) n. 1682/2004 del parlamento europeo e del consiglio del 15 settembre 2004 che modifica il regolamento (CE) n. 1655/2000 riguardante lo strumento finanziario per l'ambiente (LIFE), Gazzetta Ufficiale della Comunità Europea del 20/11/2004.

[4] Regolamento (CE) n. 614/2007, riguardante l'istituzione di uno strumento finanziario per l'ambiente (LIFE +), Gazzetta Ufficiale della Comunità Europea dello 09/06/2007.

[5] http://europa.eu/legislation_summaries/agriculture/environment/l28021_it.htm

[6] <http://www.life-musae.it/>

[7] LIFE+ Environment Policy and Governance, technical application forms, 2011



CAPITOLO 2

SCENARIO ENERGETICO GLOBALE E LOCALE

2.1 SCENARIO ENERGETICO MONDIALE

Nel corso del 2012, secondo le analisi del fondo monetario internazionale [1], l'economia globale è cresciuta del 3,8%. I principali motori a livello mondiale sono state le economie emergenti e, in particolare, Cina e India hanno registrato i maggiori tassi di crescita annui; da sole rappresentano quasi il 90% dell'incremento netto del consumo globale di energia. In questi due paesi si concentra anche, da oltre un decennio, la crescita dei consumi globali di energia, che nel caso specifico del carbone appartengono per quasi la metà alla Cina.

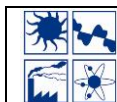
Nel 2012 è aumentato il consumo di energia primaria del 1,8% [2]; è cresciuta anche la domanda mondiale di energia primaria rispetto all'anno precedente, determinando nello stesso tempo un incremento delle emissioni di gas serra. Il petrolio ha continuato a essere la fonte predominante costituendo il 33% della domanda primaria, pari a 12.132 Mtep, seguito dal carbone (27%) e dal gas (21%). Le fonti rinnovabili, con una crescita media annua dal 1990 pari all'1,8%, sono arrivate a coprire il 13% dell'offerta di energia primaria mentre il nucleare il 6%. Secondo gli scenari dell'International Energy Agency [3], una volta superata la flessione dei consumi legata alla crisi, nel medio termine (fino al 2035) il fabbisogno energetico continuerà ad essere soddisfatto in misura prevalente attraverso i combustibili fossili.

Nel 2012 i consumi di energia hanno subito un rallentamento in parte dovuto all'economia e in parte nell'uso più efficiente della stessa. Il carbone è rimasto il combustibile fossile in più rapida crescita (grazie ai consumi della Cina), mentre il gas naturale è cresciuto ad un tasso inferiore alla media; la produzione di energia da fonti rinnovabili è cresciuta del 15%. La produzione globale di energia nucleare ha avuto il maggior calo di sempre, con un calo di quasi il 90%, probabilmente come risposta alla tragedia di Fukushima. Sono quindi aumentate le importazioni di combustibili fossili.

2.1.1 Produzione e consumi di petrolio

Con il termine riserve accertate si intendono “i quantitativi che, sulla base delle conoscenze geologiche e tecniche disponibili, si ha la ragionevole certezza di poter recuperare da aree esplorate e conosciute alle condizioni economiche ed operative esistenti”.

Nella figura 2.1 si riporta la suddivisione delle riserve certe di petrolio nel 2012: quasi la metà sono distribuite in Medio Oriente.



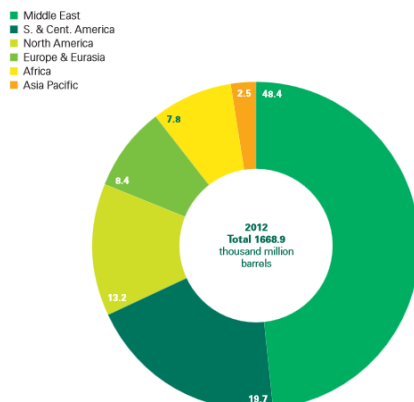


Fig. 2.1- Distribuzione delle riserve accertate di petrolio nel 2012 [2]

Per quanto riguarda la produzione di petrolio, nel 2012 è aumentata del 2,2% rispetto all'anno precedente ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 17,5%;
- Centro e Sud America: 9,2%;
- Europa ed Eurasia: 20,3% ;
- Medio Oriente: 32,5%;
- Africa: 10,9% ;
- Asia e Pacifico: 9,6%

I consumi mondiali di petrolio sono così articolati:

- Nord America: 24,6%;
- Centro e Sud America: 7,3%;
- Europa ed Eurasia: 21,3%;
- Medio Oriente: 9,1%;
- Africa: 4,0%;
- Asia e Pacifico: 33,6%

2.1.2 Produzione e consumi di gas

Per quanto riguarda la distribuzione delle riserve di gas (figura 2.2) si evidenzia una predominanza del Medio Oriente e in Europa e Eurasia.

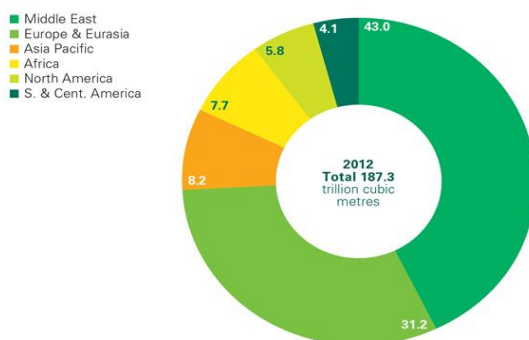


Fig. 2.2 - Distribuzione delle riserve certe di gas nel 2012 [2]

La produzione di gas ha visto un incremento del 1,9% rispetto al 2011 ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 26,8%;
- Centro e Sud America: 5,3%;
- Europa ed Eurasia: 30,77%;
- Medio Oriente: 16,3%;
- Africa: 6,4%;
- Asia e Pacifico: 14,5%.

La domanda mondiale di gas è così articolata:

- Nord America: 27,5%;
- Centro e Sud America: 5,0%;
- Europa ed Eurasia: 32,6%;
- Medio Oriente: 12,4%;
- Africa: 3,7%;
- Asia e Pacifico: 18,8%.

2.1.3 Produzione e consumi di carbone

Per quanto riguarda la distribuzione delle riserve di carbone (figura 2.3), si evidenzia una concentrazione in Europa e Eurasia, in Asia e Pacifico e in America del Nord.

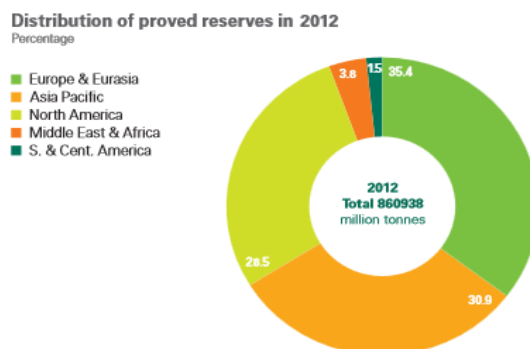


Fig. 2.3 - Distribuzione delle riserve certe di carbone nel 2012 [2]

La produzione di carbone è aumentata del 2% rispetto all'anno precedente ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 14,5%;
- Centro e Sud America: 1,6%;
- Europa ed Eurasia: 12,2%;
- Medio Oriente: 0%;
- Africa: 3,9 %;
- Asia e Pacifico: 67,8%.

Il consumo mondiale di gas naturale è così suddivisa:

- Nord America: 12,6%;
- Centro e Sud America: 0,8%;
- Europa ed Eurasia: 13,9%;
- Medio Oriente: 0,3%;
- Africa: 2,6%;

- Asia e Pacifico: 69,9%.

2.1.4 Produzione di energia nucleare

La produzione di energia nucleare è diminuita del 6,9% rispetto all'anno precedente ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 36,9%;
- Centro e Sud America: 0,9%;
- Europa ed Eurasia: 47,6%;
- Medio Oriente: 0,1%;
- Africa: 0,6%;
- Asia e Pacifico: 13,9%.

2.1.5 Consumi di energia idroelettrica

Il consumo di energia idroelettrica è aumentata del 4,3% rispetto al 2011 ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 18,8%;
- Centro e Sud America: 19,9%;
- Europa ed Eurasia: 23,0%;
- Medio Oriente: 0,6 %;
- Africa: 2,9%;
- Asia e Pacifico: 34,8%.

2.1.6 Consumi di energia da fonti rinnovabili

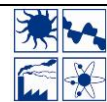
Il consumo di energia da fonti rinnovabili è aumentata del 15,2% rispetto al 2011 ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 24,0%;
- Centro e Sud America: 6,6%;
- Europa ed Eurasia: 41,7%;
- Medio Oriente: 0,1 %;
- Africa: 0,6 %;
- Asia e Pacifico: 27,0%.

2.1.7 Consumi di energia primaria

I consumi totali di energia primaria ammontano a 12476,6 Mtep; dalla figura 2.4 si può evincere che la maggior parte dell'energia oggi consumata è ottenuta da combustibili fossili (petrolio, carbone, gas naturale).

Data tale predominanza dei combustibili fossili, si prevede che le emissioni mondiali di CO₂ aumenteranno più rapidamente del consumo energetico.



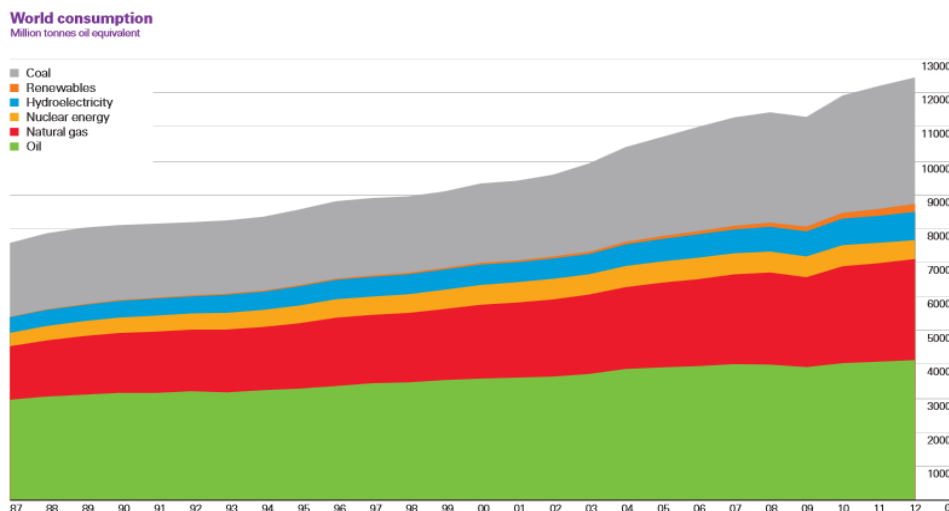


Fig. 2.4 - Consumi di energia primaria nel 2012 (Mtep) [2]

Nonostante i risultati positivi conseguiti da alcuni paesi, nel 2012 il livello mondiale delle emissioni di CO₂ legate all'energia è aumentato dell'1,4% [3], raggiungendo il record storico di 31,6 Gt. La Cina rappresenta il maggior contributo a tale incremento, anche se la crescita delle emissioni è stata una delle più basse registrate nell'ultimo decennio, principalmente grazie alla diffusione delle energie rinnovabili e a un significativo miglioramento dell'intensità energetica della sua economia. Negli Stati Uniti, l'aumento dell'utilizzo del gas naturale nella generazione elettrica a discapito del carbone ha contribuito a ridurre le emissioni di 200 Mt. In Europa, nonostante il maggior consumo di carbone, le emissioni sono diminuite di 50 Mt come conseguenza della crisi economica, della crescita delle rinnovabili e dei limiti al livello di emissioni imposti ai settori industriale ed elettrico. In Giappone le emissioni sono aumentate di 70 Mt, in quanto gli sforzi profusi per migliorare l'efficienza energetica non hanno pienamente controbilanciato l'incremento dell'uso di fonti fossili necessario per compensare il minor ricorso al nucleare. Anche tenendo conto delle politiche attualmente perseguite, all'orizzonte 2020 le emissioni mondiali di gas ad effetto serra legate all'energia sono attese superare di 4 Gt di CO₂ equivalente la soglia coerente con l'obiettivo dei 2°C, evidenziando dunque la portata della sfida che dovrà essere affrontata entro la fine del decennio in corso.

La domanda di energia finale aumenterà presumibilmente a un ritmo analogo a quello del consumo interno lordo. Per quanto importante, il settore energetico rappresenta comunque solo un terzo circa delle emissioni di CO₂ a livello mondiale, pertanto, le tecnologie che riguardano unicamente questo settore avranno un impatto limitato sulle emissioni totali di CO₂.

2.2 SCENARIO ENERGETICO EUROPEO

La crisi finanziaria ha portato ad una riduzione dei consumi da parte della popolazione, ad una maggior incertezza delle imprese ed un forte calo produttivo delle industrie e, conseguentemente, a una riduzione della domanda di energia [4].

La Commissione Europea, nel valutare la proiezione dello sviluppo del sistema energetico dell'Unione al 2030, si è basata su due scenari:

- lo Scenario di Base 2009, che tiene conto delle politiche attuali, considera le attuali tendenze sulla popolazione e lo sviluppo economico tra cui la recente crisi economica, e riflette sulla forte variabilità dei prezzi energetici. In particolare sono considerate le decisioni economiche, le

tecnologie, le politiche nazionali e comunitarie e le misure attuate fino all'aprile 2009 (incluso il sistema ETS e le misure sull'efficienza energetica, ma esclusi gli obiettivi non-ETS).

- lo Scenario di Riferimento, che si basa sulle stesse valutazioni dello scenario precedente, considerando inoltre le politiche adottate tra aprile e dicembre 2009; assumendo che gli obiettivi nazionali imposti ai sensi della Direttiva 2009/28/CE sulle FER e della 2009/406/CE sulla riduzione delle emissioni di GHG nei settori non-ETS, vengano raggiunti nel 2020.

Le proiezioni dello sviluppo del sistema energetico dell'UE saranno presentate, dalla Commissione a partire dal 2010 ad intervalli di 5 anni fino al 2030.

Il tasso di crescita medio annuo per l'UE-27 nel periodo 2000-2010 è stato solo dell'1,2%, le previsioni per il periodo 2010-2020 pronosticano una ripresa con un tasso pari al 2,2% annuo. Nel breve periodo, come conseguenza della crisi, si verificherà una riduzione dell'attività economica e del consumo di energia. Nel medio periodo il PIL probabilmente tornerà a crescere, ciò porterà ad un aumento della domanda energetica che sarà compensato dalla maggiore efficienza energetica ottenuta con l'attuazione di adeguate normative. Inoltre, si può tenere conto dell'influenza sulle emissioni del sistema EU-ETS e della tecnologia di cattura, trasporto e stoccaggio del carbonio nel sottosuolo (CCS), che dovrebbe svilupparsi e diventare tecnologicamente e commercialmente matura dopo il 2020. Sotto la spinta delle politiche energetiche e della crisi economica, la proiezione prevede una riduzione continua delle emissioni di CO₂ fino al 2030.

I grafici riportati di seguito (figura 2.5) mostrano un notevole disaccoppiamento tra gli andamenti della richiesta di energia primaria (GIC) e delle emissioni da energia di CO₂ in funzione del logaritmo della crescita del PIL (GDP); è inoltre riportato anche il confronto fra l'attuale scenario di base (2009), quello pre-crisi (2007) e lo scenario di riferimento.

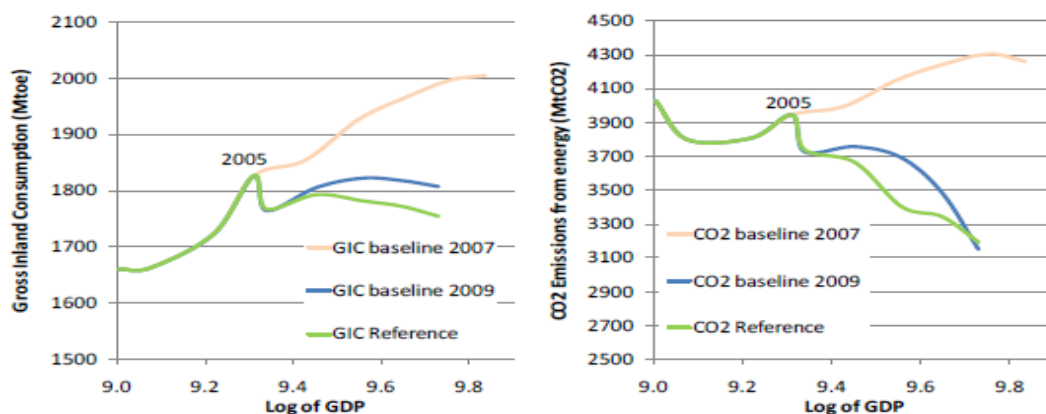


Fig. 2.5 - Domanda di energia ed emissioni di CO₂ in funzione del PIL [4]

In entrambi i diagrammi è evidente un brusco calo per effetto della crisi economica. Per la domanda finale di energia (diagramma a sinistra) è previsto un aumento del 4% tra il 2005 e il 2030 nello scenario di base 2009, mentre si prospetta, rispetto quest'ultimo, una riduzione del 2% nel 2020 e del 3% nel 2030 nello scenario di riferimento.

La riduzione delle emissioni prevista nello scenario di base 2009 è pari all'8,4% nel 2020, rispetto al 1990, e al 21,8% nel 2030, in forte contrasto con lo scenario di base 2007 che prevedeva un aumento delle emissioni di CO₂, del 5,1% nel 2020 e del 5,4% nel 2030. Le emissioni di CO₂ diminuiscono più rapidamente nello scenario di riferimento, poiché si prevede il raggiungimento degli obiettivi di abbattimento dei gas serra nel 2020, anno dopo il quale la diminuzione diventa meno spinta, con la conseguenza di raggiungere nel 2030 gli stessi livelli previsti dallo scenario di base.

La crescita della domanda di energia è piuttosto piccola in tutti i settori, anche nel trasporto che riflette tra l'altro le emissioni di CO₂ delle automobili. La crescita della domanda per gli edifici (abitazioni e servizi) è più contenuta rispetto all'industria e trasporti (figura 2.6).

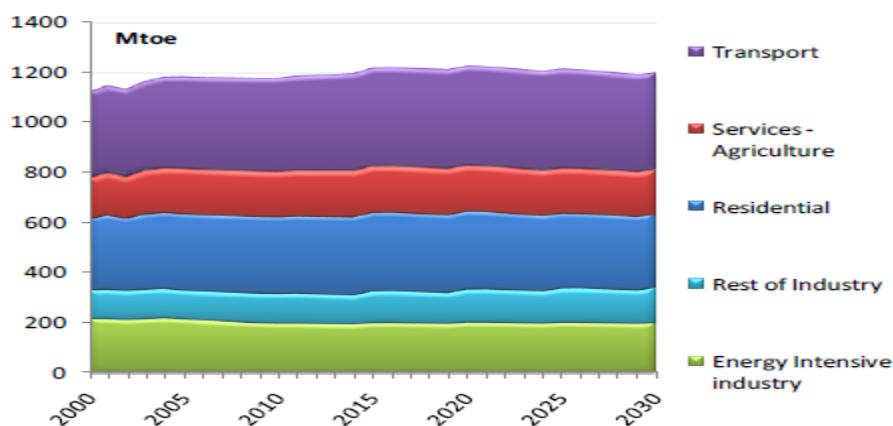


Fig. 2.6 - Domanda di energia finale per settore [4]

Per quanto riguarda la domanda di energia primaria per fonte (figura 2.7), nello scenario di riferimento si ha una diminuzione del 4% tra il 2005 e il 2030; il quantitativo della domanda coperto dalle fonti fossili diminuisce in maniera più spinta rispetto allo scenario di base, come conseguenza del raggiungimento degli obiettivi imposti sulle FER. È previsto un aumento della quota coperta dal nucleare (non è però considerata l'influenza del disastro di Fukushima).

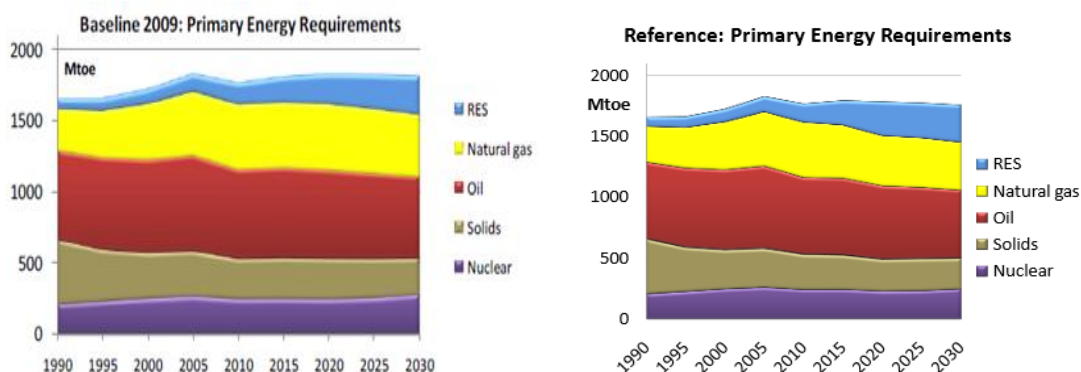


Fig. 1.7 - Domanda di energia primaria [4]

Il mix di combustibili per la produzione di energia presenta variazioni significative rispetto allo scenario di base del 2007 a causa degli effetti del sistema ETS dell'UE che aumentano il costo dei combustibili fossili e delle politiche più spinte per la promozione delle FER. In particolare, nello scenario di base, è prevista una significativa diminuzione dell'uso di carbone/lignite, che rappresenterà il 22,2% della produzione totale nel 2030, un leggero aumento dello sfruttamento del gas naturale in termini di volume, ma una riduzione in termini di quota di mercato, ed un forte incremento delle FER. Il contributo dell'energia nucleare rimane sostanzialmente stabile rispetto ai valori correnti. Nello scenario di riferimento l'obiettivo imposto dal pacchetto clima energia sulle FER provoca un notevole aumento della produzione da fonti rinnovabili, che continua fino a 2030 ed ha l'effetto di ridurre maggiormente il contributo dei combustibili fossili. In particolare, si sottolinea una contrazione maggiore dell'uso dei combustibili solidi, e una riduzione percentualmente maggiore dell'impiego del gas naturale. L'energia nucleare si riduce fortemente in termini percentuali, ma in termini assoluti (TWh) di produzione nel 2030 rimane quasi sugli stessi livelli del 2005 (figura 2.8).

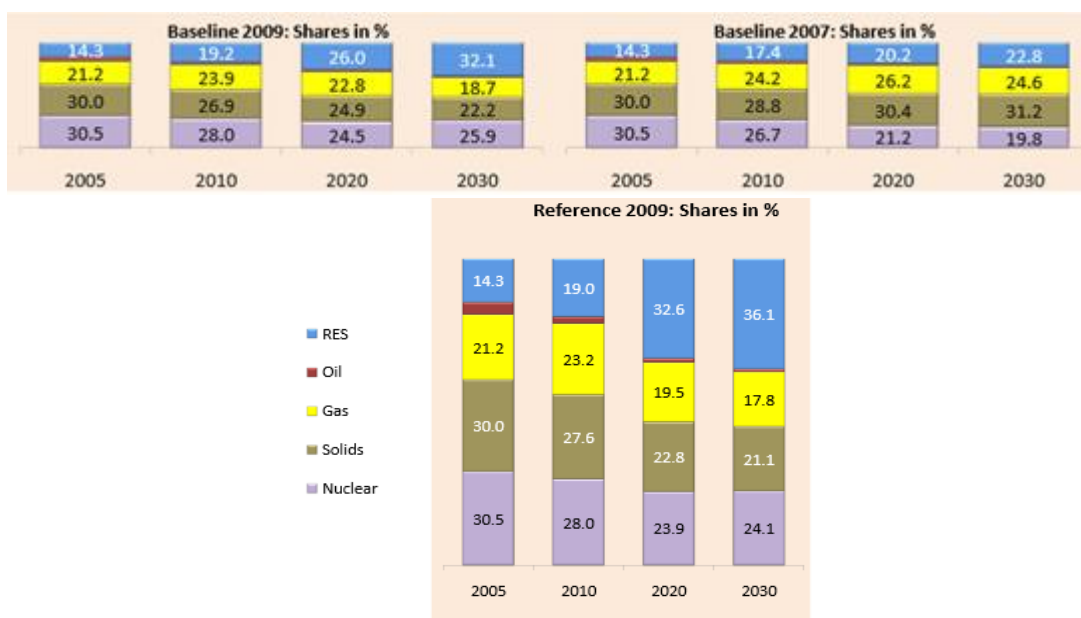


Fig. 2.8 - Generazione di energia per fonte [4]

Si prevede che la maggior parte dell'aumento della quota da FER (figura 2.9) sarà dovuto al contributo dell'eolico e del fotovoltaico. L'energia ottenuta dalla combustione di biomasse e rifiuti in impianti di cogenerazione dovrebbe più che raddoppiare nel 2030 rispetto ai livelli attuali. Si nota che lo sfruttamento dell'idroelettrico è ormai quasi giunto a saturazione e che il geotermico e le maree, pur espandendosi, rimangono tecnologie minori.

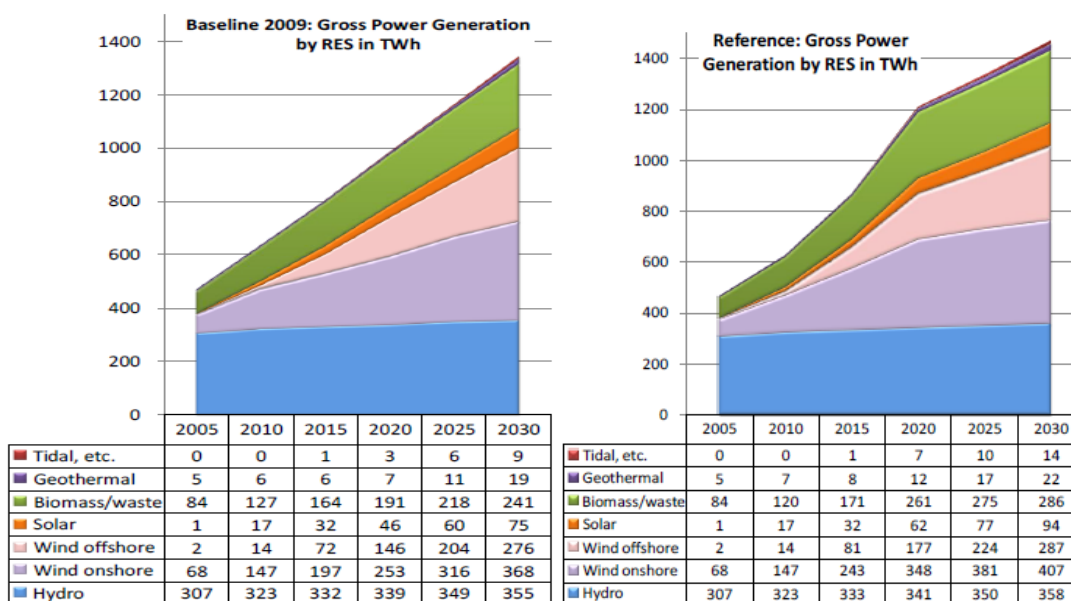


Fig. 2.9 - Generazione di energia da FER energia [4]

Come si evince dalle statistiche dell'Unione europea, una quota rilevante delle emissioni di CO₂ proviene dal settore dei trasporti: 1,2 miliardi su un totale di poco più di 4 miliardi di tonnellate emesse nei Paesi della UE nel 2008 [5]. Inoltre, mentre le emissioni totali negli ultimi vent'anni sono diminuite (-7% rispetto



ai 4,4 miliardi nel 1990), quelle del settore dei trasporti sono andate in controtendenza (crescendo del 34% dai 0,9 miliardi del 1990). Mentre altri settori come l'industria, le costruzioni, ecc. sono riusciti a migliorare l'efficienza energetica o a incrementare l'uso di fonti di energia rinnovabili, il settore dei trasporti continua a dipendere quasi completamente dall'uso di combustibili fossili (circa il 96% nell'anno 2008) e i miglioramenti ottenuti nel campo della riduzione dei consumi dei veicoli sono stati più che controbilanciati dalla costante crescita della domanda di trasporto. L'allarme sulle possibili conseguenze di un riscaldamento globale ha indotto l'Unione europea a fissarsi obiettivi di riduzione sostanziale dei gas serra e il settore dei trasporti è chiamato a fare la propria parte. In linea con questo indirizzo, il recente Libro Bianco dei trasporti (Commissione europea, 2011) stabilisce un traguardo di riduzione del 60% rispetto al livello di emissioni del 1990 - entro il 2050.

2.3 SCENARIO ENERGETICO NAZIONALE

I consumi primari di energia in Italia (che vengono calcolati come la somma tra "produzione" e "importazione" al netto della quantità "esportazione" e "variazione scorte") hanno mostrato un trend in crescita fino al 2005 (con incremento del 6,4% dal 2000 al 2005), anno in cui è stato raggiunto il livello record di consumi, pari a 197.776 ktep [6]. Dal 2005 si è osservato un calo costante dei consumi fino al 2009, anno in cui si ha una flessione molto rilevante, pari al -5,7%, rispetto al 2008, in corrispondenza della fase più acuta della crisi finanziaria internazionale. Infatti, il calo dei consumi registrato dal 2008 al 2009 è imputabile principalmente alla crisi economica che ha investito i Paesi industrializzati in quegli anni e che ha fortemente influenzato il settore energetico. Considerando l'andamento storico della domanda di energia, si deve tornare al 1949 per trovare una riduzione di entità paragonabile a quella del 2009. Nel 2010 si è assistito a una crescita dei consumi di energia pari al +2,7% rispetto al 2009, dovuta alle politiche anti crisi adottate, che hanno favorito la ripresa economica; infine, si è evidenziata una diminuzione negli ultimi 2 anni (figura 2.10).

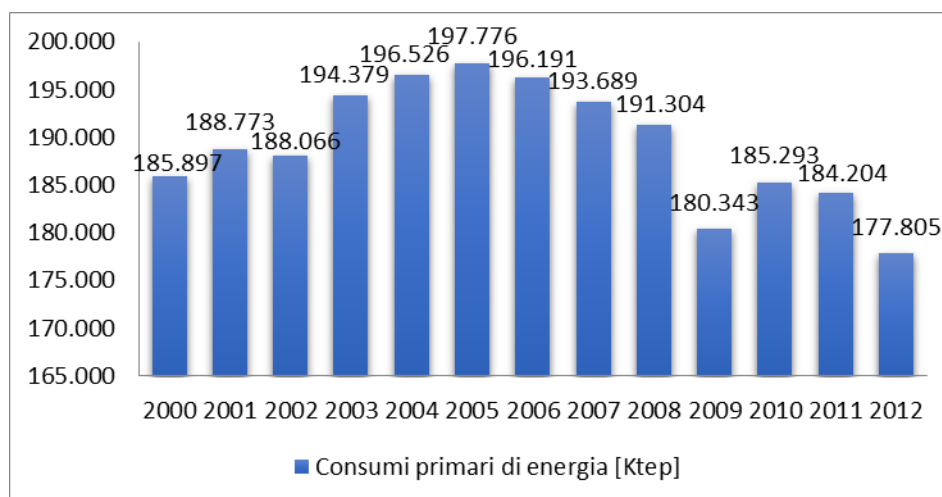


Fig. 2.10 – Consumi primari di energia [6]

In riferimento alle fonti (figura 2.11) si conferma la decrescita del ricorso al petrolio a vantaggio del gas e il significativo aumento delle fonti rinnovabili (>75%), anche se il contributo di quest'ultime alla copertura dei consumi nel mix energetico resta ancora marginale.

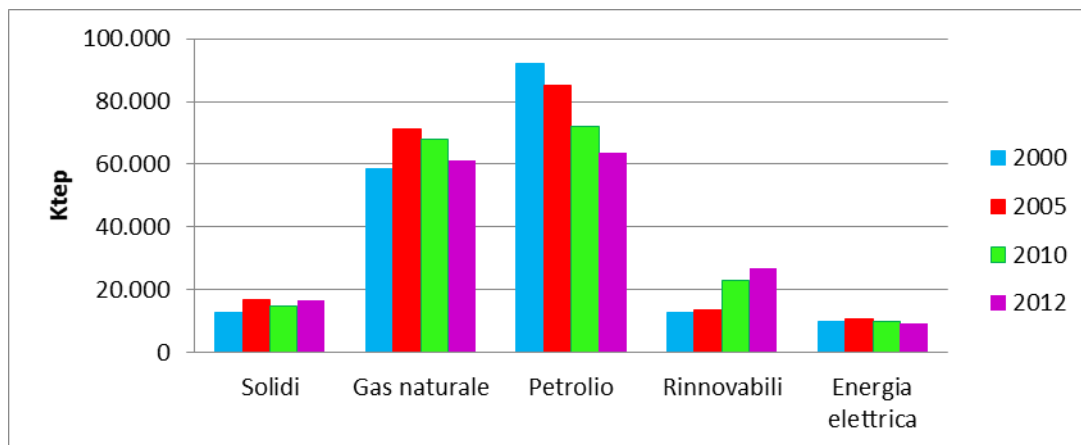


Fig. 2.11 – Consumi primari di energia per fonte [6]

Disaggregando per fonte i dati relativi ai consumi primari di energia nel 2012, risulta evidente l'importanza dei combustibili fossili come fonte primaria di energia. Il petrolio e il gas naturale, infatti, contribuiscono per il 76% alla copertura dei consumi italiani di energia.

Come si può osservare dalla figura 2.12, le rinnovabili e i combustibili solidi vengono impiegati quasi totalmente nella produzione di energia elettrica (area verde), mentre per il gas naturale e il petrolio predomina l'area gialla corrispondente ai consumi finali di energia. Il gas naturale risulta essere la fonte primaria più utilizzata per la produzione di energia elettrica. Le importazioni di energia elettrica in Italia coprono il 5% dei consumi primari di energia, mentre i combustibili solidi e le fonti di energia rinnovabile contribuiscono rispettivamente per il 7% e per il 12% alla copertura dei consumi energetici primari. Si può infine notare come i consumi e le perdite del settore energetico (area rossa) relativi al petrolio siano nettamente superiori a quelle delle altre fonti e rappresentino l'84,5% del totale.

Consumi primari di energia per fonte nel 2012 (ktep)	Consumi primari	Consumi finali	Trasformazioni in energia elettrica	Consumi e perdite del settore energetico
Petrolio	63,590	55,274	3,300	5,015
Gas naturale	61,355	39,173	20,565	1,618
Rinnovabili	26,818	5,095	21,715	0,008
Solidi	16,563	4,447	11,788	0,328

Fig. 2.12 – Consumi primari di energia per fonte nel 2012 [6]

La situazione italiana vede un consumo energetico da fonte petrolifera pari al 36%, il 35% da gas naturale, il 9% di solidi, il 15% da fonti rinnovabili e il 5% da energia elettrica importata (figura 2.13).



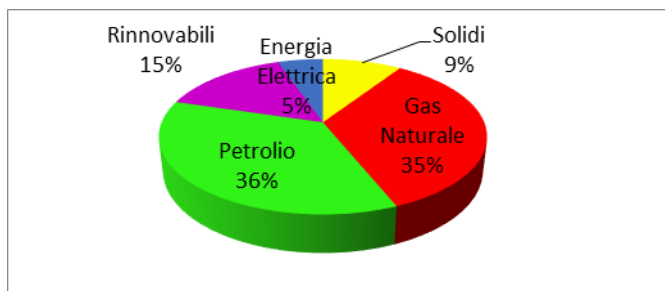


Fig. 2.13 – Consumi primari di energia per fonte nel 2012 [6]

Il trend dei consumi finali di energia in Italia rispecchia quello dei consumi primari (figura 2.14).

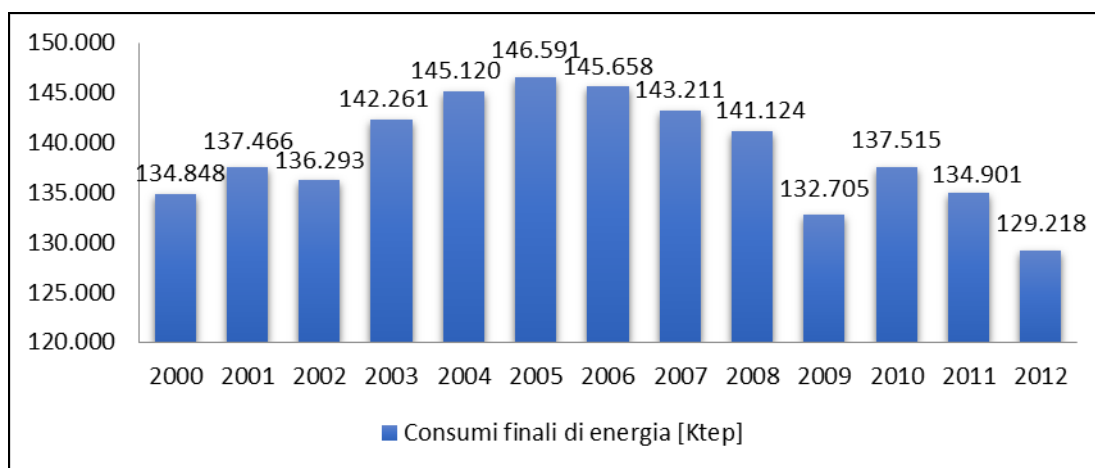


Fig. 2.14 – Consumi finali di energia [6]

Analizzando in particolare i consumi finali di energia per fonte (figura 2.15), è possibile osservare che i consumi di petrolio e di gas naturale mostrano un incremento rispettivamente del 3,7% e del 15,9%, dal 2000 al 2005. La forte crescita dei consumi di gas naturale è dovuta principalmente alle scelte energetiche del nostro Paese: infatti, il gas naturale – anche per i vantaggi ambientali che lo caratterizzano – ha gradualmente preso il posto del petrolio come fonte fossile nella produzione di energia nel settore della generazione elettrica, nel settore dell’industria e anche nel riscaldamento degli edifici. A partire dal 2005, invece, c’è stata una flessione negativa sia dei consumi di gas sia di quelli di petrolio, particolarmente significativa negli anni della crisi economico-finanziaria. Infatti, nel 2009 si è registrato un calo del 3,7% dei consumi di gas e del 6,7% di quelli di petrolio rispetto all’anno precedente. Nel 2010 i consumi sono tornati a crescere con un incremento del 7% per il gas naturale e solo dello 0,8% per il petrolio.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, il loro contributo alla copertura dei consumi finali resta, nel mix energetico complessivo, ancora marginale. Nel 2012 oltre l’80% delle fonti rinnovabili è stato impiegato per produrre energia elettrica, la restante parte è stata impiegata per altri usi. Si può infine osservare che i consumi finali di energia elettrica, costituiti dalle importazioni e dalla produzione nazionale, sono rimasti tendenzialmente costanti dell’arco dei dodici anni di riferimento.

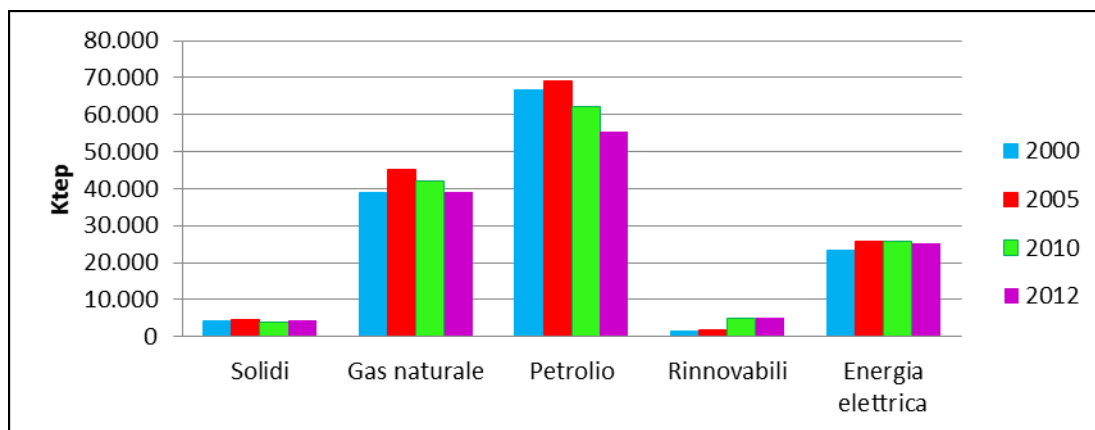


Fig. 2.15 – Consumi finali di energia per fonte [6]

Per comprendere quanto ogni fonte e ogni settore contribuisca ad alimentare i consumi finali totali, sono stati separati i dati relativi al 2012 (figura 2.16). I combustibili fossili dominano tutti i settori economici e, in particolare, si osserva la netta predominanza del petrolio nel settore dei trasporti, con 36.181 ktep, e del gas naturale in quello civile, con 25.545 ktep. Il gas naturale e l'energia elettrica sono utilizzati principalmente nei settori civile e industriale. Le fonti di energia rinnovabile vengono impiegate principalmente nel settore civile e dei trasporti e in minima parte nell'industria e nell'agricoltura. I combustibili fossili, infine, sono impiegati quasi esclusivamente nell'industria.

Consumi finali di energia per settore nel 2012 – dati in ktep	Industria	Trasporti	Civile	Agricoltura	Usi non energetici	Bunkeraggi
Petrolio	4263	36181	3675	2167	5864	3124
Gas naturale	12285	753	25545	123	467	0
Solidi	4356	0	4	0	88	0
Rinnovabili	270	1273	3402	151	0	0
Energia elettrica	9810	925	13996	499	0	0

Fig. 2.16 – Consumi finali di energia per settore nel 2012 [6]

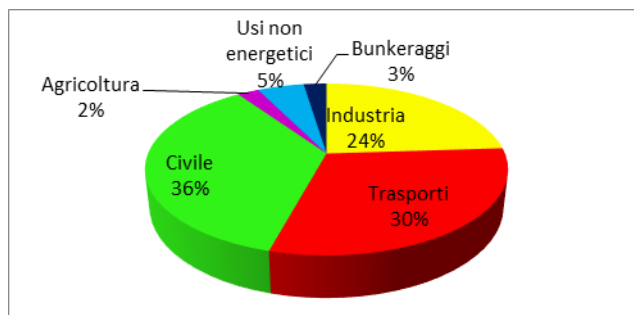


Fig. 2.17 – Consumi finali di energia per settore nel 2012 [6]

In uno studio svolto da ENEA, si è analizzata la possibile evoluzione del sistema energetico nazionale secondo tre scenari [7]:

- lo *Scenario di Riferimento*, che assume il quadro delle politiche e misure in vigore al dicembre 2009 e descrive l'evoluzione del sistema in linea con il trend attuale;
- lo *Scenario a Politiche Correnti* che descrive gli effetti delle politiche energetiche in atto;
- lo *Scenario Roadmap* che indica lo sforzo aggiuntivo necessario per ridurre le emissioni serra in linea con la Roadmap 2050 dall'UE.

L'azione combinata di misure, politiche e investimenti previsti già nello Scenario a Politiche Correnti determina una riduzione della domanda, con una conseguente riduzione delle emissioni serra. Nella figura 2.18, lo Scenario di Riferimento mostra come questa tendenza sia da considerarsi temporanea e che, in assenza di politiche e misure in grado di indurre cambiamenti di tipo strutturale nel sistema energetico, il fabbisogno di energia riprenda ad aumentare già nel breve periodo. Lo Scenario a Politiche Correnti presenta un'evoluzione più sostenibile, con un trend emissivo in decrescita per almeno i prossimi 15 anni, ma che non è comunque sufficiente a diminuire il fabbisogno. Lo Scenario Roadmap, che segue le stesse traiettorie di riduzione delle emissioni dello scenario UE, ipotizza un abbattimento del fabbisogno energetico molto più marcato.

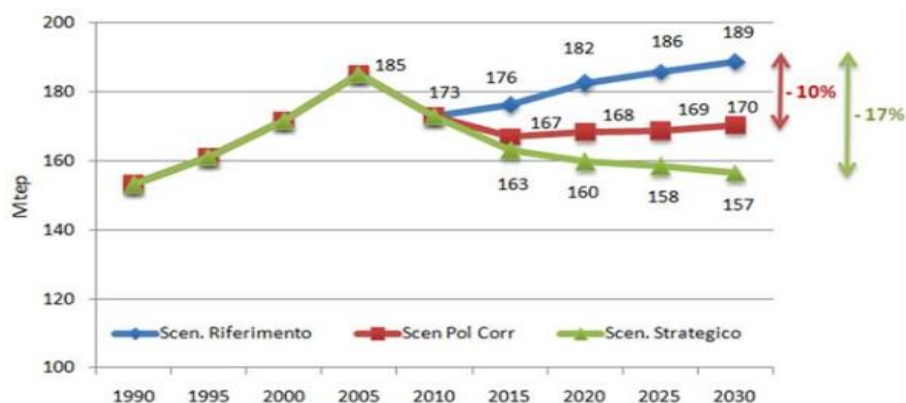


Fig. 2.18 – Evoluzione del fabbisogno di energia primaria (1990-2030) [7]

In tutte le proiezioni i combustibili fossili continuano a fornire il contributo prevalente al fabbisogno di energia primaria (figura 2.19); cambia peraltro la loro quota nel mix, che al 2020 scende dall'85% dello Scenario di Riferimento al 79% dello Scenario a Politiche correnti e al 77% dello Scenario Roadmap, riducendosi di conseguenza la dipendenza energetica del Paese dall'estero, attualmente pari all'85,3%.

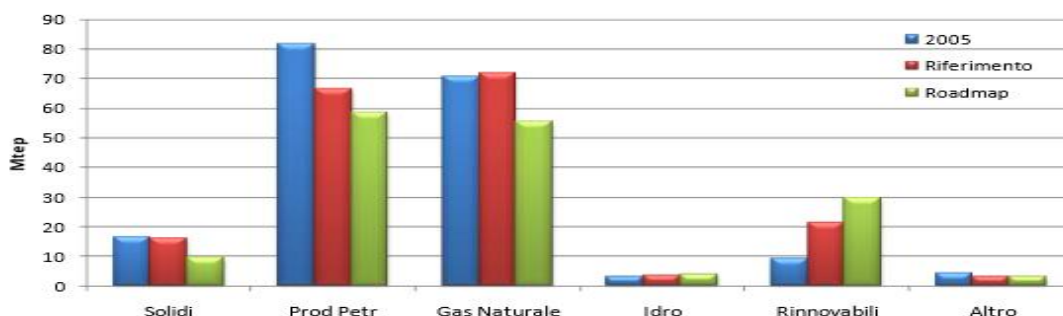


Fig. 2.19 – Variazione del mix di fonti primarie nello scenario di Riferimento e Roadmap nel 2020 [7]

Gran parte di tale riduzione interessa i prodotti petroliferi, che già nello Scenario di Riferimento vedono un drastico ridimensionamento del loro utilizzo nel settore termoelettrico, rimpiazzati dal gas naturale, mentre il loro consumo tende a rimanere confinato al settore trasporti. Nello Scenario di Riferimento il gas continua il suo trend di crescita (+10% nel 2030 rispetto al 2010 fino a costituire il 40% del fabbisogno); già nello Scenario a Politiche Correnti il contributo di tale combustibile al fabbisogno primario scende al 36% nel 2030. Nel 2030, nello Scenario Roadmap, i consumi di gas si riducono di oltre 25 Mtep rispetto all'evoluzione tendenziale, contribuendo al soddisfacimento del 31% dei consumi energetici, come effetto delle politiche di miglioramento dell'efficienza del settore civile e della crescita delle fonti rinnovabili sia nel settore elettrico che nel termico (+155% nel 2030 rispetto al 2010). Le fonti rinnovabili vedono un trend in crescita in tutti e tre gli scenari, ma nello Scenario Roadmap arrivano a rappresentare nel 2030 il 25% dell'intero fabbisogno energetico.

Nelle analisi di scenario della Commissione Europea eseguite per la Roadmap 2050 è emersa la forte potenzialità del settore elettrico nel contribuire al raggiungimento dell'obiettivo politico di ridurre, entro il 2050, le proprie emissioni di gas serra dell'80-95% rispetto ai valori del 1990, nonostante una crescita prevista della domanda elettrica nei settori di uso finale e una elevata elettrificazione nel settore trasporti. In Italia, la generazione elettrica incide per circa il 30% delle emissioni totali di CO₂.

Mentre lo Scenario di Riferimento, dopo la flessione dovuta alla crisi economica, riprende il trend storico di crescita del Consumo Interno Lordo di energia con un aumento dell'1,13% medio annuo, entrambi gli scenari di policy suggeriscono un'evoluzione del consumo elettrico ad un ritmo più lento, pari allo 0,85% nel periodo 2010-2030. Questi scenari implicano cospicui investimenti in tecnologie a basse emissioni di CO₂, che sono quelle per le fonti rinnovabili elettriche e per la Carbon Capture and Storage(CCS), oltre che interventi per rendere più efficienti le reti di trasmissione e distribuzione e per lo sviluppo di smart grid che permettano di abbattere il picco di richiesta alla rete (figura 2.20).

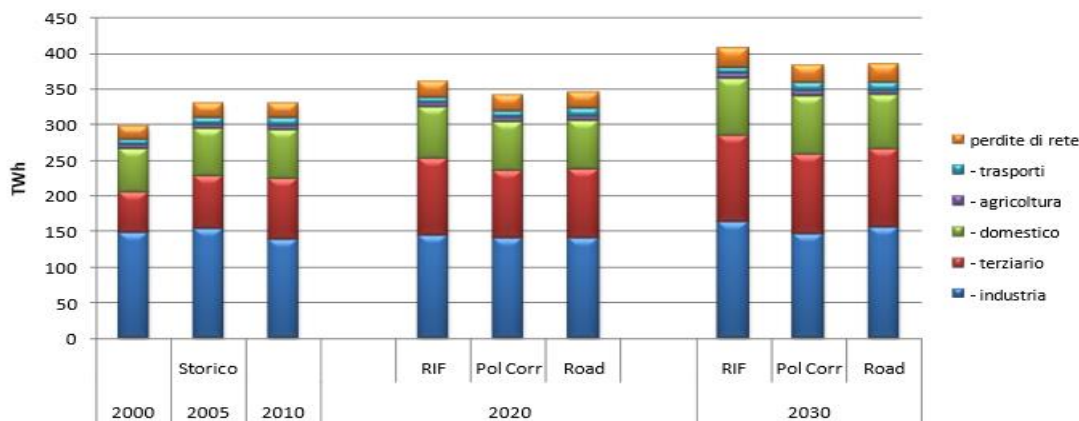


Fig. 2.20 – Consumi di energia elettrica per i settori di uso finale nei tre scenari ENEA [7]

L'incremento dei consumi elettrici (CIL al netto dei pompaggi) nel periodo 2010-2030 degli scenari ENEA è compreso tra i 64 TWh dello Scenario Roadmap (+19% rispetto al 2010) e gli 87 TWh dello Scenario di Riferimento (+26% rispetto al 2010).



Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, nella tabella 2.1 sono riportati i valori della produzione netta divisi per fonte.

Tab 2.1 – Produzione elettrica netta: serie storica e dati di Scenario [7]

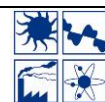
TWh	Storico			RIF	Pol Corr	Road	RIF	Pol Corr	Road
	2000	2005	2010	2020			2030		
Idro	50.2	42.4	53.7	47.6	47.6	47.9	48.7	48.8	48.9
Termoelettrico	212.5	241.0	220.9	250.5	212.0	220.0	292.0	249.4	243.0
Geo	4.7	5.3	5.1	7.5	6.9	8.2	7.5	7.5	9.3
Eolico e FV	0.6	2.4	10.9	28.7	43.2	46.7	35.4	54.5	65.7
Netto Import-export	48.4	49.2	44.2	36.4	36.4	35.2	34.2	34.2	29.9
TOT	316.3	340.2	334.7	371	346	358	418	394	397

La decarbonizzazione del settore elettrico ha come conseguenza anche la diversificazione delle fonti, con particolare diffusione di tecnologie per le rinnovabili. A fare da traino per il settore rinnovabile, nello Scenario Roadmap, è il contributo dell'energia prodotta da fonti intermittenti (eolico e fotovoltaico), che potrebbe superare i 60 TWh nel 2030 (circa il 18% della produzione totale). Per supportare la diffusione di queste tecnologie e garantire un certo grado di affidabilità del sistema elettrico, saranno necessari maggiori investimenti iniziali in capacità di generazione.

Con l'espandersi della penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, tuttavia, i requisiti operativi saranno sempre più stringenti. In un'evoluzione tendenziale la potenza netta installata potrebbe passare dagli attuali 106 GW a circa 140 GW nel 2030, mentre negli scenari di intervento potrebbe crescere fino a oltre i 170 GW nel 2030. Nello Scenario Roadmap, una elevata penetrazione di fonti rinnovabili permette, insieme con la CCS, un elevato abbattimento di emissioni portando nel 2030 ad un'emissione specifica del parco di generazione pari a 140 gCO₂/kWh prodotto.

Le politiche e misure di settore previste (PAN, D.Lgs. 28, DM 5 maggio 2011, Emission Trading Scheme - ETS), se permettono al settore elettrico di controllare e ridurre le emissioni già nello Scenario a Politiche Correnti, portando ad una riduzione della CO₂ nel 2030 del 20% rispetto al 1990, non sono però sufficienti per rispettare la traiettoria della Roadmap UE 2050, che richiederebbe all'Italia una riduzione di emissioni nel 2030 pari a 66 Mt di CO₂ rispetto allo Scenario di Riferimento e di 78 Mt di CO₂ rispetto al 1990.

Anche se, per effetto della crisi economica, nel 2009 l'Italia si è notevolmente avvicinata al target di emissioni indicato dal Protocollo di Kyoto (- 20% della CO₂ emessa rispetto al 2005), lo Scenario di Riferimento mostra come questa tendenza sia da considerarsi temporanea e che, in assenza di politiche e misure in grado di indurre cambiamenti di tipo strutturale nel sistema energetico, le emissioni della CO₂ riprendano ad aumentare già nel breve periodo (figura 2.21); tale crescita delle emissioni non consente di perseguire gli obiettivi al 2020 sia nei settori ETS (-21% rispetto ai valori 2005) che nei settori non ETS (-13% rispetto ai valori 2005).



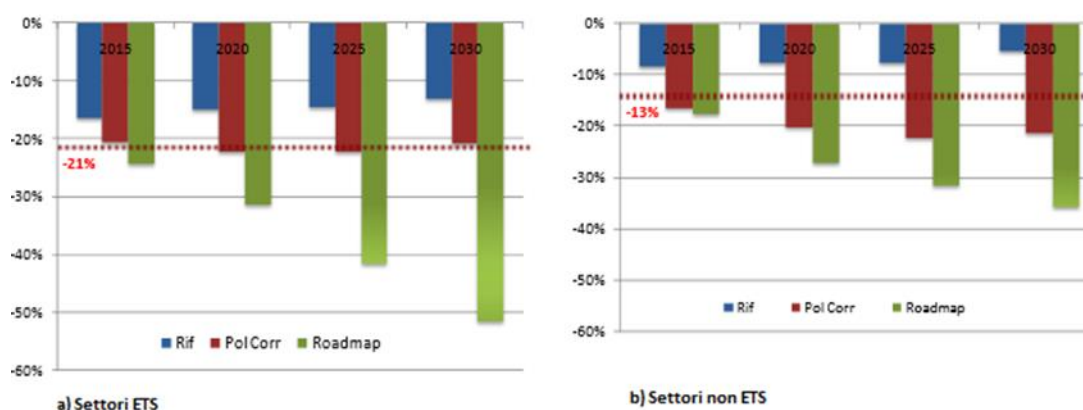


Fig. 2.21 – Riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto ai valori del 2005 nei settori ETS e non [7]

Lo Scenario a Politiche Correnti presenta un'evoluzione più sostenibile, con un trend di emissioni in decrescita per almeno i prossimi 15 anni. Lo Scenario a Politiche Correnti non è comunque sufficiente a garantire uno sviluppo climaticamente sostenibile e lo Scenario Roadmap, che segue le stesse traiettorie di riduzione delle emissioni dello scenario UE, ipotizza un abbattimento delle emissioni conseguibile con una accelerazione tecnologica più spinta che nello Scenario a Politiche Correnti, un maggiore ricorso a fonti rinnovabili e l'utilizzo di tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ sia nel settore elettrico che industriale. Le emissioni di gas serra in Italia hanno cominciato a ridursi solo a partire dal 2005, ma da valori ben più alti di quelli dell'anno base per il protocollo di Kyoto, il 1990, in cui le emissioni totali si sono assestate sulle 519 Mt CO₂-eq (escludendo gli assorbimenti del settore forestale e dal cambiamento di usi dei suoli).

La tendenza che caratterizza lo Scenario a Politiche Correnti è l'effetto combinato di molteplici fattori:

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

Sebbene lo Scenario a Politiche Correnti richieda al Paese uno sforzo significativo per una riduzione importante delle emissioni, non sembra sufficiente a garantire uno sviluppo climaticamente sostenibile così come prospettato nello Scenario Roadmap 2050 dell'UE, che riduce entro il 2050 le emissioni di gas serra dell'80-95% rispetto ai valori del 1990.

Nello Scenario Roadmap, quasi la metà della riduzione di CO₂ nel breve periodo proviene da interventi di efficienza energetica nei settori d'uso finale dell'energia (figura 2.22).

Il settore Civile (che comprende residenziale e terziario) rappresenta, in particolare, il principale segmento di intervento, sia per il suo crescente peso nel totale dei consumi energetici, sia per la varietà di opzioni tecnologiche già oggi disponibili in tutti i servizi energetici richiesti nel settore (climatizzazione estiva ed invernale, illuminazione, elettrodomestici) e sia per i possibili interventi sull'involucro i quali, oltre a ridurre in maniera significativa il fabbisogno di climatizzazione, rappresentano una importante occasione di "riqualificazione" del patrimonio edilizio.

Nei Trasporti, la diffusione di veicoli più performanti e, in parte, un maggior ricorso a carburanti alternativi, contribuisce in maniera importante all'abbattimento dei consumi e delle emissioni del trasporto su strada. Tuttavia, data la complessità di tale settore, il ruolo strategico e il carattere globale di segmenti di traffico

come quello aereo e marittimo, l'accelerazione tecnologica potrebbe non risultare sufficiente per perseguire una traiettoria di sviluppo coerente con la Roadmap UE 2050, almeno nel lungo periodo. Il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica, che recepisce la direttiva, fornisce importanti indicazioni sulle strade percorribili anche nel settore Industriale, attraverso l'utilizzo di strumenti di incentivazione quali il meccanismo dei certificati bianchi e le detrazioni fiscali; il principale strumento per una traiettoria ambientalmente ed economicamente sostenibile del settore Industriale rimane l'efficienza energetica che, oltre a ridurre le emissioni serra, porta alla riduzione della bolletta energetica, contribuendo alla competitività dei prodotti, liberando risorse per investimenti e innovazione.

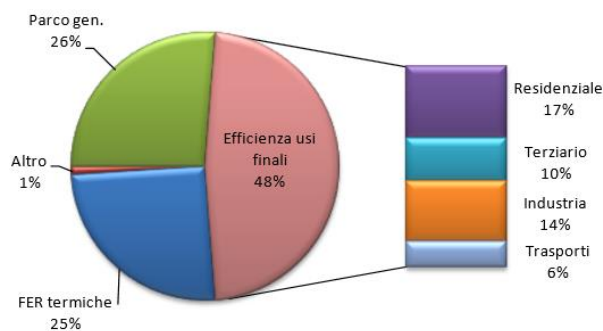


Fig. 2.22 – Ruolo dell'efficienza energetica nella riduzione delle emissioni di CO₂ nel 2020 nello scenario Roadmap, rispetto allo scenario di Riferimento per tipo di interventi [7]

2.4 SCENARIO ENERGETICO REGIONALE

Il grafico di figura 2.23 fornisce un quadro della distribuzione per settori dei consumi energetici in Umbria [8].

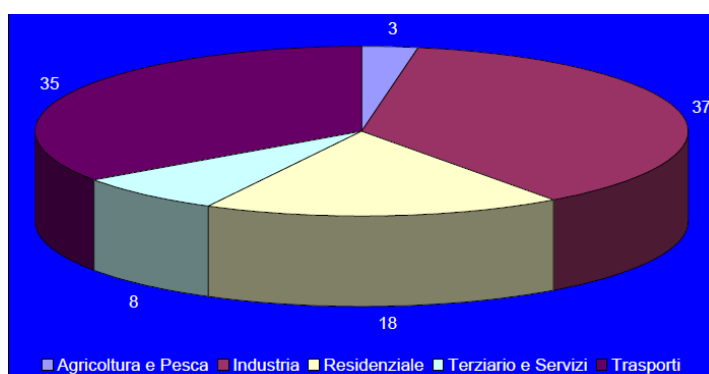


Fig. 2.23 – Ripartizione percentuale dei consumi di energia per la Regione Umbria [8]

Da una ricognizione sui principali indicatori, i consumi energetici dell'Umbria si caratterizzano, rispetto alla situazione nazionale, per i seguenti aspetti:

- I consumi energetici pro-capite sono sensibilmente superiori e hanno fatto registrare un incremento maggiore negli ultimi anni (3,8% contro 2,4%) collocando l'Umbria fra le prime 9 regioni d'Italia.
- L'intensità energetica, calcolata come tep consumate rispetto al reddito prodotto risulta sensibilmente superiore: 99 contro 82;

- I consumi complessivi di energia elettrica per abitante nell'anno 2001 sono risultati in Umbria pari a 6,69 MWh rispetto ad una media nazionale di 5,44, superiori quindi del 23%;
- Il consumo elettrico per addetto all'industria ha fatto registrare in Umbria un dato di 33.047 kWh rispetto ad una media di 19.258, superiore del 71,6%;
- L'intensità elettrica del P.I.L., calcolata come MWh consumate per ogni milione di P.I.L. calcolato a lire del 1995, risulta pari a 372,7 rispetto ad un dato medio nazionale di 240,3, superiore quindi del 55,1%;
- I consumi energetici considerati secondo il tipo di fonte mostrano, secondo l'ENEA, una composizione percentuale in sostanziale equilibrio fra la dimensione regionale e quella nazionale: il consumo dei combustibili solidi è pari all' 1,3%, i prodotti petroliferi 1,5%, il gas naturale 1,8% mentre l'energia elettrica tocca l'1,9%;
- L'intensità energetica sul territorio, che definisce in qualche modo il livello di pressione esercitata dalla funzione energetica sullo stesso, calcolata come rapporto fra tep consumati per kmq, risulta secondo ENEA largamente inferiore alla media nazionale: 195 tep/km² rispetto ai 343 tep/km² della media italiana.
- Risultano invece inferiori alla media nazionale i consumi energetici imputabili al settore civile e al terziario, ai comparti come quello dei consumi domestici che più direttamente sono correlati agli indicatori di benessere sociale. Il consumo medio pro capite per usi domestici è stato pari a 1005 kWh, rispetto al dato nazionale di 1060.

Per quanto riguarda fabbisogno e produzione di elettricità (tabella 2.2 e figura 2.24), l'Umbria si trova in forte deficit [9]:

Tab. 2.2 – Fabbisogno e Produzione di elettricità in Umbria [9]

	Fabbisogno (GWh)	Produzione (GWh)	Deficit
2010	5850,9	3910,9	-33,2%
2011	5831,4	3831,3	-34,3%
2012	5804,6	2658,5	-54,2%

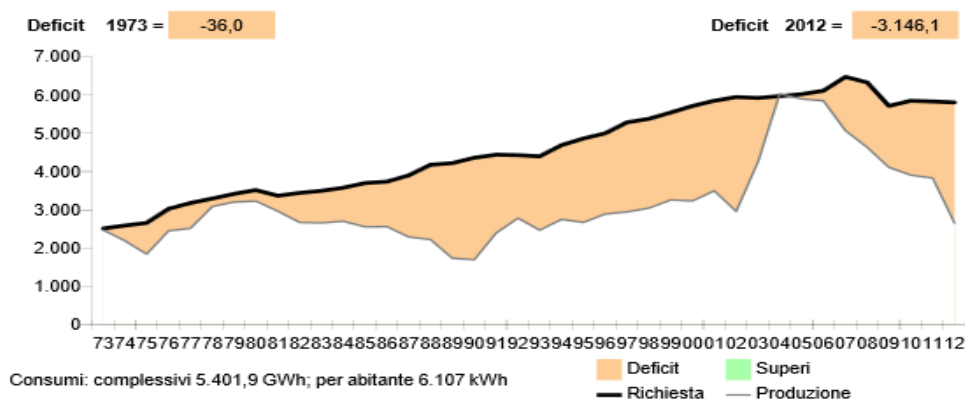


Fig. 2.24 – Richiesta e Produzione di elettricità in Umbria [9]

Nelle tabelle 2.3 e 2.4 si riporta rispettivamente il bilancio dell'energia elettrica e la situazione degli impianti nella Regione Umbria.

Tab. 2.3 – Situazione impianti nella Regione Umbria [9]



	Operatori del mercato elettrico ³	Autoproduttori	Umbria
Produzione lorda			
- idroelettrica	1.014,6	0,3	1.014,9
- termoelettrica tradizionale	1.249,7	34,0	1.283,7
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	3,2	-	3,2
- fotovoltaica	471,7	-	471,7
Totale produzione lorda	2.739,1	34,3	2.773,5
	-	-	-
Servizi ausiliari della Produzione	105,6	1,9	107,5
	=	=	=
Produzione netta			
- idroelettrica	1.008,6	0,3	1.008,9
- termoelettrica tradizionale	1.157,5	32,1	1.189,6
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	3,2	-	3,2
- fotovoltaica	468,3	-	468,3
Totale produzione netta	2.633,5	32,4	2.665,9
	-	-	-
Energia destinata ai pompaggi	7,5	-	7,5
	=	=	=
Produzione destinata al consumo	2.626,1	32,4	2.658,5
	+	+	+
Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori	+4,0	-4,0	-
	+	+	+
Saldo import/export con l'estero	-	-	-
	+	+	+
Saldo con le altre regioni	+3.146,1	-	+3.146,1
	=	=	=
Energia richiesta	5.776,2	28,4	5.804,6
	-	-	-
Perdite	402,6	0,1	402,7
	=	=	=
Consumi			
Autoconsumo	80,1	27,1	107,2
Mercato libero ⁴	4.367,8	1,2	4.369,0
Mercato tutelato	925,7	-	925,7
Totale Consumi	5.373,6	28,3	5.401,9

Tab. 2.4 – Bilancio dell'energia elettrica dell'Umbria [9]

		Produttori	Autoproduttori	Umbria
Impianti idroelettrici				
Impianti	n.	33	1	34
Potenza efficiente lorda	MW	510,5	0,6	511,1
Potenza efficiente netta	MW	502,9	0,6	503,5
Producibilità media annua	GWh	1.510,7	2,1	1.512,8
Impianti termoelettrici				
Impianti	n.	65	10	75
Sezioni	n.	91	14	105
Potenza efficiente lorda	MW	895,1	20,6	915,6
Potenza efficiente netta	MW	865,6	19,8	885,3
Impianti eolici				
Impianti	n.	5	-	5
Potenza efficiente lorda	MW	1,5	-	1,5
Impianti fotovoltaici ¹				
Impianti	n.	11.430	-	11.430
Potenza efficiente lorda	MW	415,2	-	415,2



Dall'analisi della figura 2.25, si nota che l'industria è l'unico settore che ha avuto un forte incremento nei consumi rispetto agli altri settori nel 2008 rispetto al 2005 [10]; riveste infatti quasi il 50% dei consumi totali. Stessa evoluzione si può notare per il petrolio (figura 2.26), che costituisce la fonte principale dell'industria (circa il 50%).

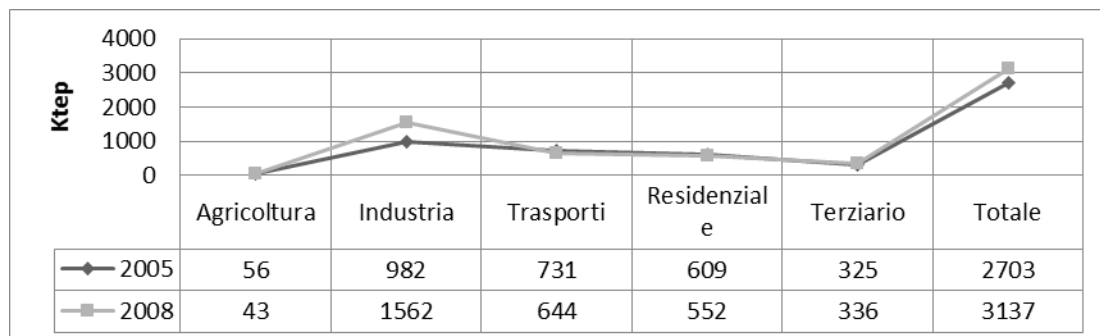


Fig. 2.25 – Consumi finali di energia per settore economico per la Regione Umbria [10]

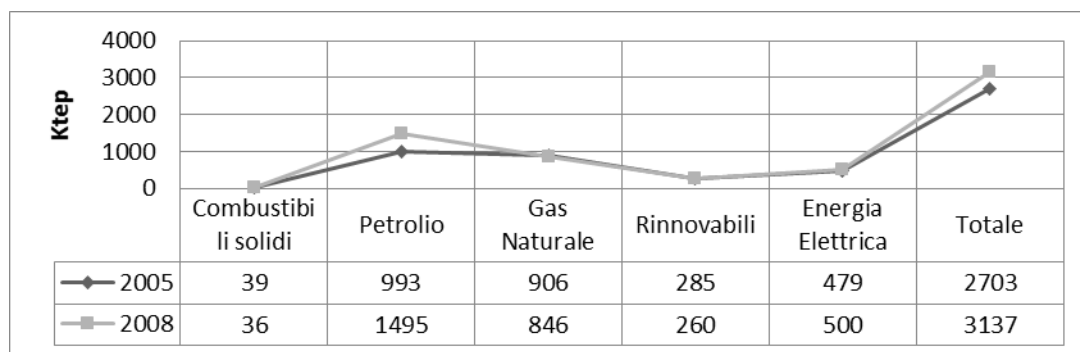


Fig. 2.26 – Consumi finali di energia per macrofonte energetica per la Regione Umbria [10]

I consumi suddivisi per categoria di utilizzatori e provincia è mostrato in tabella 2.5.

Tab. 1.5 – Consumi per categoria di utilizzatori e provincia [9]

	Agricoltura	Industria	Terziario	Domestico	Totale
Perugia	88,2	1.126,4	1.052,5	736,8	3.003,9
Terni	18,5	1.747,6	293,7	261,4	2.321,3
Totale	106,7	2.874,0	1.346,2	998,2	5.325,2

Nella tabella 2.6 è riportato il valore del Consumo Finale Lordo da FER e il Consumo Finale Lordo nella regione Umbria per il solo settore elettrico [11]. Si evidenzia come l'Umbria abbia assistito ad un aumento della quota FER dal 2010 al 2011, e che la quota FER-E è superiore alla media nazionale.

Tab. 2.6 – Quota FER regionale [11]

	2010			2011		
	CFL da FER (GWh)	CFL (GWh)	Quota FER regionale %	CFL da FER (GWh)	CFL (GWh)	Quota FER regionale %
Umbria	1610,9	5983,7	26,9	1805,4	5947,6	30,4
Italia	68902,3	342932,7	20,1	81560,7	346367,8	23,5

Le emissioni di CO₂ (figura 2.27) provengono quasi esclusivamente da processi industriali (26%), mentre quelle di metano dai rifiuti (47%) (dati Arpa Umbria 2007, [12]).

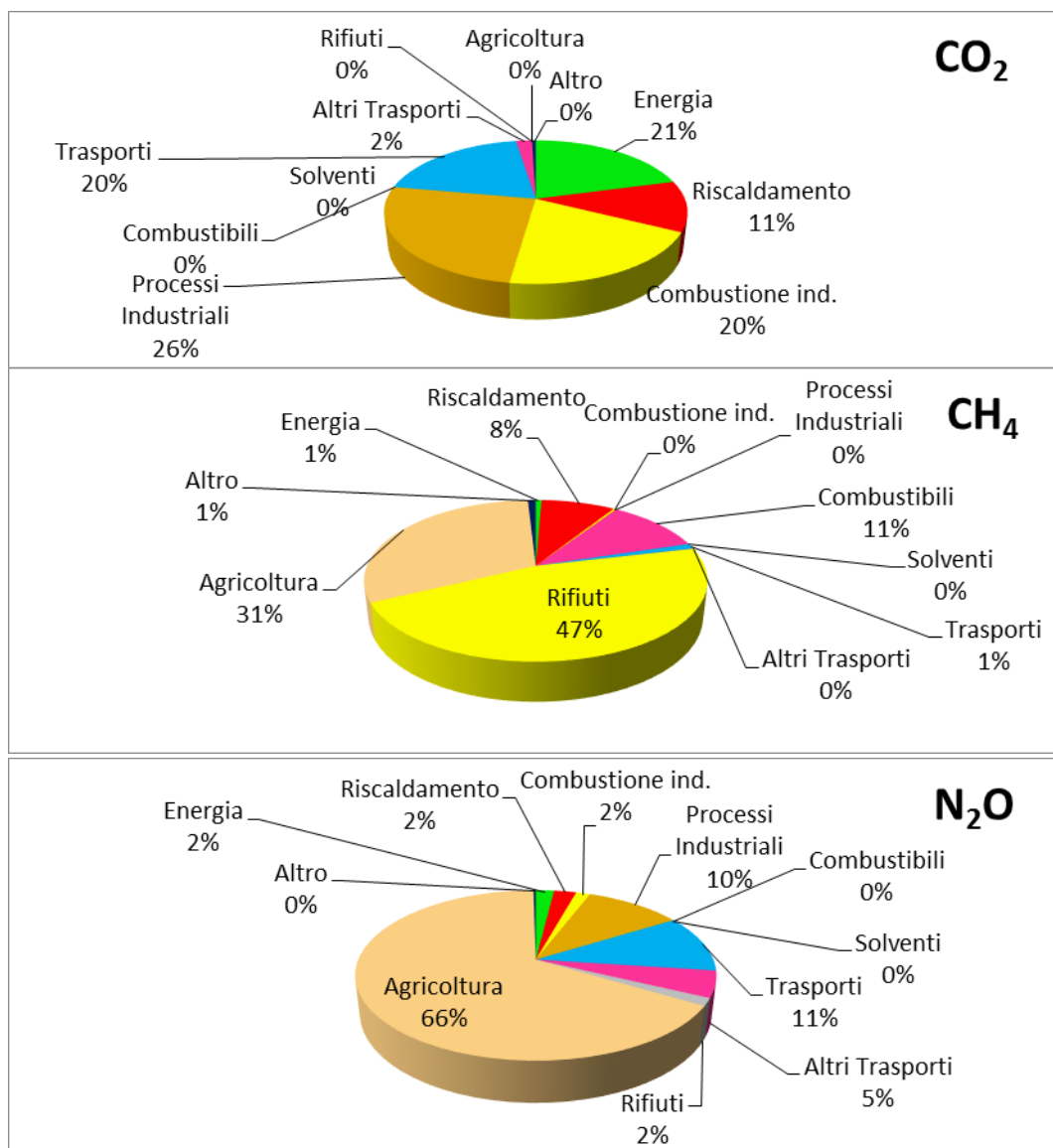
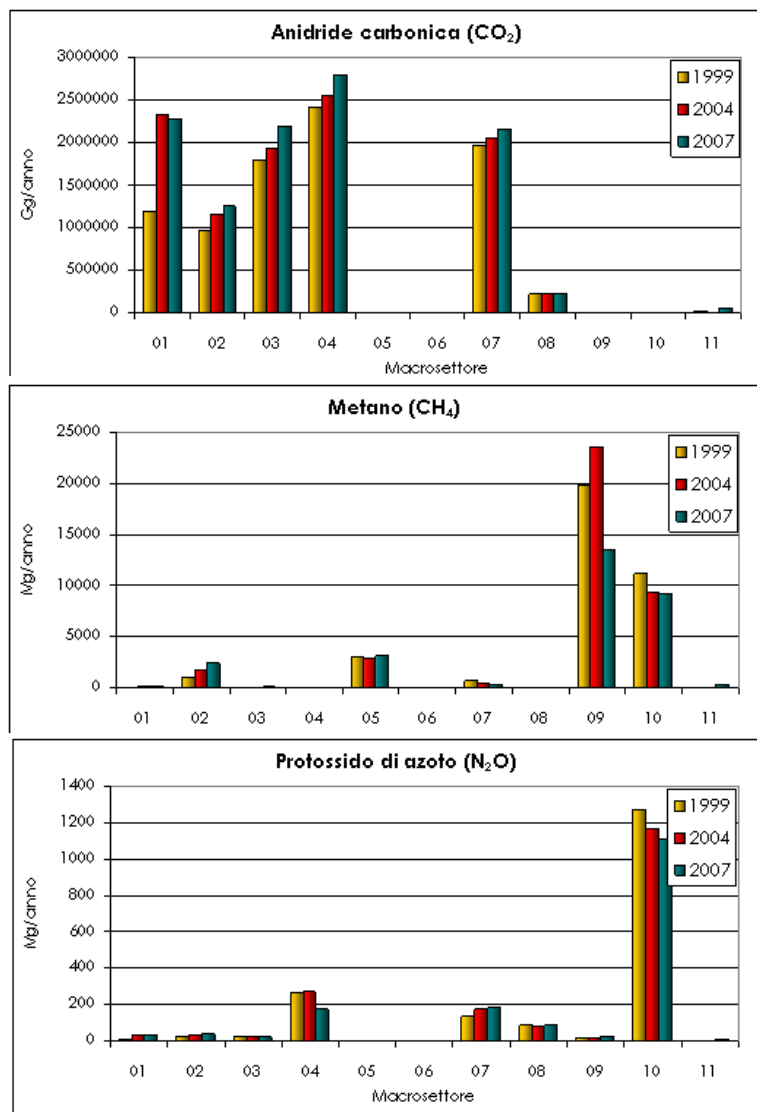


Fig. 21.27 – Emissioni totali di gas a effetto serra per macrosettore per la Regione Umbria [12]

Esaminando i grafici della figura 2.28, si osserva che i livelli di CO₂ risultano in crescita rispetto a quelli del 1999, mentre le emissioni di metano e protossido d'azoto sono diminuiti, ma non sensibilmente.



- Legenda**
- 01 Energia
 - 02 Riscaldamento
 - 03 Combustione Industriale
 - 04 Processi Industriali
 - 05 Combustibili
 - 06 Solventi
 - 07 Trasporti
 - 08 Altri trasporti
 - 09 Rifiuti
 - 10 Agricoltura
 - 11 Altro

Gg/a = 10⁶ kg per anno
Mg/a = 10³ kg per anno

Fig. 2.28 – Grafico emissioni per macrosettori di CO₂ (Gg/anno), CH₄ (Mg/a) e N₂O (Mg/a) per la Regione Umbria [12]

L'Umbria, sin dagli anni '90, è una delle regioni con i più bassi valori delle emissioni di CO₂ (figura 2.29), costituendo l'1,9% delle emissioni totali dell'Italia [13]; c'è da rilevare, però, un incremento del 57,3% rispetto al 1990.



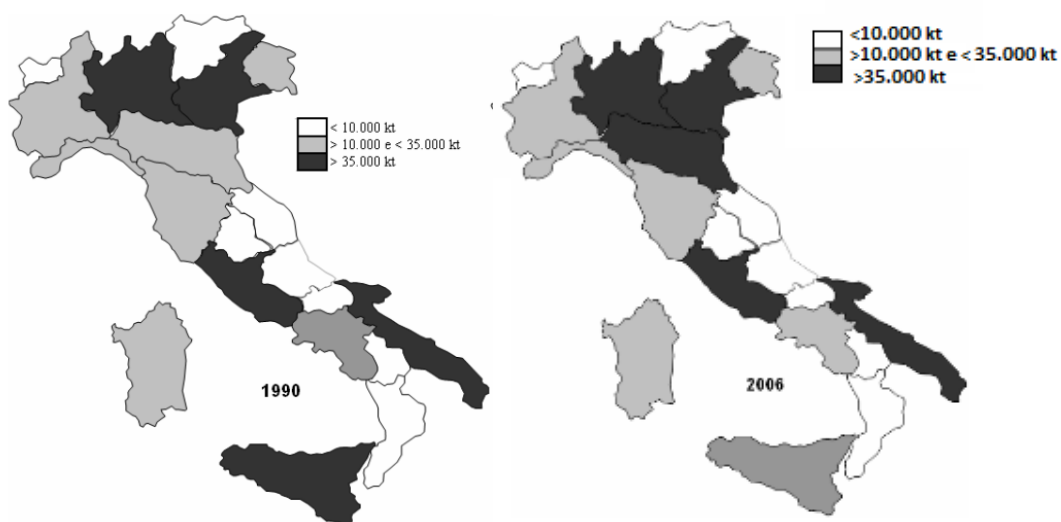


Fig. 2.29 – Emissioni di CO₂ per Regioni negli anni 1990 e 2006 [13]

BIBLIOGRAFIA

- [1] FMI, World Economic Outlook, gennaio 2012.
- [2] BP Statistical Review of World Energy, Giugno 2013
- [3] World Energy Outlook 2013
- [4] Commissione Europea, EU Energy trend to 2030 – 2009
- [5] <http://www.eea.europa.eu>
- [6] Ministero dello Sviluppo Economico, Bilancio Energetico Nazionale 2012
- [7] ENEA, “Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010”, Aprile 2012
- [8] PER Umbria 2004
- [9] TERNA, Dati statistici sull’energia elettrica in Italia - 2010, 2011, 2012
- [10] ENEA, Energia delle Regioni – 2011
- [11] GSE, Rapporto statistico 2011: Impianti a fonti rinnovabili
- [12] ARPA Umbria, Inventario Emissioni 2007
- [13] ENEA, Inventario Annuale delle Emissioni di Gas Serra su scala Regionale, 2010



CAPITOLO 3

NORMATIVA IN MATERIA DI PIANI ENERGETICI COMUNALI

3.1 GENERALITÀ

Le sorgenti di energia possono essere distinte, in base alla loro origine, tra [1]:

- fonti primarie, utilizzabili direttamente, presenti in natura come, ad esempio, il vento, il sole, le biomasse e il carbone;
- fonti secondarie, che derivano dalla trasformazione della fonti primarie non presenti direttamente in natura come, ad esempio, l'elettricità, la benzina e il nucleare;
- fonti rinnovabili, che forniscono cioè energia che si rigenera mediante trasformazioni chimiche, come ad esempio la biomassa, o fisiche, come il vento, il sole e i salti idraulici;
- fonti non rinnovabili, cioè con tempi di rigenerazione molto alti e che una volta sfruttate si ritengono esaurite, come ad esempio le fonti di origine minerale o nucleare.

Attualmente, il fabbisogno energetico è soddisfatto in maniera prevalente mediante fonti secondarie non rinnovabili, benché si preveda che, in tempi relativamente brevi, esse possano terminare; da più parti, infatti, si paventa l'esaurimento delle scorte di petrolio nell'arco di qualche decennio. Inoltre, si ritiene che l'estrazione di energia da tali risorse possa diventare antieconomica ed eccessivamente inquinante.

Negli ultimi anni grande attenzione si è focalizzata sull'impatto ambientale, sulle emissioni di CO₂ e particolato in atmosfera, facendo assumere alle fonti rinnovabili un ruolo di primaria importanza, sebbene non sia totalmente corretto considerarle "inesauribili" perché non è dato sapere fino a quando queste risorse saranno disponibili, né fino a quando potranno verificarsi mutamenti tali da non permettere alla tecnologia attuale di utilizzarle. Quello che è certo è che le fonti rinnovabili sono totalmente gratuite e tale caratteristica è apprezzabile in un periodo di crisi come quella che grava sullo scenario economico internazionale da diversi anni. L'obiettivo di ridurre i costi, in particolare, ha fatto sì che, oltre all'utilizzo di fonti rinnovabili, emergesse la necessità, a livello globale e locale, di promuovere il miglioramento dell'efficienza energetica e puntare l'attenzione anche sulla sostenibilità.

Negli ultimi anni il problema energetico ed ambientale ha assunto un'importanza notevole, a tal punto che si sono susseguite in varie parti del mondo numerose conferenze per cercare di giungere ad accordi sulla tutela dell'ambiente, assumendo come principio fondamentale quello della sostenibilità del sistema energetico. I consumi di energia contribuiscono ad incrementare numerose criticità ambientali che si estendono a vari livelli. Su scala locale il problema è rilevante per quanto riguarda la qualità dell'aria, in relazione alla concentrazione di residui e sottoprodotti di combustione (come il monossido di carbonio, i composti organici volatili, gli ossidi di azoto, ecc.). A livello globale il problema è legato al fatto che il consumo di fonti primarie energetiche non rinnovabili, oltre a ridurre la disponibilità di uno stock che si è formato nel corso di milioni di anni, causa la riemissione in atmosfera di anidride carbonica e di altre molecole opache alla radiazione infrarossa (effetto serra), con pesanti conseguenze negative sul clima a livello planetario.

Le emissioni di gas climalteranti sono considerate un indicatore di impatto ambientale del sistema di trasformazione ed uso dell'energia e le varie politiche internazionali e nazionali concernenti l'organizzazione energetica fanno in gran parte riferimento ad esse. L'energia ha assunto, quindi, una



posizione centrale nella problematica dello sviluppo sostenibile: prima di tutto perché l'energia (o più esattamente l'insieme di servizi che l'energia fornisce) è una componente essenziale dello sviluppo; in secondo luogo perché il sistema energetico è responsabile di una parte importante degli effetti negativi delle attività umane sull'ambiente (a scala locale e globale).

In generale, nell'ambito delle nuove politiche e strategie in campo energetico, c'è ampio consenso sul fatto che, per andare verso un modello sostenibile, sia necessario procedere lungo tre direzioni principali: una maggiore efficienza e razionalità negli usi finali dell'energia, sistemi innovativi più puliti e più efficienti di impiego e trasformazione dei combustibili fossili (che rappresentano tuttora la fonte energetica ancora prevalente) e un crescente ricorso alle fonti rinnovabili di energia.

Questa spinta verso un modello energetico più sostenibile avviene in un momento in cui il modo stesso di fare politica energetica sta rapidamente cambiando, sia a livello internazionale che nazionale. Un ruolo fondamentale è ascrivibile al governo del territorio, nella crescente importanza che assume il collegamento tra dove e come l'energia viene prodotta e utilizzata e nella ricerca di soluzioni che coinvolgano sempre di più la sfera locale.

Si ritiene dunque che la strada da seguire consista in una politica integrata in materia di energia e cambiamenti climatici, in quanto la produzione di energia da combustibili fossili influisce in maniera sostanziale sul cambiamento climatico.

Negli ultimi anni si è assistito ad un graduale aumento delle misure volte a migliorare l'efficienza energetica, a limitare le emissioni in atmosfera, in particolare del settore industriale e dei trasporti, e a incoraggiare il risparmio energetico.

A partire dal Protocollo di Kyoto della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici del 1997, che fissava l'obiettivo di ridurre in media del 5,2% le emissioni di gas serra tra il 1990 e il 2012 (successivamente portato all'8%), si sono susseguiti una serie di programmi volti all'attuazione del Protocollo stesso.

Sebbene gli USA non abbiano ancora ratificato il Protocollo di Kyoto e non contribuiscano, quindi, ufficialmente al perseguimento dell'obiettivo, l'UE ha continuato a portare avanti misure concrete per raggiungerlo, tenendo conto dei livelli di sviluppo economico e industriale di ciascun Stato membro. La maggior parte dei paesi che hanno aderito all'UE nel 2004 avevano negoziato obiettivi individuali nel quadro del Protocollo di Kyoto, prima della propria adesione all'UE.

Nel 2000 è stato lanciato il Programma Europeo per il Cambiamento Climatico, che ha finora consentito l'attuazione di circa 40 strategie e misure a livello europeo, che comprendono norme energetiche sugli edifici e regolamenti volti a limitare l'uso di alcuni gas industriali che contribuiscono particolarmente al riscaldamento del Pianeta.

Inoltre, dal 2007 l'UE ha assunto un ruolo di leadership nella lotta al cambiamento climatico; l'obiettivo è passare ad una economia compatibile con il clima, basata su una combinazione di tecnologie e risorse energetiche a bassa emissione di anidride carbonica.

Per raggiungere una riduzione delle emissioni di gas serra al di sotto dei livelli del 1990 entro il 2050, l'UE punta ad un nuovo patto mondiale; anche paesi come la Cina e l'India dovranno iniziare a contenere la crescita delle proprie emissioni.

L'UE ha accettato di ridurre le proprie emissioni di almeno il 20% entro il 2020, a prescindere da come si comporteranno gli altri paesi.

In tale contesto, un passo fondamentale si è concretizzato con la pubblicazione nel giugno del 2007 del Libro Verde sull'adattamento ai cambiamenti climatici in Europa, nel quale si illustrano i motivi per cui è necessario intervenire e le principali linee guida.

Successivamente, nell'ottobre 2008, la Commissione Europea ha lanciato il Secondo Programma Europeo per la lotta ai cambiamenti climatici (ECCP II) e nel dicembre 2008 è stata approvata la proposta integrata definita dagli addetti ai lavori pacchetto clima-energia, le cui misure saranno oggetto di approfondimento nei paragrafi successivi.



Il 1 aprile 2009 la Commissione Europea ha presentato il Libro Bianco sull'adattamento ai cambiamenti climatici, nel quale sono contenute una serie di misure per rendere l'UE meno vulnerabile di fronte agli impatti dei cambiamenti climatici.

Gli impegni della Commissione Europea sono caratterizzati, oltre che dall'emanazione dei documenti sopra citati, anche da numerose conferenze svoltesi con gli altri paesi verso un obiettivo comune di lotta al riscaldamento globale.

A dicembre 2007 si è tenuta a Bali la Tredicesima Conferenza delle Parti, con l'obiettivo di stabilire una tabella di marcia per i negoziati sul regime climatico dopo il 2012; successivamente, a Poznan, nel dicembre 2008, si è tenuta la Quattordicesima Conferenza delle Parti, considerata il passaggio cruciale per preparare il terreno alla Quindicesima Riunione delle Parti (Copenaghen, dicembre 2009), dove è stato trovato un accordo sul post-Protocollo di Kyoto che termina nel 2012.

La Sedicesima Conferenza delle Parti (COP16) si è tenuta a Cancun (Messico) dal 29 novembre al 10 dicembre 2010, al termine della quale è stato firmato dai rappresentanti di 193 paesi (eccetto la Bolivia) l'Accordo di Cancun; il pacchetto prevede una serie di misure il cui obiettivo principale è limitare il riscaldamento medio del pianeta a 2 gradi centigradi.

Alla luce di tali premesse, nei paragrafi successivi si intende sviluppare una ricognizione delle attuali politiche energetiche su scala internazionale, comunitaria, nazionale e regionale, sulla cui base ricostruire un quadro di riferimento normativo e strategico per la predisposizione del Piano Energetico e Ambientale Comunale, con particolare riferimento ai provvedimenti più recenti.

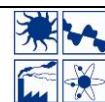
3.2 RIFERIMENTI NORMATIVI INTERNAZIONALI

In campo internazionale i riferimenti normativi sono legati sia al settore energetico che a quello ambientale e le numerose conferenze sul clima hanno portato ad accordi ed impegni dei paesi partecipanti per attuare politiche energetiche meno impattanti.

Uno dei trattati internazionali più importanti è il Protocollo di Montreal, firmato il 16 settembre 1987 da 191 nazioni ad esclusione di Andorra, Iraq, San Marino, Timor Est e Città del Vaticano ed entrato in vigore il 1° Gennaio 1989. Sottoposto a varie revisioni, fino all'ultima del 1999 a Pechino, esamina le sette categorie di idrocarburi alogenati considerati responsabili dei danni all'ozono e per ognuna di esse prevede un piano di smaltimento entro precisi termini. Il trattato prevede anche la limitazione di produzione di CFC (alogenuri alchilici come ad esempio i clorofluorocarburi) stabilendo che dal 1991 al 1992 i livelli di produzione e consumo delle sostanze del gruppo I Allegato A (CFC13, CF2Cl2, C2F3Cl3, C2F4Cl2, C2F5Cl) non eccedano il 150% rispetto al 1986, dal 1994 il 25% rispetto al 1986 e dal 1996 lo 0% rispetto al 1986. L'Unione europea ha reso operativo il protocollo di Montreal nel 1994 con il Regolamento CE/3093/1994, successivamente abrogato dal CE/2037/2000; tale regolamento anticipa al 2015 la messa al bando totale di produzione ed uso di CFC.

Nel 1988 a Toronto si è tenuta la Prima Conferenza sul Clima, nella quale sono stati presi impegni per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica (CO₂) e il miglioramento dell'efficienza energetica.

Nel 1992 a Rio di Janeiro si è svolta la UNCED (Conferenza sull'Ambiente e lo Sviluppo delle Nazioni Unite) che si è conclusa con la produzione di importanti documenti tra cui l'Agenda 21, che prevede una pianificazione delle azioni da attuare in ogni area delle Nazioni Unite in cui l'uomo ha impatti sull'ambiente e la Convenzione sul Cambiamento Climatico, che propone la riduzione delle emissioni di gas serra attraverso protocolli che impongono limiti temporali. Il più importante tra questi è il Protocollo di Kyoto, emanato nel 1997 durante la terza Conferenza delle Parti (COP3) della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite (UNFCCC) ed entrato in vigore il 16 febbraio 2005 in seguito alla ratifica della Russia, che ha portato a 127 il numero dei Paesi aderenti, con il 61,6% delle emissioni (per l'entrata in vigore doveva essere ratificato da almeno 55 Paesi, tra i quali un numero sufficiente di paesi industrializzati, che nel 1990 avessero prodotto almeno il 55% delle emissioni di CO₂ totale). Il trattato prevede il vincolo per i paesi industrializzati di ridurre del 5,2% le emissioni di gas serra nel



periodo 2008–2012 rispetto alle emissioni del 1990, per l'Unione europea una riduzione dell'8%, mentre non prevede impegni per i paesi in via di sviluppo. In base a tale accordo, all'Italia spettava una quota di riduzione del 6,5% che è salita al 12% poiché in questi anni le emissioni sono aumentate del 5,5%. Attualmente tra i Paesi industrializzati solo gli Stati Uniti non hanno aderito al Protocollo di Kyoto.

Nel 2003 a Milano si è tenuta la Nona Conferenza delle Parti sui Cambiamenti Climatici (COP9), durante la quale sono stati raggiunti accordi riguardanti l'aumento del budget per il trasferimento delle tecnologie ai Paesi in via di sviluppo, il riconoscimento del ruolo delle foreste nell'assorbimento dell'anidride carbonica presente in atmosfera e l'avvio del Fondo per i cambiamenti climatici istituito a Marrakech per finanziare alcune attività nei paesi in via di sviluppo.

Dal 2004 al 2006 le Conferenze delle Parti si sono tenute a:

- Buenos Aires, Argentina (COP10);
- Montreal, Canada (COP11);
- Nairobi, Kenia (COP12).

Nel 2007 sono stati compiuti importanti passi avanti in termini di politica internazionale nell'ambito dei negoziati avvenuti alla Conferenza di Bali (Indonesia), dove si è tenuta la 13^a sessione della Conferenza delle Parti (COP13) della UNFCCC. Uno dei principali risultati della Conferenza è consistito nell'adozione della Bali Road Map, un documento costituito da un certo numero di decisioni essenziali per garantire un clima futuro sicuro. La Road Map include un piano d'azione (Bali Action Plan) che traccia il percorso di un nuovo processo atto a consentire la piena attuazione della Convenzione attraverso azioni a lungo termine e prevede cinque argomenti principali di negoziazione: una visione condivisa per un'azione cooperativa a lungo termine, la mitigazione, l'adattamento, lo sviluppo e il trasferimento tecnologico, la mobilitazione di risorse finanziarie.

Nel dicembre 2008 si è svolta a Poznan (Polonia) la COP14: la Conferenza è terminata con un chiaro impegno da parte dei Governi a entrare in piena fase negoziale per dare forma ad una risposta mondiale ai cambiamenti climatici. È stato concordato che gli impegni dei paesi industrializzati nel periodo successivo al 2012 debbano assumere principalmente la forma di limitazione o riduzione delle emissioni, in linea con il tipo di obiettivi fissati con il Protocollo di Kyoto.

Nell'anno 2009, tra la COP14 e la COP15, si sono inoltre svolte una serie di conferenze a livello internazionale; tra le principali:

- la *Conferenza Internazionale sui Cambiamenti Climatici* (5-7 marzo 2009, Danimarca) dal titolo *Oltre Kyoto: far fronte alle sfide del cambiamento climatico*; l'evento è stato organizzato dall'Università di Aarhus con il supporto dell'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Alimentazione e l'Agricoltura (FAO) ed ha inteso favorire il dialogo tra gli scienziati, i rappresentanti dell'industria, della politica e dei cittadini;
- il *Congresso Scientifico Internazionale* dal titolo "*Climate change: global risks, challenger and decisions*" organizzato dall'Università di Copenhagen in collaborazione con i membri dell'Alleanza Internazionale delle Università per la Ricerca;
- il vertice mondiale del settore degli affari sui cambiamenti climatici, tenutosi a Copenhagen nel maggio 2009 (*World Business Summit on Climate Change*);
- la *Terza Conferenza Mondiale sul Clima* tenutasi a Ginevra dal 31 agosto al 4 settembre 2009 (*WCC3=World Climate Conference 3*) incentrata sull'adattamento al clima presente e futuro;
- la *Conferenza sul clima e il mondo del lavoro*, svoltasi a Bruxelles nel settembre 2009;
- il *vertice sui cambiamenti climatici e la settimana mondiale del clima* (New York, settembre 2009) organizzato dal Segretario Generale dell'ONU.



Dal 7 al 18 dicembre 2009 si è svolta a Copenhagen la COP15; nell'ambito dei negoziati sul clima che hanno preso il via a Bali nel 2007, la COP15 ha rappresentato il punto di arrivo, nel quale è stato discusso e definito il testo del nuovo accordo internazionale sul clima che sostituisce dal 2012 in poi il Protocollo di Kyoto (*Accordo di Copenhagen*). Il testo conferma l'obiettivo dell'UE di limitare l'aumento del surriscaldamento del pianeta a +2°C rispetto ai livelli preindustriali. Secondo quanto previsto dall'accordo, il 31 gennaio 2010 i paesi industrializzati hanno presentato i rispettivi obiettivi di riduzione delle emissioni e i paesi in via di sviluppo le azioni che intendono adottare. Tuttavia, l'adozione di strumenti legali per definire un accordo vincolante è stata rimandata alla Conferenza di Città del Messico (la COP 16) che si è tenuta a dicembre 2010, dove i rappresentanti di 193 Paesi (eccetto la Bolivia) si sono riuniti per due settimane per negoziare sulla lotta contro il riscaldamento globale. Il pacchetto di misure decise per limitare il riscaldamento medio di 2 °C sul pianeta tramite l'istituzione di un fondo verde climatico globale e la creazione di un nuovo sistema per il trasferimento di tecnologie rispettose del clima in tutto il mondo e per ridurre le emissioni causate dalla deforestazione hanno scongiurato la reale minaccia di un crollo definitivo della trattativa dei partner internazionali, rimasta in sospeso dal vertice sul clima di Copenhagen nel 2009.

Il nuovo *Green Climate Fund* sosterrà i Paesi poveri e in via di sviluppo dopo che un Comitato Esecutivo individuerà le necessità e le politiche per il trasferimento di tecnologie energetiche pulite e per l'adattamento ai cambiamenti climatici potenzialmente dannosi in corso, mentre un Centro per la Tecnologia collegherà richiedenti e fornitori in una rete globale. Le nazioni più ricche intendono mobilitarsi con 30 miliardi per il biennio 2010-2012, proseguendo con 100 miliardi di dollari all'anno fino al 2020, ma queste specifiche fonti di finanziamento non sono state individuate a Cancun (dicembre 2010), mentre si è deciso che la gestione del fondo verde spetterà a un comitato composto da un totale di 40 membri (15 dei Paesi industrializzati e 25 di quelli in via di sviluppo).

La compensazione finanziaria da parte delle nazioni sviluppate per promuovere gli sforzi dei Paesi più poveri per ridurre le emissioni da deforestazione e da degrado forestale è rimasta ancora controversa e imprecisata per quanto concerne il finanziamento, il monitoraggio e la supervisione necessari per assicurare la trasparenza fondamentale, la giustizia climatica e il rispetto dei diritti delle popolazioni indigene e rurali. Molti di questi accordi si sono limitati a rinsaldare le offerte non vincolanti approvate soltanto da 140 nazioni nel corso del summit di Copenhagen 2009 ma, per la prima volta, è stato approvato un ampio insieme di mezzi e di strumenti particolarmente attenti ai più svantaggiati con l'intenzione comune di agire con urgenza.

La COP17 tenutasi nel dicembre 2011 a Durban, in Sudafrica, si è conclusa confermando le divaricazioni negoziali tra i vari Paesi già emerse negli anni precedenti con l'unica reale novità costituita dall'impegno comune ad assumere entro il 2015 un accordo che abbia forma giuridicamente vincolante per indurre tutti i sottoscrittori a ridurre le proprie emissioni a partire dal 2020: una sorta, dunque, di "decisione di decidere". La COP17 si è conclusa con un impegno in extremis a trovare una forma giuridica condivisa per un accordo.

A Doha (Qatar) si è tenuta la COP18, che ha visto un sostanziale stallo nelle negoziazioni per il secondo periodo d'impegno del Protocollo di Kyoto: Canada, Russia, Giappone, Nuova Zelanda e Turchia si sono aggiunti agli Stati Uniti nella lista dei paesi che non vi aderiranno. È entrato in azione il gruppo di lavoro sulla Durban Platform (ADP) con lo scopo di raggiungere un accordo entro il 2015 per un nuovo trattato globale che possa entrare in vigore dal 2020; al suo primo anno, l'ADP è ancora in fase di definizione delle proprie strutture ed ambizioni. Sarà importante riuscire ad integrare al suo interno i principi previsti dal Bali Action Plan sulle responsabilità storiche, comuni e differenziate degli stati, al fine di non perdere diversi anni di lavoro in termini di dialogo internazionale. Per quanto riguarda la questione "finanza", è stato annunciato che non si prevede di riuscire ad individuare le risorse per il Green Climate Fund a Doha, sia per via della crisi economica che per le ancora non ben definite modalità di gestione dei fondi stessi, motivo di preoccupazione per diversi stati.



La prossima COP19 si terrà a Varsavia (Polonia) il 20 Novembre 2013.

Nella campagna collettiva contro il riscaldamento globale – la più grande sfida per l'umanità nel nostro secolo – gli stessi Paesi sviluppati si sono impegnati ad innalzare il livello ambizioso dei loro obiettivi, ma ciò dovrà tradursi in forti volontà politiche nazionali volte a ridurre o limitare le emissioni e ad assumersi le responsabilità nella risposta globale ai cambiamenti climatici che infliggono danni sempre più visibili all'ambiente, alle risorse idriche, alimentari ed energetiche, provocando conseguenti migrazioni di massa, conflitti e guerre soprattutto nei Paesi sottosviluppati.

3.3 QUADRO NORMATIVO COMUNITARIO

In seguito alle conferenze sul clima, l'Unione Europea ha adottato numerose Direttive per ridurre i consumi energetici e per promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Tra i riferimenti principali sono da ricordare:

- Libro Bianco *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili* della Commissione Europea del 26 novembre 1997, il quale propone un obiettivo affinché le fonti rinnovabili nel 2010 contribuiscano per il 12% al consumo interno lordo di energia [2];
- *Programma Europeo per il Cambiamento Climatico (ECCP)* del 2000, che mette in evidenza la necessità di ulteriori sforzi affinché l'Unione Europea riesca a rispettare gli impegni presi con la ratifica del Protocollo di Kyoto di ridurre dell'8% le emissioni dei gas serra rispetto ai valori del 1990 [3];
- Libro Verde *Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico* (novembre 2000), nel quale si affronta il problema della sicurezza dell'approvvigionamento energetico, visto l'aumento continuo della dipendenza europea (viene importato il 50% del fabbisogno e si raggiungerà il 70% nel 2030) [4].

Tra le varie Direttive Europee, le più significative sono riportate di seguito:

- la *Direttiva 2001/77/CE* del 27 settembre 2001 [5], la quale mira a promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili nella produzione di elettricità (circa il 22,1% entro il 2010, contro l'attuale 14,0%);
- la *Direttiva 2002/91/CE* del 16 dicembre 2002 [6], che ha come obiettivo quello di promuovere il miglioramento del rendimento energetico degli edifici, tenendo conto delle condizioni locali e climatiche esterne e degli ambienti interni;
- la *Direttiva 2003/87/CE* del 13 ottobre 2003 [7], il cui fine è la riduzione delle emissioni di gas serra secondo criteri di validità in termini di costi e di efficienza economica;
- la *Direttiva 2004/8/CE* dell'11 febbraio 2004 [8], che intende accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento, promuovendo l'impiego della cogenerazione ad alto rendimento di calore ed energia;
- la *Direttiva 2005/32/CE* del 6 luglio 2005 [9], che ha come obiettivo quello di promuovere un quadro per l'integrazione degli aspetti ambientali nella progettazione delle apparecchiature. È una direttiva quadro che lascia a specifiche Direttive della Commissione (Misure di Implementazione) il trattamento delle singole categorie di prodotto. Una Misura di Implementazione potrà contenere requisiti specifici di prodotto, ossia valori limite per alcuni parametri (come l'efficienza energetica) e requisiti generici, che riguardano le prestazioni ambientali del prodotto senza fissare valori limite;
- la *Direttiva 2006/32/CE* del 5 aprile 2006 [10], che propone di migliorare l'efficienza degli usi finali dell'energia sotto il profilo costi/benefici, ponendo come obiettivo il risparmio del 9% entro il 2015.



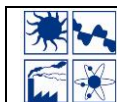
- *Pacchetto clima-energia: Direttiva 2009/28/CE[11], Direttiva 2009/29/CE[12], Direttiva 2009/30/CE[13], Direttiva 2009/31/CE[14]:* data l'importanza di tali direttive, verrà dedicato un paragrafo a parte;
- *Direttiva 2010/31/UE* del 19 maggio 2010 [15], che sostituisce la Direttiva 2002/91/CE, che poneva come obiettivo la promozione del miglioramento del rendimento energetico degli edifici tenendo conto delle condizioni locali e climatiche esterne e degli ambienti interni. Nel nuovo provvedimento si considerano anche le prescrizioni relative al clima degli ambienti interni e dell'efficacia sotto il profilo dei costi; inoltre, si definisce il quadro comune generale di una metodologia per il calcolo della prestazione energetica degli edifici e delle unità immobiliari. In particolare, la metodologia di calcolo dovrà tenere conto delle caratteristiche termiche dell'edificio e delle sue divisioni interne (capacità termica, isolamento, riscaldamento passivo, elementi di raffrescamento, ponti termici), degli impianti di riscaldamento e di produzione di acqua calda, di condizionamento e ventilazione, di illuminazione, della progettazione, posizione e orientamento dell'edificio, dei sistemi solari passivi e di protezione solare, delle condizioni climatiche interne e dei carichi interni.

3.3.1 Pacchetto Clima-Energia (20-20-20)

Nel dicembre 2008 il Parlamento dell'Unione Europea ha approvato il pacchetto Clima-Energia, costituito da una pluralità di provvedimenti volti a conseguire gli obiettivi che l'Unione si è fissata per il 2020. Il pacchetto Clima-Energia è principalmente noto come 20-20-20 in virtù dei tre principali macro-obiettivi che si propone di raggiungere: aumento del 20% dell'efficienza energetica; riduzione del 20% delle emissioni di gas serra; coprire il 20% della domanda di energia dell'Unione Europea attraverso il ricorso a fonti rinnovabili.

Le proposte legislative adottate all'interno del pacchetto possono essere riassunte in sei punti principali, riassunti di seguito.

- *Sistema di scambio delle emissioni di gas a effetto serra (ETS, Emission Trading Scheme)*, che si concretizza con la *direttiva 2009/29/CE* [12] volta a perfezionare ed estendere il sistema comunitario di scambio delle quote di emissione dei gas a effetto serra, con l'obiettivo di *ridurre le emissioni del 20% nel 2020 rispetto al 2005*. A tal fine si prevede un sistema di aste per l'acquisto di quote di emissione, a partire dal 2013, i cui introiti andranno a finanziare misure di riduzione delle emissioni e di adattamento al cambiamento climatico. I settori industriali a forte rischio di delocalizzazione, come le industrie manifatturiere, potranno beneficiare di quote gratuite fino al 2027.
- *Riduzione del 10% delle emissioni di gas serra prodotte in settori esclusi dal sistema di scambio di quote, come il trasporto stradale e marittimo o l'agricoltura (Decisione 2009/406/CE* del Parlamento Europeo [16]): si fissano quindi obiettivi nazionali di riduzione (per l'Italia il 13%), prevedendo anche la possibilità per gli Stati membri di ricorrere ad una parte delle emissioni consentite per l'anno successivo o di scambiarsi i diritti di emissione. Il sistema dei crediti riguarda anche progetti realizzati in paesi terzi, prevedendo misure correttive in caso di superamento dei limiti.
- *Cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio*: si definisce un quadro giuridico per lo stoccaggio geologico ecosostenibile, con la finalità di contribuire alla lotta contro il cambiamento climatico nell'immediato (*Direttiva 2009/31/CE* [14]), in attesa che si manifestino i benefici indotti dalle politiche di limitazione delle emissioni di gas serra. Attraverso lo stanziamento di un fondo non superiore a 300 milioni di euro, attinti dal sistema di scambio di emissione, saranno finanziati 12 progetti dimostrativi, mentre le grandi centrali elettriche dovranno dotarsi di impianti di stoccaggio sotterraneo.



- *Promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili*, che si concretizza con la *Direttiva 2009/28/CE* [11], che stabilisce gli obiettivi nazionali obbligatori per garantire *al 2020 che una media del 20% del consumo di energia dell'Unione Europea* provenga da fonti rinnovabili (17% per l'Italia). Nel calcolo, a certe condizioni, potrà essere inclusa l'energia prodotta nei paesi terzi mediante progetti comuni. La direttiva fissa al *10% un'ulteriore quota di energia rinnovabile nei trasporti e i criteri di sostenibilità ambientale per i biocarburanti*. La direttiva, inoltre, detta norme relative a progetti comuni tra Stati membri, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione, nonché alle connessioni alla rete elettrica relative all'energia da fonti rinnovabili.
- *Riduzione delle emissioni di CO₂ da parte delle auto*. Il Parlamento Europeo ha approvato un regolamento che fissa il livello medio di emissioni di CO₂ delle auto nuove a 130 g/km a partire dal 2012 (*Regolamento CE n. 443/2009* [15a]), da ottenere con miglioramenti tecnologici dei motori. Una riduzione di ulteriori 10 g/km dovrà essere ricercata attraverso tecnologie di altra natura e il maggiore ricorso ai biocarburanti. Il provvedimento stabilisce anche un obiettivo di lungo termine per il 2020, che fissa il livello medio delle emissioni per il nuovo parco macchine a 95 gCO₂/km. Sono previste sanzioni progressive per ogni grammo di CO₂ in eccesso, ma anche agevolazioni per i costruttori che sfruttano tecnologie innovative e per i piccoli produttori.
- *Riduzione dei gas a effetto serra nel ciclo di vita dei combustibili*, concretizzatasi con la direttiva *2009/30/CE* [13] che, per ragioni di tutela della salute e dell'ambiente, fissa specifici requisiti per i carburanti. Stabilisce inoltre un obiettivo di *riduzione del 6% delle emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita dei combustibili, da conseguire entro fine 2020, ricorrendo anche ai biocarburanti*. L'obiettivo potrebbe salire fino al 10% mediante l'uso di veicoli elettrici e l'acquisto dei crediti previsti dal protocollo di Kyoto. Il tenore di zolfo del gasolio per macchine non stradali, come i trattori, andrà ridotto. La direttiva, che dovrà essere trasposta nel diritto nazionale entro il 31 dicembre 2010, si applica a veicoli stradali, macchine mobili non stradali (comprese le navi adibite alla navigazione interna quando non sono in mare), trattori agricoli e forestali e imbarcazioni da diporto.

L'European Climate Foundation (ECF) ha avviato nel 2009 uno studio per stabilire la realizzabilità e le possibili ripercussioni dell'ottenimento da parte dell'UE di una riduzione dell'80-95% al 2050 delle emissioni di gas climalteranti rispetto ai valori del 1990; tale studio ha portato, nel 2011, alla realizzazione del progetto Roadmap 2050, introdotto dal Consiglio Europeo (European Commission - Impact Assessment "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050"). Tale documento delinea la traiettoria di abbattimento delle emissioni al 2050, al fine di contrastare il rischio di cambiamenti climatici; in particolare fissa l'obiettivo di ridurre entro il 2050 le emissioni di gas serra dell'UE di almeno l'80% rispetto ai livelli del 1990, stabilendo alcune tappe intermedie di riduzione pari ad almeno il 40% nel 2030 e il 60% nel 2040.

3.3.2 La Direttiva 2009/28/CE e gli obiettivi da raggiungere al 2020

All'interno del pacchetto clima-energia, è necessario un approfondimento per la direttiva 2009/28/CE, che ha lo scopo di accorpate le direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, dapprima integrandole e modificandole, per poi sostituirle integralmente a partire dal 1 gennaio 2012.

Allo stato attuale, l'Unione Europea ricopre il ruolo di leader mondiale nel campo delle energie rinnovabili, pertanto, si comprende facilmente come un ulteriore impegno in questa direzione sia dettato da motivazioni non attinenti con la sostenibilità ambientale, prima fra tutte, la necessità di ridurre la dipendenza energetica dai Paesi extracomunitari. L'obiettivo da conseguire nel lungo periodo consiste quindi nell'innovare il sistema di approvvigionamento energetico europeo, caratterizzato da un livello avanzato di tecnologia e da un'economia complessivamente molto forte, ma sostanzialmente povero di risorse nel senso più tradizionale del termine.



Va inoltre evidenziato come finora l'accesso alle energie rinnovabili sia stato decisamente disomogeneo nei diversi paesi membri, pertanto, le cifre rappresentano una quota largamente minoritaria del fabbisogno energetico totale dell'Unione Europea, dominata da gas, petrolio e carbone. In alcuni casi il grado di accessibilità delle varie fonti energetiche rinnovabili è inevitabilmente legato alla specificità dei diversi contesti, come nel caso dell'energia eolica, dell'energia idraulica e del solare termico, mentre per altre sorgenti, come ad esempio il fotovoltaico, è indispensabile una sostanziosa crescita della domanda per migliorare le economie di scala e ridurre i costi.

Con la nuova Direttiva 2009/28/CE si è dato corpo ad un provvedimento molto ampio, costituito da 29 articoli e 7 allegati, preceduti da 97 punti di premesse, il quale aspira a ridefinire gli obiettivi e le modalità dell'incentivazione al ricorso alle risorse rinnovabili. Con tale direttiva, hanno trovato traduzione normativa gli assunti enunciati nella Comunicazione della Commissione del 10 gennaio 2007 *Tabella di marcia per le energie rinnovabili nel 21° secolo: costruire un futuro più sostenibile*, con la quale si dimostrava che gli obiettivi del 20% per la quota complessiva comunitaria di energia da fonti rinnovabili e del 10% per lo specifico settore dei trasporti sarebbero potuti risultare appropriati e concretamente raggiungibili ove si fosse dato luogo ad un quadro di sufficiente stabilità, garantito dall'obbligatorietà degli obiettivi da conseguire in riferimento a una scadenza temporale di lungo termine. Tale circostanza costituisce inoltre il presupposto indispensabile per l'effettuazione di investimenti razionali e sostenibili nel settore delle energie rinnovabili da parte delle imprese interessate. Nel marzo 2007, il Consiglio Europeo aveva d'altronde approvato un obiettivo obbligatorio del 20% di energia da fonti rinnovabili sul consumo di energia complessivo della Comunità entro il 2020 e un obiettivo minimo del 10% che tutti gli Stati membri avrebbero dovuto raggiungere per quanto riguarda la quota di biocarburanti sul consumo di benzine e diesel per autotrazione entro il medesimo anno, evidenziando nel contempo l'opportunità del carattere vincolante anche di questo obiettivo, a condizione che fossero garantite la sostenibilità della produzione dei biocarburanti e l'effettiva messa in disponibilità sul mercato dei cosiddetti biocarburanti di seconda generazione (derivati prevalentemente dalla lavorazione di biomasse ligno-cellulosiche anziché da oli o cereali). Per consentire miscele in percentuali adeguate al funzionamento reale dei veicoli si rendeva inoltre necessaria una modifica sostanziale della Direttiva 98/70/CE sulla qualità della benzina e del diesel.

Si riportano nel seguito gli elementi salienti della Direttiva, prendendo in considerazione quanto riportato nel testo ufficiale ai rispettivi articoli.

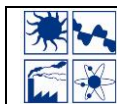
L'Articolo 1 esplicita l'oggetto e il campo d'applicazione del provvedimento, unitamente ai suoi punti fondamentali: fissazione degli obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti; determinazione di norme relative ai trasferimenti statistici tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili; definizione dei criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi.

Sono richiamate le definizioni citate nel testo (Art. 2) le quali, per uniformità di trattazione e certezza del diritto, riprendono le stesse adottate nella Direttiva 2003/54/CE riguardo al settore elettrico in generale e nelle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE per quel che riguarda i vari tipi di energie da fonti rinnovabili.

Con l'Articolo 3 si entra nel vivo delle prescrizioni stabilite dalla Direttiva, essendo qui definiti gli obiettivi nazionali obbligatori da raggiungere. Per ogni Stato dell'Unione Europea sono fissati gli obiettivi complessivi di copertura dei consumi energetici mediante energia da fonti rinnovabili entro il 2020 (tab. 2.1), le cui modalità di calcolo sono esplicitamente indicate all'Articolo 5, al fine di garantire una quantificazione puntuale e univoca dei vari contributi.

Il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili in ogni Stato membro dovrà essere calcolato come somma dei consumi finali lordi da rinnovabili di elettricità, per il riscaldamento e il raffreddamento e nei trasporti.

Le differenti quote dei singoli Stati sono coerenti con il raggiungimento dell'obiettivo globale comunitario del 20% e sono attribuite tenendo conto delle situazioni e delle componenti energetiche di partenza, delle possibilità di sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili, ponderando le quote in funzione del



rispettivo PIL, tenuto conto anche dell'impegno precedentemente profuso in merito all'uso di fonti rinnovabili.

I criteri per la modulazione sui singoli Stati dell'obiettivo europeo del 20% partono dall'anno 2005, anno più recente per il quale esistono dati affidabili sulle quote nazionali di sfruttamento delle energie rinnovabili e assunto come anno di riferimento per tutti i calcoli previsti. La quota di ricorso alle energie rinnovabili riscontrata nei vari Stati nel 2005 è stata inizialmente rimodulata in modo da tenere conto del punto di partenza di ciascuno di essi e degli sforzi già compiuti (ove da parte di uno Stato si sia riuscito ad aumentare di oltre il 2% tra il 2001 e il 2005 la quota di ricorso alle rinnovabili). Alle quote così rimodulate è stato aggiunto un 5,5%, fisso per ciascuno Stato membro: il contributo restante, quantificato in 0,16 tep/abitate, è stato ponderato in base al PIL pro-capite, in modo da tenere conto dei diversi livelli di ricchezza degli Stati membri, per essere poi moltiplicato per la popolazione di ciascuno Stato. La somma di questi ultimi due elementi dà luogo alla quota totale di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale totale di energia nel 2020. Come si deduce dalla tabella 3.1, secondo i calcoli sopra esposti all'Italia è assegnata una quota da raggiungere al 2020 pari al 17%.

Tab. 3.1: Quote al 2005 e obiettivi nazionali generali per l'energia da fonti rinnovabili al 2020 (Allegato I, parte A).

Stati membri	Quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2005 (S ₂₀₀₅)	Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2020 (S ₂₀₂₀)
Belgio	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
Repubblica ceca	6,1 %	13 %
Danimarca	17,0 %	30 %
Germania	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
Spagna	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Cipro	2,9 %	13 %
Lettonia	32,6 %	40 %
Lituania	15,0 %	23 %
Lussemburgo	0,9 %	11 %
Ungheria	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Paesi Bassi	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portogallo	20,5 %	31 %
Romania	17,8 %	24 %
Slovenia	16,0 %	25 %
Repubblica slovacca	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Svezia	39,8 %	49 %
Regno Unito	1,3 %	15 %

Per quanto riguarda la copertura della domanda di energia del settore dei trasporti, la quota fissata al 2020 proveniente da fonti rinnovabili è invece la stessa per tutti gli Stati membri, ed è pari ad almeno il 10%.

Il raggiungimento degli obiettivi nazionali, messo in atto con i dovuti margini di autonomia riguardo ai settori preferenziali e alle modalità è documentato nel *Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili* [17], redatto nel rispetto delle disposizioni previste all'Articolo 4, sulla base di uno standard predisposto dalla Commissione (par. 1.4.1). I requisiti minimi che tale modello deve contenere sono indicati nell'Allegato VI. La notifica del Piano di azione deve essere preceduta, con sei mesi di anticipo, dall'invio alla Commissione di un documento previsionale, nel quale sarà riportata una stima della produzione in eccedenza di energia da fonti rinnovabili rispetto alla traiettoria indicativa, che potrebbe perciò essere oggetto di un trasferimento verso altri Stati membri, nonché una stima della domanda di energia da fonti rinnovabili da soddisfare con mezzi diversi dalla produzione nazionale, fino al 2020.

Prendendo come riferimento sempre l'anno 2005, nell'Allegato I parte B è definita una traiettoria indicativa sull'evoluzione temporale delle quote provenienti da fonti rinnovabili: le quote al 2005 dovranno essere incrementate del 20%, in riferimento alla differenza che le separa dall'obiettivo del 2020, come media nel biennio 2011-2012, del 30% come media nel biennio 2013-2014, del 45% come media nel biennio 2015-2016 e del 65% come media nel biennio 2017-2018. L'andamento espresso da tale traiettoria indicativa rappresenta il riferimento per i primi anni di applicazione degli obiettivi da raggiungere a lungo termine e assume la funzione di verifica delle misure attuate con degli obiettivi intermedi, per rendere credibile il conseguimento dell'obiettivo finale al 2020. Ove in sede di rendicontazione periodica (prescritta dall'Art. 23) risultino evidenti segni di scostamento dalla traiettoria indicativa, si dovrà intervenire con misure correttive, da tradurre in un Piano di azione modificato in grado di documentare le modalità di intervento e dove sia dimostrato il rientro in tale linea di tendenza entro un arco di tempo ragionevole.

La Direttiva indica inoltre gli strumenti, le procedure e le possibili misure per il conseguimento degli obiettivi, in particolare nei settori dell'elettricità e del riscaldamento/raffrescamento, compresi i regimi di sostegno, che possono attuarsi con dispositivi d'incentivazione fondati sulla riduzione dei costi delle energie rinnovabili, sull'aumento dei prezzi a cui possono essere vendute o sull'aumento del volume acquistato di dette energie, in ciò dovendosi comprendere anche le sovvenzioni agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, ecc.

La Direttiva fornisce anche gli strumenti, le procedure e le possibili misure che gli Stati Membri possono applicare per il conseguimento degli obiettivi, tra le quali risultano fondamentali:

- Il Regime di Sostegno Comune (Articolo 11) che è un meccanismo applicato da uno o più Stati membri, con l'intento di promuovere l'uso delle energie da fonti rinnovabili riducendo i costi, aumentando i prezzi a cui possono essere vendute e incrementando il volume acquistato. In questa classe rientrano: le sovvenzioni agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, i regimi di sostegno all'obbligo in materia di energie rinnovabili (compresi quelli che usano certificati verdi) e i regimi di sostegno diretto dei prezzi (comprese le tariffe di riacquisto e le sovvenzioni).
- I Meccanismi di Flessibilità che offrono la possibilità agli Stati Membri di conseguire i propri obiettivi intermedi nel modo economicamente più efficiente, nel dettaglio avremo:
 - o il Trasferimento Statistico tra Stati Membri di una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili (Articolo 6); lo Stato che ha una quantità in eccedenza può decidere di trasferirla virtualmente aggiungendola al quantitativo di pertinenza dello Stato in deficit, con obbligo di notifica alla Commissione degli accordi tra gli Stati e di comunicazione delle condizioni economiche alle quali si è concordato il trasferimento;
 - o i Progetti Comuni tra Stati Membri, che permettono la cooperazione su tutti quei progetti inerenti alla produzione di energia elettrica, calore/freddo da fonti energetiche rinnovabili (Articoli 7-8);



- i Progetti Comuni tra Stati Membri e Paesi Terzi; uno o più Stati della Comunità possono cooperare con uno o più Paesi Terzi su tutti i tipi di progetti comuni per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili (Articoli 9-10). Il Paese terzo coinvolto dovrà comunicare per iscritto che l'impianto è destinato ad entrare effettivamente in esercizio, specificando la quota di elettricità che sarà utilizzata a livello nazionale; inoltre, deve assicurare il trasferimento reale dell'energia che contribuirà al raggiungimento dell'obiettivo del Paese membro dell'Unione che ha realizzato il progetto (il verificarsi di tale trasferimento prevede l'esistenza di dispositivi d'interconnessione appositi per il suo vettoriamento).

Tra i fattori d'innovazione si colloca senza dubbio l'acquisizione della quantità di energie rinnovabili utilizzate per il riscaldamento e il raffreddamento tra gli impieghi ammessi per il raggiungimento dell'obiettivo complessivo nazionale: ciò implica l'adozione di strategie coerenti col ricorso a fonti rinnovabili nella climatizzazione fin dalle fasi della pianificazione e della progettazione degli insediamenti produttivi e residenziali, nonché delle infrastrutture di livello urbano, con i conseguenti riscontri negli strumenti normativi e pianificatori di livello regionale e locale. A tal fine, gli Stati membri dovranno chiaramente definire le specifiche tecniche da rispettare per l'accesso ai regimi di sostegno da disporsi a favore delle apparecchiature e dei sistemi per le energie rinnovabili. Nell'ambito dei regimi di sostegno, gli Stati membri potranno prevedere anche misure riferite a sostanziali incrementi dell'efficienza energetica, alla cogenerazione, agli edifici passivi e a consumo basso o nullo di energia.

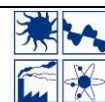
In ogni caso, nell'ipotesi di impianti alimentati a biomassa, la promozione sarà riservata alle soluzioni dotate di un'efficienza di conversione almeno pari all'85% per le applicazioni residenziali e commerciali e almeno pari al 70% per le applicazioni industriali.

Nel caso delle pompe di calore, gli Stati membri potranno promuovere solo quelle conformi ai requisiti minimi per il rilascio del marchio di qualità ecologica ai sensi della Decisione 2007/742/CE, che stabilisce i criteri ecologici per l'assegnazione del marchio comunitario di qualità ecologica alle pompe di calore elettriche, a gas o ad assorbimento, mentre nel caso di sfruttamento dell'energia termica solare, la promozione dovrà riguardare le apparecchiature e i sistemi certificati basati sulle norme europee, ove esistenti, compresi i marchi di qualità ecologica, le etichette energetiche e altri sistemi tecnici di riferimento creati da organismi europei di normazione.

Inoltre, entro il 31 dicembre 2014, gli Stati membri dovranno introdurre misure appropriate nelle regolamentazioni e nei codici sull'edilizia, al fine di aumentare la quota di qualsiasi tipo di energia da fonti rinnovabili nel settore edilizio, prescrivere l'impiego di livelli minimi di energia da fonti rinnovabili in tutti gli edifici nuovi ed esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, potendosi conseguire tali risultati anche mediante sistemi di teleriscaldamento o di teleraffrescamento alimentati da quote significative di fonti di energia rinnovabile e promuovere l'uso di sistemi e di apparecchiature per il riscaldamento e il raffreddamento da energie rinnovabili in grado di consentire una riduzione significativa del consumo di energia. Un ruolo di esempio e di guida nell'adesione a tali principi della Direttiva dovrà essere svolto dagli edifici pubblici di nuova realizzazione o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti a partire dal 1° gennaio 2012, fino all'ipotesi che le coperture dei predetti edifici siano date in uso a terzi per impianti destinati alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Un altro aspetto di fondamentale importanza è costituito dai meccanismi di flessibilità per il raggiungimento degli obiettivi fissati, questi ultimi costituiti da misure di cooperazione sia tra i vari Stati membri, da attuarsi per mezzo di trasferimenti statistici e di progetti comuni, sia tra Stati membri e Paesi terzi (Artt. 6-11).

È prevista, innanzitutto, la possibilità per gli Stati membri di conseguire i propri obiettivi intermedi nel modo economicamente più efficiente, ossia concordando con altri Stati, nei limiti e secondo le modalità stabilite dall'Articolo 6, il trasferimento statistico di una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili prodotta in eccedenza, ai fini del rispetto della traiettoria indicativa. Naturalmente, la quantità virtualmente trasferita deve essere dedotta dal quantitativo di energia rinnovabile preso in considerazione ai fini del raggiungimento del proprio obiettivo da parte dello Stato che effettua il trasferimento, aggiungendola al quantitativo di pertinenza dello Stato a favore del quale interviene il trasferimento, con obbligo di notifica



alla Commissione degli accordi intervenuti in tal senso tra gli Stati e di comunicazione delle condizioni economiche alle quali si è concordato il trasferimento.

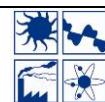
I progetti comuni con altri Stati membri o con Paesi terzi rientrano invece a pieno titolo tra gli strumenti ammessi ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali, secondo le condizioni stabilite rispettivamente dagli Articoli 7 e 8 per quanto riguarda le iniziative concertate tra Stati membri e dagli Articoli 9 e 10 nel caso di progetti realizzati in Paesi terzi. Nel caso di progetti da realizzare in collaborazione con un Paese terzo, non solo quest'ultimo deve dare atto per iscritto che l'impianto è destinato ad entrare effettivamente in esercizio, specificando la quota o il quantitativo di elettricità che saranno utilizzati a livello nazionale, ma deve assicurare il trasferimento reale dell'energia che contribuirà al raggiungimento dell'obiettivo del Paese membro dell'Unione Europea che ha realizzato il progetto, richiedendo tale circostanza l'esistenza di dispositivi d'interconnessione appositi per il suo vettoriamento.

Una novità assoluta, benché estranea al tema del conseguimento dell'obiettivo nazionale, ma pertinente con gli obblighi previsti per i produttori e/o i distributori di energia, è costituita dalle *garanzie di origine*. Per garanzia di origine s'intende un documento elettronico, contenente almeno le informazioni riportate all'Articolo 15, attraverso il quale si fornisce prova ad un cliente finale che una determinata quota o un determinato quantitativo di energia sono stati effettivamente prodotti da fonti rinnovabili. La garanzia di origine è rilasciata su una quantità standard unitaria di 1 MWh, per il quale non può essere rilasciata più di una garanzia di origine ed è annullata dopo il consumo della corrispondente energia.

Per quanto riguarda i biocarburanti, la Direttiva impone criteri di sostenibilità per biocarburanti e altri bioliquidi (Art. 17) e le relative modalità di verifica del rispetto dei medesimi (Art. 18), il calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra prodotti (Art. 19) e disposizioni specifiche relative all'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti (Art. 21).

Si è visto come l'obiettivo per il settore trasporti sia identico e indifferenziato per tutti gli Stati membri, rimanendo comunque ammessa la possibilità di ricorrere all'importazione dei biocarburanti, piuttosto che all'autoproduzione, quando tale soluzione risulti più conveniente. Tale circostanza manifesta l'intento di privilegiare le caratteristiche di omogeneità delle specifiche dei carburanti e della loro disponibilità sul territorio dell'Unione, in considerazione del fatto che la produzione di biocarburanti ad oggi presenta costi superiori rispetto a quella di altre forme di energia rinnovabile, potendo ciò costituire un fattore limitante al loro sviluppo e alla loro diffusione. D'altronde, il ricorso a carburanti non fossili è un aspetto fondamentale delle politiche mondiali per la riduzione delle emissioni di gas serra dal momento che, oltre a presentare un'incidenza assoluta molto significativa, è proprio il settore dei trasporti quello nel quale le misure di contenimento finora assunte si sono rivelate meno efficaci, tanto che in alcuni Paesi, tra i quali anche l'Italia, tale comparto emissivo appare sostanzialmente fuori controllo.

Non sono tuttavia state ignorate le perplessità relative ai possibili risvolti negativi dell'incentivazione dei biocombustibili, come le ricadute sulla biodiversità, la rarefazione delle foreste e delle colture agroalimentari, ovvero la sottrazione di terreni all'agricoltura per la produzione di biocarburanti. Si è inoltre tenuto conto della necessità di tenere sotto controllo l'efficienza complessiva dei processi di produzione e di utilizzazione per la quantificazione del vantaggio reale conseguito attraverso il ricorso ai citati combustibili alternativi. La Direttiva ha perciò stabilito rigorosi criteri di sostenibilità ambientale, al fine di garantire che i biocarburanti da prendere in considerazione per conseguire gli obiettivi assegnati siano compatibili con gli obiettivi ambientali generali dell'Unione Europea. La problematica legata alla questione dei biocarburanti presenta quindi un duplice approccio: da un lato dovrà essere garantito il conseguimento di un determinato livello reale di riduzione delle emissioni di gas serra, tenendo conto dell'intero ciclo di produzione e impiego dei biocarburanti, al di sotto del quale non potranno essere presi in considerazione nel calcolo dei risultati né ammessi ai regimi di sostegno; dall'altro, dovrà essere rispettata tutta una serie di requisiti in materia di sostenibilità, rimanendo vietato includere nel computo i biocarburanti derivati da prodotti coltivati su terreni ricchi di biodiversità (come le foreste naturali e le aree protette) e/o caratterizzati, alla data del gennaio del 2008, da un elevato stock di carbonio, come le zone umide, le zone boschive continue, i terreni arborati di estensione superiore all'ettaro, con essenze di altezza superiore ai 5 metri, ecc.



Per tutti gli aspetti trattati, la stessa Direttiva prevede che sia fornita un'adeguata informazione a tutti i soggetti interessati dai provvedimenti che introduce, dettando le modalità di informazione del pubblico e degli operatori interessati (Art. 14), la rendicontazione sullo stato di attuazione del Piano di azione e sull'efficacia delle misure assunte (Art. 22) e il controllo da parte della Commissione nei confronti degli Stati membri (Art. 23).

In particolare, l'Articolo 23 prevede che in base all'attività di sorveglianza che la Commissione svolge sulle informazioni in proprio possesso e sulla valutazione delle relazioni periodiche presentate dagli Stati membri ai sensi dell'Articolo 22, la Commissione stessa sia impegnata in un'attività di informazione periodica nei confronti del Parlamento Europeo e del Consiglio sullo stato dello sviluppo delle energie rinnovabili. La Commissione deve inoltre elaborare una relazione, per l'anno 2014, che riguardi i seguenti aspetti:

- valutazione del rapporto costo/efficacia delle misure adottate dai singoli Stati membri;
- sostenibilità della produzione di biocarburanti nella Comunità e nei Paesi terzi, entrando nel merito dell'impatto economico, sociale ed ambientale di tali produzioni, ivi comprese le ricadute sulla biodiversità, e accertando la disponibilità di biocarburanti di seconda generazione;
- conferma dell'insussistenza di effetti negativi sulla disponibilità di prodotti alimentari a prezzi accessibili;
- disponibilità commerciale e attese relative ad autoveicoli equipaggiati con motori elettrici, ibridi e a idrogeno;
- stato dell'arte dei meccanismi di cooperazione e dei regimi di sostegno, adottati singolarmente o in forma associata, e dei loro effetti.

Sulla base di tale relazione la Commissione presenterà, se del caso, proposte di revisione della Direttiva, con particolare riferimento alle misure di cooperazione previste. Si tratta, in sostanza, della cosiddetta clausola di revisione, fortemente caldeggiata da alcuni Stati dell'Unione Europea, tra i quali anche l'Italia, che tuttavia non prevede alcuna possibilità di abbassare l'obiettivo complessivo del 20% né tanto meno dei singoli obiettivi nazionali, prevedendo al contrario l'eventualità di una revisione in aumento degli stessi. Per come è formulata, si tratta in realtà di una clausola di verifica in itinere della correttezza delle politiche messe in atto, che si pensa potrà comportare alcuni aggiustamenti, specialmente nel settore dei biocarburanti, ma senza alcuna possibilità di riduzione dei target complessivi già individuati, sia a livello europeo che dei singoli Stati.

3.4 RIFERIMENTI NORMATIVI NAZIONALI

Le norme italiane di riferimento di maggiore importanza in materia di energia ed ambiente sono riportate di seguito:

- *Legge n. 9 del 9 gennaio 1991* [18], che introduce una parziale liberalizzazione del mercato di produzione dell'energia con l'impiego di soluzioni tecnologiche per il risparmio energetico, come la cogenerazione;
- *Legge n. 10 del 9 gennaio 1991* [19], che stabilisce per i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti la stesura obbligatoria di un Piano Energetico e Ambientale Comunale relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia; inoltre, definisce i criteri generali da seguire sul risparmio energetico degli edifici;
- *D.P.R. 412/93* [20], che costituisce il principale regolamento di attuazione della Legge n. 10/1991. Suddivide il territorio nazionale in 6 zone climatiche in base al numero crescente dei gradi-giorno, classifica gli edifici in otto categorie in base alla destinazione d'uso, stabilisce i valori limite di rendimento per i generatori di calore ad acqua calda e ad aria calda e stabilisce le norme di manutenzione degli impianti termici;



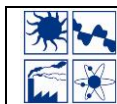
- *D.P.R. 660/96* [21], che stabilisce i requisiti di rendimento applicabili alle nuove caldaie ad acqua calda alimentate con combustibili liquidi o gassosi con potenza nominale pari o superiore a 4 kW e pari o inferiore a 400 kW;
- *Decreto Legislativo n. 387 del 29/12/2003* [22], che rappresenta un aggiornamento del Decreto Interministeriale dell'Industria e dell'Ambiente del novembre 1999, il quale stabiliva l'obbligo di produrre nel 2002 almeno il 2% di elettricità con fonti rinnovabili, aumentando la produzione dello 0,35% all'anno a partire dal 2004;
- *Decreto Legislativo n. 192 del 19 agosto 2005* [23], che stabilisce la metodologia per il calcolo delle prestazioni energetiche integrate degli edifici, i criteri per la certificazione energetica e le ispezioni periodiche degli impianti di climatizzazione;
- *Decreto Legislativo n. 311 del 29 dicembre 2006* [24], che integra e modifica la legge 192/05 relativa all'efficienza energetica degli edifici. Presenta i medesimi obiettivi ma, a differenza della 192, definisce diverse fasi temporali e relativi differenti livelli di applicazione (applicazione integrale, parziale, esclusione dell'applicazione);
- *Decreto Legislativo n. 20 dell'8 febbraio 2007* [25], che intende accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento promuovendo la cogenerazione ad alto rendimento di calore ed energia;
- *Decreto Legislativo 19 febbraio 2007 del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare* [26], che riguarda le procedure per l'installazione di impianti fotovoltaici, per i quali non esiste più un tetto massimo di installazioni annue, ma fissa come obiettivo la produzione di 3000 MW di energia entro il 2016;
- *Legge 244/2007* (Legge Finanziaria 2008) [27], che prevede numerose novità in campo energetico. Dal 2009 il rilascio del Permesso a Costruire è subordinato all'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in modo da garantire una produzione energetica di 1 kW per ciascuna unità abitativa e 5 kW per fabbricati industriali di estensione superficiale non inferiore a 100 m². Dal 2010 è vietata la commercializzazione di elettrodomestici appartenenti alle classi energetiche inferiori alla A e di motori elettrici appartenenti alla classe 3 per gli interni degli appartamenti. A decorrere dal 1 gennaio 2011 sono vietate in tutto il territorio nazionale l'importazione, la distribuzione e la vendita delle lampade a incandescenza, nonché l'importazione, la distribuzione e la vendita degli elettrodomestici privi di un dispositivo per interrompere completamente il collegamento alla rete elettrica. Oltre a queste novità, il provvedimento proroga fino al 2010 gli incentivi già previsti dalla Finanziaria 2007 per la riqualificazione globale degli edifici, la coibentazione di strutture orizzontali e verticali, la sostituzione di caldaie tradizionali con caldaie a condensazione, la sostituzione di frigo e congelatori, l'installazione di motori ad alta efficienza;
- *Decreto Legislativo 16 Gennaio 2008, n.4* [28], che reca modifiche al testo unico ambientale per quanto riguarda la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), la Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA), Rifiuti e Acque Reflue;
- *Decreto Ministeriale 11 marzo 2008* [29], che definisce i valori limite di fabbisogno energetico e di trasmittanza termica da rispettare per accedere alla detrazione del 55% delle spese per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici;
- *Decreto Ministeriale 7 aprile 2008* [30], che interviene su alcune parti del Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007 aggiornandolo nei requisiti necessari per ottenere le detrazioni fiscali e proponendo nuovi allegati tecnici. Tra gli interventi che rientrano nell'agevolazione, oltre alle caldaie a condensazione, è aggiunta la sostituzione con impianti dotati di pompe di calore ad alta efficienza e con impianti geotermici a bassa entalpia;
- *Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115* [31], che definisce gli obiettivi indicativi, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari ad eliminare le barriere e le imperfezioni esistenti sul mercato che ostacolano un efficiente uso finale



dell'energia e pone le basi per la promozione e lo sviluppo del mercato dei servizi energetici e per il miglioramento dell'efficienza energetica agli utenti finali;

- *Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008* [32], che attua le disposizioni in materia di incentivazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili presenti all'articolo 2, comma 150 della legge 24 dicembre 2007 n. 244 (legge finanziaria 2008);
- *Decreto Ministeriale 26 giugno 2009* [33], che contiene le linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici, e ne definisce modalità e procedure;
- *Legge n. 99 del 23 luglio 2009* [34], che introduce importanti novità in materia energetica, comprese alcune azioni volte al sostegno dell'efficienza energetica e delle FER. In particolare si sottolineano l'introduzione di procedure semplificate per gli impianti di microcogenerazione ($P < 50$ kWe) e di piccola cogenerazione ($P < 1$ MWe), per i quali è sufficiente presentare in Comune rispettivamente comunicazione preventiva o DIA, sempre nel rispetto della normativa vigente in materia di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico-artistico; agevolazioni ai Comuni per lo scambio sul posto e la possibilità di destinare aree comunali alla realizzazione di impianti fotovoltaici da cedere poi ai cittadini che intendono accedere agli incentivi; disposizioni per il sostegno della cogenerazione ad alto rendimento; infine, azioni volte all'incremento del valore dei certificati verdi;
- *Decreto n. 22 dell'11 febbraio 2010* [35], che attua la delega contenuta nell'art. 27, comma 28, della L. 99/2009, volta all'adozione di uno o più decreti legislativi per il riassetto della disciplina riguardante la ricerca e la coltivazione a scopi energetici delle risorse geotermiche precedentemente dettata dalla L. 896/1986, ora abrogata. Scopo principale del riassetto normativo è assicurare un regime concorrenziale che semplifichi i procedimenti amministrativi per l'impiego delle risorse geotermiche a bassa e media temperatura, in un contesto di sviluppo sostenibile del settore e assicurando la protezione ambientale;
- *Decreto Ministeriale 2 marzo 2010* [36], che stabilisce le modalità con le quali è garantita la tracciabilità e la rintracciabilità della biomassa affinché la produzione di energia elettrica possa essere incentivata con i certificati verdi e i requisiti che qualificano la provenienza delle biomasse;
- *Decreto Legislativo 29 marzo 2010 n. 56* [37], che si propone di rendere maggiormente efficaci le politiche di promozione dell'efficienza energetica e dei servizi energetici, attraverso modifiche e integrazioni al D.Lgs 115/2008 e ai D.Lgs 192/2005 e 311/2006. Oltre ad intervenire sulla trasmittanza termica dei vetri, il nuovo decreto modifica la normativa sugli usi finali dell'energia e i servizi energetici e innalza la soglia di potenza che definisce i *Sistemi Efficienti di Utenza* (SEU). Inoltre, prevede il coinvolgimento del Ministero dell'Ambiente nelle decisioni relative al funzionamento dell'Agenzia nazionale per l'efficienza energetica e coordina le disposizioni in materia di procedure autorizzative per gli impianti di cogenerazione.
- *Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010* [38], che fornisce le linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. È stato imposto alle Regioni e agli Enti Locali, a cui compete il rilascio delle autorizzazioni, l'adeguamento delle norme alle nuove Linee guida entro 90 giorni dall'entrata in vigore. Queste si applicano:
 - alle procedure di costruzione ed esercizio sulla terraferma degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili;
 - agli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione degli stessi;
 - alle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi.

Nella Tabella 1 - Parte V del Decreto sono indicate, in base alle varie tipologie di impianti, le condizioni da rispettare e il corrispondente regime autorizzativo. Nella Parte IV - Paragrafo 16, sono elencati i requisiti generali necessari per la valutazione positiva dei progetti.



- *D.Lgs. n° 28 del 3 marzo 2011 [39]*, in recepimento della Direttiva Europea sulla “promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili” (Direttiva 2009/28/CE), che definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro generale necessari per raggiungere gli obiettivi europei fissati al 2020 dalla Comunità Europea. Con tali disposizioni si avvia a compimento anche il percorso della direttiva sull’efficienza energetica degli edifici il cui decreto di attuazione (D.Lgs. 192/2005) aveva lasciato una formulazione incompleta sugli aspetti riguardanti l’energia da fonti rinnovabili da impiegare per il soddisfacimento dei consumi termici ed elettrici degli edifici. Tra i tratti rilevanti del Decreto sono dettati i nuovi meccanismi d’incentivazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il decreto differenzia il regime normativo riguardante gli incentivi a seconda che gli impianti entrino in esercizio prima del 31 dicembre 2012 o in data successiva. Per il controllo del raggiungimento degli obiettivi, all’Articolo 40, viene introdotto il Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI), un sistema informatico per il monitoraggio statistico dell’evoluzione delle energie rinnovabili per il controllo degli obiettivi, intermedi e al 2020 previsti dal PAN, sia a livello nazionale che regionale.
- *Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 maggio 2011* - “Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici”, anche noto come “*IV Conto Energia per il Fotovoltaico*” (2011-2016) [40] ridefinisce il sistema degli incentivi agli impianti fotovoltaici introducendo diverse novità e, in particolare, un nuovo regime di sostegno basato su obiettivi temporali progressivi di potenza installata e su previsioni annuali di spesa. Dal 2013 diventerà operativa una tariffa omnicomprensiva: nella tariffa incentivante verrà cioè inclusa anche la vendita dell’elettricità in rete, mentre sarà stabilita una tariffa a parte per l’autoconsumo. È previsto inoltre un premio del 5% sulla tariffa per impianti realizzati in Comuni con meno di cinquemila abitanti o per gli impianti a terra su aree industriali dismesse, discariche, cave esaurite, ecc.
- *Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 luglio 2012* - “Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici”, anche noto come “*V Conto Energia per il Fotovoltaico*” (agosto 2012 - febbraio 2015) [41], che ridefinisce le modalità di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica. La nuova disciplina incentivante si applica dal 27 agosto 2012 ed impegna circa 700 milioni di euro da ripartire per i successivi 5 semestri di applicazione. Al fine di consentire una transizione graduale verso il nuovo sistema incentivante, il Decreto garantisce l’applicazione del IV Conto energia, che continua ad applicarsi in alcuni casi particolari. Le tariffe incentivanti del V Conto Energia sono riconosciute alle seguenti tipologie tecnologiche:
 - impianti fotovoltaici, suddivisi per tipologie installative;
 - impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
 - impianti fotovoltaici a concentrazione;

Il Quinto Conto energia prevede due distinti meccanismi di accesso agli incentivi, a seconda della tipologia d’installazione e della potenza nominale dell’impianto.

Il V Conto Energia remunera con una tariffa omnicomprensiva la quota di energia netta immessa in rete e, con una tariffa premio, la quota di energia netta consumata in sito. In particolare eroga:

- sulla quota di produzione netta immessa in rete per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW, per gli impianti fotovoltaici, per gli impianti integrati con caratteristiche innovative e per gli impianti a concentrazione; mentre per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW, la differenza, se positiva, fra la tariffa omnicomprensiva e il prezzo zonale orario.
- sulla quota di produzione netta consumata in sito, è attribuita una tariffa premio.

I valori delle due tariffe (omnicomprensiva e premio), saranno progressivamente decrescenti per i semestri d’applicazione del V Conto Energia. La tariffa spettante è quella vigente alla data di entrata in esercizio dell’impianto e, a partire da tale data, è riconosciuta per un periodo di 20 anni.



Il Quinto Conto Energia ha cessato di applicarsi il 6 luglio 2013, ovvero decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro, comunicata dall'AEEG con la deliberazione 250/2013/R/EFR.

- *Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 dicembre 2012* – “Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni” anche noto come “*Conto Energia Termico*” [42]. Tale decreto sancisce lo stanziamento di 900 milioni di euro per finanziare interventi finalizzati all’incremento dell’efficienza energetica e alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Di questi, 700 milioni sono destinati a privati e i restanti 200 a finanziamenti rivolti alle pubbliche amministrazioni. Le incentivazioni termineranno 60 giorni dopo il raggiungimento dell’impegno di spesa annua cumulata (pari a 90 milioni di euro complessivi). L’incentivo è commisurato all’energia termica prodotta da fonti rinnovabili, ovvero ai risparmi energetici generati dagli interventi. Le voci di costo incentivabili previste dal Decreto, che concorrono alla determinazione delle spese ammissibili ai fini dell’incentivo, sono: interventi impiantistici per la produzione di acqua calda e per la climatizzazione invernale; interventi per l’isolamento termico dell’involucro edilizio e dei serramenti; interventi di riduzione irraggiamento solare negli ambienti interni; prestazioni professionali. Possono usufruire degli incentivi sia i soggetti pubblici che privati.
- *Decreto legge 4 giugno 2013, n°90* [43], recepimento della direttiva europea 2010/31/UE: con il decreto legge viene aggiornato il decreto legislativo 192/2005, in materia di prestazione e di certificazione energetica degli edifici. Tra le principali novità rientra la revisione delle metodologie di calcolo e dell’applicazione dei requisiti minimi di efficienza degli edifici, che dovranno tenere conto del raggiungimento di livelli ottimali in funzione dei costi, come disposto dalla Direttiva europea. Le detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica sono riconosciute nella misura del 65% per le spese sostenute fino al 31 dicembre 2013, con l’esclusione delle spese sostenute per gli interventi di sostituzione di impianti di riscaldamento con pompe di calore ad alta efficienza ed impianti geotermici a bassa entalpia nonché delle spese sostenute per la sostituzione di scaldabagno tradizionali con scaldabagno a pompa di calore dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria. La detrazione è prorogata fino al 30 giugno 2014 per gli interventi relativi a parti comuni degli edifici condominiali o che interessino tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio. Sono altresì prorogate al 31 dicembre 2013 le detrazioni al 50% per gli interventi di ristrutturazione edilizia.

3.4.1 Il Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili

Il Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili [44], in attuazione di quanto previsto dalla Direttiva 2009/28/CE, è stato pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico nel giugno 2010; secondo quanto previsto all’art. 4 della Direttiva, ogni stato membro è tenuto ad adottare un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili, fissando gli obiettivi nazionali per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell’elettricità e del riscaldamento/raffreddamento nel 2020, tenendo conto degli effetti di altre misure politiche relative all’efficienza energetica sul consumo finale di energia e delle misure appropriate da adottare per raggiungere detti obiettivi nazionali generali, inerenti:

- la cooperazione tra autorità locali, regionali e nazionali;
- i trasferimenti statistici o i progetti comuni pianificati;
- le politiche nazionali per lo sviluppo delle risorse della biomassa esistenti e per lo sfruttamento di nuove risorse della biomassa per usi diversi;
- le procedure amministrative e le specifiche tecniche;
- l’informazione e la formazione;
- le garanzie di origine;
- l’accesso e il funzionamento delle reti;



- la sostenibilità di biocarburanti e bioliquidi.

Nel corso degli anni, tale Piano, laddove lo Stato non rispetti le traiettorie indicative e i target intermedi, dovrà essere aggiornato prevedendo opportune misure correttive che pongano in evidenza le ragioni dell'eventuale scostamento e i criteri per l'assorbimento del medesimo.

Il Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili si inserisce in un quadro più ampio di sviluppo di una strategia energetica nazionale ambientalmente sostenibile e risponde ad una molteplicità di obiettivi che saranno meglio delineati nel documento programmatico (Strategia Energetica Nazionale) in corso di elaborazione. Tra questi, tenuto conto delle specificità nazionali, assumono particolare rilievo:

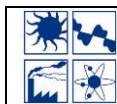
- 1) la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, data l'elevata dipendenza dalle importazioni di fonti di energia;
- 2) la riduzione delle emissioni di gas climalteranti, data la necessità di portare l'economia italiana su una traiettoria strutturale di riduzione delle emissioni e di rispondere degli impegni assunti in tal senso dal Governo a livello europeo ed internazionale;
- 3) il miglioramento della competitività dell'industria manifatturiera nazionale attraverso il sostegno alla domanda di tecnologie rinnovabili e lo sviluppo di politiche di innovazione tecnologica.

Le linee d'azione sono state definite sulla base del peso di ciascuna area di intervento sul consumo energetico lordo complessivo, in particolare:

- consumi finali per riscaldamento/raffrescamento che, pur rappresentando una porzione molto rilevante dei consumi finali nazionali, sono caratterizzati da un basso impiego di rinnovabili per la loro copertura. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili a copertura di questi consumi rappresenta dunque una linea d'azione di primaria importanza, da perseguire con azioni quali lo sviluppo di reti di teleriscaldamento, la diffusione di cogenerazione con maggiore controllo dell'uso del calore, l'immissione di biogas nella rete di distribuzione gas naturale;
- consumi di carburante nel settore dei trasporti, che si trovano al secondo posto dei consumi finali di energia. La capacità produttiva nazionale di biocarburanti, attualmente stimata in circa 2,0 milioni di ton/anno, è in linea di principio adeguata al rispetto dell'obiettivo, ma nel corso dei prossimi anni, oltre al ricorso a importazione di materia prima, è assai probabile anche l'importazione di una quota di biocarburanti. L'apporto di biocarburanti nei consumi non è tuttavia la sola voce da considerare per il miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali del settore dei trasporti in Italia; infatti, occorre tenere in conto anche di un più marcato ricorso all'elettricità;
- consumi finali di energia elettrica, che rappresentano una quota crescente nella composizione del consumo finale lordo di energia. Occorre precisare che il settore elettrico assorbe una rilevante quantità di energia nei processi di trasformazione termoelettrica (oltre il 50%) e dunque la riduzione dell'apporto della generazione termica (fonti fossili ma anche biomasse vergini, il cui uso preferibile sarebbe la produzione di calore) attraverso una maggiore quota rinnovabile riduce il fabbisogno di energia primaria. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica resta pertanto una linea d'azione strategica all'interno del Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili. Affinché la percentuale di consumi elettrici coperti da fonti rinnovabili possa aumentare ai livelli ritenuti adeguati a costi efficienti, è necessario che il sistema elettrico sia adeguato coerentemente e contestualmente alla crescita della potenza installata.

Consumi finali di energia

Il consumo finale lordo di energia per l'Italia nel 2005 è stato pari a 141,2 Mtep; secondo lo scenario tendenziale Baseline dello studio Primes 2007, preso a riferimento dalla Commissione Europea, nel 2020 il consumo finale lordo di energia dell'Italia potrebbe raggiungere il valore di 166,5 Mtep. Tale studio prende in considerazione tutte e sole le misure di contenimento dei consumi attuate o programmate al momento della sua elaborazione. Nel 2008 il consumo finale lordo di energia dell'Italia è stato pari a 131,6



Mtep. L'aggiornamento 2009 dello studio Primes, che tiene conto dell'effetto della crisi economica e delle misure di contenimento dei consumi programmate all'atto della sua pubblicazione, stima per l'Italia al 2020 un consumo finale lordo di 145,6 Mtep. Al fine di formulare l'ipotesi di consumo finale lordo al 2020, si è supposto uno sforzo supplementare sull'efficienza energetica, in coerenza con quanto previsto dalla Legge 99/2009. Attuando tale sforzo supplementare, i consumi finali lordi del nostro Paese nel 2020 potrebbero essere contenuti a un valore pari a 131,2 Mtep, compatibile con l'obiettivo di riduzione del 20% dei consumi primari rispetto allo scenario Primes 2007, previsto dal pacchetto 20-20-20. La figura 3.1 mostra il criterio per il fabbisogno dell'intera Unione.

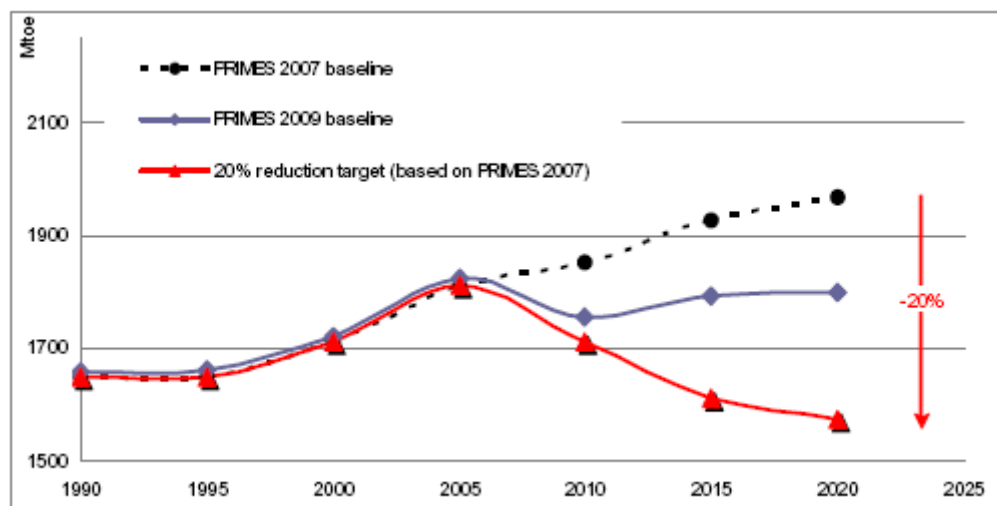


Fig. 3.1 – Consumi finali lordi di energia nell'Unione Europea (Studi Primes)

L'UE ha assegnato all'Italia l'obiettivo, da raggiungere entro l'anno 2020, di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi; l'obiettivo assegnato è dunque dato da un rapporto. A tal fine, per il calcolo del numeratore, sono stati presi in considerazione i seguenti dati:

- l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (considerando per idroelettrico ed eolico i valori secondo le formule di normalizzazione previste dall'allegato II della Direttiva);
- l'energia da fonti rinnovabili fornita mediante teleriscaldamento e teleraffrescamento più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell'industria, nelle famiglie, nei servizi, in agricoltura, in silvicoltura e nella pesca, per il riscaldamento, il raffreddamento e la lavorazione, inclusa l'energia catturata dalle pompe di calore (secondo la formula prevista dall'allegato VII della Direttiva); il contenuto energetico (previsto dall'allegato III della Direttiva) dei biocarburanti che rispettano i criteri di sostenibilità;
- l'energia relativa alle misure di cooperazione internazionale previste dalla direttiva (trasferimenti statistici e progetti comuni con altri Stati membri o progetti comuni con Paesi terzi). Per il calcolo del denominatore deve essere considerato il consumo finale lordo, definito dalla direttiva come: *i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione.*

Oltre all'obiettivo generale sopra indicato, la Direttiva prevede che, sempre al 2020, in ogni Stato sia assicurata un quota di copertura dei consumi nel settore trasporti mediante energie da fonti rinnovabili pari al 10%. Per il calcolo del numeratore di questo obiettivo specifico dovranno essere presi in considerazione:

- il contenuto energetico (previsto dall'allegato III della Direttiva) dei biocarburanti che rispettano i criteri di sostenibilità, moltiplicando per un fattore 2 il contenuto energetico dei biocarburanti di

seconda generazione (biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie lignocellulosiche);

- l'energia elettrica da fonti rinnovabili consumata nei trasporti, moltiplicando per un fattore 2,5 la quota di questa consumata nei trasporti su strada.

Per il calcolo del denominatore di questo obiettivo andranno invece inclusi solo la benzina, il diesel, i biocarburanti consumati nel trasporto su strada e su rotaia e l'elettricità, moltiplicando per un fattore 2,5 la quota di quest'ultima consumata nei trasporti su strada.

Le figure 3.2 - 3.10 illustrano gli obiettivi che l'Italia intende raggiungere nei tre settori – elettricità, calore, trasporti – ai fini del soddisfacimento dei target stabiliti dalla Direttiva 2009/28/CE. In conformità al format del Piano, sono altresì riportati gli obiettivi per le diverse tecnologie, di natura puramente indicativa e che non esprimono un impegno del Governo o un vincolo per gli operatori, pur risultando utili per orientare le politiche pubbliche e fornire segnali agli operatori per una più efficiente allocazione di risorse. Gli obiettivi al 2020 sono confrontati con i valori del 2005, anno preso a riferimento dalla Direttiva 2009/28/CE.

	2005			2020		
	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi
	[Mtep]	[Mtep]	[%]	[Mtep]	[Mtep]	[%]
Elettricità	4,846	29,749	16,29%	9,112	31,448	28,97%
Calore	1,916	68,501	2,80%	9,520	60,135	15,83%
Trasporti	0,179	42,976	0,42%	2,530	39,630	6,38%
Trasferimenti da altri Stati	-	-	-	1,144	-	-
Totale	6,941	141,226	4,91%	22,306	131,214	17,00%
Trasporti ai fini dell'ob.10%	0,338	39,000	0,87%	3,419	33,975	10,06%

Fig. 3.2 – Consumi finali lordi di energia e obiettivi per le energie rinnovabili - Quadro complessivo degli obiettivi da raggiungere dall'Italia nel 2020 nei diversi settori

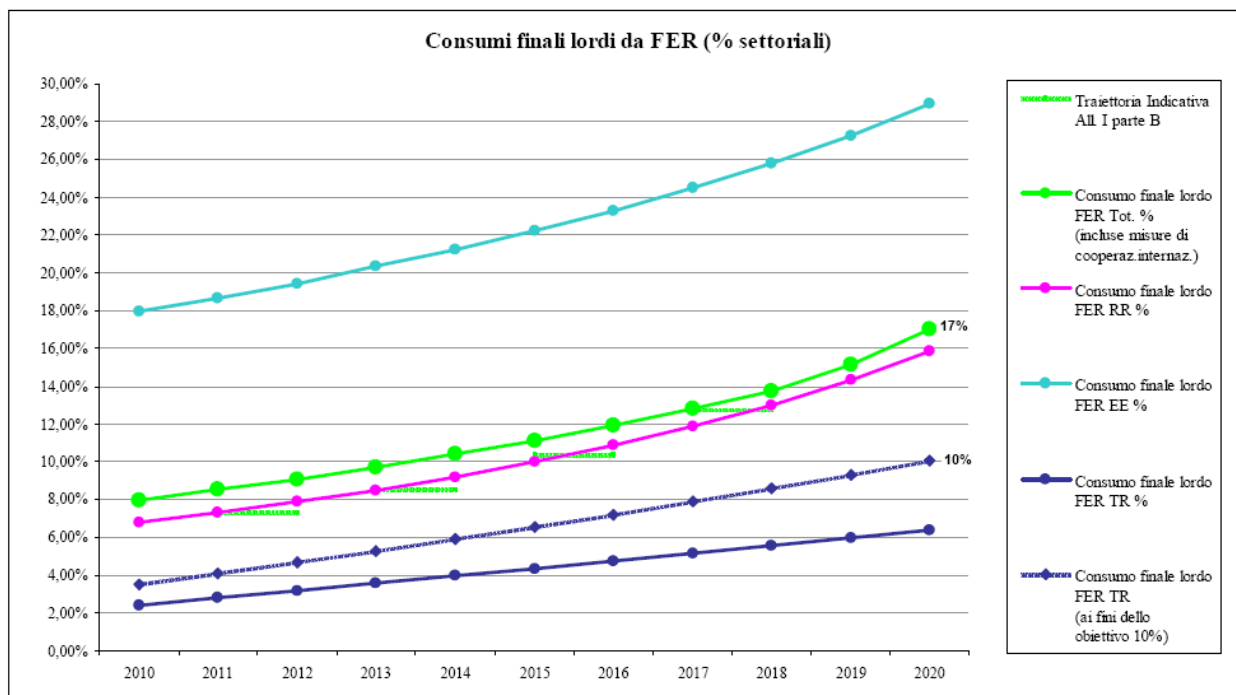


Fig. 3.3 – Consumi finali lordi da FER (%) per i diversi settori, andamenti e obiettivi al 2020 per l'Italia

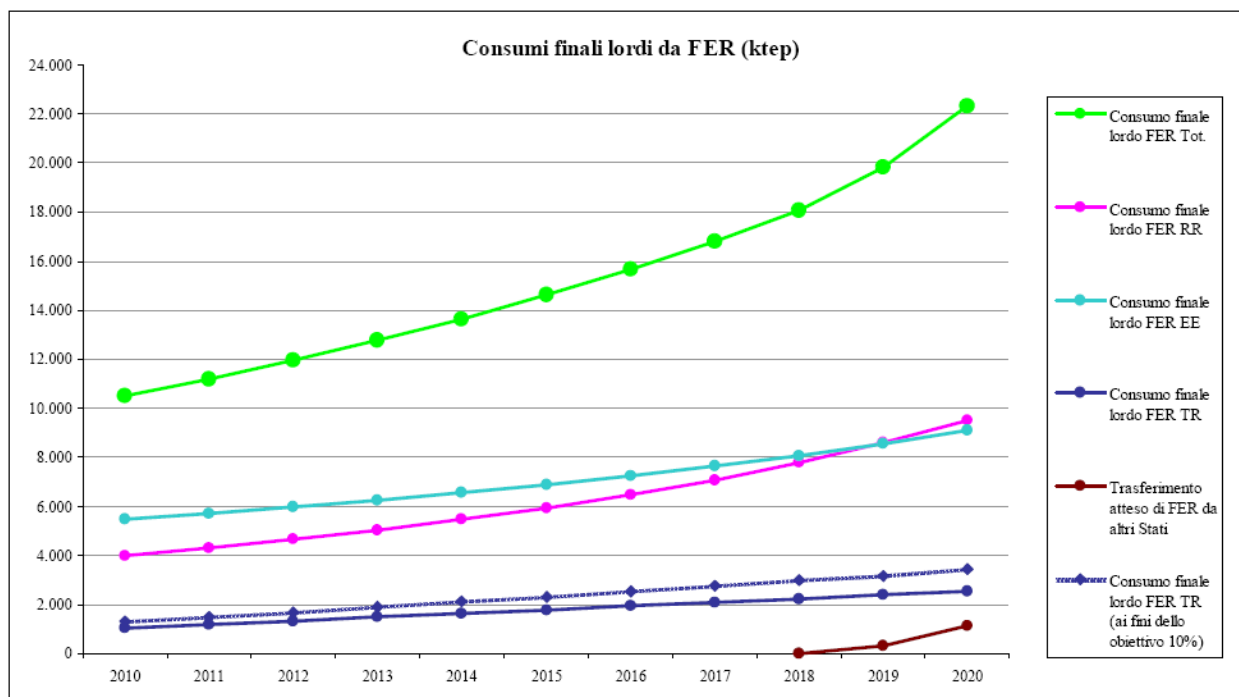
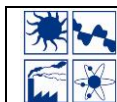


Fig. 3.4 – Consumi finali lordi da FER (ktep) per i diversi settori, andamenti e obiettivi al 2020 per l'Italia



	2005					2020				
	Potenza installata FER-E	Energia			Potenza installata FER-E	Energia				
		Produzione Lorda FER-E	Percentuale su FER-E Tot. (4.846 ktep = 56.349 GWh)	Percentuale su CFL-E (29.749 ktep = 345.921 GWh)		Produzione Lorda FER-E	Percentuale su FER-E Tot. (9.112 ktep = 105.950 GWh)	Percentuale su CFL-E (31.448 ktep = 365.677 GWh)		
	MW	GWh	[ktep]	[%]	MW	GWh	[ktep]	[%]	[%]	
Idroelettrica	13.890	43.762	3.763	77,66%	12,65%	15.732	42.000	3.612	39,64%	11,49%
< 1MW	409	1.851	159	3,29%	0,54%	771	2.554	220	2,41%	0,70%
1 MW – 10 MW	1.944	7.390	636	13,11%	2,14%	3.711	11.434	983	10,79%	3,13%
> 10MW	11.537	34.521	2.968	61,26%	9,98%	11.250	28.012	2.409	26,44%	7,66%
Geotermica	671	5.324	458	9,45%	1,54%	1.000	7.500	645	7,08%	2,05%
Solare	34	31	3	0,06%	0,01%	8.500	11.350	976	10,71%	3,10%
fotovoltaico	34	31	3	0,06%	0,01%	8.000	9.650	830	9,11%	2,64%
a concentrazione	-	-	-	-	-	500	1.700	146	1,60%	0,46%
Maree e moto ondoso	-	-	-	-	-	3	5	0,4	0,00%	0,00%
Eolica	1.635	2.558	220	4,54%	0,74%	16.000	24.095	2.072	22,74%	6,59%
onshore	1.635	2.558	220	4,54%	0,74%	15.000	21.600	1.858	20,39%	5,91%
offshore	-	-	-	-	-	1.000	2.495	215	2,35%	0,68%
Biomassa	1.990	4.674	402	8,30%	1,35%	4.650	21.000	1.808	19,82%	5,74%
solida	1.706	3.476	295	6,17%	1,00%	3.000	11.500	989	10,85%	3,14%
biogas	284	1.198	103	2,13%	0,35%	750	3.200	275	3,02%	0,86%
bioliquidi	-	-	-	-	-	900	6.300	542	5,95%	1,72%
Totale	18.220	56.349	4.846	100,00%	16,29%	45.885	105.950	9.112	100,00%	28,97%

Fig. 3.5 – Energia elettrica prodotta da FER, obiettivi per l'Italia al 2020

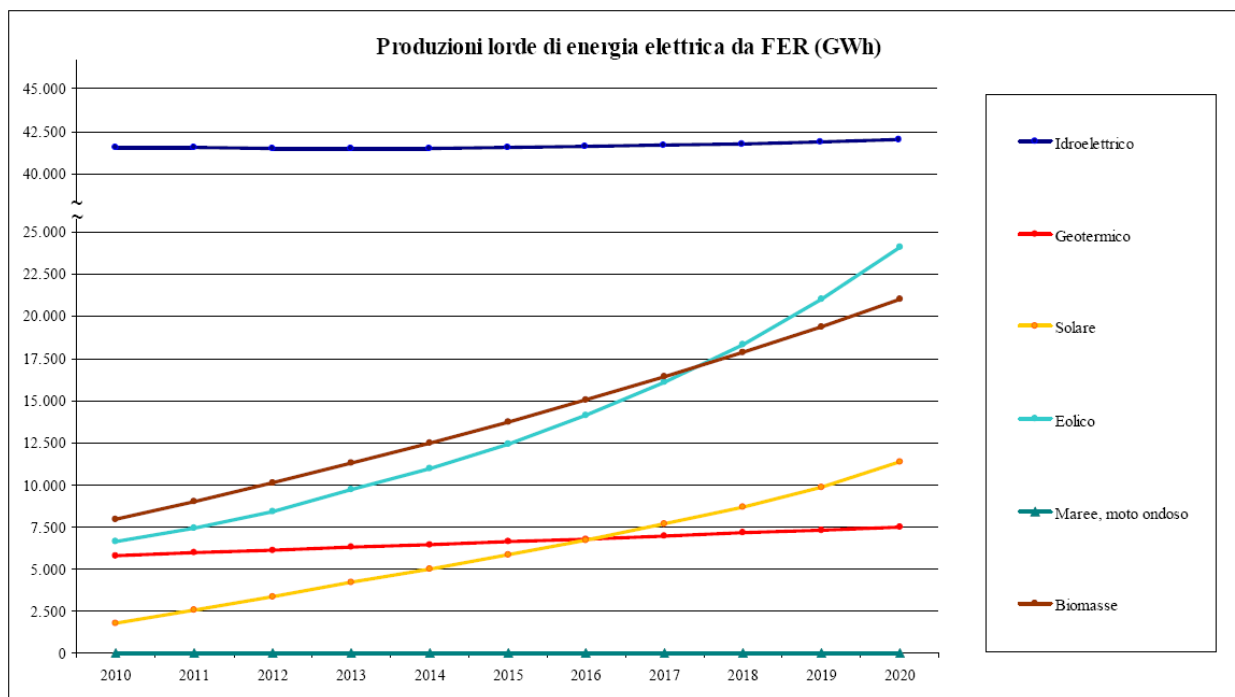


Fig. 3.6 – Produzioni lorde di energia elettrica da FER (GWh) disaggregate per fonti, andamenti e obiettivi al 2020 per l'Italia



	2005			2020		
	Produzione Lorda FER-H	Percentuale su FER-C Tot. (1.916 ktep)	Percentuale su CFL-C (68.501 ktep)	Produzione Lorda FER-C	Percentuale su FER-C Tot. (9.520 ktep)	Percentuale su CFL-C (60.135 ktep)
	[ktep]	[%]	[%]	[ktep]	[%]	[%]
Geotermica (escluse pdc)	23	1,19%	0,03%	100	1,05%	0,17%
Solare	27	1,43%	0,04%	1.400	14,71%	2,33%
Biomassa:	1.655	86,34%	2,42%	5.520	57,98%	9,18%
solida	1.629	84,99%	2,38%	5.185	54,46%	8,62%
biogas	26	1,35%	0,04%	141	1,49%	0,24%
bioliquidi	-	-	-	194	2,04%	0,32%
En.rin.da pompe di calore:	212	11,04%	0,31%	2.500	26,26%	4,16%
di cui aerotermica	176	9,17%	0,26%	1.875	19,69%	3,12%
di cui geotermica	19	1,01%	0,03%	450	4,73%	0,75%
di cui idrotermica	16	0,86%	0,02%	175	1,84%	0,29%
Totale	1.916	100,00%	2,80%	9.520	100,00%	15,83%

Fig. 3.7 – Riscaldamento e raffrescamento prodotte da FER obiettivi per l'Italia al 2020

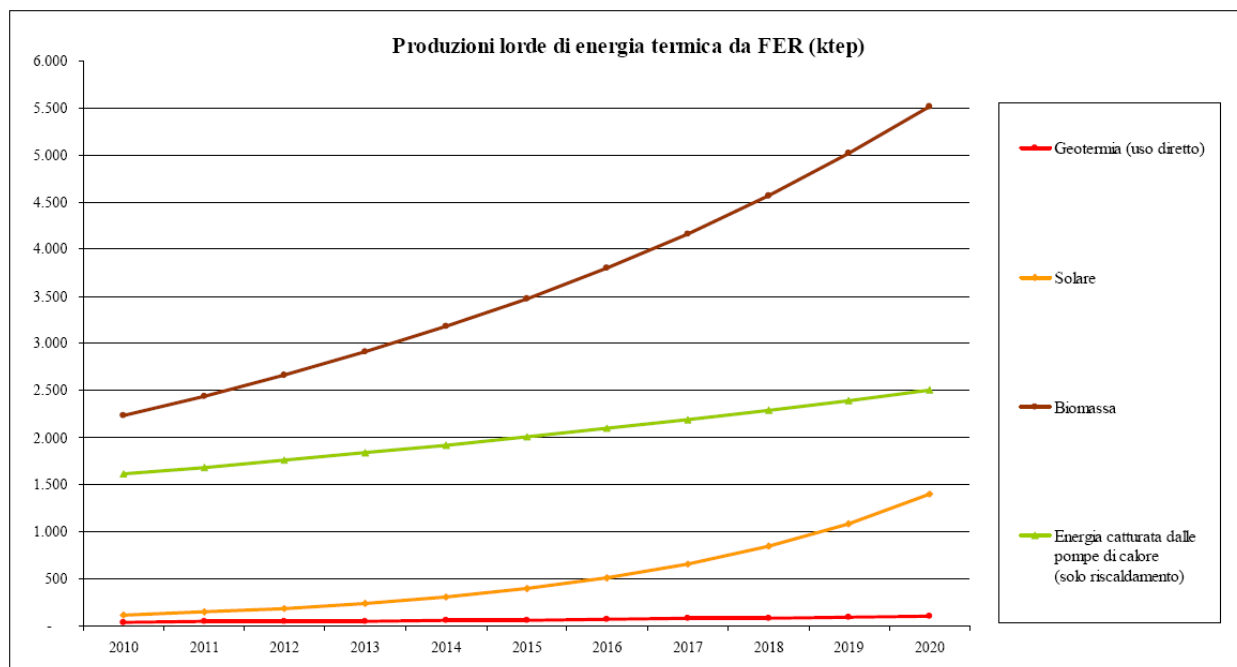


Fig. 3.8 – Produzione lorda di energia termica da FER (ktep) andamenti e obiettivi al 2020 per l'Italia

	2005				2020			
	Consumi Lordi FER-T [ktep]	ai fini dell'obiet. 10% [ktep]	Percentuale su FER-T 10% (ktep 338)	Percentuale su CFL-T 10% (39.000 ktep)	Consumi Lordi FER-T [ktep]	ai fini dell'obiet. 10% [ktep]	Percentuale su FER-T 10% (3.419 ktep)	Percentuale su CFL-T 10% (33.975 ktep)
Bioetanolo/bio-ETBE	-	-	-	-	600	700	20,47%	2,06%
di cui di 2a generazione	-	-	-	-	100	200	5,85%	0,59%
di cui importati	-	-	-	-	200	200	5,85%	0,59%
Biodiesel	179	199	58,95%	0,51%	1.880	2.130	62,29%	6,27%
di cui di 2a generazione	21	42	12,30%	0,11%	250	500	14,62%	1,47%
di cui importati	-	-	-	-	800	800	23,40%	2,35%
Idrogeno da FER	-	-	0,00%	0,00%	-	-	-	-
Elettricità da FER	139	139	41,05%	0,36%	386	539	15,77%	1,59%
di cui nel trasporto su strada	-	-	-	-	102	256	7,48%	0,75%
di cui nel trasp. non su strada	139	139	41,05%	0,36%	284	284	8,30%	0,84%
Altre (biogas, oli veg.ecc)	-	-	-	-	50	50	1,46%	0,15%
di cui di 2a generazione	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	318	338	100,00%	0,87%	2.916	3.419	100,00%	10,06%

Fig. 3.9 - Trasporti (obiettivo del 10%), penetrazione delle FER negli obiettivi per l'Italia al 2020

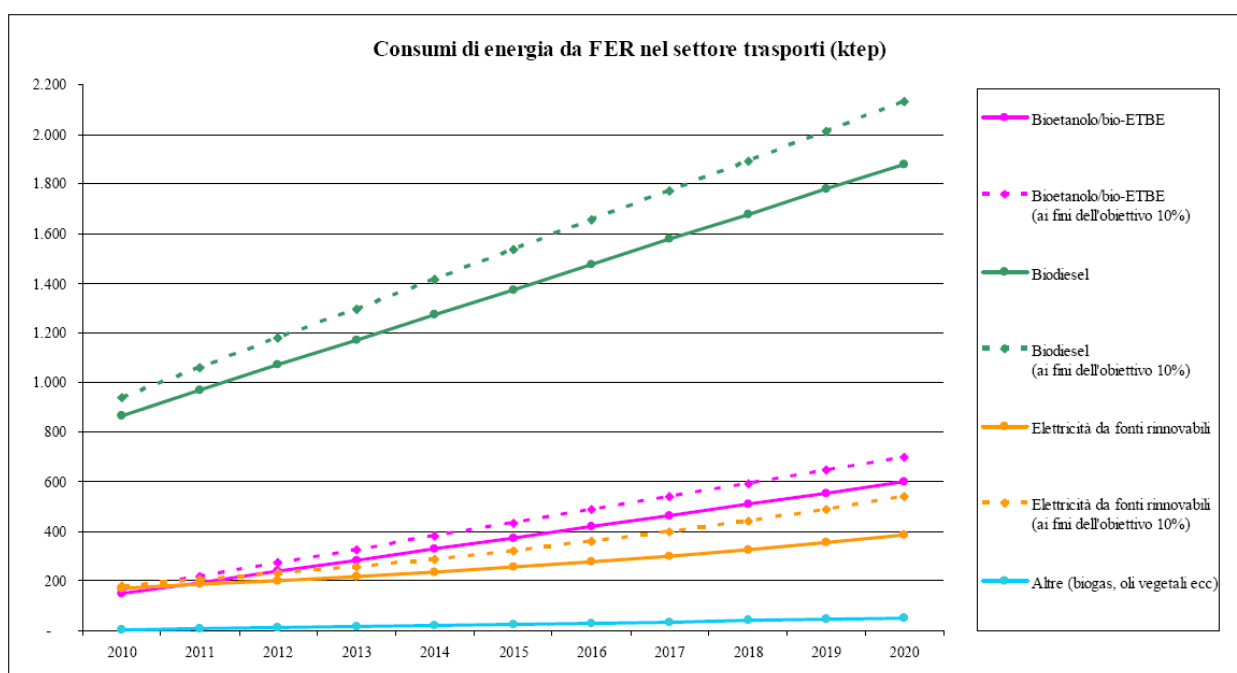


Fig. 3.10 – Consumi di energia da FER (ktep) nel settore trasporti andamenti, obiettivi ai fini del 10% al 2020 per l'Italia

Inoltre, il Piano di azione nazionale contiene e descrive l'insieme delle misure (economiche, non economiche, di supporto, di cooperazione internazionale) necessarie per raggiungere gli obiettivi, prevedendo di intervenire sul quadro esistente dei meccanismi di incentivazione (quali, per esempio, i certificati verdi, il Conto Energia, i certificati bianchi, l'agevolazione fiscale per gli edifici, l'obbligo della quota di biocarburanti, ecc...) per incrementare la quota di energia prodotta rendendo più efficienti gli strumenti di sostegno, in modo da evitare una crescita parallela della produzione e degli oneri di incentivazione, che ricadono su consumatori finali, famiglie ed imprese.

Nel dettaglio, il PAN italiano prevede che al 2020 le quote di energia rinnovabile utilizzata nei settori riscaldamento e raffreddamento, elettricità e trasporti, siano rispettivamente pari al 17,09%, 26,39% e 10,14%: complessivamente la quota è del 17% [45].

È inoltre prevista dal Piano l'adozione di ulteriori misure trasversali, ovvero quelle volte alla realizzazione delle condizioni necessarie alla rimozione o attenuazione di talune barriere correlate, in particolare, ai procedimenti autorizzativi, allo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione per un impiego intensivo/intelligente del potenziale rinnovabile, alle specifiche tecniche di apparecchiature e impianti, alla certificazione degli installatori. Si tratta di barriere di grande rilevanza e che fanno sì che l'indice di efficacia delle politiche nazionali risulti ancora troppo basso nonostante l'elevato livello degli incentivi.

Il Piano considera, quindi, sia l'introduzione di criteri di sostenibilità da applicare alla produzione di biocarburanti e bioliquidi sulla base di sistemi di tracciabilità sull'intera filiera produttiva, sia misure di cooperazione internazionale. Il monitoraggio complessivo statistico, tecnico, economico, ambientale e delle ricadute industriali connesse allo sviluppo del Piano di azione sarà effettuato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali con il supporto operativo del GSE-Gestore dei Servizi Energetici, che implementerà e gestirà un apposito Sistema Italiano di Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI).

3.4.2 Decreto del 10 settembre 2010, Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Nella GU n. 219 del 18.09.2010 è stato pubblicato un Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico recante le *Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili* [38]; il Decreto si compone di 5 parti e 4 allegati:

- I - Disposizioni generali;
- II - Regime giuridico delle autorizzazioni;
- III - Procedimento unico;
- IV - Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio;
- V - Disposizioni transitorie e finali;
- Allegato 1 - Elenco indicativo degli atti di assenso che confluiscono nel procedimento unico;
- Allegato 2 - Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative;
- Allegato 3 - Criteri per l'individuazione di aree non idonee;
- Allegato 4 - Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio, autorizzazione unica, interventi soggetti a denuncia di inizio attività (DIA), interventi di attività edilizia libera.

Le Linee Guida sono entrate in vigore il 3 ottobre 2010; le Regioni e gli Enti Locali, a cui oggi compete il rilascio delle autorizzazioni, erano tenute ad adeguare le proprie norme alle nuove Linee guida entro i 90 giorni successivi all'entrata in vigore, cioè entro il 1° gennaio 2011.

Le Linee Guida si applicano:

- alle procedure di costruzione ed esercizio sulla terraferma degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili,
- agli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione degli stessi;
- alle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione ed all'esercizio degli impianti stessi.

Nella tabella 1 della parte V del D.Lgs sono indicate, in base alle varie tipologie di impianti, le condizioni da rispettare e il corrispondente regime autorizzativo (tabella 3.2).

Nella parte IV, paragrafo 16, sono elencati i requisiti generali necessari per la valutazione positiva dei progetti, fra gli altri:

- la buona progettazione dell'impianto;
- il minor consumo possibile di territorio;
- il riutilizzo di aree degradate da attività antropiche;
- la progettazione legata alla specificità dell'area, con particolare attenzione alle aree agricole e al paesaggio rurale;
- la ricerca di soluzioni progettuali e componenti tecnologici innovativi volti ad ottenere una maggiore sostenibilità dell'impianto e una ottimale armonizzazione con le preesistenze storiche e paesaggistiche;
- il coinvolgimento dei cittadini.

Le Regioni e le Province autonome possono individuare, mediante apposita istruttoria, aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti, in base ai criteri indicati al paragrafo 17 e nell'Allegato 3.

Le zone classificate come agricole dai vigenti piani urbanistici non possono essere genericamente considerate aree o siti non idonei; disposizioni transitorie e finali sono indicate al paragrafo 18.

Tab. 3.2 – Condizioni da rispettare e regime autorizzativo per le diverse tipologie di impianto

Fonte	Condizioni da rispettare			Regime urbanistico/edilizio
	Modalità operative/di installazione	Ulteriori condizioni	Potenza	
Fotovoltaica	Impianti aderenti o integrati nei tetti di edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi La superficie dell'impianto non è superiore a quella del tetto su cui viene realizzato	Gli interventi non ricadono nel campo di applicazione del D.Lgs 22 gennaio 2004, n. 42 e s.m.i. recante Codice dei beni culturali e del paesaggio, nei casi previsti dall'art. 11, comma 3, del D.Lgs n. 115 del 2008	-	Comunicazione
	Realizzati su edifici esistenti o sulle loro pertinenze	Realizzati al di fuori della zona A di cui al Decreto del Ministro per i lavori pubblici 2 aprile 1965, n. 1444	0-200 kW	Comunicazione
	I moduli fotovoltaici sono collocati sugli edifici La superficie complessiva dei moduli fotovoltaici dell'impianto non sia superiore a quella del tetto dell'edificio sul quale i moduli sono collocati	nessuna	-	DIA
	nessuna	nessuna	0-20 kW	DIA
Biomassa, Gas di discarica, Gas residuati dai processi di depurazione e Biogas	Operanti in assetto cogenerativo	nessuna	0-50 kW	Comunicazione
	Realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni d'uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero di unità immobiliari o non implicino incremento dei parametri urbanistici	nessuna	0-200 kW	Comunicazione
	Operanti in assetto cogenerativo	nessuna	50-1000 kW _e	DIA
	Alimentati da biomasse	nessuna	0-200 kW	DIA
	Alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas	nessuna	0-250 kW	DIA
Eolica	Installati sui tetti degli edifici esistenti di singoli generatori eolici con altezza complessiva non superiore a 1,5 m e diametro non superiore a 1 m	Gli interventi non ricadono nel campo di applicazione del D.Lgs 22 gennaio 2004, n. 42 e s.m.i. recante Codice dei beni culturali e del paesaggio, nei casi	-	Comunicazione



		previsti dall'art. 11, comma 3, del D.Lgs n. 115 del 2008		
	nessuna	nessuna	0-60 kW	DIA
Idraulica e Geotermica	Impianti idroelettrici o geotermoelettrici realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni d'uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero di unità immobiliari o non implicino incremento dei parametri urbanistici	nessuna	0-200 kW	Comunicazione
	Alimentati da fonte idraulica	nessuna	0-100 kW	DIA

3.4.3 Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

Un ulteriore aggiornamento legislativo che coinvolge il settore delle FER è datato marzo 2011 e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 71 del 28 marzo 2011 [39]. Il provvedimento è strutturato in 9 Titoli per complessivi 47 articoli e 4 allegati.

Il provvedimento definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro generale necessari per raggiungere gli obiettivi europei fissati al 2020 dalla Comunità Europea.

Tra i tratti rilevanti del Decreto sono dettati i nuovi meccanismi d'incentivazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il decreto differenzia il regime normativo riguardante gli incentivi a seconda che gli impianti entrino in esercizio prima del 31 dicembre 2012 o in una data successiva. Per la tipologia di impianti rientrante nel secondo gruppo, l'incentivazione avverrà tramite i criteri previsti dall'articolo 24, comma 2, 3 e 4, del Decreto Legislativo in esame. In particolare, gli impianti di potenza nominale fino a un valore differenziato sulla base delle caratteristiche delle diverse fonti rinnovabili, comunque non inferiore a 5 MW, nonché gli impianti previsti dai progetti di riconversione del settore bieticolo-saccarifero approvati dal Comitato interministeriale di cui all'articolo 2 del decreto legge 10 gennaio 2006, n. 2, hanno diritto a un incentivo individuato sulla base dei seguenti parametri: (a) fonte e scaglione di potenza per commisurarli ai costi degli impianti; (b) data di entrata in esercizio.

Per gli impianti di potenza nominale superiore ai valori minimi previsti dall'articolo 24 del Decreto è previsto un incentivo assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE secondo le procedure disciplinate dal comma 4 dello stesso articolo 24.

Per quanto concerne gli impianti fotovoltaici, il comma 9 dell'art. 25 stabilisce che le tariffe e gli incentivi previsti dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 agosto 2010 *si applicano alla produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici che entrino in esercizio entro il 31 maggio 2011*". Per gli allacci successivi, il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente, sentita la Conferenza unificata, dovrà adottare, entro il 30 aprile 2011, un apposito decreto con nuove tariffe ribassate e una nuova soglia massima di potenza da energia solare incentivabile ogni anno.

3.4.4 Decreto 15 marzo 2012 – Burden Sharing: Obiettivi Regionali

Attraverso il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 marzo 2012 [46] - "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle Regioni e delle Province autonome", la



quota percentuale da FER che l'Italia deve ottenere per ottemperare agli obiettivi imposti dall'UE (17%), è stata suddivisa fra le Regioni e le Province autonome (Burden Sharing). Per la quantificazione degli obiettivi da assegnare sono stati presi come riferimento gli obiettivi nazionali definiti dal PAN, escludendo il consumo di biocarburanti per trasporti e le importazioni di energia rinnovabile da Stati membri e da Paesi terzi. La metodologia seguita per la ripartizione degli obiettivi intermedi e finali di contenimento dei Consumi Finali Lordi (CFL) e di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti dal PAN e i relativi risultati conseguiti sono riportati, rispettivamente, negli Allegati 2 e 1 del Decreto. La tabella 3.2 (Tabella A, Art. 3 - comma 2), riporta nel dettaglio gli obiettivi, intermedi e finali, per ciascuna Regione; va ricordato che il Decreto impone come vincolanti gli obiettivi intermedi a partire dall'anno 2016.

Ai fini del Decreto, come riportato nell'Articolo 2, il consumo finale lordo di energia di una Regione è dato dalla somma di tre termini: consumi elettrici (compresi i consumi degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto), consumi di energia per riscaldamento/raffreddamento (in tutti i settori, ad esclusione del contributo dell'energia elettrica per usi termici), consumi per tutte le forme di trasporto (ad eccezione del trasporto elettrico e della navigazione internazionale). Il consumo di energia rinnovabile è dato dalla somma dei seguenti quattro termini: energia elettrica lorda da fonte rinnovabile prodotta da impianti ubicati nella regione; energia termica da fonte rinnovabile per riscaldamento/raffreddamento, prodotta e distribuita, da impianti di conversione ubicati nella regione, ad esclusione di quelli alimentati con biometano o biogas prelevato dalla rete; biometano e biogas prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione e immesso in reti di distribuzione private o nella rete di distribuzione del gas naturale.

Il Decreto incentiva prioritariamente il contenimento dei consumi finali da parte delle Regioni, secondo gli strumenti riportati all'Articolo 4 e all'Allegato 2. Nello stesso articolo viene promosso lo scambio e la valorizzazione di esperienze e buone pratiche realizzate nelle Regioni, attraverso specifici eventi e strumenti di diffusione informativa. Le singole Regioni sono libere di sviluppare politiche proprie a favore dell'efficienza energetica, i cui risultati troveranno riscontro nella consuntivazione dei propri consumi finali. Saranno le Regioni stesse a stabilire l'intensità di tali misure tenendo conto che una riduzione del CFL nel proprio territorio comporta una riduzione della quantità di FER necessaria per conseguire il proprio obiettivo regionale.

A partire dal 2013 il Ministero dello Sviluppo Economico provvede, entro il 31 dicembre di ciascun anno, alla verifica per ogni Regione della quota del CFL di energia coperta da fonti rinnovabili riferita all'anno precedente (Articolo 5). Le modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi prescritti, a decorrere dal 2017 (questo perché, come detto, gli obiettivi intermedi sono obbligatori a partire dal 2016), sono riportate nell'Articolo 6.



Tab. 3.2: Traiettoria degli obiettivi regionali dall'anno iniziale di riferimento al 2020 valori in percentuale
 (Tabella A - Art.3 - comma 5, Tabella 10 - Allegato 1) [46]

Regioni e Province autonome	Obiettivo regionale per l'anno [%]					
	anno iniziale di riferimento	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	5,8	10,1	11,7	13,6	15,9	19,1
Basilicata	7,9	16,1	19,6	23,4	27,8	33,1
Calabria	8,7	14,7	17,1	19,7	22,9	27,1
Campania	4,2	8,3	9,8	11,6	13,8	16,7
Emilia Romagna	2,0	4,2	5,1	6,0	7,3	8,9
Friuli Venezia Giulia	5,2	7,6	8,5	9,6	10,9	12,7
Lazio	4,0	6,5	7,4	8,5	9,9	11,9
Liguria	3,4	6,8	8,0	9,5	11,4	14,1
Lombardia	4,9	7,0	7,7	8,5	9,7	11,3
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,4	15,4
Molise	10,8	18,7	21,9	25,5	29,7	35,0
Piemonte	9,2	11,1	11,5	12,2	13,4	15,1
Puglia	3,0	6,7	8,3	10,0	11,9	14,2
Sardegna	3,8	8,4	10,4	12,5	14,9	17,8
Sicilia	2,7	7,0	8,8	10,8	13,1	15,9
TAA - Bolzano	32,4	33,8	33,9	34,3	35,0	36,5
TAA - Trento	28,6	30,9	31,4	32,1	33,4	35,5
Toscana	6,2	9,6	10,9	12,3	14,1	16,5
Umbria	6,2	8,7	9,5	10,6	11,9	13,7
Valle D'Aosta	51,6	51,8	51,0	50,7	51,0	52,1
Veneto	3,4	5,6	6,5	7,4	8,7	10,3
Italia	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	14,3

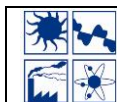
La direttiva ammette anche collaborazioni fra Regioni, in progetti comuni ai fini del raggiungimento dei rispettivi obiettivi. Allo scopo di destinare prioritariamente le produzioni di fonti rinnovabili realizzate in Italia per il conseguimento degli obiettivi nazionali, i trasferimenti statistici per cessione di energia da fonti rinnovabili ad altri Stati membri o Paesi terzi promossi dalle Regioni, devono essere preventivamente autorizzati dal Ministero dello Sviluppo Economico (Articolo 2).

3.5 RIFERIMENTI NORMATIVI REGIONALI

Dopo aver illustrato i riferimenti normativi a livello internazionale, comunitario e nazionale, in questo paragrafo sono descritti i provvedimenti in materia energetica per la Regione Umbria e viene esposto in sintesi il Piano Energetico Regionale, di cui è previsto un imminente aggiornamento.

Tra i principali riferimenti regionali sono da ricordare:

- *Legge n. 38 del 20 dicembre 2000* [47], il cui obiettivo è la diffusione di soluzioni tecniche passive che contribuiscano al miglioramento del comfort ambientale degli edifici, al risparmio energetico e alla riduzione delle emissioni inquinanti nell'ambiente. Sono previste agevolazioni nel computo metrico degli edifici per parti di muratura d'ambito esterno che eccedano i 30 centimetri di spessore, per pareti ventilate aventi lo spessore dell'intercapedine fino a 20 centimetri, per la realizzazione di verande e serre solari, di spazi collettivi interni coperti o racchiusi da vetrate, di pergole aperte con manto in essenze vegetali a foglia caduca;
- *Legge n. 20 del 28 febbraio 2005* [48], il cui regolamento attuativo (Regolamento Regionale n. 2 del 5 aprile 2007) è stato pubblicato nel bollettino Ufficiale della Regione Umbria il 18 aprile 2007. La legge ha come obiettivo principale quello di limitare l'inquinamento luminoso e i consumi energetici derivanti dall'illuminazione esterna, anche al fine di consentire lo sviluppo dell'attività di ricerca scientifica e divulgativa degli osservatori astronomici pubblici e privati, nonché la godibilità del cielo stellato, che costituisce componente del patrimonio paesaggistico del territorio regionale. Agli effetti della legge costituisce inquinamento luminoso ogni forma di irradiazione di luce artificiale che si disperda al di fuori delle aree a cui essa è funzionalmente dedicata o, in ogni caso, che sia diretta al di sopra della linea dell'orizzonte. La Regione deve monitorare l'inquinamento luminoso avvalendosi del supporto tecnico dell'ARPA (Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale) nonché della collaborazione di istituzioni scientifiche operanti in campo di inquinamento luminoso e deve adottare un regolamento per disciplinare l'attività in materia di prevenzione e riduzione dell'inquinamento luminoso. Ai fini della stesura del regolamento attuativo, tutti i nuovi impianti di illuminazione pubblica e privata realizzati sul territorio regionale devono essere installati secondo criteri antinquinamento luminoso e devono possedere determinati requisiti. I Comuni stessi si devono dotare di un Piano per l'Illuminazione, disciplinando le nuove installazioni in conformità al Regolamento e perseguendo i seguenti obiettivi: riduzione dell'inquinamento luminoso, risparmio energetico, sicurezza del traffico veicolare e pedonale, sicurezza dei cittadini, ottimizzazione dei costi di esercizio e di manutenzione degli impianti. Dalla data di entrata in vigore del regolamento, i Comuni assoggettano ad autorizzazione tutti gli impianti di illuminazione esterna, pubblici e privati, verificando la conformità dei progetti dei capitolati ai criteri stabiliti dal regolamento stesso;
- *Dgr n. 729 del 11 maggio 2005* [49], riguardante l'Atto di indirizzo per l'inserimento paesaggistico e ambientale degli impianti eolici ai sensi del Piano energetico regionale. Il Decreto fornisce indicazioni in merito ai seguenti aspetti: localizzazione degli impianti eolici, riduzione dell'impatto visivo, criteri per la predisposizione dei progetti, criteri per l'esecuzione delle opere, piano di gestione e dismissione degli impianti, contenuti e documentazione della relazione paesaggistica;
- *Dgr n. 561 del 19 maggio 2008* [50], che stabilisce le modalità e i criteri per il rilascio, da parte delle Province delegate ai sensi dell'articolo 5 della legge regionale 26 marzo 2008, n. 5, dell'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili,
- *Legge Regionale n. 17 del 18 novembre 2008* [51], la quale, al fine di promuovere la salvaguardia dell'integrità ambientale e il risparmio delle risorse naturali secondo i principi dello sviluppo sostenibile, definisce norme e criteri di sostenibilità da applicarsi agli strumenti di governo del territorio e agli interventi edilizi, stabilisce le modalità per la valutazione e la certificazione delle prestazioni di sostenibilità ambientale e degli edifici, nonché le forme di sostegno e di incentivazione promosse dalla Regione e dagli enti locali;

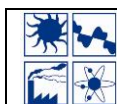


- *Legge Regionale n. 13 del 26 giugno 2009* [52], che prevede interventi su edifici abitativi, produttivi e pertinenziali finalizzati al rilancio dell'economia e alla riqualificazione architettonica, strutturale ed ambientale degli stessi edifici. In particolare, determina che i Comuni possano prevedere incrementi di cubatura per nuove costruzioni fino al 20% per edifici in classe di sostenibilità ambientale A e fino al 10% per quelli in classe B; in caso di interventi di demolizione e ricostruzione è invece possibile ottenere un incremento della superficie utile coperta fino al 25% per edifici almeno in classe B e fino al 35% per complessi di 3 o più edifici ricompresi entro un Piano Attuativo ovvero un Programma Urbanistico, con conseguimento almeno della classe B. La Legge disciplina infine la formazione del Piano Paesaggistico Regionale (PPR), che costituisce il quadro di riferimento e di indirizzo per lo sviluppo paesaggisticamente sostenibile dell'intero territorio regionale, degli atti di programmazione e pianificazione regionali, provinciali e comunali. Il PPR persegue in particolare l'obiettivo di identificare il paesaggio a valenza regionale, attribuendo gli specifici valori di insieme in relazione alla tipologia e rilevanza delle qualità identitarie riconosciute, nonché le aree tutelate per legge e quelle individuate con i procedimenti previsti dal D.Lgs. n. 42/2004, alle quali assicurare un'efficace azione di tutela, prevedere i rischi associati agli scenari di mutamento del territorio e definire le specifiche strategie, prescrizioni e previsioni ordinate alla tutela dei valori riconosciuti e alla riqualificazione dei paesaggi deteriorati;
- *Legge Regionale n. 12 del 16 febbraio 2010* [53], che individua e si adegua ai principi sul diritto e l'azione ambientale, sullo sviluppo sostenibile, sulla sussidiarietà e leale collaborazione, sull'accesso e la partecipazione del pubblico ai processi di valutazione ambientale. La legge definisce l'ambito di applicazione, stabilendo che per la VAS la Regione è competente all'espletamento della procedura di VAS per tutti i piani e programmi comunali, provinciali, regionali, interregionali, nazionali e di valenza europea, mentre la Provincia territorialmente interessata è competente all'espletamento della procedura di VAS sugli strumenti della pianificazione urbanistica comunale. In ordine alle procedure di VIA, tutte le competenze sono mantenute in capo alla Regione. In particolare, il provvedimento finale di VIA assume valore di autorizzazione unica e sostituisce tutte le autorizzazioni, le intese, le concessioni, le licenze, i pareri, i nulla osta e gli assensi comunque denominati in materia ambientale e di patrimonio culturale.

Il Piano Paesaggistico Regionale è stato pre-adottato ma non ancora pubblicato nella sua versione definitiva in Gazzetta Ufficiale. Nelle Disposizioni di Attuazione del 5 ottobre 2009 [54], per quanto riguarda la realizzazione di impianti che sfruttano fonti energetiche rinnovabili, viene posta particolare attenzione al perseguimento dei seguenti obiettivi:

- a. limitazione degli interventi che comportino significative alterazioni della morfologia dei suoli o determinino una eccessiva occupazione di suolo libero destinato ad attività agro-silvo-pastorali;
- b. limitazione degli interventi di trasformazione del patrimonio boschivo e conseguentemente degli habitat forestali e dei livelli di biodiversità naturale ad esso connessi;
- c. salvaguardia della continuità delle grandi reti di naturalità, con particolare riferimento alle connessioni umide e di crinale;
- d. mantenimento dei tracciati caratterizzanti riconoscibili sul terreno (rete di canalizzazioni, struttura particellare, viabilità secondaria);
- e. minimizzazione delle interferenze con i caratteri visuali del paesaggio, con specifico riferimento alla continuità percettiva delle principali linee di crinale.

Al suo interno sono inoltre specificate delle linee di indirizzo per alcune fonti energetiche rinnovabili: fotovoltaico, eolico e biomasse.



Eolico

Ai fini del PPR si considerano impianti eolici le opere per la produzione di energia elettrica da fonte eolica realizzate con l'impiego di generatori di altezza complessiva superiore a 35 metri e/o una potenza complessiva superiore ai 60 kW. Gli impianti eolici sono di norma localizzati in siti nei quali l'interferenza visivo-paesaggistica è minima, tenuto conto dell'altezza massima degli impianti calcolata in corrispondenza del punto più elevato della superficie spazzata dal rotore o comunque della quota più elevata raggiunta da parti fisse o mobili. Nella localizzazione dei siti di impianto sono da preferire le aree industriali, artigianali o altre aree già compromesse dal punto di vista ambientale e paesaggistico per la presenza di attrezzature, impianti tecnologici, servizi, attività estrattive. A causa dei potenziali rischi di natura sia paesaggistica che ambientale, è preclusa l'installazione di impianti eolici nelle seguenti zone, come previsto dal Piano Energetico Regionale:

- a. parchi nazionali, parchi interregionali e parchi regionali;
- b. aree sottoposte a vincolo paesaggistico ai sensi degli artt. 136, lett. c) e d), e 142, lett. b), i) ed m) del D. Lgs. n. 42/2004 e s.m. e i;
- c. aree della Rete Natura 2000 (Direttiva 92/43/CE – Direttiva 79/409/CE (art. 13 della L.R. n.27/2000 e s. m. e i.);
- d. aree di elevata diversità floristico vegetazionale di cui all'art. 12 della L.R. n. 27/2000 e s. m. e i.;
- e. aree interessate da singolarità geologiche di cui all'art. 16 della L.R. 27/2000 e s. m. e i.;
- f. aree di interesse faunistico – venatorio di cui all'art. 11, comma 3, della L.R. n.27/2000 e s. m. e i..

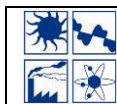
Da tutte le aree precluse sopra elencate, è stabilita di norma una distanza di rispetto di almeno 15 volte l'altezza massima del più vicino aerogeneratore.

Si considerano invece impianti minieolici le opere per la produzione di energia elettrica da fonte eolica realizzate con l'impiego di generatori di altezza complessiva pari o inferiore a 35 metri ed una potenza complessiva fino a 60 kW. Nella localizzazione dei siti di impianto sono da preferire le seguenti tipologie di aree:

- a. aree produttive e per servizi, così come individuate dagli strumenti urbanistici, comprese le attività produttive in ambito agricolo;
- b. aree di pertinenza di depuratori, impianti di trattamento, recupero e smaltimento rifiuti, impianti di sollevamento delle acque o attività di servizio in genere e aree di cava;
- c. aree compromesse dal punto di vista ambientale, con particolare riferimento alle fasce perimetrali alle attività di cui alle lettere a) e b);
- d. spazi, anche agricoli, associati o adiacenti alla reti infrastrutturali, con particolare riferimento alle infrastrutture per la mobilità.

A causa dei potenziali rischi di natura sia paesaggistica che ambientale, è preclusa l'installazione di impianti minieolici nelle seguenti zone:

- a. parchi nazionali, parchi interregionali e parchi regionali limitatamente alle zone A e B di cui all'art. 12 della L. 394/91; nelle zone C e D della medesima Legge è consentita la localizzazione di impianti nelle pertinenze di edifici esistenti, fino ad una massimo di 20 kW di potenza e comunque con una altezza massima complessiva dei generatori di metri 15;
- b. aree sottoposte a vincolo paesaggistico ai sensi degli artt. 136, lett. c) e d), e 142, lett. b), i) ed m) del D. Lgs. n. 42/2004 e s. m. e i.;
- c. aree della Rete Natura 2000 (Direttiva 92/43/CE – Direttiva 79/409/CE (art. 13 della L.R. n. 27/2000 e s. m. e i.);
- d. aree di elevata diversità floristico vegetazionale di cui all'art. 12 della L.R. n. 27/2000.
- e. aree interessate da singolarità geologiche di cui all'art.16 della L.R. 27/2000;
- f. centri storici (zone di tipo A di cui al D.M. 2 aprile 1968 n.1444), nonché ambiti edificati di particolare rilievo architettonico e paesaggistico (architettura religiosa, militare, ville e siti archeologici) come indicati all'art. 29 della L.R. 27/2000 e s. m. e i. e gli edifici ricadenti nelle aree agricole censiti quali immobili di interesse storico, architettonico e culturale ai sensi dell'art. 33,



comma 5 della L.R. n.11/2005, nonché infine gli edifici o complessi edilizi riconosciuti quali beni culturali ai sensi del D.Lgs. n. 42/2004 e s.m.i.

Al di fuori delle aree precluse sopra elencate, nelle aree agricole è consentita la realizzazione di impianti minieolici secondo le sotto indicate tipologie, sulla base delle necessità dell'utenza in regime di autoproduzione:

- a. impianti con una potenza fino a 10 kW, da realizzarsi negli spazi di pertinenza di abitazioni;
- b. impianti con una potenza fino a 20 kW, negli spazi di pertinenza di strutture turistiche di tipo alberghiero ed extralberghiero, o attività agrituristiche;
- c. impianti con una potenza non superiore a 30 kW a servizio di attività produttive, di imprese agricole, nonché di impianti sollevamento idrico e impianti di irrigazione o altri servizi;
- d. nei casi in cui sia prevista la realizzazione di impianti "misti" con strutture di tipo fotovoltaico e minieolico, è consentito installare aerogeneratori di cui alle lettere b) e c) anche al di fuori degli spazi di pertinenza di edifici e manufatti esistenti ed in deroga al regime di autoproduzione.

Biomasse

Assume infine rilevanza paesaggistica anche la produzione di energia per mezzo delle biomasse, che pur non essendo direttamente associata alla realizzazione di opere infrastrutturali, se non governata rischia di indurre importanti modificazioni degli assetti agro-forestali. Pertanto devono essere valutati preventivamente gli effetti paesistici degli interventi per la realizzazione di impianti vegetali finalizzati all'impiego delle risorse agro-forestali per la produzione di biomassa a fini energetici; in particolare, devono essere sottoposte ad una attenta valutazione eventuali pratiche di imboscamento dei terreni agricoli con impianti arborei a rapido accrescimento, al fine di renderli compatibili con il contesto paesaggistico di riferimento.

Fotovoltaico

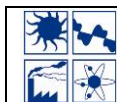
Al fine di minimizzare i rischi per il paesaggio associati alla realizzazione di impianti fotovoltaici in aree agricole, il PPR attribuisce priorità all'autoproduzione energetica.

Nelle aree agricole, i progetti per la realizzazione di impianti fotovoltaici devono adottare idonei criteri progettuali, finalizzati a minimizzare gli impatti paesaggistici connessi prioritariamente alla occupazione del suolo libero, alla interferenza con i caratteri visuali e alla compromissione degli assetti fondiari consolidati. Nella localizzazione dei siti di impianto dei dispositivi per il fotovoltaico sono pertanto da preferire le aree di pertinenza di manufatti esistenti. È preclusa l'installazione di impianti fotovoltaici nei centri storici, nonché sulle coperture e strutture dei seguenti immobili:

- a. edifici di particolare rilievo architettonico e paesaggistico (architettura religiosa, militare, ville e siti archeologici) indicati all'art. 29 della L.R. 24 marzo 2000, n. 27 e s. m. e i.;
- b. edifici ricadenti nelle zone agricole censiti quali immobili di interesse storico, architettonico e culturale ai sensi dell'art. 33, comma 5 della L.R. 11/2005;
- c. edifici o complessi edilizi riconosciuti quali beni culturali ai sensi del D. Lgs. n. 42/2004 e s. m. e i.

Al di fuori delle aree precluse sopra elencate, nelle aree agricole, qualora gli impianti non siano localizzati nelle aree di pertinenza dei manufatti esistenti, è stabilito un rapporto tra la superficie dell'impianto e la superficie complessiva disponibile e contigua, con atto unilaterale d'obbligo per l'asservimento del terreno. Assumendo il rapporto di 1 kW ogni 10 m² di superficie (al lordo di ingombri, volumi tecnici e distanze tra i pannelli), si definiscono i seguenti parametri di riferimento per l'asservimento dei terreni:

- a. per impianti con potenza fino a 1 MW, si assume un rapporto di 1/10 tra la superficie di impianto e l'area da asservire;
- b. per impianti con potenza compresa tra 1 MW e 2 MW, si assume un rapporto di 1/15 tra la superficie di impianto e l'area da asservire;
- c. per impianti con potenza superiore ai 2 MW si assume un rapporto di 1/20 tra la superficie di impianto e l'area da asservire;



- d. qualora gli impianti vengano realizzati nelle aree agricole limitrofe a zone artigianali e industriali, depuratori, trattamento recupero e smaltimento rifiuti, attività di servizio in genere e attività estrattive ovvero delle fasce di rispetto di reti infrastrutturali, i rapporti dimensionali definiti ai punti a) e b) non si applicano.

Le prescrizioni sopracitate sono state modificate dal DGR n. 968 del 5 luglio 2010 [55] *Nuovi indirizzi e criteri per la minimizzazione dell'impatto paesaggistico connesso alla realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante l'utilizzo della fonte energetica rinnovabile solare fotovoltaica.*

Sono stati introdotti numerosi cambiamenti riguardanti i criteri generali di localizzazione degli impianti e l'individuazione delle aree idonee, in particolare:

- sono da preferire nella localizzazione dei siti le aree produttive e per servizi così come individuate dagli strumenti urbanistici, le aree di pertinenza di depuratori, impianti di trattamento, recupero e smaltimento rifiuti, di sollevamento delle acque ecc., tutti gli spazi, anche agricoli, e le aree compromesse dal punto di vista territoriale e paesaggistico (es. contigue e/o adiacenti alle reti infrastrutturali);
- sono da evitare le aree ubicate su versanti collinari/montani dominanti con visuali riferiti a insediamenti di valore storico/culturale, centri e borghi storici;
- nelle aree agricole (non classificate di particolare interesse agricolo) la realizzazione di impianti fotovoltaici non integrati con moduli ubicati al suolo è consentita fino alla potenza di 1 MW senza vincoli specifici, fatta salva la verifica dell'effetto di cumulo di cui nel seguito.

Al fine di prevenire effetti sul paesaggio dovuti all'effetto cumulativo derivante dalla realizzazione di più progetti, per gli impianti al suolo non assoggettati direttamente a procedura di VIA, si dovrà tenere conto di quanto segue:

- l'installazione di moduli fotovoltaici al suolo risulti posizionata ad una distanza inferiore a 500 m da altri moduli al suolo di campi fotovoltaici già autorizzati;
- si configuri tra l'istanza autorizzata e quella presentata un progetto complessivo che supera di fatto 1 MW di potenza.

Un ulteriore aggiornamento normativo è contenuto nel Regolamento Regionale n. 7 del 29 luglio 2011 [56] dal titolo *Disciplina regionale per l'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*. In estrema sintesi, i tratti salienti del Regolamento intervengono sugli impatti cumulativi e sulle procedure di VIA dettagliando maggiormente alcuni aspetti:

- i progetti per l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili che insistono su una medesima area ad una distanza di 1000 m da altri impianti simili già autorizzati dovranno sottostare ad un criterio cumulativo nel caso di una potenza complessiva di 1 MW. Da tale cumulo sono esclusi gli impianti con taglia inferiore a 50 kW e quelli collocati su aree pertinenziali o edifici;
- sono sottoposti a VIA gli impianti eolici con potenza nominale maggiore di 1 MW e comunque con altezza al mozzo superiore a 60 metri, nonché gli impianti idroelettrici;
- restano sottoposti a VIA gli impianti a biomasse con taglia maggiore di 1 MWe e gli impianti eolici prossimi a beni paesaggistici tutelati fino ad una distanza di almeno cinquanta volte l'altezza massima del generatore;
- sono sottoposti a valutazione di incidenza gli impianti eolici e idroelettrici che sottostanno a specifiche tolleranze in aree incluse nella Rete Natura 2000.

Viene ribadito il ruolo della Provincia di competenza per il rilascio dell'Autorizzazione unica, mentre la procedura semplificata per impianti a terra in aree agricole è estesa fino alla taglia di 200 kW; in particolare, per gli impianti fotovoltaici il posizionamento a terra dei moduli in tali aree è permesso a condizione che non venga impegnata una quota parte eccedente il 10% della superficie del proponente.

L'allegato A disciplina le Procedure amministrative da seguire; i criteri e le condizioni per l'installazione di nuovi impianti sono regolamentati dall'Allegato B, inoltre, l'Allegato C indica le aree non idonee all'installazione di impianti da FER.



Il *Piano Energetico Regionale della Regione Umbria* (2004) [57] integra e porta a compimento il percorso di sviluppo intrapreso nel 1997 con affidamento ad ENEA dell'incarico di prima stesura del P.E.R., a cui fece seguito, l'anno successivo, il contratto con I.S.R.I.M. di Terni per ulteriori approfondimenti.

Il documento di Piano si articola in tre grandi direttrici, riconducibili a:

- *situazione attuale*, nella quale sono predisposte analisi riassuntive relative ai consumi energetici attuali, lo scenario energetico attuale con la produzione, i consumi, le esportazioni e la situazione ambientale, con riferimento alle emissioni inquinanti degli impianti di produzione esistenti e/o attualmente funzionanti;
- *proiezione energetica*, nella quale sono effettuate proiezioni ed analisi riassuntive relative ai fabbisogni e all'inquinamento previsti;
- *azioni energetiche*, che rappresentano la parte più propositiva del piano ed individuano le proposte di azione concretamente praticabili, secondo il versante della domanda e dell'offerta.

Tra gli interventi da adottare, si ritiene opportuno incrementare l'impiego della biomassa agricola-forestale per scopi energetici in misura pari a circa 300.000 t/anno (ad esclusione della paglia), di cui il 50% da utilizzare per scopo termico/elettrico in impianti di cogenerazione con potenza non superiore a 5 MWe e il restante 50% da sfruttare esclusivamente per la produzione di calore. Particolare attenzione è rivolta dalla Regione anche alla riqualificazione degli impianti termici tradizionali da biomassa legnosa nel settore dell'edilizia privata.

Il Piano stabilisce la tipologia e la quantità degli impianti per l'incenerimento, con recupero energetico, dei rifiuti urbani e per l'utilizzazione degli stessi come combustibile o altro mezzo per produrre energia.

Per lo sfruttamento dell'energia eolica, vista la potenzialità riferita al territorio, la Regione può autorizzare l'installazione di nuovi impianti che ricadono al di fuori delle zone sotto indicate:

- parchi nazionali, interregionali e regionali;
- siti di interesse comunitario e zone di protezione speciale;
- aree di elevata diversità floristico-vegetazionale;
- aree soggette a vincoli paesaggistici.

La Regione deve promuovere la diffusione della cogenerazione e in particolare della tipologia alimentata a metano. Infine, particolare attenzione è posta alla tecnologia per la riduzione dell'inquinamento attraverso l'impiego dell'idrogeno come combustibile.

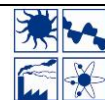


BIBLIOGRAFIA

- [1] Alessandro Daolio, Elpidio Natale, Le ESCo (Energy Service Company) per l'efficienza energetica, 2013
- [2] Libro Bianco, Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili, 26 novembre 1997
- [3] ECCP 2000, Programma Europeo per il Cambiamento Climatico
- [4] Libro Verde, Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico (novembre 2000)
- [5] Direttiva 2001/77/CE, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 27/10/2001
- [6] Direttiva 2002/91/CE, sul rendimento energetico nell'edilizia, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 04/01/2003
- [7] Direttiva 2003/87/CE, che costituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 25/10/2003
- [8] Direttiva 2004/8/CE, sulla promozione della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 21/02/2004
- [9] Direttiva 2005/32/CE, relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia e recante modifica della direttiva 92/42/CEE e delle direttive 96/57/CE e 2000/55/CE, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 22/07/2005
- [10] Direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 27/04/2006
- [11] Direttiva 2009/28/CE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [12] Direttiva 2009/29/CE, che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra, 23 aprile 2009 Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [13] Direttiva 2009/30/CE, che modifica la direttiva 98/70/CE per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE del Consiglio per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [14] Direttiva 2009/31/CE, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio e recante modifica della direttiva 85/337/CEE del Consiglio, delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del regolamento (CE) n. 1013/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [15] Direttiva 2010/31/UE del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia
- [15a] Regolamento (CE) n. 443/2009, che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell'ambito dell'approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO2 dei veicoli leggeri, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [16] Decisione n. 406/2009/CE, concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [17] Ministero dello Sviluppo Economico, Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili, 11 giugno 2010



- [18] Legge N. 9 del 9 Gennaio 1991, Norme per l'attuazione del nuovo Piano Energetico Nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali, Gazzetta Ufficiale n. 13 del 16/01/1991
- [19] Legge N. 10 del 9 Gennaio 1991, Norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di Risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, Gazzetta Ufficiale n. 13 del 16/01/1991
- [20] D.P.R. 26 agosto 1993, n. 412, Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, Gazzetta Ufficiale n. 96 del 14/10/1993
- [21] D.P.R. 15 novembre 1996, n. 660, Regolamento per l'attuazione della direttiva 92/42/CEE concernente i requisiti di rendimento delle nuove caldaie ad acqua calda, alimentate con combustibili liquidi o gassosi, Supplemento Ordinario Gazzetta Ufficiale n. 302 del 27/12/1996
- [22] Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31/01/2004
- [23] Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192, Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia, Gazzetta Ufficiale n. 222 del 23/09/2005
- [24] Decreto Legislativo 29 dicembre 2006, n. 311, Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia, Gazzetta Ufficiale n. 26 del 01/02/2007
- [25] Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE, Gazzetta Ufficiale n. 54 del 06/02/2007
- [26] Decreto Legislativo 19 febbraio 2007, Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, Gazzetta Ufficiale n. 47 del 26/02/2007
- [27] Legge 24 dicembre 2007, n. 244, Gazzetta Ufficiale n. 300 del 28/12/2007
- [28] Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n.4 Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, Gazzetta Ufficiale n. 24 del 29 gennaio 2008
- [29] Decreto Ministeriale 11 marzo 2008 Attuazione dell'articolo 1, comma 24, lettera a) della legge 24 dicembre 2007, n. 244, per la definizione dei valori limite di fabbisogno di energia primaria annuo e di trasmittanza termica ai fini dell'applicazione dei commi 344 e 345 dell'articolo 1 della legge 27 dicembre 2006, n. 296, Gazzetta Ufficiale n. 66 del 18 marzo 2008
- [30] Decreto Ministeriale 7 aprile 2008 Disposizioni in materia di detrazione per le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, ai sensi dell'articolo 1, comma 349, della legge 27 dicembre 2006, n. 296, Gazzetta Ufficiale n. 97 del 24 aprile 2008
- [31] Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115 Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE, Gazzetta Ufficiale n. 154 del 3 luglio 2008
- [32] Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008 Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, Gazzetta Ufficiale n. 1 del 2 gennaio 2009
- [33] Decreto Ministeriale 26 giugno 2009 Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici, Gazzetta Ufficiale n.158 del 10 luglio 2009
- [34] Legge n. 99 del 23 luglio 2009 Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia, Gazzetta Ufficiale n. 176 del 31 luglio 2009
- [35] Decreto n. 22 11 febbraio 2010 Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'articolo 27, comma 28, della legge 23 luglio 2009, n. 99, Gazzetta Ufficiale n. 45 del 24 febbraio 2010



- [36] Decreto Ministeriale 2 marzo 2010 Attuazione della legge 27 dicembre 2006, n. 296, sulla tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica, Gazzetta Ufficiale n. 103 del 5 maggio 2010
- [37] Decreto Legislativo 29 marzo 2010 n. 56 Modifiche ed integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115, recante attuazione della direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazioni della direttiva 93/76/CEE, Gazzetta Ufficiale n. 92 del 21 aprile 2010
- [38] Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010 Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18 settembre 2010
- [39] Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, Gazzetta Ufficiale n. 71 del 28 marzo 2011
- [40] Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 05/05/2011 - Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (Quarto Conto Energia per il fotovoltaico), Gazzetta Ufficiale n.109 del 12 maggio 2011
- [41] Decreto Ministero dello Sviluppo Economico del 5 luglio 2012, Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (Quinto Conto Energia per il Fotovoltaico), Gazzetta Ufficiale n.159 del 10luglio 2012.
- [42] Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 dicembre 2012, Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni (Conto Energia Termico), Gazzetta Ufficiale n.1 dello 02 gennaio 2013.
- [43] Decreto Legge del 4 Giugno 2013 n. 63, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale, Gazzetta Ufficiale n.130 del 5 giugno 2013
- [44] Ministero dello Sviluppo Economico, Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili, 11 giugno 2010
- [45]<http://approfondimenti.gse.it/approfondimenti/Simeri/AreaDocumentale/Documenti%20Piano%20di%20Azione%20Nazionale/PAN%20DETTAGLIO.pdf>
- [46] Decreto Ministero dello Sviluppo Economico del 15 marzo 2012, Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome (Burden Sharing), Gazzetta Ufficiale n. 78 del 2 aprile 2012.
- [47] Legge Regionale n. 38 del 20 dicembre 2000, Agevolazioni nel calcolo dei parametri urbanistici per il miglioramento del comfort ambientale e del risparmio energetico negli edifici, Bollettino Ufficiale della regione Umbria n. 67 del 27/12/2000
- [48] Legge Regionale n. 20 del 28 febbraio 2005, Norme in materia di prevenzione dall'inquinamento luminoso e risparmio energetico, Bollettino Ufficiale della Regione Umbria n. 12 del 16/03/2005
- [49] Dgr n. 729 del 11 maggio 2005 Atto di indirizzo per l'inserimento paesaggistico ed ambientale degli impianti eolici ai sensi del Piano energetico regionale approvato con Dcr 402/2004, BUR n. 27 del 22 giugno 2005
- [50] Dgr n. 561 del 19 maggio 2008 Criteri e modalità per lo svolgimento del procedimento unico di cui all'articolo 12 comma 4 del Dlgs 387/2003 in materia di autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili. Attuazione articolo 5, Lr 26 marzo 2008, n. 5, BUR n. 27 del 11 giugno 2008
- [51] Legge Regionale n. 17 del 18 novembre 2008 Norme in materia di sostenibilità ambientale degli interventi urbanistici ed edilizi, Gazzetta Ufficiale n. 23 del 13 giugno 2009
- [52] Legge Regionale n. 13 del 26 giugno 2009 Norme per il governo del territorio e la pianificazione e per il rilancio dell'economia attraverso la riqualificazione del patrimonio edilizio esistente, BUR n. 29 del 29 giugno 2009
- [53] Legge Regionale n. 12 del 16 febbraio 2010 Norme di riordino e semplificazione in materia di valutazione ambientale strategica e valutazione di impatto ambientale, in attuazione dell' articolo 35 del



decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale) e successive modificazioni ed integrazioni, BUR n. 9 del 24 febbraio 2010

[54] Piano Paesaggistico Regionale, Disposizioni di Attuazione

[55] DGR n. 968 del 5 luglio 2010, Indirizzi e criteri per la minimizzazione dell’impatto paesaggistico connesso alla realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante l’utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili solare fotovoltaica con moduli al suolo e potenza superiore a 20 KW. BUR n. 31 del 9 luglio 2010

[56] Regolamento Regionale n. 7 del 29 luglio 2011 Disciplina regionale per l’installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, BUR n. 34 del 5 agosto 2011

[57] Piano Energetico Regionale della Regione Umbria, BUR n. 35 del 25 agosto 2004



CAPITOLO 4

INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL COMUNE DI MARSCIANO

4.1 INTRODUZIONE

La pianificazione energetica territoriale richiede un'accurata conoscenza della realtà in esame; è necessario per una corretta pianificazione energetica, caratterizzare il territorio da un punto di vista geomorfologico, climatologico, ambientale, conoscere i dati demografici e socio-economici.

4.2 DELIMITAZIONE DELL'AREA DI STUDIO

Marsciano è un Comune della provincia di Perugia situato a 180 m sul livello del mare e ha una superficie di 161,55 km² (1,9% del territorio umbro). Si colloca nella media valle del Tevere, nell'area centrale della regione ed è circondato dai comuni di Perugia, Deruta, Collazzone, Fratta Todina, San Venanzo e Piegaro (figura 4.1).

Dal punto di vista infrastrutturale beneficia della vicinanza alla direttrice longitudinale nord-sud E45, e quindi, attraverso i suoi principali nodi di Perugia e Terni, trova possibile accesso a tutte le arterie fondamentali della regione [1].

Altra importante infrastruttura presente nell'area è la linea ferroviaria F.C.U. (che si sviluppa per circa 10,85 km all'interno del territorio comunale), i cui programmi di potenziamento arrecheranno notevoli benefici in termini di collegamento nord-sud a Marsciano. Un aspetto particolare è rappresentato dal terminale intermodale presso la stazione F.C.U. di Marsciano in quanto si tratta di un impianto di tipo monocliente utilizzato per lo scambio ferro/gomma di casse mobili, contenenti carbone in polvere, destinato alla vicina centrale termoelettrica dell'ENEL di Bastardo, nel Comune di Giano dell'Umbria. Dal punto di vista dell'accessibilità, l'infrastruttura risulta agevolmente connessa sia all'abitato di Marsciano (è presente un passaggio a livello custodito), sia alla vicina E45.





Fig. 4.1 – Collocazione territoriale del comune di Marsciano

4.3 INQUADRAMENTO GEOMORFOLOGICO DEL TERRITORIO

Il territorio costituito da oltre 20 paesi e borghi rurali, è caratterizzato dai sistemi vallivi del Tevere, del Nestore, del Fersinone, della Caina e dal coronamento intervallivo di sistemi basso collinari ed intensamente coltivati; è ricco di terreni fertili e di colline abitate da piccoli borghi e castelli medioevali [2]. La varietà dei luoghi è il tratto saliente di questo territorio: boschi di leccio e quercia, interrotti dalle essenze della macchia mediterranea, si alternano a colline coltivate a vite, olivo, girasole e grano. Il territorio di Marsciano è connotato dalla cultura del “cotto” che plasma gli edifici urbani e rurali, da quelli nobili e più importanti, agli edifici popolari e minori.

Negli ultimi quarant’anni lo sviluppo economico-sociale si è caratterizzato per la nascita e l’espansione di un dinamico settore artigianale e industriale. Marsciano infatti vanta una fitta rete di imprese che operano prevalentemente nei settori della meccanica, dell’arredamento e dei prodotti per l’edilizia, alcune di queste con i marchi leader a livello nazionale ed europeo.

Il territorio, dal punto di vista dell’architettura locale, appare suddiviso in cinque settori fondamentali. Un primo settore territoriale è quello coincidente con la pianura Tiberina racchiusa dalla strada di Fondovalle di Papiano. Questo appare come una porzione territoriale completamente pianeggiante e costituita da formazioni geologiche alluvionali, situate tra il corso del Tevere, il tratto terminale del Nestore e la linea pedecollinare dei rilievi attraversati dalla via Marscianese. La pianura fluviale, in minima parte destinata a zona industriale, si configura come sede ideale di alcune attività agricole (tabacco, mais) e come area caratterizzata da una maglia poderale ampia e regolare, nella quale si registra un esiguo numero di antiche case coloniche. Si tratta di suoli che in passato, durante il XVII secolo, richiesero decisivi interventi di bonifica, intrapresi ed eseguiti dai Monaci Benedettini di San Pietro, i quali provvidero alla sistemazione degli argini alluvionali, al completo drenaggio e dissodamento dei terreni e al disegno della trama poderale. Questa fertile pianura fluviale in seguito agli interventi di bonifica rappresentò un ambito investimento per molte famiglie dell’aristocrazia dell’epoca.

Un secondo settore territoriale è rappresentato dal versante collinare compreso tra due potenziali cause di inquinamento acustico: la strada Marscianese e la ferrovia che attraversa Papiano Stazione. Dal punto di vista morfologico si configura come sede deputata all'azienda mezzadrile, disposta intorno alla casa padronale. Qui il conte Faina, nella seconda metà del secolo scorso, perseguendo gli obiettivi della recente modernizzazione agricola, trasformò alcune vecchie case coloniche e ne costruì altre. L'intervento del Faina è l'unico esempio, nel territorio comunale, di radicale rinnovamento dell'abitato rurale.

Un terzo settore del territorio di Marsciano è quello rappresentato dal versante collinare compreso tra la strada Marscianese, la via Settevalli e il corso del Nestore, dal distretto di Badiola, Villanova, Spina, Compignano, Morcella e Olmeto. Si tratta di un territorio ideale per la cerealicoltura, che è organizzata in ampi poderi, oltre che sede ideale di alcune circoscritte colture arboree richiedenti una costante mano d'opera. La varietà morfologica di questo paesaggio viene confermata dall'azione antropica tanto nel duplice sfruttamento agricolo, quanto nelle espressioni volumetriche del costruito e nelle diversificate densità dell'abitato rurale.

Il quarto settore territoriale è costituito dalla pianura di Ammeto e dalle colline comprese entro la riva destra del Nestore. Tale settore dal punto di vista morfologico si presenta pressoché omogeneo, salvo l'ampia ansa pianeggiante di Ammeto, che è caratterizzata da un evidente sistema di rilievi boscati. Numerosi sono i torrenti ed i fossi che, solcando le naturali strettoie intercollinari, scorrono verso il basso confluendo nel corso del Nestore. L'attività agricola è intensa e ben organizzata nella pianura fluviale, mentre è episodica e circoscritta nell'alta collina. Lungo i corsi d'acqua la presenza di antiche strutture molitorie testimonia la diffusione della cerealicoltura. La storia di quest'area geografica è legata in larga parte alle antiche presenze feudali e a quelle di rilevante peso politico che si sono avvicendate proprio in questi luoghi. Solo con il consolidarsi dell'istituzione comunale si è assistito ad una completa riorganizzazione territoriale basata sui dettami urbanistici attuali nell'intero contado perugino. In questa fase l'indebolimento del potere feudale del nuovo potere centrale ha portato alla conversione delle antiche strutture socio-amministrative in proprietà agricole, sia pure molto estese. Più tardi, nel corso del Seicento, quando l'investimento agricolo risultò vantaggioso, la classe magnatizia impiegò i propri surplus economici in convenienti acquisizioni fondiarie, realizzando ville e palazzi di campagna preposti all'amministrazione agricola dei personali possedimenti. Tra la fine del XVIII e per tutto il corso del XIX secolo l'andamento dell'economia agricola, ancorata ad un antiquato modello gestionale, subisce una netta inversione economica. Si verificò una vera e propria riorganizzazione territoriale: si susseguirono mutamenti rispetto alle proprietà fondiarie, vennero intrapresi restauri architettonici, regolarizzati gli impianti, costruite nuove strutture e realizzati invasi artificiali.

Il quinto e ultimo settore caratterizzante il territorio di Marsciano è quello rappresentato dall'area compresa tra la via Settevalli e la strada per Castiglione della Valle, il corso del Nestore e i limiti amministrativi occidentali. Quest'area è morfologicamente costituita da una serie di dolci declivi esposti ad ovest, tra cui il rilievo di Sant'Apollinare. Dal punto di vista storico ha risentito dell'organizzazione fondiaria imposta dall'Ordine Benedettino, della pianificazione urbanistica medioevale perugina, della presenza di rilevanti proprietà agricole di antichi enti e di importanti famiglie nobiliari.

In definitiva il territorio di Marsciano presenta una forte connotazione rurale e molte attività agricole, in virtù dei suoli coltivati.

4.4 CARATTERISTICHE DEL SUOLO

Il territorio del comune di Marsciano appartiene principalmente a due sottobacini del fiume Tevere: il sottobacino "Nestore e Trasimeno" e "Tevere a Monte del Paglia" (figura 4.2 e 4.3).



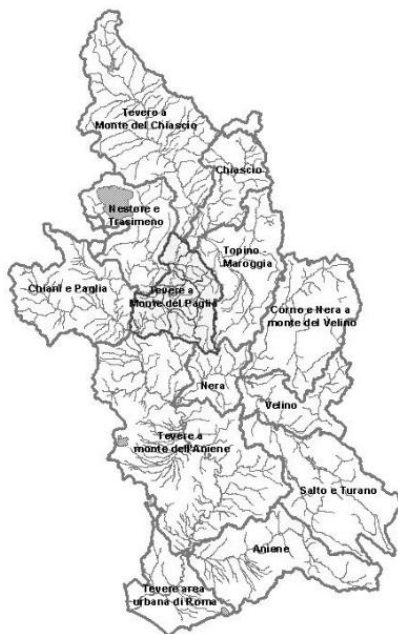


Fig. 4.2 – Suddivisione dei sottobacini del fiume Tevere [Autorità del Bacino del fiume Tevere]

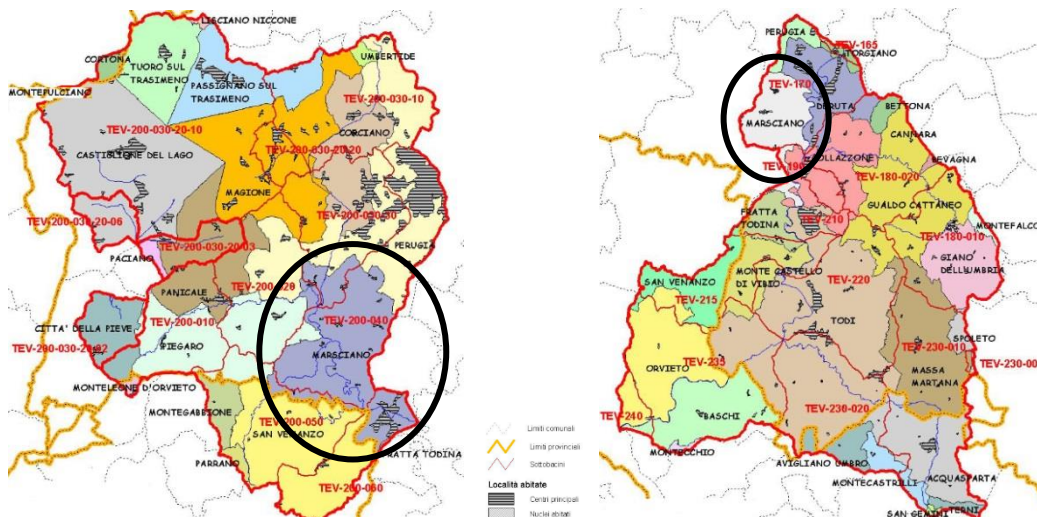


Fig. 4.3 – Suddivisione dettagliata dei sottobacini del “Nestore e Trasimeno”(a sinistra) e “Tevere a monte del Paglia” (a destra) [AB Tevere]

In particolare nelle tabelle 4.1 e 4.2 si riportano la ripartizione del territorio comunale rispettivamente nei due sottobacini:

Tab. 4.1 – Suddivisione del sottobacino “Nestore e Trasimeno” [AB Tevere]

SOTTOBACINO	Kmq
TEV-200-020	3,548
TEV-200-030-30	12,37
TEV-200-040	80,649
TEV-200-050	7,14
TEV-200-060	18,322



Tab. 4.2 – Suddivisione del sottobacino “Tevere a Monte del Paglia” [AB Tevere]

SOTTOBACINO	Kmq
TEV-170	34,215
TEV-190	1,894
TEV-210	3,157

Per quanto riguarda i movimenti franosi, il territorio è perlopiù stabile; presenta alcune frane quiescenti o comunque inattive in aree molto contenute. Inoltre, non si evidenziano fenomeni erosivi in atto (figura 4.4).

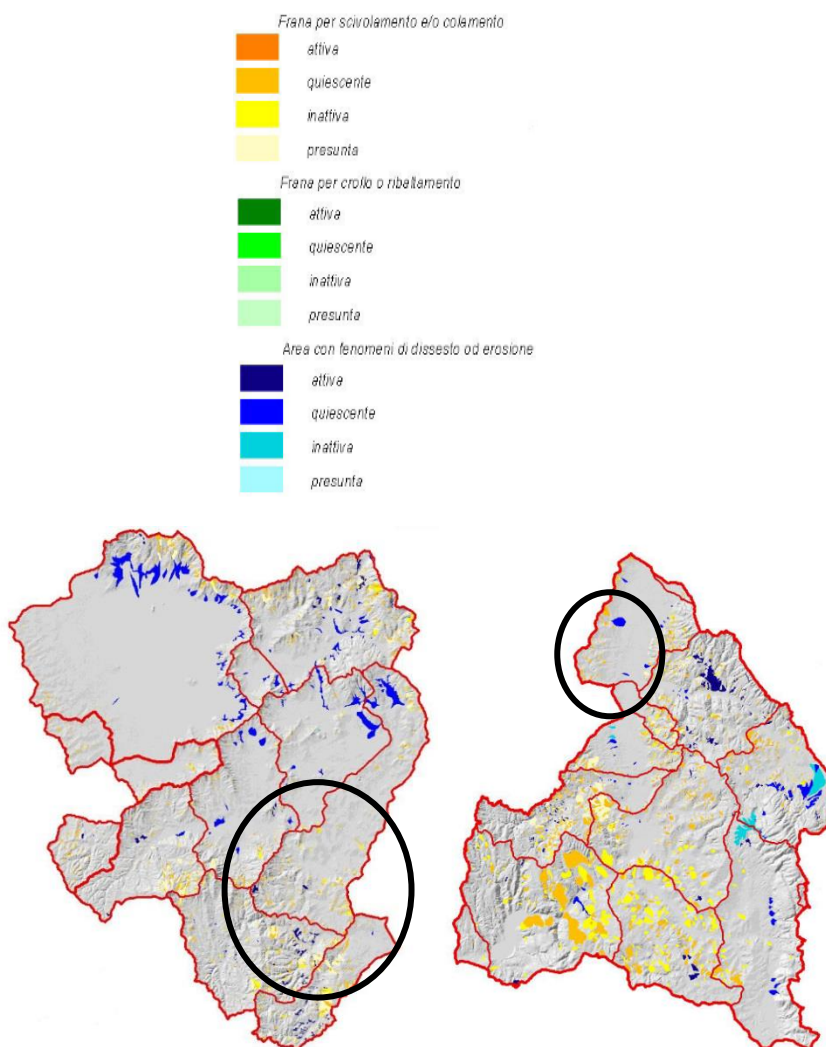


Fig. 4.4 – Aree in frana dei sottobacini “Nestore e Trasimeno” e “Tevere a monte del Paglia” [AB Tevere]

Per quanto riguarda la permeabilità del suolo, si può notare dalla figura 4.5 che essa è medio-bassa tendendo ad aumentare in prossimità dell’asta fluviale principale.

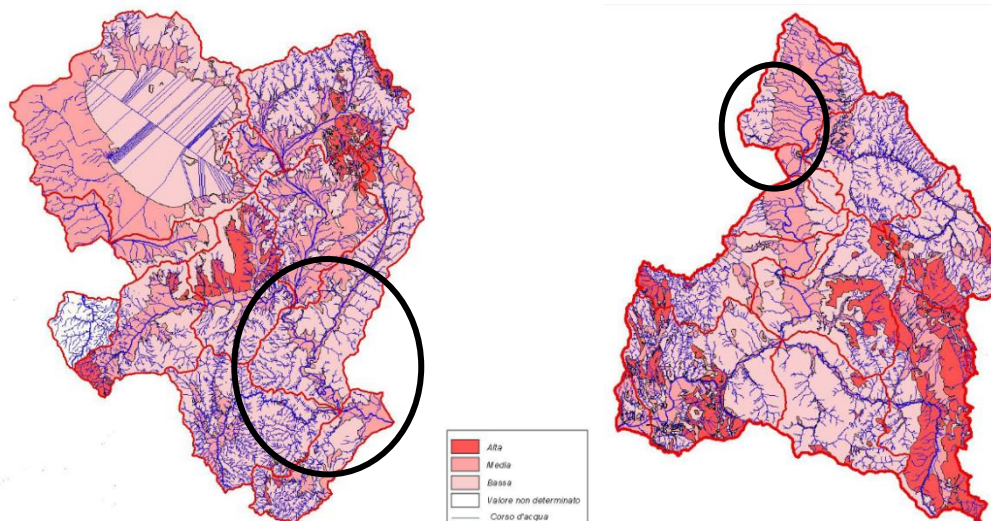


Fig. 4.5 – Permeabilità dei sottobacini “Nestore e Trasimeno” e “Tevere a monte del Paglia” [AB Tevere]

Dalla figura 4.6 si evince che il territorio è destinato perlopiù a uso seminativo, mentre la parte occidentale è ricoperta da boschi di latifoglie. Si può inoltre distinguere il centro abitato del comune (suolo urbano).

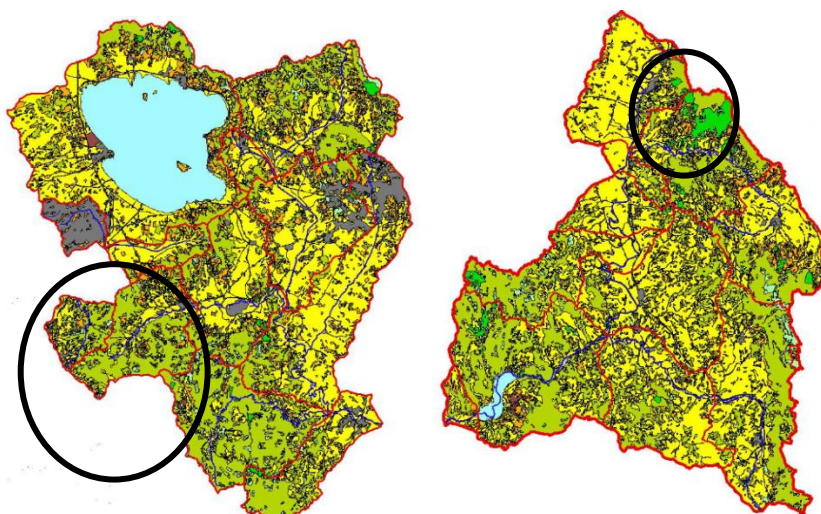


Fig. 4.6 – Uso del suolo dei sottobacini “Nestore e Trasimeno” e “Tevere a monte del Paglia” [AB Tevere]

In particolare si riporta nella tabella 4.3 le superfici (in ettari) delle macro-aggregazioni delle categorie d'uso del suolo; alle normali categorie sono stati aggiunti anche i principali tipi geobotanici che permettono di individuare e delineare non solo le unità fisionomiche del paesaggio, ma anche i principali ecosistemi del territorio.

Tab. 4.3 – Superfici dedicate ai diversi usi del suolo [UmbriaGeo]

Colture forestali ed agrarie (ha)	Insedimenti abitativi e produttivi (ha)	Vegetazione erbacea (ha)	Vegetazione arbustiva (ha)	Vegetazione degli ambienti umidi e lacustri (ha)	Vegetazione delle pareti rocciose e delle rupi (ha)	Vegetazione forestale (ha)
12866.35	593.88	131.37.00	16.12	36.09.00	0,91875	2473.32.00

Infine dal punto di vista della classificazione sismica, Marsciano è stata classificata dalla Protezione Civile con grado 2, come indicato nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 105 dell'8 Maggio 2003.

Mentre negli anni passati la classificazione sismica era limitata a soltanto tre gradi di classificazione sismica, nel 2003 il numero di questi gradi è salito a quattro, rendendo più dettagliata e specifica l'attribuzione del pericolo sismico per i Comuni italiani.

L'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 individua dunque i quattro gradi e ne specifica, seppure brevemente, il rischio sismico come segue:

- 1- E' la zona più pericolosa, dove possono verificarsi forti terremoti: $ag > 0.25$
- 2- Nei Comuni inseriti in questa zona possono verificarsi terremoti abbastanza forti: $0.15 < ag \leq 0.25$
- 3- I Comuni inseriti in questa zona possono essere soggetti a scuotimenti modesti: $0.05 < ag \leq 0.15$
- 4- E' la zona meno pericolosa: $ag \leq 0.05$

L'*ag* rappresenta l'indice di accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni. Nello specifico rappresenta il principale parametro descrittivo della pericolosità di base utilizzato per la definizione dell'azione sismica di riferimento per opere ordinarie.

4.5 INQUADRAMENTO CLIMATOLOGICO

Per quanto riguarda i dati relativi ai principali parametri meteorologici nel territorio comunale, non avendo a disposizione altri dati, si è fatto riferimento all'Osservatorio meteorologico dell'Aeronautica presso l'aeroporto di S. Egidio.

4.5.1 Temperatura

Il clima del territorio è inquadrato nel clima dell'intera regione Umbria, quindi di tipo mediterraneo attenuato. Nella figura 4.7 si riporta l'andamento medio della temperatura massima e minima a Marsciano, nei diversi mesi, per il periodo 1973 – 2013.



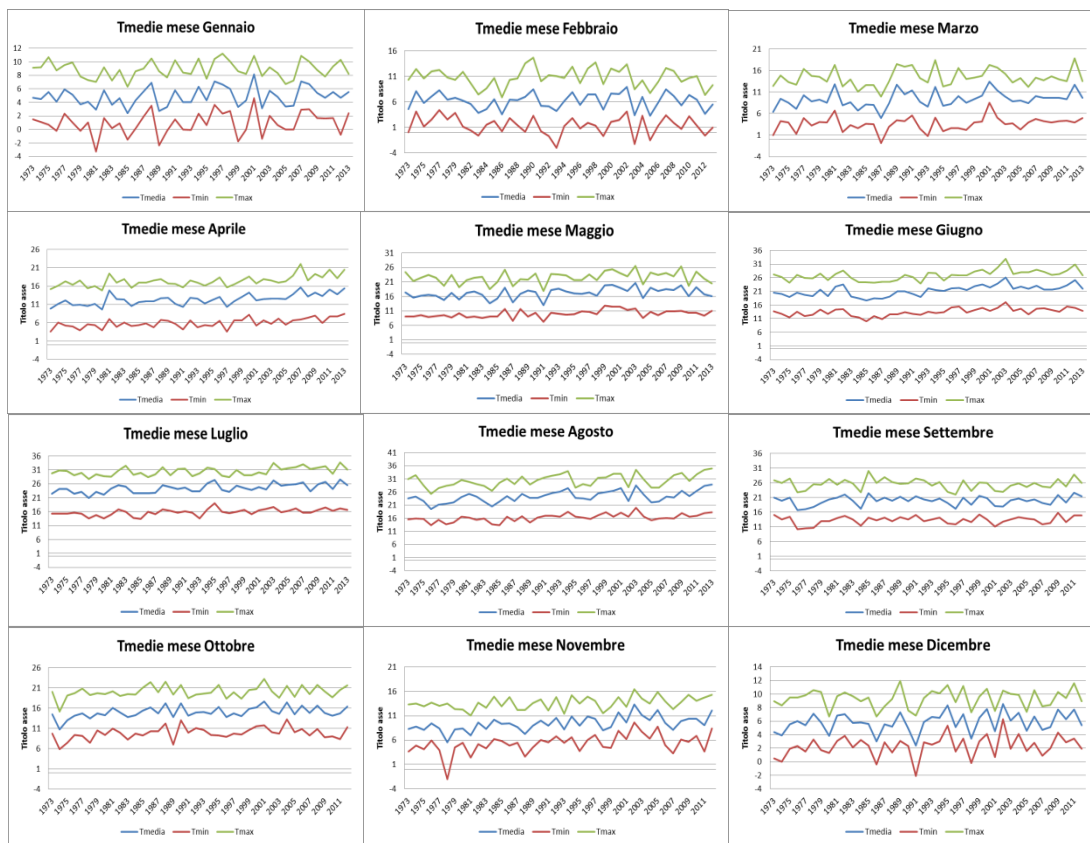


Fig. 4.7 – Temperature medie minime e massime mensili nel periodo 1973-2013 [stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

Emerge con chiarezza, una tendenza all'incremento termico dei valori medi, che risulta essere più rilevante per le temperature minime, in particolare nel periodo invernale e autunnale. Nelle tabelle 4.4, 4.5 e 4.6 si riportano, rispettivamente, le medie mensili della temperatura media, minima e massima giornaliera, per i diversi anni del periodo 1973-2013.

Tab. 4.4 – Medie mensili della temperatura media giornaliera, per i diversi anni del periodo 1973-2013
[stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Media annuale
1973	4,7	4,6	6,4	9,8	17,3	20,5	22,5	23,6	20,9	14,5	8,3	4,4	13,13
1974	4,5	8,1	9,5	11,1	15,5	20	24,2	24,3	19,9	10,7	8,8	3,9	13,38
1975	5,5	5,8	8,5	12,1	16,3	18,9	24,1	22,5	21	13	8,1	5,5	13,44
1976	4,1	7,1	7,1	10,8	16,6	20,6	22,5	19,5	16,7	14,1	9,4	6	12,88
1977	5,9	8,3	10,3	10,9	16,2	19,7	23,2	21,2	17	14,7	8,4	5,4	13,43
1978	5,1	6,4	8,8	10,5	14,7	19,3	20,9	21,6	17,8	13,5	5,5	7,1	12,60
1979	3,7	6,8	9,2	11,2	17,2	21,6	23,1	22	19,2	14,7	8,2	5,8	13,56
1980	4,1	6,2	8,5	9,6	14,9	19,3	22,1	24	20,4	14,3	8,4	3,8	12,97
1981	2,9		12,8	14,8	17,2	22,8	24,4	25,3	20,9	16,1	7	6,8	15,55
1982	5,8	5,6	7,9	12,5	17,7	23,6	25,6	24,2	22	15	9,6	7	14,71
1983	3,6	3,8	8,6	12,3	16,5	19,1	25	22,3	19,9	13,8	8,3	5,7	13,24
1984	4,6	4,6	6,7	10,6	13,6	18,5	22,7	20,5	17,1	14,3	10,2	5,8	12,43
1985	2,4	6,5	8,1	11,6	15,3	17,6	22,6	22,3	22,4	15,4	9,3	5,6	13,26
1986	4,3	3,5	8	11,8	19	18,4	22,7	24,5	19,7	16,2	9,4	3	13,38
1987	5,6	6,4	5	11,8	14	18,3	22,8	22,5	21	14,7	8,7	5,5	13,03
1988	6,9	6,3	8,3	12,7	16,9	19,1	25,5	25,2	19,9	17,2	7,2	5,2	14,20
1989	2,7	7	12,7	12,8	18,1	21	24,8	23,8	21,2	13,8	8,9	7,3	14,51
1990	3,3	8,5	10,5	11,2	17,5	21	24,2	23,8	19,7	17,2	10	4,9	14,32
1991	5,8	5,2	11,4	10,3	12,9	20,1	24,7	24,7	21,4	14,1	8,9	2,4	13,49
1992	4	5,1	8,7	12,8	18,2	19	23,3	25,6	20,4	15	10,6	5,9	14,05
1993	4	4,2	7,6	12,6	18,7	22,1	23,3	26,2	19,7	15,1	8,2	6,6	14,03
1994	6,3	6,1	12,2	11,3	17,7	21,4	26,2	27,4	20,6	14,6	10,8	6,5	15,09
1995	4,3	7,9	7,8	12,2	17	21,1	27,4	23,7	19,1	16,3	8,9	8,3	14,50
1996	7,1	5,4	8,2	13	16,9	22,1	23,9	23,6	17,2	13,8	10,8	5,1	13,93
1997	6,6	7,4	10,1	10,3	17,4	22,3	23,2	23,1	21	14,7	10,4	7	14,46
1998	6	7,4	8,5	11,9	16,2	21,5	25,3	25,4	18,5	14	8	3,4	13,84
1999	3,3	4,5	9,3	13	19,9	22,9	24,5	26	21,5	15,9	8,7	6,5	14,67
2000	4,3	7,6	10,2	14,2	20	23,5	23,8	26,5	20,8	16,2	11,7	7,8	15,55
2001	8,1	7,5	13,4	12,1	19	22,4	24,9	27,4	18,1	17,7	9,6	4,5	15,39
2002	3,1	8,9	11,4	12,5	17,8	23,8	24	22,6	18	15,3	13,3	8,5	14,93
2003	5,7	3,4	10	12,6	20,6	26,1	27,2	28,5	20,1	14,6	11,1	6,1	15,50
2004	4,8	7	8,8	12,6	15,4	22	25,3	24,9	20,7	17,4	10,1	7,2	14,68
2005	3,4	3,3	9	12,4	19	22,8	25,7	22,1	19,7	14,5	12,2	4,6	14,06
2006	3,5	5,9	8,4	13,7	17,8	22	25,9	22,3	20,4	16,6	9,5	6,7	14,39
2007	7,1	8,5	10,1	15,7	18,5	23,1	26,6	24,3	19,2	14,8	8,1	4,7	15,06
2008	6,7	7,2	9,7	13,2	18,2	21,6	23,4	23,9	18,6	16,7	9,9	5,1	14,52
2009	5,4	5,3	9,7	14,2	19,9	21,7	25,8	26,5	21,9	14,8	10,4	7,7	15,28
2010	4,7	7,3	9,7	13,3	16	22,1	26,8	24,5	19,3	14,2	10,4	6,3	14,55
2011	5,5	6,4	9,4	15,1	19,1	23,2	24,2	26,4	22,6	14,7	9	7,7	15,28
2012	4,7	3,6	12,7	13,7	16,8	25,2	27,5	28,4	21,4	16,4	12,1	5,4	15,66
2013	5,5	5,5	9,7	15,4	16,1	21,9	25,5	28,8					16,05
Media mensile	4,87	6,15	9,34	12,35	17,16	21,30	24,42	24,29	19,92	15,02	9,41	5,82	14,22

Tab. 4.5 – Medie mensili della temperatura minima giornaliera, per i diversi anni del periodo 1973-2013
[stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Media annua
1973	1,5	0	1	3,6	9	13,7	15,3	15,5	15	9,7	3,6	0,5	7,37
1974	1,1	4,1	4,3	6,1	9	12,7	15,3	15,9	13,6	5,9	4,9	0	7,74
1975	0,7	1,1	4	5,2	9,5	11,5	15,3	15,7	14,5	7,5	4,1	1,9	7,58
1976	-0,2	2,5	1,3	5	8,8	13,6	15,6	13,4	10,2	9,4	5,9	2,3	7,32
1977	2,3	4,4	5	3,9	9,2	11,9	15,3	15,3	10,5	9,2	3,9	1,5	7,70
1978	1	2,5	3,2	5,6	9,5	12,4	13,6	13,7	10,7	7,5	-2	3,3	6,75
1979	-0,2	3,8	4,1	5,3	8,7	14,4	14,7	14,4	13	10,5	4,5	1,7	7,91
1980	1	1,1	4	3,9	10,2	12,8	13,6	16,5	12,9	9,4	5,4	1,3	7,68
1981	-3,3		6,7	7	8,7	14,3	14,9	16,2	14	11	2,4	3,1	8,64
1982	1,7	0,4	1,7	4,9	9,1	14,5	16,9	15,4	14,8	10	5,2	3,8	8,20
1983	0,2	-0,6	3,3	6	8,6	12	15,9	15,9	13,6	8,2	4,3	2,1	7,46
1984	0,9	1,5	2,6	5,1	9	11,5	13,7	13,6	11,4	9,7	6,2	3,2	7,37
1985	-1,5	2,2	3,6	5,4	9,1	10,1	13,4	13,4	14,1	9,3	5,8	2,4	7,28
1986	0,1	0,2	3,5	5,8	11,6	12	16	16,6	13,3	10,3	4,9	-0,4	7,83
1987	1,9	2,8	-0,8	4,7	7,5	10,8	15,2	14,8	14,1	10,3	5,4	2,9	7,47
1988	3,5	1,4	2,9	6,8	11,6	12,6	16,9	16,8	13	12,2	2,6	1,4	8,48
1989	-2,4	0,1	4,5	6,5	9,1	12,5	16,4	14,4	14,3	7	4,5	3,1	7,50
1990	-0,2	3,3	4,3	5,7	10,3	13,4	15,7	16,3	13,5	13	6	2,3	8,63
1991	1,5	0,2	5,6	4,2	7,3	12,8	16,1	16,9	15	9,9	5,5	-2,1	7,74
1992	0	-0,7	2,5	6,7	10,4	12,4	15,6	16,9	12,9	11,1	6,8	2,9	8,13
1993	-0,1	-3	0,8	4,7	10	13,5	13,6	16,6	13,6	10,6	5,4	2,5	7,35
1994	2,3	1,2	5,1	5,4	9,7	13	16,9	18,4	14,2	9,4	6,6	3	8,77
1995	0,6	2,8	1,9	5,1	9,9	13,4	19	16,6	12,2	9,3	3,7	5,3	8,32
1996	3,6	0,8	2,6	6,5	10,9	15,1	16	16,3	11,9	8,9	6	1,5	8,34
1997	2,3	1,9	2,6	3,6	10,7	15,5	15,4	15,8	13,7	9,7	7,1	3,4	8,48
1998	2,7	1,3	2,2	6,7	9,8	13,2	16	17,1	12,6	9,5	4,6	-0,2	7,96
1999	-1,8	-0,7	3,9	6,6	12,8	14,2	16,7	18,3	15,2	10,6	4,4	3	8,60
2000	0	2,1	4,2	8,2	12,5	15	15,2	16,6	13,6	11,5	7,9	4,1	9,24
2001	4,6	2,4	8,5	5,2	12,4	13,8	16,5	18,1	11,1	11,8	6,2	0,7	9,28
2002	-1,4	4,1	5,1	6,6	11,4	15	17	16,6	12,8	10,1	9,6	6,3	9,43
2003	2	-2,3	3,5	5,7	11,9	17	17,7	19,9	13,6	9,7	7,7	1,9	9,03
2004	0,6	3,3	3,7	7,1	8,5	13,8	15,8	16,6	14,3	13,2	6,3	4,1	8,94
2005	0	-1,6	2,3	5,5	10,6	14,7	16,3	15,2	13,8	10,1	8,8	1,6	8,11
2006	0	1,3	3,9	6,7	9,5	12,5	17,2	15,9	13,6	10,9	5	2,8	8,28
2007	2,9	3,4	4,8	6,9	10,8	14,7	15,7	16,1	11,8	9,3	3,3	0,9	8,38
2008	3	1,9	4,3	7,4	10,8	14,8	15,6	15,9	12,3	10,8	6,1	2	8,74
2009	1,7	0,7	3,9	8	11	14,2	16,7	18	15,8	8,8	5,6	4,3	9,06
2010	1,6	3,2	4,3	5,9	10,3	13,6	17,5	16,5	12,6	9	6,9	2,9	8,69
2011	1,7	1,3	4,4	7,7	10,3	15,5	16,3	16,9	14,9	8,4	3,6	3,4	8,70
2012	-0,8	-0,6	3,9	7,7	9,3	14,9	17,2	18	14,9	11,3	8,4	1,9	8,84
2013	2,4	0,9	5	8,4	11	13,9	16,7	18,2					9,56
Media mensile	0,91	1,37	3,61	5,93	10,01	13,49	15,86	16,22	13,32	9,85	5,33	2,32	8,22

Tab. 4.6 – Medie mensili della temperatura massima giornaliera, per i diversi anni del periodo 1973-2013
 [stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Media annuale
1973	9,1	10,3	12,4	15,2	24,4	27,2	29,8	30,9	26,8	20	13,3	8,9	19,03
1974	9,2	12,4	14,9	16,1	21,3	26,3	30,9	32,5	25,9	15,2	13,5	8,3	18,88
1975	10,7	10,6	13,3	17,3	22,4	24,2	30,7	28,5	27,5	19,2	12,9	9,5	18,90
1976	8,7	12	12,7	16,4	23,5	27,1	29,1	25,3	22,7	19,7	13,7	9,5	18,37
1977	9,5	12,3	16,4	17,6	22,4	25,9	29,9	27,4	23,2	20,9	13	9,8	19,03
1978	9,9	10,8	14,7	15,4	19,7	25,8	27,7	28,3	25,5	19,3	13,5	10,6	18,43
1979	7,8	10,3	14,5	16	23,4	27,5	29,5	28,9	25,4	19,7	12,4	10,3	18,81
1980	7,3	11,9	13,4	14,8	19,1	25,1	28,7	30,5	27,3	19,5	12,3	6,7	18,05
1981	7		17,3	19,4	21,7	27,3	28,6	29,8	25,4	20,2	11	9,7	18,93
1982	9,2	9,7	12,3	16,9	22,5	28,6	30,8	29,1	27	19	13,7	10,2	18,89
1983	7,2	7,4	13,9	17,9	22,8	26	32,6	28,3	25,8	19,5	12,6	9,7	18,74
1984	8,8	8,6	11,1	15,5	18,5	24,4	29,3	26,5	22,8	19,4	14,9	8,9	17,57
1985	6,3	10,7	12,6	16,9	20,9	24,3	30	29,6	30	21,1	12,9	9,5	18,42
1986	8,6	6,9	12,6	17	25,3	24,2	28,4	31,1	25,9	22,4	14,8	6,7	18,94
1987	9	10,3	10	17,6	19,5	24,5	29,4	29,1	27,9	19,9	12,2	8,2	18,16
1988	10,5	10,6	13,4	17,9	21,9	24,5	32	31,9	26,2	22,6	12,2	9,3	19,67
1989	8,6	13,6	17,5	16,7	21,8	25,1	29,2	28,9	25,7	19,4	13,6	11,9	19,43
1990	7,7	14,7	16,9	16,6	23,9	27,1	31,3	30,6	25,8	21,8	14,3	7,6	19,47
1991	10,2	10	17,3	15,7	17,8	26,2	31,5	31,5	27,5	18,5	12,1	6,8	18,86
1992	8,4	11,2	14,2	17,5	23,8	23,9	28,8	32,2	26,8	19,4	14,8	9,4	19,19
1993	8,2	11,1	13,2	17	23,6	27,8	29,8	32,8	25,1	19,6	11,4	10,4	19,13
1994	10,5	10,7	18,4	16,1	23,3	27,6	31,8	33,9	26,2	19,8	15,2	10,1	20,48
1995	7,5	12,9	12,3	17,1	21,6	25	31,3	27,7	22,9	21,8	13,5	11,3	18,48
1996	10,4	9,7	12,8	18,4	21,7	27,1	29	29	22	18,4	14,9	8,8	18,75
1997	11,2	12,5	16,6	15,6	23,6	26,9	28,5	28,4	26,8	19,9	14,1	11,2	19,71
1998	10	13,7	14	16,5	21,7	26,9	31	31,4	23,2	18,4	11,5	7,3	18,45
1999	8,6	9,5	14,3	17,6	24,9	28,3	29,1	31,5	26,1	20,5	12,8	9,6	19,65
2000	8,2	12,5	14,7	18,6	25,4	28,9	29,2	33	26	20,7	14,8	10,8	20,18
2001	10,9	11,9	17,3	16,7	24,1	27,4	30,1	33	23,3	23,2	12,8	7,5	19,98
2002	7,9	13,4	16,7	17,9	23	29,7	29,5	27,9	22,9	20,2	16,4	10,5	19,26
2003	9,2	8,5	15,3	17,6	26,6	32,9	33,5	34,5	25,1	18,6	14,5	10	20,67
2004	8,3	10,2	13,2	16,9	20,2	27,3	31,1	30,7	25,8	21,5	13,5	9,9	18,84
2005	6,7	7,7	14,2	17,3	24,3	28	31,6	27,7	24,6	18,8	15,9	7,4	18,87
2006	7,2	9,9	12,2	18,8	23,4	28	32	27,7	25,9	21,8	14	10,6	19,52
2007	10,9	12,6	14,3	22	24	28,9	33,1	30,1	24,8	19,5	12,4	8,2	20,03
2008	10	12,1	13,7	17,5	23	28,2	31,3	32,4	24,5	21,8	13,8	8,4	19,54
2009	8,8	9,9	14,6	19,3	26,4	27	31,9	33,2	27,3	20,2	15,3	10,3	20,42
2010	7,8	10,7	13,9	18,4	19,7	27,4	32,4	30,2	24,7	18,7	14,1	9,4	18,98
2011	9,3	11,1	13,5	20,5	24,5	28,7	29,6	32,7	28,8	20,5	14,7	11,6	20,14
2012	10,3	7,3	18,8	18,1	22,1	30,9	33,7	34,5	25,9	21,7	15,3	8,9	20,79
2013	8,2	9,3	13,5	20,5	20,5	26,9	31,1	34,9					22,23
Media mensile	8,87	10,79	14,36	17,39	22,54	26,95	30,46	30,44	25,58	20,06	13,62	9,34	19,25

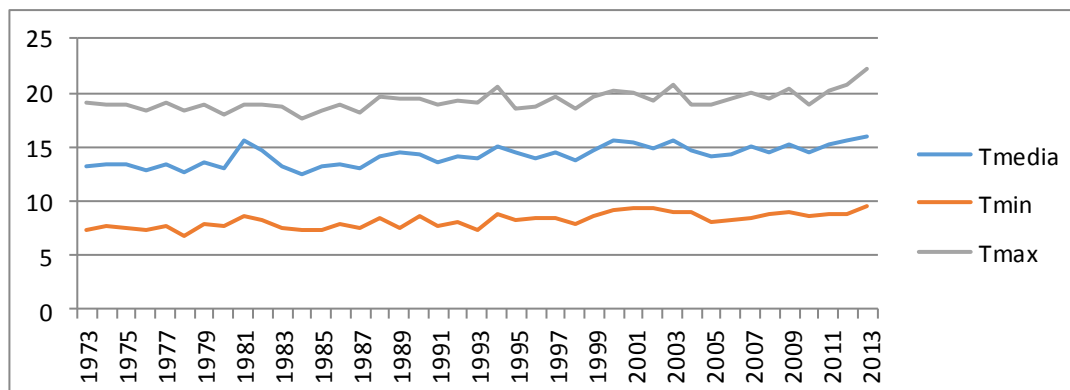


Fig. 4.8 – Temperature medie annuali nel periodo 1973-2013 [stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

Dalla figura 4.8 si nota una crescita delle temperature, in particolare per le temperature massime. Nella figura 4.9 si riportano l'andamento delle medie mensili della temperatura massima, minima e media giornaliera.

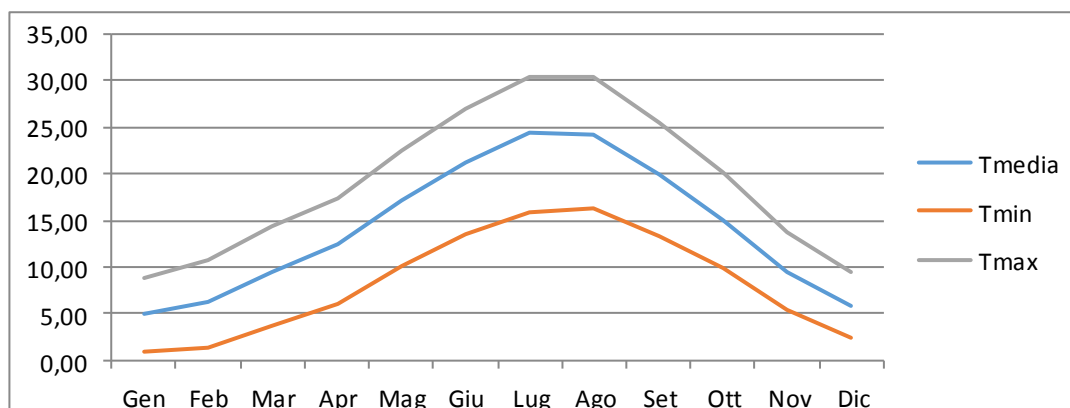


Fig. 4.9 – Temperature medie mensili nel periodo 1973-2013 [stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

I dati così elaborati possono essere confrontati con quelli forniti dalla UNI 10349 “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati Climatici” (aprile 1994), che al prospetto VI riporta i valori medi mensili della temperatura media giornaliera, che fanno riferimento alla provincia di Perugia.

Tab. 4.7– Confronto tra i valori medi mensili della temperatura dell'aria UNI 10349 e presente lavoro

Mese	UNI 10349 (°C)	Dati (°C)
Gennaio	4,0	4,9
Febbraio	5,0	6,2
Marzo	8,1	9,3
Aprile	11,5	12,4
Maggio	15,4	17,2
Giugno	20,1	21,3
Luglio	23,1	24,4
Agosto	22,7	24,3
Settembre	19,6	19,9
Ottobre	14,1	15,0
Novembre	9,4	9,4
Dicembre	5,5	5,8

Come si vede dalla tab. 4.7, i dati della UNI sottostimano leggermente il valore medio mensile della temperatura media giornaliera dell'aria esterna.

Nella tabella 4.8 si riporta l'andamento giornaliero medio mensile del Comune di Marsciano.

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
00:00	2.3	3.6	7.4	11.4	15.5	19	22.3	21.6	18.8	13.7	8.2	3.7
01:00	1.8	3.1	6.9	10.9	15	18.5	21.8	21.1	18.3	13.2	7.7	3.2
02:00	1.3	2.6	6.4	10.4	14.5	18	21.3	20.6	17.8	12.7	7.2	2.7
03:00	0.9	2.2	6	10	14.1	17.6	20.9	20.2	17.4	12.3	6.8	2.3
04:00	0.6	1.9	5.7	9.7	13.8	17.3	20.6	19.9	17.1	12	6.5	2
05:00	0.5	1.8	5.6	9.6	13.7	17.2	20.5	19.8	17	11.9	6.4	1.9
06:00	0.7	2	5.8	9.8	13.9	17.4	20.7	20	17.2	12.1	6.6	2.1
07:00	1.2	2.5	6.3	10.3	14.4	17.9	21.2	20.5	17.7	12.6	7.1	2.6
08:00	2.1	3.4	7.2	11.2	15.3	18.8	22.1	21.4	18.6	13.5	8	3.5
09:00	3.4	4.7	8.5	12.5	16.6	20.1	23.4	22.7	19.9	14.8	9.3	4.8
10:00	4.9	6.2	10	14	18.1	21.6	24.9	24.2	21.4	16.3	10.8	6.3
11:00	6.6	7.9	11.7	15.7	19.8	23.3	26.6	25.9	23.1	18	12.5	8
12:00	8.2	9.5	13.3	17.3	21.4	24.9	28.2	27.5	24.7	19.6	14.1	9.6
13:00	9.4	10.7	14.5	18.5	22.6	26.1	29.4	28.7	25.9	20.8	15.3	10.8
14:00	10.2	11.5	15.3	19.3	23.4	26.9	30.2	29.5	26.7	21.6	16.1	11.6
15:00	10.5	11.8	15.6	19.6	23.7	27.2	30.5	29.8	27	21.9	16.4	11.9
16:00	10.2	11.5	15.3	19.3	23.4	26.9	30.2	29.5	26.7	21.6	16.1	11.6
17:00	9.5	10.8	14.6	18.6	22.7	26.2	29.5	28.8	26	20.9	15.4	10.9
18:00	8.4	9.7	13.5	17.5	21.6	25.1	28.4	27.7	24.9	19.8	14.3	9.8
19:00	7.1	8.4	12.2	16.2	20.3	23.8	27.1	26.4	23.6	18.5	13	8.5
20:00	5.8	7.1	10.9	14.9	19	22.5	25.8	25.1	22.3	17.2	11.7	7.2
21:00	4.7	6	9.8	13.8	17.9	21.4	24.7	24	21.2	16.1	10.6	6.1
22:00	3.7	5	8.8	12.8	16.9	20.4	23.7	23	20.2	15.1	9.6	5.1
23:00	2.9	4.2	8	12	16.1	19.6	22.9	22.2	19.4	14.3	8.8	4.3

Tab. 4.8 – Temperature giornaliere medie mensili

4.5.2 Precipitazioni

Anche per le precipitazioni si fa riferimento ai dati di Perugia; in particolare sono riportate in fig. 4.10 le serie storiche dei valori totali annuali.

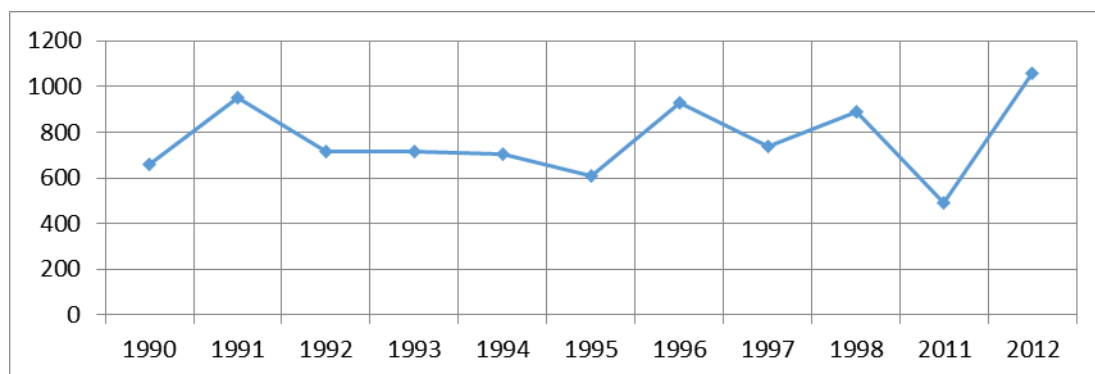


Fig. 4.10 – Precipitazioni totali annuali

Dalla figura si può osservare un andamento che nella media tende a diminuire, anche se nell'ultimo anno si è assistito a un aumento significativo di eventi piovosi.

Nella tabella 4.9 vengono riportati nel dettaglio i valori delle precipitazioni medie mensili nel periodo 1990-2013:

Tab. 4.9 – Precipitazioni medie mensili

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Totale
1990	44	10,6	13,4	116,4	60	26,4	38	44	36,2	90,2	158,4	23,6	661,2
1991	21,4	81,2	24,6	60,2	121	51,2	26,9	34,4	120	133,2	164,2	113	951,3
1992	6	7,6	93,2	78,2	37,4	184	31,6	4,6	53	160,6	50,3	10,4	716,9
1993	1,1	5,5	35,5	86,6	32,3	31	25,4	12,7	132,1	132,7	122,4	100,4	717,7
1994	79,9	28,6	0,6	60,3	66,7	45,3	12,4	21,5	132,4	94,2	66	95,5	703,4
1995	36,5	89,4	90,2	35	60,6	50,5	11,4	124,5	86,2	0,9	8,7	14,6	608,5
1996	42,1	68,4	45,4	67,2	84,8	62,4	24,5	82,1	152,4	64,2	158,1	78,5	930,1
1997	32,6	36,8	14	74,6	57,9	147,8	49,4	19,6	29,2	42,9	169,2	61,8	735,8
1998	41,9	62	43,3	145,3	89	74,4	9	16,6	177,8	90,7	57	84,6	891,6
2011	33,7	31,1	88,9	12,5	33,9	38,3	73,5	0,8	25,1	27,9	5,3	118,1	489,1
2012	43,2	69,2	5,9	98,6	72,2	23,1	19,3	69,9	62,7	134,7	400,1	60,6	1059,5
2013	104,2	103,7	102,9	53	171,3	20,8	21						576,9
Media mensile	40,55	49,51	46,49	73,99	73,93	62,93	28,53	39,15	91,55	88,38	123,61	69,19	753,5

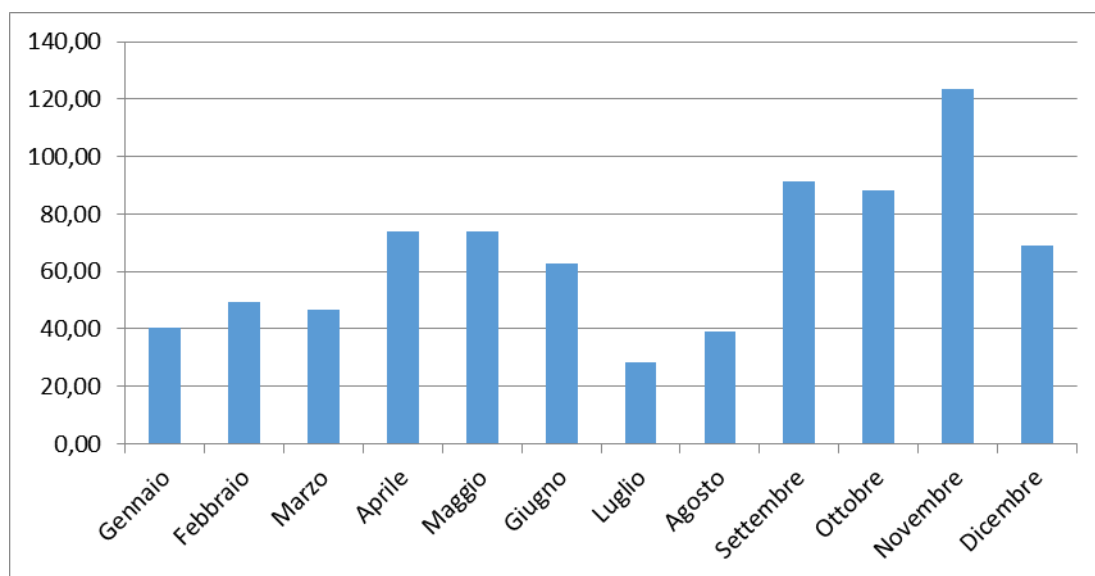


Fig. 4.11 – Precipitazioni medie mensili

Dalla figura 4.11 si può osservare che la stagione autunnale è quella più piovosa. Nella tabella 4.10 si riporta la frequenza mensile delle precipitazioni.

Tab. 4.10 – Frequenza mensile delle precipitazioni (n° giorni con mm >1) [stazione di Perugia-S. Egidio]

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Anno
1990	3	2	4	11	6	4	5	6	5	9	10	5	70
1991	4	11	4	8	10	5	3	3	8	9	14	11	90
1992	2	3	5	10	5	13	3	2	4	15	7	3	72
1993	0	1	4	8	6	5	6	2	9	11	12	7	71
1994	9	6	0	8	6	6	3	3	8	8	6	11	74
1995	8	10	8	8	9	7	3	11	10	0	4	4	82
1996	6	8	6	8	10	6	4	5	12	8	13	11	97
1997	6	4	3	8	6	7	6	4	1	6	11	6	68
1998	5	5	6	12	6	5	2	2	9	5	8	5	70
2002	2	5	2	8	13	5	8	9	10	8	12	12	94

4.5.3 Radiazione solare

La fig. 4.12 mostra l'andamento mensile medio della radiazione solare. Il grafico mostra valori invernali piuttosto bassi, sia per la minore durata dell'illuminazione che per la più frequente e intensa copertura nuvolosa.

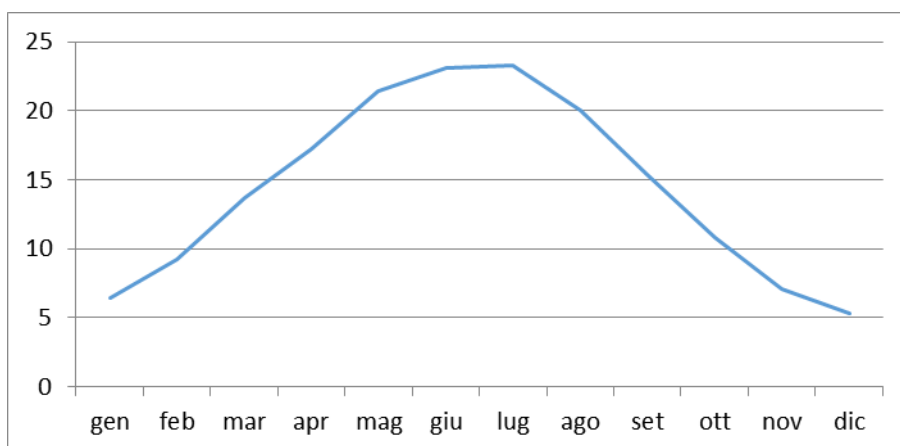


Fig. 4.12 – Andamento medio mensile della radiazione solare [ENEA]

La radiazione totale annuale media è circa 5276 MJ/m².

In particolare, sono riportati rispettivamente nelle tabelle 4.11 e 4.12 i valori giornalieri della radiazione solare totale (espressa MJ/m²giorno) e dell'eliofania (espressa in minuti). Per eliofania si intende la durata della presenza di sole non coperto da nubi durante il giorno in un determinato punto della superficie terrestre; il dato reale (misurato) differisce da quello teorico (cioè calcolato a partire dai dati astronomici) a causa dell'orografia dello specifico sito e soprattutto a causa delle condizioni meteorologiche.

Tab. 4.11 – Radiazione solare media mensile [ENEA]

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno
1994	6,2	9,1	13,9	17,1	21,5	22,7	23,4	21,0	15,2	11,4	7,1	5,3	5302
1995	6,0	8,8	12,6	16,8	20,5	22,8	23,3	18,5	14,9	11,7	8,2	4,5	5138
1996	6,1	9,0	13,1	17,3	21,4	22,8	22,8	19,9	14,2	10,1	6,5	5,0	5126
1997	6,9	8,6	15,2	17,8	22,2	23,1	23,0	20,1	16,6	10,7	6,3	5,9	5379
1998	6,5	10,1	14,1	17,4	21,4	23,6	24,1	20,9	15,2	10,3	6,9	6,0	5378
1999	7,1	9,7	13,4	17,2	21,7	23,8	22,9	19,8	15,9	10,5	7,7	5,3	5331
Media	6,5	9,2	13,7	17,3	21,5	23,1	23,3	20,0	15,3	10,8	7,1	5,3	5275,7

Tab. 4.12 – Eliofofania giornaliera media assoluta e relativa nel mese, anno 2002 [ISTAT]

Genn		Febb		Mar		Apr	
Ass. [h]	Rel. [%]	Ass. [h]	Rel. [%]	Ass. [h]	Rel. [%]	Ass. [h]	Rel. [%]
4	54	4	48	7	72	6	64
Magg		Giu		Lug		Ago	
Ass. [h]	Rel. [%]	Ass. [h]	Rel. [%]	Ass. [h]	Rel. [%]	Ass. [h]	Rel. [%]
7	73	9	81	9	80	8	80
Sett		Ott		Nov		Dic	
Ass. [h]	Rel. [%]	Ass. [h]	Rel. [%]	Ass. [h]	Rel. [%]	Ass. [h]	Rel. [%]
6	71	6	62	3	33	1	19



4.5.4 Vento

Nella tabella 4.13, si riportano la direzione di provenienza, frequenza e velocità giornaliera media mensile del vento al suolo [ISTAT].

Tab. 4.13 – Vento al suolo: direzione di provenienza, frequenza e velocità giornaliera media mensile, anno 2002 [ISTAT]

		GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
N	Frequenza [%]	9	7	11	8	6	7	6	7	..	5	6	11
	Velocità [m/s]	2	1,6	2,4	2	1,7	1,6	2	1,7	..	1,4	1,7	2,6
NE	Frequenza [%]	14	9	24	23	13	13	14	16	..	10	10	21
	Velocità [m/s]	4,1	3,3	4,9	4,4	3,1	3,5	4,2	3,2	..	2,6	4,1	4,9
E	Frequenza [%]	9	9	6	11	9	9	10	12	..	12	9	12
	Velocità [m/s]	1,1	1,4	1,9	1,8	1,5	2,1	1,9	1,8	..	1,4	1,6	1,5
SE	Frequenza [%]	9	13	5	9	9	10	10	15	..	15	18	10
	Velocità [m/s]	1,6	2,7	1,8	2	1,8	2,1	1,7	2,2	..	1,8	2,5	1,8
S	Frequenza [%]	9	21	13	13	15	14	17	16	..	23	28	13
	Velocità [m/s]	2	3,8	2,9	3,1	2,5	3	2,1	2,4	..	3,1	4,4	2,5
SW	Frequenza [%]	3	9	8	8	14	14	15	11	..	12	10	5
	Velocità [m/s]	0,9	3,6	2,9	3,5	3,2	3,4	3,1	2,4	..	3,1	2,7	1,5
W	Frequenza [%]	3	6	9	7	15	14	12	8	..	8	6	6
	Velocità [m/s]	1,5	2	2,3	2,2	3,1	2,8	2,9	2,8	..	2,8	2	1,7
NW	Frequenza [%]	13	13	18	14	14	15	13	11	..	9	10	16
	Velocità [m/s]	2	1,9	2,4	1,8	2,1	2,3	2,4	1,9	..	1,7	1,8	2,3
Calma	Frequenza [%]	31	13	6	7	5	4	3	4	..	6	3	6

Tab. 4.14 - Vento al suolo: direzione di provenienza, frequenza e velocità giornaliera media nell'anno, anno 2002 [ISTAT]

N		NE		E	
Frequenza [%]	Velocità [m/s]	Frequenza [%]	Velocità [m/s]	Frequenza [%]	Velocità [m/s]
8	2	16	4	10	1,6
SE		S		SW	
Frequenza [%]	Velocità [m/s]	Frequenza [%]	Velocità [m/s]	Frequenza [%]	Velocità [m/s]
11	2,1	16	3,1	10	2,9
W		NW		Calma	
Frequenza [%]	Velocità [m/s]	Frequenza [%]	Velocità [m/s]	Frequenza [%]	
8	2,5	13	2,1	8	

Tab. 4.15 - Vento al suolo: direzione di provenienza e massima velocità giornaliera nel mese, anno 2002 [ISTAT]

GENN		FEBB		MAR		APR	
Direzione	Velocità [m/s]	Direzione	Velocità [m/s]	Direzione	Velocità [m/s]	Direzione	Velocità [m/s]
SE	12,2	S	11,3	W	19	SE	11,1
MAG		GIU		LUG		AGO	
Direzione	Velocità [m/s]	Direzione	Velocità [m/s]	Direzione	Velocità [m/s]	Direzione	Velocità [m/s]
E	10	E	15,9	S	10,5	NW	15,2
SETT		OTT		NOV		DIC	
Direzione	Velocità [m/s]	Direzione	Velocità [m/s]	Direzione	Velocità [m/s]	Direzione	Velocità [m/s]
..	..	NW	11,7	NW	14,9	S	11,1



Le direzioni dominanti di provenienza dei venti sono nord-est e sud (figura 4.13 e tabella 4.14). La velocità del vento a Marsciano è mediamente contenuta entro i 6 m/s; la velocità massima (tabella 4.15) si raggiunge solitamente nel mese di marzo e può raggiungere valori di 19 m/s proveniente da ovest [3].

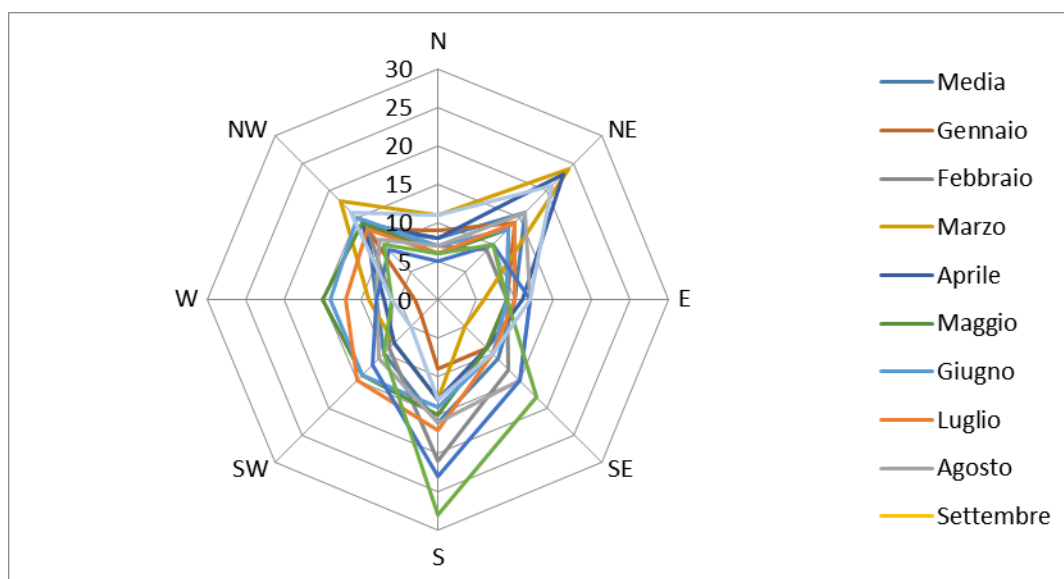


Fig. 4.13 - Vento al suolo: frequenza giornaliera media mensile, anno 2002 [ISTAT]

4.6 DATI DEMOGRAFICI

Per quanto riguarda la popolazione residente si fa riferimento principalmente ai dati ISTAT; la popolazione residente è costituita dalle persone aventi dimora abituale nel Comune, anche se alla data considerata sono assenti perché temporaneamente presenti in altro Comune italiano o all'estero (Glossario ISTAT). I dati in tabella 4.16 sono riferiti al 31 dicembre di ciascun anno.

Tab. 4.16– Popolazione residente [ISTAT]

Anno	Residenti	Vaziazione	1991	15.813	1,80%
1861	10.120		2001	16.367	3,50%
1871	10.917	7,90%	2002	16.587	1,30%
1881	11.662	6,80%	2003	16.803	1,30%
1901	13.749	17,90%	2004	17.148	2,10%
1911	14.840	7,90%	2005	17.421	1,60%
1921	16.328	10,00%	2006	17.625	1,20%
1931	17.110	4,80%	2007	18.071	2,50%
1936	17.129	0,10%	2008	18.291	1,20%
1951	18.266	6,60%	2009	18.619	1,80%
1961	17.483	-4,30%	2010	18.770	0,80%
1971	15.311	-12,40%	2011	18.714	-0,30%
1981	15.527	1,40%	2012	18.817	0,60%

La tabella 4.17 visualizza il numero dei trasferimenti di residenza da e verso il comune di Marsciano negli ultimi anni e il numero di nascite e di morti. Fra gli iscritti e i cancellati, sono evidenziati i trasferimenti di residenza da altri comuni, quelli dall'estero e quelli dovuti per altri motivi (ad esempio per rettifiche amministrative). Nella tabella 4.18 è riportato il saldo naturale e migratorio.

Tab. 4.17– Flusso migratorio e naturale popolazione [ISTAT]

Anno	Nati	Morti	Iscritti			Cancellati		
			da altri comuni	dall'estero	altri iscritti	per altri comuni	per l'estero	altri cancellati
2002	150	174	276	95	40	159	8	0
2003	130	185	298	187	34	211	3	34
2004	167	185	406	148	76	232	17	18
2005	164	188	437	130	5	242	18	15
2006	159	174	393	116	7	278	12	7
2007	163	185	417	362	8	284	17	18
2008	185	193	415	216	9	339	39	34
2009	173	187	496	170	7	277	46	8
2010	174	155	352	149	12	335	29	17
2011	170	198	337	132	8	285	54	35
2012	200	207	489	124	103	420	87	99

Tab. 4.18– Saldo naturale, migratorio e totale [ISTAT]

Anno	Saldo Naturale	Saldo Migratorio	Saldo totale
2002	-24	244	220
2003	-55	271	216
2004	-18	363	345
2005	-24	297	273
2006	-15	219	204
2007	-22	468	446
2008	-8	228	220
2009	-14	342	328
2010	19	132	151
2011	-28	103	75
2012	-7	110	103

La popolazione residente appare in progressivo aumento. In realtà negli ultimi anni il saldo è positivo grazie alla componente migratoria che bilancia la bassa natalità.

L'incremento demografico è comunque in evidente rallentamento: da un incremento pari al 17,9% nel periodo 1881-1901, si è passati ad una variazione annua del 2%, fino a meno dell' 1% stimato dal 2010 in poi (addirittura con un decremento nel 2011).

In teoria, il dato sulla popolazione residente non è esaustivo dell'effettiva consistenza della popolazione che giornalmente si trova sul territorio comunale. A tale dato andrebbe aggiunta la popolazione presente senza residenza e quella cosiddetta "fluttuante". Alla prima categoria appartengono domiciliati, studenti e lavoratori con residenza fuori comune ed extracomunitari non domiciliati. Alla seconda turisti e presenze occasionali. Le presenze di persone non residenti sono comunque limitate nel tempo sia nel corso di una giornata che nel corso dell'anno.

I dati a disposizione nella tabella 4.19 mostrano un progressivo calo del numero di componenti per famiglia: da 2,79 nel 2003 si è passati a 2 nel 2012. L'evidente conseguenza della diminuzione dei componenti dei nuclei familiari è dovuto, visto il concomitante aumento della popolazione residente, dall'aumento del numero delle famiglie: dal dato censorio che dava al 2003 un numero di famiglie pari a 6021 si è passati, secondo i dati ISTAT, a 7236 nel 2012 (+20,2%).

Tab. 4.19– Famiglie residenti, componenti per famiglia e % di maschi sulla popolazione residente [ISTAT]

Anno	Famiglie	Componenti per Famiglia	%Maschi
2003	6.021	2,79	49,00%
2004	6.180	2,77	49,10%
2005	6.322	2,76	49,00%
2006	6.410	2,75	49,10%
2007	6.644	2,72	48,90%
2008	6.802	2,68	48,90%
2009	6.959	2,68	48,90%
2010	7.077	2,65	48,70%
2011	7.175	2,6	48,70%
2012	7.236	2	48,60%

L'analisi della struttura per età di una popolazione considera tre fasce di età: giovani 0-14 anni, adulti 15-64 anni e anziani 65 anni ed oltre. In base alle diverse proporzioni fra tali fasce di età, la struttura di una popolazione viene definita di tipo progressiva, stazionaria o regressiva a seconda che la popolazione giovane sia maggiore, equivalente o minore di quella anziana: nel seguente caso si ha una popolazione regressiva, anche se negli ultimi anni sono aumentati i residenti nelle classi di età 15-65 (tabella 4.20 e 4.21).

Tab. 4.20– Popolazione % per fasce di età e età media [ISTAT]

Anno	% 0-14	% 15-64	% 65+	Abitanti	Età Media
2002	13,80%	63,55%	22,66%	16.367	43,1
2003	13,84%	63,32%	22,84%	16.587	43,3
2004	13,37%	63,82%	22,81%	16.803	43,4
2005	13,42%	63,76%	22,82%	17.148	43,4
2006	13,91%	63,41%	22,67%	17.421	43,2
2007	13,80%	63,60%	22,60%	17.625	43,2
2008	13,70%	64,20%	22,20%	18.071	43,2
2009	13,60%	64,20%	22,10%	18.291	43,3
2010	13,80%	64,30%	21,90%	18.619	43,3
2011	13,90%	64,30%	21,80%	18.770	43,4
2012	13,90%	64,40%	21,80%	18.714	43,6

Tab. 4.21– Dettaglio popolazione per fasce di età [ISTAT]

Età	2007	2008	2009	2010	2011	2012
0-4	802	824	844	882	886	886
5-9	814	824	822	836	866	848
10-14	824	819	830	849	859	858
15-19	932	969	919	921	909	908
20-24	943	984	1.060	1.085	1.074	1.048
25-29	1.042	1.082	1.062	1.028	1.066	1.070
30-34	1.250	1.284	1.305	1.298	1.220	1.170
35-39	1.368	1.399	1.388	1.461	1.444	1.401
40-44	1.346	1.387	1.435	1.468	1.477	1.506
45-49	1.276	1.357	1.366	1.384	1.413	1.407
50-54	1.108	1.179	1.204	1.235	1.290	1.316
55-59	1.095	1.057	1.080	1.097	1.133	1.133
60-64	848	900	925	993	1.048	1.090
65-69	984	962	968	918	840	834
70-74	972	960	982	992	984	947
75-79	855	866	866	913	913	895
80-84	665	698	680	675	719	744
85-89	335	357	400	430	458	448
90-94	129	117	113	114	130	171
95-99	35	41	37	35	36	29
100+	2	5	5	5	5	5

Tab. 4.22– Reddito medio annuo [Ministero dell'Economia e delle Finanze]

Anno	Dichiaranti	Popolazione	%popolazione	Ammontare [€]	Reddito medio [€]
2005	9.116	17.421	52,30%	158.242.309	17.359
2006	9.503	17.625	53,90%	170.968.805	17.991
2007	9.682	18.071	53,60%	188.766.421	19.497
2008	10.055	18.291	55,00%	196.888.968	19.581
2009	10.047	18.619	54,00%	201.405.268	20.046
2010	10.091	18.770	53,80%	204.250.614	20.241

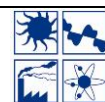
In tabella 4.22 sono riportati i redditi medi che vengono calcolati sui dichiaranti e non su tutta la popolazione residente (altrimenti si otterrebbero valori quasi dimezzati).

4.7 ATTIVITÀ ECONOMICHE

La classificazione delle attività economiche ATECO (ATtività ECONomiche) è una tipologia di classificazione adottata dall'Istituto Nazionale di Statistica Italiano (ISTAT) per le rilevazioni statistiche nazionali di carattere economico. È la traduzione italiana della Nomenclatura delle Attività Economiche (NACE) creata dall'Eurostat, adattata dall'ISTAT alle caratteristiche specifiche del sistema economico italiano. Attualmente è in uso la versione ATECO 2007, entrata in vigore dal 1° gennaio 2008, che sostituisce la precedente ATECO 2002, adottata nel 2002 ad aggiornamento della ATECO 1991.

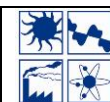
Si tratta di una classificazione alfa-numerica con diversi gradi di dettaglio: le lettere indicano il macro-settore di attività economica, mentre i numeri (che vanno da due fino a sei cifre) rappresentano, con diversi gradi di dettaglio, le articolazioni e le disaggregazioni dei settori stessi. Le varie attività economiche sono raggruppate, dal generale al particolare, in sezioni (codifica: 1 lettera), divisioni (2 cifre), gruppi (3 cifre), classi (4 cifre), categorie (5 cifre) e sotto categorie (6 cifre).

Dai dati riportati in tabella 4.23, si evince che la maggior parte delle attività nel Comune di Marsciano sono rappresentate dalle coltivazioni agricole e produzione di prodotti animali, caccia e servizi connessi (23,5%), seguite da attività commerciali al dettaglio (13,1%) e lavori di costruzione (11,5%).



Tab. 4.23– Attività economiche presenti nel comune di Marsciano

Divisione ATECO	Descrizione	Numero
1	Coltivazioni agricole e produzione di prodotti animali, caccia e servizi connessi	409
47	Commercio al dettaglio (escluso quello di autoveicoli e di motocicli)	228
43	Lavori di costruzione specializzati	200
46	Commercio all'ingrosso (escluso quello di autoveicoli e di motocicli)	125
41	Costruzione di edifici	83
56	Attività dei servizi di ristorazione	71
96	Altre attività di servizi per la persona	64
68	Attività immobiliari	59
49	Trasporto terrestre e trasporto mediante condotte	48
25	Fabbricazione di prodotti in metallo (esclusi macchinari e attrezzature)	40
14	"confezione di articoli di abbigliamento; confezione di articoli in pelle e pelliccia"	39
45	Commercio all'ingrosso e al dettaglio e riparazione di autoveicoli e motocicli	34
66	Attività ausiliarie dei servizi finanziari e delle attività assicurative	33
16	industria del legno e dei prodotti in legno e sughero (esclusi i mobili); fabbricazione di articoli in paglia e materiali da intreccio	28
10	Industrie alimentari	19
81	Attività di servizi per edifici e paesaggio	17
31	Fabbricazione di mobili	16
23	Fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi	15
95	Riparazione di computer e di beni per uso personale e per la casa	15
82	Attività di supporto per le funzioni d'ufficio e altri servizi di supporto alle imprese	14
32	Altre industrie manifatturiere	12
74	Altre attività professionali, scientifiche e tecniche	12
93	Attività sportive, di intrattenimento e di divertimento	12
33	Riparazione, manutenzione ed installazione di macchine ed apparecchiature	11
15	Fabbricazione di articoli in pelle e simili	10
70	Attività di direzione aziendale e di consulenza gestionale	10
55	Alloggio	9
63	Attività dei servizi d'informazione e altri servizi informatici	9
2	Silvicoltura ed utilizzo di aree forestali	7
22	Fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche	7
73	Pubblicità e ricerche di mercato	7
26	fabbricazione di computer e prodotti di elettronica e ottica; apparecchi elettromedicali, apparecchi di misurazione e di orologi	6
62	Produzione di software, consulenza informatica e attività connesse	6
13	Industrie tessili	5
18	Stampa e riproduzione di supporti registrati	5
27	Fabbricazione di apparecchiature elettriche ed apparecchiature per uso domestico non elettriche	5
28	Fabbricazione di macchinari ed apparecchiature nca	5
61	Telecomunicazioni	5
64	Attività di servizi finanziari (escluse le assicurazioni e i fondi pensione)	4
86	Assistenza sanitaria	4
20	Fabbricazione di prodotti chimici	3
35	Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	3
42	Ingegneria civile	3
71	attività degli studi di architettura e d'ingegneria; collaudi ed analisi tecniche	3
85	Istruzione	3
88	Assistenza sociale non residenziale	3
8	Estrazione di altri minerali da cave e miniere	2
52	Magazzinaggio e attività di supporto ai trasporti	2
58	Attività editoriali	2
90	Attività creative, artistiche e di intrattenimento	2
11	Industria delle bevande	1
12	Industria del tabacco	1
17	Fabbricazione di carta e di prodotti di carta	1
60	Attività di programmazione e trasmissione	1
69	Attività legali e contabilità	1
72	Ricerca scientifica e sviluppo	1
79	Attività dei servizi delle agenzie di viaggio, dei tour operator e servizi di prenotazione e attività connesse	1
80	Servizi di vigilanza e investigazione	1
TOTALE		1742



4.8 PATRIMONIO EDILIZIO

I dati elaborati per determinare la superficie a terra dell'edificato per destinazioni d'uso, sono derivati dalla banca dati del Sistema ecografico catastale regionale. L'archivio nasce dall'incrocio e dall'integrazione di dati alfanumerici e territoriali provenienti da fonte di rilevazione diversa (terrestre, aerofotogrammetrica, satellitare, ecc.), attraverso l'utilizzo di tecnologia di tipo misto GIS/RDBMS. Gli elementi costitutivi della banca dati rilevati su tutto il territorio regionale sono individuati nelle informazioni ecografiche di titolarità comunale correlate con la viabilità comunale, la numerazione civica e la codifica degli edifici. Lo schema concettuale della banca dati si articola secondo tre strati informativi identificabili come "Toponomastica e numerazione civica", "Viabilità" ed "Edificato". Dallo strato "Edificato" sono state estratte le superfici dei fabbricati censiti e mappati dal 2007 al 2010, calcolate automaticamente dal sistema GIS e suscettibili pertanto di una possibile approssimazione (tabella 4.24). La destinazione d'uso degli edifici rilevata è stata sottoposta ad una riclassificazione per favorire una lettura dei dati più omogenea.

Tab. 4.24– Destinazione d'uso della superficie edificata [UmbriaGeo]

Residenziale (mq)	Produttiva (mq)	Servizi (mq)	Ricettiva (mq)	Ricreativa\Culturale (mq)	Religiosa (mq)	Altro (mq)	N.C. (mq)
938825	290566	22893	0	10593	10543	314877	50520

I dati nella tabella 4.25 riportano le superfici in kmq e su base comunale delle sezioni di censimento ISTAT aggregate per tipologia di località. Le tipologie di località delle sezioni di censimento sono le seguenti:

1. Centri abitati: Aggregato di case contigue o vicine con interposte strade, piazze e simili, o comunque brevi soluzioni di continuità per la cui determinazione si assume un valore variabile intorno ai 70 metri, caratterizzato dall'esistenza di servizi od esercizi pubblici (scuola, ufficio pubblico, farmacia, negozio o simili) costituenti la condizione di una forma autonoma di vita sociale, e generalmente determinanti un luogo di raccolta ove sono soliti concorrere anche gli abitanti dei luoghi vicini per ragioni di culto, istruzione, affari, approvvigionamento e simili, in modo da manifestare l'esistenza di una forma di vita sociale coordinata dal centro stesso. I luoghi di convegno turistico, i gruppi di villini, alberghi e simili destinati alla villeggiatura, abitati stagionalmente, sono considerati centri abitati temporanei, purché nel periodo dell'attività stagionale presentino i requisiti del centro.
2. Nuclei abitati: Località abitata, priva del luogo di raccolta che caratterizza il centro abitato, costituita da un gruppo di case contigue e vicine, con almeno cinque famiglie, con interposte strade, sentieri, piazze, aie, piccoli orti, piccoli incolti e simili, purché l'intervallo tra casa e casa non superi trenta metri e sia in ogni modo inferiore a quello intercorrente tra il nucleo stesso e la più vicina delle case manifestamente sparse. Il carattere di nucleo è riconosciuto anche:
 - a) al gruppo di case, anche minimo, vicine tra loro, situate in zona montana, quando vi abitino almeno due famiglie e le condizioni della viabilità siano tali da rendere difficile e comunque non frequenti i rapporti con le altre località abitate (nucleo speciale montano);
 - b) all'aggregato di case (dirute o non dirute) in zona montana, già sede di numerosa popolazione ed ora completamente o parzialmente disabitato a causa dello spopolamento montano (nucleo speciale montano già nucleo ora spopolato);
 - c) ai fabbricati di aziende agricole e zootecniche noti nelle diverse regioni con varie denominazioni anche se costituiti da un solo edificio, purché il numero di famiglie in esso abitanti non sia inferiore a cinque (nucleo speciale azienda agricola e/o zootecnica);

- d) ai conventi, case di cura, colonie climatiche e sanatoriali, orfanotrofi, case di correzione e scuole convitto situati in aperta campagna, anche se abbiano laboratori, servizi ed esercizi interni (nucleo speciale convento, casa di cura, ecc.);
 - e) agli edifici distanti da centri e nuclei abitati, nei quali esistono servizi od esercizi pubblici (stazione ferroviaria, centrale idroelettrica, spaccio, chiesa, ecc.) purché negli stessi o nelle eventuali case prossime, da comprendere nel nucleo, vi abitino almeno due famiglie (nucleo speciale stazione ferroviaria, centrale idroelettrica, ecc.);
 - f) agli insediamenti residenziali con popolazione non stabile, occupati, stagionalmente a scopo di villeggiatura, di cura, ecc., con almeno 10 abitazioni; (nucleo speciale insediamento residenziale con popolazione non stabile).
3. Località produttive: Aree in ambito extraurbano con più di 10 u.l. o con più di 200 addetti, superficie minima di 5 ettari.
 4. Case sparse: Case disseminate nel territorio comunale a distanza tale tra loro da non poter costituire nemmeno un nucleo abitato.

Tab. 4.25– Tipologie di località dell'area del comune di Marsciano [UmbriaGeo]

Centri abitati (Kmq)	Nuclei abitati (Kmq)	Località produttive (kmq)	Case sparse (kmq)
6,85	0,33	0,00	154,23

Nel territorio comunale vi sono 3.962 edifici, di cui il 95.68% risulta utilizzato (figura 4.14). L'81.24% della popolazione residente vive in abitazioni di proprietà mentre il 8.56% vive in abitazioni in affitto. La maggior parte del patrimonio immobiliare del comune di Marsciano è stata costruita prima del 1982 (nel 1976 fu emanata la prima legge sul risparmio energetico degli edifici, la L. 373 del 1976, che tentava di limitare i consumi energetici in edilizia e che imponeva limiti alla dispersione termica degli involucri) [4].

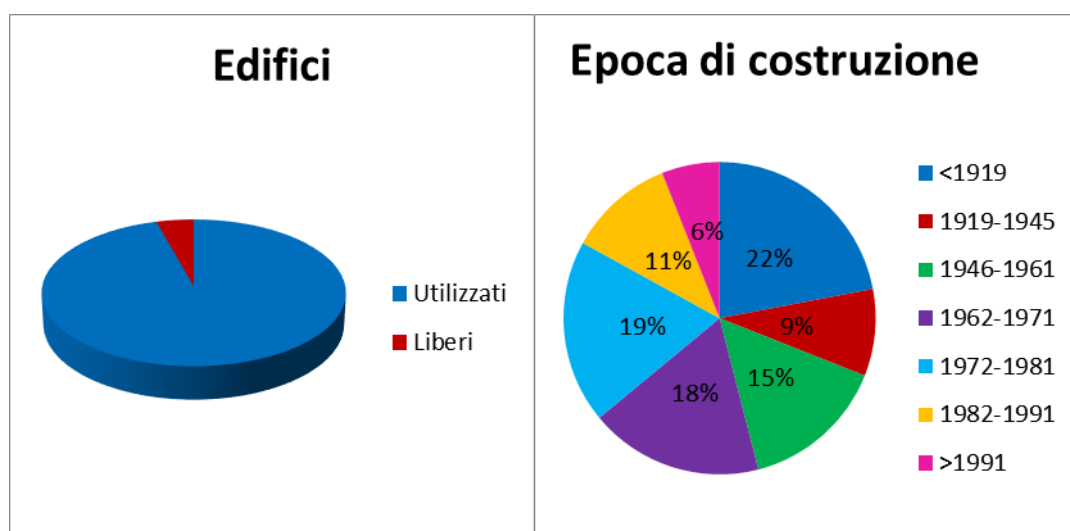


Fig. 4.14– Statistiche relative agli immobili nel comune di Marsciano [4]

4.9 INFRASTRUTTURE E SERVIZI

Per Servizio Idrico (Integrato) si intende l'insieme dei servizi di captazione, adduzione e distribuzione di acqua ad usi civili, fognatura e depurazione delle acque reflue. Il Piano d'Ambito è lo strumento fondamentale di programmazione attraverso il quale l'Autorità d'Ambito attua, indirizza e controlla il Servizio Idrico Integrato dell'Ambito Territoriale Ottimale. Questo strumento di programmazione scaturisce dalle risultanze di una serie di studi, tra i quali il Piano Regolatore Regionale degli Acquedotti (PRRA). Le statistiche elaborate in questa sezione e pubblicate nelle seguenti sottosezioni derivano dal documento "Piano Regolatore Regionale degli Acquedotti dell'Umbria", redatto a cura della Direzione Ambiente, Territorio e Infrastrutture della Regione Umbria.

I dati elaborati sono stati estratti dal Piano Regolatore regionale degli Acquedotti, predisposto dalla Direzione Ambiente, Territorio e Infrastrutture. Per determinare l'entità della popolazione beneficiata dal servizio acquedottistico si sono utilizzati i dati della popolazione "legale" derivanti dal censimento ISTAT del 2001. La ricognizione effettuata, per molteplici aspetti, fornisce valori approssimativi in materia di popolazione servita da acquedotto. La valutazione della popolazione residente non servita da acquedotto è stata desunta dal Censimento ISTAT 2001, acquisendola dai dati relativi alle abitazioni occupate non alimentate da acquedotto, ma esclusivamente da pozzo o cisterna (tabella 4.26).

Tab. 4.26– Popolazione residente nel comune di Marsciano servita o no da acquedotto [UmbriaGeo]

Popolazione residente	Popolazione residente non servita da acquedotti	Popolazione residente servita da acquedotti
16367	3490	12877

Per quanto riguarda la rete stradale si rimanda al paragrafo 4.2. Di seguito si riportano i dati che riportano lo sviluppo della rete stradale e ferroviaria presente nel Comune di Marsciano, che è stato ottenuto dalla rilevazione in scala 1:10.000 della rete interna al confine regionale, classificata sulla base del D.P.C.M. del 21 settembre 2001 (G.U. serie generale n. 226 del 28/09/01), integrando la rete infrastrutturale viaria e ferroviaria in possesso della Regione Umbria in scala 1:25.000 sulla base di Ortofoto digitale a colori (Terraitaly™ Programma "IT2000" – ©Compagnia Generale Riprese aeree S.p.A. - Parma) a scala 1:10.000. Nell'ambito dell'Intesa Stato-Regioni-Enti Locali sui Sistemi Informativi Geografici (Intesa GIS) è stata realizzata la rete infrastrutturale viaria e ferroviaria con vincoli stringenti di connessione dinamica. Le strade sono state riaggregate in macro-classi per favorire una lettura più agevole del dato statistico (tabella 4.27).

Tab. 4.27– Rete stradale del comune di Marsciano [UmbriaGeo]

Autostrade (Km)	Raccordi autostradali e S.G.C. (km)	Strade Statali (km)	Strade Regionali (km)	Strade Provinciali (km)	Strade Comunali (km)	Totale strade (km)
0	0	0	17,29	62,32	80,55	160,16

La ex strada statale 317 Marscianese (SS 317), ora strada regionale 317 Marscianese (SR 317), è una strada regionale italiana che attraversa il comune di Marsciano. Le strade provinciali che attraversano il comune sono la 375 che attraversa principalmente il centro di Marsciano, la 376 che passa per Morcella, e la 340 che attraversa Spina.



4.10 SITUAZIONE AMBIENTALE

4.10.1 Acqua

Nel 1998, nell'ambito del Progetto Interregionale PRISMAS, è stata istituita la rete di monitoraggio dei principali corpi idrici sotterranei alluvionali e carbonatici della regione. Su tale rete, nel periodo 1998-1999 sono state effettuate campagne di monitoraggio qualitativo e quantitativo a cadenza trimestrale. Con l'emanazione del D.Lgs. 152/99 e sulla base delle indicazioni emerse dal Documento di Aggiornamento del Piano Regionale di Risanamento delle Acque, la rete è stata ottimizzata e adottata come rete regionale di monitoraggio dei corpi idrici sotterranei significativi ai fini della definizione degli obiettivi di qualità ambientale. Nel 2010 è stato attivato uno studio finalizzato all'adeguamento delle reti di monitoraggio alla normativa di nuova emanazione, il D.Lgs. 30/2009, con la duplice finalità di individuare reti per il monitoraggio dei corpi idrici "minori" non monitorati ai sensi della precedente normativa, e di ottimizzare la rete dei corpi idrici già oggetto di monitoraggio. Nel 2001, inoltre, sono state istituite due reti di monitoraggio quantitativo in continuo dei corpi idrici sotterranei. La prima, che riguarda le principali emergenze puntuali delle strutture carbonatiche e del vulcanico, è costituita di stazioni per la misura in continuo delle portate; la seconda, interessante prevalentemente gli acquiferi alluvionali, è costituita di stazioni per la misura in continuo del livello piezometrico su pozzi e piezometri.

Nella figura 4.15 (immagine di sinistra) si riportano gli acquiferi presenti in Umbria; quello appartenente al comune di Marsciano è LOC0100 e in particolare, le stazioni di monitoraggio sono LOC111 e LOC121. Nell'immagine a destra sono riportate le stazioni di misura della Media Valle del Tevere Sud, alla quale appartiene il comune in questione (MVT24, 27, 29, 30, 31, 33, 35, 37, 39).

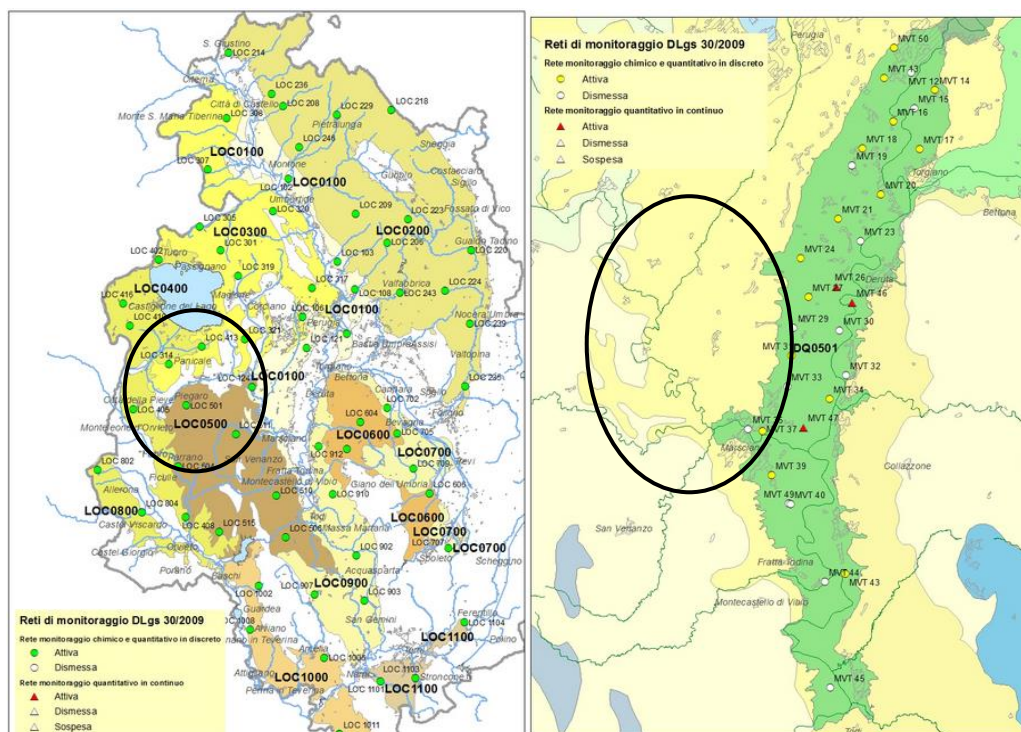


Fig. 4.15 – Acquiferi locali (sinistra) e stazioni di misura Media Valle del Tevere Sud (destra) [ARPA]

Nella tabella 4.28 sono riportate le classi di appartenenza di ogni stazione di misura secondo la classificazione chimica dei corpi idrici sotterranei descritta nell'Allegato 1 del D.Lgs. 152/99:



Tab. 4.28 – Suddivisione in classi [5]

Classe 1	Impatto antropico nullo o trascurabile con pregiate caratteristiche idrochimiche;
Classe 2	Impatto antropico ridotto e sostenibile sul lungo periodo e con buone caratteristiche idrochimiche;
Classe 3	Impatto antropico significativo e con caratteristiche idrochimiche generalmente buone, ma con alcuni segnali di compromissione;
Classe 4	Impatto antropico rilevante con caratteristiche idrochimiche scadenti;
Classe 0 (*)	Impatto antropico nullo o trascurabile ma con particolari facies idrochimiche naturali in concentrazioni al di sopra del valore della classe 3.

(*) Per la valutazione dell'origine endogena delle specie idrochimiche presenti dovranno essere considerate anche le caratteristiche chimico-fisiche delle acque.

Ai fini della classificazione chimica si utilizzerà il valore medio, rilevato per ogni parametro di base o addizionale nel periodo di riferimento. Le diverse classi qualitative vengono attribuite secondo lo schema di tabella 4.28, tenendo anche conto dei parametri e dei valori riportati alla tabella 4.29 e 4.30. La classificazione è determinata dal valore di concentrazione peggiore riscontrato nelle analisi dei diversi parametri di base o dei parametri addizionali.

Tab. 4.29 – Classificazione chimica in base ai parametri di base [5]

	Unità di misura	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4	Classe 0 (*)
Conducibilità elettrica	μS/cm (20 °C)	≤ 400	≤ 2500	≤ 2500	> 2500	> 2500
Cloruri	mg/L	≤ 25	≤ 250	≤ 250	> 250	> 250
Manganese	μg/L	≤ 20	≤ 50	≤ 50	> 50	> 50
Ferro	μg/L	< 50	< 200	≤ 200	> 200	> 200
Nitrati	mg/L di NO ₃	≤ 5	≤ 25	≤ 50	> 50	
Solfati	mg/L di SO ₄	≤ 25	≤ 250	≤ 250	> 250	> 250
Ione ammonio	mg/L di NH ₄	≤ 0,05	≤ 0,5	> 0,5	> 0,5	> 0,5

Tab. 4.30 – Parametri addizionali [5]

Inquinanti inorganici	μg/L	Inquinanti organici	μg/L
Alluminio	≤ 200	Composti alifatici alogenati totali	10
Antimonio	≤ 5	di cui:	
Argento	≤ 10	- 1,2-dicloroetano	3
Arsenico	≤ 10	Pesticidi totali [1]	0,5
Bario	≤ 2000	di cui:	
Berillio	≤ 4	- aldrin	0,03
Boro	≤ 1000	- dieldrin	0,03
Cadmio	≤ 5	-eptacloro	0,03
Cianuri	≤ 50	-eptacloro epossido	0,03
Cromo tot.	≤ 50	Altri pesticidi individuali	0,1
Cromo VI	≤ 5	Acilamide	0,1
Fluoruri	≤ 1500	Benzene	1
Mercurio	≤ 1	Cloruro di vinile	0,5
Nichel	≤ 20	IPA totali [2]	0,1
Nitriti	≤ 500	Benzo (a) pirene	0,01
Piombo	≤ 10		
Rame	≤ 1000		
Selenio	≤ 10		
Zinco	≤ 3000		



Facendo riferimento alla tabella 4.29, si riporta di seguito per ogni parametro di base la classificazione delle stazioni di misura:

Conducibilità elettrica: Tutte le stazioni di misura assumono valori compresi tra 400 e 2550 $\mu\text{S}/\text{cm}$ (20°C), perciò appartengono alla Classe 2

Cloruri: Tutte le stazioni di misura assumono valori che fanno rientrare i corpi idrici sotterranei nella Classe 2.

Manganese: Tutti i punti di misura rispettano il limite $<20 \mu\text{g}/\text{l}$ (Classe 1); solo negli anni precedenti si potevano osservare valori eccedenti al valore limite per rientrare nella classe 1.

Ferro: Quasi tutti i punti di misura appartengono alla Classe 1, fatta eccezione per la stazione di misura MVT35 che presenta valori che superano i 200 $\mu\text{g}/\text{l}$ (Classe 4).

Nitrati: LOC121 è l'unica che appartiene alla Classe 1; MVT30, MVT31, MVT35 e MVT 37 appartengono alla Classe 2, mentre MVT24, MVT27, MVT29, MVT33, MVT 39 e LOC111 appartengono alla Classe 4.

Solfati: Tutti i punti di misura appartengono alla Classe 2

Ione Ammonio: il punto di misura MVT35 appartiene alla Classe 2, LOC121 alla Classe 4 mentre gli altri punti di misura appartengono alla Classe 1.

Si riporta dunque in tabella 4.31 un riassunto delle classi chimiche di appartenenza per ogni punto di misura:

Tab. 4.31 – Classi chimiche di appartenenza delle stazioni di misura suddivise per i parametri di base

Codice Stazione	Conducibilità elettrica	Cloruri	Manganese	Ferro	Nitrati	Solfati	Ione Ammonio	Classe media
LOC111	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 4	Classe 2	Classe 1	Classe 2
LOC121	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 1	Classe 2	Classe 4	Classe 2
MVT24	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 4	Classe 2	Classe 1	Classe 2
MVT27	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 4	Classe 2	Classe 1	Classe 2
MVT29	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 4	Classe 2	Classe 1	Classe 2
MVT30	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 2
MVT31	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 2
MVT33	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 4	Classe 2	Classe 1	Classe 2
MVT35	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 4	Classe 2	Classe 2	Classe 2	Classe 2
MVT37	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 2
MVT39	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 4	Classe 2	Classe 1	Classe 2

Complessivamente si può ritenere che i corpi idrici sotterranei presenti nella zona di Marsciano appartengono alla Classe 2, perciò presenta buone caratteristiche idrochimiche.

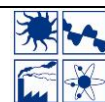
Per quanto riguarda la tabella 4.30, i valori sono tutti rispettati, fatta eccezione per il Selenio, che nella stazione LOC111 supera il valore limite.

4.10.2 Aria

Per avere un quadro completo sulle emissioni in atmosfera nel comune di Marsciano si rimanda al paragrafo 8.2 nel quale vengono stimate le emissioni di CO₂ equivalenti attraverso dei fattori di emissione descritti nel paragrafo stesso.

4.10.3 Suolo

Con Deliberazione del consiglio regionale n. 395 del 13 luglio 2004 è stato approvato il Piano regionale per la bonifica delle aree inquinate della Regione Umbria e la Legge Regionale n. 14 del 21/07/04 concernente "Ripristino ambientale dei siti inquinati e disciplina del piano regionale di bonifica delle aree inquinate". Il Piano è stato predisposto da ARPA Umbria in relazione all'incarico affidatole dalla Regione



Umbria. L'art. 17 comma 12 del Dlgs 22/97 prevede che le Regioni istituiscano ed aggiornino un'"Anagrafe dei siti da bonificare". L'"Anagrafe" è lo strumento amministrativo che contiene l'elenco dei siti per i quali è stato accertato il superamento dei valori di concentrazione limite accettabili di cui all'Allegato 1 del D.M. 471/99. Nella Regione dell'Umbria, alla data del 31/12/02, sono risultati presenti 24 siti per i quali i valori di concentrazione delle sostanze inquinanti, superano i limiti stabiliti dal D.M. medesimo. In particolare alla lista A1 (aree che presentano contaminazione delle acque sotterranee) c'è l'area industriale di Marsciano, per la quale non sono stati individuati la fonte contaminante e il responsabile dell'inquinamento, né è stata definita compiutamente l'estensione della contaminazione.

Sulla base di quanto previsto dal D.M. 471/99, l'ordine di priorità degli interventi, per i siti di competenza pubblica inseriti nell'"Anagrafe dei siti da bonificare", deve essere stabilito secondo criteri di valutazione comparata del rischio definiti dall'APAT. Tali criteri a tutt'oggi non sono stati ancora definiti. In attesa della loro emanazione, nell'ambito del Piano attraverso la valutazione della correlazione degli aspetti caratterizzanti le aree interessate con gli elementi ambientali è stato associato un ordine di priorità degli interventi a ciascuna area. Per tutte le 4 aree inserite nella Lista A1 il Piano propone l'esecuzione di specifiche indagini di approfondimento volte all'individuazione della fonte di contaminazione nonché alla definizione della natura, del grado ed estensione dell'inquinamento. Tali indagini dovranno essere condotte sulla base dei criteri stabili nel D.M. 471/99 e saranno svolte dal Comune territorialmente competente mediante finanziamenti Regionali, secondo la priorità di intervento indicata. Marsciano ha priorità relativa di intervento 2.

4.10.4 Rumore

Al fine di garantire la salvaguardia ambientale del comune di Marsciano e di indirizzarne le azioni idonee a riportare le condizioni di inquinamento acustico al di sotto dei limiti di norma, si è proceduto all'elaborazione del Piano di Zonizzazione Acustica [2]. L'obiettivo della riduzione dell'inquinamento acustico è perseguito, all'interno del Piano, attraverso l'armonizzazione delle esigenze di protezione dal rumore e degli aspetti inerenti alla pianificazione urbanistica e alla pianificazione dei trasporti. Inoltre nel Piano sono poste le basi per affrontare il risanamento attraverso "strategie d'area" piuttosto che secondo una logica d'intervento puntuale. Per la zonizzazione acustica è stato necessario redigere la Relazione Tecnica e una Cartografia composta da 7 tavole grafiche (scala 1:5000), riportanti la suddivisione del territorio comunale nelle 6 classi previste dal DPCM 1/3/1991 e dalla Legge Quadro sull'Inquinamento Acustico n. 447/95 e 18 Schede Tecniche Informative riportanti l'individuazione delle aree da destinarsi, nell'ambito del territorio comunale, a manifestazioni rumorose a carattere temporaneo.

4.10.5 Campi elettromagnetici

Arpa Umbria ha realizzato, in collaborazione con il Servizio Il Siter della Regione Umbria e il Comitato Regionale per le Comunicazioni, una banca dati degli impianti radiotelevisivi e di telefonia mobile presenti sul territorio regionale.

Il catasto, che raccoglie tutte le informazioni che caratterizzano un sito di sorgenti NIR a radiofrequenza, comprese quelle sulle attività di controllo strumentale effettuate, consente di acquisire indispensabili elementi di analisi sulla distribuzione e sulle caratteristiche delle sorgenti in Umbria, in un'ottica di valutazione dei livelli di esposizione della popolazione ai campi magnetici, elettrici ed elettromagnetici. Il comune di Marsciano presenta 31 punti di misura.

Nel comune di Marsciano è stato realizzato il Piano degli Impianti Radioelettrici di Telefonia Mobile e Trasmissione Dati nel territorio del Comune di Marsciano ed è attualmente in vigore. La localizzazione e la realizzazione delle infrastrutture di telefonia radiomobile e trasmissione dati deve avvenire nel rispetto dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità stabiliti di cui alla legge n. 36/2001 [6] ed al decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri del 8 luglio 2003 [7], attuativo della legge n. 36 del



22 Febbraio 2001, ed in favore della minimizzazione dell'esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici.

4.10.6 Inquinamento luminoso

In collaborazione con il settore Lavori Pubblici, il comune di Marsciano sta portando a termine gli studi per il risparmio energetico e l'ottimizzazione dei consumi dell'intera rete di pubblica illuminazione comunale; l'obiettivo è quello di utilizzare lampade a basso consumo e rivolte verso il basso, estendere il servizio di illuminazione pubblica anche alle zone che ne sono sprovviste, come la pista ciclabile e molte altre strade vicine ai centri storici ancora male illuminate e combattere l'inquinamento luminoso e lo spreco di energia.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Piano Urbanistico Territoriale, 2000
- [2] Piano di Zonizzazione Acustica, 2006
- [3] ISTAT, Statistiche Metereologiche, 2002
- [4] <http://www.immobiliare.it/guida-immobiliare/Umbria/Marsciano.htm>
- [5] D.Lgs. 152/99, Allegato 1 – Monitoraggio e classificazione delle acque in funzione degli obiettivi di qualità ambientale
- [6] Legge n. 36 del 22 Febbraio 2001: "Legge Quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"
- [7] Decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri del 8 luglio 2003, attuativo della legge n. 36 del 22 Febbraio 2001 citata: "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 Ghz.



CAPITOLO 5
DOMANDA DI ENERGIA DEL COMUNE DI MARSCIANO
5.1 INTRODUZIONE

Nel presente capitolo vengono analizzati i consumi energetici del comune di Marsciano nel periodo 2007-2012. In tabella 5.1 sono riportati i dati raccolti e analizzati, che costituiscono la base di partenza per l'estrapolazione, mediante opportune metodologie di calcolo, dei consumi nel medio e lungo periodo, al fine di ipotizzare nuovi scenari energetici e ambientali maggiormente aderenti alla situazione comunale.

Tab. 5.1 - Dati impiegati nel calcolo dei consumi finali del Comune di Marsciano

Dati	Base territoriale	Periodo	Fonte
Energia elettrica: consumi e utenze	Comunale	2006-2012	ENEL Distribuzione spa
Metano: consumi e utenze	Comunale	2006-2012	Enel Rete Gas – Gruppo F2i Reti Italia
Prodotti petroliferi: consumi - Benzina - Gasolio per autotrazione - Gasolio agricolo - Gasolio per riscaldamento - Olio combustibile - Gpl per autotrazione - Gpl per riscaldamento	Provinciale	2007-2012	MSE - DGERM (Ministero Sviluppo Economico)
Combustibili solidi: consumi	Comunale	2006-2012	Stima metodologia ENEA
Parco veicolare	Comunale	2007-2012	ACI
Popolazione, attività economiche e industriali	Comunale Provinciale	2006-2012	ISTAT

I dati disponibili, poiché riferiti a grandezze diverse, non sono in genere espressi in unità di misura omogenee. Pertanto, al fine di poter effettuare i confronti tra i consumi delle diverse fonti energetiche, si è soliti introdurre un'unità di misura omogenea, il tep (tonnellata equivalente di petrolio), che equivale all'energia sviluppata dalla combustione di una tonnellata di petrolio; poiché il potere calorifico del petrolio grezzo è pari a 41.860 kJ/kg, un tep equivale a 41.860 MJ.

I poteri calorifici inferiori (PCI) dei diversi combustibili da considerare nella trasformazione in tep sono indicati nel Bilancio Energetico Nazionale [1], redatto dal Ministero delle Attività Produttive, Direzione generale delle fonti di energia e delle risorse minerarie.

Per i consumi di energia elettrica, la Direttiva 20-20-20 e il Piano di Azione Nazionale fanno riferimento ai consumi finali e utilizzano per l'equivalente termico dell'energia elettrica il fattore di conversione $1\text{kWh}_e = 8,59 \cdot 10^{-5}$ tep.



Le conversioni impiegate sono pertanto le seguenti:

- 1 Sm³ di metano = 8,25·10⁻⁴ tep;
- 1 kWh_e = 8,59 ·10⁻⁵ tep;
- 1 t di benzina = 1,05 tep;
- 1 t di gasolio = 1,02 tep;
- 1 t di GPL = 1,10 tep;
- 1 t di olio combustibile = 0,98 tep;
- 1 t di legna = 0,25 tep.

La domanda di energia del territorio del Comune di Marsciano è analizzata suddividendola per settori, per fonti e per usi finali.

L'analisi e l'elaborazione dei dati relativi ai consumi costituiscono la base per poter effettuare il bilancio energetico del territorio comunale, che si articola nel calcolo di indicatori energetici significativi, atti a descrivere lo stato energetico del Comune ed il relativo livello di efficienza.

Nel presente paragrafo sono presi in considerazione i consumi suddivisi in:

- energia elettrica;
- gas metano;
- combustibili solidi;
- prodotti petroliferi;
- settore trasporti.

5.2 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA

I dati relativi ai consumi di energia elettrica, suddivisi per settore (agricoltura, industria, terziario e residenziale) e numero di utenze sono stati forniti da ENEL Distribuzione Spa e sono relativi al periodo 2006 – 2013 (tabella 5.2); i consumi totali e le utenze totali per settore sono stati ottenuti sommando la bassa, la media e l'alta tensione (tabella 5.3).

Dai dati (tabella 5.3, figura 5.1) si evince che i consumi totali nel 2013 sono diminuiti rispetto a quelli del 2006; l'industria, che ricopre circa il 50% dei consumi totali (figura 5.2), è il settore che ha risentito maggiormente del forte calo generatosi durante la crisi economica che ha coinvolto l'intero paese. Per quanto riguarda il settore dell'agricoltura, invece, si osserva un andamento decrescente dei consumi, mentre si registra una sensibile crescita rispetto al consumo totale sia per i consumi nel settore terziario che in quello residenziale.

Per poter effettuare successivamente il confronto con le altre fonti, si riportano nella tabella 5.4 i consumi finali di energia elettrica in tep.

I dati forniti da ENEL distribuzione Spa non contabilizzano la quota di energia elettrica autoconsumata con gli impianti fotovoltaici: tale contributo è stato calcolato nel paragrafo 6.2 e sarà aggiunto ai consumi finali di energia elettrica per settore (tabella 5.5).



Tab. 5.2 – Consumi di energia elettrica anni 2006-2013 [ENEL Distribuzione spa]

Anno	Regione	Provincia	Comune	ISTAT	Categoria Merceologica	Energia (kWh)			Clienti (n.)		
						AT	MT	BT	AT	MT	BT
2006	Umbria	Perugia	Marsciano	54027	AGRICOLTURA	0	2.123.293	3.726.733	0	17	419
					INDUSTRIA	0	42.241.251	4.968.253	0	29	496
					USI DOMESTICI	0	0	18.767.054	0	0	7.323
					TERZIARIO	0	2.280.917	14.171.058	0	7	1172
					Tot Marsciano Anno 2006	0	46.645.461	41.633.098	0	53	9.410
2007	Umbria	Perugia	Marsciano	54027	AGRICOLTURA	0	1643.834	4.028.566	0	16	421
					INDUSTRIA	0	44.771.229	5.383.465	0	28	504
					USI DOMESTICI	0	0	19.012.936	0	0	7.509
					TERZIARIO	0	2.281.211	14.102.113	0	7	1123
					Tot Marsciano Anno 2007	0	48.696.274	42.526.670	0	51	9.557
2008	Umbria	Perugia	Marsciano	54027	AGRICOLTURA	0	1.261.763	3.517.013	0	14	438
					INDUSTRIA	0	44.592.324	5.556.759	0	26	466
					USI DOMESTICI	0	0	19.485.721	0	0	7.762
					TERZIARIO	0	2.280.691	15.392.724	0	8	1177
					Tot Marsciano Anno 2008	0	48.134.778	43.952.217	0	48	9.843
2009	Umbria	Perugia	Marsciano	54027	AGRICOLTURA	0	1.359.841	3.672.775	0	14	426
					INDUSTRIA	0	40.764.028	4.980.008	0	24	435
					USI DOMESTICI	0	0	19.980.902	0	0	7.956
					TERZIARIO	0	2.526.327	15.764.187	0	10	1201
					Tot Marsciano Anno 2009	0	44.650.196	44.397.872	0	48	10.018
2010	Umbria	Perugia	Marsciano	54027	AGRICOLTURA	0	1912.626	3.544.695	0	13	432
					INDUSTRIA	0	41.819.026	5.105.593	0	27	428
					USI DOMESTICI	0	0	20.112.318	0	0	7.784
					TERZIARIO	0	2.756.515	16.215.792	0	12	1232
					Tot Marsciano Anno 2010	0	46.488.167	44.978.398	0	52	9.876
2011	Umbria	Perugia	Marsciano	54027	AGRICOLTURA	0	1.328.950	3.777.478	0	12	443
					INDUSTRIA	0	38.449.340	5.207.103	0	25	316
					USI DOMESTICI	0	0	19.912.226	0	0	7.913
					TERZIARIO	0	3.216.090	16.120.700	0	23	1275
					Tot Marsciano Anno 2011	0	42.994.380	45.017.507	0	60	9.947
2012	Umbria	Perugia	Marsciano	54027	AGRICOLTURA	0	738.999	3.247.754	0	10	403
					INDUSTRIA	0	29.280.530	5.009.757	0	23	383
					USI DOMESTICI	0	0	19.874.282	0	0	8.214
					TERZIARIO	0	3.369.360	15.501.773	0	19	1231
					Tot Marsciano Anno 2012	0	33.388.889	43.633.566	0	52	10.231
2013	Umbria	Perugia	Marsciano	54027	AGRICOLTURA	0	297.963	2.681.546	0	8	390
					INDUSTRIA	0	31.243.065	4.654.849	0	50	347
					USI DOMESTICI	0	0	19.179.654	0	0	8.164
					TERZIARIO	0	2.672.844	15.025.924	0	14	1256
					Tot Marsciano Anno 2013	0	34.213.872	41.541.973	0	72	10.157



Tab. 5.3 – Consumi e utenze totali di energia elettrica (2006-2013) per settore

Settore	2006		2007		2008		2009	
	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti
Agricoltura	5,85	436	5,67	437	4,78	452	5,03	440
Industria	47,21	525	50,15	532	50,15	492	45,74	459
Residenziale	18,77	7323	19,01	7509	19,49	7762	19,98	7956
Terziario e trasporti	16,45	1179	16,38	1130	17,67	1185	18,29	1211
Totale	88,28	9463	91,22	9608	92,09	9891	89,05	10066
Settore	2010		2011		2012		2013	
	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti
Agricoltura	5,46	445	5,11	455	3,99	413	2,98	398
Industria	46,92	455	43,66	341	34,29	406	35,90	397
Residenziale	20,11	7784	19,91	7913	19,87	8214	19,18	8164
Terziario e trasporti	18,97	1244	19,34	1298	18,87	1250	17,70	1270
Totale	91,47	9928	88,01	10007	77,02	10283	75,76	10229

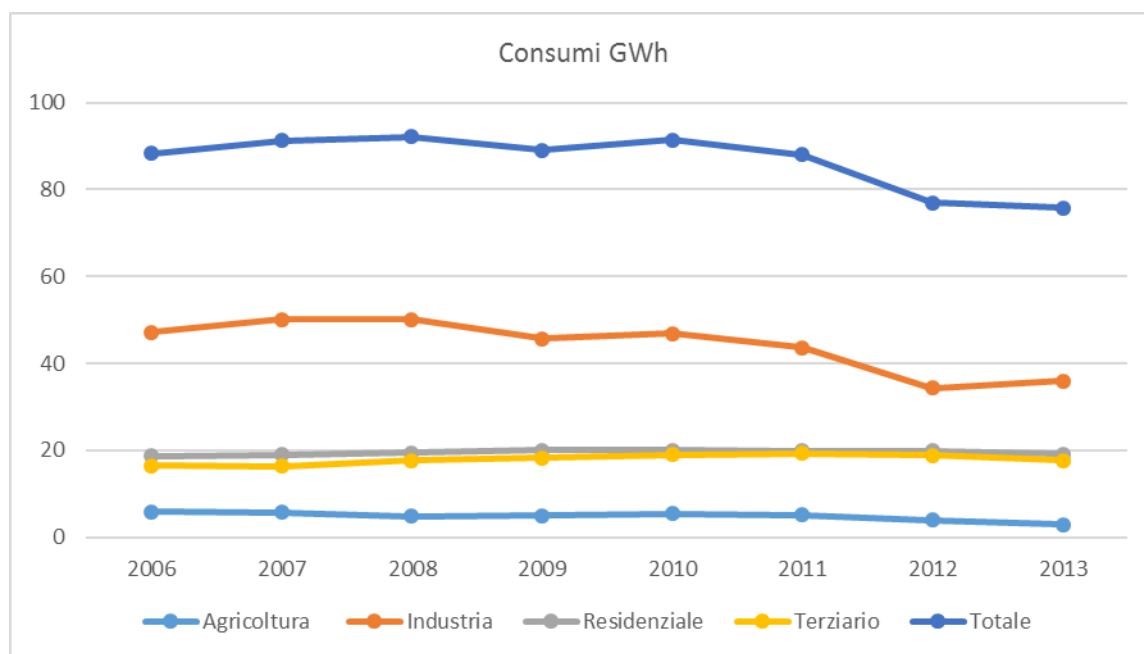


Fig. 5.1 – Andamento dei consumi di energia elettrica (2006-2013) per settore e totali

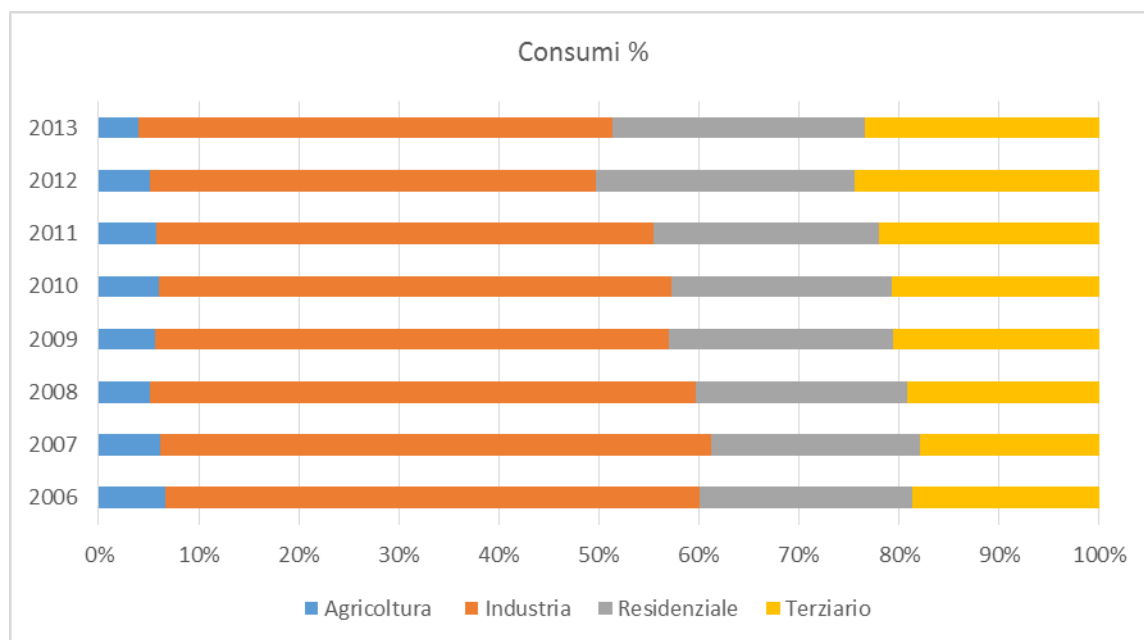


Fig. 5.2 – Andamento percentuale dei consumi di energia elettrica per settore (2006-2013)

Tab. 5.4 – Consumi finali di energia elettrica per settore dal 2006 al 2013 (tep)

Settore	Consumi (tep)							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Agricoltura	503	487	410	432	469	439	342	256
Industria	4055	4308	4308	3929	4031	3750	2946	3084
Residenziale	1612	1633	1674	1716	1728	1710	1707	1648
Terziario	1413	1407	1518	1571	1630	1661	1621	1520
Totale	7.583	7.836	7.910	7.649	7.857	7.560	6.616	6.507

Tab. 5.5 – Consumi finali di energia elettrica (più la quota autoconsumata) dal 2006 al 2013 (tep)

Settore	Consumi + Autoconsumi Fotovoltaico (tep)							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Agricoltura	503	487	410	432	469	439	342	256
Industria	4058	4318	4333	3964	4097	4007	3374	3571
Residenziale	1612	1633	1675	1720	1736	1725	1727	1669
Terziario	1413	1407	1518	1571	1630	1661	1621	1520
Totale	7.586	7.846	7.937	7.687	7.932	7.831	7.065	7.017

5.3 CONSUMI DI GAS METANO

I consumi di metano sono stati forniti da Enel Rete Gas – Gruppo F2i Reti Italia e sono riferiti agli anni compresi fra il 2006 e il 2012. In particolare, sono disponibili (tabella 5.6) i consumi totali e suddivisi per categoria d'uso (delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas AEEG 229/2012/R/gas).

Tab. 5.6 – Consumi di gas metano suddivisi per categoria d'uso dal 2006 al 2012 [Enel rete gas]

Categoria d'uso	Descrizione categoria d'uso	Anno						
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
		Consumi (Sm ³)	Consumi (Sm ³)	Consumi (Sm ³)	Consumi (Sm ³)	Consumi (Sm ³)	Consumi (Sm ³)	Consumi (Sm ³)
C1	Riscaldamento	1007888	984401	1054151	862452	1013529	1026097	936325
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	540640	528041	705865	473012	525170	536859	392046
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda	5047225	4929605	4676705	4747317	4579984	5403292	5031522
T1	Uso tecnologico (artigianale e industriale)	280875	274330	569872	204883	408222	190984	9960
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	2467525	2410022	2394043	2098033	2656052	2570308	2261744
	TOTALE	9344153	9126398	9400636	8385697	9182957	9727540	8631597

Le categorie d'uso, così come definite dalla delibera 229/2012/R/gas dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas [2], non sono direttamente riconducibili ai macrosettori di interesse nel PEAC (agricoltura, industria, trasporti, residenziale e terziario); per tale motivo si è reso necessario effettuare alcune ipotesi di raggruppamento delle diverse suddivisioni. Dall'analisi della denominazione d'uso e dal confronto tra i consumi specifici, le categorie sono state raggruppate come indicato in tabella 5.7. I consumi di metano nel settore agricolo sono stati ritenuti trascurabili, così come già ipotizzato nel PEAC del Comune di Perugia.

Tab. 5.7 – Assegnazione delle categorie d'uso ai diversi settori

Categoria d'uso	Residenziale
C1	Riscaldamento (per meta)
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda
	Industria e trasporti
T1	Uso tecnologico (artigianale e industriale)
T2	Uso tecnologico + riscaldamento
	Terziario
C1	Riscaldamento (per meta)
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria

La tabella 5.8 e la figura 5.3 riportano i consumi di metano suddivisi per settore dal 2006 al 2012, mentre in tabella 5.9 e in figura 5.4 vengono riportati i rispettivi valori percentuali. I consumi del settore trasporti sono stati scorporati dal settore industriale, a partire dai dati ACI.

In tabella 5.10 e 5.11 si riportano i consumi così ottenuti.



Tab. 5.8 – Consumi di metano per settore dal 2006 al 2012 [Sm³]

Consumi (Smc)							
Settore	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	5551169	5421805	5203781	5178543	5086749	5916341	5499685
Industria e Trasporti	2748400	2684352	2963915	2302916	3064274	2761292	2271704
Terziario	1044584	1020241	1232941	904238	1031935	1049908	860209
TOTALE	9344153	9126398	9400636	8385697	9182957	9727540	8631597

Tab. 5.9 – Ripartizione percentuale dei consumi di gas metano

Consumi (%)							
	2006 (%)	2007 (%)	2008 (%)	2009 (%)	2010 (%)	2011 (%)	2012 (%)
Residenziale	59,41%	59,41%	55,36%	61,75%	55,39%	60,82%	63,72%
Industria e Trasporti	29,41%	29,41%	31,53%	27,46%	33,37%	28,39%	26,32%
Terziario	11,18%	11,18%	13,12%	10,78%	11,24%	10,79%	9,97%

 Tab. 5.10 – Consumi finali per settore gas metano dal 2006 al 2012 [Sm³]

Consumi (Smc)							
Settore	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	5551169	5421805	5203781	5178543	5086749	5916341	5499685
Industria	2486454	2367231	2588333	1839157	2531868	2196872	1645766
Terziario	1044584	1020241	1232941	904238	1031935	1049908	860209
Trasporti	261946	317121	375582	463759	532406	564420	625938
TOTALE	9344153	9126398	9400636	8385697	9182957	9727540	8631597

Tab. 5.11 – Ripartizione percentuale dei consumi finali di gas metano

Consumi (%)							
Settore	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	59,41%	59,41%	55,36%	61,75%	55,39%	60,82%	63,72%
Industria	26,61%	25,94%	27,53%	21,93%	27,57%	22,58%	19,07%
Terziario	11,18%	11,18%	13,12%	10,78%	11,24%	10,79%	9,97%
Trasporti	2,80%	3,47%	4,00%	5,53%	5,80%	5,80%	7,25%

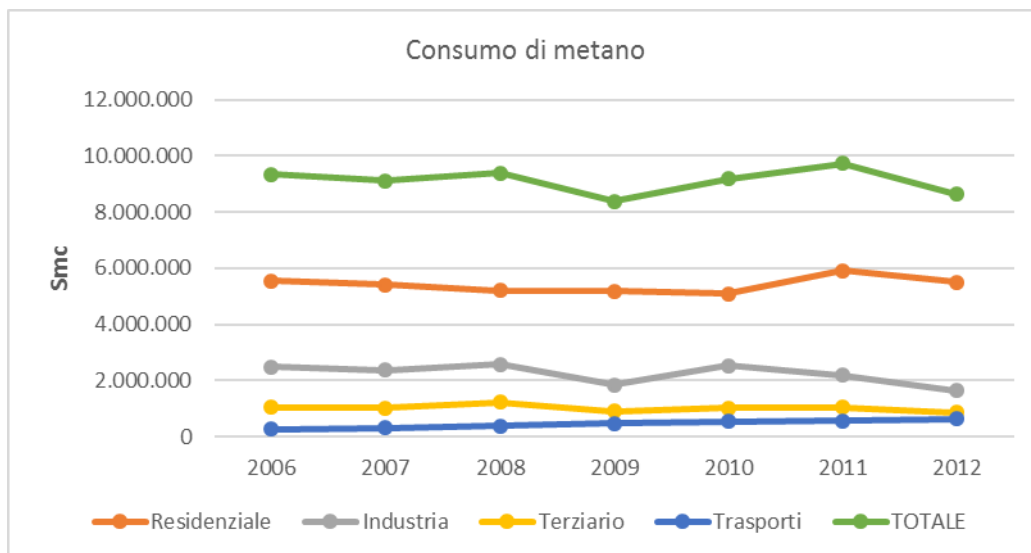


Fig. 5.3 - Andamento dei consumi di metano per settore dal 2006 al 2012

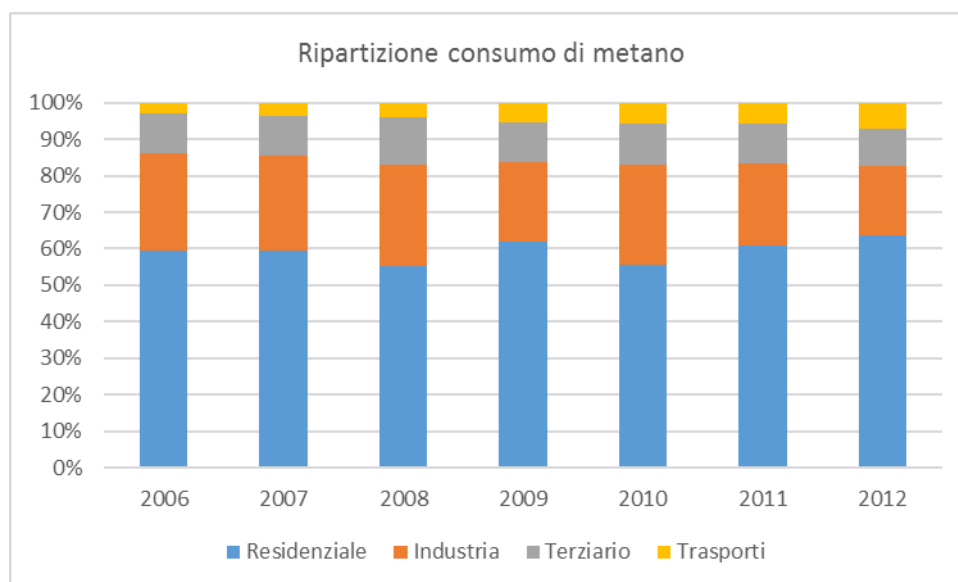


Fig. 5.4 – Ripartizione percentuale dei consumi finali di gas metano per settore

Ai fini del confronto con le altre fonti, si riportano i consumi finali di metano in tep (tabella 5.12).

Tab. 5.12 – Consumi finali di gas metano per settore in tep dal 2006 al 2012

Consumi (tep)							
Settore	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	4580	4473	4293	4272	4197	4881	4537
Industria	2051	1953	2135	1517	2089	1812	1358
Terziario	862	842	1017	746	851	866	710
Trasporti	216	262	310	383	439	466	516
TOTALE	7709	7529	7756	6918	7576	8025	7121

5.4 CONSUMI DI COMBUSTIBILI SOLIDI

Per stimare il consumo di combustibili solidi (legna da ardere e assimilati) all'interno del territorio comunale e supponendo che la totalità dei consumi avvenga a carico del settore residenziale, è stato utilizzato uno studio eseguito dall'ENEA nel 1999 *I consumi Energetici nel settore Residenziale in Italia nel 1999* [3].

Tale analisi si basa su un'indagine telefonica effettuata su un campione di 6000 famiglie distribuite in maniera proporzionale nelle varie Regioni, in modo da ottenere stime affidabili: per le Regioni di dimensioni più limitate (Umbria insieme a Valle D'Aosta, Trentino Alto Adige, Molise e Basilicata) è stata posta una numerosità campionaria minima di 100 unità, in modo da avere un errore empirico non superiore al 10%.

L'impiego di combustibili solidi è caratterizzato da un'elevata dipendenza dalla morfologia e dal clima del territorio, presentando quindi una forte differenziazione a livello geografico e regionale. L'Umbria, la Sardegna, l'Abruzzo e il Trentino Alto Adige sono le Regioni che presentano una percentuale più elevata di nuclei familiari che fanno uso di combustibili solidi nelle loro abitazioni, con il 40% e oltre (per l'Umbria il 47,4%), mentre la Sicilia e la Liguria sono le Regioni con la percentuale minore (inferiore al 15%).

Da tale studio si evince che il consumo regionale medio per abitazioni occupate da persone residenti è di 3,75 t/anno, contro una media nazionale di 3,07. Occorre sottolineare che esiste anche uno studio più recente condotto da APAT e ARPA Lombardia nel 2008 *Stima dei consumi di legna da ardere per riscaldamento ed uso domestico in Italia* [4], che conferma a livello nazionale quanto stimato dall'indagine precedente sull'uso della legna in ambito domestico.

Dal momento che i consumi di legna sono forniti per aree geografiche, non è stato però possibile determinare un valore significativo del consumo medio per famiglia specifico per la Regione Umbria.

In Umbria, in base ai dati ISTAT riportati nel Censimento generale della popolazione e delle abitazioni [5], la legna come combustibile per riscaldamento è impiegata nel 27,4% delle abitazioni occupate da persone residenti.

Anche per quanto concerne la determinazione delle abitazioni occupate da persone residenti si è dovuto ricorrere ad una stima, in quanto il dato ufficiale a livello comunale non è stato fornito dai distributori locali, pertanto, la valutazione del consumo annuo di combustibili solidi (tabella 5.13 e figura 5.5) è stata effettuata applicando l'equazione 5.1:

$$CS_n = F_n * \frac{A_{2001}}{F_{2001}} * 0,274 * 3,75 \quad (5.1)$$

dove:

CS_n : consumo di combustibili solidi nel Comune di Marsciano nell'anno n (2006-2012);

F_n : famiglie residenti nel Comune di Marsciano nell'anno n (dati ISTAT [6]);

A_{2001} : abitazioni occupate da residenti nella provincia di Perugia nell'anno 2001 [5];

F_{2001} : famiglie residenti (incluse le convivenze) nel Comune di Perugia nell'anno 2001 [5].



Tab. 5.13 – Consumi finali di combustibili solidi

Anno	Famiglie residenti	Consumo di legna (ton)	Consumo di legna (tep)
2006	6410	6544	1636
2007	6644	6783	1696
2008	6802	6944	1736
2009	6959	7104	1776
2010	7077	7225	1806
2011	7175	7325	1831
2012	7236	7.87	1847

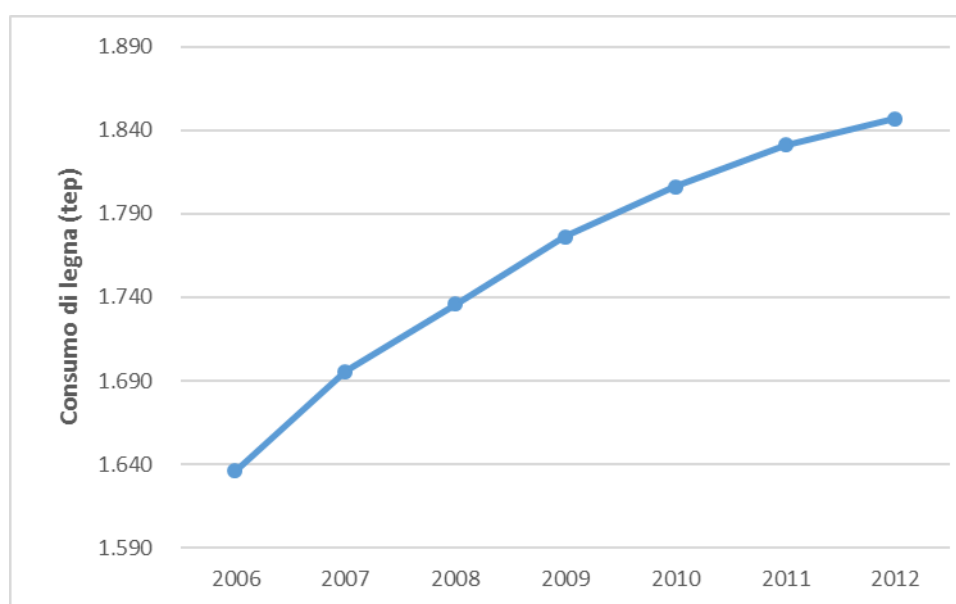


Fig. 5.5 - Andamento dei consumi di combustibili solidi (tep)

5.5 CONSUMI DI PRODOTTI PETROLIFERI NEI SETTORI AGRICOLTURA, INDUSTRIA, TERZIARIO E RESIDENZIALE

I consumi finali di prodotti petroliferi nel Comune di Marsciano sono stati calcolati a partire dai dati di vendita provinciale forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico, suddivisi nelle seguenti categorie:

- gasolio per riscaldamento;
- GPL per riscaldamento;
- gasolio agricolo;
- olio combustibile.

Sono stati presi in considerazione i dati del periodo 2006–2012, assumendo che le quantità di prodotti petroliferi vendute all'interno del territorio comunale coincidano con quelle effettivamente consumate.

5.5.1 Gasolio e GPL da riscaldamento

Per le quantità di gasolio e GPL da riscaldamento è stato adottato lo stesso procedimento seguito nella stesura del PEAC di Perugia, ovvero, la stima dei dati comunali è stata effettuata considerando il rapporto tra i consumi comunali e provinciali di metano, ipotizzando che lo stesso rapporto valga anche per gasolio e GPL; tali consumi sono quindi stati ripartiti tra i settori residenziale, industria e terziario con le stesse percentuali medie annue dei consumi comunali di gas naturale.

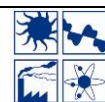
I risultati ottenuti sono riportati nelle tabelle 5.14 e 5.15; dalla figura 5.6 si può osservare come i consumi di gasolio da riscaldamento diminuiscano notevolmente dal 2006 al 2012; anche i consumi GPL da riscaldamento diminuiscono ma non così sensibilmente (figura 5.7).

Tab. 5.14: Stima dei consumi comunali di gasolio e GPL da riscaldamento (ton)

Consumi Gasolio da riscaldamento (ton)							
Settore	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	89,01	62,32	37,88	34,44	21,94	23,18	27,48
Industria	44,07	30,85	21,58	15,31	13,22	10,82	11,35
Terziario	16,75	11,73	8,98	6,01	4,45	4,11	4,30
TOTALE	149,84	104,89	68,44	55,76	39,61	38,12	43,12
Consumi GPL (ton)							
Settore	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	238,36	208,74	203,65	223,84	200,49	208,41	211,11
Industria	118,01	103,35	115,99	99,54	120,78	97,27	87,20
Terziario	44,85	39,28	48,25	39,09	40,67	36,98	33,02
TOTALE	401,23	351,37	367,89	362,47	361,94	342,66	331,34

Tab. 5.15: Stima dei consumi comunali di gasolio e GPL da riscaldamento (tep)

Consumi Gasolio da riscaldamento (tep)							
Settore	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	90,79	63,56	38,64	35,12	22,38	23,65	28,03
Industria	44,95	31,47	22,01	15,62	13,48	11,04	11,58
Terziario	17,09	11,96	9,16	6,13	4,54	4,20	4,38
TOTALE	152,83	106,99	69,81	56,88	40,40	38,88	43,98
Consumi GPL (tep)							
Settore	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	262,20	229,61	224,01	246,22	220,54	229,25	232,23
Industria	129,82	113,68	127,59	109,50	132,85	107,00	95,92
Terziario	49,34	43,21	53,08	42,99	44,74	40,68	36,32
TOTALE	441,35	386,50	404,68	398,71	398,14	376,93	364,47



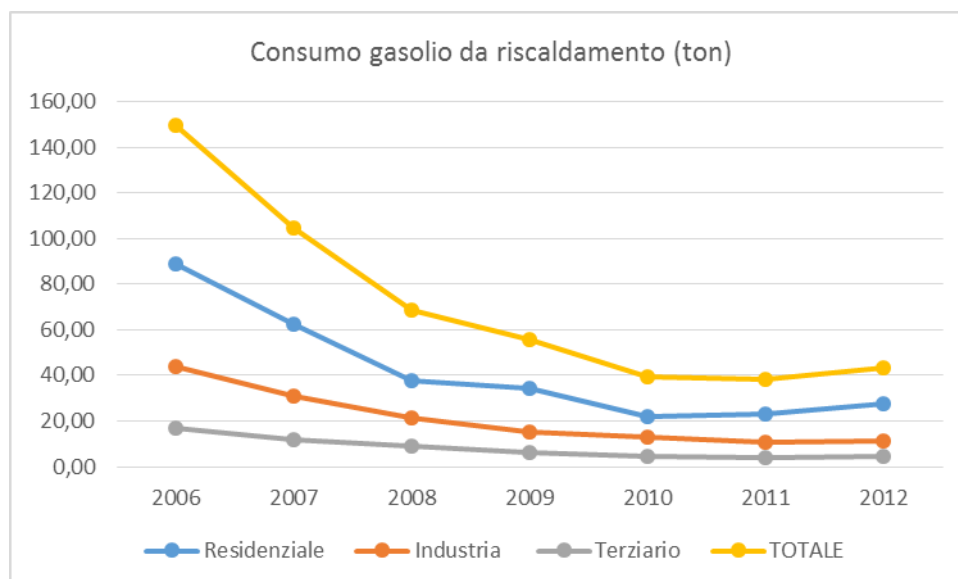


Fig. 5.6 - Andamento dei consumi di gasolio da riscaldamento (ton)

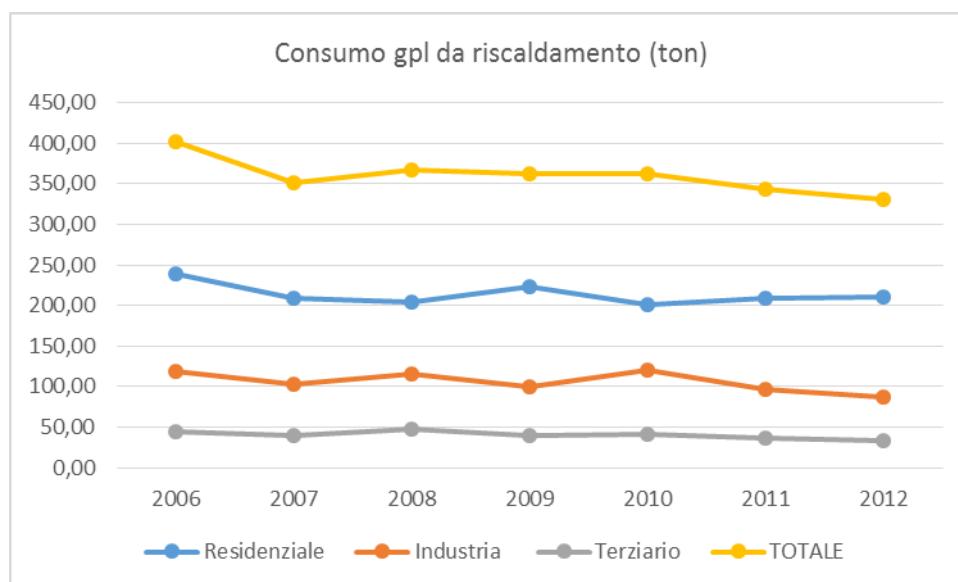


Fig. 5.7 - Andamento dei consumi di GPL da riscaldamento (ton)

5.5.2 Gasolio agricolo

I consumi di gasolio nel settore agricolo sono stati determinati seguendo la stessa metodologia adottata nella versione aggiornata del PEAC di Perugia (vendite = consumi); in particolare, i risultati sono stati ottenuti dai dati provinciali (tabella 5.16), moltiplicandoli per il rapporto tra Superficie Agricola Utilizzata (SAU) comunale e provinciale [7] (tabella 5.17).

Nella tabella 5.18 si riportano i consumi di gasolio agricolo stimati a livello comunale espressi in tonnellate e in tep; il relativo andamento temporale è rappresentato in figura 5.8; anche i consumi di gasolio agricolo presentano un andamento decrescente.

Tab. 5.16 – Vendite di gasolio agricolo provincia di Perugia dal 2006 al 2012 [Min. Sviluppo Economico]

GASOLIO AGRICOLO PROVINCIA DI PERUGIA (ton)							
Anno	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Vendite	32113	31112	25045	23363	21736	22556	20306

Tab. 5.17 – Superficie Agricola Utilizzata (SAU) comunale e provinciale [3]

Superficie Agricola Utilizzata (SAU)		
	Totale (Ha)	di cui aziende agricole a conduzione familiare (Ha)
Provincia di perugia	280530	197510
Comune di Marsciano	10140	8694
(SAU) _{PG} /(SAU) _{Marsciano}	0,036	

Tab. 5.18 – Consumi di gasolio agricolo comune di Marsciano dal 2006 al 2012

GASOLIO AGRICOLO COMUNE DI MARSCIANO							
Anno	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Consumi (ton)	1160,79	1124,61	905,30	844,50	785,69	815,33	734,00
Consumi (tep)	1184,01	1147,10	923,41	861,39	801,41	831,64	748,68

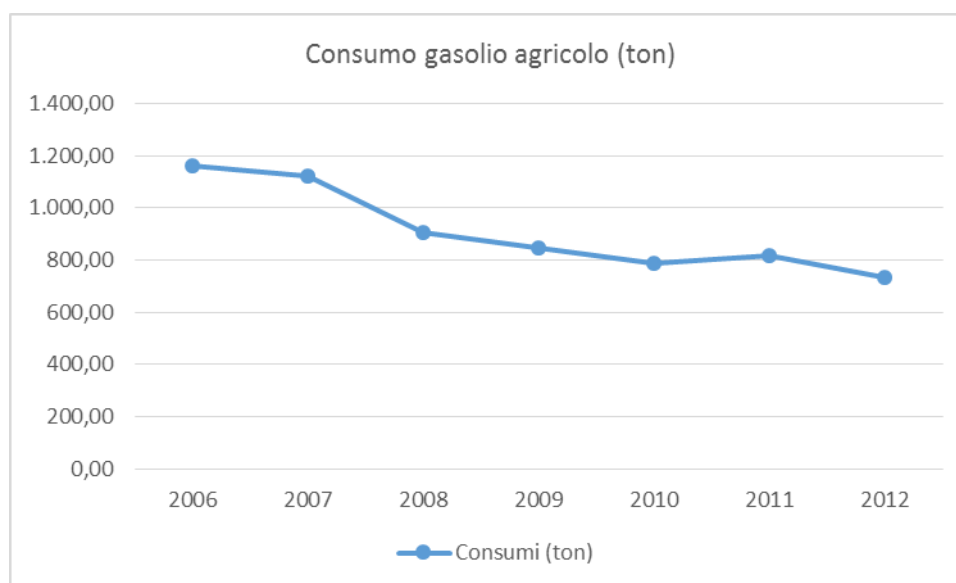


Fig. 5.8 – Andamento dei consumi di gasolio agricolo dal 2006 al 2012

5.5.3 Olio Combustibile

I consumi di olio combustibile sono stati attribuiti interamente al settore industria e sono stati calcolati secondo la metodologia adottata per il gasolio e il GPL da riscaldamento, così come nella stesura del PEAC di Perugia, facendo riferimento ai dati provinciali (tabella 5.19 e 5.20). In figura 5.9 si può osservare la sensibile decrescita dei consumi del periodo di riferimento.

Tab. 5.19 – Vendite provinciali di olio combustibile [Ministero dello Sviluppo Economico]

OLIO COMBUSTIBILE PROVINCIA DI PERUGIA (ton)							
Anno	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Vendite provinciali (ton) di olio combustibile	14616	13180	8699	5173	3994	3195	1511

Tab. 5.20 – Consumi stimati di olio combustibile nel comune di Marsciano

CONSUMI INDUSTRIALI DI OLIO COMBUSTIBILE COMUNE DI MARSCIANO							
Anno	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Consumi (ton)	178,50	160,96	106,24	63,18	48,78	39,02	18,45
Consumi (tep)	174,93	157,74	104,11	61,91	47,80	38,24	18,08

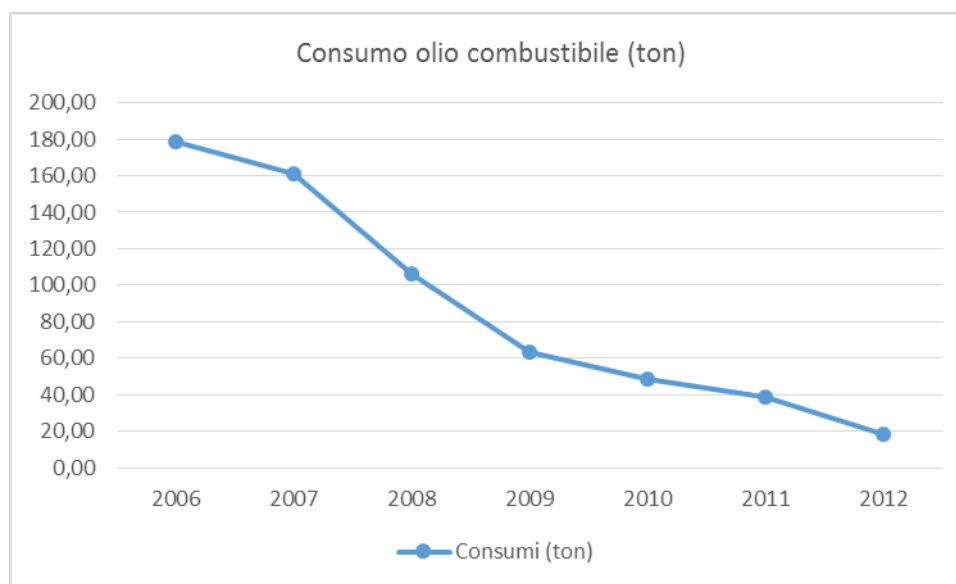


Fig. 5.9 – Andamento dei consumi di olio combustibile dal 2006 al 2012 nel settore industriale

5.6 CONSUMI NEL SETTORE DEI TRASPORTI

Nella tabella 5.21 si riporta l'evoluzione del parco veicoli circolanti nel Comune di Marsciano per il periodo 2006-2012 (dati ACI).

Tab. 5.21 – Veicoli per categoria circolanti dal 2006 al 2012 nel Comune di Marsciano [ACI]

ANNO	AUTOBUS	AUTOCARRI TRASPORTO MERCI	AUTOVEICOLI SPECIALI / SPECIFICI	AUTOVETTURE	MOTOCARRI E QUADRICICLI TRASPORTO MERCI	MOTOCICLI	MOTOVEICOLI E QUADRICICLI SPECIALI / SPECIFICI	RIMORCHIE SEMIRIMORCHI SPECIALI / SPECIFICI	RIMORCHIE SEMIRIMORCHI TRASPORTO MERCI	TRATTORI STRADALI O MOTRICI	TOTALE
2006	18	1250	234	11110	58	1133	33	229	142	49	14256
2007	19	1318	257	11311	59	1205	37	233	155	57	14651
2008	17	1343	261	11615	56	1267	43	239	162	65	15068
2009	16	1338	270	11848	56	1347	46	55	132	59	15167
2010	15	1372	288	12138	52	1408	47	56	138	63	15577
2011	15	1383	295	12272	49	1474	66	54	126	59	15793
2012	16	1376	296	12429	48	1524	67	52	129	60	15997

Dall'analisi si evidenzia una continua crescita nel periodo considerato, con un incremento lineare fino al 2008, seguito da una leggera flessione nel 2009 e una successiva ripresa nel 2010 (figura 5.10).

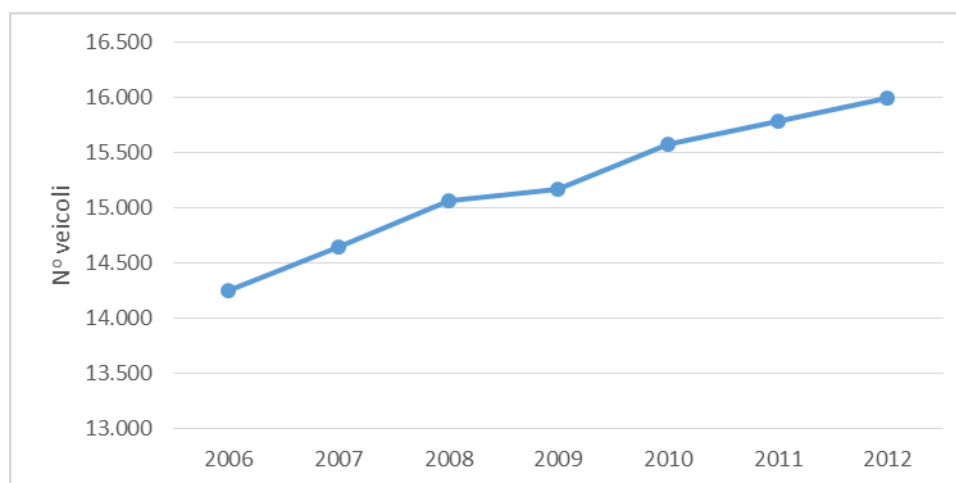


Fig. 5.10 — Andamento del numero di veicoli totali dal 2006 al 2012 nel Comune di Marsciano

Nella tabella 5.22 si riportano i veicoli circolanti nel comune di Marsciano per gli anni 2006-2012, suddivisi per tipologia di alimentazione (benzina, gasolio, benzina/gasolio, benzina/metano) e per tipologia di mezzo (autoveicoli, autocarri, autobus, motocicli, motocarri). Ai fini del calcolo dei consumi, è stata formulata l'ipotesi che i veicoli con doppia alimentazione (benzina/metano e benzina/GPL) possano essere considerati rispettivamente come veicoli a metano o a GPL.

Per poter suddividere i veicoli circolanti in base alla tipologia di alimentazione, i dati sono stati scalati in maniera proporzionale con quelli provinciali (unici dati a disposizione forniti dall'ACI), rispettando le percentuali annuali.

Tab. 5.22 – Veicoli suddivisi per tipologia e per alimentazione circolanti dal 2007 al 2012 nel Comune di Marsciano [ACI]

2007						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	6349	86	83	1205	0	7723
GPL	310	7	0	0	0	317
Gasolio	4307	1532	13	0	19	5871
Metano	344	6	0	0	0	351
TOTALE	11311	1632	96	1205	19	14263
2008						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	6305	84	85	1267	0	7741
GPL	302	7	0	0	0	309
Gasolio	4610	1567	14	0	17	6208
Metano	397	10	0	0	0	407
TOTALE	11615	1669	99	1267	17	14667
2009						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	6132	82	87	1347	0	7648
GPL	373	8	0	0	0	381
Gasolio	4865	1560	15	0	16	6456
Metano	477	16	0	0	0	493
TOTALE	11848	1667	102	1347	16	14980
2010						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	6033	81	83	1408	0	7605
GPL	446	11	0	0	0	457
Gasolio	5136	1606	16	0	15	6773
Metano	522	25	0	0	0	547
TOTALE	12138	1723	99	1408	15	15383
2011						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	5928	79	96	1474	0	7577
GPL	456	13	0	0	0	469
Gasolio	5334	1619	19	0	15	6987
Metano	553	26	0	0	0	579
TOTALE	12272	1737	115	1474	15	15613



2012						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	5851	77	95	1524	0	7548
GPL	505	14	0	0	0	518
Gasolio	5461	1611	20	0	16	7107
Metano	611	30	0	0	0	641
TOTALE	12429	1732	115	1524	16	15816

Dalla figura 5.11 si può osservare che tutte le tipologie di veicoli sono aumentati dal 2007 al 2012 con l'unica eccezione degli autobus, mentre in figura 5.12 si può notare come i veicoli a benzina siano diminuiti mentre sono cresciuti quelli a gasolio, metano e GPL.

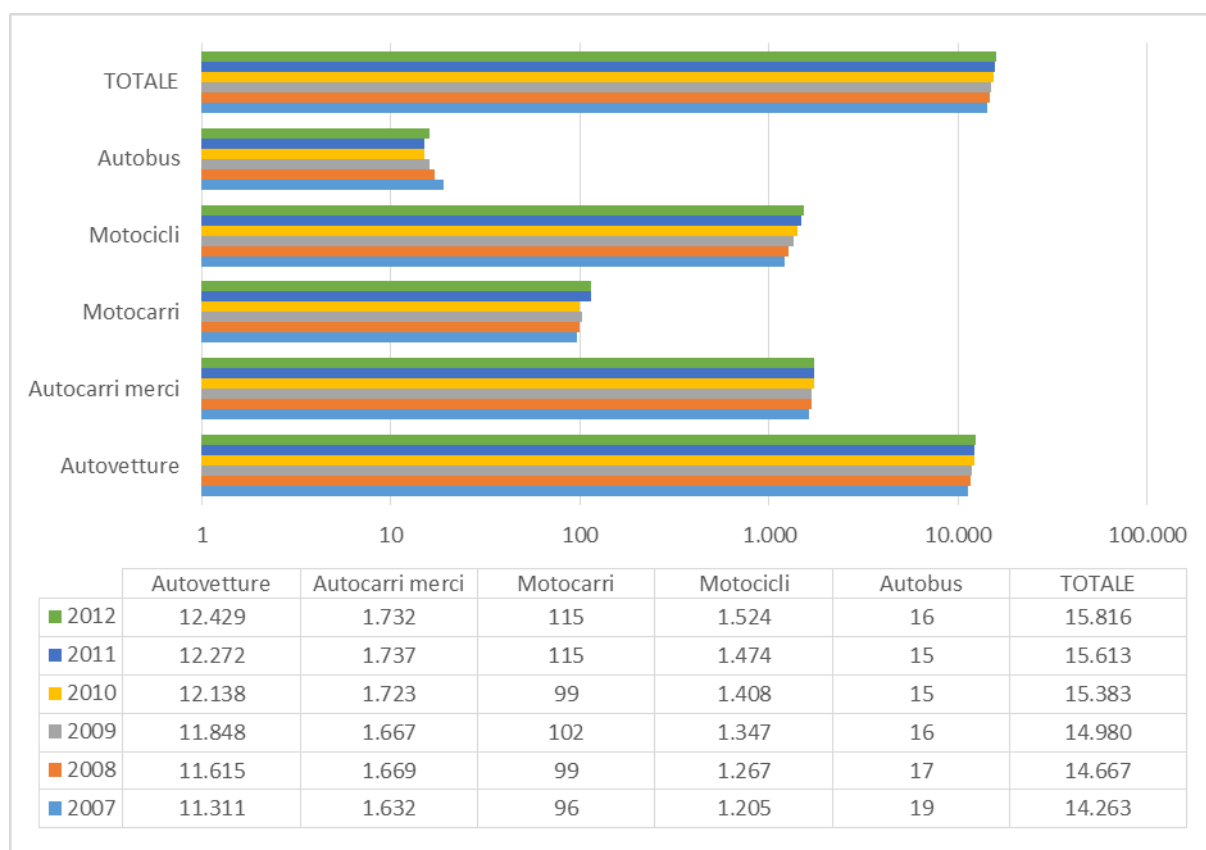


Fig. 5.11 - Andamento del numero di veicoli totali suddivisi per categorie dal 2007 al 2012 nel Comune di Marsciano

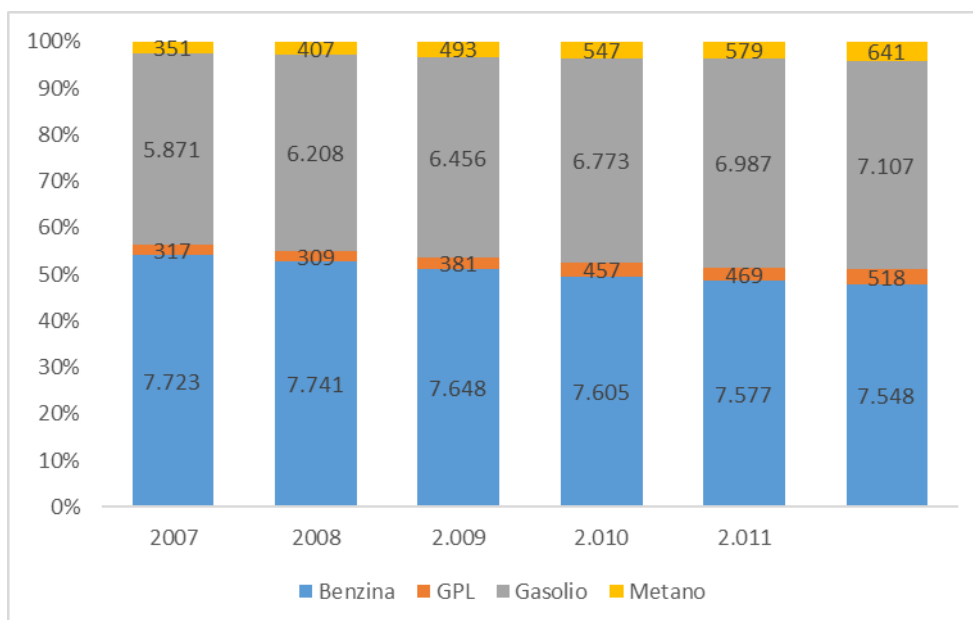


Fig. 5.12 - Andamento del numero di veicoli totali suddivisi per alimentazione dal 2007 al 2012 nel Comune di Marsciano

5.6.1 Metodologia di stima dei consumi dal 2007 al 2012

I consumi totali di prodotti petroliferi nel Comune di Marsciano sono calcolati a partire dai dati di vendita provinciale forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico [8] e il rapporto tra auto equivalenti di Comune e Provincia.

Una volta determinato il parco auto, le auto equivalenti possono essere calcolate applicando opportuni coefficienti di conversione forniti dall'ENEA. In particolare, sono stati applicati i coefficienti mostrati in tabella 5.23, aggiornati nel 2008.

Tab. 5.23 - Coefficienti di conversione dei veicoli in auto equivalenti [ENEA 2007-2008]

Coefficienti di conversione	
Coefficiente di conversione degli autocarri in auto equivalenti	4
Coefficiente di conversione dei motoveicoli in auto equivalenti	0,15
Coefficiente di conversione degli autobus in auto equivalenti	15
Coefficiente di conversione dei ciclomotori in auto equivalenti	0,15
Coefficiente di conversione dei motocarri in auto equivalenti	0,15

In tabella 5.24 si riportano le auto equivalenti del Comune di Marsciano e della Provincia di Perugia. Sono stati presi in considerazione i dati di vendita provinciale del periodo 2007-2012, assumendo che le quantità di prodotti petroliferi vendute all'interno del territorio comunale coincidano con quelle effettivamente consumate; in tabella 5.25 sono riportati i valori provinciali dei consumi (in tonnellate) nel periodo 2007-2012.

Tab. 5.24 - Auto equivalenti del Comune di Marsciano e della Provincia di Perugia

Veicoli equivalenti - coefficienti ENEA 2008					
Comune di Marsciano	Anno	Benzina	Gasolio	GPL	Metano
	2007	6885	10722	338	370
	2008	6843	11135	331	438
	2009	6677	11346	406	541
	2010	6579	11787	491	621
	2011	6479	12036	507	658
	2012	6403	12146	560	730
Provincia di Perugia	Anno	Benzina	Gasolio	GPL	Metano
	2007	272088	381967	12974	14734
	2008	267878	406690	12490	17835
	2009	257468	415471	15287	21672
	2010	246735	421863	18216	24208
	2011	242988	435358	18811	27112
	2012	238180	437295	20608	29693

Tab. 5.25 – Vendite totali di prodotti petroliferi nella Provincia di Perugia (ton)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Benzina (ton)	119793	114238	109552	100766	94001	77673
Gasolio (ton)	386044	325389	317384	316227	310767	268013
GPL (ton)	9705	9640	10304	12382	12591	14223

I dati relativi ai consumi della Provincia di Perugia sono stati scalati a livello comunale, valutando i rapporti fra gli autoveicoli equivalenti circolanti tra Provincia e Comune. In tabella 5.26 si riportano i consumi dei prodotti petroliferi nel settore dei trasporti, suddivisi per tipologie, ed espressi in tonnellate e in tep.

Dalla figura 5.13 si osserva che nell'arco di tempo considerato si è assistito ad una diminuzione di consumi totali di prodotti petroliferi nei trasporti.

Sia per la Provincia che per il Comune, non sono disponibili i consumi di metano per autotrazione, per questo motivo, questi ultimi sono stati calcolati a partire dai veicoli equivalenti, ipotizzando un consumo medio di 14 km/m³ e una percorrenza media di 12000 km/anno, in linea con la media nazionale. In tabella 5.27 e in figura 5.14 si riportano i consumi di metano nel settore dei trasporti.

Tab. 5.26 – Consumi dei prodotti petroliferi nel Comune di Marsciano espressi in tonnellate e tep.

Consumi di prodotti petroliferi - Coefficienti ENEA 2008				
Anno	Benzina (ton)	Gasolio (ton)	GPL (ton)	Totale (ton)
2007	3031	10836	253	14121
2008	2918	8909	255	12082
2009	2841	8667	274	11782
2010	2687	8835	334	11856
2011	2506	8592	340	11438
2012	2088	7444	387	9919
Anno	Benzina (tep)	Gasolio (tep)	GPL (tep)	Totale (tep)
2007	3183	11053	278	14514
2008	3064	9087	281	12432
2009	2983	8841	301	12125
2010	2821	9012	367	12201
2011	2632	8764	374	11769
2012	2193	7593	425	10211

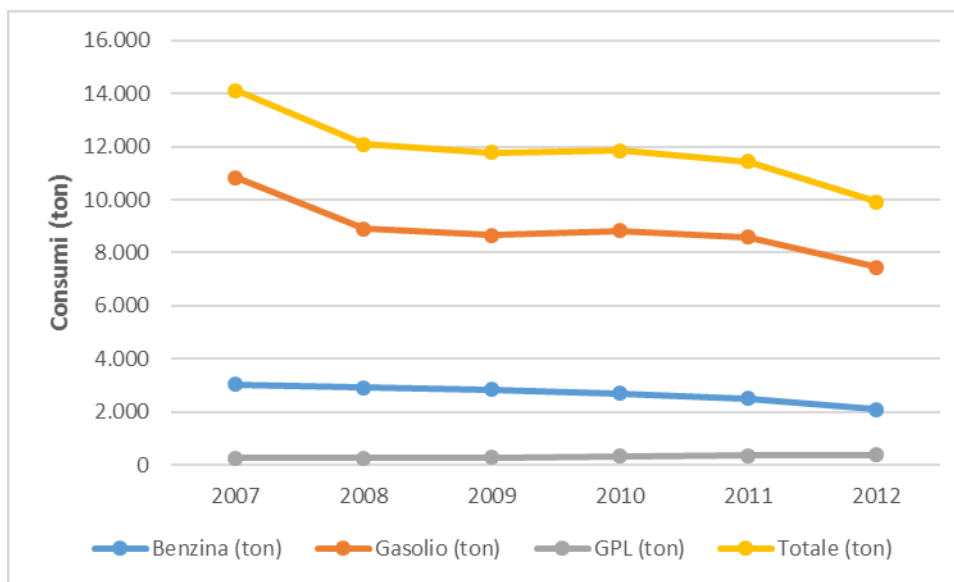


Fig. 5.13 - Consumi dei prodotti petroliferi (ton) nel Comune di Marsciano nel periodo 2007-2012 calcolati con i coefficienti ENEA 2008.

Tab. 5.27 – Stima dei consumi di metano nel settore dei trasporti

Anno	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Veicoli equivalenti a metano	370	438	541	621	658	730
Consumi Comune (m³)	317121	375582	463759	532406	564420	625938
Consumi Comune (tep) ENEA 2008	262	310	383	439	466	516

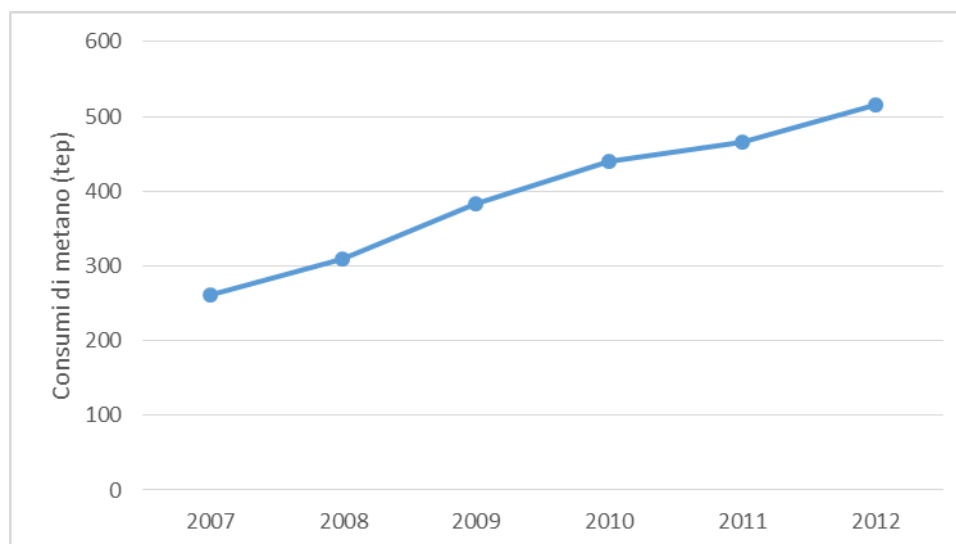


Fig. 5.14 – Consumi di metano (tep) per il settore dei trasporti, nel Comune di Marsciano nel periodo 2007-2012 calcolati con i coefficienti ENEA 2008

5.7 CONSUMI TOTALI FINALI PER SETTORE E PER FONTE

La tabella 5.28 mostra il riepilogo dei consumi finali in tep per fonti e per settori dal 2007 al 2012 nel Comune di Marsciano.

Si riporta inoltre la ripartizione percentuale per fonti e per settori (tabella 5.29 e 5.30, figura 5.15 e 5.16). I consumi finali totali diminuiscono negli anni, ma si ripartiscono sempre con percentuali medie simili, rispetto al consumo totale.

Tab. 5.28 – Consumi finali totali per fonte e per settore (tep) nel comune di Marsciano

Settore	Comb. solidi	Pr. petroliferi	Metano	En. elettrica	Totale
2007					
Agricoltura	-	1147	-	487	1634
Industria	-	303	1953	4318	6573
Terziario	-	55	842	1.407	2304
Trasporti	-	14514	262	-	14776
Residenziale	1696	293	4473	1633	8096
TOTALE	1696	16313	7529	7846	33383
2008					
Agricoltura	-	923	-	410	1334
Industria	-	254	2135	4333	6722
Terziario	-	62	1017	1518	2598
Trasporti	-	12432	310	-	12742
Residenziale	1736	263	4293	1676	7968
TOTALE	1736	13934	7756	7937	31363
2009					
Agricoltura	-	861	-	432	1294
Industria	-	187	1517	3963	5667
Terziario	-	49	746	1571	2366
Trasporti	-	12125	383	-	12508
Residenziale	1776	281	4272	1721	8051
TOTALE	1776	13504	6918	7687	29886
2010					
Agricoltura	-	801	-	469	1270
Industria	-	194	2089	4094	6377
Terziario	-	49	851	1630	2530
Trasporti	-	12201	439	-	12640
Residenziale	1806	243	4197	1739	7985
TOTALE	1806	13489	7576	7932	30803
2011					
Agricoltura	-	832	-	439	1270
Industria	-	156	1.812	4.002	5971
Terziario	-	45	866	1.661	2572
Trasporti	-	11769	466	-	12235
Residenziale	1831	253	4881	1730	8695
TOTALE	1831	13055	8025	7831	30742
2012					
Agricoltura	-	749	-	342	1091
Industria	-	126	1358	3367	4850
Terziario	-	41	710	1621	2371
Trasporti	-	10211	516	-	10728
Residenziale	1847	260	4.537	1.735	8379
TOTALE	1847	11386	7121	7065	27420



Tab. 5.29 - Ripartizione percentuale per fonti dei consumi finali totali dal 2007 al 2012

Fonti	Combustibili solidi (%)	Prodotti Petroliferi (%)	Metano (%)	Energia Elettrica (%)
2007	5,1%	48,9%	22,6%	23,5%
2008	5,5%	44,4%	24,7%	25,3%
2009	5,9%	45,2%	23,1%	25,7%
2010	5,9%	43,8%	24,6%	25,8%
2011	6,0%	42,5%	26,1%	25,5%
2012	6,7%	41,5%	26,0%	25,8%

Tab. 5.30 - Ripartizione percentuale per settore dei consumi finali totali dal 2007 al 2012

Anni	Agricoltura (%)	Industria (%)	Terziario (%)	Trasporti (%)	Residenziale (%)
2007	4,9%	19,7%	6,9%	44,3%	24,3%
2008	4,3%	21,4%	8,3%	40,6%	25,4%
2009	4,3%	19,0%	7,9%	41,9%	26,9%
2010	4,1%	20,7%	8,2%	41,0%	25,9%
2011	4,1%	19,4%	8,4%	39,8%	28,3%
2012	4,0%	17,7%	8,6%	39,1%	30,6%

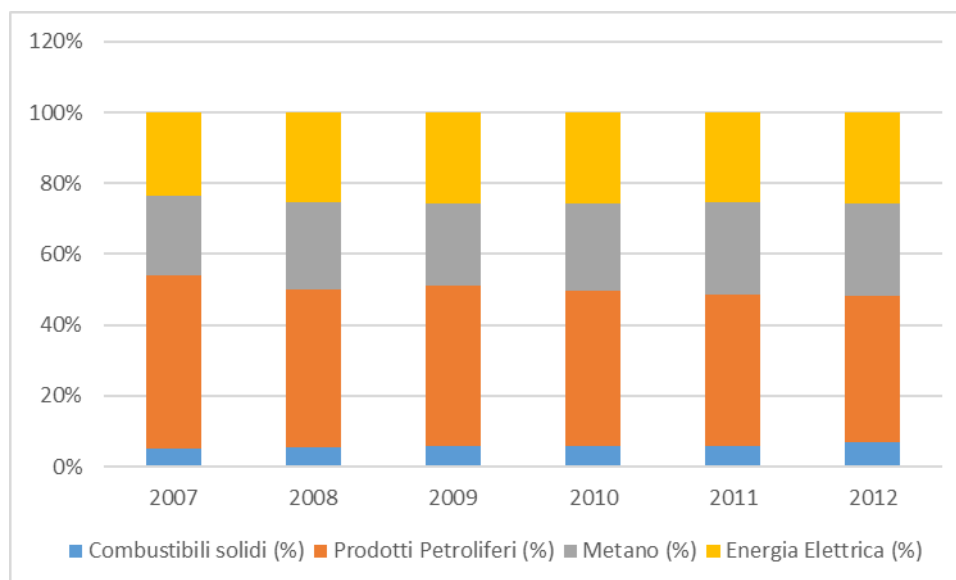


Fig. 5.15 - Ripartizione percentuale per fonti dei consumi finali totali dal 2007 al 2012

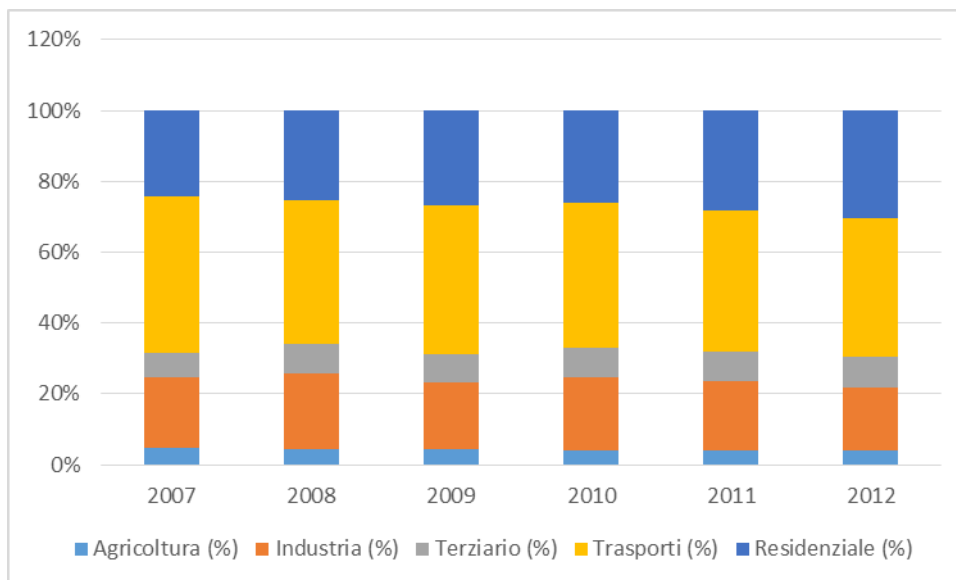


Fig. 5.16 - Ripartizione percentuale per settore dei consumi finali totali dal 2007 al 2012

I consumi totali seguono un andamento decrescente (figura 5.17): tale andamento rispecchia la crisi economica che ha colpito l'intero paese a partire dal 2008.

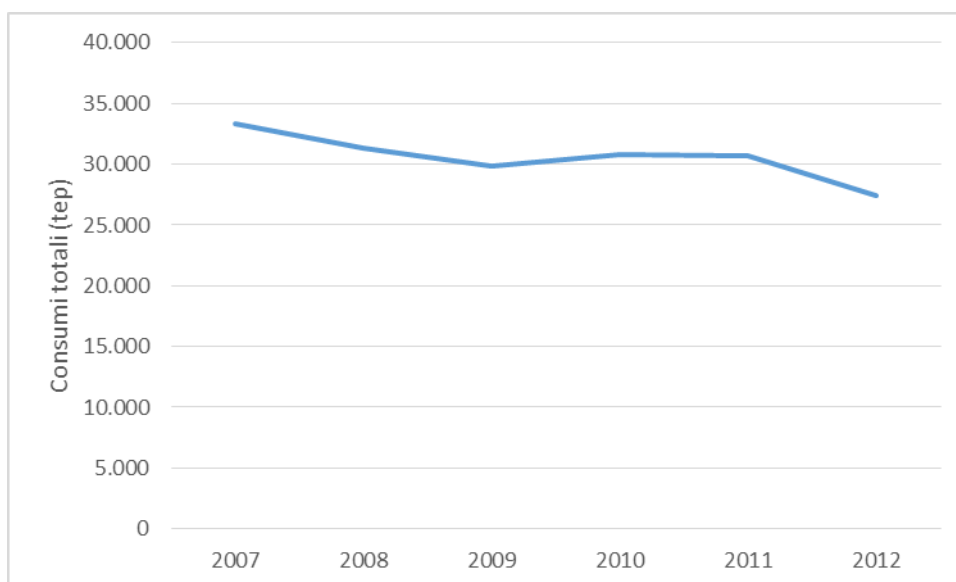


Fig. 5.17 – Andamento dei consumi totali finali dal 2007 al 2012

Nelle figure 5.18 e 5.19 si può osservare l'andamento dei consumi finali suddivisi rispettivamente, per fonte e per settore.

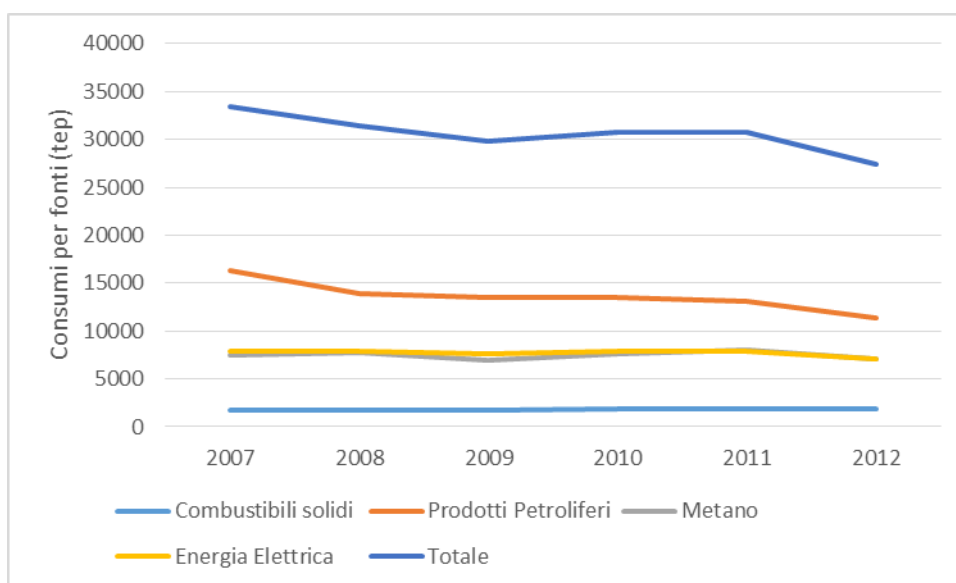


Fig. 5.18 - Andamento per fonti dei consumi finali dal 2007 al 2012

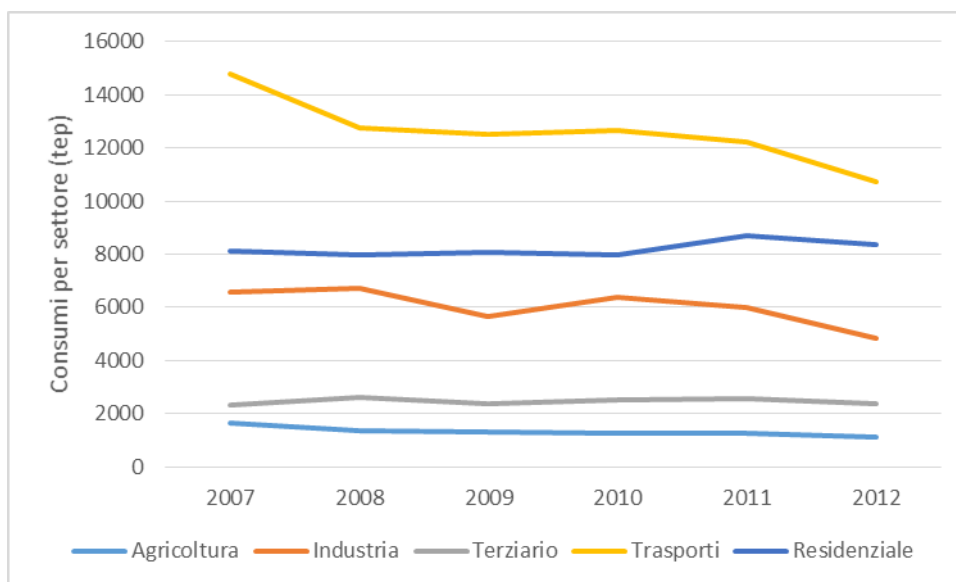


Fig. 5.19 - Andamento per settore dei consumi finali dal 2007 al 2012

Il consumo energetico pro-capite è definito come il rapporto tra il consumo totale nel territorio comunale e il totale dei residenti nel territorio stesso; nella tabella 5.31 è riportato il consumo annuale pro-capite nel Comune di Marsciano e in Italia [10]: Marsciano mostra valori inferiori rispetto alla media nazionale.

Tab. 5.31 – Consumo energetico totale pro-capite dal 2007 al 2012

Anni	Abitanti	Consumi finali tot (tep)	Pro-capite Marsciano (tep/ab)	Pro-capite Italia (tep/ab)
2007	18071	33383	1,85	2,35
2008	18291	31363	1,71	2,24
2009	18619	29886	1,61	2,13
2010	18770	30803	1,64	2,15
2011	18714	30742	1,64	-
2012	18817	27420	1,46	-

L'andamento dei consumi energetici per abitante è rappresentato in figura 5.20: si sottolinea come i consumi pro-capite presentino un andamento decrescente, in linea con la tendenza nazionale.

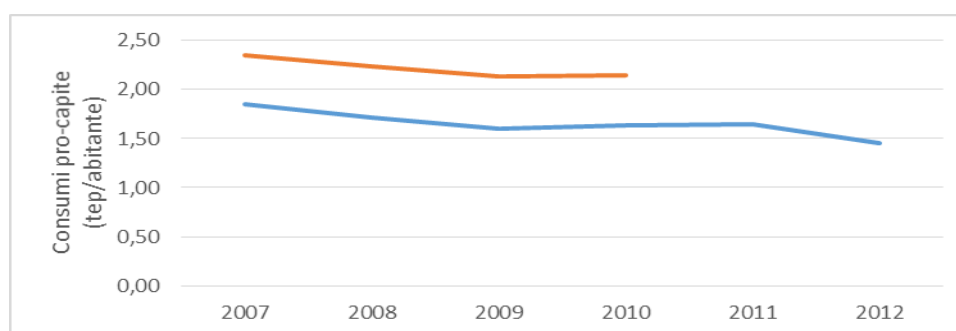


Fig. 5.20 – Andamento dei consumi finali pro capite dal 2007 al 2012

Risulta di particolare interesse anche la valutazione del consumo di prodotti petroliferi per auto equivalente, riportato in tabella 5.32 e in figura 5.23.

Tab. 5.32 – Consumo di prodotti petroliferi per auto equivalente dal 2007 al 2012

Anni	Auto equivalenti	Consumi trasporti	Prodotti petroliferi/auto eq.
2007	18319	14514	0,79
2008	18751	12432	0,66
2009	18973	12125	0,64
2010	19481	12201	0,63
2011	19683	11769	0,60
2012	19843	10211	0,51

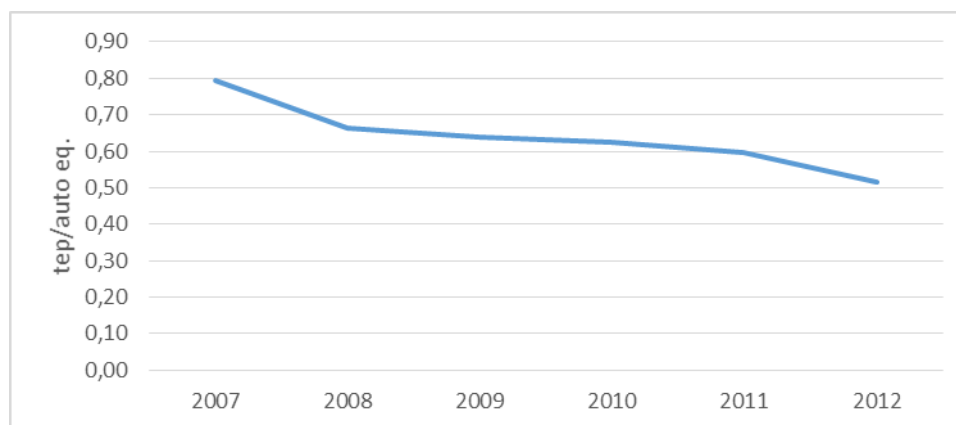


Fig. 5.21 – Andamento dei consumi di prodotti petroliferi per auto equivalente dal 2007 al 2012

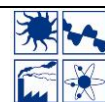
In tabella 5.33 si riporta infine il numero di auto equivalenti per abitante:

Tab. 5.33 - Auto equivalenti per abitante

Anni	Auto equivalenti	Abitanti	Auto eq./ab
2007	18319	18071	1,01
2008	18751	18291	1,03
2009	18973	18619	1,02
2010	19481	18770	1,04
2011	19683	18714	1,05
2012	19843	18817	1,05

BIBLIOGRAFIA

- [1] Ministero delle Attività Produttive, Direzione generale delle fonti di energia e delle risorse minerarie, Bilancio Energetico Nazionale 2000, 2001.
- [2] AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS, Delibera n. 229/2012/R/gas Disposizioni per la Regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale
- [3] V.Gerardi, G.Perrella, I Consumi Energetici di Biomasse nel Settore Residenziale in Italia nel 1999, ENEA, 2001
- [4] APAT-ARPA Lombardia, Stima dei consumi di legna da ardere per riscaldamento ed uso domestico in Italia, 2008
- [5] ISTAT, 14° Censimento Generale della Popolazione e delle Abitazioni, 2001
- [6] <http://www.comuni-italiani.it/054/027/statistiche/recenti.html>
- [7] ISTAT, 5° Censimento Generale dell'Agricoltura, 2000.
- [8] <http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/venditeprovinciali.asp>
- [9] <http://www.energia.enea.it/politiche-e-strategie-1/politiche-e-strategie-nelle-regioni/sistemi-informativi-energetici-regionali/bilanci-energetici-regionali/i-ber-2005-2008.aspx>
- [10] <http://www.energia.enea.it/it/dati/int01b.htm>



CAPITOLO 6
OFFERTA DI ENERGIA DEL COMUNE DI MARSCIANO
6.1 INTRODUZIONE

Conoscere l'offerta di energia nel territorio comunale è importante per poter effettuare un bilancio energetico comunale.

Sul territorio del comune di Marsciano non sono presenti impianti per la produzione di energia da combustibili fossili, pertanto, l'unica offerta di energia è proveniente da fonti energetiche rinnovabili. È stata dunque effettuata una ricognizione degli impianti presenti sul territorio comunale al fine di determinare l'offerta energetica da inserire a bilancio.

È necessario esprimere la domanda e l'offerta di energia nella stessa unità di misura, il tep (tonnellata equivalente di petrolio), così, anche per l'offerta di energia, come per la domanda, si è fatto riferimento alla Direttiva 20-20-20 e al Piano di Azione Nazionale, che utilizzano per l'equivalente termico dell'energia elettrica il fattore di conversione $1 \text{ kWhe} = 8,59 \times 10^{-5} \text{ tep}$.

Le fonti da cui sono tratte le informazioni e i dati analizzati nel seguito sono riportati in tabella 6.1.

Tab. 6.1 - Dati impiegati nel calcolo dell'offerta energetica del Comune di Marsciano.

Dati	Base territoriale	Periodo	Fonte
Eolico	-	-	-
Solare termico	Comunale	2010 - 2012	Stima
Solare fotovoltaico	Comunale	2006 - 2013	GSE (Gestore dei Servizi Energetici)
Idroelettrico	-	-	-
Cogenerazione	-	-	-
Biomasse	Comunale	2009 – 2012	GSE (Gestore dei Servizi Energetici)
Geotermico a bassa entalpia	-	-	-
Caldaie a legna/pellet	Comunale	2006 - 2012	Stima metodologia ENEA



6.2 SOLARE FOTOVOLTAICO

Il GSE, nell'ambito delle attività previste dall'art. 40 del D.Lgs. 28/2011 di monitoraggio delle fonti rinnovabili, ha realizzato un sistema informativo geografico "ATLASOLE" contenente dati e informazioni sugli impianti fotovoltaici che hanno fatto richiesta di incentivo mediante il Conto Energia (CE). Atlasole consente la consultazione interattiva degli impianti fotovoltaici, aggregati su base comunale, provinciale, regionale, raggruppati per classi di potenza e per numerosità in funzione della base amministrativa prescelta dall'utilizzatore.

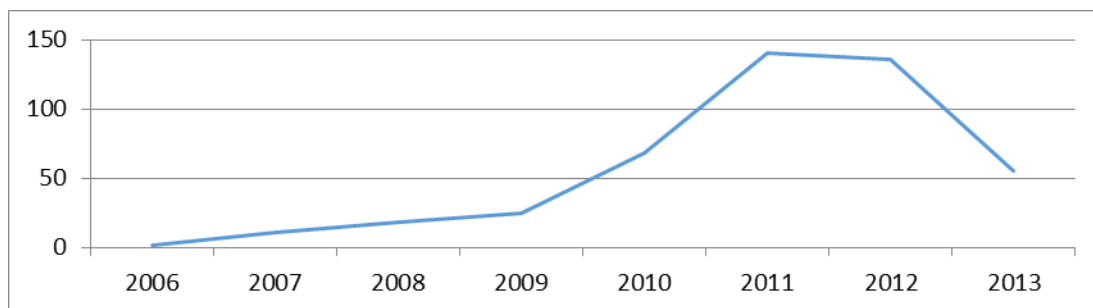


Fig. 6.1 – Numero impianti entrati in esercizio nei rispettivi anni nel comune di Marsciano [GSE]

Dalla figura 6.1 si osserva un incremento notevole del numero di impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 2006, grazie soprattutto agli incentivi del Conto Energia. Nella figura 6.2, 6.3 e nella tabella 6.2 si riportano il numero di impianti fotovoltaici installati suddivisi in base alla taglia e la potenza installata.

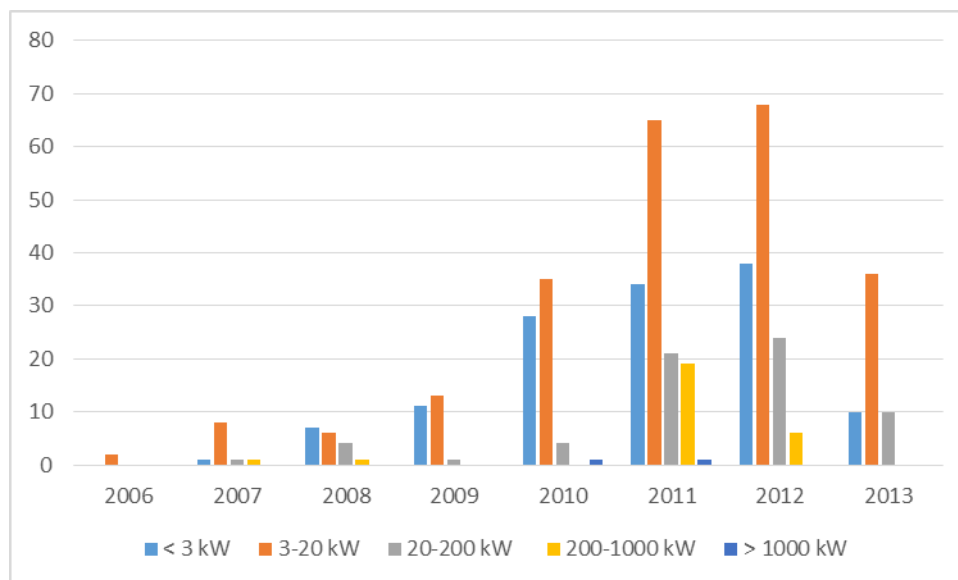


Fig. 6.2 – Numero di installazione fotovoltaiche [GSE]

Tab. 6.2 – Numero di installazioni fotovoltaiche [GSE]

Numero di installazioni annuali	Anno							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Classi di potenza								
< 3 kW	0	1	7	11	28	34	38	10
3-20 kW	2	8	6	13	35	65	68	36
20-200 kW	0	1	4	1	4	21	24	10
200-1000 kW	0	1	1	0	0	19	6	0
> 1000 kW	0	0	0	0	1	1	0	0

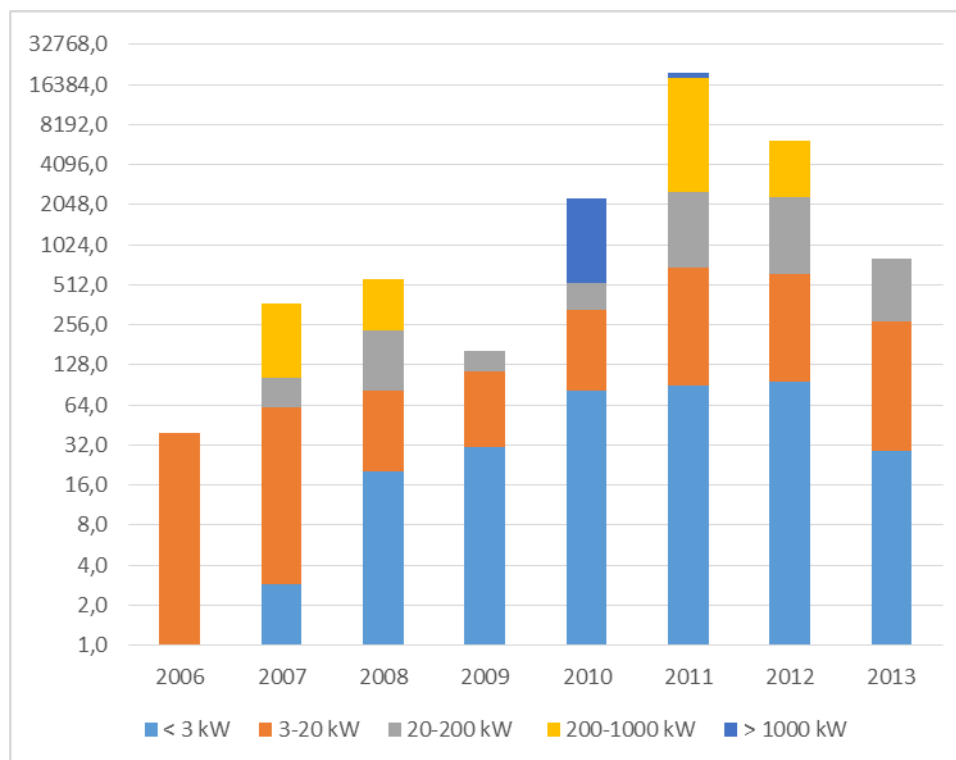


Fig. 6.3 – Potenza installata annualmente dal 2006 al 2013 [GSE]

In tabella 6.3 sono riportati gli impianti fotovoltaici di proprietà del Comune.

Tab. 6.3 – Impianti fotovoltaici comunali

Denominazione	Data entrata in esercizio	Potenza kW
Scuola Media B. Moneta	13/09/2006	19,20
Asilo Nido G. Rodari	13/09/2006	19,20
Scuola Materna ed Elementare Loc. Ammeto	04/07/2007	9,72
Scuola Elementare Spina	11/06/2007	2,88
Scuola Materna e Media Spina	11/06/2007	9,72
Marsciano, campo Carboni	16/02/2011	993,08
Marsciano, campo Busti	02/03/2011	991,76
Impianto Karl Marx	08/02/2012	1,35
Marsciano, Palazzetto dello sport	17/12/2012	73,73
TOTALE		2121,84

Dal sito internet dell'ENEA [1], è possibile calcolare la radiazione solare incidente nel luogo di interesse; con l'inserimento dei seguenti dati di input: condizioni di inclinazione (Tilt) pari a circa 15°, orientamento (azimut) dei pannelli solari a sud est (o sud ovest) e coefficiente di riflessione del suolo pari a 0,2, si ottiene un valore della radiazione globale annua di 1346 kWh/m². Ne consegue che la produzione media annua è di 1300 kWh/kW di picco di potenza installata; tale valore è in linea con i dati statistici della producibilità noti per il territorio comunale.

Attraverso la tecnologia del fotovoltaico, solo parte dell'energia elettrica prodotta viene autoconsumata dal proprietario dell'impianto, mentre l'eccedenza viene immessa in rete. Per valutare tali contributi risulta opportuno effettuare una suddivisione degli impianti in base alla modalità di connessione alla rete elettrica. Le modalità previste dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sono sostanzialmente due: lo scambio sul posto e il ritiro dedicato (sostituita poi dalla tariffa omnicomprensiva).

In base a quanto descritto nei vari Conti Energia, si riporta la seguente suddivisione (P = potenza di picco):

- I Conto Energia (tabella 6.4):
 - Impianti con P<20 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P>20 kW sfruttano il Ritiro Dedicato (RD).
- II Conto Energia (tabella 6.5):
 - Impianti con P<20 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P<200 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P>200 kW sfruttano il Ritiro Dedicato (RD).
- III Conto Energia (tabella 6.6):
 - Impianti con P<20 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P<200 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P>200 kW sfruttano il Ritiro Dedicato (RD).
- IV Conto Energia (tabella 6.7):
 - Impianti con P<20 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P<200 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P>200 kW sfruttano il Ritiro Dedicato (RD).
- V Conto Energia (tabella 6.8):
 - Impianti con P<20 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P<200 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P>200 kW sfruttano la Tariffa Omnicomprensiva (TO).

Tab. 6.4 – Potenza installata annualmente ed energia prodotta a seconda della modalità di connessione alla rete elettrica, I Conto Energia

1		2006		2007		2008		Modalità di connessione alla rete elettrica
		P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	
P<20	Comunale	38,4	49,9	22,3	29,0	0,0	0,0	SSP
	Privato	0,0	0,0	35,7	46,4	20,0	25,9	
	TOTALE	38,4	49,9	58,0	75,4	20,0	25,9	
P>20	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	RD
	Privato	0,0	0,0	39,8	51,7	102,8	133,7	
	TOTALE	0,0	0,0	39,8	51,7	102,8	133,7	

Tab. 6.5 – Potenza installata annualmente ed energia prodotta a seconda della modalità di connessione alla rete elettrica, II Conto Energia

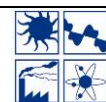
2		2007		2008		2009		2010		2011		Modalità di connessione e alla rete elettrica
		P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	
P<20	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	SSP
	Privato	4,0	5,2	61,3	79,7	115,2	149,7	333,8	434,0	207,1	269,2	
	TOTALE	4,0	5,2	61,3	79,7	115,2	149,7	333,8	434,0	207,1	269,2	
20<P<200	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	SSP
	Privato	0,0	0,0	50,0	65,0	49,0	63,6	192,8	250,6	383,7	498,8	
	TOTALE	0,0	0,0	50,0	65,0	49,0	63,6	192,8	250,6	383,7	498,8	
P>200	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1984,8	2580,3	RD
	Privato	270,7	351,9	325,8	423,6	0,0	0,0	1778,5	2312,0	4709,9	6122,8	
	TOTALE	270,7	351,9	325,8	423,6	0,0	0,0	1778,5	2312,0	6694,7	8703,1	

Tab. 6.6 – Potenza installata annualmente ed energia prodotta a seconda della modalità di connessione alla rete elettrica, III Conto Energia

3		2011		Modalità di connessione alla rete elettrica
		P [kW]	E [MWh]	
P<20	Comunale	0,0	0,0	SSP
	Privato	159,9	207,8	
	TOTALE	159,9	207,8	
20<P<200	Comunale	0,0	0,0	SSP
	Privato	361,0	469,3	
	TOTALE	361,0	469,3	
P>200	Comunale	0,0	0,0	RD
	Privato	2150,6	2795,8	
	TOTALE	2150,6	2795,8	

Tab. 6.7 – Potenza installata annualmente ed energia prodotta a seconda della modalità di connessione alla rete elettrica, IV Conto Energia

4		2011		2012		Modalità di connessione alla rete elettrica
		P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	
P<20	Comunale	0,0	0,0	1,4	1,8	SSP
	Privato	325,9	423,6	546,4	710,3	
	TOTALE	325,9	423,6	547,7	712,0	
20<P<200	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	SSP
	Privato	931,7	1211,2	1512,6	1966,4	
	TOTALE	931,7	1211,2	1512,6	1966,4	
P>200	Comunale	0,0	0,0	73,7	95,8	RD
	Privato	8435,0	10965,4	3795,5	4934,1	
	TOTALE	8435,0	10965,4	3869,2	5030,0	



Tab. 6.8 – Potenza installata annualmente ed energia prodotta a seconda della modalità di connessione alla rete elettrica, V Conto Energia

5		2011		2012		2013		Modalità di connessione alla rete elettrica
		P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	
P<20	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	SSP
	Privato	0,0	0,0	68,3	88,7	274,0	356,2	
	TOTALE	0,0	0,0	68,3	88,7	274,0	356,2	
20<P<200	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	SSP
	Privato	199,9	259,8	196,1	254,9	531,7	691,2	
	TOTALE	199,9	259,8	196,1	254,9	531,7	691,2	
P>200	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	TO
	Privato	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TOTALE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

La produzione di energia elettrica compensa, in parte (per la quota di autoconsumo), i consumi quando avviene lo scambio sul posto; nel caso di vendita, non c'è contributo alla diminuzione dei consumi, pertanto, la quota di produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici da mettere a bilancio va depurata dalla quota di autoconsumo già in qualche modo conteggiata nella voce consumi in quanto responsabile della riduzione del tasso di crescita della domanda.

Nella valutazione dei consumi elettrici relativi al territorio comunale riportata nel paragrafo 5.2 non sono stati conteggiati quelli effettuati in regime di scambio sul posto. Infatti, solamente la parte degli utenti che in regime di vendita immettono in rete tutta la loro produzione e che consumano prelevando dalla rete hanno i loro consumi contabilizzati in bolletta per intero. Per gli impianti allacciati in regime di scambio sul posto occorre introdurre delle ipotesi finalizzate allo scorporo della quota di autoconsumo. Per tali impianti è ragionevole ipotizzare che il dimensionamento sia stato effettuato sulla base del fabbisogno di energia elettrica in modo da massimizzare il vantaggio apportato dal regime di scambio sul posto.

Per stimare le percentuali di energia immessa in rete e autoconsumata, si fa riferimento a quelle stimate per il PEAC di Perugia.

Per gli impianti di potenza compresa tra 20 kW e 200 kW si ipotizza che l'utenza sia di tipo industriale/terziario e che l'energia immessa in rete è pari al 27% mentre il 73% è la quota di autoconsumo.

Per gli impianti di potenza inferiore a 20 kW si ipotizza invece che l'utenza sia di tipo residenziale e che l'energia immessa in rete sia pari al 44% mentre il 56% è la quota di autoconsumo (tabella 6.9).

Ai fini del bilancio energetico, la quota in autoconsumo va considerata sia nella domanda che nell'offerta di energia, mentre la quota immessa costituisce soltanto un contributo all'offerta (tabella 6.10, 6.11 e figura 6.4).

Ai fini del confronto con le altre fonti si riportano in tabella 6.12 i consumi finali di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e la produzione stessa in tep.

Tab. 6.9 – Energia elettrica prodotta in regime di scambio sul posto (MWh)

SSP [MWh]		2006			2007			2008			2009		
		Tot	Autoconsumo	Imnessa	Tot	Autoconsumo	Imnessa	Tot	Autoconsumo	Imnessa	Tot	Autoconsumo	Imnessa
P<20	Comunale	49,9	28,0	22,0	29,0	16,2	12,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Privato	0,0	0,0	0,0	51,6	28,9	22,7	105,6	59,2	46,5	149,7	83,8	65,9
	TOTALE	49,9	28,0	22,0	80,6	45,1	35,5	105,6	59,2	46,5	149,7	83,8	65,9
20<P<200	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Privato	0,0	0,0	0,0	51,7	37,8	14,0	198,6	145,0	53,6	63,6	46,5	17,2
	TOTALE	0,0	0,0	0,0	51,7	37,8	14,0	198,6	145,0	53,6	63,6	46,5	17,2
SSP [MWh]		2010			2011			2012			2013		
		Tot	Autoconsumo	Imnessa	Tot	Autoconsumo	Imnessa	Tot	Autoconsumo	Imnessa	Tot	Autoconsumo	Imnessa
P<20	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0
	Privato	434,0	243,0	190,9	900,6	504,4	396,3	799,0	447,4	351,6	356,2	199,5	156,7
	TOTALE	434,0	243,0	190,9	900,6	504,4	396,3	800,7	448,4	352,3	356,2	199,5	156,7
20<P<200	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Privato	250,6	182,9	67,7	2439,1	1780,5	658,5	2221,3	1621,5	599,7	691,2	504,6	186,6
	TOTALE	250,6	182,9	67,7	2439,1	1780,5	658,5	2221,3	1621,5	599,7	691,2	504,6	186,6

Tab. 6.10 – Autoconsumi e produzione di energia elettrica per ogni anno di installazione (MWh)

Anno	Autoconsumi			Scambio sul posto [MWh]			TOTALE [MWh]		
	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE
2006	27,96	0,00	27,96	0,00	0,00	0,00	49,92	0,00	49,92
2007	16,25	66,64	82,89	0,00	403,65	403,65	29,02	506,96	535,98
2008	0,00	204,16	204,16	0,00	557,25	557,25	0,00	861,52	861,52
2009	0,00	130,31	130,31	0,00	0,00	0,00	0,00	213,37	213,37
2010	0,00	425,97	425,97	0,00	2312,02	2312,02	0,00	2996,60	2996,60
2011	0,00	2284,87	2284,87	2580,29	19884,01	22464,30	2580,29	23223,71	25804,00
2012	0,98	2068,95	2069,93	95,8	4934,1	5029,97	97,60	7954,36	8051,97
2013	0,00	704,07	704,07	0,0	0,00	0,00	0,00	1047,44	1047,44

Anno	Scambio sul posto [MWh]			Ritiro dedicato / Tariffa omnicomprendiva [MWh]			TOTALE [MWh]		
	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE
2006	49,92	0,00	49,92	0,00	0,00	0,00	49,92	0,00	49,92
2007	29,02	103,31	132,33	0,00	403,65	403,65	29,02	506,96	535,98
2008	0,00	304,27	304,27	0,00	557,25	557,25	0,00	861,52	861,52
2009	0,00	213,37	213,37	0,00	0,00	0,00	0,00	213,37	213,37
2010	0,00	684,58	684,58	0,00	2312,02	2312,02	0,00	2996,60	2996,60
2011	0,00	3339,70	3339,70	2580,29	19884,01	22464,30	2580,29	23223,71	25804,00
2012	1,76	3020,24	3022,00	95,8	4934,1	5029,97	97,60	7954,36	8051,97
2013	0,00	1047,44	1047,44	0,0	0,00	0,00	0,00	1047,44	1047,44

Tab. 6.11 – Autoconsumi e produzione di energia elettrica cumulati da includere nel bilancio (MWh)

Anno	Scambio sul posto cumulado [MWh]		
	Comunale	Privato	TOTALE
2006	27,96	0,00	27,96
2007	44,20	66,64	110,85
2008	44,20	270,80	315,01
2009	44,20	401,11	445,32
2010	44,20	827,08	871,28
2011	44,20	3111,95	3156,15
2012	45,19	5180,90	5226,09
2013	45,19	5884,98	5930,16

Anno	Scambio sul posto [MWh]			Ritiro dedicato / Tariffa omnicomprendiva [MWh]			TOTALE [MWh]		
	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE
2006	49,92	0,00	49,92	0,00	0,00	0,00	49,92	0,00	49,92
2007	78,94	103,31	182,25	0,00	403,65	403,65	78,94	506,96	585,90
2008	78,94	407,58	486,52	0,00	960,90	960,90	78,94	1368,48	1447,41
2009	78,94	620,95	699,89	0,00	960,90	960,90	78,94	1581,85	1660,78
2010	78,94	1305,53	1384,47	0,00	3272,92	3272,92	78,94	4578,45	4657,39
2011	78,94	4645,23	4724,17	2580,29	23156,93	25737,22	2659,23	27802,16	30461,38
2012	80,69	7665,47	7746,17	2676,14	28091,04	30767,18	2756,83	35756,52	38513,35
2013	80,69	8712,92	8793,61	2676,14	28091,04	30767,18	2756,83	36803,96	39560,79

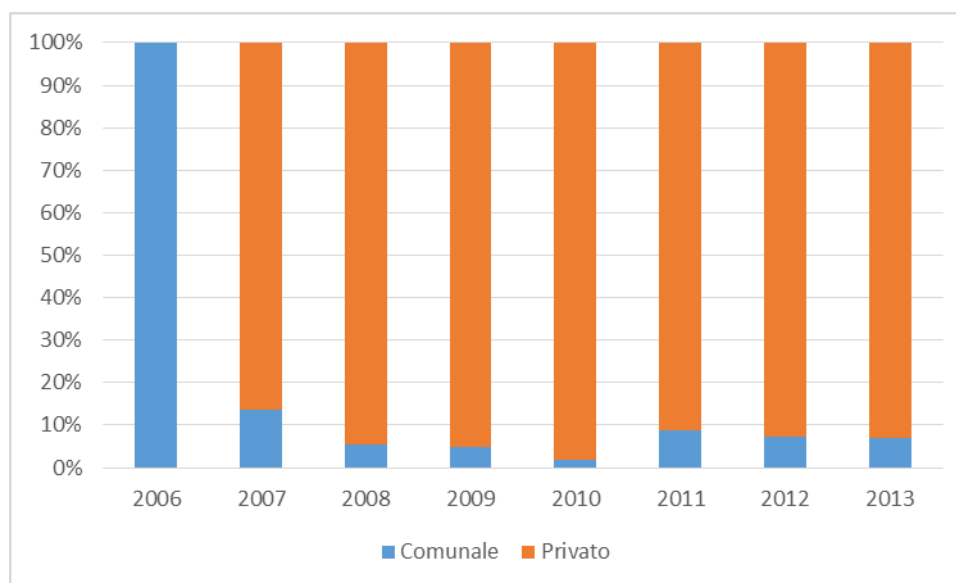


Fig. 6.4 – Produzione totale di energia elettrica suddivisa in comunale e privato

Tab. 6.12 – Autoconsumi e produzione di energia elettrica in tep

Anno	Autoconsumi [tep]			Produzione totale [tep]			Produzione netta [tep]		
	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE
2006	2,40	0,00	2,40	4,29	0,00	4,29	1,887	0,000	1,887
2007	3,80	5,72	9,52	6,78	43,55	50,33	2,983	37,823	40,807
2008	3,80	23,26	27,06	6,78	117,55	124,33	2,983	94,290	97,274
2009	3,80	34,46	38,25	6,78	135,88	142,66	2,983	101,425	104,409
2010	3,80	71,05	74,84	6,78	393,29	400,07	2,983	322,243	325,226
2011	3,80	267,32	271,11	228,43	2388,21	2616,63	224,631	2120,889	2345,519
2012	3,88	445,04	448,92	236,81	3071,48	3308,30	232,930	2626,446	2859,376
2013	3,88	505,52	509,40	236,81	3161,46	3398,27	232,930	2655,941	2888,871

Dal momento che la quota di autoconsumo va aggiunta nei dati dei consumi di energia elettrica, si è considerato che gli impianti con potenza inferiore ai 3 kW sono da conteggiare nel settore residenziale mentre quelli con potenza superiore sono da includere nel settore industriale (tabella 6.13)

Tab. 6.13 – Quota di autoconsumi di energia elettrica in tep da considerare nella domanda di energia elettrica

Anno	Residenziale	Industriale	TOTALE
2006	0,00	2,40	2,40
2007	0,18	9,34	9,52
2008	1,44	25,61	27,06
2009	3,38	34,87	38,25
2010	8,47	66,38	74,84
2011	14,09	257,02	271,11
2012	20,08	428,84	448,92
2013	21,87	487,53	509,40

6.3 SOLARE TERMICO

Il Comune di Marsciano nel 2008 ha dotato il palasport di pannelli solari termici con una superficie captante di 80 m² per la produzione di acqua calda sanitaria.

Tenendo conto del fatto che nonostante la radiazione solare globale media annua su superficie orizzontale nel Comune di Marsciano sia pari a 1473 kWh/m² [2] e che l'efficienza complessiva dell'impianto sia di poco superiore a 0,4, si può ipotizzare una producibilità media di 600 kWh/m², ottenendo una produzione di energia termica pari a 48 MWh che corrispondono a circa 4,12 tep.

Per poter calcolare i metri quadrati di impianti solari termici installati nel territorio comunale nel 2010, si è stimato un andamento proporzionale con quelli presenti nel Comune di Perugia, in base al rapporto tra il numero di abitanti (1:9). Si ottengono 696 m², con una produzione di energia termica pari a 465,5 MWh (39,98 tep).

Per la stima della produzione di energia termica negli anni successivi al 2010, si può procedere allo stesso modo, rapportando al Comune di Marsciano l'incremento di metri quadrati di impianti installati utilizzato nel PEAC del comune di Perugia.

In tabella 6.14 si riportano i dati così ottenuti fino al 2012.



Tab. 6.14 – Stima produzione di energia termica nel Comune di Marsciano

Stima solare termico - Comune di Marsciano			
Anno	Mq impianti	MWh di energia termica prodotta	Tep risparmiate
2010	776	465,5	39,98
2011	943	566,0	48,62
2012	1111	666,5	57,25

Lo sfruttamento dell'energia solare termica, soprattutto per la produzione di acqua calda sanitaria, si traduce in un minor consumo di metano, gasolio e GPL da riscaldamento; tale risparmio risulta dunque già ricompreso nei consumi finali allo stato attuale.

6.4 BIOMASSE

Secondo il GSE, risultano attivi due impianti di produzione di energia da biomasse:

- un impianto a bioliquidi, potenza installata 420 kW, in esercizio dal 2009;
- un impianto a biogas, potenza installata 110 kW, in esercizio dal 2010.

Si ipotizza che per gli impianti di cogenerazione di questo tipo, la produzione di energia unitaria annua di energia elettrica è di 4 MWhe per ogni kW_e installato e di energia termica pari a 4,5 MWht per ogni kW_e installato; nella tabella 6.15 si riporta la produzione di energia annua.

Tab. 6.15 – Produzione di energia elettrica annua impianti a biomasse

	Potenza installata [kW]	In esercizio dal	Produzione di energia elettrica annua [MWh]	Produzione di energia termica annua [MWh]	Produzione di energia annua [tep]
Impianto a bioliquidi	420	2009	1680	1890	306,7
Impianto a biogas	110	2012	440	495	80,3

6.5 CONSUMO DI LEGNA NEL RISCALDAMENTO DOMESTICO

Nel paragrafo 5.4 è stata condotta una stima per il consumo di legna da ardere e assimilati all'interno del Comune di Marsciano. Nell'ipotesi che la biomassa sia interamente proveniente dal territorio comunale e che pertanto non esistano costi energetici aggiuntivi dovuti al trasporto di tale combustibile, si stima l'energia termica prodotta in tep.

Lo sfruttamento dell'energia termica da tale combustibile si traduce in un minor consumo di metano, gasolio e GPL da riscaldamento; tale risparmio risulta dunque già ricompreso nei consumi finali allo stato attuale.

6.6 COGENERAZIONE, IDROELETTRICO, EOLICO, GEOTERMICO

La produzione di energia da cogenerazione, eolico, geotermico e idroelettrico risulta ad oggi assente sul territorio comunale.

È stato realizzato uno studio dalla Provincia di Perugia sulle potenzialità del territorio comunale per lo sfruttamento di sorgenti idroelettriche. Il Comune di Marsciano sta lavorando ad un progetto per lo sfruttamento idroelettrico dei siti in località Compignano, Spina e Morcella (fiume Nestore) per una potenza complessiva pari a circa 160 kW.

6.7 PRODUZIONE FINALE TOTALE

La tabella 6.16 mostra il riepilogo della produzione di energia da fonti rinnovabili finali in tep dal 2007 nel Comune di Marsciano; si riporta inoltre il valore della domanda e dell'offerta di energia complessiva anno per anno e la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER).

Tab. 6.16– Riepilogo domanda ed offerta di energia per il territorio del Comune di Marsciano nel periodo 2007-2012 (tep)

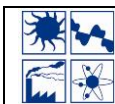
FONTE	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Eolico	-	-	-	-	-	-
Solare termico	-	-	-	40,0	48,6	57,3
Solare fotovoltaico	50,3	124,3	142,7	400,1	2616,6	3308,0
Idroelettrico	-	-	-	-	-	-
Cogenerazione	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	306,7	306,7	306,7	387,0
Geotermico a bassa entalpia	-	-	-	-	-	-
Caldaie a legna/pellet	1696,0	1736,0	1776,0	1806,0	1831,0	1847
OFFERTA TOTALE	1746,3	1860,3	2225,3	2552,7	4802,9	5599,2
DOMANDA TOTALE	33383,4	31362,9	29885,6	30802,5	30742,2	27419,7
PENETRAZIONE FER	5,2%	5,9%	7,4%	8,3%	15,6%	20,4%

Si evidenzia come l'offerta di energia ricopre al 2012 solo il 20,4% della domanda complessiva. Un forte contributo al raggiungimento di questo obiettivo è stato fornito dal recente incremento di impianti solari fotovoltaici.

BIBLIOGRAFIA

[1] <http://www.solaritaly.enea.it/CalcRggmmIncl/Calcola1.php?Calcolo3=Nuovo+calcolo>

[2] Atlante solare della radiazione italiana, ENEA



CAPITOLO 7

STIMA DELLE EMISSIONI DIRETTE DEL COMUNE DI MARSCIANO

7.1 INTRODUZIONE

Nella stima delle emissioni in atmosfera rivestono un'importanza fondamentale i fattori di emissione tipici dei principali gas serra, ossia CO₂, CH₄ e N₂O relativi alle diverse fonti.

Sono state considerate le sole fonti di emissione di tipo energetico, che sono responsabili di quasi il 90% del totale di gas serra emessi e sulle quali, pertanto, è possibile intervenire con azioni mirate da parte di enti e autorità locali.

Tra le fonti non energetiche di emissione si è tenuto conto del settore smaltimento dei rifiuti che contribuisce in buona parte alla quota di metano. Non sono state calcolate le emissioni da fonti non energetiche legate a particolari processi industriali, peraltro non elevate considerando le attività economiche presenti sul territorio comunale e sulle quali l'azione delle autorità locali risulta comunque limitata.

La valutazione delle emissioni in atmosfera legate ai consumi di energia è stata effettuata per settori:

- agricoltura
- residenziale;
- industria e artigianato;
- terziario;
- trasporti;
- smaltimento dei rifiuti.

Sono state calcolate le sole emissioni dirette, ovvero quelle associate all'uso finale dell'energia e legate pertanto al funzionamento dei dispositivi che impiegano i diversi vettori energetici; non sono quindi contemplate le applicazioni elettriche, che sono causa di sole emissioni indirette.

Le emissioni indirette (cioè legate ai processi di estrazione, lavorazione e trasporto dei combustibili) e materiali (cioè legate alla costruzione dei dispositivi) non sono state considerate per le seguenti motivazioni:

- possono non interessare il territorio comunale in quanto prodotte all'esterno;
- se interessano il territorio comunale sono comunque già computate nelle emissioni associate ai settori industria, artigianato e terziario.

Le emissioni sono espresse in termini di tonnellate di CO₂ equivalente, che rappresenta il contributo totale all'effetto serra dei gas serra emessi (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆), valutato come se l'unico gas serra fosse la CO₂.



7.2 STIMA EMISSIONI DI CO₂ EQUIVALENTE

Per la stima delle emissioni dovute ai combustibili solidi, prodotti petroliferi (olio combustibile, gasolio, benzina e GPL) e metano, sono stati utilizzati i fattori di emissione IPPC dal documento “Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories” [1].

Per le emissioni legate all'utilizzo di energia elettrica, è stato utilizzato un fattore di emissione convenzionale pari a 0,5 tCO₂/MWh [2].

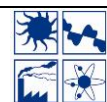
Per quanto concerne i rifiuti, il coefficiente di emissione utilizzato è stato sviluppato da Ecometrica, basandosi su fattori di emissione predefiniti dal rapporto IPCC del 2006, Smith et al 2001 e EPA 2008 [3]. Una parte rilevante (oltre il 60%) dei rifiuti nel Comune di Marsciano è raccolta in maniera differenziata. Tuttavia, il riciclato per raccolta differenziata si suppone non produttore di gas serra diretti in quanto all'atto della loro lavorazione industriale le emissioni sono computate nel settore industriale. Attualmente non si procede ad incenerimento di rifiuti all'interno del comune, pertanto, la produzione di gas serra diretta si riduce a quella di metano dai rifiuti in discarica.

In tabella 7.1 si riportano le emissioni di CO₂ equivalente per tutti i settori e fonti.

Nella figura 7.1 si riporta l'andamento delle emissioni di CO₂ equivalenti totali nel periodo 2007-2012 e si nota una tendenza decrescente (dovuta principalmente alla crisi che ha coinvolto l'intero paese).

Dalla figura 7.2 si evince che i trasporti rappresenta il settore maggiormente incisivo (insieme al settore residenziale e industriale) sulle emissioni totali di CO₂ equivalenti; dalla figura 7.3 si può osservare che i consumi di energia elettrica insieme al gasolio, costituiscono le sorgenti che producono le maggiori quantità di CO₂ equivalenti.

Tuttavia, le emissioni dovute ai consumi di energia elettrica devono essere scorporate, in quanto la loro produzione è considerata come delocalizzata e dunque non incidente direttamente sul territorio comunale (tabella 7.2 e figura 7.4 e 7.5).



Tab. 7.1 - Emissioni di CO₂ equivalente per tutti i settori e fonti (t)

Settore	Comb. Solidi	Olio Comb.	Gasolio	Benzina	Gpl	Metano	Energia Elettrica	Rifiuti	Totale
2007									
Agricoltura			3.988			-	2.836		6.824
Industria		513	98		301	4590	25131		30634
Terziario			37		114	1981	8192		10325
Trasporti			34882	9634	750	646	-		45912
Residenziale	8487		198		608	10530	9508		29330
Smaltimento RU								6322	6322
TOTALE	8487	513	39203	9634	1773	17747	45667	6322	129346
2008									
Agricoltura			3210			-	2389		5600
Industria		338	69		338	5019	25221		30985
Terziario			29		140	2394	8837		11400
Trasporti			28677	9274	758	765	-		39474
Residenziale	8687		121		593	10106	9754		29261
Smaltimento RU								5682	5682
TOTALE	8687	338	32105	9274	1829	18285	46201	5682	122402
2009									
Agricoltura			2995			-	2516		5511
Industria		201	49		290	3566	23068		27174
Terziario			19		114	1756	9145		11034
Trasporti			27901	9029	812	944	-		38686
Residenziale	8887		110		652	10057	10018		29723
Smaltimento RU								3786	3786
TOTALE	8887	201	31073	9029	1868	16324	44747	3786	115914
2010									
Agricoltura			2786			-	2729		5515
Industria		155	34		352	4910	23849		29300
Terziario			13		118	2004	9486		11622
Trasporti			28441	8538	990	1084	-		39053
Residenziale	9037		70		584	9879	10105		29675
Smaltimento RU								3830	3830
TOTALE	9037	155	31344	8538	2044	17877	46169	3830	118995
2011									
Agricoltura			2891			-	2553		5444
Industria		124	32		283	4260	23324		28024
Terziario			19		108	2039	9668		11834
Trasporti			27658	7966	1009	1149	-		37783
Residenziale	9162		74		607	11490	10038		31371
Smaltimento RU								3419	3419
TOTALE	9162	124	30674	7966	2007	18938	45584	3419	117875
2012									
Agricoltura			2603			-	1993		4596
Industria		59	36		254	3191	19641		23182
Terziario			14		96	1671	9436		11216
Trasporti			23963	6636	1148	1275	-		33022
Residenziale	9242		87		615	10681	10054		30679
Smaltimento RU								2934	2934
TOTALE	9242	59	26703	6636	2112	16817	41124	2934	105629



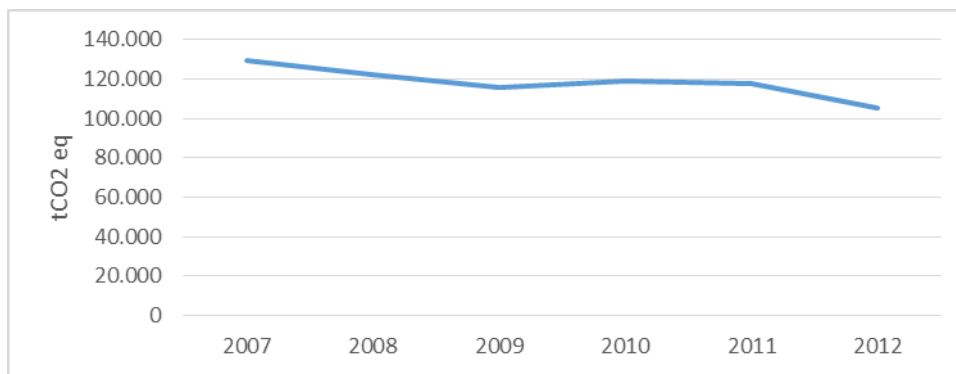


Fig. 7.1 – Andamento emissioni di CO2 equivalente totali

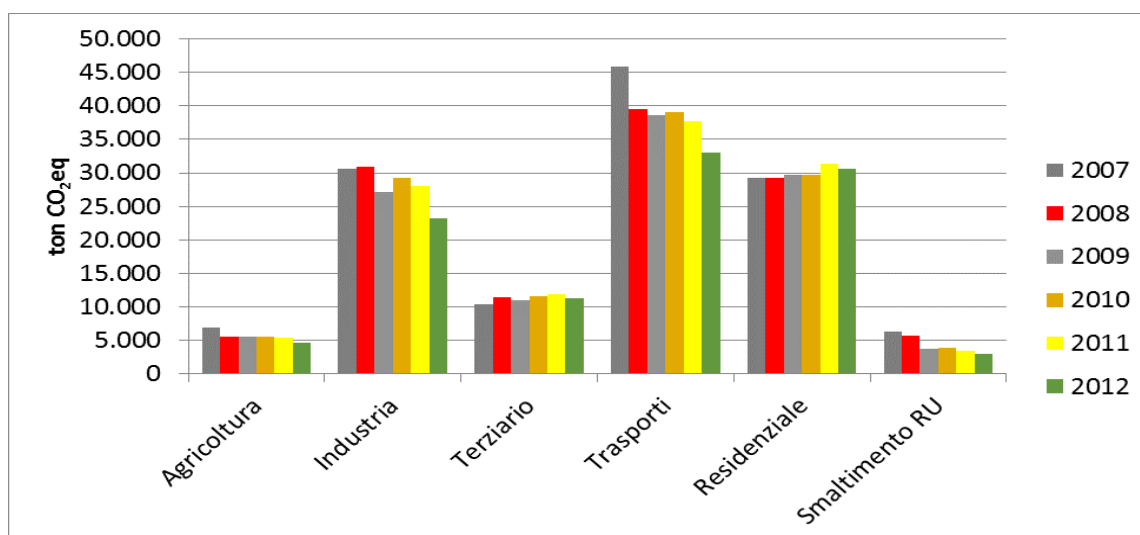


Fig. 7.2 – Andamento emissioni di CO2 equivalente per settore

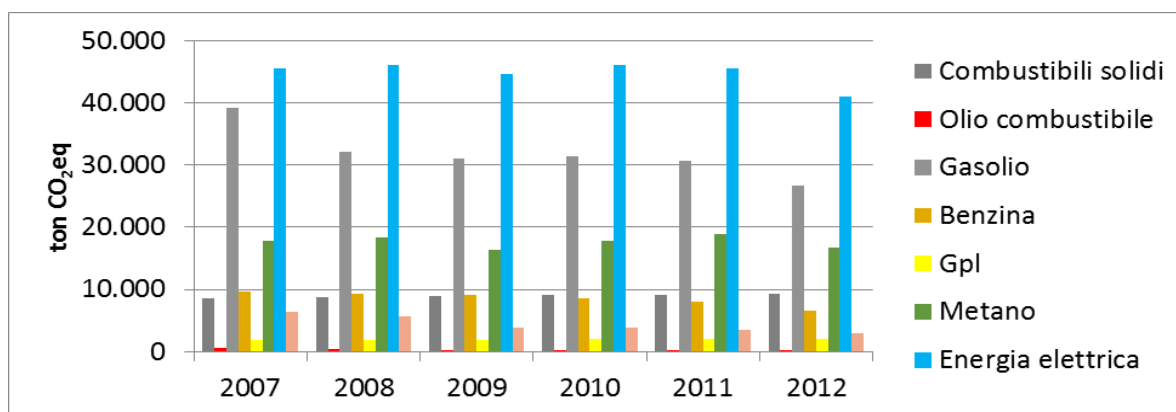


Fig. 7.3 – Andamento emissioni di CO2 equivalente per fonte

Tab. 7.2 - Emissioni di CO₂ equivalente per tutti i settori e fonti (t) (senza contributo energia elettrica)

Settore	Comb. Solidi	Olio Comb.	Gasolio	Benzina	Gpl	Metano	Rifiuti	Totale
2007								
Agricoltura			3988			-		3988
Industria		513	98		301	4590		5502
Terziario			37		114	1981		2133
Trasporti			34882	9634	750	646		45912
Residenziale	8487		198		608	10530		19822
Smaltimento RU							6322	6322
TOTALE	8487	513	39203	9634	1773	17747	6322	83679
2008								
Agricoltura			3210			-		3210
Industria		338	69		338	5019		5764
Terziario			29		140	2394		2564
Trasporti			28677	9274	758	765		39474
Residenziale	8687		121		593	10106		19506
Smaltimento RU							5682	5682
TOTALE	8687	338	32105	9274	1829	18285	5682	76201
2009								
Agricoltura			2995			-		2995
Industria		201	49		290	3566		4106
Terziario			19		114	1756		1889
Trasporti			27901	9029	812	944		38686
Residenziale	8887		110		652	10057		19705
Smaltimento RU							3786	3786
TOTALE	8887	201	31073	9029	1868	16324	3786	71168
2010								
Agricoltura			2786			-		2786
Industria		155	34		352	4910		5451
Terziario			13		118	2004		2136
Trasporti			28441	8538	990	1084		39053
Residenziale	9037		70		584	9879		19570
Smaltimento RU							3830	3830
TOTALE	9037	155	31344	8538	2044	17877	3830	72826
2011								
Agricoltura			2891			-		2891
Industria		124	32		283	4260		4699
Terziario			19		108	2039		2166
Trasporti			27658	7966	1009	1149		37783
Residenziale	9162		74		607	11490		21333
Smaltimento RU							3419	3419
TOTALE	9162	124	30674	7966	2007	18938	3419	72291
2012								
Agricoltura			2603			-		2603
Industria		59	36		254	3191		3540
Terziario			14		96	1671		1780
Trasporti			23963	6636	1148	1275		33022
Residenziale	9242		87		615	10681		20625
Smaltimento RU							2934	2934
TOTALE	9242	59	26703	6636	2112	16817	2934	64505



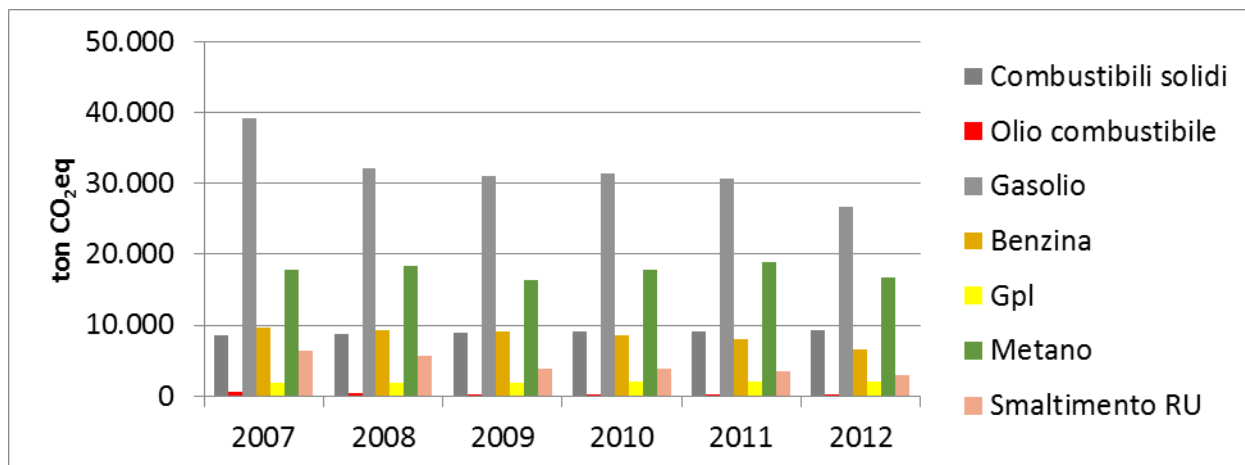


Fig. 7.4 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per fonte (senza contributo energia elettrica)

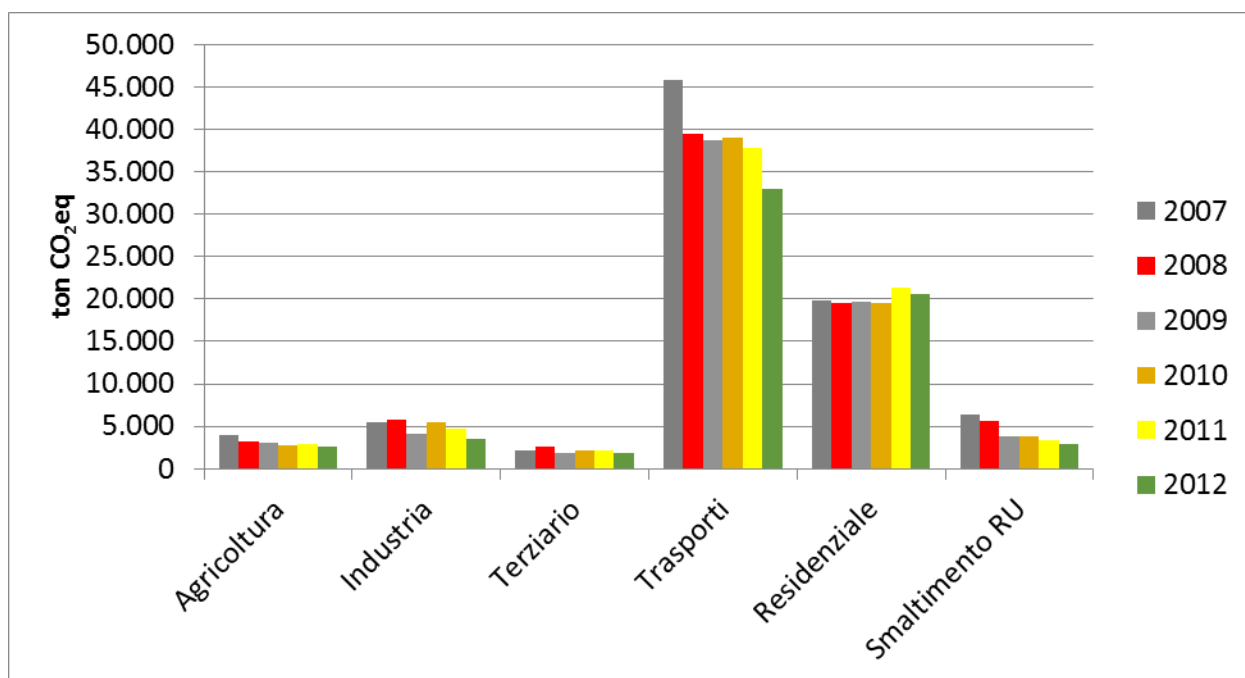


Fig. 7.5 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per settore (senza contributo energia elettrica)

BIBLIOGRAFIA

- [1] IPCC, Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006
 [2] ISPRA Rapporti - N. 135/2011 "Produzione termoelettrica ed emissioni di CO₂. Fonti rinnovabili e impianti soggetti a ETS" o http://www.bre.co.uk/filelibrary/SAP/2009/SAP-2009_9-90.pdf
 [3] <http://www.carbonneutralcalculator.com/Carbon%20Offset%20Factors.pdf>

CAPITOLO 8

SCENARI ENERGETICI FUTURI DEL COMUNE DI MARSCIANO

8.1 INTRODUZIONE

Nel presente capitolo vengono esaminati i consumi energetici previsti nel breve e nel medio termine nel territorio del Comune di Marsciano, suddivisi per settori, per fonti e per usi finali.

I dati relativi ai consumi comunali analizzati nei precedenti capitoli vengono impiegati per la previsione di due scenari energetici futuri prescelti:

- breve termine: anno 2020;
- medio termine: anno 2025.

Le procedure impiegate per la previsione degli scenari energetici futuri sono riportate di seguito:

- A) metodologia ENEA descritta nella “Guida per la pianificazione energetica comunale”;
- B) estrapolazione dei dati relativi ai consumi futuri mediante regressione lineare;
- C) metodologia PEAC Comune di Perugia.

I dati elaborati sono tutti espressi in tonnellate equivalenti di petrolio (tep).

8.2 METODOLOGIA ENEA

La metodologia ENEA fornisce un algoritmo per il calcolo dei consumi di energia $E(\Delta T)$ dopo un periodo di tempo ΔT in funzione dei consumi degli anni precedenti (8.1):

$$E(\Delta T) = E_a + [(E_{a-1} - E_{a-3})/3] \times \Delta T + \{[(E_{a-1} - E_{a-3}) - (E_{a-4} - E_{a-6})]/6\} \times \Delta T^2 \quad (8.1)$$

in cui:

$E(\Delta T)$ = consumi stimati dopo un periodo di tempo (anni) ΔT ;

E_a = consumo attuale;

E_{a-1} = consumo dell'anno precedente quello attuale;

E_{a-3} = consumo del terzo anno precedente quello attuale;

E_{a-4} = consumo del quarto anno precedente quello attuale;

E_{a-6} = consumo del sesto anno precedente quello attuale;

ΔT = periodo di tempo nel quale si vuol fare la previsione (anni).

La metodologia ENEA è applicata ad intervalli di tempo regolari di 1 anno, a partire dal 2013 fino al 2025, utilizzando per i primi anni i dati reali e per i successivi solo dati stimati (tabella 8.1). In questo modo è possibile determinare l'andamento dei consumi futuri nel periodo 2010 – 2025 (figura 8.1).



Tab. 8.1 - Stima dei consumi di energia (tep) del Comune di Marsciano per gli anni 2020 e 2025 con applicazione della metodologia ENEA

Settore	Combustibili Solidi	Prodotti petroliferi	Metano	Energia elettrica	Totale
2020					
Agricoltura	-	773	-	112	886
Industria	-	81	515	2225	2821
Terziario	-	33	587	1502	2122
Trasporti	-	7463	591	-	8054
Residenziale	1874	283	5057	1673	8886
TOTALE	1874	8633	6749	5512	22769
2025					
Agricoltura	-	801	-	96	898
Industria	-	93	462	2191	2746
Terziario	-	34	585	1467	2086
Trasporti	-	7480	569	-	8049
Residenziale	1860	289	5026	1659	8833
TOTALE	1860	8698	6642	5413	22612

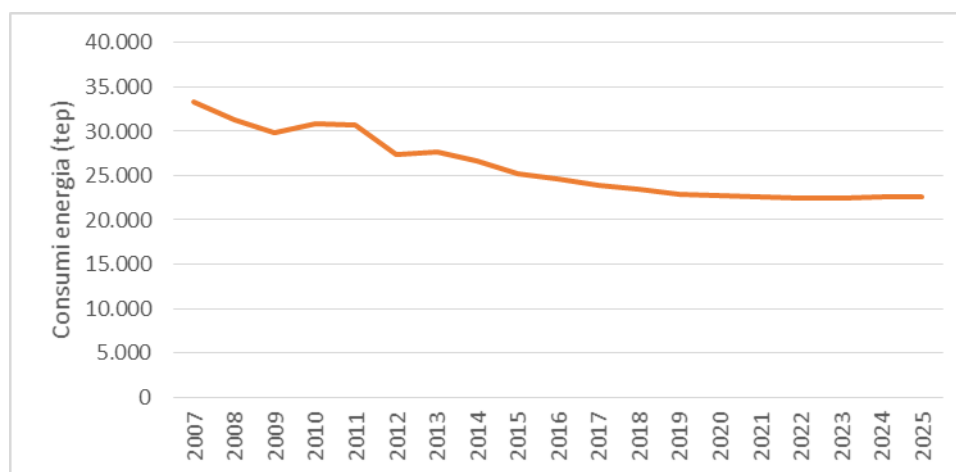


Fig. 8.1 – Andamento dei consumi (tep) del Comune di Marsciano per gli anni 2020 e 2025 con applicazione metodologia ENEA

Dalla figura 8.1 e dalla tabella 8.1 si evince che i consumi di energia seguirebbero un trend decrescente a causa dell'influenza della crisi economica che ha coinvolto il paese.

8.3 METODOLOGIA “REGRESSIONE LINEARE”

La seconda metodologia di previsione dei consumi energetici futuri applicata ai dati disponibili prevede il calcolo mediante regressione lineare. In questo modo la stima viene proiettata fino all'anno 2025 (figura 8.2 e tabella 8.2).

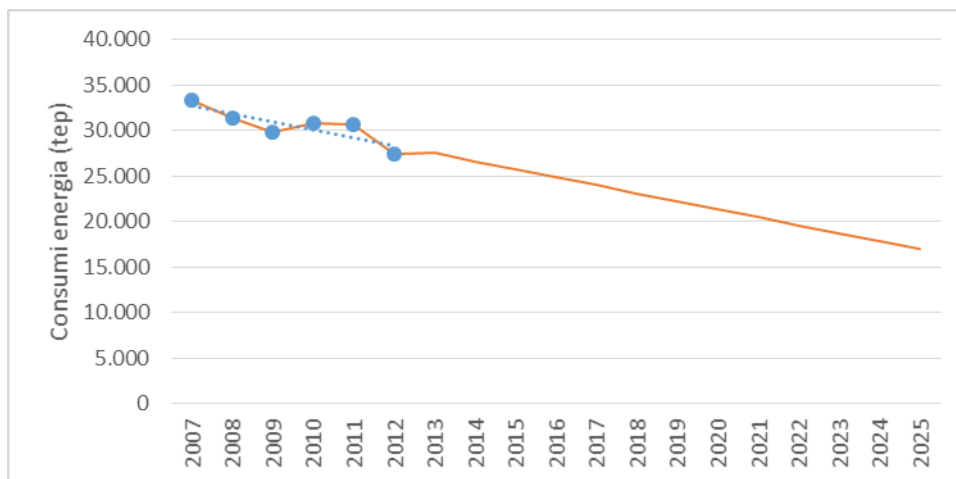


Fig. 8.2 – Andamento dei consumi energetici (tep) del Comune di Marsciano fino al 2025 con applicazione metodologia “regressione lineare”

Tab. 8.2 – Consumi energetici (tep) del Comune di Marsciano fino al 2025 con applicazione metodologia “regressione lineare”

Anno	Consumi energia (tep)
2007	33.383
2008	31.363
2009	29.886
2010	30.803
2011	30.742
2012	27.420
2013	27523
2014	26644
2015	25765
2016	24886
2017	24007
2018	23128
2019	22249
2020	21371
2021	20491
2022	19612
2023	18733
2024	17854
2025	16976

Dalla figura 8.2 si osserva come i consumi seguano un trend sensibilmente decrescente, sempre a causa dell’influenza della crisi che ha coinvolto il paese, evidenziando un risultato ancor più pessimistico di quello ottenuto con la metodologia precedente.

8.4 METODOLOGIA PEAC COMUNE PERUGIA

La stima dei consumi negli scenari futuri per il Comune di Perugia [1] è stata ottenuta sempre attraverso una regressione lineare, ma utilizzando i dati di un periodo più ampio (dal 1995 al 2009); applicando la metodologia sopra descritta su questi dati, si evidenzia un andamento crescente dei consumi: in ultima analisi, si ritiene, questo scenario il più cautelativo e a partire dal medesimo si discuteranno gli interventi del successivo capitolo 9.

Analizzando gli andamenti dei consumi energetici totali del Comune di Perugia (nel rispettivo PEAC) e del Comune di Marsciano nel periodo sovrapponibile, si può osservare che il rapporto medio negli anni tra i consumi del Comune di Marsciano e quello di Perugia è del 10,6%

Per poter quindi stimare i consumi al 2020 e 2025 del Comune di Marsciano, sarà utilizzata la stessa retta interpolatrice ricavata nel PEAC del Comune di Perugia, ma scalata sui consumi del Comune di Marsciano (figura 8.3).

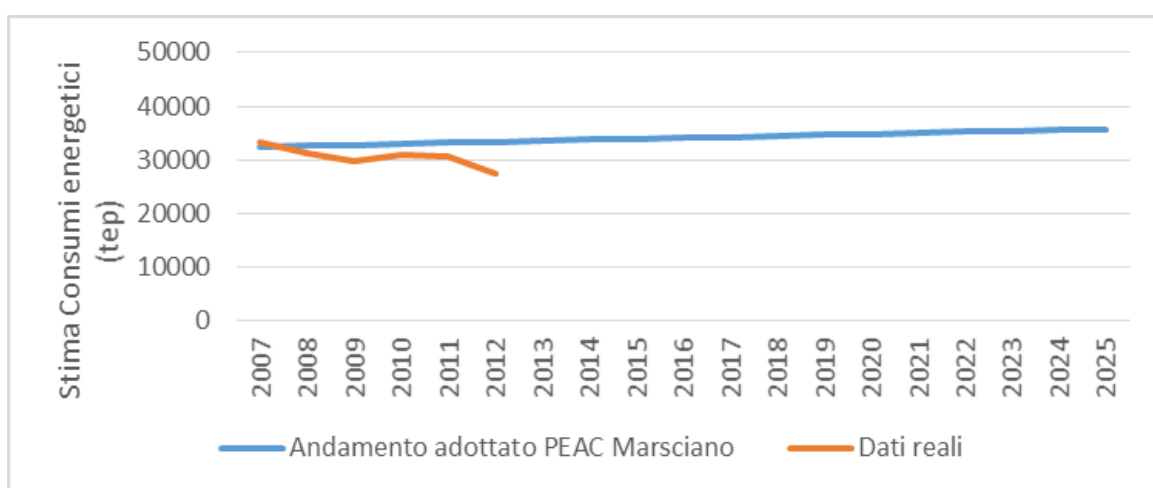


Fig. 8.3 – Andamento dei consumi di energia (tep) del Comune di Marsciano fino al 2025 assumendo un andamento analogo al PEAC di Perugia

Nella tabella 8.3 si riporta la stima dei consumi in tep del Comune di Marsciano per gli anni 2020 e 2025: la suddivisione per fonti è stata fatta rispettando le percentuali medie ricavate nel periodo 2007-2012.

Tab. 8.3 - Stima dei consumi di energia (tep) del Comune di Marsciano per gli anni 2020 e 2025 assumendo un andamento analogo al PEAC di Perugia

Settore	Combustibili Solidi	Prodotti petroliferi	Metano	Energia elettrica	Totale
2020					
Agricoltura	-	1004	-	488	1492
Industria	-	229	2052	4561	6842
Terziario	-	57	954	1794	2805
Trasporti	-	13860	457	-	14317
Residenziale	2038	303	5074	1950	9365
TOTALE	2038	15453	8537	8794	34822
2025					
Agricoltura	-	1030	-	501	1531
Industria	-	235	2106	4680	7021
Terziario	-	59	978	1841	2878
Trasporti	-	14221	469	-	14690
Residenziale	2091	311	5206	2000	9608
TOTALE	2091	15855	8759	9023	35728

Secondo questa stima, ci si aspetta per il 2020 un aumento dei consumi totali del 13% rispetto al 2010, e del 16% al 2025.

8.5 STIMA DELLA CRESCITA DEMOGRAFICA E CRESCITA DELLE AUTO EQUIVALENTI

La stima della popolazione ed del numero di auto equivalenti, sono state effettuate mediante regressioni a partire dai dati disponibili nel periodo 2007 – 2012.

In figura 8.4 sono riportati gli andamenti delle auto equivalenti, suddivisi per categoria di alimentazione, fino al 2025: le auto a benzina decresceranno a favore di quelle a gasolio, metano e GPL (tabella 8.3):

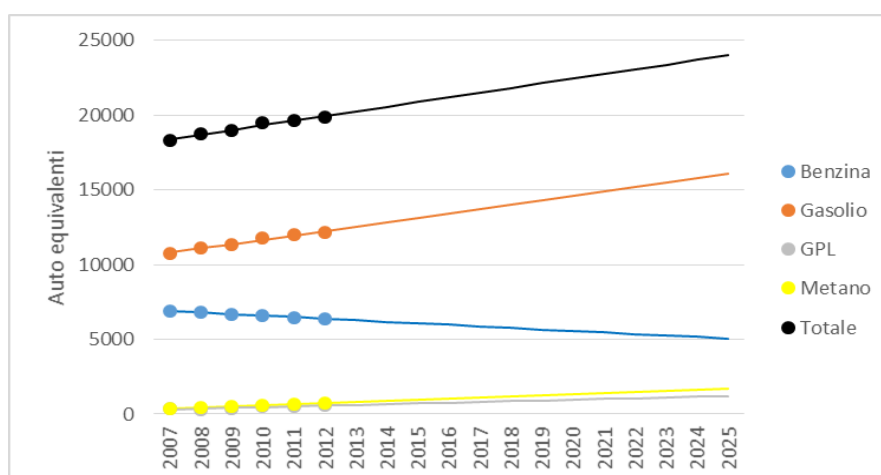


Fig. 8.4 – Andamento delle auto equivalenti del Comune di Marsciano fino al 2025 con metodologia "regressione lineare"

Tab. 8.4 – Auto equivalenti nel Comune di Marsciano nel 2020 e nel 2025 con metodologia “regressione lineare”

Anno	Benzina	Gasolio	GPL	Metano	Totale
2020	5565	14609	957	1323	22454
2025	5052	16076	1203	1686	24016

Nella figura 8.5 è riportato l'andamento della popolazione fino al 2025: nel 2020 la popolazione ammonterà a 19103 abitanti (+1,5% rispetto al 2012) e nel 2025 a 19547 (+3,8% rispetto al 2012).

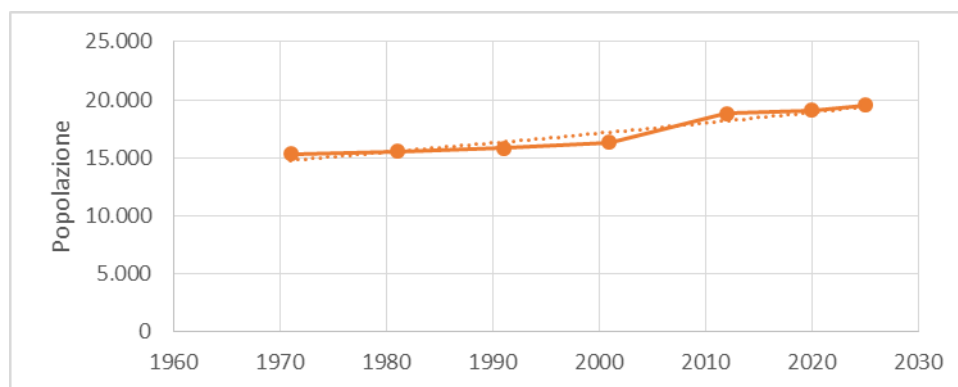


Fig. 8.5 – Andamento della popolazione del Comune di Marsciano fino al 2025 con metodologia “regressione esponenziale”

È interessante valutare i consumi pro capite e i consumi nel settore dei trasporti per auto equivalente:

Tab. 8.5 – Consumi energetici pro-capite nel Comune di Marsciano nel 2012, 2020 e 2025

Anno	Abitanti	Consumi (tep)	Consumi pro-capite (tep/ab)
2012	18817	27420	1,46
2020	19103	34822	1,82
2025	19547	35728	1,83

Dalla tabella 8.5 si evince che i consumi energetici totali aumenteranno in maniera più accentuata rispetto alla crescita della popolazione. In tabella 8.6 si riporta il consumo di prodotti petroliferi per auto equivalente.

Tab. 8.6 – Consumi di prodotti petroliferi per auto equivalente nel Comune di Marsciano: 2012, 2020 e 2025

Anno	Auto equivalenti totali	Consumi trasporti (tep)	Consumi per auto equivalente (tep/auto eq)
2012	19840	10728	0,54
2020	22454	14317	0,64
2025	24016	14690	0,61

8.6 STIMA DELLE EMISSIONI: SCENARIO 0

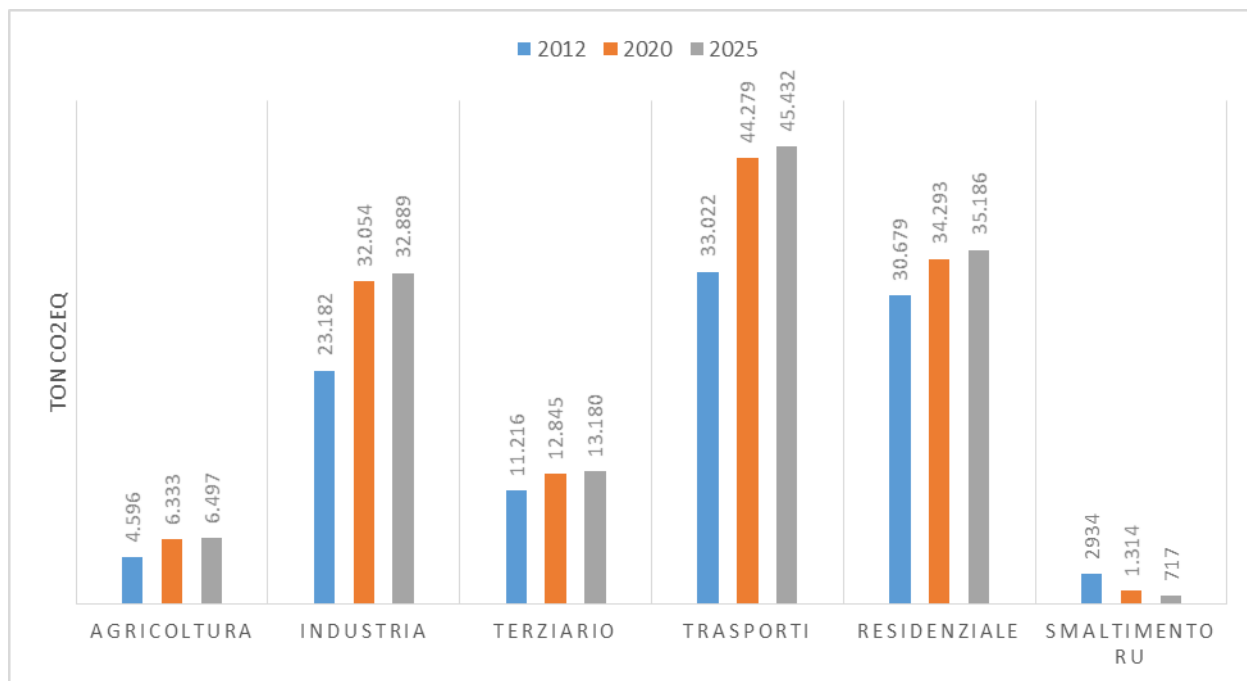
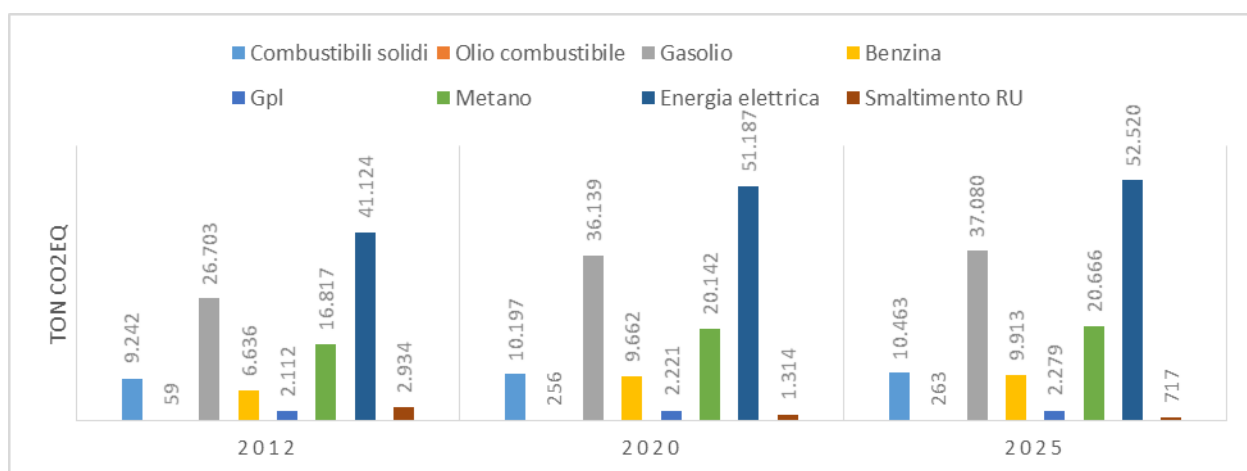
A partire dai dati stimati al 2020 e al 2025 si possono calcolare le emissioni di gas climalteranti espresse in termini di tonnellate equivalenti di CO₂, utilizzando gli stessi fattori di emissioni e le stesse ipotesi descritti nei paragrafi 7.1 e 7.2.

La tendenza risulta crescente fino al 2025, analogamente a quella dei consumi; si sottolinea che in tale scenario non si tiene conto delle scadenze legislative imposte a livello internazionale, comunitario, nazionale e degli interventi di pianificazione energetica che saranno previsti nel capitolo 9.

In tabella 8.7 sono riportati i valori suddivisi per fonte e settori: analizzando i dati nel dettaglio si può osservare che i trasporti costituiscono il settore con maggiore impatto (figura 8.6), mentre l'energia elettrica e il gasolio rappresentano la fonte che influenzano maggiormente le emissioni (figura 8.7).

Tab. 8.7 – Stima emissioni di CO₂ equivalente per tutti i settori e fonti (t)

Settore	Comb. Solidi	Olio Comb.	Gasolio	Benzina	Gpl	Metano	Energia Elettrica	Rifiuti	Totale
2020									
Agricoltura	-	-	3491	-	-	-	2842		6333
Industria	-	256	59	-	345	4824	26570		32054
Terziario	-	-	24	-	131	2245	10445		12845
Trasporti	-	-	32441	9662	1048	1128	-		44279
Residenziale	10197	-	124	-	697	11945	11330		34293
Smaltimento RU								1314	1314
TOTALE	10197	256	36139	9662	2221	20142	51187	1314	131118
2025									
Agricoltura	-	-	3582	-	-	-	2916		6497
Industria	-	263	61	-	354	4950	27262		32889
Terziario	-	-	25	-	134	2303	10717		13180
Trasporti	-	-	33286	9913	1076	1158	-		45432
Residenziale	10463	-	127	-	715	12256	11625		35186
Smaltimento RU								717	717
TOTALE	10463	263	37080	9913	2279	20666	52520	717	133900


 Fig. 8.6 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per settore

 Fig. 8.7 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per fonte

Si deve escludere dal calcolo delle emissioni la quota parte relativa all'energia elettrica poiché, come già spiegato nel precedente capitolo, gli impianti di produzione risultano delocalizzati rispetto al territorio comunale, ovvero non ricadono al suo interno, pertanto, le emissioni ad essi associate non sono considerate (tabella 8.8 e figura 8.8 e 8.9).

Tab. 8.8 – Stima emissioni di CO₂ equivalente per tutti i settori e fonti (t)

Settore	Comb. Solidi	Olio Comb.	Gasolio	Benzina	Gpl	Metano	Rifiuti	Totale
2020								
Agricoltura	-	-	3491	-	-	-		3491
Industria	-	256	59	-	345	4824		5484
Terziario	-	-	24	-	131	2245		2400
Trasporti	-	-	32441	9662	1048	1128		44279
Residenziale	10197	-	124	-	697	11945		22962
Smaltimento RU							1314	1314
TOTALE	10197	256	36139	9662	2221	20142	1314	79931
2025								
Agricoltura	-	-	3582	-	-	-		3582
Industria	-	263	61	-	354	4950		5627
Terziario	-	-	25	-	134	2303		2463
Trasporti	-	-	33286	9913	1076	1158		45432
Residenziale	10463	-	127	-	715	12256		23560
Smaltimento RU							717	717
TOTALE	10463	263	37080	9913	2279	20666	717	81381

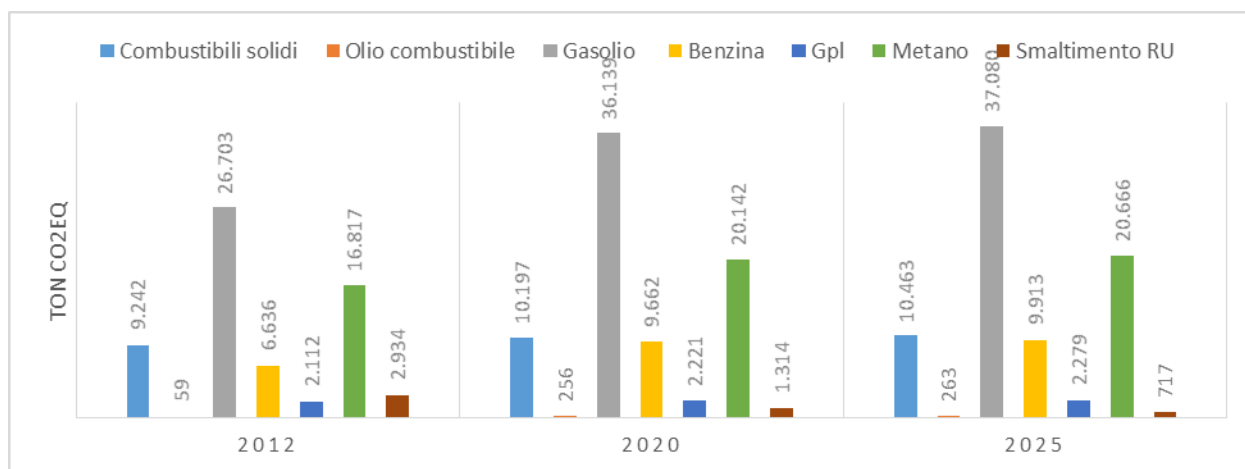


Fig. 8.8 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per fonte

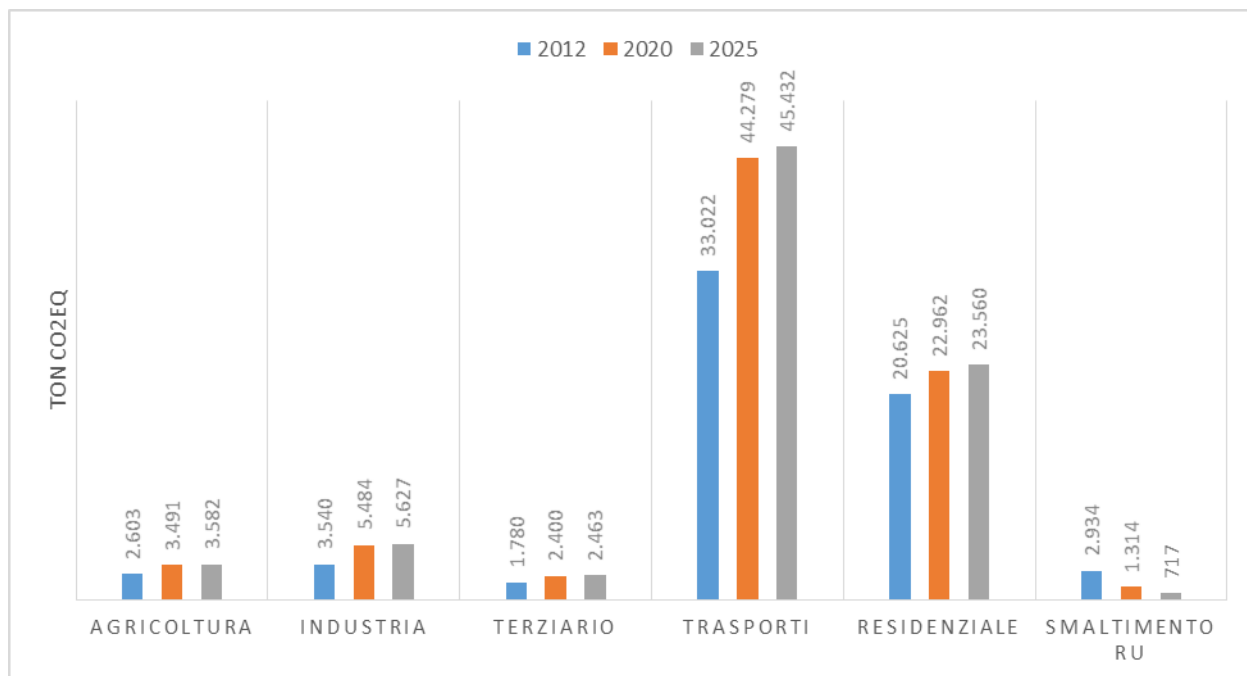


Fig. 8.9 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per settore

BIBLIOGRAFIA

[1] Piano Energetico e Ambientale del Comune di Perugia, 2012.

CAPITOLO 9

PROPOSTA DI INTERVENTI NEL COMUNE DI MARSCIANO

9.1 INTRODUZIONE

L'analisi effettuata nei precedenti capitoli permette di fotografare il territorio comunale da un punto di vista energetico e ambientale; nel presente capitolo vengono individuati ed esaminati tutti i possibili interventi realizzabili nel Comune, al fine di ottimizzare i consumi energetici e minimizzare gli effetti ambientali sul territorio.

La Direttiva 2009/28/CE [1] del Parlamento Europeo sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, definisce per l'Unione Europea il raggiungimento entro il 2020 di tre obiettivi:

1. 20% di produzione di energia da fonti rinnovabili, sul consumo di energia complessivo della Comunità;
2. miglioramento dell'efficienza energetica del 20%;
3. emissioni di gas climalteranti, ridotte del 20%.

In Italia, la parte della Direttiva che riguarda le fonti rinnovabili è stata recepita attraverso il DM 15 Marzo 2012 (Burden Sharing) [2], che fissa la metodologia seguita per la ripartizione tra le Regioni e le Province autonome degli obiettivi intermedi e finali di sviluppo delle fonti rinnovabili; per l'Umbria la quota di produzione energetica da fonti rinnovabili è il 13,7% al 2020.

9.2 IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI

Nel territorio comunale, al 2013 (tabella 9.1), sono stati installati impianti per una potenza complessiva di circa 30 MW e una produzione totale di circa 40 MWh (3357 tep).

Tab. 9.1 – Potenza installata per km² [GSE]

2013	Italia	Umbria	Provincia di Perugia	Comune di Marsciano
kW totali	17271695	438656	312647,70	30226
km²	301340	8456	6334	161
kW/km²	57,3	51,9	49,4	187,1

La densità di potenza per superficie nel comune di Marsciano è nettamente al di sopra di quella nazionale, regionale e provinciale.

In queste condizioni si può affermare che la situazione comunale per il fotovoltaico si trova già a un discreto livello di sviluppo.



Si può ipotizzare che in futuro verranno installati impianti con potenza pari a 5066 kW totali. Questa stima è stata ottenuta tenendo conto dell'andamento delle installazioni negli anni 2010, 2011, 2012 e 2013. Ci si aspetta quindi una produzione totale cumulata pari a 45497 MWh, corrispondenti a 3908 tep.

9.3 IDROELETTRICO

Non sono presenti, al 2013, impianti idroelettrici sul territorio comunale. Uno studio inerente le potenzialità del territorio è stato svolto dalla Provincia di Perugia. Il Comune di Marsciano sta lavorando ad un progetto per lo sfruttamento idroelettrico dei siti in località Compignano, Spina e Morcella (fiume Nestore) per una potenza complessiva pari a circa 160 kW.

Ipotizzando cautelativamente 4000 ore di funzionamento annue, si può ottenere una producibilità pari a 640000 kWh, corrispondenti a circa 55 tep.

9.4 EOLICO

All'interno del sito dell'RSE (Ricerca Sistema Energetico) è pubblicato l' "Atlante Eolico Italiano" [3]: un supporto on-line nato per fornire strumenti di analisi necessari alla ricerca e all'installazione di impianti eolici e minieolici.

La mappa del vento, affiancata ai dati sulla producibilità specifica, permette una prima analisi dettagliata delle caratteristiche eoliche di un territorio, offrendo la possibilità ad installatori, progettisti ed enti locali di ottimizzare le scelte di collocamento dei nuovi impianti eolici.

Dalla lettura della mappa (figura 9.1) si può osservare come quasi tutto il comune di Marsciano presenti una velocità media a 25 m s.l.t. pari a 3-4 m/s; tali valori di velocità risultano poco interessanti ai fini della installazione di eventuali impianto eolico. La situazione migliora leggermente salendo a 50 m s.l.t., dove la velocità media è stimata tra 4-5 m/s (figura 9.2), pur rimanendo al di sotto dei limiti di interesse dell'applicazione di detta tecnologia. Escludendo indagini future, su siti specifici, che potrebbero far emergere zone di maggior convenienza, attualmente non è possibile effettuare ulteriori valutazioni.



Fig. 9.1 – Estratto dall'atlante eolico [RSE] velocità media a 25m s.l.t.



Fig. 9.2 – Estratto dall'atlante eolico [RSE] velocità media a 50m s.l.t.

9.5 GEOTERMICO

Un potenziale sfruttamento della risorsa geotermica comporta la sua localizzazione e la caratterizzazione della risorsa che può essere estratta a costi competitivi. Il rendimento globale degli impianti di generazione di elettricità da fonte geotermica varia dal 10 al 17%, come conseguenza della bassa temperatura del fluido geotermico (inferiore a 250 °C) e al contenuto di gas non condensabili nel vapore.

L'unica fonte geotermica in Umbria riportata nell'Inventario delle risorse geotermiche del Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche - è situata nell'area di Torre Alfina e cioè al di fuori del territorio del Comune di Marsciano; pertanto, allo stato attuale, non è sfruttabile un potenziale energetico di origine geotermica nel territorio comunale.

Per quanto concerne la geotermia a bassa entalpia, non è ad oggi possibile reperire informazioni di dettaglio; essendo comunque esigua la potenza installata presso eventuali installazioni, si considera tale contributo trascurabile ai fini del bilancio energetico.

9.6 SOLARE TERMICO

Gli impianti solari costituiscono una tecnologia arrivata a piena maturazione. Il settore di applicazione principale risulta essere quello degli impianti per la produzione di acqua calda sanitaria e/o per il contributo al riscaldamento nelle abitazioni private, dove i risparmi energetici arrivano al 50-80 % per la preparazione di acqua calda e del 20-40 % per la domanda complessiva di calore.

Gli impianti solari termici presentano numerosi vantaggi: non comportano emissioni locali di gas serra, non presentano influenze in campo elettromagnetico, sono silenziosi, migliorano la classe energetica delle abitazioni e possono essere facilmente integrati con gli impianti esistenti.



Nel Comune di Marsciano, la superficie teoricamente a disposizione per l'installazione dei sistemi termici solari è quella di copertura di tutti gli edifici situati nel territorio comunale, ad eccezione di centri storici e di edifici di particolare interesse storico-artistico. Le Norme tecniche di attuazione del Piano Regolatore Generale devono identificare i vincoli alla possibilità di installazione di impianti solari termici.

Potenzialmente, ipotizzando l'obiettivo ambizioso di soddisfare il fabbisogno di acqua calda per usi sanitari degli abitanti del Comune di Marsciano del 30% nel 2020 e del 40% entro il 2025 attraverso collettori solari, si dovranno installare rispettivamente 5731 m² e 7819 m² di pannelli sul territorio comunale, con l'ipotesi di copertura del fabbisogno attraverso 1 m² di collettori solari termici a persona. Ipotizzando una producibilità di 600 kWh/m², si ha una produzione annua pari a circa 3438,5 MWh/anno nel 2020 e 4691,4 MWh/anno nel 2025 corrispondenti rispettivamente a 295,37 tep e 403 tep.

9.7 RIFIUTI

Attualmente, le possibili modalità di smaltimento dei RSU sono orientate verso la raccolta differenziata, il riciclo del materiale ed il recupero di materie prime ed energia (termovalorizzazione). Nel Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti [4] sono descritti i principali obiettivi della pianificazione regionale:

- *contenimento della produzione di rifiuti*, attraverso la promozione di modelli comportamentali degli utenti volti ad aumentare la consapevolezza rispetto al problema della riduzione dei rifiuti alla fonte e anche attraverso la promozione di buone pratiche da parte del mondo della produzione;
- *aumento recupero materia*, individuando criteri e modalità organizzative da proporre ai gestori per garantire l'implementazione di servizi volti al conseguimento di elevati obiettivi di recupero;
- *potenziamento del sistema impiantistico, volto a minimizzare la quantità di rifiuti in discarica e recuperare materia ed energia*, individuando le tipologie di trattamento ammissibili lasciando aperta la possibilità di realizzazioni di impianti caratterizzati da contenuto innovativo, purché questi rispondano ai necessari requisiti di affidabilità tecnico gestionale, di economicità e di tutela ambientale.

Nell'ambito degli studi che hanno portato alla definizione della proposta di Piano, sono stati approfonditi i diversi sistemi di trattamento/smaltimento dei rifiuti sviluppando scenari a carattere ambientale, economico ed organizzativo, tenendo nella debita attenzione soprattutto le caratteristiche del territorio umbro e dell'impiantistica esistente.

Le soluzioni impiantistiche da individuare per il trattamento finale del rifiuto dovranno fornire garanzie in ordine ai seguenti aspetti:

- tutela ambientale e della salute: gli impianti dovranno dimostrare la possibilità di garantire i più alti livelli di prestazioni ambientali al fine di contenere gli impatti associati alla loro realizzazione e gestione;
- affidabilità e continuità di esercizio da dimostrarsi attraverso esperienze realizzative e gestionali di impianti aventi caratteristiche dimensionali analoghe a quelle che saranno previste per il contesto regionale;
- economicità: le tariffe di accesso dovranno garantire la complessiva sostenibilità economica del sistema di gestione e risultare confrontabili, per lo specifico segmento di trattamento, con quelle derivanti dall'applicazione dei sistemi di trattamento consolidati nel nostro paese.

Un adeguato e trasparente sistema di monitoraggio, con diffusione delle informazioni in tempo reale, nonché il coinvolgimento attivo delle popolazioni che vivono nelle vicinanze degli impianti, dovrà permettere di eliminare quell'allarme sociale che spesso viene alimentato dalla mancanza di esatte conoscenze in merito alla puntuale gestione di servizi ed impianti. Per quanto attiene il primario obiettivo di contenimento del fabbisogno di discarica si deve evidenziare come i trattamenti diversificati cui



possono essere assoggettati i diversi flussi di rifiuti danno oggi oggettive possibilità di recupero di materiali che, solo qualche anno fa, venivano avviati a smaltimento in discarica; si pensi ad esempio agli impianti di recupero delle scorie da trattamento termico o agli impianti di recupero di rifiuti inerti da materiali provenienti dallo spazzamento stradale.

Esistono diverse tecnologie per il recupero energetico dai RSU ciascuna con un differente stadio di sviluppo ed affidabilità:

- recupero attraverso l'incenerimento dei rifiuti (con o senza un pretrattamento di selezione);
- separazione della frazione a più elevato potere calorifico per utilizzarla come combustibile alternativo (CDR, Combustibile Derivato dai Rifiuti);
- trattamento termochimico (pirolisi e/o gassificazione) dei RSU tal quali o di RDF per la produzione di combustibili gassosi o liquidi;
- digestione anaerobica della frazione putrescibile dei RSU in un reattore per l'ottenimento di biogas;
- estrazione di biogas da discarica controllata.

La distinzione sulle modalità di recupero di energia può essere assunta come base per identificare due tecnologie nell'ambito dei trattamenti termici con recupero energetico: la combustione totale (tipica degli inceneritori) e la combustione parziale (comune ai processi di gassificazione e pirolisi).

Dalla figura 9.3 si evince che il territorio comunale è potenzialmente idoneo alla localizzazione di impianti di gestione del rifiuto (compreso un impianto di termovalorizzazione dei rifiuti).

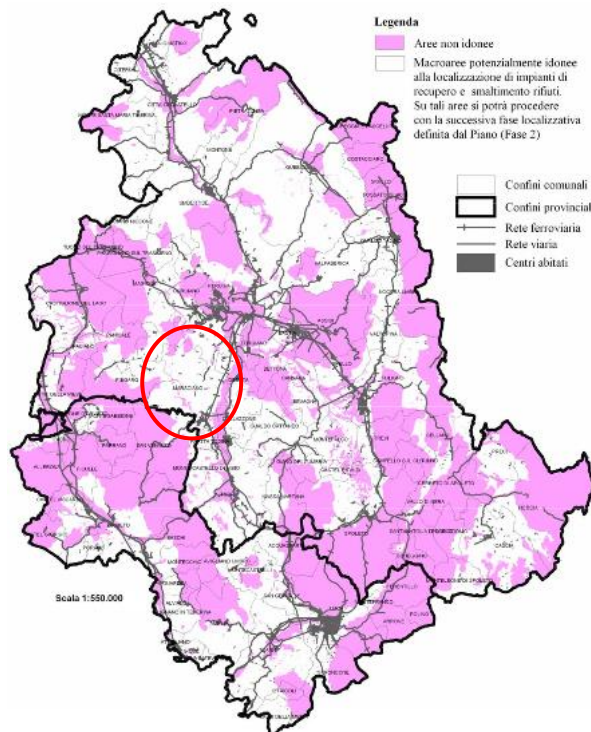


Fig. 9.3 – Aree non idonee e potenzialmente idonee alla localizzazione di impianti di gestione dei rifiuti tipo A4 (centri di rottamazione), B (impianti o termovalorizzazione rifiuti, raggruppamento e depositi preliminari di rifiuti pericolosi), C (impianti di discarica), D (impianti di trattamento), E (impianti di trattamento biologico) [5]

Nel comune di Marsciano si può in linea teorica ipotizzare la realizzazione di un impianto di termovalorizzazione dei rifiuti non differenziati. Prevedendo una produzione annua di rifiuti indifferenziati pari a 3400 t e ipotizzando un PCI pari a 62802 kJ/kg, si ottiene un'energia teorica in ingresso all'impianto pari a circa 5930 MWh/anno. Ipotizzando un rendimento elettrico pari a 0,20 e un rendimento termico pari a 0,50, si può calcolare l'energia elettrica e termica recuperabile (rispettivamente pari a 1186 MWh_e e 2965 MWh_t). La potenza elettrica e la potenza termica dell'impianto, considerando 6000 ore/anno di funzionamento, sono rispettivamente pari a 198 kW_e e 494 kW_t; complessivamente si ottiene una produzione di circa 357 tep.

9.8 COGENERAZIONE

Un impianto di cogenerazione è destinato alla produzione combinata di energia elettrica e termica, partendo da una opportuna fonte di energia, della quale la cogenerazione consente di ottimizzare termodinamicamente l'impiego.

Per la produzione combinata di energia elettrica e calore possono impiegarsi diversi motori primi: turbine a vapore, turbine a gas e motori a combustione interna.

I valori di rendimento medi in potenza elettrica, se riferiti al combustibile bruciato, nel campo della piccola cogenerazione sono compresi nei seguenti ambiti: turbina a vapore 18-20%, turbogas 23-33%, motori alternativi 32-40%. Considerando, invece, il rendimento globale del sistema (energia termica ed energia elettrica prodotta rispetto a quella introdotta come combustibile) si ottiene: turbina a vapore 80-90%, turbogas 70-85%, motori alternativi 65-90%.

Sono stati proposti recentemente i cosiddetti sistemi di trigenerazione, in grado di garantire la produzione combinata di energia elettrica, termica e frigorifera; quest'ultima è ottenuta grazie all'impiego di macchine frigorifere ad assorbimento, che sono alimentate da energia termica.

L'incremento della presenza della cogenerazione può avvenire soprattutto nella realizzazione di impianti collegati a piccole reti di teleriscaldamento a servizio di utenze pubbliche quali ospedali, scuole, impianti sportivi, uffici pubblici, aziende particolari come, ad esempio, salumifici e mattatoi, oltre che con sistemi di microcogenerazione.

Nel territorio del comune di Marsciano si può ipotizzare di installare, entro il 2020, 1,27 MW di potenza (in rapporto ai 60 MW producibili in Umbria come previsto dal Piano Energetico Regionale [5] considerando una proporzionalità diretta con il rapporto tra il numero di abitanti Comune/Regione). Per quanto concerne gli impianti di mini-cogenerazione, potendo beneficiare di maggiori incentivi, si può supporre che la potenza impiantabile sia pari a 0,90 MW. Considerando che si ottengono 4 MWh all'anno per ogni kW installato, l'energia producibile è pari a 3600 MWh all'anno, corrispondente a circa 306 tep.

9.9 BIOMASSE

L'impiego delle biomasse a fini energetici può essere vantaggioso quando queste si presentano concentrate nello spazio e disponibili con sufficiente continuità nell'arco dell'anno, mentre una eccessiva dispersione sul territorio e una troppo concentrata stagionalità dei raccolti rendono più difficili ed onerosi la raccolta, il trasporto e lo stoccaggio.

In realtà le biomasse non sono illimitate quantitativamente ma, per ogni specie vegetale utilizzata, la disponibilità trova un tetto nella superficie ad essa destinata, nonché in vincoli climatici ed ambientali che tendono a limitare in ogni regione le specie che possono crescere convenientemente e con modalità economicamente vantaggiose. Una intensa attività di studio e sperimentazione è in atto, allo scopo di individuare le colture che si adattano maggiormente alle diverse condizioni climatiche e che sono in grado di produrre quantitativi elevati di sostanza secca, nonché di studiare le tecniche di raccolta, trasporto e



stoccaggio ottimali. Oltre alle foreste esistenti, si potrebbero ottenere nuove superfici boschive convenzionali, sfruttando una parte del territorio non destinato all'agricoltura perché troppo poco produttivo. Inoltre, potrebbero essere piantati boschi cedui e colture erbacee a precipuo uso energetico, riconvertendo parte dei terreni lasciati attualmente incolti nel rispetto delle direttive comunitarie emanate con riferimento al problema delle eccedenze agricole. Da qui si avvia la filiera completa che, passando per i diversi processi di conversione energetica, porta alla produzione di combustibili di diversa natura (gas, oli, carboni), utilizzabili per la generazione di energia elettrica o termica.

L'impiego energetico delle biomasse sotto forma di legna da ardere, cippati (legno sminuzzato), pellet (pastiglie di legno macinato e pressato), gusci e scarti di lavorazione, ecc. presenta una indiscutibile rilevanza ambientale: oltre agli effetti positivi sul contenimento delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera, la loro utilizzazione rappresenta spesso una buona soluzione a problemi come l'eliminazione dei rifiuti, specialmente se solidi.

Il costo unitario della potenza installata è fortemente variabile a seconda del tipo di impianto realizzato per la produzione di calore per uso riscaldamento e/o cogenerazione (energia termica ed elettrica). Pertanto, le tecnologie usate per lo sfruttamento delle biomasse si possono distinguere in:

1. stufe e termocamini per riscaldamento domestico;
2. caldaie di taglia adeguata per la produzione centralizzata di calore;
3. impianti per la produzione combinata di energia termica ed elettrica con relativa rete di teleriscaldamento.

Si precisa inoltre che i costi di investimento e i tempi di ammortamento dipendono dall'uso delle tecnologie sopra richiamate, dal tempo di utilizzo degli impianti e dalla presenza competitiva di biomasse sul mercato.

Nel territorio comunale, l'uso della biomassa per impianti di sola produzione di calore per riscaldamento domestico, quindi termocamini e stufe è già ben avviata.

I dati regionali indicano la potenzialità di sfruttamento delle biomasse in cogenerazione pari a 14 MW elettrici, oppure l'utilizzo ai fini della produzione di solo calore pari a 120 MW termici come previsto nel Piano Energetico Regionale [5]. Tali valori, in rapporto alle superfici Comune/Regione, si traducono nella possibilità per il Comune di realizzare teoricamente impianti di cogenerazione a biomassa per 270 kW elettrici e di installare stufe e caldaie per complessivi 2,3 MW termici.

Nel territorio comunale al 2013 risultano già installati 530 kW di impianti di cogenerazione a biomasse (paragrafo 6.4). Considerando per gli impianti di cogenerazione una producibilità di energia elettrica annua di circa 4 MWhe/kWe installato contemporaneamente a una producibilità di energia termica pari a 4,5 MWht/kWe installato, la produzione di energia degli impianti già presenti dovrebbe essere circa pari a 2120 MWh elettrici e 2385 MWh termici all'anno, per un totale di circa 387 tep.

A tale dato va aggiunto il contributo relativo all'energia termica producibile in stufe e caldaie (4,5 MWht/kWt) che risulta pari a 10317 MWht (886 tep); complessivamente si possono produrre 14822 MWh all'anno (1273 tep).

9.10 SETTORE TRASPORTI

Il settore dei trasporti riveste notevole importanza dal punto di vista energetico, ambientale e della vivibilità delle città. Dall'analisi svolta nei precedenti capitoli, si evince che in questo settore emergono diverse criticità, tra le quali, principalmente, si annoverano:

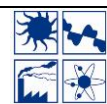
- solo il 6,5% dei veicoli sono alimentati a GPL e metano;
- il numero di veicoli equivalenti per abitante è attualmente maggiore di 1.

Il Comune di Marsciano potrebbe predisporre un Piano generale dei trasporti o un Piano urbano del traffico finalizzato a:

- Diminuire le emissioni di inquinanti, limitando il traffico o utilizzando veicoli più recenti che presentano costi energetici inferiori e tecnologie tradizionali a più alta efficienza e quindi a minor impatto ambientale (motori di pari prestazioni hanno ridotto nel tempo le emissioni inquinanti del 25-30%).
 - Contenere il numero di vetture, migliorando l'accessibilità pedonale.
 - Incrementare il numero di persone che si muovono a piedi, con bici o trasporti pubblici, intervenendo con la realizzazione di idonee infrastrutture, di mezzi pubblici tecnologicamente avanzati, poco inquinanti e confortevoli e sistemi tariffari competitivi.
 - Aumentare il numero di vetture a metano; la combustione più efficiente consente di raggiungere buone prestazioni, bassi consumi, ridotte emissioni ed assenza quasi completa di residui carboniosi all'interno del motore e rumorosità contenuta. (conseguentemente si dovrebbe anche provvedere ad aumentare il numero di distributori di metano nel territorio comunale).
 - Diffusione della "mobilità condivisa":
 - il Car sharing, che consiste nell'uso collettivo di un parco veicoli tra persone: è prevista una tariffa fissa di associazione più una quota proporzionale al tempo di uso e alla percorrenza e sono anche previsti parcheggi attrezzati dove vengono effettuate le operazioni di prelievo e riconsegna dei veicoli;
 - il Car pooling, è la condivisione fra più persone (solitamente lavoratori di una stessa azienda o più aziende situate nella medesima zona) di un veicolo per compiere un medesimo tragitto-itinerario, con l'obiettivo di diminuire il numero delle vetture circolanti.
- I principali benefici in campo ambientale si possono così riassumere:
- significativa riduzione del traffico;
 - il parco auto viene frequentemente rinnovato e segue pertanto le evoluzioni tecnologiche nel campo della riduzione dei consumi e dell'inquinamento;
 - in molti casi il parco automobili di un servizio di car sharing è costituito per buona parte da veicoli alternativi (auto elettriche, a metano, ecc.);
 - Il vantaggio per i singoli individui è economico, in quanto è possibile ridurre l'impiego della propria autovettura, o addirittura evitarne l'acquisto.
- Introduzione di auto elettriche: dal punto di vista ambientale, i veicoli elettrici autonomi generano emissioni nulle a livello locale; numerosi studi evidenziano che anche le emissioni immesse nell'atmosfera per produrre l'energia elettrica necessaria a ricaricare le batterie possono risultare inferiori a quelle prodotte dai motori.

Nel Decreto del Burden Sharing si riporta quanto indicato dalla Direttiva 2009/28/CE che, all'Art. 3, comma 4, stabilisce che "Ogni Stato membro assicura che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto nel 2020 sia almeno pari al 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti nello Stato membro". Secondo la Direttiva, la quota dei consumi per trasporti su cui calcolare la quota del 10% è ottenuta come somma del consumo di benzina, diesel e biocarburanti per il trasporto su strada e ferrovia e del consumo di energia elettrica nei trasporti via terra. Tenuto conto che nel Comune di Marsciano il consumo di energia nel settore dei trasporti nel 2020 sarà pari, secondo le previsioni di questo documento (paragrafo 7.4), a 14317 tep/anno, il relativo 10%, sempre nel 2020, dovrà essere consumato da fonti rinnovabili, ovvero 1431,7 tep/anno.

Tale obiettivo dipende da strategie a livello nazionale più che a livello locale (Comuni) e dovrebbe realizzarsi attraverso azioni sui produttori di carburanti; in sede di pianificazione si è ragionevolmente ipotizzato di considerare il raggiungimento della metà dell'obiettivo della Direttiva, ipotizzando quindi che il 5% dei consumi complessivi nel settore dei trasporti, pari a 715,8 tep/anno, sarà ricoperto nel 2020 da fonti rinnovabili.



9.11 SETTORE RISPARMIO ENERGETICO EDILIZIO

Si possono individuare diversi interventi di risparmio energetico nel campo edilizio che farebbero risparmiare e portare l'edificio ad una classe energetica più elevata; di seguito si riportano i provvedimenti principali:

- **isolamento termico degli edifici:** impiego di materiali trasparenti e opachi negli edifici nell'edilizia esistente e in quella di nuova costruzione, con idonee caratteristiche e modifiche volte al risparmio energetico. In particolare, tali materiali influenzano i maggiori o minori costi energetici ed economici in termini di riscaldamento, raffrescamento e illuminazione. Le superfici trasparenti generalmente costituiscono il punto debole dell'involucro edilizio in condizioni sia estive che invernali; d'altro canto, però, contribuiscono in maniera decisiva all'illuminazione degli spazi interni, consentendo un notevole risparmio energetico in termini di impianto di illuminazione artificiale.

Nel capitolo 4 sono stati analizzati nel comune di Marsciano gli edifici e in particolare la loro epoca di costruzione: solo il 17% sono stati costruiti dopo il 1982 (nel 1976 fu emanata la prima legge sul risparmio energetico degli edifici, la L. 373 del 1976, che tentava di limitare i consumi energetici in edilizia e che imponeva limiti alla dispersione termica degli involucri) perciò si può prevedere per il 2020 e per il 2025 di effettuare degli interventi sull'involucro edilizio, riqualificando rispettivamente il 20% e il 30% degli edifici obsoleti.

La superficie totale disponibile residenziale e produttiva è rispettivamente pari a 938825 m² e 290566 m²; tale dato si traduce in una pari superficie sia di pavimenti che di soffitti; le pareti laterali esterne, si ipotizzano essere pari a 4 volte il valore del pavimento, mentre il materiale trasparente (infissi) è 1/8 della superficie del pavimento. Nelle tabelle 9.2 e 9.3 sono riportati sinteticamente i risultati:

Tab. 9.2 – Superfici opache e trasparenti totali a disposizione nel settore residenziale e produttivo

Settore	Residenziale (m ²)	Produttivo (m ²)
Pavimento (sup. opaca)	938825	290566
Soffitto (sup. opaca)	938825	290566
Parete laterale	3755300	1162264
Infissi (sup. trasparente)	117353	36321
Parete laterale (sup opaca)	3637947	1125943

Tab. 9.3 – Superfici opache e trasparenti nel settore residenziale e produttivo su cui si effettueranno interventi

	2020		2025	
	Residenziale (m ²)	Produttiva (m ²)	Residenziale (m ²)	Produttiva (m ²)
Pavimento (sup. opaca)	187765	58113	281648	87170
Soffitto (sup. opaca)	187765	58113	281648	87170
Parete laterale	751060	232453	1126590	348679
Infissi (sup. trasparente)	23471	7264	35206	10896
Parete laterale (sup. opaca)	727589	225189	1091384	337783

La sostituzione di un vetro semplice (4 mm) con un vetro camera bassoemissivo (2 vetri di 6 mm con intercapedine di 12 mm) diminuisce la trasmittanza da 5 a 2 W/m²K. Il risparmio potenziale si ottiene moltiplicando:



- la diminuzione della trasmittanza ($3 \text{ W/m}^2\text{K}$)
- per la superficie totale dei vetri,
- per l'emissione media dei generatori ($186 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$)
- per la variazione di temperatura interno-esterno (22 K)
- per le ore all'anno in cui funziona l'impianto di riscaldamento ($8 \times 166 \rightarrow$ dove 8 sono le ore/giorno medie di funzionamento dell'impianto di riscaldamento e 166 sono i giorni/anno durante i quali si può tenere acceso l'impianto secondo i limiti di esercizio imposti dal DPR n° 412 /1993 in base alla zona climatica di appartenenza; Marsciano è in zona climatica D)
- per il coefficiente di utilizzo (0,5)
- per il fattore di conversione da tCO_2 a tep ($1/2,38 \text{ tep/tCO}_2 \rightarrow$ tale valore è stato ricavato attraverso una media pesata dei fattori di emissione dei combustibili utilizzati per il riscaldamento).

Per quanto riguarda i materiali opachi, la trasmittanza termica può essere assunta per il soffitto pari a $2,1 \text{ W/m}^2\text{K}$ in assenza di intervento e $0,32 \text{ W/m}^2\text{K}$ in presenza dell'intervento, per il pavimento $1,6 \text{ W/m}^2\text{K}$ in assenza e $0,36 \text{ W/m}^2\text{K}$ in presenza, per le pareti laterali $1,6 \text{ W/m}^2\text{K}$ in presenza e $0,36 \text{ W/m}^2\text{K}$ in assenza. Il risparmio potenziale si ottiene moltiplicando:

- la diminuzione della trasmittanza di ogni superficie,
- per la corrispondente area,
- per l'emissione media dei generatori,
- per la variazione di temperatura interno-esterno,
- per le ore all'anno in cui funziona l'impianto di riscaldamento,
- per il coefficiente di utilizzo,
- per il fattore di conversione da tCO_2 a tep.

Nella tabella 9.4 si riportano i risultati ottenuti dalle valutazioni effettuate:

Tab. 9.4 – Energia termica risparmiata (tep)

	2020		2025	
	Residenziale (tep)	Produttiva (tep)	Residenziale (tep)	Produttiva (tep)
Sup. opache	1677,4	519,1	2516,0	778,7
Sup. trasparenti	80,4	24,9	120,6	37,3
TOTALE	1757,7	544,0	2636,6	816,0

➤ Impiego di dispositivi e apparecchiature ad alta efficienza energetica:

- la sostituzione delle vecchie lampade ad incandescenza con quelle fluorescenti compatte, o a led: ad esempio per illuminare un ambiente di 20 mq con 150 lux utilizzando tre lampade fluorescenti compatte elettroniche da 20 W invece che tre incandescenti da 100 W , permette di risparmiare circa 80 € all'anno;
- sostituzione di vecchi elettrodomestici con nuovi appartenenti ad una classe energetica elevata: il consumo degli elettrodomestici equivale a circa il 75% della domanda di energia elettrica delle famiglie. Nel settore terziario un notevole peso sui consumi elettrici è costituito dalle apparecchiature per ufficio che rappresentano una quota significativa del consumo totale di energia elettrica.
- un altro intervento prevedibile è l'introduzione dell'uso di pompe di calore per la climatizzazione: si tratta di un sistema in grado di trasferire calore da un ambiente a temperatura più bassa ad un altro a temperatura più alta; la pompa di calore reversibile può produrre in estate raffrescamento ed in inverno riscaldamento; rappresenta pertanto un mezzo



per migliorare il livello di comfort e può costituire un utile strumento per conseguire significativi risparmi energetici, economici e ambientali.

Ipotizzando di avere pompe di calore con SPF pari a 3,5, per ogni kWh termico prodotto con tale tecnologia, se ne spendono 1/3,5 elettrici. Ricordando che per produrre un kWh elettrico vengono emessi nell'aria circa 500 g di anidride carbonica, per ottenere il kWh termico dalla pompa di calore, si producono in atmosfera: $500/3.5 = 143 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$. Se si tiene conto che per produrre un kWh termico con un generatore costruito con tecnologie all'avanguardia si emettono circa $186 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$, con le pompe di calore si ottiene una riduzione di **43 gCO_{2eq}/kWh**.

È ragionevole supporre una potenzialità di installazione pari a 170 nuove caldaie ad alta efficienza all'anno (scalando il valore da quello del PEAC di Perugia, attraverso il rapporto esistente tra abitanti nei due comuni).

Il risparmio potenziale si ottiene moltiplicando:

- la potenza media della caldaia (20 kW)
- per le ore di accensione medie annue (8 x 166)
- per il coefficiente di utilizzo (0,5)
- per l'emissione media dei generatori (43 gCO₂/kWh)
- per il numero di generatori all'anno (170)
- per il numero di anni (10 anni per il 2020 e 15 anni per il 2025)
- per il fattore di conversione da tCO₂ a tep (1/2,38 tep/tCO₂ → tale valore è stato ricavato facendo una media pesata dei fattori di emissione dei combustibili utilizzati per il riscaldamento).

Si ottiene dunque un risparmio di energia pari a 408,5 tep per il 2020 e 612,7 tep per il 2025.

- un intervento realizzabile nel territorio comunale, consiste nella sostituzione delle vecchie caldaie con i modelli ad alta efficienza e a basse emissioni di inquinanti, per effetto del miglioramento del processo di combustione.

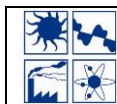
È ragionevole supporre una potenzialità di installazione pari a 170 nuove caldaie ad alta efficienza all'anno (scalando il valore da quello del PEAC di Perugia, attraverso il rapporto esistente tra abitanti nei due comuni).

Il risparmio potenziale si ottiene moltiplicando:

- la potenza media della caldaia (20 kW)
- per le ore di accensione medie annue (8 x 166)
- per il coefficiente di utilizzo (0,5)
- per l'emissione media dei generatori (51 gCO₂/kWh)
- per il numero di generatori all'anno (170)
- per il numero di anni (10 anni per il 2020 e 15 anni per il 2025)
- per il fattore di conversione da tCO₂ a tep (1/2,38 tep/tCO₂ → tale valore è stato ricavato facendo una media pesata dei fattori di emissione dei combustibili utilizzati per il riscaldamento).

Si ottiene dunque un risparmio di energia pari a 484,5 tep per il 2020 e 726,7 tep per il 2025.

- Introduzione di bioedilizia e bioarchitettura: si mette in relazione l'uomo con il clima del luogo naturale che lo circonda e gli edifici devono essere concepiti limitando al massimo l'impatto sull'ambiente circostante; un esempio di intervento sono i tetti verdi (copertura di un edificio sul quale sia stata aggiunta una finitura con verde estensivo) che hanno un maggior potere coibente, diminuendo così i consumi energetici sia nel periodo invernale che nei mesi estivi e inoltre



contribuiscono a diminuire l'inquinamento atmosferico (sia per fotosintesi che per la filtrazione di polveri nell'aria) e acustico.

La realizzazione di interventi di edilizia bioclimatica nel territorio comunale possono essere incentivati negli edifici di nuova costruzione.

9.12 ANALISI DEI CONSUMI TOTALI

I consumi totali di energia previsti per il 2020 e per il 2025 sono rispettivamente pari a 34822 tep e 35728 tep. Considerando le azioni proposte nei due precedenti paragrafi (risparmio energetico negli edifici e trasporti), si può ipotizzare una riduzione dei consumi stimati riportati nella tabella 9.5, nell'ipotesi in cui tali azioni si realizzassero:

Tab. 9.5 - Potenziale di risparmio energetico nel Comune di Marsciano (tep)

	2020	2025
Consumi totali	34.822	35.728
Involucro edilizio	2.301,8	3.452,6
Introduzione pompe di calore	408,5	612,7
Sostituzione caldaie	484,5	726,7
Consumi finali	31.627	30.936

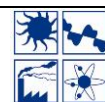
In tabella 9.6 è riportato l'insieme delle potenzialità della produzione di energia da fonti rinnovabili nel territorio comunale al 2020 e 2025.

Tab. 9.6 - Potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili nel Comune di Marsciano (tep)

	2020	2025
Solare fotovoltaico	3908,2	3908,2
Idroelettrico	55,0	55,0
Eolico	0,0	0,0
Geotermico	0,0	0,0
Solare termico	295,4	403,0
Rifiuti (termovalorizzatore)	356,6	356,6
Cogenerazione	305,6	305,6
Biomasse	1273,2	1273,2
Trasporti	715,9	715,9
TOTALE	6.909,8	7.017,3

Ipotizzando di realizzare tutti gli interventi sintetizzati in tabella 9,6, al 2020 la quota di energia ricoperta da fonti rinnovabili è pari al 21,8% della domanda totale depurata dagli interventi sugli edifici, mentre al 2025 è il 22,7%.

Entrambe le quote sono ben al di sopra della percentuale prevista come target UE (13,7%).



9.13 STIMA DELLE EMISSIONI FUTURE (SCENARIO 0,1, 2, 3, 4)

Dalle stime effettuate e dalla ricognizione sulla situazione attuale nel territorio del Comune di Marsciano, possono essere ragionevolmente ipotizzati gli scenari riportati di seguito:

Scenario 0: È lo scenario di riferimento e prevede che non vengano effettuati interventi volti alla riduzione delle emissioni nel Comune di Marsciano; ci si riferisce a tale scenario per valutare i benefici e la riduzione delle emissioni legati agli interventi previsti. Questo scenario è stato già esposto nel paragrafo 8.6.

Scenario 1: scenario perseguito dalla Comunità Europea, il cosiddetto 20-20-20 che determina una riduzione delle emissioni di gas serra del 10% rispetto ai valori dell'anno 2005, con una quota per l'Italia che raggiunge il 13%; come previsto dalla Comunità Europea; il calcolo della riduzione è riferito alle attività non appartenenti ai settori dell'Emission Trading System (impianti termoelettrici, raffinerie, cementerie, ecc...), in quanto nessuna di tali attività è presente all'interno del territorio comunale. Avendo però a disposizione i dati al 2007, si farà riferimento a questo anno anziché al 2005. Ciò significa che al 2020 si devono avere 116412 tCO₂eq/anno.

Scenario 2: gli interventi di riduzione delle emissioni sono volti a stabilizzare le emissioni di CO₂ ai livelli dell'anno 2010. Dunque le tonnellate di CO₂ equivalenti rimangono fisse all'anno 2010, e cioè pari a 118995 tCO₂eq/anno.

Scenario 3: o "scenario Patto dei Sindaci", dove si vuole diminuire del 20% rispetto ai livelli di emissioni rilevati nell'anno 1990 o nel primo anno dopo il 1990 per il quale si hanno dati disponibili: in questo caso il 2007. Al 2020 si dovranno avere 103477 tCO₂eq/anno.

Scenario 4: è uno scenario teorico, che prevede la massima riduzione potenziale, mettendo in atto tutti gli interventi possibili previsti.

Per poter effettuare la stima delle tonnellate totali di CO₂ equivalenti risparmiate, si sono applicati i coefficienti riportati nella seconda colonna della tabella 9.7, ottenuti attraverso le modalità descritte nel PEAC di Perugia; nelle ultime due colonne si riportano le tCO₂ equivalenti evitate nel 2020 e 2025, ipotizzando di realizzare tutti gli interventi descritti nei paragrafi precedenti.

Tab. 9.7 – Emissioni evitate Scenario 4

	Risparmio unitario CO ₂	tep		tCO ₂ eq.	
		tCO ₂ /tep	2020	2025	2020
Solare fotovoltaico	5,8	3908,2	3908,2	22745,5	22745,5
Idroelettrico	5,8	55,0	55,0	320,0	320,0
Eolico	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Geotermico (alta entalpia)	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Solare termico	2,2	295,4	403,0	649,8	886,6
Rifiuti (termovalorizzatore)	7,4	356,6	356,6	2639,2	2639,2
Cogenerazione	2,1	305,6	305,6	641,7	641,7
Biomasse (elettrico)	5,8	182,1	182,1	1056,2	1056,2
Biomasse (termico)	2,2	1091,1	1091,1	2400,3	2400,3
Trasporti	3,1	715,9	715,9	2219,1	2219,1
Involucro edilizio	2,4	2301,8	3452,6	5524,2	8286,3
Introduzione pompe di calore	2,4	408,5	612,7	980,3	1470,5
Sostituzione caldaie	2,4	484,5	726,7	1162,7	1744,1
TOTALE		10.104	11.809	40.339	44.410

Nell'ipotesi ideale che vengano realizzate tutte le azioni previste, si avrebbero 90779 tCO₂ equivalenti nel 2020 e 89491 tCO₂ equivalenti nel 2025.

9.14 CONFRONTO TRA I DIVERSI SCENARI E SCELTA DEI POSSIBILI INTERVENTI

Nel paragrafo 8.6 vengono stimate le emissioni totali in assenza di interventi (Scenario 0), risultano pari a 131118 tCO₂ equivalenti al 2020 e 133900 tCO₂ equivalenti al 2025; in tabella 9.9 vengono riassunti i risultati dei quattro scenari ipotizzati e la loro riduzione percentuale rispetto allo scenario di riferimento (Scenario 0).

 Tab. 9.9 – Emissioni totali nel 2020 nei diversi Scenari (tCO₂ equivalenti)

	2020	Differenza con Scenario 0	Differenza con Scenario 0 (%)
Scenario 0	131118	0	0
Scenario 1	116412	14706	-11,22%
Scenario 2	118995	12123	-9,25%
Scenario 3	103477	27641	-21,08%
Scenario 4	90779	40339	-30,77%

Nelle figure 9.4 e 9.5 vengono riportati graficamente i risultati: lo Scenario 4 prevede una riduzione sensibile delle emissioni che va ben al di sopra degli obiettivi richiesti a livello normativo; dato che per poter raggiungere tali livelli di riduzione si dovrebbero attuare tutti gli interventi descritti nei precedenti paragrafi, la scelta potrebbe anche ricadere su uno degli altri Scenari (1, 2 e 3).

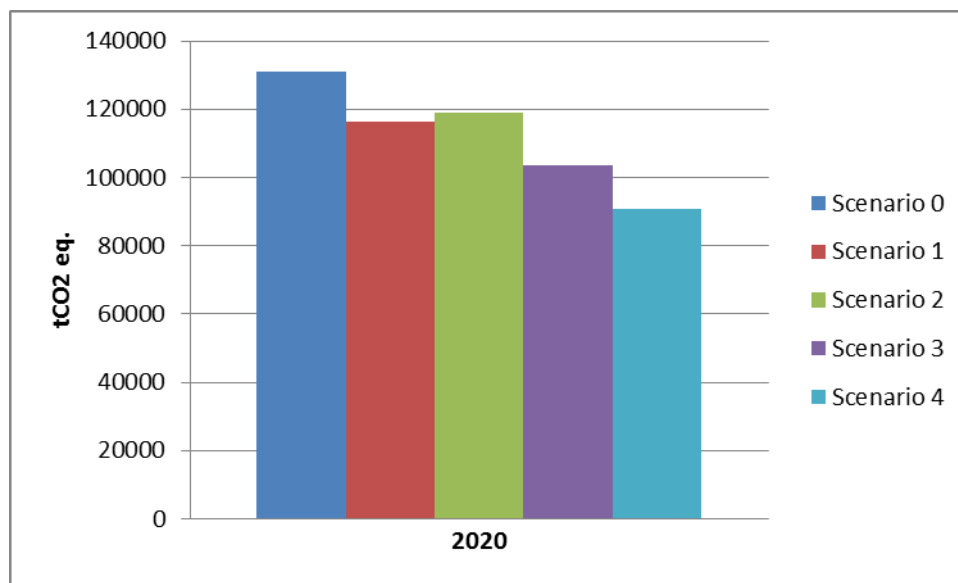


Fig. 9.4 – Confronto tra le emissioni negli scenari analizzati nel 2020

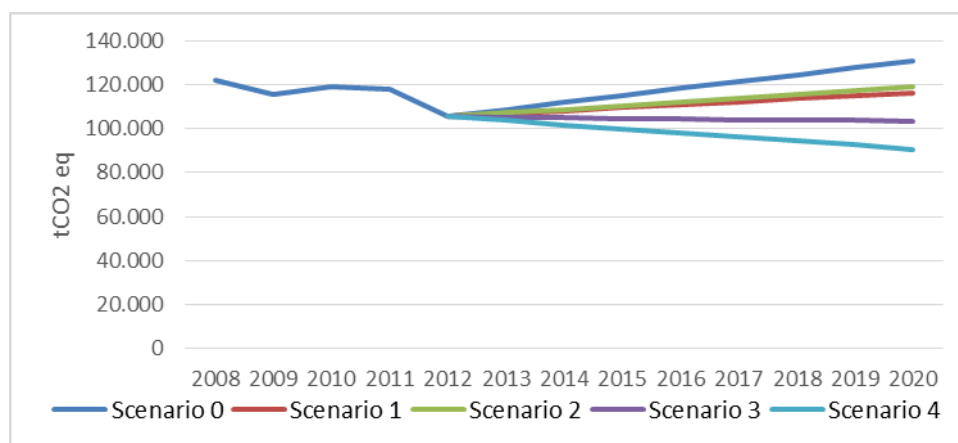


Fig. 9.5 – Confronto tra gli andamenti delle emissioni negli scenari analizzati

Per il raggiungimento delle quote di emissione riportate in tabella 9.9, dovranno essere adottati diversi interventi in base all'obiettivo da raggiungere.

Di seguito sono suggeriti gli interventi che sembrano avere maggiori probabilità di essere attuati.

Scenario 0: Prevede che non vengano effettuati interventi.

Scenario 1: Per ottenere un risparmio di 14706 tCO₂ equivalenti, basterebbe realizzare gli impianti fotovoltaici previsti (risparmio previsto 22745 tCO₂ equivalenti): ipotizzare di considerare la totalità di tali impianti è una condizione che non si allontana molto dalla realtà attuale, in quanto al 2013 si ha una potenza complessiva installata di 30 MW, contro i 35 MW previsti per il 2020 (si consideri inoltre che negli ultimi anni il trend di installazioni all'anno è diminuito sensibilmente: da 20 MW nel 2011 a 6 MW nel 2012 e 1 MW al 2013). Ciò significherebbe inoltre ricoprire i consumi totali in tep dello scenario 0 dell'11,2%.

Scenario 2: Per ottenere un risparmio di 12123 tCO₂ equivalenti, anche in questo caso basterebbe realizzare gli impianti fotovoltaici previsti (risparmio previsto 22745 tCO₂ equivalenti). Ciò significherebbe inoltre ricoprire i consumi totali in tep dello scenario 0 dell'11,2%.

Scenario 3: Per ottenere un risparmio di 27641 tCO₂ equivalenti, si dovrebbero prevedere diversi interventi, tra cui: impianti fotovoltaici (risparmio previsto 22745 tCO₂ equivalenti), impianti solari termici (risparmio previsto 650 tCO₂ equivalenti), impianti a biomasse (risparmio previsto 3457 tCO₂ equivalenti), trasporti (risparmio previsto 2219 tCO₂ equivalenti) e ad esempio parte degli interventi sull'edilizia (un quarto di quelli previsti), compresa la sostituzione delle caldaie (un quarto di quelle previste), in questo modo si risparmierebbero ulteriori 1672 tCO₂ equivalenti.

La decisione di installare gli impianti solari termici, risiede principalmente nei suoi vantaggi tecnico-economici (risparmio di combustibili fossili, basso tempo di ammortamento del costo dell'impianto, beneficio di finanziamenti o agevolazioni, facilità di integrazione con il sistema termico preesistente e aumento della vita utile della caldaia) e ambientali (minori emissioni in atmosfera).

- Per quanto riguarda le biomasse (sia per impianti di cogenerazione che l'uso per impianti di sola produzione di calore per riscaldamento domestico di termocamini e stufe), è evidente una già ampia diffusione nel territorio: al 2013 già sono presenti impianti di cogenerazione a biomasse (sono infatti installati complessivamente circa 530 kW) e la diffusione nelle abitazioni per l'uso di sola produzione di calore è già avviata ed è ragionevole pensare che rispetti la stessa diffusione regionale. Non sembra quindi necessario prevedere azioni specifiche.
- L'obiettivo da raggiungere per il settore trasporti dipende da strategie a livello nazionale più che a livello locale (Comuni) e dovrebbe realizzarsi attraverso azioni sui produttori di carburanti; può risultare interessante comunque realizzare un progetto pilota sulle auto elettriche, proprio per favorirne la penetrazione nel parco veicoli.
- L'epoca di costruzione dell'83% degli edifici nel territorio del Comune di Marsciano risale a prima del 1982: avendo ipotizzato di realizzare 1/4 degli interventi previsti nel paragrafo 9.11, significa che gli interventi sull'involucro edilizio vengono applicati solo al 5% degli edifici obsoleti, e che vengono sostituite 42 caldaie all'anno anziché 170; ciò è ragionevole grazie anche agli incentivi e alle agevolazioni di cui beneficiano questi interventi.

In questo caso si risparmierebbero 30742 tCO₂ equivalenti, che ricoprono il 19,8% dei consumi totali in tep previsti dallo scenario 0.

Scenario 4: Prevede di mettere in atto tutti gli interventi possibili, con un risparmio di 40339 tCO₂ equivalenti, che ricoprono i consumi totali in tep per il 29%.



BIBLIOGRAFIA

- [1] DIRETTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- [2] Ministero dello sviluppo economico, *Definizione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili* (c.d. Burden Sharing), D.M. 15 Marzo 2012, Gazzetta Ufficiale n. 78 del 2 aprile 2012
- [3] <http://atlanteolico.rse-web.it/viewer.htm>
- [4] Regione Umbria, *Piano Regionale per la Gestione dei Rifiuti*, 2009
- [5] Regione Umbria, *Piano Energetico Regionale*, 2004
- [6] Soldani M., *Strumenti e metodi per la pianificazione energetica locale: il caso del comune di Marsciano*, 2013
- [7] M. Benini – ERSE: *“Impatto sul sistema elettrico della potenziale diffusione di auto elettriche: uno scenario al 2030”*, luglio 2010. G. Riva, I. M. Gianinoni, C. Caruso – ERSE: *“Scenari di mobilità connessi alla diffusione dei veicoli PEV/PHEV”*, febbraio 2010

