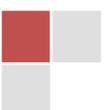
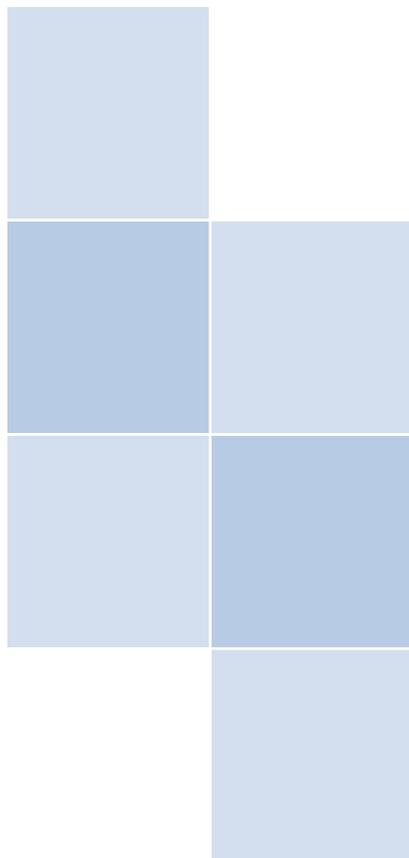
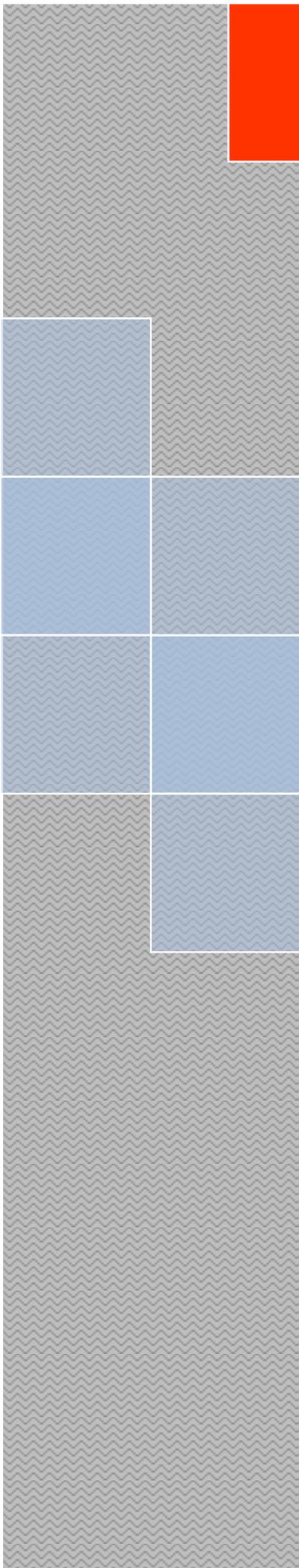


Regione Umbria

**STRATEGIA REGIONALE
PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI
RINNOVABILI
2011 – 2013**



INDICE

INDICE	1
PREMESSA	3
1 IL CONTESTO DI RIFERIMENTO	4
1.1 quadro comunitario	4
1.2 quadro nazionale	6
1.2.1 Piano di Azione Nazionale	7
1.3 quadro regionale	10
2 IL BILANCIO ENERGETICO ITALIANO	11
3 IL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE	16
3.1.1 Produzione e consumi elettrici periodo 1973 - 2009	20
3.1.2 Peso delle Fonti rinnovabili	23
4 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI	26
4.1 Il contributo delle Regioni alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	26
4.2 Situazione in Umbria relativa al biennio 2008 - 2009	26
4.3 Dati GSE	31
4.4 La proiezione della produzione al 2011 – analisi settore per settore	39
4.4.1 Il settore fotovoltaico	39
4.4.2 Il settore idroelettrico	42
4.4.3 Il settore eolico	45
4.4.4 Il settore geotermico	48
4.4.5 Il settore biomassa	48
4.5 Proiezione della situazione energetica in Umbria al 2011.	51
5 STRATEGIA 2011 – 2013	53
5.1 Introduzione	53
5.2 Linee di indirizzo	54
5.3 Obiettivi minimi di produzione	57
5.4 La previsione al 2013: ripartizione dell'obiettivo per settore	59
5.4.1 Il settore fotovoltaico	59
5.4.2 Il settore idroelettrico	59
5.4.3 Il settore eolico	60
5.4.4 Il settore geotermico	60
5.4.5 Il settore biomassa	60
5.5 La previsione al 2013: riepilogo	62
5.6 Le azioni	64
5.6.1 Semplificazione amministrativa	65
5.6.2 Disciplina di individuazione delle aree non idonee per l'installazione degli impianti ..	66
5.6.3 Incentivi	67
5.6.4 Promozione della certificazione energetica e ambientale	70
5.6.5 Attuazione	71
5.7 Considerazioni per lo sviluppo futuro (2020)	72
ALLEGATO 1 - GLOSSARIO E RIFERIMENTI DI CARATTERE GENERALE	1
ALLEGATO 2 - SCHEDE TECNOLOGICHE	15
1 Impianti fotovoltaici	15
1.1 <i>Potenziale di sviluppo</i>	15
1.2 <i>Aspetti economici</i>	15
1.3 <i>Aspetti ambientali</i>	16
2 Impianti idroelettrici	16
2.1 <i>Potenziale di sviluppo</i>	17
2.2 <i>Aspetti economici</i>	17
2.3 <i>Aspetti ambientali</i>	18
3 Impianti a biomassa	18
3.1 <i>Potenziale di sviluppo</i>	19
3.2 <i>Aspetti economici</i>	19
3.3 <i>Aspetti ambientali</i>	19

4	Impianti a biogas.....	20
4.1	<i>Potenziale di sviluppo</i>	20
4.2	<i>Aspetti economici</i>	21
4.3	<i>Aspetti ambientali</i>	21
5	Impianti di cogenerazione	22
5.1	<i>Potenziale di sviluppo</i>	22
5.2	<i>Aspetti economici</i>	22
5.3	<i>Aspetti ambientali</i>	22
6	Impianti eolici.....	23
6.1	<i>Potenziale di sviluppo</i>	23
6.2	<i>Aspetti economici</i>	24
6.3	<i>Aspetti ambientali</i>	24
7	Impianti geotermici.....	24
7.1	<i>Potenziale di sviluppo</i>	25
7.2	<i>Aspetti economici</i>	25
7.3	<i>Aspetti ambientali</i>	25
8	Impianti solari termici	26
8.1	<i>Potenziale di sviluppo</i>	26
8.2	<i>Aspetti economici</i>	26
8.3	<i>Aspetti ambientali</i>	27
9	Impianti solari termodinamici.....	27
9.1	<i>Potenziale di sviluppo</i>	27
9.2	<i>Aspetti economici</i>	28
9.3	<i>Aspetti ambientali</i>	28
	ALLEGATO 3- BANCA DATI DELLE AUTORIZZAZIONI	29
1	Dati Province	30
1.1	Tipologia di impianti.....	31
2	Dati Comuni.....	41
2.1	Tipologia di impianti.....	49

PREMESSA

La strategia messa a punto dall'Unione europea, con riferimento all'anno 2020, prevede lo sviluppo di una *crescita economica intelligente*, basata sulla conoscenza e l'innovazione, *sostenibile* ossia più verde, più competitiva e più efficiente sotto il profilo delle risorse, ed *inclusiva*, volta a favorire la coesione sociale e territoriale e con un alto tasso di occupazione. Al fine di promuovere la *crescita sostenibile*, l'Unione europea ha fissato nella *Strategia europea 20/20/20* tre obiettivi strategici: la riduzione del 20 per cento, rispetto ai livelli del 1990, delle emissioni di gas a effetto serra; il raggiungimento della quota di fonti rinnovabili del 20 per cento rispetto al consumo finale lordo; il miglioramento dell'efficienza degli usi finali dell'energia del 20 per cento, stabilendo per tali obiettivi percentuali vincolanti per ciascuno degli Stati membri. La strategia europea combina, pertanto, tre obiettivi che trovano il loro significato nel rapporto stretto che esiste tra il concetto di sostenibilità energetica (risparmio energetico e incremento delle fonti rinnovabili) e di sostenibilità ambientale a livello globale (riduzione delle emissioni di gas serra), ma anche a livello locale (riduzione concomitante di inquinanti locali) e che vengono tradotti in obiettivi vincolanti per gli Stati membri (riduzione della CO₂ e raggiungimento della quota di rinnovabili rispetto ai consumi; l'obiettivo del risparmio energetico non è considerato vincolante nonostante la sua rilevanza). Tali obiettivi rappresentano l'avvio di un percorso energetico europeo che prevede, nel lungo periodo, il raggiungimento di una riduzione delle emissioni del 60% (fino ad ipotesi del 90%) rispetto ai livelli del 1990. L'obiettivo di una percentuale significativa di energia da fonti rinnovabili non sottende soltanto un maggior grado di autosufficienza energetica per molti degli Stati membri bensì anche quello di una produzione più "verde", più "ambientalmente amichevole" almeno rispetto all'emissione di CO₂ e quindi ai connessi aspetti collegati all'aumento del gas serra ed ai cambiamenti climatici. Per l'Italia, tale strategia consiste in un duplice obiettivo vincolante per il 2020: la riduzione dei gas serra del 14 per cento rispetto al 2005 e il raggiungimento di una quota di energia rinnovabile pari al 17 per cento del consumo finale lordo (nel 2005 tale quota era del 5,2 per cento). Percentuali cui dovranno concorrere le diverse regioni e per le quali si attende la ripartizione e quindi l'attribuzione a livello regionale di una quota produttiva, il cosiddetto "*burden sharing*", letteralmente "*condivisione dell'aggravio*". Il termine inglese appare riduttivo, anzi negativo, poiché sottolinea esclusivamente gli sforzi necessari per raggiungere l'obiettivo, ma non sottolinea i benefici conseguenti per l'economia e la collettività: impone, infatti, da una parte, l'apertura ad un nuovo mercato, dall'altro riduce la dipendenza energetica dall'estero e riduce le emissioni da fonti non rinnovabili.

Ai sensi, infatti, dell'art. 37, comma 6 del decreto legislativo n. 28/2011 e dell'art. 2, comma 167, della legge n. 244/2007 e successive modificazioni, con decreto ministeriale saranno definiti e quantificati gli obiettivi intermedi e finali che ciascuna regione deve conseguire in materia di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia.

Nel presente documento si è inteso, quindi, effettuare l'analisi della situazione regionale di produzione e consumo di energia da fonti rinnovabili e quindi elaborare una prima strategia per lo sviluppo, nel breve periodo, di tale settore, da ricomprendere successivamente in un successivo documento eventualmente necessario alla luce degli obiettivi assegnati a partire dal 2013 e quindi nel più complessivo documento di strategia regionale per lo sviluppo energetico. Rappresenta, infatti, un primo segmento, limitato temporalmente perché riferito in particolare alle azioni da mettere in campo nel triennio 2011-2013 e limitato settorialmente in quanto mirato specificatamente a quella parte del piano energetico rivolto alle fonti rinnovabili. La scelta, consapevole di affrontare solo parzialmente l'urgente questione energetica, è dettata dalla necessità di orientare l'evoluzione del settore che al momento, anche a fronte della recente normativa nazionale per il fotovoltaico, manifesta notevoli incertezze. È sembrato, infatti, opportuno, partendo da una migliore conoscenza della situazione e delle tendenze evolutive regionali, delineare indirizzi di sviluppo e ricostruire, se pure forse non esaustivamente a causa di non sempre piena e completa disponibilità di dati, lo scenario attuale e l'insieme degli strumenti operativi a disposizione e delle procedure amministrative. Nella consapevolezza della limitatezza dello strumento, si ritiene che lo stesso in ogni caso possa, grazie al complesso delle azioni individuate, dare il proprio significativo contributo in termini di obiettivi più generali, ovvero concorrere al taglio delle emissioni di gas serra come pure cercare di rilanciare, rinnovandole, le filiere agricole e industriali regionali e, nello stesso tempo, sviluppare nuove filiere produttive nel campo delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

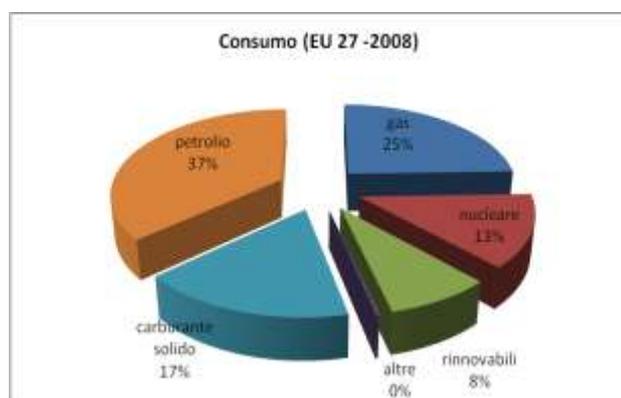
A partire, quindi, dai dati sia rilevati direttamente sia da quelli disponibili utilizzando le fonti del Ministero dello Sviluppo Economico, della società Terna e dell'Enea, si è cercato di tracciare un quadro delle caratteristiche energetiche della regione, con particolare riferimento all'energia da fonte rinnovabile. L'analisi si basa sulle serie storiche di dati relativi al periodo 2000 – 2009 provenienti dai Bilanci energetici nazionali predisposti annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico e dai Bilanci dell'energia elettrica predisposti dalla società Terna, nonché da una ricognizione presso i soggetti territoriali (Comuni e Province) titolari dei dati autorizzativi. La ricognizione consente di disporre di una base informativa utile alla impostazione di scelte e quindi di linee di indirizzo di sviluppo. Il secondo e terzo capitolo sono, infatti, dedicati a mostrare l'evoluzione produttiva e di fabbisogno regionale e le criticità connesse alle diverse tipologie di impianto. Nella parte relativa alle linee di sviluppo si tenta di fare una possibile previsione tendenziale e quindi indirizzare le risorse attualmente disponibili a supportare specifiche direttrici di intervento.

Si riportano, infine, i principi contenuti nella disciplina autorizzativa per la costruzione e l'esercizio degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili..

1 IL CONTESTO DI RIFERIMENTO

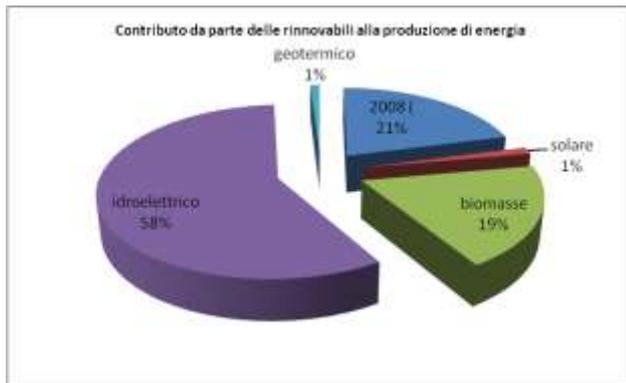
1.1 quadro comunitario¹

Lo sviluppo dell'energia rinnovabile è da tempo una finalità centrale della politica energetica comunitaria, ma ancora le fonti rinnovabili sono sfruttate in maniera insufficiente e disomogenea. Malgrado per molte di esse vi sia una tecnologia disponibile e con un certo grado di maturità, il contributo al consumo lordo globale di energia è molto contenuto. Per molti Paesi europei risulta, infatti, sempre più rilevante la dipendenza dall'importazione di carburante fossile: basta ricordare che nel 2008, l'Europa ha importato circa la metà dell'energia necessaria, in particolare petrolio e gas, per i trasporti e l'elettricità.



E sempre nel 2008, per i 27 Paesi della UE, il contributo dato da parte delle rinnovabili alla produzione di energia elettrica è stato pari al 16,8% (567 TWh di 3374 TWh) ed al 12% (67,5 Mtep su 564,7 Mtep) rispetto al fabbisogno di energia termica.

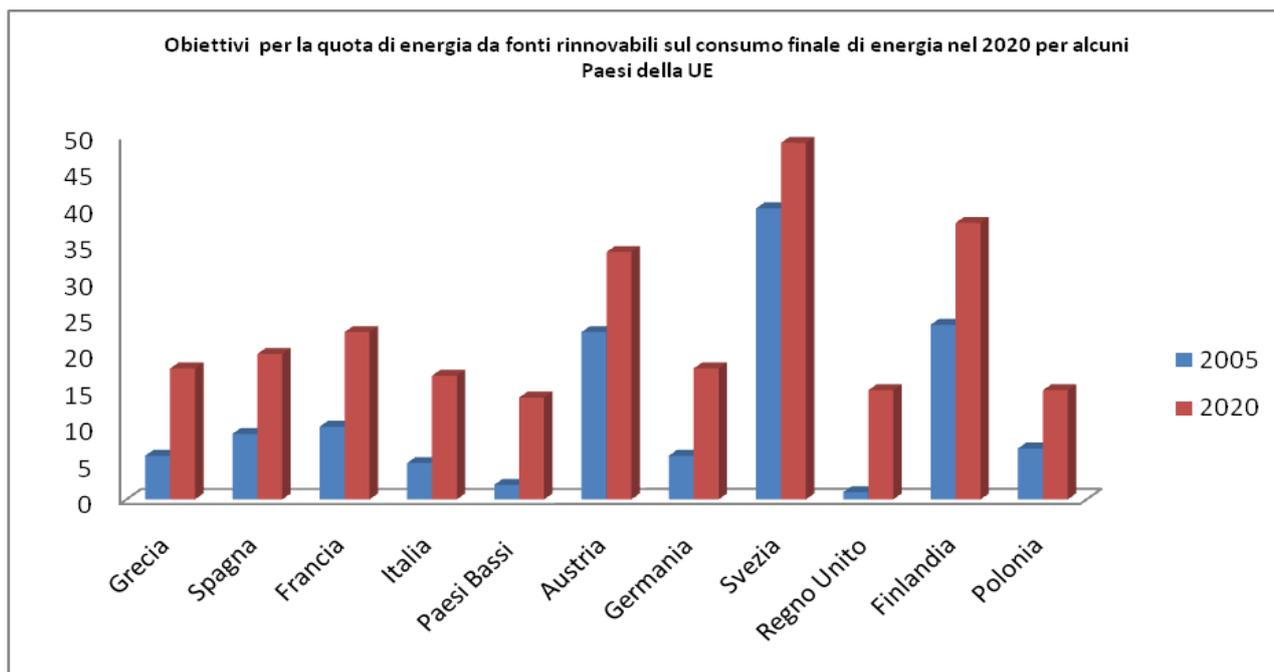
¹ In Appendice sono riportati i principali provvedimenti comunitari in materia di energia



Fonte: Eurostat

Per i Paesi europei è quindi tuttora questione prioritaria favorire forme alternative di produzione di energia e promuovere lo sviluppo di tecnologie innovative, come pure dare impulso a modalità finalizzate al risparmio energetico ed all'aumento dell'efficienza energetica. In tale contesto si inquadrano i diversi strumenti comunitari di politica energetica, e quindi di indirizzo ed attuazione della Strategia messa a punto dall'Unione europea per l'anno 2020 ed in particolare la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 che rivede la direttiva 2001/77/CE ridefinendo l'intero quadro di riferimento, a partire dalla stessa definizione di fonti rinnovabili di energia che viene sostanzialmente molto ampliata. Nella direttiva 2009/28/CE, diversamente da quanto avveniva nell'ambito della precedente direttiva 2001/77/CE, al calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili contribuisce tra gli altri anche il "consumo finale lordo di energia per il riscaldamento e il raffreddamento". Ad oggi questi consumi, pur rappresentando una porzione molto rilevante dei consumi finali nazionali, sono caratterizzati da un basso utilizzo di rinnovabili il cui sviluppo per tale scopo dovrebbe, invece, rappresentare una linea d'azione di primaria importanza, da perseguire con azioni di sviluppo sia delle infrastrutture che dell'utilizzo diffuso delle rinnovabili.

La stessa direttiva, poi, fissa obiettivi vincolanti per ciascuno degli Stati membri relativamente al ricorso alle stesse fonti rinnovabili. Gli obiettivi dati dalla Unione europea agli Stati membri per le quote da raggiungere al 2020, per l'energia rinnovabile, quantificati secondo la metodologia e le definizioni fissate dal regolamento CE n.1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2008, relativo alle statistiche sull'energia, sono calcolati con riferimento al 2005, assunto come anno base rispetto al quale vengono presentati gli aumenti o le riduzioni delle quote di energia prodotta da fonti rinnovabili, segnando specificatamente una tabella di marcia verso l'obiettivo finale, misurata attraverso una traiettoria indicativa in cui si definiscono le quote di energia da fonti rinnovabili da raggiungere ogni biennio.



Fonte: Eurostat, Energy statistics

2005 = Quota di energia da fonti rinnovabili al 2005 sul consumo finale di energia

2020 = Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia al 2020

Belgio	2.2 %	13%	Lussemburgo	0.9 %	11%
Bulgaria	9.4 %	16%	Ungheria	4.3 %	13%
Repubblica Ceca	6.1 %	13%	Malta	0%	10%
Danimarca	17%	30%	Olanda	2.4 %	14%
Germania	5.8 %	18%	Austria	23.3 %	34%
Estonia	18%	25%	Polonia	7.2 %	15%
Irlanda	3.1 %	16%	Portogallo	20.5 %	31%
Grecia	6.9 %	18%	Romania	17.8 %	24%
Spagna	8.7 %	20%	Slovenia	16%	25%
Francia	10.3 %	23%	Slovacchia	6.7 %	14%
Italia	5.2 %	17%	Finlandia	28.5 %	38%
Cipro	2.9 %	13%	Svezia	39.8 %	49%
Lettonia	32.6 %	40%	Gran Bretagna	1.3 %	15%
Lituania	15%	23%			

1.2 quadro nazionale²

Nel documento "Lo Scenario Tendenziale"³, l'allora Ministero delle attività produttive, nel 2005, con riferimento alle variabili energetiche ed a quelle macroeconomiche, identificava, sulla base dei trend storici dei consumi settoriali, consumi e fabbisogni energetici annui per settore e per fonte energetica fino al 2020. Sulla base di tali risultati venivano evidenziati gli elementi di criticità per il Paese, in termini di sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture, di diversificazione delle fonti, di dipendenza estera, di rispetto dei vincoli ambientali. A fronte di tale scenario, venivano anche indicate le aree di possibile intervento per poi suggerire i relativi strumenti, al fine di giungere all'elaborazione di un secondo scenario, lo Scenario Virtuoso, che pur non pregiudicando lo sviluppo economico del Paese, prevedesse la diminuzione sensibile delle criticità in campo energetico-ambientale. L'analisi condotta mostrava che il

² In Appendice sono riportati i principali provvedimenti nazionali in materia di energia

³ Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020 – Ministero delle Attività Produttive, 2005

fabbisogno energetico, pur in presenza di un'intensità energetica continuamente decrescente, aumentava in misura notevole (+ 24,6% nel 2020 rispetto al 2004) e continuava ad essere soddisfatto prevalentemente dai combustibili fossili (83%). Il processo di diversificazione delle fonti di approvvigionamento sembrava essere molto limitato: al 2020, infatti, la tendenza dava gas e petrolio pari al 77% delle fonti, appena inferiore alla quota del 2004 dell'80% e con un apporto di rinnovabili sempre molto limitato. Le diverse e successive forme di incentivazione attivate hanno quindi portato ad una leggera modifica del trend evolutivo nel documento richiamato.

Ma è la già ricordata Direttiva 28/2009 che ha certamente molto di più condizionato la possibile evoluzione del profilo energetico, richiedendo al riguardo una specifica programmazione. Con particolare riferimento, infatti alle fonti rinnovabili, il quadro previsionale, che evidenzia e denuncia l'assenza di una chiara linea programmatica nazionale registrando al 1988 l'ultimo Piano Energetico nazionale, subisce una sostanziale modifica con la pubblicazione, in attuazione della Direttiva 2009/28/CE del Piano di Azione nazionale (PAN) per le energie rinnovabili. Con tale piano, infatti, viene definito il programma per raggiungere entro il 2020 l'obiettivo assegnato dall'Europa in termini di quota minima dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti energetiche rinnovabili (termiche ed elettriche). Tale Piano di azione, redatto sulla base del modello adottato dalla Commissione europea con decisione del 30 giugno 2009, contiene, in via preliminare, le linee strategiche di sviluppo del sistema energetico nazionale e definisce gli obiettivi per le diverse fonti energetiche rinnovabili che l'Italia si è posta per il raggiungimento del target comunitario ripartendolo opportunamente nei tre macrosettori previsti dalla stessa direttiva CE: elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti. Si prevede, in particolare, che il contributo maggiore nello sviluppo delle fonti rinnovabili debba provenire dal settore termico, quadruplicando i consumi da fonti rinnovabili, nonché si prevede un raddoppio dell'utilizzo di fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica. I trasporti, che rappresentano il terzo settore coinvolto, devono sviluppare quasi da zero il loro potenziale rinnovabile, dovendo passare da 0,179 Mtep registrati nel 2005 a 2,530 Mtep nel 2020. Un breve sunto non esaustivo del Piano di azione Nazionale per le energie rinnovabili viene tracciato al successivo paragrafo 1.2.1.

La completa attuazione della direttiva 2001/77/CE, specie come modificata dalla direttiva 2009/28/CE, nel nostro Paese è tuttavia in grave ritardo: solo nel settembre 2010 sono state definite le Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, rispetto alle quali, la Regione attualmente sta provvedendo ad indicare le aree e i siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti energetici alimentati a fonti rinnovabili allo scopo di tutelare l'ambiente, il paesaggio, il patrimonio storico e artistico, le tradizioni agroalimentari e la biodiversità.

Recentemente, poi, è stato approvato il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 (cosiddetto decreto Romani), che comporterà presumibilmente una serie di ripercussioni significative nell'ambito della promozione delle fonti rinnovabili. In particolare, sebbene possano essere considerate positivamente molte novità introdotte da tale decreto, soprattutto per il fotovoltaico rimane un ampio margine di incertezza che creerà certamente un rallentamento dello sviluppo di tale settore. Ci si riferisce, in particolare, alla sostanziale modifica del "Conto Energia" con la definizione di un limite annuale di potenza incentivabile e di costo, della riduzione dei costi unitari e delle tecnologie, della differenziazione delle tariffe sulla base dell'area di sedime.

1.2.1 Piano di Azione Nazionale

Il Piano di Azione Nazionale è stato redatto in attuazione della direttiva 2009/28/CE e della decisione della Commissione del 30 giugno 2009 sulle fonti rinnovabili, seguendo lo schema predisposto in sede europea, da osservare da parte di tutti gli Stati membri.

I piani di azione nazionali per le energie rinnovabili fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e 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.

Tale Piano, laddove lo Stato non rispetti le traiettorie indicative e i target intermedi definiti per il raggiungimento degli obiettivi, dovrà essere aggiornato prevedendo opportune misure correttive che pongano in evidenza le ragioni dell'eventuale scostamento ed i criteri per l'assorbimento del medesimo.

Il Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili s'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 in successivi documenti, quale ad esempio la 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.

Il PAN, inoltre, effettua una analisi dei consumi finali nei 3 settori principali: riscaldamento/raffrescamento, trasporti ed energia elettrica.

Per quanto riguarda il riscaldamento/raffrescamento, i consumi, pur rappresentando una porzione molto rilevante dei consumi finali nazionali, sono caratterizzati da un basso utilizzo 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 di sviluppo sia delle infrastrutture che dell'utilizzo diffuso delle rinnovabili. Tra le prime rientrano 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 di rete gas naturale. Riguardo alle seconde, sono necessarie misure aggiuntive per promuovere l'utilizzo diffuso delle fonti rinnovabili a copertura dei fabbisogni di calore, in particolare nel settore degli edifici, che peraltro possono essere funzionali anche al miglioramento dell'efficienza energetica.

Per quanto riguarda i trasporti, il consumo di carburante nel settore dei trasporti rappresenta la seconda grandezza nel consumo finale di energia. La capacità produttiva nazionale di biocarburanti, attualmente stimata in circa 2,0 milioni di ton/anno, è in principio adeguata al rispetto dell'obiettivo, ma 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 considerata per il miglioramento delle prestazioni energetiche ed ambientali del settore dei trasporti in Italia, e si è dunque considerato anche un più marcato ricorso all'elettricità. Questa linea d'azione deve quindi coordinare diversi tipi di intervento, volti anche al miglioramento dell'efficienza energetica nei trasporti e allo sviluppo del trasporto elettrico, secondo lo scenario di evoluzione considerato nel modello generale.

Infine, i consumi di energia elettrica rappresentano una quota crescente nella composizione dei consumi finali lordi di energia. Occorre precisare che il settore elettrico assorbe una rilevante quantità di energia nei processi di trasformazione termoelettrica (oltre 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. In particolare si ritiene necessario:

- un'accelerazione dei tempi di sviluppo delle reti elettriche e delle infrastrutture necessarie non solo al collegamento ma alla piena valorizzazione dell'energia producibile;
- lo sviluppo di sistemi di stoccaggio/accumulo/raccolta dell'energia, in modo da poter ottimizzare l'utilizzo delle fonti rinnovabili per l'intero potenziale a disposizione, superando la natura intermittente di alcuni tipi di produzioni;

- l'adeguamento delle reti di distribuzione, anche con la realizzazione delle cosiddette "reti intelligenti" che possono realizzare servizi di stoccaggio/accumulo/raccolta dell'energia elettrica prodotta di cui possono fruire i produttori qualora non potessero disporre dell'accumulo autonomo nel sito di produzione.

Al fine di formulare l'ipotesi di consumo finale lordo al 2020, il PAN suppone 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 3 x 20.

L'Italia ha assunto l'obiettivo, da raggiungere entro l'anno 2020, di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi.

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%.

Le tabelle seguenti 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.

Quadro Complessivo	2005			2020		
	FER	Consumi finali lordi	FER/Consumi	FER	Consumi finali lordi	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%	9,52	60,135	15,83%
Trasporti	0,179	42,976	0,42%	2,53	39,63	6,38%
trasferimenti da altri Stati				1,144		
Totale	6,941	141,226	4,91%	22,306	131,213	17,00%

Nella sostanza, la produzione da FER del settore elettrico deve circa raddoppiare (incremento del 88%), la produzione di calore da FER deve circa quadruplicare (incremento del 397%) e la produzione di energia per i trasporti da FER deve incrementare di 13 volte (+1313%).

Il PAN riporta poi gli obiettivi per le diverse tecnologie, i quali sono naturalmente indicativi e non esprimono un impegno del Governo o un vincolo per gli operatori. Di seguito le tabelle relative all'energia elettrica ed al calore.

Elettricità	2005				2020			
	pot. Installata FER	Prod. Lorda FER	% su FER	% CFL-E	pot. Installata FER	Prod. Lorda FER	% su FER	% CFL-E
	MW	GWh	%	%	MW	GWh	%	%
Idroelettrica	13890	43762	77,66%	12,65%	15732	42000	39,64%	11,49%
Geotermica	671	5324	9,45%	1,54%	1000	7500	7,08%	2,05%
Solare	34	31	0,06%	0,01%	8500	11350	10,71%	3,10%
Maree - moto ondoso			0,00%	0,00%	3	5	0,00%	0,00%
Eolica	1635	2558	4,54%	0,74%	16000	24095	22,74%	6,59%
Biomassa	1990	4674	8,29%	1,35%	4650	21000	19,82%	5,74%
Totale	18220	56349	100,00%		45885	105950	100,00%	

Le crescite nei vari settori sono così riassunte:

- Idroelettrico: costante (-4%);
- Geotermico: +41%;
- Solare: +36.513%;
- Eolica: +842%;
- Biomassa: +349%.

Calore e raffrescamento	2005			2020		
	Prod. Lorda FER-C	% su FER-C	% CFL-C	Prod. Lorda FER-C	% su FER-C	% CFL-C
	Ktep	%	%	ktep	%	%
Geotermica	23	1,20%	0,03%	100	1,05%	0,17%
Solare	27	1,41%	0,04%	1400	14,71%	2,33%
Biomassa, di cui:	1655	86,38%	2,42%	5520	57,98%	9,18%
<i>solida</i>	1629	85,02%	2,38%	5185	54,46%	8,62%
<i>biogas</i>	26	1,36%	0,04%	141	1,48%	0,23%
<i>bioliquidi</i>	0	0,00%	0,00%	194	2,04%	0,32%
pompe di calore	212	11,06%	0,31%	2500	26,26%	4,16%
Totale	1917	100%	2,80%	9520	100%	15,83%

Le crescite nei vari settori sono così riassunte:

- Geotermico: +335%;
- Solare: +5.085%;
- Biomassa: +234%;
- Pompe di calore: +1079%

1.3 quadro regionale

La materia "energia" è diventata materia concorrente con la riforma costituzionale del 2001. La Regione Umbria si è quindi dotata di un proprio Piano energetico nel 2004 il cui aggiornamento è inserito nelle linee programmatiche di governo della presente legislatura e nel DAP 2011. La sfida messa in campo dalla UE di realizzare un sistema energetico sostenibile porta infatti necessariamente ad una rivisitazione degli obiettivi di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili sia a livello nazionale che a livello regionale. Si ricorda, in questo contesto, che il "burden sharing" assegnerà contributi diversificati alle Regioni, che pertanto non saranno tutte costrette a raggiungere il 17% di consumo di fonti rinnovabili sul proprio territorio, ma saranno condotte su un percorso di crescita di tali fonti che dovrà necessariamente coniugarsi con le esigenze ambientali e paesaggistiche.

Il presente documento, pertanto, risulta anticipazione sia rispetto al più ampio documento di politica energetica che sarà definito dalla Regione sia rispetto a quello che potrebbe essere definito a livello nazionale per lo specifico settore delle fonti rinnovabili, muovendosi già in modo convinto verso gli obiettivi dati dalla Unione europea. La Regione intende così dotarsi di uno strumento operativo per indirizzare le azioni che riguardano le fonti rinnovabili, economia e ambiente, definendo direttrici di sviluppo e interventi, funzionali anche alla successiva, fondamentale, interconnessa, fase di definizione dei percorsi più specificatamente rivolti all'efficienza ed al risparmio energetico.

2 IL BILANCIO ENERGETICO ITALIANO⁴

Nell'ultimo decennio il settore energetico nazionale è stato interessato da significativi cambiamenti avvenuti in ambito istituzionale e di mercato, che hanno avuto come obiettivo la riforma del mercato elettrico e del gas, lo sviluppo delle fonti rinnovabili, la promozione dell'efficienza, del risparmio energetico e della sicurezza degli approvvigionamenti. Tali cambiamenti, unitamente ad altri fattori, quali quello climatico e quello economico, hanno influito sull'andamento e sulla composizione dell'offerta e della domanda di energia e hanno contribuito a delineare le peculiarità del sistema energetico nazionale. L'Italia, infatti, rispetto agli altri Paesi dell'Unione europea, si contraddistingue per una maggiore vulnerabilità dal lato degli approvvigionamenti e per una maggiore dipendenza dagli idrocarburi, soprattutto nella generazione elettrica; di contro presenta un minore contenuto di energia per unità di Pil rispetto ad altri Paesi.

Il confronto dei dati europei relativi all'intensità energetica primaria (il rapporto tra disponibilità interna lorda di energia e Pil) conferma, infatti, una tendenza decrescente di tale indicatore già a partire dal 1996 sia per l'Unione europea nel complesso che per alcuni Paesi europei. L'Italia inoltre si pone sempre con valori inferiori alla media dell'Europa e ad alcuni Paesi quali Germania, Francia e Spagna.

Dal 1995 al 2005 la disponibilità interna lorda di energia, definita come la quantità di energia prodotta all'interno del Paese più quella importata al netto delle esportazioni e delle variazioni delle scorte, è sempre stata in crescita, ma dal 2005 al 2009 si è rilevata una inversione di tendenza, particolarmente accentuata nell'anno 2008, in corrispondenza di una riduzione del Pil pari all'1,3 per cento e soprattutto nel 2009, quando la disponibilità energetica si è ridotta del 5,8 per cento rispetto all'anno precedente e il Pil ha subito una contrazione del 5,1 per cento. Preso, quindi, a riferimento il 1995, nel decennio 1995-2009 si riscontra che, a fronte di un PIL cresciuto di circa il 12%, la disponibilità interna di energia è invece cresciuta del solo 5%, dopo un triennio 2003-2005 di quasi coincidenza e quindi di intensità energetica, ovvero di rapporto tra il consumo interno lordo di energia espresso in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) e il Pil, in equilibrio. Nel decennio non si è mai registrato migliore valore della intensità energetica che, da diverse istituzioni internazionali, viene assunta come indicatore di sostenibilità dello sviluppo da diverse istituzioni in quanto esprime maggiori livelli di efficienza, laddove un pari ammontare di Pil sia prodotto con minore consumo di energia. Rispetto al 2005, l'intensità energetica primaria si è ridotta, attestandosi nel 2009 al di sotto dei 150 tep per milione di euro prodotto.

L'analisi del contributo delle singole fonti al soddisfacimento della domanda energetica del Paese mostra che, nel 2009, la quota prevalente è attribuita ai prodotti petroliferi (41,0 per cento), seguiti da gas naturale, fonti rinnovabili (10,7 per cento) e combustibili solidi. La quota di energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico) si attesta al 5%.



⁴ Il sistema energetico italiano e gli obiettivi ambientali al 2020 – ISTAT, 2010

Rispetto all'anno precedente la disponibilità di energia da fonti rinnovabili è aumentata di 1,8 punti percentuali, mentre è diminuita di 0,9 punti quella di gas naturale e di 1,3 punti quella da combustibili solidi; non si registrano variazioni nella quota da petrolio.

Rispetto al 2000 risulta essere più evidente il processo di sostituzione tra le fonti, in particolare tra prodotti petroliferi e gas naturale: la quota di disponibilità di energia da petrolio è notevolmente diminuita (-8,5 punti percentuali), mentre la quota da fonti rinnovabili è salita di 3,8 punti percentuali e quella da gas naturale è aumentata di 4,1 punti percentuali. Risultano stabili le quote di combustibili solidi e energia elettrica.

In particolare, con riferimento ai prodotti petroliferi, che rappresentano la principale fonte energetica del Paese seguita dal gas naturale, si osserva che nel 2009 alla determinazione del fabbisogno complessivo di tale fonte (pari a circa 73,9 milioni di tep) hanno contribuito per il 6,2 per cento la produzione nazionale (4,6 milioni di tep) e per il 93,1 per cento (68,8 milioni di tep) le importazioni nette. Complessivamente nel 2009 le importazioni di prodotti petroliferi sono diminuite del 5,9 per cento in corrispondenza di un incremento dei relativi prezzi, che hanno fatto registrare rialzi consecutivi nel corso dell'anno.

La domanda energetica da parte degli utilizzatori finali (usi o consumi finali) ha mostrato un andamento crescente fino al 2005 e una riduzione nel periodo successivo, particolarmente rilevante dal 2007 al 2008 (-1,3 per cento) e nel 2009 (-5,6 per cento). Complessivamente gli usi finali di energia sono aumentati dell'8,7 per cento nel periodo 2000-2005 e sono diminuiti del 9,2 per cento negli anni 2005-2009.

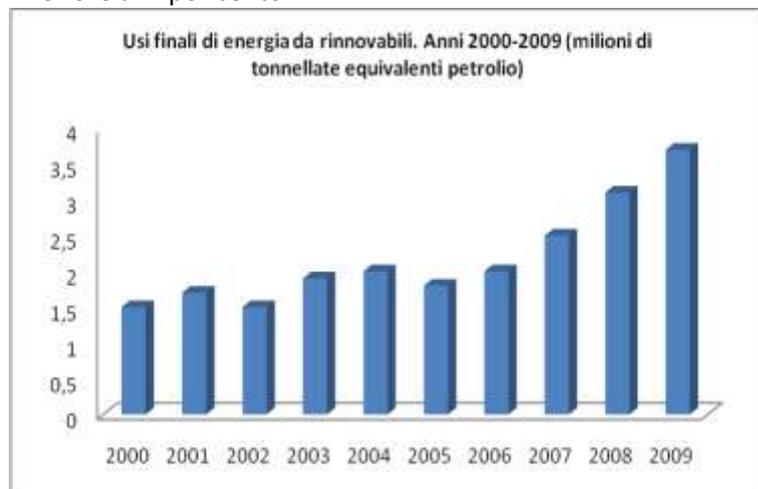
Nel decennio 1995-2005 i consumi energetici per abitante hanno mostrato un trend in crescita a seguito della variazione dei consumi energetici, sempre più intensa rispetto alla variazione della popolazione e del Pil. Nel 2005 si è registrata la punta massima sia per la crescita dei consumi finali che per il consumo unitario, mentre a partire dal 2006 i consumi totali e unitari hanno evidenziato una inversione di tendenza.

Uno sguardo ai consumi energetici nei settori di uso finale dell'energia evidenzia, per il 2009:

- una flessione ridotta ma significativa dei consumi del settore trasporti (-1,8%);
- una variazione di segno inverso nel settore Civile (+3,5%) collegata alla variabilità climatica (gas +5% ed energia elettrica a +3%, rinnovabili a +9%);
- la rilevante contrazione dei consumi dell'industria (-20%) in accordo con la forte flessione della produzione industriale (-13,3%).

L'analisi dei consumi energetici finali per fonte mostra, poi, un andamento diversificato nel ricorso alle varie fonti energetiche. In particolare, diminuisce nel 2008 (-3,4 per cento) e nel 2009 (-5,5 per cento) il ricorso ai prodotti petroliferi, che comunque continuano ad essere la fonte energetica predominante con un'incidenza sul consumo energetico complessivo di poco superiore al 47 per cento (sia nel 2008 che nel 2009). Nel 2009 si osserva una riduzione del ricorso a tale fonte nel settore trasporti (-3,0 per cento), nell'industria (-14,6 per cento) e negli usi civili (-2,5 per cento).

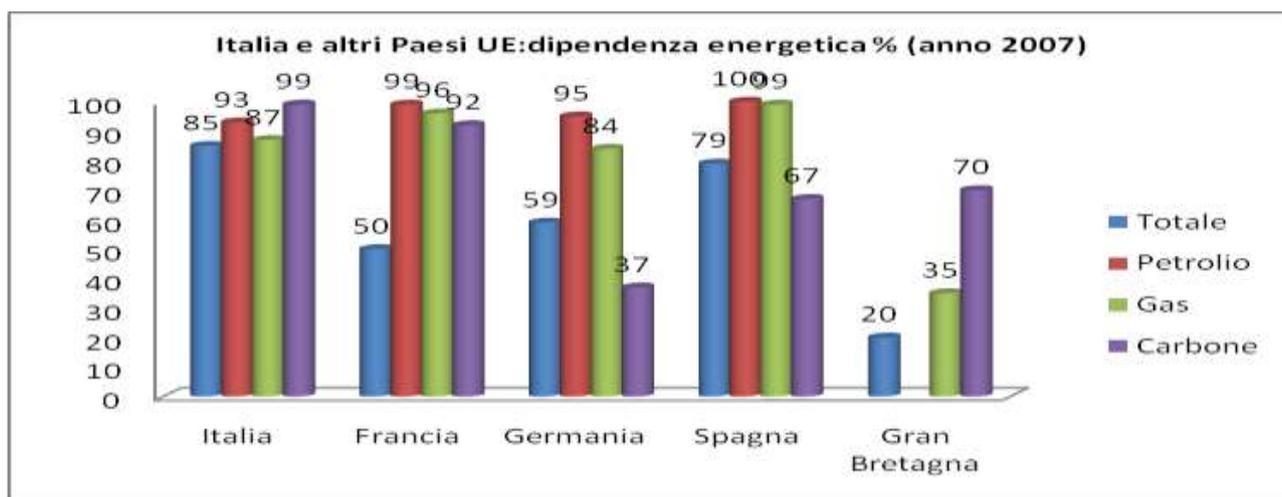
Nel 2009 sono aumentati gli impieghi di fonti rinnovabili (20,5 per cento rispetto al 2008), mentre si sono ridotti i combustibili solidi (-49,7 per cento nel 2009), la cui incidenza sul consumo totale è comunque inferiore al 2 per cento.



Il gas naturale è diminuito del 2,8 per cento, con una flessione nel settore industriale (-15 per cento) e un incremento nel settore degli usi civili (+4,6 per cento). Dal 2005 si rileva, comunque, una diminuzione degli impieghi energetici in tutti i settori utilizzatori: nel 2009 continua la forte flessione della domanda energetica del comparto industriale (-19,6 per cento) che, come per il 2008, ha riguardato, in generale, tutti i settori manifatturieri.

Nell'ambito del settore industriale, la "Siderurgia" è responsabile di circa il 19 per cento dei consumi dell'intera industria, seguita dalla branca "Chimica e Petrochimica" (15 per cento) e "Materiali da Costruzione" (15 per cento circa). Nel settore degli usi civili, in cui vengono contabilizzati i consumi energetici del settore residenziale e dei servizi pubblici e commerciali, i consumi energetici sono aumentati del 4,8 per cento nel 2008 e di un ulteriore 3,5 per cento nel 2009. I consumi di questo settore, incidono nella determinazione del consumo finale complessivo per una quota salita dal 30,8 per cento del 2004 al 35,2 per cento del 2009. Si tratta del settore con la più alta incidenza nella determinazione del consumo energetico finale complessivo, seguito dai trasporti (32,2 per cento del totale) e dall'industria (22,6 per cento).

Un confronto tra l'Italia ed alcuni tra i principali paesi UE evidenzia una dipendenza dal petrolio prossima al 100% che il settore trasporti impone in tutti i Paesi che non si distinguono per una significativa produzione interna, ad eccezione del Regno Unito. Ma guardando i consumi degli stessi paesi, l'Italia è il paese che diversifica meno il mix energetico, due sole fonti fossili infatti costituiscono l'83% dei consumi totali nel 2008.



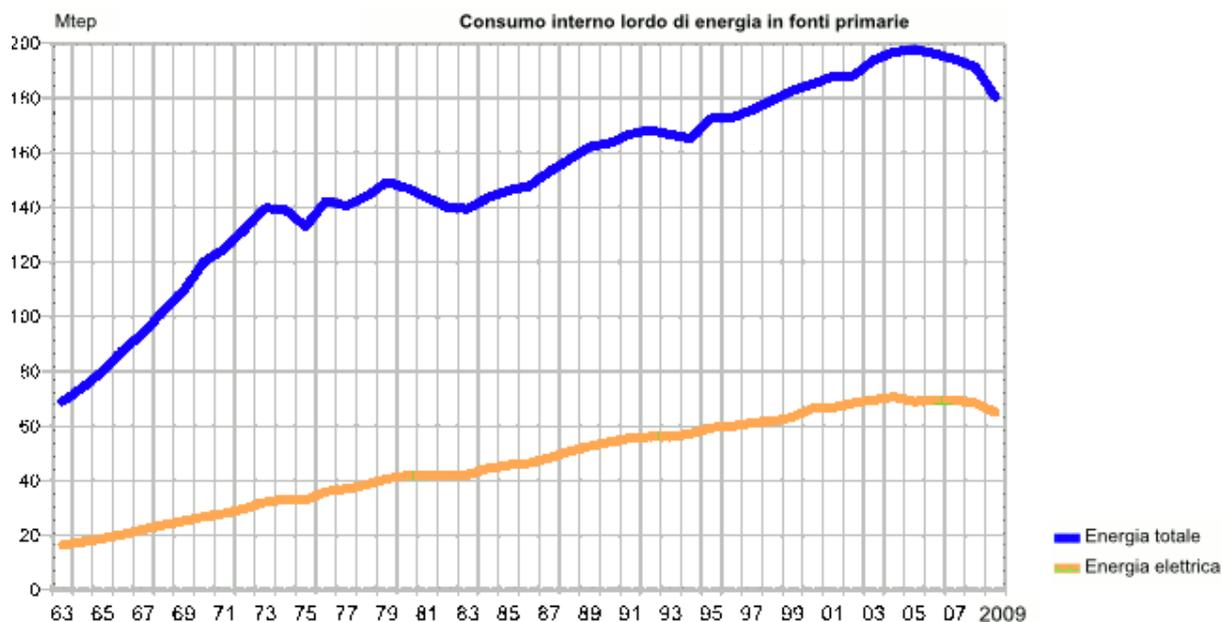
Fonte: ENEA

La sfida energetica pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell'approvvigionamento, della dipendenza e della sicurezza, sia quello dei costi dell'energia che è centrale per la competitività paese e per i bilanci delle famiglie.

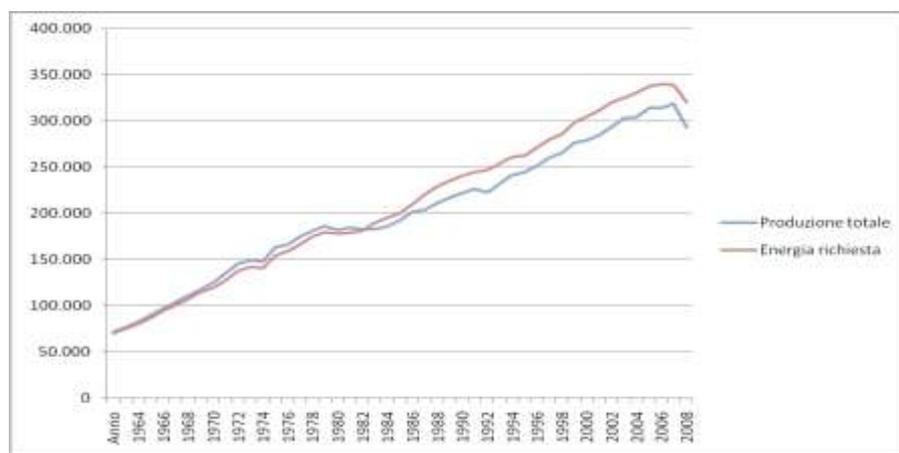
Un mix equilibrato delle fonti è una prima risposta a queste esigenze, anche tenendo conto della forte evoluzione tecnologica e della difficoltà di prevedere l'andamento dei prezzi dei combustibili, che suggeriscono di ridurre il rischio di una collocazione troppo concentrata su poche fonti di importazione, come succede oggi per la produzione di energia elettrica in Italia.

A fronte di tale quadro, gli obiettivi dettati dalla Unione europea per l'Italia rappresentano una forma di sostanziale riequilibrio economico. Lo spostamento del sistema energetico lungo una traiettoria di sviluppo sostenibile rappresenta un'opportunità piuttosto che un "onere" per il Paese. Nel periodo 2010-2050 il saldo tra investimenti in impianti e tecnologie di uso finale (+4% circa), costo delle importazioni (-16% circa) e costi operativi (manutenzione e sussidi, -2% circa) risulta infatti inferiore (1%) rispetto a quello stimato a fronte di una evoluzione tendenziale del sistema energetico nazionale.

Per quanto riguarda il consumo di energia elettrica rispetto al consumo di energia totale, il grafico seguente mostra il rapporto esistente tra il consumo interno lordo di energia da fonti primarie, espresso in Mtep, ed il consumo di energia elettrica, nell'intervallo di tempo 1963-2009. Nel 2009, a fronte di un consumo di energia elettrica dell'ordine dei 65 Mtep, il consumo globale di energia è dell'ordine di 180 Mtep, quindi l'energia elettrica rappresenta circa il 36% dell'energia totale richiesta. Nel 2005 tale rapporto, che, come noto, si definisce "penetrazione elettrica", e rappresenta appunto il rapporto tra l'energia primaria commutata in energia elettrica ed il totale dell'energia primaria consumata, era pari al 34,9%. Negli ultimi 40 anni, a scala nazionale, la penetrazione elettrica è cresciuta presso che linearmente, seguendo di fatto i maggiori o minori consumi annuali.



Con riferimento all'energia elettrica, i dati statistici ufficiali relativi al consumo vedono un trend analogo a quello energetico generale sopra descritto: crescente negli anni nel periodo 1963 – 2008, per poi segnare una inversione di tendenza a partire dal 2008 e quindi ancora diminuire nel 2009 in conseguenza al profilarsi e perdurare della crisi economico – finanziaria .



Dal grafico emerge come da oltre 15 anni l'Italia non sia più, a livello di energia elettrica, autonoma. Nel 2009, a fronte di una richiesta di 299,9 TWh si è avuta una quota di importazione di 45,0TWh, pari al 14, 1% della stessa richiesta:

a) $Produzione = Produzione\ netta + saldo\ estero$:

Fonte			Produzione (in TWh)
Rinnovabili	Idrica rinnovabile		48,6
	Biomasse Biogas rifiuti	biomasse	4,0
		biogas	1,7
		rifiuti	1,5
	Geotermica		5,0
	Eolica		6,5
	Solare		0,7
Termica tradizionale + pompaggio	Termica tradizionale	solidi	35,9
		Gas naturale	143
		Altri combust.	24,1
	Idrica da pompaggio		4,3
Produzione netta			275,3
Saldo estero	Saldo esterno		45,0
Produzione			320,30

b) $Richiesta = consumi + perdite\ di\ rete$

Settori		Richiesta (in TWh)
Agricoli		5,7
Industriali	siderurgica	15,7
	meccanica	19,1
	Energia ed acqua	16,2
Terziario	commercio	24,0
	P.A.	4,5
	Illuminazione pubblica	6,3
Domestici		68,9
Fabbisogni		299,9
Perdite di rete		20,4
Richiesta		320,30

Il fabbisogno elettrico complessivo è soddisfatto per il 90,0 per cento dalla produzione nazionale, effettuata in gran parte utilizzando i combustibili primari, e per il 13,9 per cento dalle importazioni nette di energia elettrica prodotta all'estero, che nel 2009 sono aumentate dell'11 per cento rispetto al 2008 (mentre nel 2008 erano diminuite del 13,6 per cento).

Tra le varie fonti energetiche rinnovabili utilizzate nel settore elettrico, quella idrica ha la maggiore incidenza (70,4 per cento sulla produzione totale da fonte rinnovabile), seguita dalle biomasse e dai rifiuti solidi urbani usati prevalentemente nelle centrali termoelettriche (11,5 per cento), dalla fonte eolica e fotovoltaica (10,1 per cento) e infine dalla geotermica.

3 IL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE

I dati energetici complessivi disponibili per il settore energetico derivano per la maggior parte dai **Rapporti Energia e Ambiente** realizzati dall'ENEA sin dal 1999 a seguito della Conferenza Nazionale Energia Ambiente del novembre 1998 e delle raccomandazioni rivolte in quell'ambito dal Governo all'Ente menzionato. Tali rapporti, realizzati con cadenza annuale dal 2000 al 2006, e quindi biennale a partire dal 2007-2008, sono realizzati con l'intenzione di configurarsi quali strumenti per i decisori politici nonché per i ricercatori e gli operatori del settore, pubblici e privati nell'intento di accompagnare il dibattito nazionale e favorire la crescita delle conoscenze in campo energetico (http://www.enea.it/produzione_scientifica/REA.html).

I dati disponibili per la Regione Umbria, opportunamente suddivisi, sono relativi al periodo 1990-2005.

Ancorchè interessino un arco temporale inferiore rispetto ai dati riportati per il bilancio nazionale, tali dati permettono comunque di fare considerazioni tenendo conto del quadro nazionale e del relativo trend già analizzato nel capitolo precedente (cap. 2- IL BILANCIO ENERGETICO ITALIANO).

Assieme ai dati energetici complessivi, viene quindi analizzato il consumo/produzione dell'energia elettrica nel panorama umbro, d'ora in poi indicato col nome di *bilancio elettrico*, che risulta essere fondamentale per la comprensione del settore energetico.

Si sottolinea che i dati relativi ai bilanci energetici globali nazionali e regionali non sono semplici da analizzare e descrivere a causa di apporti di fonti energetiche diverse, che quindi necessitano di semplificazioni ed omogeneizzazioni. Ad esempio, l'introduzione e l'utilizzo della unità di misura "tep" rappresenta proprio la difficoltà tecnica nell'omogeneizzare dati diversi utilizzando una unità di misura comune tutte le fonti energetiche e quindi un solo riferimento: il tep difatti è una unità convenzionale di misura dell'energia, il cui valore è fissato, appunto, convenzionalmente. Si veda a tal proposito l'Allegato1 – box 7.

Ancora, i dati ENEA utilizzati in realtà non sono acquisiti direttamente da ENEA, ma spesso risultano una collazione di più dati, per lo più derivanti dal Ministero dello Sviluppo Economico, Dipartimento per l'Energia - Statistiche ed analisi energetiche e minerarie, dati che vengono poi ulteriormente elaborati, armonizzati e semplificati.

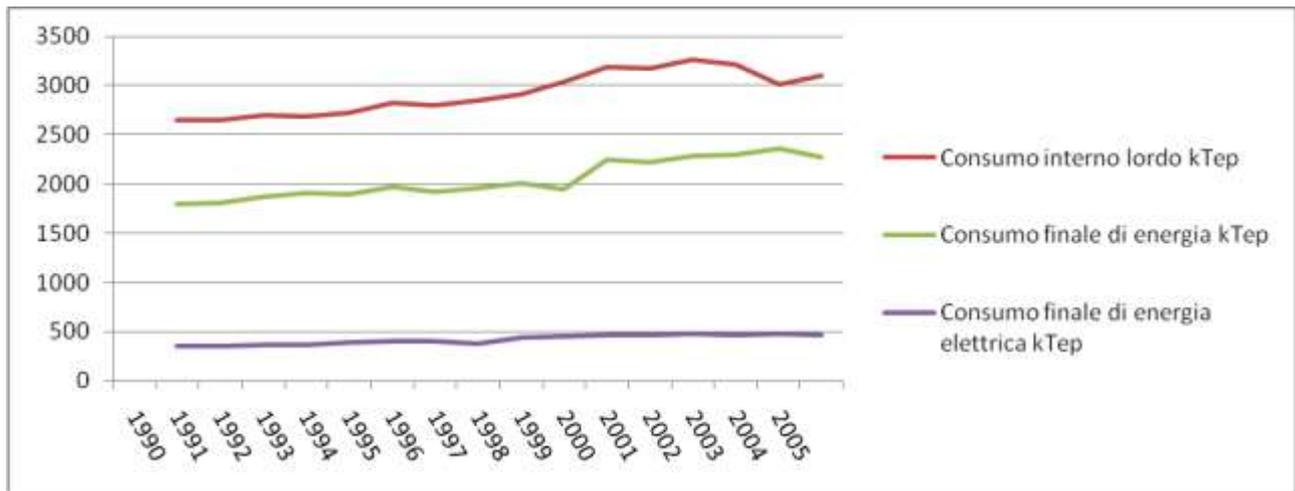
Per il settore elettrico, a differenza del settore energetico *globale*, si utilizzano invece i dati di Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA.

L'Ufficio statistico di Terna, inserito nel Sistan (Sistema Statistico Nazionale) ha il compito per legge di elaborare le statistiche ufficiali dell'intero settore elettrico nazionale ed è pertanto anche responsabile per l'Italia delle comunicazioni statistiche ufficiali agli organismi internazionali quali Eurostat, IEA, OCSE, ONU.

Le rilevazioni previste nel Programma Statistico Nazionale interessano la totalità dei circa 1800 operatori del settore elettrico, quali i produttori, i distributori ed i grossisti, e forniscono un quadro completo dell'energia elettrica in Italia.

I dati analizzati ed utilizzati sono quindi omogenei in partenza, completi e affidabili.

I dati relativi energetici complessivi vengono di seguito riportati sinteticamente in forma grafica.



Si evidenzia che il consumo finale di energia elettrica non coincide, anzi rappresenta solo una parte del consumo lordo di energia elettrica, tenendo conto quest'ultimo valore della quota di energia trasformata in energia elettrica.

I dati relativi all'annualità 2005 vengono di seguito riportati in forma tabellare (unità di misura: kTep)

Disponibilità e Impieghi	Fonti energetiche (kTep)					Totale
	combustibili solidi	prodotti petroliferi	combustibili gassosi	rinnovabili	energia elettrica	
Produzione	106			465		571
Saldo in entrata	277	992	1.293		26	2.589
Saldo in uscita				55		55
Variaz. delle scorte					-	
Consumo interno lordo	383	992	1.293	411	26	3.105
Trasformazioni in energia elettrica	-248	-7	-525	-383	1.163	
<i>di cui: autoproduzione</i>	-			-43	43	
Consumi/perdite del settore energia	-106		0	-4	-720	-830
Bunkeraggi internazionali	-		-	-	-	
Usi non energetici	-	1			-	1
<i>Agricoltura e Pesca</i>	-	46	0		9	54
<i>Industria</i>	29	156	513	3	281	981
<i>di cui: energy intensive</i>	26	103	445	2	213	790
<i>Civile</i>	0	65	237	20	171	494
<i>di cui: Residenziale</i>	0	44	168	20	80	312
<i>Trasporti</i>	-	719	18	-	8	745
<i>di cui: Stradali</i>	-	719	18	-	-	737
Consumi finali	29	985	768	23	468	2.274

Analizzando nello specifico l'anno 2005, si evidenzia un dato differente rispetto al quadro nazionale, strettamente connesso alle caratteristiche socio-economiche peculiari della regione: il settore industriale ha un peso ben maggiore di quanto non sia a scala nazionale. Ciò è dimostrato dalla preponderanza del settore *energy intensive*.

Il fabbisogno industriale è doppio rispetto al fabbisogno civile, e superiore del 20% al settore trasporti (nel quadro nazionale i settori trasporti e civile, analoghi, superano del 15% il settore industriale).

Il settore trasporti è superiore del 40% al settore civile, e ciò è probabilmente giustificato dalle caratteristiche geografiche e dalla distribuzione abitativa regionale.

Si evidenzia infine che:

- Al 2005 il fabbisogno/consumo di energia lorda si è attestato a 3.105 kTep, analogo alla media del periodo 1998-2005;
- nella composizione del consumo interno lordo i combustibili gassosi costituiscono il 42% del totale, seguiti dai prodotti petroliferi (32%), quindi le fonti rinnovabili (13%, depurate dal saldo in uscita pari a 55 ktep) ed infine i combustibili solidi per una quota pari al 12%. L'energia elettrica in entrata corrisponde all'1% (26 ktep);

- L'apporto della produzione da fonti rinnovabili è pari a 465 kTep, anch'esso in linea con la media degli ultimi 8 anni. La produzione da fonte rinnovabile copre quindi il **15%** del consumo lordo totale, ovvero, se scorporata la quota di fonti energetiche rinnovabili in uscita, **13,2%**.

È interessante analizzare anche la penetrazione elettrica, così come definita nel capitolo precedente (cap. 2- IL BILANCIO ENERGETICO ITALIANO), nella realtà umbra: sommando quindi il consumo interno lordo relativo alle fonti energetiche rinnovabili ed energia elettrica (rispettivamente 411 e 26 kTep) e inoltre sommando i valori di Trasformazione in energia elettrica relativi alle stesse fonti energetiche (rispettivamente -383 e 1.163 kTep) si ottiene 780 kTep che rappresenta il consumo interno lordo di energia elettrica. Dividendo tale valore per il Consumo interno lordo totale (3.105 kTep) si ottiene il valore ricercato, pari a 39,2 %.

Come già indicato, tale valore risulta superiore al valore medio nazionale relativo allo stesso anno (34,9%), e ciò è legato alle industrie pesanti "energivore" presenti nel territorio regionale.

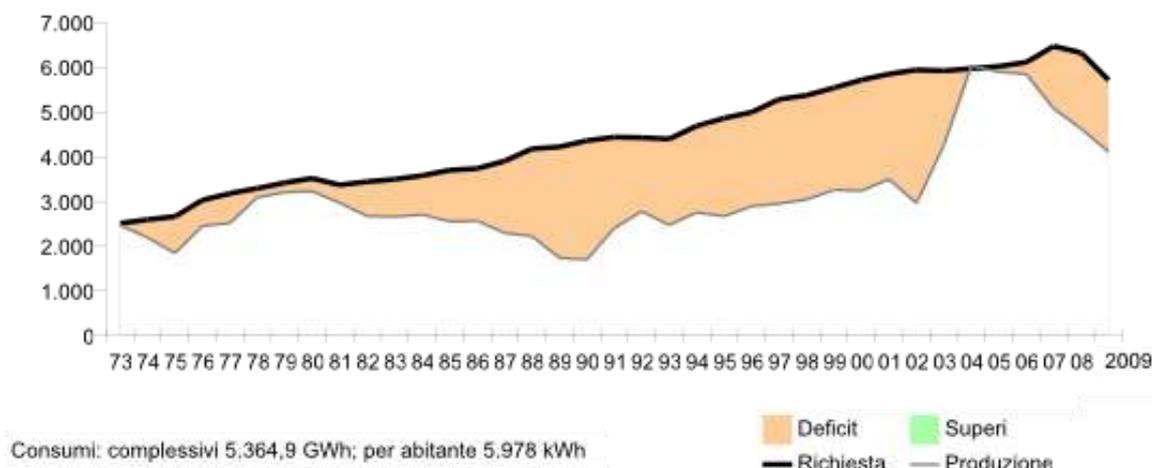
Tale valore di penetrazione elettrica risulta fondamentale per la valutazione della componente di produzione energetica umbra da fonti rinnovabili.

La valutazione del parametro sopra indicato deve comunque tenere conto anche della quota di fonti energetiche rinnovabili non utilizzate per la produzione di energia elettrica, pari nel caso umbro a 23 ktep, che rapportate al consumo interno lordo (3105 ktep) ne rappresentano lo 0,75%.

3.1.1 Produzione e consumi elettrici periodo 1973 - 2009

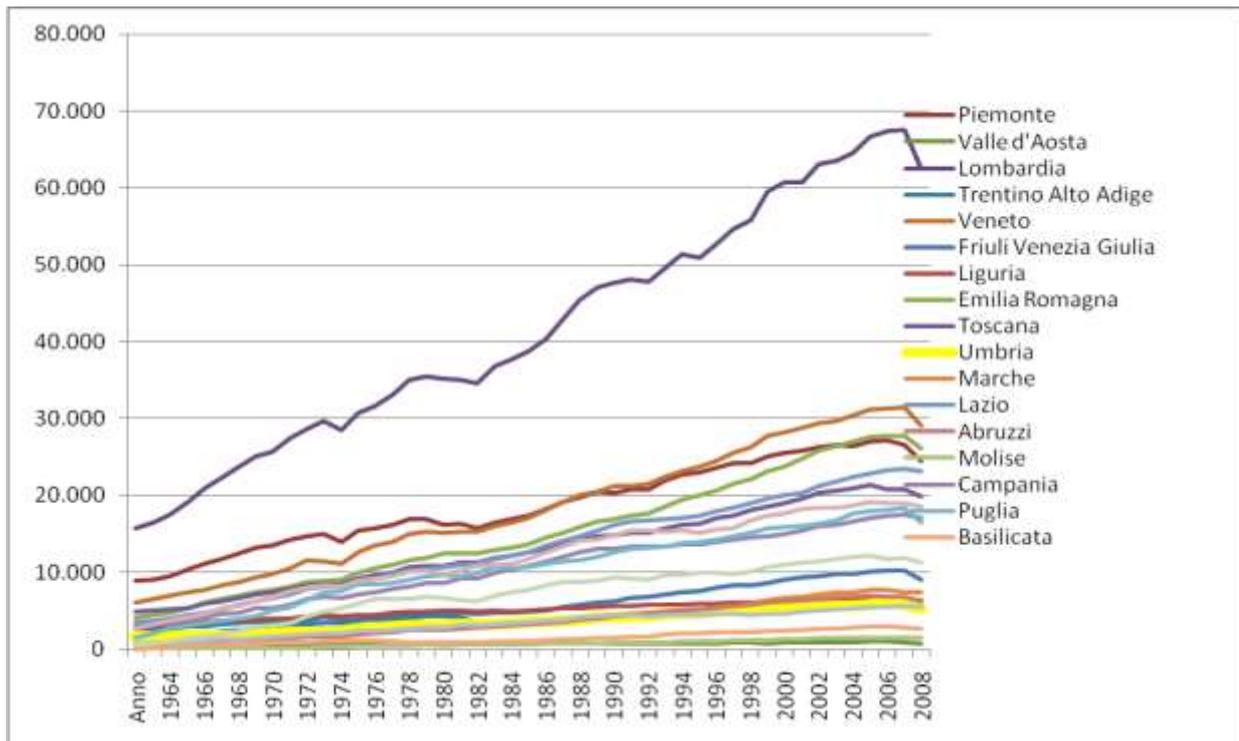
Negli anni 1973-2009 l'andamento del saldo tra la produzione regionale e la richiesta di energia elettrica è stato quasi sempre negativo. È possibile vedere dal grafico che segue che la produzione regionale non ha mai superato la richiesta: solo nel periodo 2003 - 2004 la quota prodotta è stata circa equivalente al fabbisogno.

L'ultimo dato disponibile del 2009 mostra ancora, a fronte di una richiesta pari a 5.718,3 GWh (somma dei consumi finali e delle perdite di trasmissione), un deficit pari a 1.608,6 GWh (28.1%) soddisfatto grazie alle importazioni dalle regioni limitrofe. Nel 1973 il deficit si attestava, invece, a soli 36 GWh.



Il grafico sopra riportato dimostra che in Umbria potenzialmente si può produrre una quantità di energia tale da rispondere al fabbisogno, cioè gli impianti ad oggi esistenti possono soddisfare il fabbisogno. La variabile di mercato però incide fortemente, tanto che dopo il 2004 si è tornati ad una sottoproduzione regionale rispetto al fabbisogno.

Il grafico sottostante mostra il fabbisogno energetico nelle diverse regioni (Umbria in giallo).



La regione Umbria rappresenta chiaramente una richiesta “piccola” rispetto alla richiesta globale nazionale. Nell’annualità 2009 l’apporto percentuale è stato pari all’1,79% mentre il valore medio nella decade 2000-2009 è stato pari a 1.87%. Tali dati rispecchiano evidentemente la realtà demografica ed industriale regionale.

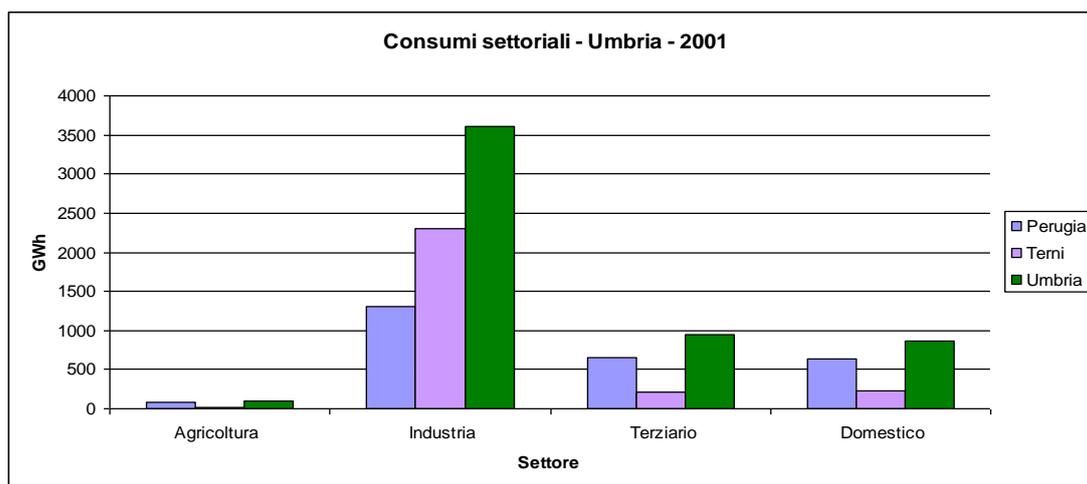
L’evoluzione dal 2001 (anno di riferimento dei dati del Piano regionale energetico) al 2009 mostra un andamento analogo a quello delle altre Regioni, ovvero con una crescita tendenziale fino al 2008, anno in cui all’affacciarsi della crisi si è avuta una inversione di tendenza.

Confrontando i consumi di energia elettrica regionali con quelli nazionali si vede come l’Umbria abbia una situazione, dal punto di vista dei consumi elettrici, differente, ma sempre pressoché invariata come rapporto negli anni, da quella dell’Italia. Infatti i consumi del settore industria risultano sempre maggiori rispetto alla media nazionale mentre i consumi del settore terziario sono notevolmente minori.

A seguire una breve disamina del fabbisogno e consumo per le annualità 2001, 2005 e 2009.

I dati di consumo di energia elettrica in GWh, del 2001, sono riportati nella tabella e nel grafico che seguono, suddivisi per settori.

	Agricoltura		Industria		Terziario		Domestico		Totale
Perugia	88,6		1303,4		658,3		642,4		2692,7
Terni	12,4		2303		206,1		226,3		2747,9
Totale Umbria	101	2%	3606,4	66%	864,4	16%	868,7	16%	5440,6
Italia	5162,6	2%	150973,4	54%	63409,8	23%	61553,2	22%	281099,1



Nel 2001, quindi, il 65% dei consumi elettrici era assorbito dall'industria e principalmente dagli stabilimenti siti nella provincia di Terni; il 17% dei consumi veniva imputato al settore terziario, il 15,7 % al settore domestico ed appena l'1.8% al settore agricolo.

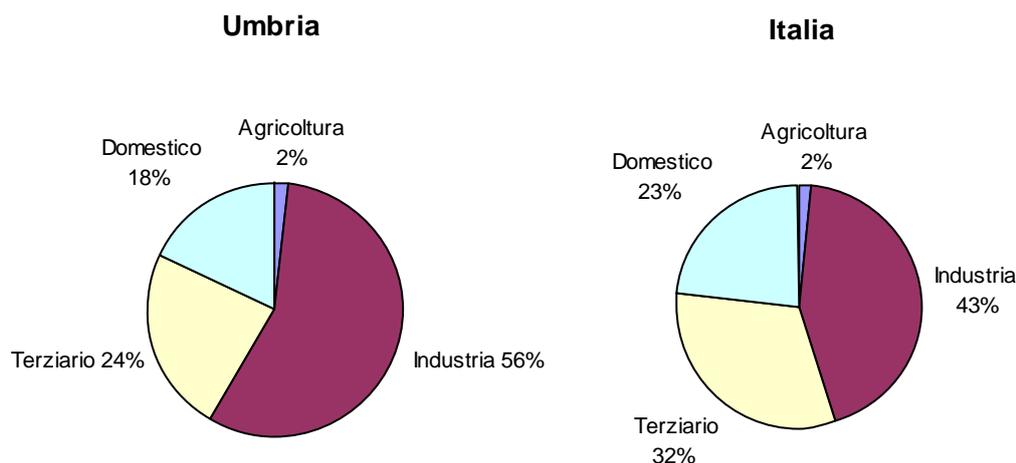
Nell'annualità 2005 i dati di consumo di energia elettrica diventano:

	Agricoltura		Industria		Terziario		Domestico		Totale
Perugia	84,7		1426,7		814,3		685,3		3011
Terni	15,5		1978,8		259		244		2497,3
Totale Umbria	100,2	2%	3405,5	62%	1073,3	19%	929,3	17%	5508,3
Italia	5364,4	2%	153726,8	50%	79304,9	26%	66932,5	22%	305328,6

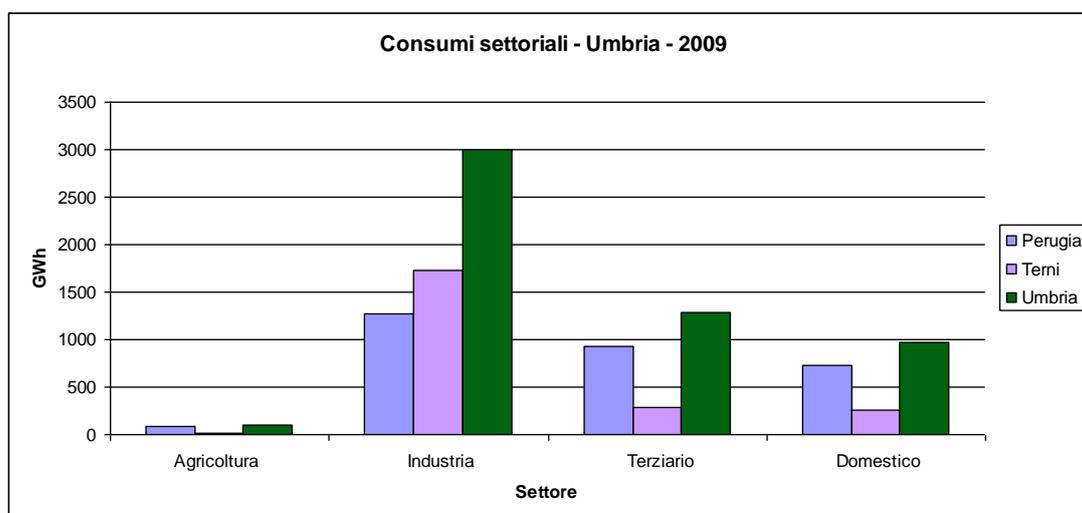
E quindi, nel 2009:

	Agricoltura		Industria		Terziario		Domestico		Totale
Perugia	84,4		1267,2		928,2		721,5		3001,3
Terni	16,8		1727,3		289,4		256,1		2289,6
Totale Umbria	101,2	2%	2994,5	57%	1217,6	23%	977,6	18%	5291,7
Italia	5649,9	2%	130505,9	44%	90376	31%	68924,4	23%	295457

Nel 2009 i consumi sono complessivamente diminuiti del 3% con una flessione marcata per il settore industria ed un incremento per il terziario ed il domestico. Il settore dell'industria, infatti, ora rappresenta il 56 % dei consumi di energia elettrica, il settore del terziario il 24%, il domestico il 18% e l'agricoltura il 2%.



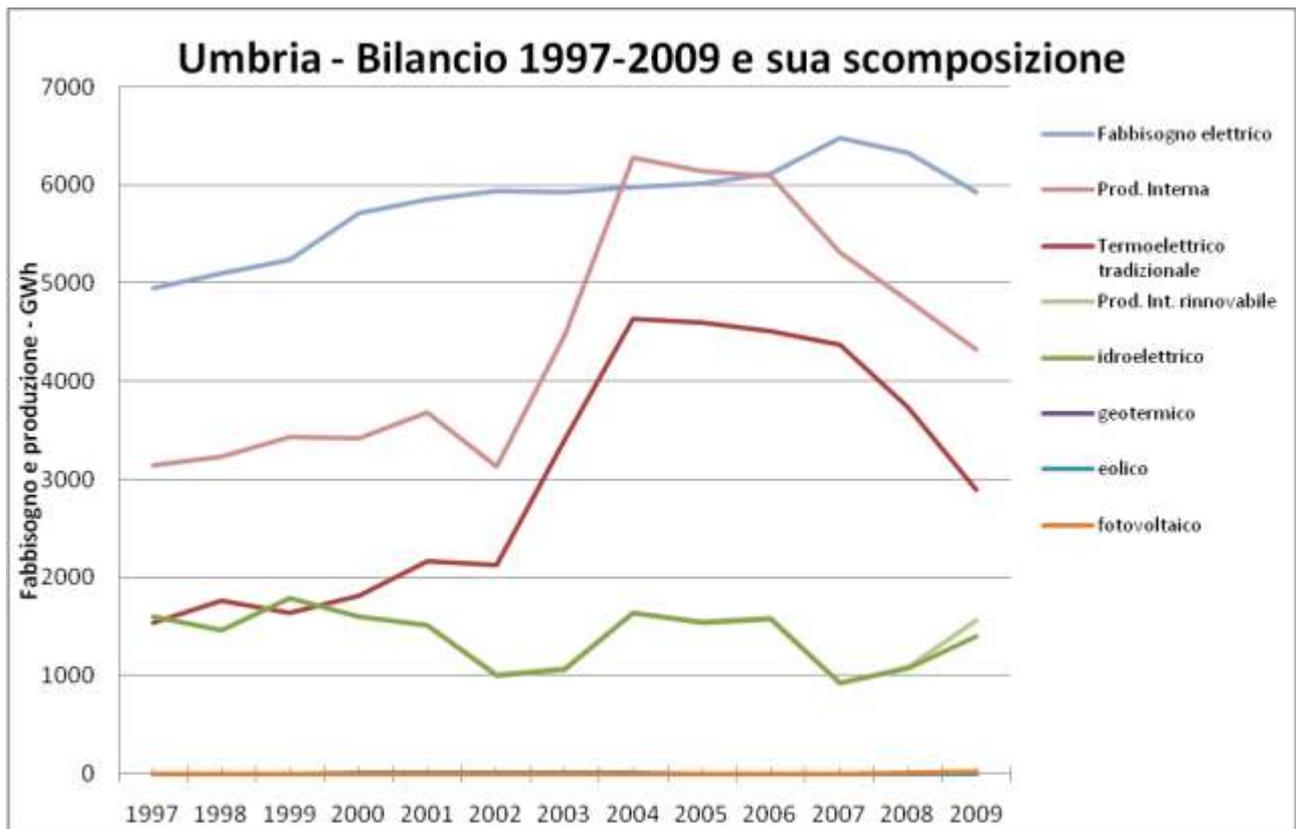
Il settore industriale in Umbria ricopre un peso maggiore rispetto al quadro nazionale in termini energetici elettrici (56% rispetto al 43%), e ciò è spiegato dal peso del polo industriale ternano narnese fortemente *energivoro*, il settore domestico è invece meno esigente, per un 30% circa (18% a fronte di 23% su scala nazionale), e lo stesso comportamento è evidente anche nel settore terziario (24% a fronte di 32%) mentre il settore agricoltura si equivale sia a scala regionale che nazionale (2%).



3.1.2 Peso delle Fonti rinnovabili

Interessante nell'analisi del settore elettrico è la scomposizione del bilancio energetico elettrico in funzione dell'origine, al fine di valutare il peso delle fonti rinnovabili.

Il grafico che segue mostra l'andamento del bilancio energetico elettrico nel periodo 1997 – 2009 e la sua scomposizione



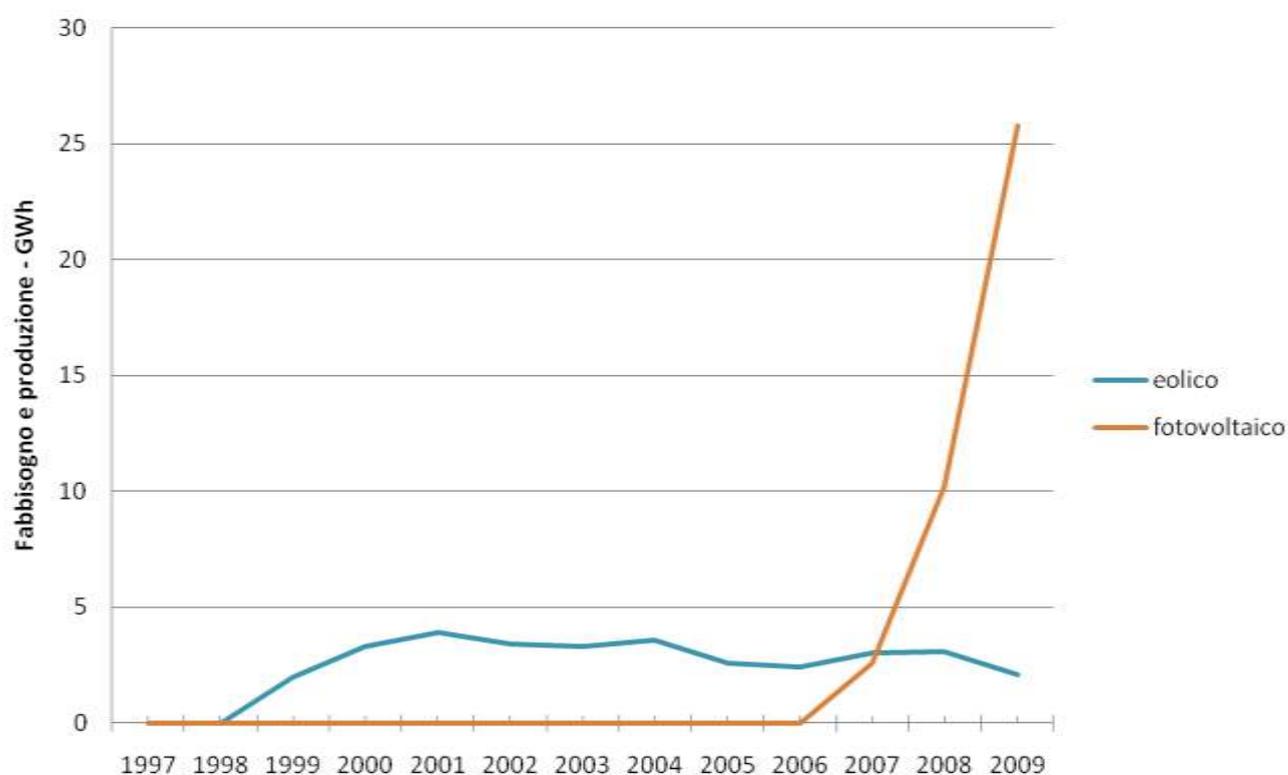
Dal grafico si evince che:

- il 2007 corrisponde al massimo di richiesta, poi c'è un calo che riporta il fabbisogno del 2009 al dato relativo al 2000.
- la produzione interna, dopo anni di deficit, nel 2004-2005 è tale da rispondere alle esigenze interne, per poi nuovamente abbassarsi e toccare, nel 2009, un minimo relativo analogo al valore di produzione del 2003.
- il picco di produzione è strettamente connesso con il settore termoelettrico tradizionale: l'entrata a regime della centrale turbogas di Pietrafitta ha consentito di poter essere autosufficienti per il fabbisogno, poi politiche energetiche degli operatori sono state tali da ridurre la produzione.
- la curva di produzione interna da fonti rinnovabili coincide, e quindi è indistinguibile, con la curva di produzione da fonte idraulica, e si nota solamente nel periodo 2007-2009 una divaricazione nelle due curve, dovuta alla crescita del settore fotovoltaico;
- nel 2009 la distanza tra le due curve sopra indicate equivale a 27,9 GWh;
- il settore geotermico ad alta e media entalpia è nullo, l'eolico inizia nel 1999 con la messa in funzione delle 2 pale eoliche a Fossato di Vico – e rimaste ad oggi uniche.

L'allontanamento delle 2 curve somma delle componenti rinnovabili ed idroelettrico – nel triennio 2007-2009 è quindi dovuta alla imponente crescita (relativa) registrata nel settore fotovoltaico, crescita che non si è arrestata nel 2009, come si andrà ad analizzare nei paragrafi successivi.

Tale informazione è ben comprensibile andando ad analizzare la sola componente eolico e fotovoltaico del grafico sotto riportato:

Umbria - Bilancio energetico 1997-2009: contributo eolico e fotovoltaico



Si sottolinea infine che i dati TERNA non distinguono il combustibile utilizzato nel termoelettrico tradizionale, ossia non indicano quale è la percentuale – o i GWh relativi – di combustibile da fonte rinnovabile e non rinnovabile.

L'unico dato ad oggi rinvenibile è relativo al 2009 (e quindi non graficato), nel rapporto Energia elettrica in Umbria di Ottobre 2010. Per tale annualità si afferma che i GWh da fonte rinnovabile su termoelettrico tradizionale, e quindi biomasse (in forma solida, liquida o gassosa), ovvero cogenerazione, anche da fonte non rinnovabile, che per legge è considerata rinnovabile, sia pari a 128,1 GWh, dato di estremo interesse in assoluto, ma che sarebbe ancora più interessante se riguardasse l'intero periodo considerato.

4 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

4.1 *Il contributo delle Regioni alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile*

I dati 2000-2008 sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili consentono di analizzare la dinamica di sviluppo tra le diverse regioni: si coglie la crescita della produzione da fonte eolica, concentrata quasi esclusivamente (98,4% nel 2008) nelle regioni meridionali e si evidenzia lo sviluppo significativo della generazione elettrica con biomasse in modo diffuso un po' in tutto il Paese (+209% nel Nord, +248% nel Centro e +820% nel Sud). Il consolidamento del ruolo della generazione da fonte geotermoelettrica riguarda esclusivamente la Toscana.

Con riferimento al peso della produzione 2000-2008 ripartito tra le regioni, i dati mostrano una forte crescita (+141%) nelle regioni meridionali che porta ad un aumento del peso nella produzione nazionale dall'8 al 17%. Rilevante per le regioni settentrionali, la diminuzione del peso nella produzione nazionale, che passa da circa tre quarti a due terzi. Relativamente stabile la produzione e il ruolo delle regioni del Centro, dove l'aumento della produzione geotermoelettrica in Toscana ha controbilanciato la riduzione dell'idroelettrico nell'area. La Lombardia mantiene il ruolo di principale produttrice di energia elettrica da fonti rinnovabili con una quota di circa un quinto della produzione nazionale, seguita da Trentino Alto Adige, Toscana e Piemonte, che nel 2008 hanno, ciascuna, un peso tra il 16 e il 10% della produzione nazionale. Valle d'Aosta e Veneto hanno un peso della produzione tra il 10 e il 5%, mentre tutte le altre regioni hanno un peso inferiore al 4%. Gli incrementi più significativi si sono registrati nelle regioni meridionali: Sicilia (+1112%), che ha più che decuplicato la propria produzione, Puglia (+564%), Molise (+244%), Sardegna (+230%), Basilicata (+171%), e Calabria (+124%). Sempre significativi gli incrementi registrati in Campania (+79%) ed Emilia Romagna (+65%).

A livello nazionale la quota di Consumo Interno Lordo di energia elettrica coperto da fonti rinnovabili, che nel 2000 era al 16,1%, nel 2008 è passata al 16,7%: al Nord il valore è calato dal 21,8 al 20,5%. Al centro un calo più contenuto: dal 15,6 al 15,1%; mentre al Sud si è avuto un raddoppio dal 4,9 al 10,1%.

Al vertice si trovano le due piccole regioni alpine, con valori oltre il 200% in Valle d'Aosta, e oltre il 100% in Trentino Alto Adige. Nel 2008, Toscana, Calabria, Molise, Abruzzo e Piemonte si collocano oltre il 20%; e Basilicata, Umbria, Friuli, Veneto e Lombardia oltre il 10%.

La produzione idroelettrica nel 2008 ha fatto registrare un calo di 2,7 TWh, rispetto al 2000: una riduzione del 6,2%, che è superiore a quella delle regioni del Nord (-4,5%), più marcato il calo nel Sud (-10%) e molto più marcato nelle regioni del Centro (-18,6%).

4.2 *Situazione in Umbria relativa al biennio 2008 - 2009*

Come accennato al paragrafo 3.1.2 - *Peso delle Fonti rinnovabili* – fino al 2009 i dati analizzabili sono forniti da TERNA.

Tali dati mostrano che

- l'Umbria potenzialmente è autonoma cioè gli impianti ad oggi esistenti possono soddisfare il fabbisogno elettrico umbro, ma ciò si è verificato solamente nel biennio 2003-2004;
- il settore termoelettrico tradizionale, cioè che sfrutta per la maggior parte fonti energetiche fossili, produce la maggior parte di energia elettrica;
- nel settore rinnovabile la componente idroelettrica è molto rilevante;
- dal 2007 si assiste ad una crescita del settore fotovoltaico, crescita in termini relativi notevole, ma in termini assoluti piccola rispetto all'idroelettrico;
- non esiste apporto geotermico;
- l'apporto dell'eolico non ha subito modifiche dal 1999.

Appare utile andare ad analizzare nello specifico i dati sopra brevemente riportati, e confrontare gli stessi con il quadro nazionale.

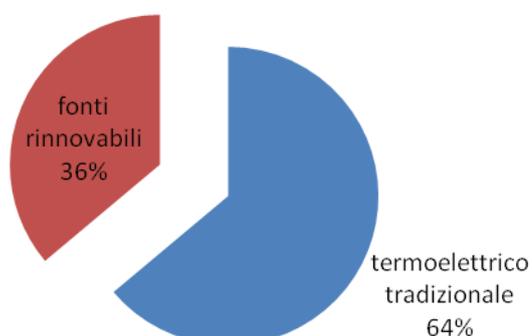
Seguono i dati globali relativi al 2008 ed al 2009:

2008		GWh		%		% fabbisogno elettrico umbro
		Umbria	Italia	Umbria	Italia	
termoelettrico tradizionale	solidi	3736,3	261328,4	77,40%	81,89%	59,04%
	gas naturale					
	petroliferi					
	altro					
	<i>sub-totale</i>	<i>3736,3</i>	<i>261328,4</i>	<i>77,40%</i>	<i>81,89%</i>	<i>59,04%</i>
fonti rinnovabili	idrolettrico	1077,6	47226,5	22,32%	14,80%	17,03%
	geotermico	0	5520,3	0,00%	1,73%	0,00%
	eolico	3,1	4861,9	0,06%	1,52%	0,05%
	fotovoltaico	10,2	193	0,21%	0,06%	0,16%
	biomasse			0%	0,00%	0,00%
	<i>sub-totale</i>	<i>1090,9</i>	<i>57801,7</i>	<i>23%</i>	<i>18%</i>	<i>17,2%</i>
	totale	4827,2	319130,1	100%	100%	76%
<i>Deficit</i>		<i>1500,9</i>	<i>20350,8</i>			

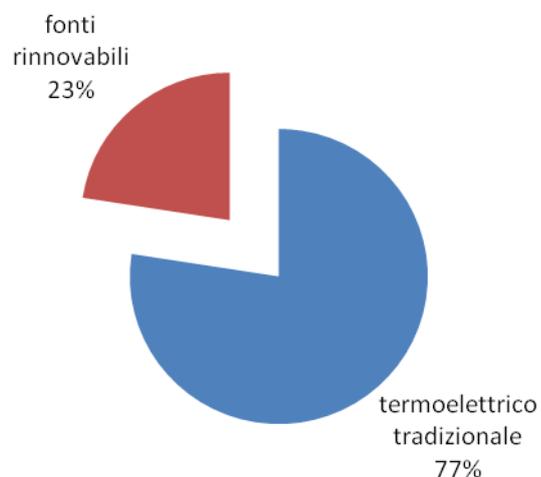
2009		GWh		% prod. Elettrica		% fabbisogno elettrico umbro
		Umbria	Italia	Umbria	Italia	
termoelettrico tradizionale	solidi	1121,9	226637,9	63,85%	77,45%	46,59%
	gas naturale	1631,4				
	petroliferi	8,4				
	altro	0				
	<i>sub-totale</i>	<i>2761,7</i>	<i>226637,9</i>	<i>63,85%</i>	<i>77,45%</i>	<i>46,59%</i>
fonti rinnovabili	idrolettrico	1407,3	53442,7	32,54%	18,26%	23,74%
	geotermico	0	5341,8	0,00%	1,83%	0,00%
	eolico	2,1	6542,9	0,05%	2,24%	0,04%
	fotovoltaico	25,8	676,5	0,60%	0,23%	0,44%
	Termoelettrico da biomassa e cogenerazione	128,1		3%	0,00%	2,16%
	<i>sub-totale</i>	<i>1563,3</i>	<i>66003,9</i>	<i>36,15%</i>	<i>23%</i>	<i>26,4%</i>
	totale	4325	292641,8	100%	100%	73%
<i>Deficit</i>		<i>1603,3</i>	<i>27626,6</i>			

I dati totali di incidenza delle fonti rinnovabili relative e assolute, cioè rispettivamente relative alla produzione interna ed al fabbisogno di energia elettrica, relativi al 2009, sono di seguito riportati in forma grafica.

Umbria



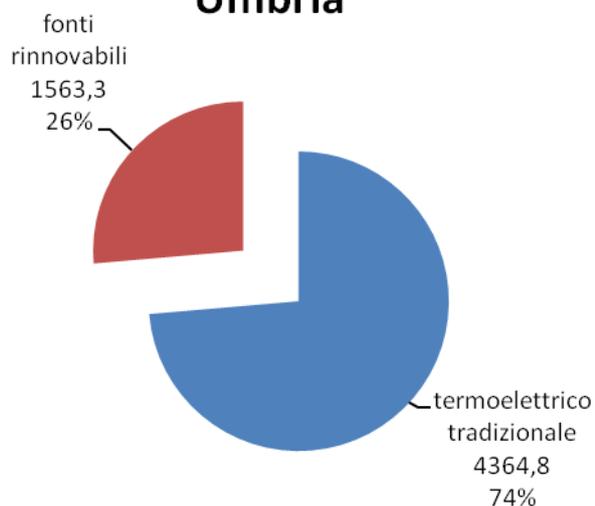
Italia



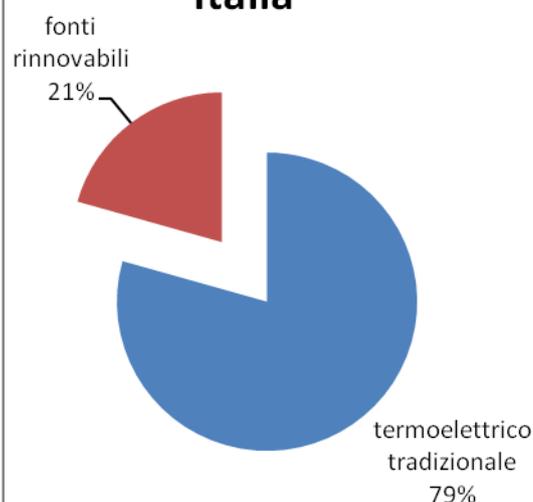
Nell'annualità 2009 il peso delle fonti rinnovabili è molto maggiore in Umbria rispetto al dato nazionale, per una quota pari a circa il 56%, valore che rappresenta la "distanza" tra il dato nazionale (23%) e il dato regionale (36%).

Ponendo che il deficit di energia provenga da fonti tradizionali non rinnovabili, sia a scala nazionale che regionale, è possibile valutare l'apporto delle fonti rinnovabili rispetto al fabbisogno-consumo nel settore elettrico:

Umbria



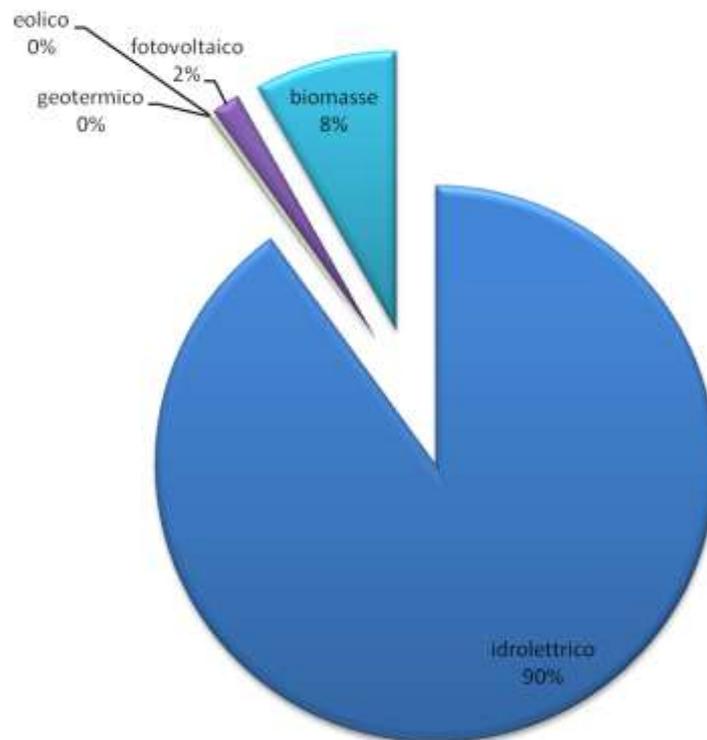
Italia



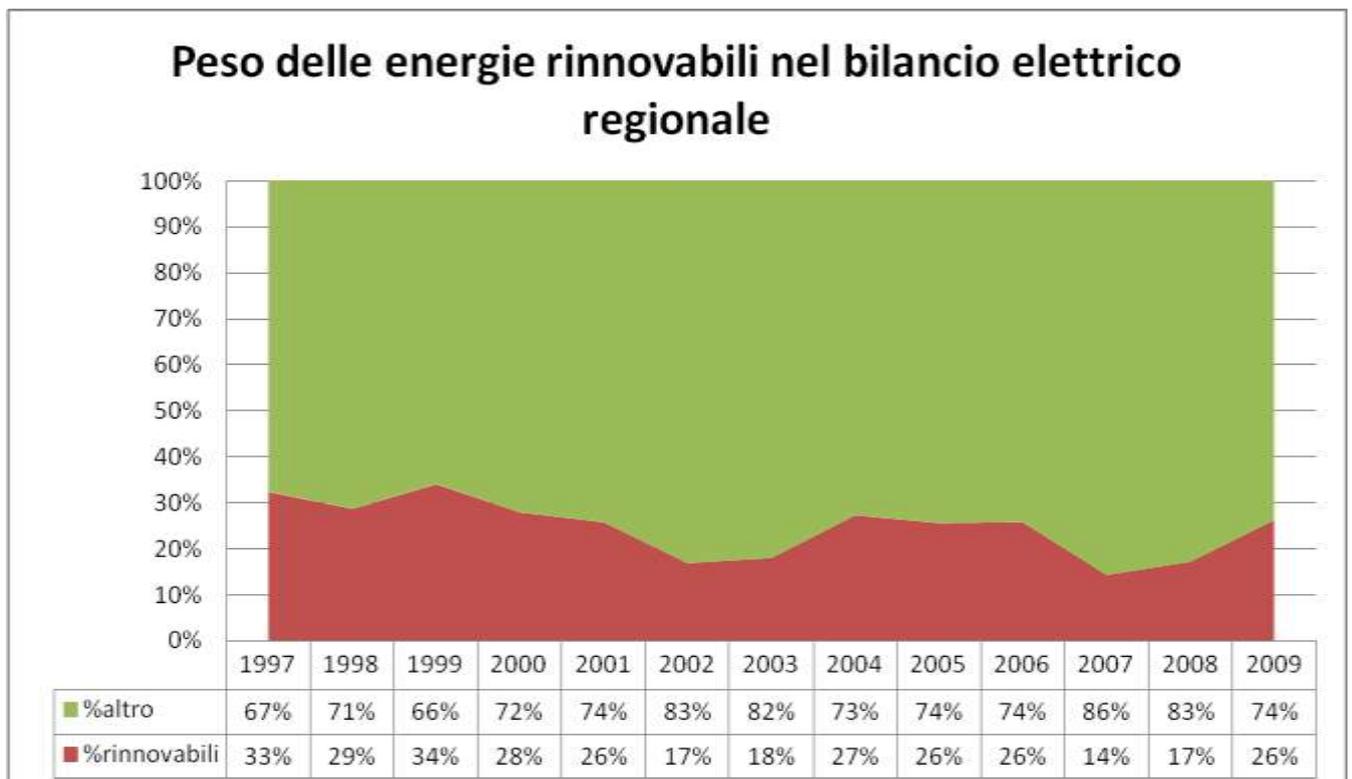
Anche in tal caso, il peso delle fonti rinnovabili umbro è maggiore al dato omologo italiano, ma la distanza si riduce fortemente passando dal 56% al 24% circa.

Di seguito la suddivisione della "fetta" relativa alle fonti rinnovabili per i diversi settori:

2009 - ripartizione relativa FER



L'analisi del peso delle fonti rinnovabili nel periodo 1997-2009 è rappresentato in forma grafica e tabellare di seguito:



L'andamento non costante è spiegabile andando ad analizzare le componenti costituenti le rinnovabili, così come presentate al paragrafo 3.1.2 - *Peso delle Fonti rinnovabili*: l'idroelettrico è la parte principale e solamente nel 2007-2009 iniziano ad apprezzarsi, in maniera comunque molto limitata, anche gli altri apporti. La variabilità della produzione da sorgente rinnovabile è rappresentata dalla variabilità del sistema idroelettrico. Le variazioni, anche forti, sono connesse al regime idraulico, e quindi anni di particolare siccità, quali ad esempio il 2007-2008, ne hanno risentito in maniera imponente, passando ad esempio da 1790 GWh prodotti nel 1999 (anno di massimo) a 924,9 GWh del 2007 (anno di minimo).

Nel periodo considerato la media dell'apporto da fonti rinnovabili è prossima al dato 2009: 25% (la deviazione standard è pari al 6%).

Dato atto dei dati riportati, è possibile valutare fin da ora quanto incide oggi la componente di produzione energetica umbra da fonti rinnovabili, prendendo a riferimento il valore di penetrazione elettrica in Umbria (cap. 3 *IL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE*) e, quindi, la composizione del bilancio elettrico.

La analisi di cui sopra viene svolta per le annualità 2008 e 2009, e nei paragrafi successivi sarà proiettata per le annualità 2011 e 2013, al fine di analizzare il trend di crescita del rapporto. Si ribadisce, come anche precisato successivamente, che il dato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili viene ricavato e calcolato assumendo a riferimento alcune condizioni che potranno essere modificate una volta definito il decreto delle produzioni-obiettivo regionali e quindi la determinazione dei livelli di produzione ed i parametri di calcolo.

Tenuto conto che la penetrazione elettrica in Umbria è pari a 39,2% (dato 2005, ultimo disponibile, ma il trend della penetrazione elettrica è linearmente crescente), e che la componente elettrica da fonti rinnovabili è pari al 17,24% nel 2008 e al 26,37% nel 2009 (come da grafico precedente), si può valutare la componente di fabbisogno energetico da fonte rinnovabile rispettivamente pari al 6,76% ed al 10,34%.

A tale valore deve essere sommata la quota di fonti energetiche rinnovabili non utilizzate per la produzione di energia elettrica, pari nel caso umbro a 23 ktep, che rapportate al consumo interno lordo (3105 ktep) ne rappresentano lo 0,74% (cfr. cap. 3- *IL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE*).

Quindi la componente di fabbisogno energetico da fonte rinnovabile per il 2008 ed il 2009 risulta rispettivamente pari a 7,50% e 11,08%.

Lo stesso valore è ottenibile anche in altro modo, a verifica della correttezza delle analisi effettuate.

Come noto, ai sensi della Delibera EEN 3/08 della Autorità per l'energia elettrica e il gas, recante Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica, il valore del fattore di conversione dei kWh in tep è fissato in $0,187 \times 10^{-3}$ tep/kWh (art.2, comma 1).

Ciò premesso, noto che la produzione da fonti rinnovabili in Umbria per l'annualità 2008 e 2009 è rispettivamente pari 1.090,9 GWh e 1.563,3 GWh, tali valori trasformati in ktep risultano rispettivamente pari a 204,0 ktep e 292,34 ktep.

Dato atto che il valore del consumo interno lordo umbro 2005 è pari a 3.105 ktep (cfr. par. 3- *IL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE*), il rapporto tra fonti di energia elettrica rinnovabile e il valore del consumo interno lordo umbro per il 2008 e 2009 è rispettivamente pari a 6,57% e 9,42 %.

A tale valore va aggiunta la quota di fonti energetiche rinnovabili non direttamente utilizzate per la produzione di energia elettrica (terz'ultima colonna, ultima riga del bilancio di sintesi dell'energia in Umbria 2005), pari a 23 ktep.

In tal caso i valori testè calcolati diventano rispettivamente pari a 7,31% e 10,16%.

I dati calcolati, per le 2 annualità considerate, ottenuti con approcci diversi, non sono coincidenti, ma convergono ad un unico dato che può essere assunto rispettivamente prossimo al 7% (2008) ed al 10% (2009). Tali valori verranno assunti come riferimento fino alla eventuale diversa valutazione effettuata al

momento dei criteri adottati per il calcolo e la conseguente attribuzione degli obiettivi a ciascuna regione (cd. *burden sharing*).

Si sottolinea che se nei criteri di calcolo invece del consumo interno lordo fornito da ENEA venisse utilizzato un diverso valore, acquisito con modalità diverse, ad esempio come somma di più contributi da sorgenti dati diversificate, potrebbe modificarsi, anche in maniera sostanziale, il denominatore del rapporto, e conseguentemente anche il valore del rapporto.

Stesso dicasi del valore al numeratore: se lo Stato dovesse considerare un fattore di conversione diverso per la trasformazione tep-GWh, il numeratore potrebbe subire una forte variazione. Nell'Allegato1 – box 7, ad esempio, si tratta della definizione di tep e del fattore di conversione tep-GWh. Ove dovesse essere preso in considerazione il fattore di conversione che tiene conto solamente del contenuto energetico e non della qualità dell'energia stessa, e cioè si considerasse 1 MWh = 0,086 tep in luogo del fattore di cui alla citata delibera Delibera EEN 3/08 della Autorità per l'energia elettrica e il gas (1 MWh = 0,187 tep), il peso del settore elettrico sarebbe più che dimezzato.

Comunque sia, la differenza tra le 2 annualità, di 3 punti percentuali in assoluto, è da attribuirsi a due fattori: il maggior fabbisogno elettrico relativo all'annualità 2008 e la diminuzione di produzione idroelettrica, sempre nel 2008, causata da un anno caratterizzato da crisi idrica.

Nei paragrafi che seguono verranno analizzati i dati provenienti dal GSE relativi a periodi temporali anche successivi al 2009 (fino al 31/03/2011) al fine di avere un quadro quanto più completo dell'evoluzione del settore "rinnovabili". In tale settore, la parte relativa al fotovoltaico, si anticipa fin d'ora, ha proseguito nella crescita esponenziale già evidenziata nei grafici di cui al par. 3.1.2 *Peso delle Fonti rinnovabili*.

4.3 Dati GSE

La produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici ha subito, negli ultimi due anni, in proporzione, l'incremento più elevato tra le fonti ad energia rinnovabile.

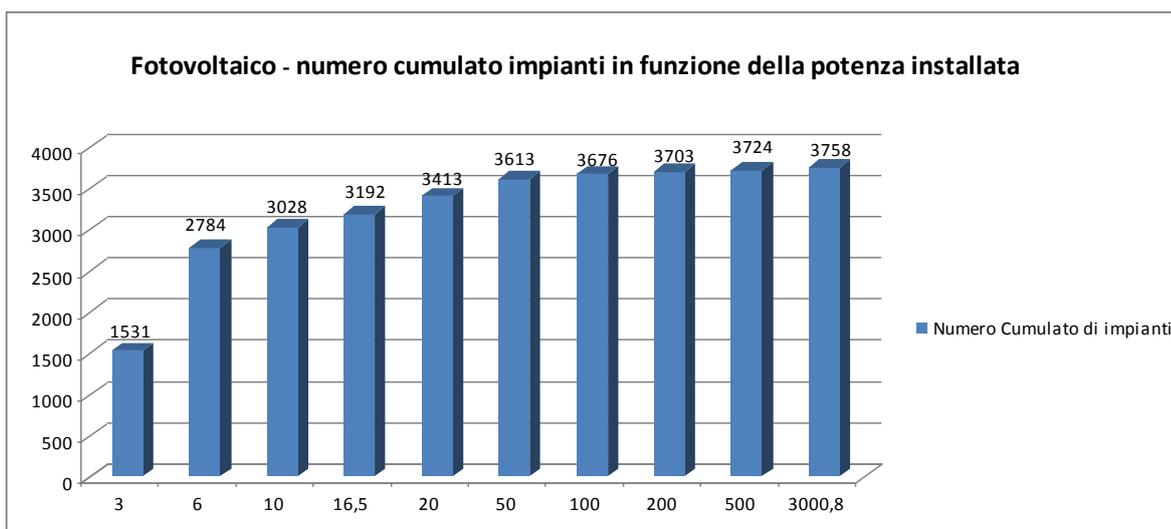
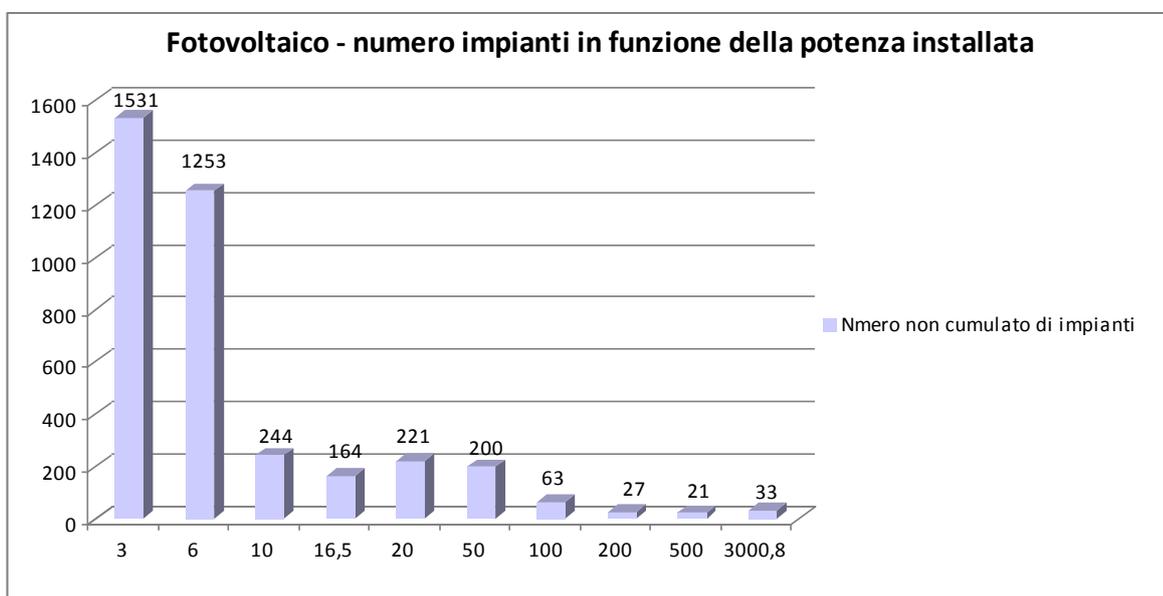
L'analisi che segue è basata sui dati prelevati dal database del GSE – Gestore Servizi Elettrici – ovvero sui dati di impianti fotovoltaici effettivamente connessi alla rete e la cui connessione è stata realizzata entro il 31.03.2011.

In prima istanza è stata effettuata una analisi della distribuzione percentile delle potenze degli impianti, al fine di individuare le taglie rappresentative degli stessi.



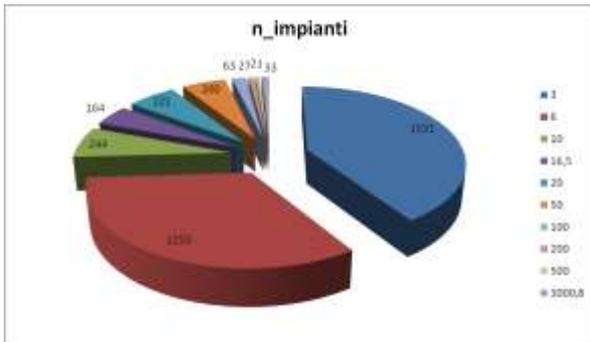
	Limiti (KW)	Cumulato	Non cumulato	% cumulato	
50percentile	3	1531	1531	40,74%	kW
75percentile	6	2784	1253	74,08%	kW
80percentile	10	3028	244	80,57%	kW
85percentile	16,5	3192	164	84,94%	kW
90percentile	20	3413	221	90,82%	kW
96percentile	50	3613	200	96,14%	kW
98percentile	100	3676	63	97,82%	kW
98,5percentile	200	3703	27	98,54%	kW
99percentile	500	3724	21	99,10%	kW
100percentile	3000,8	3758	82	100,00%	kW

Dalla rilevazione si evince che il 75% degli impianti (2784) hanno una potenza compresa entro i 6 kW ovvero sono di tipo "domestico":

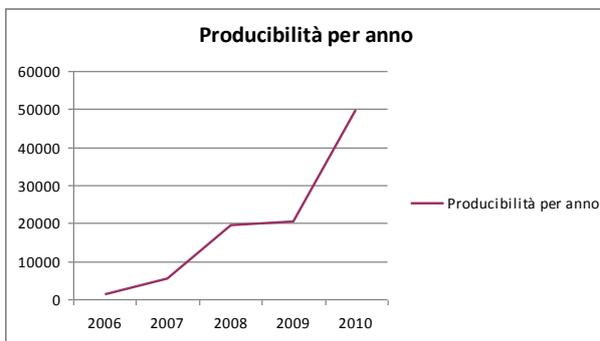
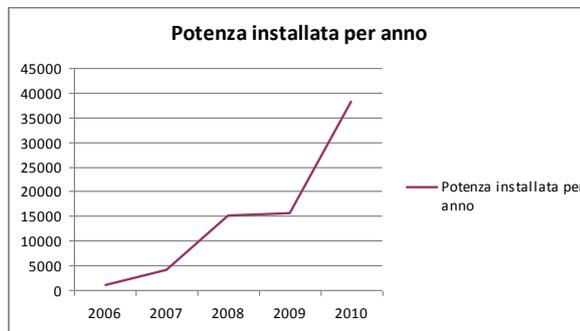
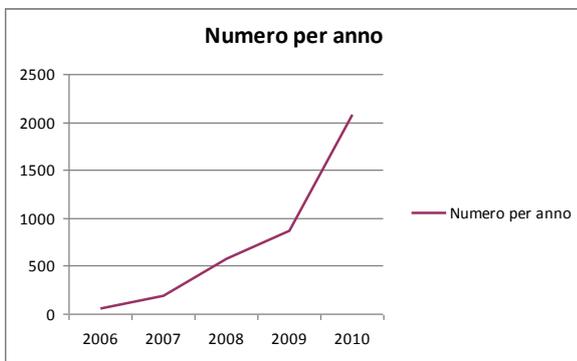


Da tale andamento si vede come la maggior parte degli impianti installati ed attivi in Umbria abbia potenza limitata e solo 81 impianti abbiano una potenza superiore ai 100 kW. Inoltre, il numero di impianti con potenza superiore a 500 kW è pari a 33 mentre con potenza superiore a 200 kW è pari a 54. La

rappresentazione sottostante riporta i dati di cui sopra nelle fasce di potenza comprese tra le classi riportate.



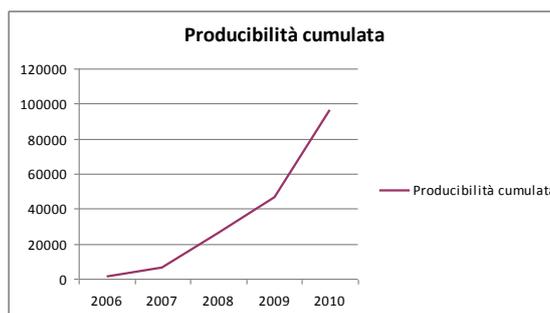
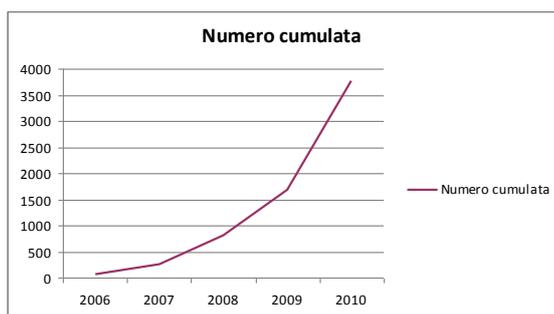
Il numero degli impianti fotovoltaici in esercizio ha subito una fortissima impennata negli ultimi tre anni:



Anno di installazione	Potenza per anno	Producibilità per anno	Numero impianti per anno	Potenza installata cumulata	Producibilità cumulata	Numero cumulato
2006	1034,8	1345,3	58	1034,8	1345,3	58
2007	4067,5	5287,8	187	5102,4	6633,1	245
2008	15024,7	19532,1	571	20127,1	26165,2	816
2009	15640,6	20332,7	865	35767,6	46497,9	1681
2010	40120,2	52156,2	2117	75887,8	98654,2	3798
2011	33201,6	43162,1	544	109089,5	141816,3	4342

Si nota come nel 2007 e 2008 il tasso di crescita della potenza cumulata è prossima al 400%, mentre il tasso di crescita del numero di allacci è pari al 300% (quindi a parità di numero di impianti aumenta la potenza installata). Nel 2009 la potenza installata è pari circa alla potenza installata nell'anno precedente, mentre il numero di installazioni è pari al 150%, quindi si assiste ad una riduzione della potenza installata per singolo impianto, e nel 2010 gli allacci sono 2 volte e mezzo gli allacci del 2009, sia in termini di potenza installata che di numero di impianti.

Inoltre sono stati analizzati i dati relativi al primo trimestre 2011 (non riportati però nei grafici perché gli intervalli temporali non sono omogenei). Da tali dati si evince che il numero di impianti allacciati è pari al 26% del numero di allacci dell'anno precedente, mentre la producibilità installata è pari all'83% della producibilità dell'anno precedente. Quindi si evidenzia un notevole incremento della taglia media installata.



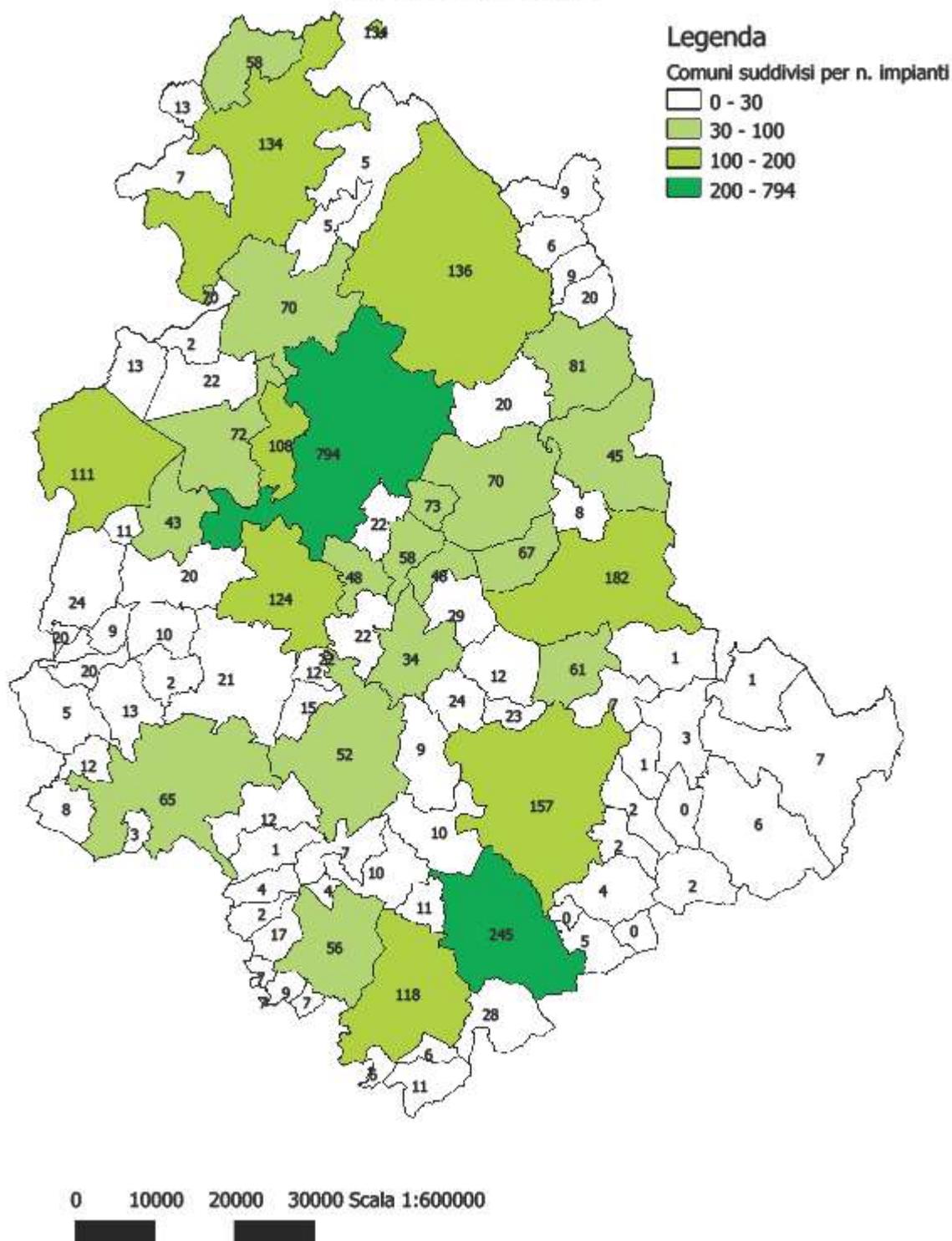
Interessante infine notare quale è la taglia media degli impianti in Umbria, calcolata come rapporto tra potenza cumulata e n. di impianti.

Tale dato, al 31/12/2010, è pari a 19,70 kW. Ciò dimostra come, ancorchè il 75 percentile corrisponda ad impianti con potenza inferiore a 6 kW, e solamente 81 impianti hanno una potenza installata superiore a 100 kW, tali impianti abbiano un peso notevole.

Insieme ai dati degli impianti e delle relative potenze, si è analizzata la distribuzione sul territorio regionale. Sono stati quindi suddivisi i comuni in funzione del numero degli impianti, della potenza cumulata e della potenza media cumulata.

Tale analisi riportata graficamente sulla mappa dell'Umbria fornisce le rappresentazioni grafiche che seguono.

Impianti FV in esercizio al 31.12.2010 (tot. impianti: 3758)
 Numero di impianti per Comune
 ORIGINE DATI: GSE

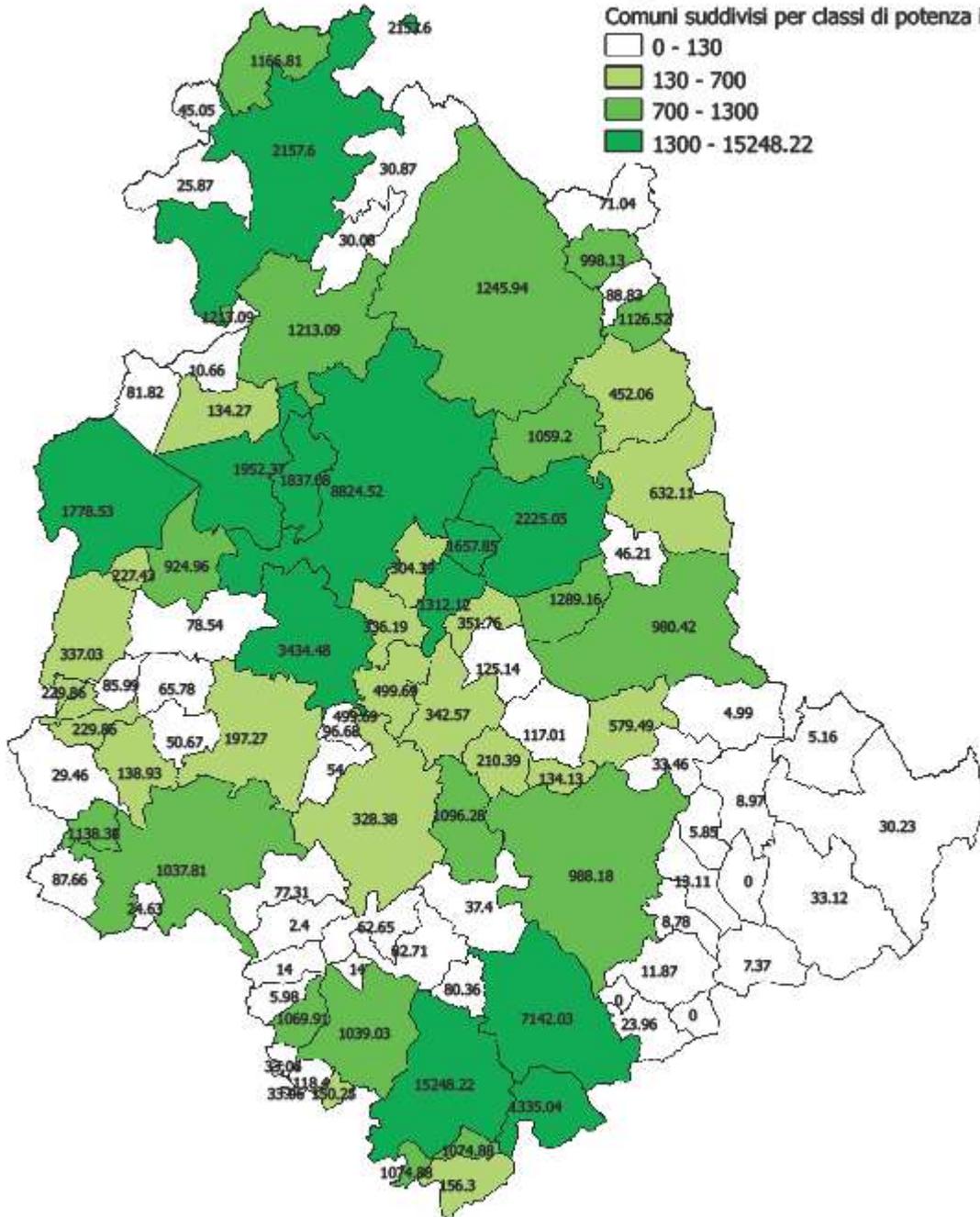


Potenza Impianti FV in esercizio al 31.12.2010-tot. potenza installata: 74.043 KW
 Potenza cumulata installata per Comune
 ORIGINE DATI: GSE

Legenda

Comuni suddivisi per classi di potenza installata

- 0 - 130
- 130 - 700
- 700 - 1300
- 1300 - 15248.22



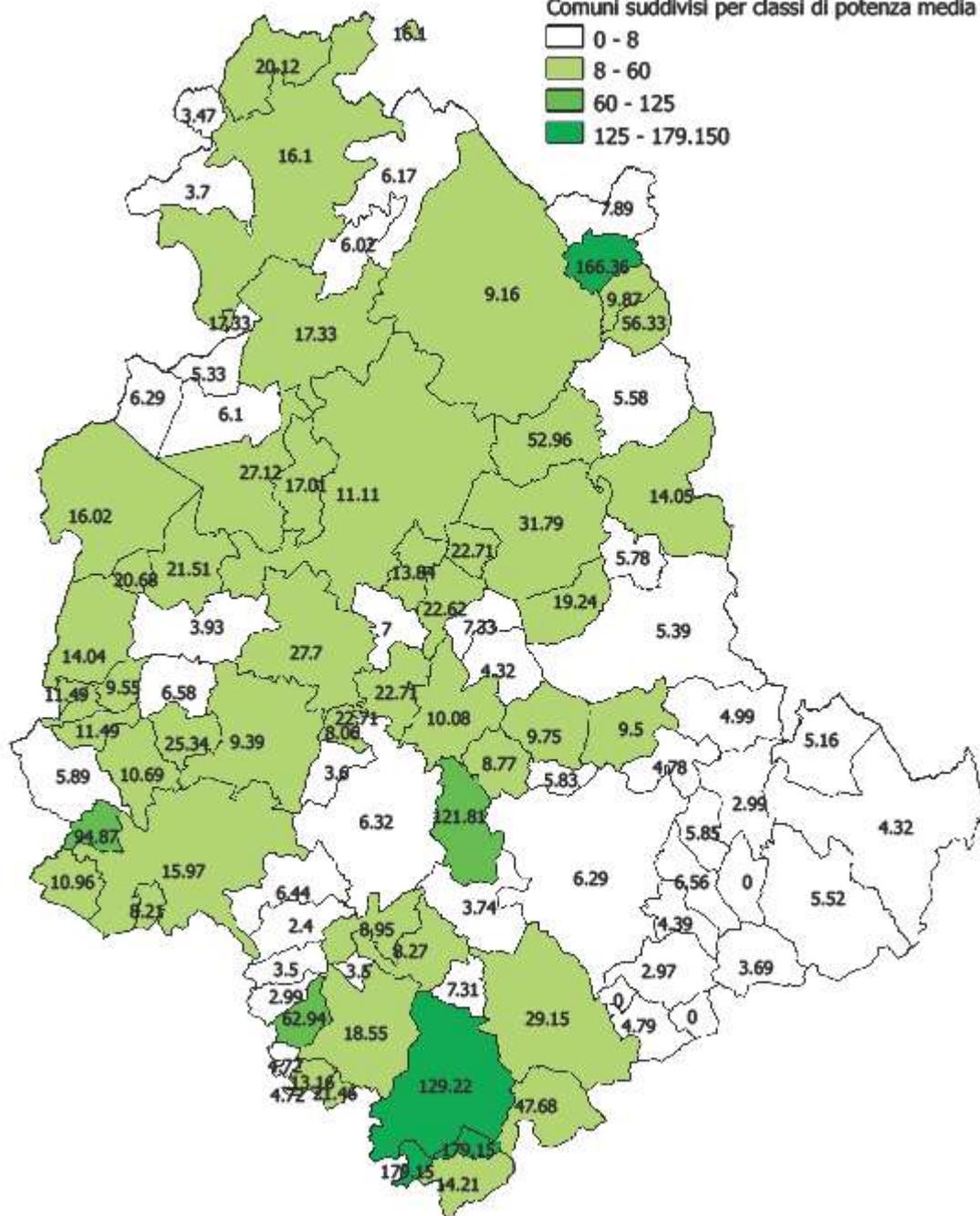
0 10000 20000 30000 Scala 1:600000

Potenza media impianti FV in esercizio al 31.12.2010
 Potenza media per Comune
 ORIGINE DATI: GSE

Legenda

Comuni suddivisi per classi di potenza media installata

- 0 - 8
- 8 - 60
- 60 - 125
- 125 - 179.150



0 10000 20000 30000 Scala 1:600000

4.4 La proiezione della produzione al 2011 – analisi settore per settore

Tenendo conto dei dati forniti nei paragrafi precedenti è possibile effettuare una stima sufficientemente attendibile della produzione da fonte rinnovabile al 2011; integrando, cioè, i dati TERNA del 2009 (par. 4.2 - *Situazione in Umbria relativa al biennio 2008 - 2009*) con le informazioni relative al fotovoltaico (aggiornate al 31/03/2011) fornite dal GSE (par. 4.3 - *Dati GSE*) e quindi con le informazioni relative alle richieste di autorizzazione avanzate ed ancora in corso di istruttoria, fornite da Province e Comuni (par. 1 e 2).

Dalla situazione del 2011, considerati il potenziale di disponibilità delle risorse (idrica, ventosità, risorse geotermiche, irraggiamento solare, superficie del territorio agricolo e forestale) e la compatibilità ambientale delle diverse tipologie di impianto, è stato quindi simulato il possibile sviluppo al 2013. Lo stesso, si ribadisce, viene riferito esclusivamente al settore elettrico, che, peraltro, sembra contare di una adeguata rete di trasporto e distribuzione.

Appare opportuno ricordare il quadro relativo a Dicembre 2009 relativamente al bilancio elettrico (par. 3.1.1 - *Produzione e consumi elettrici periodo 1973 - 2009*):

		GWh	% rispetto alla produzione umbra	% rispetto al fabbisogno
termoelettrico tradizionale	Solidi	1121,9	25,94%	18,93%
	gas naturale	1631,4		
	petroliferi	8,4		
	altro	0		
	<i>sub-totale</i>	<i>2761,7</i>		
fonti rinnovabili	idroelettrico	1407,3	32,54%	23,74%
	geotermico	0	0,00%	0,00%
	eolico	2,1	0,05%	0,04%
	fotovoltaico	25,8	0,60%	0,44%
	Termoelettrico da biomassa e cogenerazione	128,1	3%	2,16%
	<i>sub-totale</i>	<i>1563,3</i>	<i>36%</i>	<i>26,37%</i>
	totale	4325	62%	45%

Nei paragrafi seguenti si andranno a collazionare le informazioni dalle fonti dati citate, settore per settore, al fine di fornire un quadro quanto più chiaro ed esaustivo. Inoltre, sempre settore per settore, si andrà ad elaborare una simulazione dello sviluppo al 2013.

Infine i dati ottenuti saranno riassunti in tabelle sinottiche.

4.4.1 Il settore fotovoltaico.

Come già riportato al par. 3.1.1 - *Produzione e consumi elettrici periodo 1973 - 2009*, il settore fotovoltaico si è affacciato nel panorama energetico elettrico umbro nell'anno 2007, evidenziando fino al 2009 una crescita esponenziale, passando da 0 GWh (2006) a 25,8 GWh nel 2009.

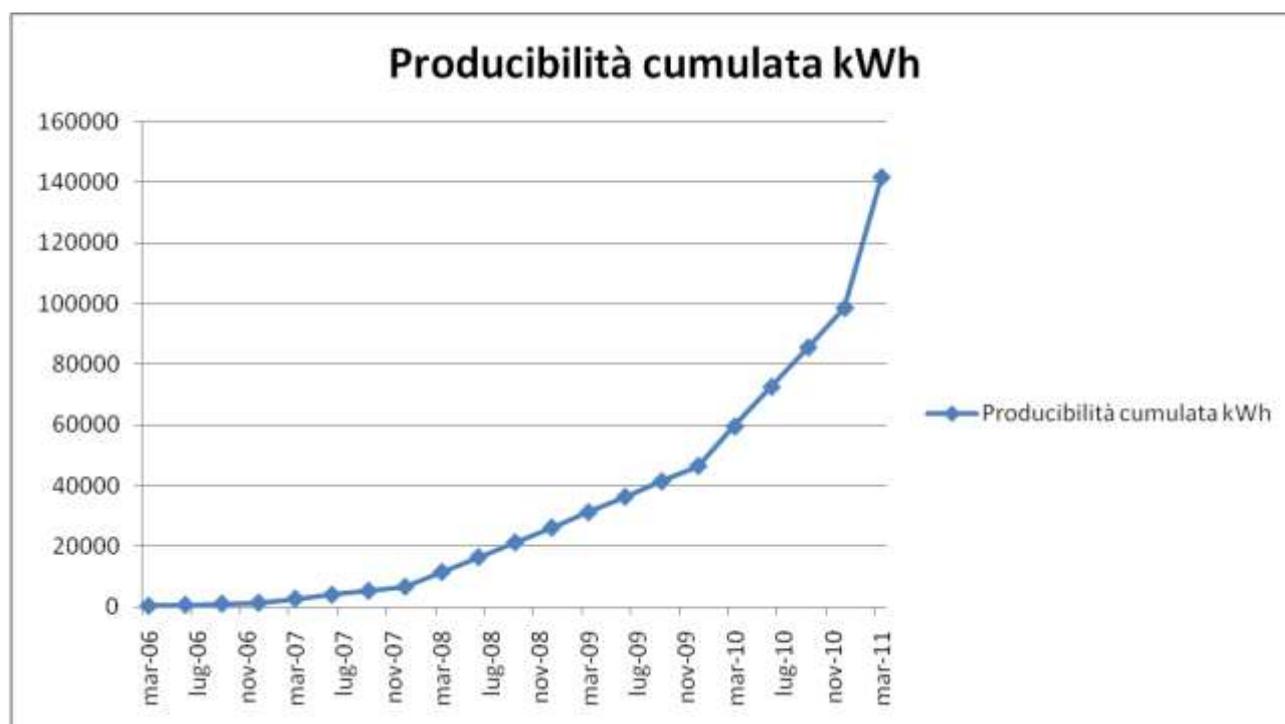
Nella realtà, dal 2007 TERNA acquisisce il dato fotovoltaico a se' stante, mentre analizzando i dati riportati al par. 4.3 - *Dati GSE* relativi al GSE che forniscono le produzioni fotovoltaiche effettivamente allacciate alla rete al 31.03.2011, si evince che il fenomeno nasce nel 2006, chiaramente con una quota minima (1,3 GWh). I dati forniti da GSE non sono relativi alla effettiva produzione, quanto alla producibilità, e ciò spiega gli scostamenti rispetto al dato TERNA. Inoltre la producibilità del GSE si riferisce alla produzione potenziale nell'intero anno, mentre il dato TERNA fornisce la effettiva produzione riferita ad un anno specifico.

A titolo esemplificativo, un impianto allacciato a Novembre 2008 ha una produzione annua pari ad un certo valore, ma la produzione relativa all'anno 2008 sarà solo relativa a 2 mensilità (Novembre e Dicembre) che tipicamente rappresentano il 5-6% della produzione totale annua.

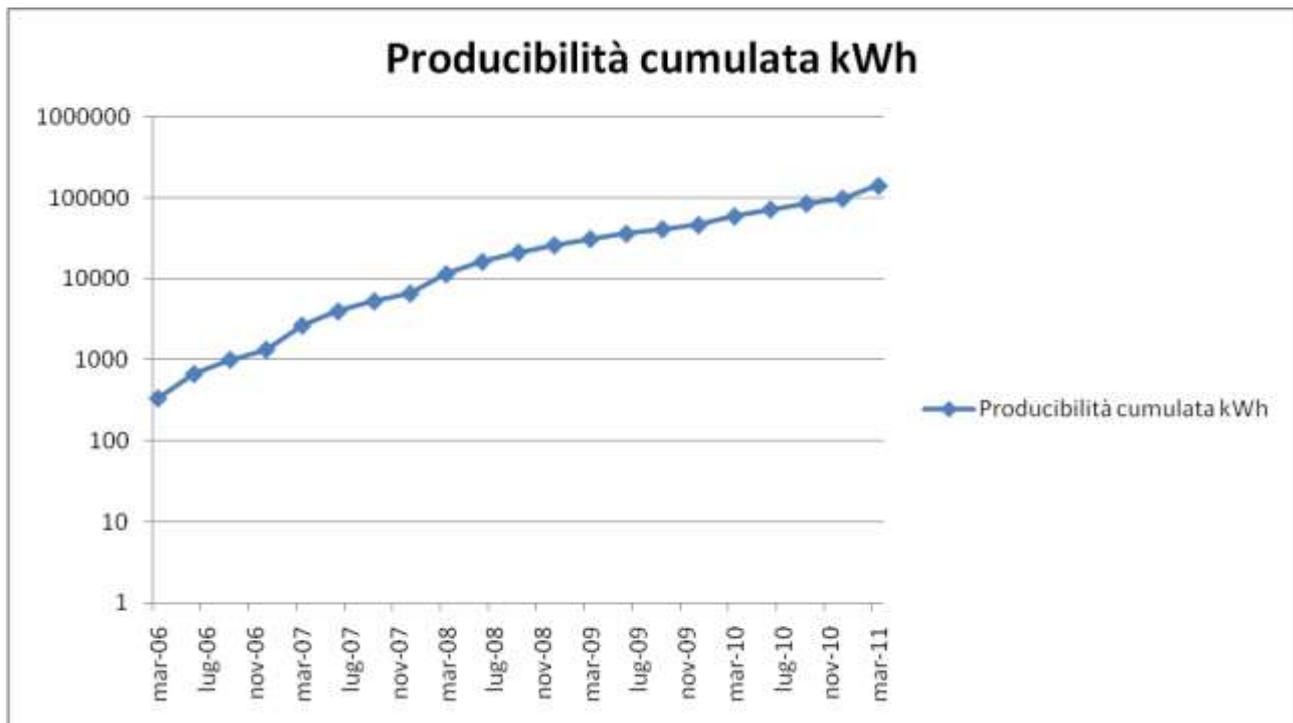
I dati GSE forniscono comunque l'andamento della produzione fino a Marzo 2011, e vengono di seguito forniti sia in forma tabellare che grafica.

Si sottolinea che per la restituzione in forma grafica i dati annui sono stati suddivisi in trimestri in maniera lineare, al fine di rendere il dato 2011 confrontabile con gli altri dati.

Anno di installazione	Potenza per anno	Producibilità per anno	Numero impianti per anno	Potenza installata cumulata	Producibilità cumulata	Numero cumulato
2006	1035	1345	58	1035	1345	58
2007	4067	5288	187	5102	6633	245
2008	15025	19532	571	20127	26165	816
2009	15640	20333	865	35768	46498	1681
2010	40120	52156	2117	75888	98654	3798
2011	33202	43162	544	109089	141816	4342



Lo stesso grafico con l'asse delle ordinate in scala logaritmica ha un andamento circa lineare, quindi si può affermare che fino a Marzo 2011 la crescita sia stata esponenziale.



Per aggiornare i dati al 2011, è necessario utilizzare i dati forniti dai soggetti titolari delle autorizzazioni amministrative, Comuni e Province, relativi alle richieste in corso (Allegato 3: paragrafi 1 - *Dati Province* e 2 - *Dati Comuni*), nonché utilizzare i dati GSE per coprire l'intervallo di tempo Gennaio 2010 - Marzo 2011.

Da GSE la producibilità degli impianti installati al 31/03/2011 risulta essere pari a 141,82 GWh.

Al 2009 TERNA riporta 25,8 GWh.

La differenza risulta essere pari a 116 GWh. Tale valore quindi aggiorna il dato TERNA fino al 31/03/2011.

Per i mesi residui, è necessario proiettare un dato in funzione dello stato dell'iter amministrativo autorizzativo in capo ai Comuni ed alle Province.

Sono giacenti presso i 70 comuni di cui si hanno informazioni (pratiche in itinere) 57 istanze per la produzione di energia da sorgente rinnovabile, per una potenza installata pari a 71,2 MW. Le istanze in termini numerici sono il 95% per quanto riguarda il fotovoltaico (54,4% a tetto e 40,4% a terra).

In termini di producibilità, a fronte di 141 GWh di richiesta, 39,12 GWh riguardano il fotovoltaico.

La percentuale media di pratiche "non andate a buon fine", ovvero ritirate/rinunciate/non autorizzate rispetto al numero di istanze autorizzate, è pari al 9% in termini di potenza installata.

In prima approssimazione, quindi, ipotizzando costante tale percentuale, è probabile che saranno nel breve termine autorizzati (e quindi allacciati alla rete) impianti per una potenza complessiva pari a 27,4 MW ed una producibilità complessiva pari a 35,6 GWh.

Segue una tabella sinottica riassuntiva dei dati riportati

Analisi in itinere		
N. pratiche	57	100,0%
N. pratiche ftv a terra	31	54,4%
N. pratiche ftv a tetto	23	40,4%
N. pratiche altro	3	5,3%
potenza richiesta ftv a terra	27.379,94	kW
potenza richiesta ftv a tetto	2.714,54	kW
potenza richiesta totale	71.198,48	kW
producibilità richiesta ftv	39,12	GWh
producibilità richiesta totale	141,66	GWh

Sono giacenti presso le Province 130 istanze in itinere per una potenza installata pari a 265,3 MW ed una producibilità pari a 344 GWh.

Di tali pratiche, quelle relative ad impianti fotovoltaici sono 101, con una potenza cumulata pari a 141 MW ed una producibilità pari a 182 GWh.

Tenendo conto che la percentuale globale di istanze non autorizzate è stata fino ad oggi pari al 40 %, 33% in termini di potenza e 37% in termini di producibilità, si può ipotizzare che saranno nel breve termine autorizzati (e quindi allacciati alla rete) impianti per una potenza complessiva pari a 88 MW ed una producibilità complessiva pari a 127,9 GWh.

Riportando tale valutazione in funzione del solo settore fotovoltaico, si può ipotizzare un incremento di potenza e di producibilità, a fronte di autorizzazioni in itinere, rispettivamente pari a 52 MW e 67 GWh.

Tale dato viene ulteriormente decurtato, in via cautelativa, del 50% circa, e quindi si considererà un apporto nel settore fotovoltaico pari a 33,5 GWh. Ciò in quanto nel caso dei Comuni la stragrande maggioranza delle istanze è relativa ad impianti di piccola taglia non soggetti a Valutazione di Impatto ambientale, mentre gli impianti di competenza provinciale sono spesso soggetti a VIA, e quindi con una maggior incertezza rispetto all'ammissibilità dell'istanza.

4.4.2 Il settore idroelettrico.

L'apporto dell'idroelettrico in Umbria è notevole e doppio rispetto alla media nazionale: nel 2009 ha rappresentato il 32,45% della produzione umbra, a fronte del dato omologo a livello nazionale pari al 17%.

A fronte di una potenza installata totale pari a circa 530 MW, la produzione media annua risulta essere pari a circa 1460 GWh. Nel 2009 tale dato era pari a 1401 GWh. È evidente che le variazioni di produzione sono legate al regime pluviometrico, e quindi alla disponibilità idrica. Anche eventi di eccezionale piovosità possono ridurre la produzione poiché alcuni invasi (quale quello di Corbara) svolgono anche una funzione di laminazione delle piene: in alcuni casi si è dovuto ridurre il volume invasato in tempi brevi, e quindi senza turbinare l'acqua, al fine di laminare l'imminente onda di piena.

Le forti variazioni della produzione idroelettrica, come già riportato al paragrafo 4.2 *Situazione in Umbria relativa al biennio 2008 - 2009*, sono tali da evidenziare nel 2007 una produzione minima pari a circa 925 GWh, a fronte di una media pari a circa 1400 GWh nel periodo 1997-2009.

Utilizzando come fonte dati il database regionale delle concessioni di derivazione d'acqua è possibile analizzare la distribuzione geografica, di potenza e di produzione della risorsa idroelettrica. Stessa analisi è possibile per le derivazioni da forza motrice, ma già si anticipa che queste ultime oltretutto limitate nel numero, rappresentano un dato largamente ininfluenza dal punto di vista dell'energia prodotta, rivestendo un interesse locale per l'attività a cui sono di servizio, e più in generale rivestono un interesse dal punto di vista storico.

Il database regionale contempla 44 derivazioni ad uso idroelettrico attive, e 7 ad uso forza motrice.

Le informazioni associate ad ogni derivazione consentono di valutare con un certo grado di approssimazione la producibilità media annua. Si rammenta difatti che per producibilità media annua di un impianto si intende la media di produzione annua valutata in periodo pari ad almeno un decennio.

Il dato di riferimento della concessione, come noto, è la potenza nominale, essendo il parametro su cui viene calcolato il canone concessorio ex art.35 R.D. 1775/33 (il R.D. parla di forza motrice, senza entrare nello specifico).

La potenza nominale, in kW, è direttamente proporzionale al prodotto tra portata media e salto, secondo un fattore che in letteratura varia tipicamente tra 9,8 e 8, ove la portata sia espressa in m³/s e il salto in m⁵.

⁵ Tale parametro numerico deriva dalla seguente equazione:

$$W_n = g \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot Q_d \cdot H_d,$$

Utilizzando i fattori di conversione brevemente richiamati in nota, risulta una producibilità annua per il settore idroelettrico pari a 1486 GWh, e per quanto riguarda le derivazioni ad uso forza motrice, 1,1 GWh. Il valore calcolato, comunque, è sovrapponibile ai dati resi disponibili da Terna e dal GSE. Si rammenta difatti, come già riportato, che nel 2001 la produzione da fonte idroelettrica è stata pari a 1502,8 GWh e nel 2009 è stata pari a 1401,7 GWh. Come già detto, inoltre, calcolare la producibilità con la portata media porta un errore che non tiene conto di particolari esigenze, quale ad esempio la laminazione delle piene.

La tavola che segue mostra la distribuzione geografica delle derivazioni idroelettriche: storicamente le derivazioni si sono concentrate nel folignate, nel narnese, nell'orvietano, nella ValNerina e nel ternano, anche se le derivazioni che producono in quest'ultimo comune nascono principalmente in ValNerina. Interessante la riattivazione nel perugino e nell'umbertidese di due centrali ad acqua fluente, originariamente mulini, avvenuta recentemente, centrali che hanno comunque produzioni da non sottovalutare.

Dalle informazioni desunte dalle Province, come poi riportato nel paragrafo 1 - *Dati Province*, si evince che a fronte di 11 domande di derivazione ad uso idroelettrico nella provincia di Terni, 1 da 650 kW di potenza nominale è stata autorizzata, ed altre 10 per una potenza cumulata nominale pari a 6308 kW sono in itinere.

Tali istanze rappresentano in termini percentuali un piccolo contributo rispetto alle potenze (e quindi alle produzioni) oggi in essere (rispettivamente lo 0,25% ed il 2,38%), ma in termini assoluti rappresentano comunque una quota di produzione non indifferente: rispettivamente 3,6 GWh e 34,7 GWh.

Chiaramente il secondo valore riportato, comunque una stima, rappresenta la producibilità teorica ove tutte le richieste giungessero a buon fine.

Per il 2011 non appare opportuno considerare alcun incremento di produzione, nemmeno dell'impianto recentemente autorizzato: i tempi tecnici difatti di installazione sono tali da superare il limite di Dicembre 2011.

Si considera quindi una quota di produzione pari a quanto prodotto al 2009, nell'ipotesi del mantenimento delle attuali condizioni pluviometriche.

ove:

W_n = potenza nominale [kW];

g = accelerazione di gravità [m/s^2]

η = rendimento dei motori (idraulico - t - ed elettrico - g)

Q_d = portata media derivabile [m^3/s];

H_d = salto [m]

Come noto, la producibilità, ossia l'energia producibile, è l'energia effettivamente producibile in un tempo T (in s), e teoricamente è calcolata secondo il calcolo integrale che segue:

$$Pr\ oducibilit\grave{a} = 2.725 \cdot 10^{-6} \int_0^T \eta_i \cdot \eta_g \cdot \gamma \cdot Q_d \cdot H_d dt$$

ove:

γ = peso specifico dell'acqua [gm^{-3}].

Considerando però la portata ed il salto come valori medi (e quindi costanti nel tempo T), l'integrale è un semplice prodotto.

Data la portata in m^3/s e il salto in m, la producibilità teorica in GWh si ottiene moltiplicando la portata per il salto e per un fattore pari a $5,4 \cdot 10^{-5}$, ovvero data la potenza nominale in kW, è sufficiente moltiplicare tale valore per $5,5 \cdot 10^{-3}$.

Tali calcoli sono affetti chiaramente da approssimazione, ma consentono di effettuare valutazioni a scala regionale sufficientemente precise.

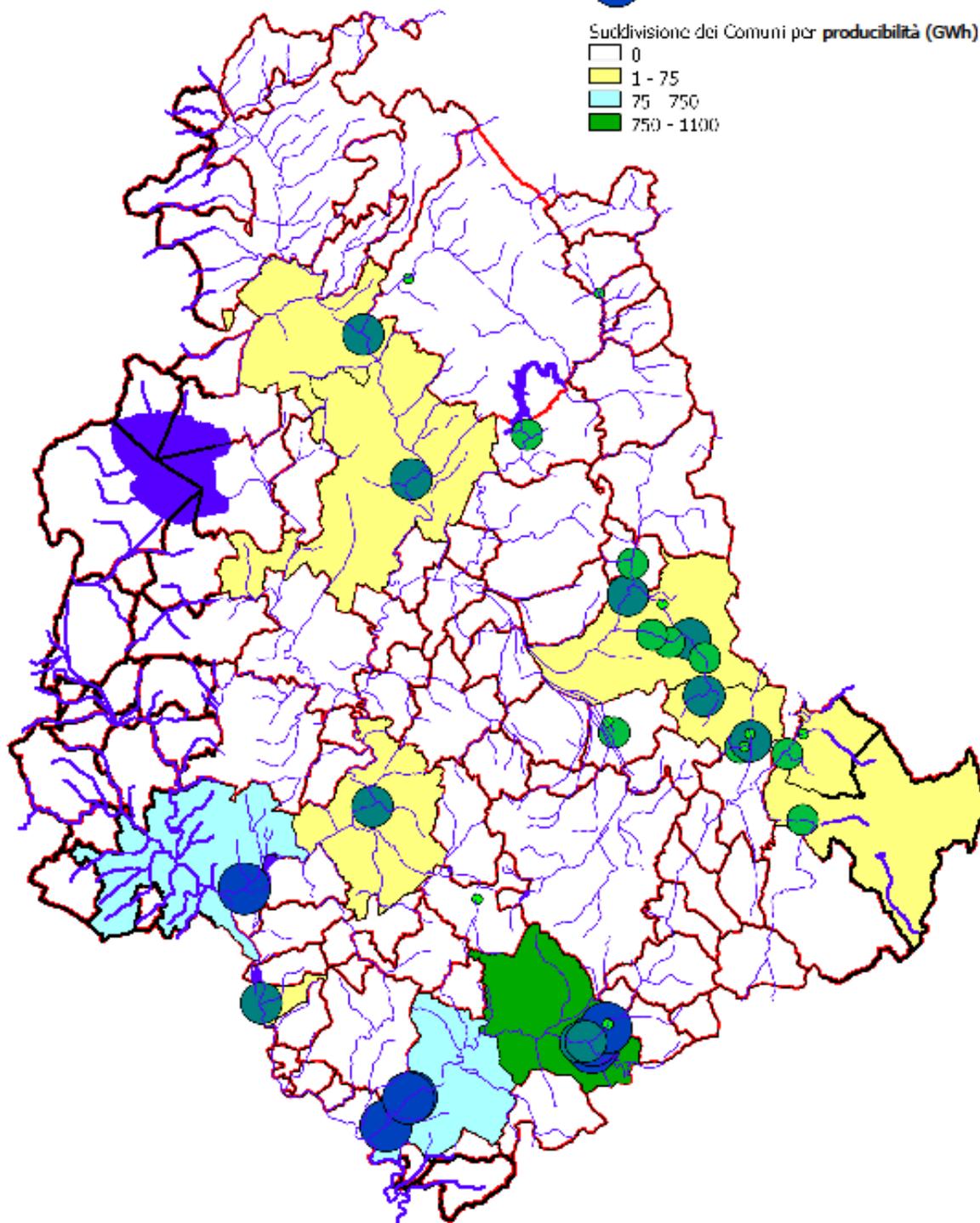
Legenda

Suddivisione degli impianti idroelettrici per Producibilità (GWh)

- 0.000 - 0.240
- 0.240 - 2.010
- 2.010 - 15.890
- 15.890 - 490.130

Suddivisione dei Comuni per **prodducibilità (GWh)**

- 0
- 1 - 75
- 75 - 750
- 750 - 1100



0 10000 20000 30000 40000 50000 Scala 1:650.000



4.4.3 Il settore eolico.

In Umbria dal 1999 sono in produzione 2 pale eoliche di potenza cumulata pari a 1.5 MW nel comune di Fossato di Vico.

Dopo tale realizzazione il settore non ha avuto alcuna evoluzione.

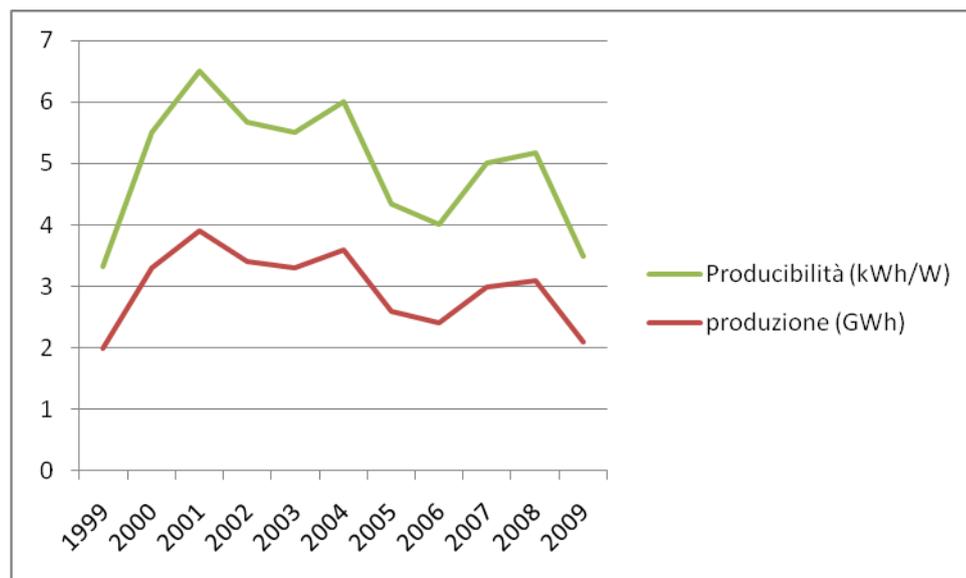
La produzione media annua nel periodo 1999-2009 è pari a circa 3 GWh, con punte di 3.9 GWh (2001), ed il minimo pari a 2 GWh (1999).

L'efficienza della fonte rinnovabile eolico, intesa quale produzione media annua rispetto alla potenza installata, risulta pari a 1980 Wh/W, con il picco raggiunto nel 2001 (2600 ore di funzionamento "a regime") e comunque tale valore non è mai stato inferiore a 1300.

Si rammenta che a livello nazionale 1500 Wh/W rappresenta la mediana della distribuzione della produzione media annua rispetto alla potenza installata al 2009, e tale valore viene considerato come soglia minima sotto la quale non risulta economico installare un impianto eolico.

La tabella ed il grafico che seguono mostrano i dati sopra sinteticamente riportati:

Anno	Potenza installata (MW)	produzione (GWh)	Producibilità (Wh/W)
1999	1,5	2	1.333
2000	1,5	3,3	2.200
2001	1,5	3,9	2.600
2002	1,5	3,4	2.267
2003	1,5	3,3	2.200
2004	1,5	3,6	2.400
2005	1,5	2,6	1.733
2006	1,5	2,4	1.600
2007	1,5	3	2.000
2008	1,5	3,1	2.067
2009	1,5	2,1	1.400



Nelle annualità 2006-2009 sono pervenute diverse istanze di Valutazione di Impatto Ambientale per grandi impianti eolici, per un totale di 11 installazioni.

Il parco eolico totale richiesto ha le seguenti caratteristiche, sintetizzate in forma tabellare:

Quota min	817	m
Quota max	1525	m
Quota media	1138,11	m
Potenza nominale min	850	kW
Potenza nominale max	3000	kW
Potenza nominale media	2183,96	kW
Potenza per installazione media	28,58	MW
Potenza per installazione max	50	MW
Potenza per installazione min	1,7	MW
Quota max mozzo	1606,3	m
Quota min mozzo	901,3	m
Quota media mozzo	1213,18	m
Potenza totale richiesta	231500	kW
Potenza totale richiesta	231,5	MW
Producibilità stimata	458,37	Gwh
Totale pale	106	

La producibilità è stata stimata prendendo il dato di produzione medio per le 2 pale esistenti, cioè 1980 Wh/W installato.

Una produzione di tale livello, pari a circa 460 GWh, in termini globali rappresenta circa il 30 % di quanto oggi viene prodotto in Umbria da fonte rinnovabile.

I comuni interessati sono Cerreto di Spoleto, Città di Castello, Foligno, Gualdo Tadino, Nocera Umbra, Stroncone, Gubbio e Valtopina (una installazione si trova a cavallo tra i comuni di Valtopina, Nocera Umbra e Foligno).

La tabella che segue mostra la distribuzione delle potenze e relativa producibilità in funzione dei Comuni.

	N. pale	Potenza totale richiesta kW	Producibilità stimata Gwh
Cerreto di Spoleto	8	16000	31,68
CittÓ di Castello	10	20000	39,6
Foligno	7	16100	31,88
Gualdo Tadino	4	3400	6,73
Nocera Umbra	45	82000	162,36
Stroncone	12	36000	71,28
Valtopina - Nocera Umbra - Foligno	10	20000	39,6
Gubbio	10	30000	59,4
TOTALE	96	231500	458,37

Nella carta che segue, le 11 richieste e il campo eolico ad oggi esistente.

Andando a intersecare il database regionale presentato con le informazioni provenienti dalle Province (par. 1 - Dati Province) , si ha una sostanziale identità dei dati ora presentati.

Legenda

Campo eolico esistente di FossatodiVico



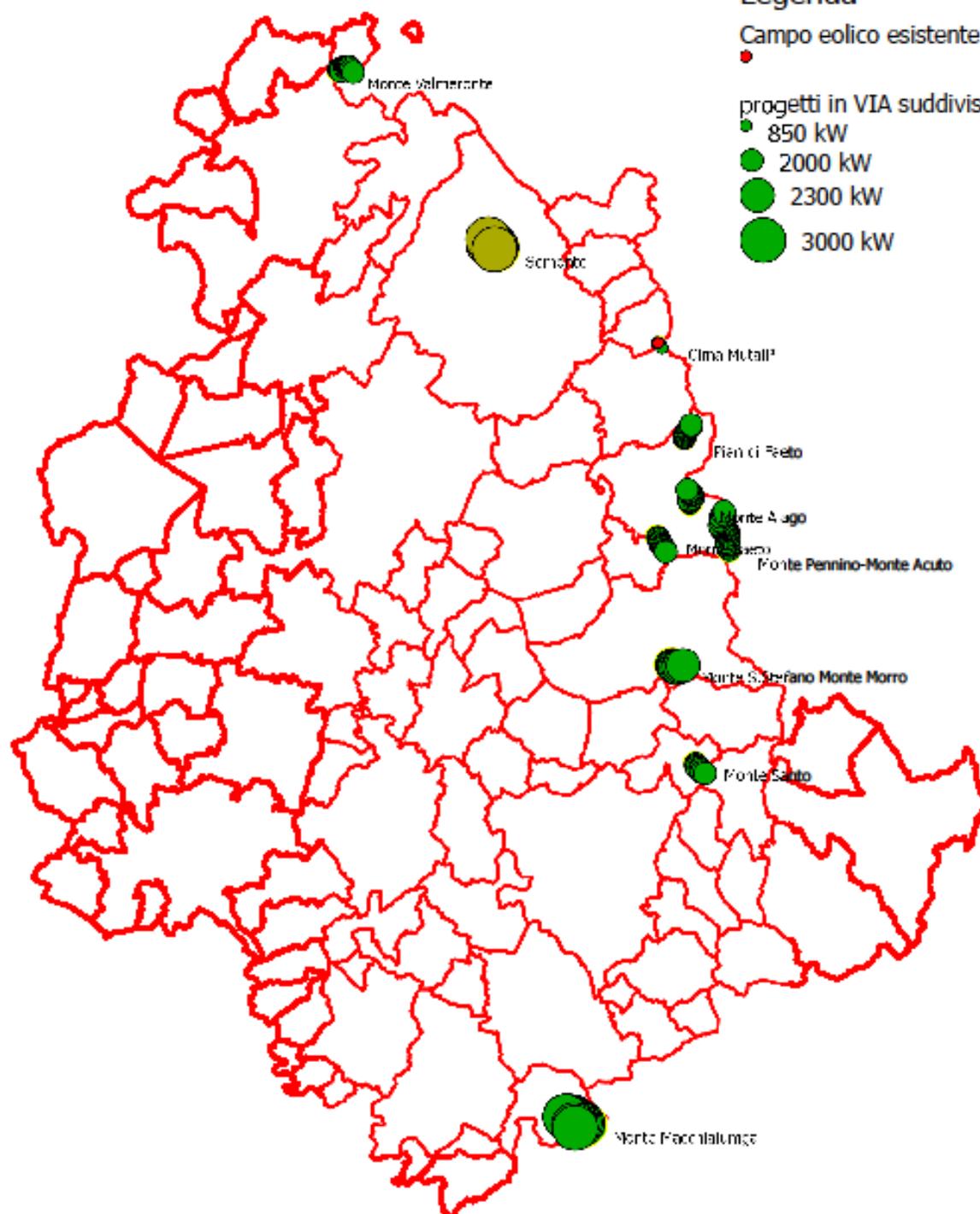
progetti in VIA suddivisi per potenza

850 kW

2000 kW

2300 kW

3000 kW



0 10000 20000 30000 40000 50000 Scala 1:650.000



Al 2011, tenuto conto dei tempi necessari di installazione dei grandi impianti eolici a fronte di un eventuale esito positivo della valutazione di impatto ambientale, non si ipotizza una crescita del settore.

4.4.4 Il settore geotermico.

Il geotermico a media ed alta entalpia, ossia utilizzato sostanzialmente per la produzione di energia elettrica, potrebbe essere una fonte di grande interesse, ma al momento la stima viene fatta sulla base delle potenzialità note.

La produzione elettrica da fonte geotermica è da sempre localizzata in aree della Toscana e del Lazio e viene stimata per l'Umbria una produzione limitata. Oggi, in Umbria, non esiste alcun apporto geotermico alla produzione di energia elettrica non essendoci impianti in funzione.

Nel 1991 fu accordata ad Enel la concessione di coltivazione di risorse geotermiche denominata "Torre Alfina" in territorio delle province di Viterbo e Terni per una superficie pari a Km² 58,63, di cui circa 20 Km² ricadenti in Umbria. Nel 2004 la concessionaria ha richiesto la ripermetratura della concessione con esclusione della parte ricadente in Umbria, avendo comunque realizzato 2 pozzi profondi. Attualmente si sta procedendo alla rassegnazione del diritto di concessione per l'area ripermetrata ed all'affidamento di una nuova attività di ricerca.

Si stima una potenzialità di realizzazione di almeno ulteriori altri 3 pozzi, per una potenza produttiva pari a 1 MW a pozzo e, in considerazione della costanza produttiva, di 28 GWh.

Nel settore geotermico si sottolinea che è fortemente interessante valutare l'efficienza della fonte rinnovabili, intesa quale produzione media annua rispetto alla potenza installata.

Tale dato rappresenta le ore di funzionamento alla massima potenza all'anno.

Nel settore geotermico il numero di ore annuo è pari a 7008, cioè circa 292 giorni/anno.

Tale valore è circa il triplo del valore analogo del settore idroelettrico, 2,5 volte superiore all'eolico, più di 5 volte superiore rispetto al fotovoltaico.

Al 2011 non è ipotizzabile alcun apporto aggiuntivo da fonte geotermica, tenuto conto dei tempi amministrativi necessari per la concessione mineraria geotermica ed i tempi tecnici di installazione emessa e regime degli impianti.

4.4.5 Il settore biomassa.

Nell'annualità 2009 il settore biomassa (cioè il settore termoelettrico tradizionale alimentato da biomassa) ha prodotto 128,1 GWh (cfr. par. 4.2 - *Situazione in Umbria relativa al biennio 2008 - 2009*).

Generalmente, la produzione da biomassa viene valutata facendo riferimento alle diverse forme di biomassa impiegate allo scopo:

- Biomassa solida, inclusa la frazione organica da rifiuti solidi urbani,
- Biogas, incluso il gas da discarica,
- Bioliquidi.

La situazione attuale regionale vede la produzione da biomassa derivante da 2 voci prevalenti, di seguito specificatamente riportate. La prima voce di produzione è quella relativa all'impianto Terni – ENA, la seconda è la produzione di energia da biogas da discarica e di quella derivante dalla somma di contributi degli impianti locali legati alla filiera agricola e forestale.

4.4.5.1 Terni En.A. S.p.A.

Nel comune di Terni opera in località Maratta Bassa un impianto progettato per la termovalorizzazione di CDR che utilizza, dal 2003, pulper da cartiera per la produzione di energia elettrica. I dati che seguono derivano dalla Dichiarazione Ambientale dell'impianto redatta in conformità al Regolamento CE n. 761/01 "Ecomanagment and audit scheme (EMAS)".

L'impianto è stato inizialmente autorizzato alla costruzione tramite Decreto MICA n. 05/98 dell'8 settembre 1998 ai sensi del D.P.R. 24 maggio 1988 n. 203.

In seguito la Regione Umbria, ai sensi L.R. n. 11/98 in materia di VIA (ora L.R.12/2010), ha pronunciato parere positivo di compatibilità ambientale con D. D. n. 3657 del 19 maggio 1999.

Tale pronuncia si è resa necessaria poiché l'impianto rientra nella tipologia d'impianto di cui allegato B - Punto 2 lettera a) (impianti termici con potenza termica complessiva superiore a 50 MW) di cui alla legge regionale n. 11/98 e l'area in cui insiste è soggetta al vincolo idraulico.

In seguito, con Determina Dirigenziale della Regione Umbria n. 5397 del 5 luglio 2000 è stata autorizzata una variante non sostanziale al progetto dell'impianto.

In data 18/10/2001, la Provincia di Terni ha iscritto TERNI En.A. S.p.A. nel registro provinciale delle imprese esercenti operazioni di recupero di rifiuti non pericolosi in procedura semplificata con il numero PN/TR 104 per le tipologie previste dall'all.2 sub.1 D.M. 5 febbraio 1998:

- 3.3 scarti vegetali;
- 4.3 rifiuti della lavorazione del legno e affini non trattati;
- 5.3 rifiuti da fibra tessile;
- 7.3 rifiuti della lavorazione del tabacco;
- 9.3 scarti pulper.

In data 30/01/2002, la Provincia di Terni ha altresì aggiornato l'iscrizione PN/TR 104, includendo anche le tipologie di cui all'Ordinanza del Ministero della Sanità 30/03/2001 Allegato 1, 1.3 (farine animali).

Oggi l'impianto termovalorizza solo una tipologia di rifiuto, il pulper da cartiera, e rappresenta l'unico esempio in Italia d'impianto funzionante esclusivamente con questo combustibile.

L'energia prodotta dalla combustione del pulper, al netto degli autoconsumi, è ceduta al GSE in regime di CIP 6 dietro corrispettivo economico.

Nel 2006, in conseguenza dell'entrata in vigore del D.M. 186/06, l'impianto ha chiesto ai sensi dell'art. 210 del D.Lgs 152/06 l'autorizzazione ordinaria all'esercizio dell'attività di recupero rifiuti ed ha ottenuto con atto n. 55325 del 17/11/2006 della Provincia di Terni la relativa autorizzazione.

TERNI En.A. S.p.A. infine ha ottenuto dalla Regione Umbria l'Autorizzazione Integrata Ambientale con atto n. 11879 con decorrenza 17/12/2008, che sostituisce le precedenti autorizzazioni all'esercizio.

Le produzioni dell'impianto dal 2004 ad oggi sono sintetizzate nella tabella che segue, e si sottolinea che l'impianto da Settembre 2010 è fermo per lavori di ammodernamento e potenziamento (*revamping*).

Anno	Energia prodotta (MWh)	di cui ceduta (MWh)
2004	79.511	71.244
2005	78.423	70.269
2006	78.343	70.197
2007	78.914	70.709
2008	81.159	72.721
2009	78.016	70.100
2010	45.466	40.625
2011	0	0

Si ipotizza che a breve la produzione riprenderà, e, in termini cautelativi, si manterrà almeno sui livelli di produzione sopra riportati.

4.4.5.2 Produzione da biogas, da reflui zootecnici o da sottoprodotti delle attività agricole, agroalimentari, agroindustriali e da biomassa solida.

Fino al 2007 l'energia elettrica da biogas veniva prodotta quasi totalmente dai due digestori anaerobici di Bettona e Marsciano.

Dopo la chiusura dei digestori, è rimasto esclusivamente, come produzione di energia da biogas, il settore relativo ai gas da discariche.

Nel 2010 si è prodotta una quantità di energia pari a 26,02 GWh, da parte di 5 discariche su 6.

Il gas captato, nel 2010, assomma a circa 18.860.000 Nm³, con una produzione specifica di energia elettrica per Nm³ pari a 1,38 kWh/Nm³.

Tale valore rappresenta una media pesata delle produzioni specifiche, variando queste da un minimo di 0,58 ad un massimo di 1,76 kWh/Nm³.

L'analisi di tali dati può far ipotizzare nel breve periodo un incremento di produzione di energia elettrica da tale fonte, non solo per l'attivazione del sistema di captazione e combustione del gas nella sesta discarica, ma anche per un possibile incremento dell'efficienza del sistema di captazione del biogas e un incremento dell'efficienza nella produzione di energia.

Se difatti tutte le discariche nel 2010 avessero avuto la stessa produzione specifica di energia elettrica pari al valore massimo registrato, si sarebbero prodotti 33,2 GWh di energia, cioè il 28% in più di quanto effettivamente prodotto (+7,18 GWh).

Segue una tabella che riporta i dati di produzione delle discariche – anno 2010

Comune	Esercente	Gas captato (Nm ³)	Energia prodotta (kWh)	kWh prodotto per Nm ³ captato
Magione	TSA	2.705.540,37	3.254.044,00	1,202733486
Gubbio				
Orvieto	SAO	3.891.246,00	6.615.119,00	1,700000206
Città di Castello	Sogepu S.p.A.	2.208.740,00	1.280.219,00	0,579615075
Perugia	GESENU S.p.A.	7.888.193,00	11.047.890,00	1,400560306
Spoletto	VUS S.p.A.	2.167.242,00	3.818.984,00	1,762140084
		kWh	26.016.256,00	1,379370621
		pari a GWh	26,02	

Al 2011 si può ipotizzare la costanza della produzione rispetto al 2010 (26,02 GWh).

Nel 2009 il settore agricolo e forestale ha contribuito al settore energetico, oltre che con i già ricordati impianti a biogas di Bettona e Marsciano, oggi inattivi, con biomasse solide (legna, colture dedicate, scarti vegetali, etc.) per una quota stimabile nel 20% (pari a circa 25 GWh elettrici).

Dalle informazioni assunte dalle Province e riportate all'allegato 3, par.1 - Dati Province, si desume che oltre gli impianti a biogas esistenti sono stati autorizzati 15 impianti a biomassa (solida, liquida o biogas) per una potenza installata di circa 20 MW ed una producibilità pari a 7,2 GWh/anno, ed inoltre sono in itinere ulteriori 10 istanze sempre per impianti a biomassa per una potenza installata pari a 10 MW e una producibilità pari a 11,2 GWh/anno.

Con le informazioni disponibili non è possibile ipotizzare che entro la fine del 2011 siano realizzati/autorizzati gli impianti sopra elencati, quindi non è possibile proiettare un ulteriore contributo del settore agro-alimentare al 2011 (e quindi si considera costante la produzione rispetto al dato 2009), ma si evidenzia, dai dati riportati, che le imprese hanno un crescente interesse nel settore.

4.5 Proiezione della situazione energetica in Umbria al 2011.

L'analisi sviluppata per i diversi settori consente, quindi, di considerare il trend di sviluppo per le diverse fonti e di procedere ad una previsione piuttosto attendibile per l'annualità in corso. In particolare, sono stati sommati i contributi esplicitati nei paragrafi precedenti, settore per settore, ipotizzando costante la quota di fabbisogno energetico (in considerazione della fase di recessione economica che fa registrare una riduzione costante dello stesso fabbisogno) e di produzione da fonte rinnovabile già esistente (in considerazione del fatto che il regime pluviometrico 2010 non si è molto discostato dal regime dell'annualità 2009).

Collazionando i dati si evidenzia come l'unico settore interessato da una crescita sia il settore fotovoltaico, e la tabella che segue mostra i dati di cui si è tenuto conto per aggiornare al 2011 i dati relativi al 2009.

	Origine dati			
Apporti 2011	GSE	Comuni	Province	Totale
Fotovoltaico	116	35,6	33,5	185,1

La tabella che segue mostra lo scenario al 2011, ottenuto come aggiornamento dello scenario 2008 - 2009 di partenza (dati TERNA – par.4.2), utilizzando i dati sopra riportati.

Nella tabella le voci relative alla produzione da fonte non rinnovabile non vengono riportate e si ipotizza costante il fabbisogno regionale lordo (5928,1 GWh).

	GWh			2008 %		2009 %		2011 %	
	2008	2009	2011	% Produzione umbra	% fabbisogno umbro	% Produzione umbra	% fabbisogno umbro	% Produzione Umbra	% fabbisogno umbro
FER									
idroelettrico	1077,6	1407	1407	22,32%	17,03%	32,53%	23,73%	31,20%	23,73%
geotermico	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Eolico	3,1	2,1	2,1	0,06%	0,05%	0,05%	0,04%	0,05%	0,04%
fotovoltaico	10,2	25,8	210,9	0,21%	0,16%	0,60%	0,44%	4,68%	3,56%
biomasse		128,1	128,1		0,00%	2,96%	2,16%	2,84%	2,16%
nuovi apporti			185,1			0,00%	0,00%	4,10%	3,12%
sub-totale	1090,9	1563	1748,1	23%	17,2%	36%	26,37%	39%	29,49%
Totale	4827,2	4324,7	4509,8	100%	76%	100%	73,0%	100%	76,1%
Fabbisogno regionale	6328,1	5928,1	5928,1						
Deficit	1500,9	1603,4	1418,3				27,0%		23,9%

Tale scenario ipotizza, rispetto al 2009, una crescita circa del 12% (11,84%) nella produzione da fonti rinnovabili, ed il rapporto tra l'energia elettrica da fonti rinnovabili ed il fabbisogno elettrico regionale passa dal 26,37% al 29,49%.

Facendo riferimento ai valori proiettati del rapporto tra fonti di energia elettrica rinnovabile e il valore del consumo interno lordo umbro (cfr. par.4.2), tali valori rivalutati sono rispettivamente:

- **12,30 %** tenendo conto del valore della penetrazione elettrica (39,2% ricavata da ENEA), della quota di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (29,49%) e della quota di energia non elettrica da fonti rinnovabili (0,74% dato ENEA);

11,27 % convertendo il valore di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (1748,1 GWh) in ktep (326,9 ktep), sommando tale valore alla quota di energia non elettrica da fonti rinnovabili (23 ktep) (dato ENEA - 2005) e quindi rapportando tale somma col fabbisogno energetico lordo (3105 ktep) (dato ENEA 2005).

Di seguito una tabella di confronto tra i dati analoghi calcolati per la annualità 2008, per l'annualità 2009 (par.4.2) e per l'annualità 2011.

ANNO	penetrazione elettrica	Quota Energia da fonti rinnovabili		Rap.1 ⁶	Energia da fonte rinnovabili		Consumo interno lordo	Rap. 2 ⁷	
		Elettrica	Non elettrica		Elettrica	Non elettrica			
		%	%		GWh	ktep		Ktep	ktep
2008	39,2	17,24	0,74	7,50	1090,9	203,998	23	3105	7,31
2009		26,37		11,08	1563,3	292,337			10,16
2011		29,49		12,30	1748,1	326,895			11,27

Per la tabella sopra riportata si richiamano le considerazioni già fatte al par.4.2 - Situazione in Umbria relativa al biennio 2008 - 2009 ed alla possibilità di una revisione dei valori determinati, a fronte di eventuali diversi parametri di riferimento, con particolare riguardo al consumo lordo (denominatore) ed al fattore di conversione Wh-kt, che dovessero essere assunti nel decreto ministeriale di ripartizione ed attribuzione alle Regioni degli obiettivi di produzione di energia da fonti rinnovabili.

⁶ Vedasi par. 4.2 - Situazione in Umbria relativa al biennio 2008 - 2009 in merito alla procedura di calcolo del primo rapporto.

⁷ Vedasi par. 4.2 - Situazione in Umbria relativa al biennio 2008 - 2009 in merito alla procedura di calcolo del secondo rapporto.

5 STRATEGIA 2011 – 2013

5.1 Introduzione

Si è già detto che la Direttiva per la promozione delle fonti rinnovabili, parte integrante della Strategia europea, assegna un obiettivo di crescita dell'energia da fonti rinnovabili a livello nazionale, comprensivo per tutti i settori, lasciando agli Stati membri la facoltà di declinare le misure settoriali per il suo conseguimento. Per tale sviluppo si richiama la definizione di uno scenario in cui si considerino le vocazioni del territorio, la sostenibilità economica delle diverse tecnologie e quindi un sistema di governance decentrata. Lo stesso Consiglio europeo Ambiente del giugno 2009 richiama le Regioni al forte protagonismo nel cambiamento in quanto soggetti che hanno conoscenza del territorio, capacità di aggregare i player rilevanti, competenza nel fornire orientamenti ed opportuni sostegni alle componenti del sistema. Peraltro, vanno anche tenute in conto le eventuali e potenziali ricadute occupazionali che uno sviluppo di tal genere può sottintendere, tanto più significativo e rilevante quanto più connesso alla creazione di vere filiere produttive che vedano nell'industria delle fonti rinnovabili molto più di una nicchia di qualità.

Il Piano di Azione Nazionale (PAN) per le Energie Rinnovabili riprende il ruolo che possono e devono svolgere le Regioni dal Governo, riconosciuto attraverso la previsione di una condivisione diversificata (*"burden sharing"*), traducibile in una ripartizione dell'obiettivo per l'Italia tra le Regioni, ancora peraltro inapplicata, nonostante rappresenti un elemento fondamentale per attuare una politica di sviluppo delle rinnovabili.

Si ricorda nuovamente che in relazione all'obiettivo fissato per l'Italia del 17% di consumo di fonti rinnovabili nel mix energetico nazionale, nella Finanziaria 2008 è stato inserito un specifico comma⁸ di previsione del decreto di riparto cui far seguire la definizione da parte delle Regioni di conseguenti e coerenti iniziative⁹.

Pur non essendo ancora definiti i suddetti contributi regionali, si ritiene opportuno individuare per l'Umbria i possibili obiettivi per prevedere azioni che si muovano verso la maggiore quota possibile da raggiungere in considerazione del potenziale produttivo delle singole fonti presenti, opportunamente rimodulato per poter tener conto dei vincoli di sostenibilità (economici, ambientali, di accettabilità sociale).

Per l'Umbria, elementi di partenza per definire gli obiettivi da raggiungere sono quelli della situazione attuale, dei vincoli legati ad eventuali criticità ambientali e paesaggistiche, delle opportunità offerte dalla strumentazione regionale. Tenendo conto di tale contesto di riferimento si è quindi cercato di definire valori obiettivo verosimili per le diverse fonti a fronte di una strategia di intervento che necessariamente si concretizza attraverso i diversi settori, con azioni a carattere verticale ed azioni a carattere trasversale. Sono azioni verticali quelle che agiscono specificatamente sui singoli settori (agricoltura, industria, trasporti, edilizia), anche attraverso strumenti operativi diversificati e mirati; sono azioni trasversali quelle che agiscono in modo orizzontale anche su una pluralità di contesti e cercano di massimizzare la leva dell'efficacia attraverso l'intreccio di funzioni di regolazione, incentivazione, promozione e divulgazione.

⁸ *"il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, emana [entro novanta giorni...] uno o più decreti per definire la ripartizione fra regioni e province autonome di Trento e di Bolzano della quota minima di incremento dell'energia prodotta con fonti rinnovabili per raggiungere l'obiettivo del 17 per cento del consumo interno lordo entro 2020 ed i successivi aggiornamenti proposti dall'Unione europea. I decreti [...] sono emanati tenendo conto: a) della definizione dei potenziali regionali tenendo conto dell'attuale livello di produzione delle energie rinnovabili; b) dell'introduzione di obiettivi intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018 calcolati coerentemente con gli obiettivi intermedi nazionali concordati a livello comunitario"*

⁹ *"entro i successivi novanta giorni, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano adeguano i propri piani o programmi in materia di promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica negli usi finali o, in assenza di tali piani o programmi, provvedono a definirli, e adottano le iniziative di propria competenza per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo minimo fissato"*

5.2 Linee di indirizzo

Al fine di definire anche per un periodo limitato le linee di indirizzo regionale per lo sviluppo di fonti energetiche rinnovabili è necessario basarsi sull'analisi della situazione attuale della produzione di energia da fonti rinnovabili, tenere conto della potenzialità di ciascuna fonte e della sostenibilità ambientale in relazione alle specifiche caratteristiche del territorio regionale. In primo luogo, quindi, viene fornita una valutazione quali-quantitativa delle tipologie di impianto e delle relative compatibilità ambientali ed economiche. La stessa fa riferimento alle schede di dettaglio riportate in allegato ed elaborate da ENEA nonché da quanto indicato dalla stessa Commissione europea. In secondo luogo, vengono enucleate alcune linee di indirizzo che fungono da riferimento per le azioni regionali.

Così come indicato al par. 4.5 - *Proiezione della situazione energetica in Umbria al 2011*. storicamente il settore rinnovabili in Umbria è caratterizzato da una forte incidenza del settore idroelettrico che al 2009 rappresentava il 90% del totale della produzione da fonti rinnovabili. Tale valore costituisce una produzione media di circa 1400 GWh/anno. Si può ritenere a grandi linee che la potenzialità del settore sia pressoché ormai interamente sfruttata. Possono rimanere solo locali situazioni di limitata capacità per la limitatezza di portata e salti.

Sempre fino al 2009, la quota rimanente era pressoché interamente ricoperta dal settore delle biomasse per circa l'8% (128 GWh), imputabile per larga misura al settore dei rifiuti (termovalorizzazione del pulper e biogas da discarica). Si può ritenere che il settore delle biomasse in Umbria abbia margini di crescita sia nel settore rifiuti, che nel settore delle biomasse agricole e forestali.

Negli ultimi 2 anni si è assistito ad una crescita esponenziale del fotovoltaico, che nell'arco di 2 anni ha decuplicato il proprio peso, passando da circa 25 GWh a 210 GWh, andando a coprire circa il 12% del totale della produzione da fonti rinnovabili.

Sulla base dei dati GSE si può affermare che tale crescita è dovuta ad un numero limitato di impianti collocati a terra di grandi estensioni, per una quota maggioritaria pari al 60%, e a molti impianti di piccole dimensioni collocati sui tetti per una quota minoritaria, ma non trascurabile, pari al 40%.

Le attuali caratteristiche tecnologiche del solare termodinamico (o a concentrazione) non fanno ipotizzare lo sviluppo dello stesso, che viceversa ha grosse potenzialità al di sotto dei 40° di latitudine.

In Umbria dal 1999 sono in produzione 2 pale eoliche di potenza cumulata pari a 1.5 MW nel comune di Fossato di Vico, per una produzione media annua di circa 2 GWh. Dopo tale realizzazione il settore non ha avuto alcuna evoluzione, pur a fronte di un notevole numero di richieste (per un totale di circa 450 GWh/anno), che denota una chiara potenzialità da sfruttare.

Le uniche potenzialità conosciute per la produzione di energia geotermica di alta e media entalpia sono presenti nella parte sud-occidentale della regione, in particolare nell'orvietano, per la presenza delle propaggini degli apparati vulcanici laziali. Viceversa, il territorio regionale offre grosse opportunità di sviluppo della geotermia a bassa entalpia per la produzione di energia termica (acqua calda, riscaldamento e raffrescamento) che dovrebbe essere abbinata alla produzione di energia elettrica da altre fonti rinnovabili, in particolare il fotovoltaico.

Lo sfruttamento di qualsiasi fonte energetica, incluse le fonti rinnovabili, determina trasformazioni del territorio ed impatti sull'ambiente e sul paesaggio, a vario grado, in relazione alle matrici ambientali coinvolte dalla realizzazione dell'impianto, dalle emissioni che produce, ed al grado di alterazione degli ecosistemi interessati, nonché al contesto territoriale interessato ed in particolare in relazione all'impatto visivo-paesaggistico.

La tabella seguente offre una sintetica rappresentazione del grado di potenziale impatto sulle matrici ambientali interessate, sull'ecosistema e sul paesaggio teoricamente determinato dall'installazione.

Tipologia		Matrice ambientale interessata			Impatto ecosistema	Impatto paesaggistico
		acqua	aria	suolo		
Fotovoltaico	a terra	+	+	+++	++	+++
	a tetto	+	+	+	++	+++
Idroelettrico		+++	+	+	+++	+++
Biomassa	solida	+	+++	+	+	+
	biogas	++	++	+	+	+
	biofuel	+	++	+++	+	+
Eolico		-	+	+	++	+++
Geotermia		-	+	+	+	+

Non tutte le fonti energetiche hanno inoltre, a parità di potenza installata, la stessa produzione di energia. Inoltre alcune assicurano la produzione anche di energia termica, contribuendo alla riduzione dei consumi di energia oggi prodotte da fonti tradizionali.

La tabella che segue mostra in maniera sintetica la producibilità per ogni fonte, ovvero le ore di funzionamento/anno, e l'integrazione della produzione elettrica e termica.

Tipologia		Producibilità media	Integrazione termico/elettrico
		Wh/W	
Fotovoltaico	a terra	1300	No
	a tetto	1300	No
Idroelettrico		3000	No
Biomassa	solida	8000	Sì
	biogas		Sì
	biofuel		Sì
Eolico		2000	No
Geotermia ad entalpia	alta e media	8000	sì
	bassa	8000	No

Inoltre, si sottolinea che per alcune fonti di energia rinnovabile vale il fattore di scala, per altre no.

In altre parole, alcune fonti di energia sono modulabili, ma per altre non vale la modularità. Semplificando, un impianto fotovoltaico può essere suddiviso in più impianti, la cui somma di superficie occupata, potenza e producibilità sarà la stessa del primo impianto.

Lo stesso non vale per un impianto eolico: un impianto eolico di potenza pari alla somma delle potenze di 3 impianti minieolici ha una producibilità di gran lunga superiore alla somma delle producibilità dei 3 impianti mini-eolici.

Segue, infine, una tabella che evidenzia alcune caratteristiche non trattate nella tabella precedente, e nello specifico la continuità o meno di produzione, gli aspetti ambientali connessi con l'impatto acustico ed odorigeno (negativi) e con il recupero energetico (positivo), ed infine alcune caratteristiche tecniche (manutenzione, vita media dell'impianto ed aspetti occupazionali).

Tipologia	Fonte	Energia	Rendimento fonte	CO ₂	Aspetti ambientali	Aspetti occup.li	Manut.ne	Vita impianto (Anni)
Fotovoltaico	Libera ed inesauribile; non programmabile	elettrica e termica	discontinua	0	0 (non produce rumore, emissione nocive o gas inquinanti)	+	ridotta	25-30
Idroelettrico	programmabile	elettrica	continua	0	- (altera equilibri idrici e naturali)	0	ridotta	30
Biomassa	Biomassa vegetale esauribile; programmabile	Elettrica e termica	continua	-	- (emissioni in atmosfera) + (aiuta a riciclare i rifiuti)	0	ridotta	15-20
Biogas	Biomassa vegetale esauribile; programmabile		continua		+ (aiuta a riciclare i rifiuti)			30
Biodiesel	Biomassa vegetale esauribile; programmabile	Elettrica	continua	+	+	+		15-20
Eolici	Libera, ma discontinua; non programmabile	elettrica	discontinua	0	+			15-20
Geotermia	Inesauribile; programmabile	Elettrica e termica	continua		-			

Tenuto conto delle caratteristiche ambientali e paesaggistiche del territorio regionale, per lo sviluppo delle fonti rinnovabili le linee di indirizzo regionali possono essere così declinate:

- Limitare la diffusione in area agricola di impianti fotovoltaici da realizzare con moduli a terra, salvaguardando comunque la funzione di integrazione del reddito agricolo;
- Favorire l'installazione di impianti fotovoltaici collocati su edifici, aree di pertinenza, infrastrutture (pensiline, tettoie, parcheggi, ...);
- Contemperare l'installazione di impianti eolici con le esigenze di tutela del paesaggio;
- Favorire il recupero di piccole antiche derivazione per la produzione di energia idroelettrica;
- Favorire l'installazione di impianti di produzione da biomasse in assetto cogenerativo;
- determinare, per gli impianti a biomassa, la distanza di provenienza delle biomasse, e la distanza dagli abitati, le regole di progettazione a garanzia della qualità dell'aria; Favorire lo sfruttamento delle risorse geotermiche conosciute e promuovere la ricerca di nuove risorse.

5.3 Obiettivi minimi di produzione

Per raggiungere l'obiettivo di produzione del 2020, è prevista, sia a livello comunitario che di Stato membro, una azione di monitoraggio e verifica periodica sul conseguimento di obiettivi intermedi. In particolare, a decorrere dal 2015, sull'obiettivo realizzato al 2014, verranno attivate misure sanzionatorie in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi prefissati. In tale contesto, in attesa della determinazione nazionale della ripartizione tra regioni degli obiettivi, l'azione è rivolta a cogliere un significativo risultato di produzione entro il 2013, stante ancora una interessante forma di incentivazione nazionale e la possibilità della utilizzazione, a livello regionale, di risorse comunitarie da destinare ad interventi per il settore energetico.

Al fine di fissare un primo obiettivo regionale di breve termine (2013), è opportuno fare riferimento in prima istanza all'obiettivo europeo fissato per l'Italia (17%), nell'intesa di una successiva eventuale rideterminazione. Valgono infatti le considerazioni riportate ai parr.4.2 e 4.5 in merito alla variabilità del valore assunto dal rapporto sopra rappresentato, in funzione di eventuali modifiche, da parte dello Stato, dei parametri presi a riferimento, con particolare riguardo al consumo lordo (denominatore) ed al fattore di conversione Wh-tep. Come già indicato, una valutazione diversa del denominatore e/o l'utilizzo di un fattore di conversione più basso tep-MWh potrebbe portare ad un valore del rapporto energia da fonti rinnovabili rispetto al fabbisogno lordo di molto inferiore, addirittura stimabile, nella peggiore delle ipotesi, in circa 9 %, nel caso in cui si dovesse considerare 1 MWh = 0,086 tep e costanza del fabbisogno lordo.

Per tale motivo, fintanto che lo Stato non abbia stabilito non solo la quota di energia da fonti rinnovabili rispetto al fabbisogno regionale, ma anche le modalità di calcolo ed i parametri di conversione, l'obiettivo riportato rappresenta l'obiettivo minimo da raggiungere.

Ancora, ove il fattore di conversione tep-MWh dovesse essere il più basso (1 MWh = 0,086 tep), la produzione di calore da fonti rinnovabili diverrebbe fondamentale per raggiungere gli obiettivi, così come il risparmio/incremento di efficienza energetica.

Difatti, solamente l'ipotesi di una produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari al fabbisogno regionale potrebbe fare raggiungere l'obiettivo sopra declinato, ma tale ipotesi non è certo raggiungibile in un orizzonte temporale così limitato (2020).

Quindi, all'obiettivo sopra declinato, nella peggiore delle ipotesi dovrà necessariamente essere associato un incremento dello sviluppo di energia termica da fonti rinnovabili, tale da arrivare ad una quota di energia termica da fonti rinnovabili pari a circa 100 ktep.

Assumendo, quindi, ipoteticamente, la quota del 17%, e la metodologia di calcolo già illustrata, l'obiettivo minimo di produzione di energia elettrica per il 2013 non può essere inferiore a quello già registrato nel biennio 2010-2011, e pertanto pari al 12% per ciascun biennio successivo, in maniera tale da conseguire al 2020 una produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari a circa 2900 GWh (50% del fabbisogno elettrico umbro).

Tale valore, opportunamente trasformato e confrontato con il consumo interno lordo, può rappresentare il 17,5% del consumo interno lordo regionale, così come derivante dagli unici dati disponibili e forniti da ENEA per l'anno 2005, e quindi configurerebbe il raggiungimento, per la regione, dell'obiettivo nazionale al 2020. Il consumo interno lordo, così come riportato al par. 3, è comprensivo di tutti gli apporti energetici: trasporto, calore (sia per fini civili che industriali), elettrico, e costituisce in maniera conservativa il valore massimo considerabile.

Chiaramente le valutazioni effettuate non tengono conto degli apporti termici, che comunque fanno ipotizzare un superamento del livello sopra ipotizzato per il 2020.

Da quanto sopra detto, l'obiettivo al 2013 è una crescita delle fonti rinnovabili per produzione di energia elettrica analoga a quella a cui si è assistito nel biennio 2010-2011, quindi pari al 12% (circa 6% su base annuale), equivalente, in termini assoluti, ad un incremento di circa **200 GWh**.

5.4 La previsione al 2013: ripartizione dell'obiettivo per settore

In funzione dei criteri enunciati al par. 5.2 - Linee di indirizzo, e tenendo conto che il raggiungimento dell'obiettivo produttivo deve coniugarsi con:

- la riduzione del consumo;
- la riduzione di CO₂;
- le peculiarità ambientali e le vocazioni territoriali delle zone interessate dalle installazioni di impianti alimentati a fonti rinnovabili.
- la compatibilità ambientali (inquinamento aria)
- la contemperazione tra le esigenze di produzione a fini alimentari ed energetici .

L' incremento di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili minimo al 2013 (200 GWh), viene così ripartito:

Settore	GWh	Ripartizione %
Fotovoltaico	60	29,3%
Idroelettrico	20	9,8%
geotermico	15	7,3%
Biomassa	70	34,1%
Eolico	40	19,5%
TOTALE	205	100%

Di seguito, in analogia con quanto già trattato al paragrafo 4.4 - *La proiezione della produzione al 2011 – analisi settore per settore*, si descrive la ripartizione dell'obiettivo sopra enunciata per ciascuna fonte, rispetto alla produzione 2011.

5.4.1 Il settore fotovoltaico.

Il contributo del settore al raggiungimento dell'obiettivo è posto pari a 60 GWh, che equivale ad un incremento del 28% rispetto al 2011.

Tale produzione dovrà derivare prioritariamente da impianti installati su edifici, aree di pertinenza e infrastrutture.

Se tutta la produzione derivasse da fotovoltaico su edificio, ipotizzando una producibilità pari a 1300 Wh per ogni W installato, la potenza da installare risulta pari a 50 MW, equivalenti ad una superficie occupata pari a 40-50 Ha (8-10 m²/kW).

5.4.2 Il settore idroelettrico.

La quota di 20 GWh fissata per il settore idroelettrico può essere scomposta in 2 parti.

La prima è relativa all'impianto autorizzato di cui al par. 4.4.2, che ha una potenzialità di produzione pari a 3,6 GWh/anno.

La seconda parte, corrispondente a 16,4 GWh, tiene conto sia della favorevole conclusione di alcune delle istanze oggi in itinere, ma anche di possibili incrementi in termini di efficienza nelle centrali esistenti.

Tali crescite, chiaramente, sono sempre effettuate nell'ipotesi di costanza delle attuali condizioni pluviometriche.

In termini percentuali, tale incremento di produzione equivale ad un incremento del settore idroelettrico del 1,4 % rispetto al 2011.

5.4.3 Il settore eolico.

Come indicato al par. 4.4.3, la media di producibilità (i.e. ore di funzionamento a regime) dell'unico impianto oggi esistente è pari a circa 2000 ore/anno, quindi la producibilità media è 2000 Wh per ogni W installato.

Nell'ipotesi di una costanza del regime anemometrico medio, ipotizzare una crescita di 40 GWh nel settore eolico significa ipotizzare la realizzazione di un campo eolico da 20 MW.

Considerando che la potenza nominale di ciascuna pala può raggiungere 3 MW (eolico di grandi dimensioni), l'obiettivo è conseguibile con 7 pale.

Un'ipotesi di incremento di 40 GWh si traduce nel favorevole accoglimento del 8,7% della producibilità richiesta.

5.4.4 Il settore geotermico.

I 15 GWh di apporto del settore geotermico corrispondono alla entrata a regime dello sfruttamento minerario dei 2 pozzi ad oggi esistenti.

Non ha senso parlare di incremento percentuale del settore, poiché ad oggi il settore non ha alcuna produzione.

Una produzione equivalente da fotovoltaico rappresenterebbe una superficie occupata a tetto di 9,2 Ha, a terra di 23,1 Ha.

5.4.5 Il settore biomassa.

La quota di incremento del settore è fissata in 70 GWh. In vero, tale valore potrebbe essere sottostimato nel caso in cui si realizzino impianti da biomassa solida vegetale e da matrici organiche della filiera agroalimentare (reflui di allevamenti, scarti agricoli, sottoprodotti delle attività agroalimentari) la cui produzione andrebbe aggiunta a quanto ottenibile da gas di discarica e dal contributo di altra biomassa solida.

Così come riportato al paragrafo 4.4.5.2, si può ipotizzare che il settore biogas da discarica possa contribuire con una produzione costante pari a 35 GWh di energia elettrica ad anno (+9 GWh rispetto al 2011).

Alla quota di energia sopra riportata, sempre al 2013 è ipotizzabile sommare la produzione di biogas, e conseguente produzione di energia, dalla componente organica dei rifiuti.

Nello specifico, i parr. 6.7.2 e 6.7.3 del PRGR prevedono al 2013 una produzione di rifiuti organici da raccolta differenziata (frazione organica da raccolta differenziata + raccolta differenziata del verde) pari a 102.089 t.

A tale quota va aggiunta la frazione organica stabilizzata, pari a 42.183 t per il 2013, per un totale di 144.272 t.

Ipotizzando una potenza installata pari ad 1 MW per ogni 30.000 t di frazione organica mandata a digestore anaerobico, ed ipotizzando un funzionamento continuo (esclusi circa 20 giorni/anno di manutenzione), quindi pari a 8200 ore/anno di funzionamento, la producibilità per MW risulta essere pari a 8,2 GWh.

In tali ipotesi, come da tabella che segue, si evince che dal flusso di frazione organica al 2013 si possono ricavare circa 40 GWh (39,36 GWh) di energia elettrica. Tale analisi traslascia la quota termica, parte della quale va comunque utilizzata nel processo biologico.

Anno 2013	t/a	unità di misura	Riferimento
-----------	-----	-----------------	-------------

Raccolta differenziata fraz organica	68.963	t	PRGR par. 6.7.2
Raccolta differenziata del verde	33.126	t	PRGR par. 6.7.2
compostaggio totale	102.089	t	PRGR par. 6.7.2
Frazione organica stabilizzata	42.183	t	PRGR par. 6.7.3
Totale	144.272	t	
Potenza	30.000	ta ⁻¹ /MW	
Tempo di funzionamento (ore)	8.200	ore	
Potenza installabile	4,8	MW	
Producibilità	39,36	GWh	

Gli ulteriori 21 GWh elettrici necessari a raggiungere l'obiettivo di settore corrispondono ad un impianto a biomasse di potenza installata pari a circa 3 MW elettrici (2,91 MW).

Tale stima è effettuata considerando una producibilità pari a 7200 Wh per W installato, cioè un funzionamento a regime per 300 giorni all'anno.

Si sottolinea che accanto alla produzione di energia elettrica tali impianti, lavorando in assetto cogenerativo, hanno la possibilità di recuperare calore. La stima della produzione del calore, però, varia in funzione della tecnologia utilizzata.

A titolo di esempio, la combustione di biomassa legnosa a fronte di un rendimento elettrico dell'ordine del 17%, ha un rendimento termico dell'ordine del 70%, mentre per un biogas si ha una maggior produzione elettrica a scapito del recupero di calore (indicativamente 40% elettrico e termico).

Comunque sia si può stimare, a fronte di una potenza elettrica installata di 3MW, una ulteriore potenza termica compresa tra 3 e 12 MW, per la produzione di una quota calore annua compresa tra 21 e 80 GWh

Nella sostanza, per il settore biomasse della filiera agro-alimentare-forestale si ipotizza un raddoppio rispetto al 2011, analogo alla crescita del settore biogas da rifiuti.

L'ipotesi di incremento di 70 GWh si traduce, in termini percentuali, in un incremento di produzione del settore biomassa pari al 55% rispetto al 2011.

Si ricorda infine che il Piano dei Rifiuti ipotizza la realizzazione di una centrale per il trattamento termico dei rifiuti con una potenza termica installata di 68 MW. Il Piano prevede un flusso di rifiuti urbani in ingresso pari a circa 134.000 t/a, con potere calorifero inferiore (PCI) pari a 3.233 kcal/kg e un rendimento elettrico pari al 24%.

Con tale ipotesi, a regime la produzione attesa di energia elettrica è pari a 120 GWh.

5.5 La previsione al 2013: riepilogo

La tabella che segue mostra, sempre nell'ipotesi di costanza del fabbisogno elettrico rispetto all'annualità 2009, l'andamento ipotizzato della componente del settore rinnovabili ed il peso relativo a breve termine.

Fonte energetica	GWh			2009 %	2011 %	2013 %
	Produzione 2009	Proiezione 2011	Previsione 2013	% Fabb. elettrico	% Fabb. elettrico	% Fabb. elettrico
idroelettrico	1407	1407	1427	23,73%	23,73%	24,07%
geotermico	0	0	15	0,00%	0,00%	0,25%
Eolico	2,1	2,1	42,1	0,04%	0,04%	0,71%
fotovoltaico	25,8	210,9	270,9	0,44%	3,56%	4,57%
Biomasse	128,1	128,1	198,1	2,16%	2,16%	3,34%
<i>Incrementi</i>		185,1	205	0,00%	3,12%	3,46%
<i>Totale rinnovabile</i>	1563	1748,1	1953,1	26,37%	29,49%	32,95%
<i>Totale Non rinnovabile</i>	2761,7	2761,7	2761,7	46,59%	46,59%	46,59%
totale prod umbra	4324,7	4509,8	4714,8	73,0%	76,1%	79,53%
Fabbisogno regionale	5928,1	5928,1	5928,1			
Deficit	1603,4	1418,3	1213,3	27,0%	23,9%	20,5%
<i>Crescita delle rinnovabili rispetto al periodo precedente</i>					11,84%	11,73%

In definitiva, rispetto al 2009 l'obiettivo è una crescita del 25% del settore rinnovabili al 2013, che corrisponde ad una crescita assoluta rispetto al fabbisogno energetico elettrico totale del 6,5%.

La tabella che segue mostra per ogni settore l'ipotesi di incremento al 2013 in GWh e, tenuto conto della grande crescita del settore fotovoltaico e della familiarità con questa tecnologia, nonché della semplicità nell'immaginarsi una pala eolica, il contributo di ciascuna fonte è posto in relazione alla superficie occupata da un impianto di produzione fotovoltaico (sia a terra che a tetto) ed in relazione al numero equivalente di pale eoliche da 1 MW e da 3 MW, pale che tipicamente sono caratterizzate rispettivamente da una altezza al mozzo di 50-60 m e 80-100 m e da una lunghezza delle pale di circa 20m.

Settore	GWh	Incremento rispetto al 2011	Ripartizione obiettivo	Equivalente Fotovoltaico		Equivalente Eolico	
				a tetto Ha (8m ² /kW)	a terra Ha (20 m ² /kW)	n. pale da 1 MW	n. pale da 3 MW
Idroelettrico	20	1,42%	9,8%	12	31	10	3
Geotermico	15	--	7,3%	9	23	8	3
Eolico	40	1904,76%	19,5%	25	62	20	7
Fotovoltaico	60	28,45%	29,3%	37	92	30	10
Biomassa	70	54,64%	34,1%	43	108	35	12
<i>totale</i>	<i>205</i>		<i>100%</i>	<i>126</i>	<i>316</i>	<i>103</i>	<i>35</i>

Infine la tabella che segue mostra uno sguardo sinottico relativo al rapporto tra energia da fonti rinnovabili e consumo interno lordo, per le annualità 2008e 2009 (par.4.2), per l'annualità 2011 (par.4.5) e per l'annualità 2013.

ANNO	penetrazione elettrica	Quota Energia da fonti rinnovabili		Rapporto 1	Energia da fonte rinnovabili			Consumo interno lordo	Rapporto 2
		Elettrica	Non elettrica		Elettrica		Non elettrica		
		%	%	%	GWh	ktep	ktep		ktep
2008	39,2	17,24	0,74	7,50	1090,9	203,998	23	3105	7,31
2009		26,37		11,08	1563,3	292,337			10,16
2011		29,49		12,30	1748,1	326,895			11,27
2013		32,95		13,66	1953,1	365,230			12,50

La previsione 2013 porta ad una crescita del parametro sopra riportato di 1,3 punti percentuali rispetto al 2011, in analogia con la crescita avuta tra il 2009 ed il 2011.

5.6 Le azioni

La International Energy Agency (IEA), in un recente studio sull'efficacia delle varie politiche di promozione delle energie rinnovabili nel mondo (*Deploying Renewables – Principles for Effective Policies - 2008*), oltre a concludere che, malgrado i recenti progressi, vi è un importante potenziale di miglioramento per le politiche di sostegno alle rinnovabili in molti Paesi, identifica cinque principi fondamentali sui quali basare politiche a favore delle energie rinnovabili realmente efficaci ed economicamente efficienti:

- la rimozione delle barriere non-economiche, come ad esempio: gli ostacoli amministrativi, gli ostacoli all'accesso alla rete, una struttura non ottimale del mercato dell'energia elettrica, la mancanza d'informazioni e formazione; il superamento delle problematiche di accettazione sociale al fine di migliorare il funzionamento del mercato e delle politiche;
- la necessità di un quadro di supporto economico prevedibile e trasparente per attirare gli investimenti;
- l'introduzione di incentivi transitori, che devono diminuire col passare del tempo, al fine di promuovere e monitorare le innovazioni dal punto di vista tecnologico e portare le tecnologie energetiche rinnovabili rapidamente verso la competitività di mercato;
- lo sviluppo e l'attuazione di incentivi appropriati che garantiscano un livello specifico di supporto alle diverse tecnologie in base al loro livello di maturità tecnologica, al fine di sfruttare il significativo potenziale del grande portfolio di tecnologie energetiche rinnovabili necessario per un futuro *low-carbon*;
- la dovuta considerazione dell'impatto- conseguente ad una penetrazione su vasta scala delle tecnologie energetiche rinnovabili – sul sistema energetico nel suo complesso, in particolare nei mercati energetici liberalizzati, con la dovuta attenzione all'efficienza degli investimenti e all'affidabilità del sistema.

Per raggiungere, quindi, gli obiettivi più generali posti al 2020 le principali azioni che dovranno essere realizzate sono:

- Semplificazione amministrativa, che veda una riduzione nei tempi attraverso un ottimale coordinamento tra i diversi soggetti che possono intervenire nell'iter autorizzativo, nonché una chiarezza procedurale;
- Promozione di una nuova politica finanziaria regionale che si orienti maggiormente alla definizione di fondi di garanzia a protezione di mutui pluriennali ed eventuali forme di credito agevolato;
- Informazione per il cambiamento e per far crescere una nuova "etica di consumo", basata sulla diffusione della conoscenza dei consumi energetici e degli aspetti ambientali di ciascuna tecnologia al fine di consentire una adeguata consapevolezza e quindi ampliare eventualmente l'accettabilità sociale;
- Qualificazione professionale degli operatori e dei soggetti
- Ricerca per favorire anche l'incremento dell'offerta locale di tecnologia. L'attività di ricerca e sviluppo in campo energetico risulta strategica. Gli spazi di manovra della regione sono sufficientemente ampi poiché molti filoni dell'attività di ricerca possono riguardare innovazioni anche con una specificità territoriale. E' quindi opportuno che la regione integri l'azione pubblica centrale e sopranazionale nel sostenere la ricerca. La ricerca sul solare termodinamico, sul fotovoltaico, sulle nuove tecniche di combustione della biomassa, sui biocarburanti di seconda generazione, sullo sfruttamento delle risorse geotermiche a media e bassa entalpia per la produzione di energia elettrica e di calore, sono tutti ambiti in cui l'innovazione deve tradursi a breve in innovazioni commerciali importanti. Risulta perciò importante creare le condizioni per uno sviluppo sia di sistemi produttivi incentrati sulle rinnovabili e sull'efficienza energetica, sia degli impianti di produzione di energia elettrica e termica alimentati da fonti energetiche rinnovabili. A questo proposito è necessario, da un lato, incrementare l'attività di ricerca di base o cognitiva e dall'altro, stimolare il trasferimento tecnologico a favore del sistema produttivo.

Nel breve periodo, al fine di raggiungere l'obiettivo declinato al par. 5.4 per il 2013, la strategia regionale troverà attuazione attraverso le seguenti azioni:

- Strumenti di regolazione: semplificazione amministrativa; disciplina per l'installazione degli impianti: aree non idonee, criteri generali di localizzazione e progettazione; premialità;
- Strumenti di governance: azioni di coordinamento, accordi di programma;
- Incentivi, attraverso le possibili misure dei programmi di intervento comunitario (POR FESR, POR FSE, PSR FEASR) e attraverso misure finanziarie di garanzia e di anticipazione, di sperimentazione anche prototipale di nuove forme di produzione/utilizzo e di tecnologie. Il costo di produzione di energia attraverso l'impiego di fonti rinnovabili è almeno per alcune tecnologie ancora troppo alto e, pertanto, poco concorrenziale. Da qui l'esigenza di supportarne impianto, sviluppo ed affermazione, formazione ed informazione attraverso un sistema di incentivi pubblici;
- Promozione della certificazione energetica ed ambientale;
- Controllo dell'attuazione.

5.6.1 Semplificazione amministrativa

Uno degli elementi fondamentali per lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili è quello relativo alla regolamentazione ed alla connessa semplificazione amministrativa. Tale aspetto è citato, peraltro, tra i maggiori ostacoli presenti nel sistema italiano che, anche a fronte delle recenti disposizioni nazionali (D.M. 10 settembre 2010; d. lgs.vo 28/2011), risulta non omogeneo.

Peraltro, le numerose disposizioni nazionali emanate nell'ultimo periodo riguardanti la promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili hanno interessato, tra l'altro, la razionalizzazione e la semplificazione delle procedure autorizzative degli impianti produttivi delineando anche spazi di azione e di specifica regolamentazione delle Regioni.

La Regione ha, perciò, definito il regolamento per l'installazione e l'esercizio degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili che, tra l'altro, delimita il quadro complessivo delle competenze poste in capo a Comuni e Province ed amplia, per quanto possibile in conformità ai limiti posti dalla normativa nazionale, le condizioni per l'accesso ai diversi regimi autorizzativi nell'ottica della semplificazione delle procedure amministrative.

Il regolamento definisce le procedure autorizzative per ogni specifica tipologia di impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile: il regime della comunicazione, della procedura abilitativa semplificata (PAS), dell'autorizzazione unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003. Le prime due di competenza comunale, la terza provinciale. Un quadro riepilogativo allegato al regolamento indica la procedura da seguire per ciascuna tipologia di impianto, i limiti di potenza e le condizioni da rispettare, l'ente competente. In generale, per le installazioni di impianti per le quali è prevista la comunicazione o la dichiarazione per la PAS devono essere inviate al Comune competente; costituiscono eccezioni gli impianti che devono essere sottoposti a verifica di assoggettabilità o VIA. In questo caso e nei rimanenti deve essere presentata istanza di autorizzazione unica alla Provincia. Il regime della comunicazione, ovvero delle installazioni che possono essere realizzate come attività di edilizia libera, è stato esteso, rispetto a quanto già previsto dal D.M. 10 settembre 2010, con criterio di gradualità in relazione alle dimensioni degli impianti e degli associati impatti sul territorio. La semplice comunicazione è pertanto prevista anche alla realizzazione di progetti di impianti fotovoltaici di qualsiasi potenza nel caso di impianti da realizzare esclusivamente su edifici, di potenza fino a 50 kW e per fini di autoconsumo nel caso di impianti con moduli a terra da realizzare nelle aree di pertinenza di edifici, di potenza fino a 20 kW negli altri casi (aree agricole); la comunicazione è prevista anche nel caso di impianti eolici di potenza fino a 50 kW, da realizzare nelle aree di pertinenza di edifici e comunque di altezza massima non superiore a 8 metri. La procedura

abilitativa semplificata (PAS) che sostanzialmente riproduce la “vecchia” denuncia di inizio attività (DIA) è stata estesa al solo caso di progetti di impianti fotovoltaici con moduli a terra di potenza fino a 200 kw realizzati da imprese agricole in aree agricole o di particolare interesse agricolo e a condizione che il richiedente abbia la disponibilità anche delle aree necessarie alla realizzazione delle eventuali opere di connessione alla rete. Nel caso in cui il richiedente non abbia la disponibilità di tali aree e pertanto si renda necessaria l’attivazione della procedura espropriativa, il richiedente è tenuto a presentare istanza di autorizzazione unica alla Provincia.

Particolare attenzione è stata posta alla procedura da seguire nel caso gli impianti da realizzare nell’ambito di interventi edilizi. Nel rispetto dei limiti di potenza e delle condizioni di cui sopra, l’installazione di tali impianti previsti dal progetto dell’intervento edilizio è consentita sulla base del relativo titolo edilizio. Non è necessario quindi che il proponente oltre agli adempimenti connessi alla segnalazione certificata di inizio attività (SCIA) o alla richiesta di permesso a costruire debba presentare anche quanto previsto per la procedura di sola installazione di impianti per la produzione di energia. Ciò avrebbe costituito un’inutile duplicazione di procedure, con aggravamento degli adempimenti a carico del proponente e della pubblica amministrazione. Al fine di consentire il monitoraggio anche di tali impianti realizzati unitamente alle attività e opere edilizie, è richiesto al proponente di allegare alla segnalazione certificata di inizio attività (SCIA) o alla richiesta di permesso a costruire un apposito modulo informativo delle caratteristiche dell’impianto adottato dalla Giunta regionale ai sensi dell’art.9; nel caso di interventi di nuova costruzione o ristrutturazione rilevante, il modulo comprenderà anche quanto necessario alla verifica degli obblighi di integrazione minima di cui all’art. 11 del d.lgs. 28/2011.

Il regolamento individua, poi, i casi di effetto cumulo e di VIA obbligatoria. I progetti di impianti da fonti rinnovabili posizionati a distanza inferiore a metri 1000 da altri impianti già autorizzati e per i quali la sommatoria delle potenze nominali di ciascuno sia superiore a 1 MW devono essere valutati in termini cumulativi nell’ambito delle procedure di valutazione di ambientale, ovvero di verifica di assoggettabilità a VIA o direttamente VIA ove prevista. Il proponente di un impianto che sia pertanto collocato nella stessa area e comunque a distanza inferiore a 1000 metri dal perimetro di un altro impianto della stessa tipologia, qualora la sommatoria delle potenze nominali degli impianti sia superiore ad 1 MW, sarà pertanto tenuto ad effettuare le procedure di valutazione ambientale; per effetto di quanto previsto al comma 4 dell’art.3 non potrà accedere alle procedure semplificate di competenza del Comune ma necessariamente dovrà presentare istanza di autorizzazione unica alla Provincia. In ragione di particolari impatti paesaggistici e/o ambientali gli impianti eolici di potenza superiore ad 1 MW e gli impianti idroelettrici di potenza superiore a 100 kW e non inseriti in edifici sono direttamente assoggettati alla valutazione di impatto ambientale; nel caso di impianti non termici, compresi impianti fotovoltaici collocati sugli edifici e sulle infrastrutture, ricadenti nelle aree naturali protette, nei parchi e nelle zone di rispetto delle acque destinate al consumo umano, ai sensi della l.r. 12/2010 l’obbligatorietà di VIA è ridotta a 500Kw.

5.6.2 Disciplina di individuazione delle aree non idonee per l’installazione degli impianti

Il regolamento relativo alle procedure amministrative di autorizzazione individua le aree non idonee all’installazione degli impianti per la produzione di energia rinnovabile e stabilisce criteri generali di localizzazione all’interno delle aree idonee, di progettazione degli impianti nel rispetto delle esigenze di tutela e salvaguardia dell’ambiente, della biodiversità, dei valori paesaggistici regionali e quindi dei livelli compatibili di trasformazione ammissibili del territorio.

Le aree non idonee sono state individuate per ciascuna tipologia di impianto sulla base delle incompatibilità riscontrate con le caratteristiche ambientali e/o paesaggistiche del territorio umbro, quale patrimonio e risorsa da salvaguardare, di testimonianza culturale e sociale, e anche di forte valenza turistica. Il regolamento fissa per talune tipologie di impianti (fotovoltaico ed eolico) la tutela delle componenti

paesaggistiche; per altri (idroelettrico e biomasse) la tutela delle matrici ambientali (acqua aria suolo). L'individuazione delle aree non idonee è stata fatta sulla base dei vincoli o ambiti di tutela paesaggistica e ambientale, di carattere nazionale, regionale e provinciale: il CODICE DEI BENI CULTURALI E DEL PAESAGGIO (D. Lgs. n. 42/2004), il Piano Urbanistico Territoriale, L.R. 24 marzo 2000, n. 27, il Piano territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Perugia e della Provincia di Terni, la legge regionale 26 giugno 2009, n. 13 (PUST), il PIANO PAESAGGISTICO REGIONALE elaborato sulla base della CONVENZIONE EUROPEA DEL PAESAGGIO, adottata dal Comitato dei Ministri della Cultura e dell'Ambiente del Consiglio d'Europa il 19 luglio 2000 e pre-adottato con D.G.R. n. 1370 del 5 ottobre 2009. In relazione alle rilevanti dimensioni che possono assumere gli impianti eolici o al particolare ambiente interessato dagli impianti idroelettrici sono definite soglie dimensionali al fine di graduare le azioni di tutela e meglio contemperare lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Per la stessa finalità sono altresì indicate anche le eccezioni al divieto di installazione nelle aree non idonee di taluni impianti. A titolo di esempio nelle aree di particolare interesse agricolo è consentita l'installazione di impianti fotovoltaici anche in "pieno campo" alla sola impresa agricola limitatamente ad un solo impianto per un ingombro non superiore a 0,5 Ha, estensibile fino ad 1 ha nel caso di imprese agricole di dimensione superiore a 200 Ha; negli altri caso ai soli fini di autoconsumo per impianti realizzati in ambiti "compromessi" e per una distanza non superiore a 100 metri dalla presenza di "detrattori ambientali".

È prevista la possibilità che le aree non idonee possano essere integrate sulla base delle proposte che entro 90 giorni dall'entrata in vigore del regolamento i Comuni e le Province presentano alla Regione. Le proposte, ai fini della valutazione che la Regione dovrà effettuare nei successivi 60 giorni, dovranno contenere l'individuazione delle ulteriori aree non idonee e le motivazioni per cui si chiede l'integrazione.

5.6.3 Incentivi

Gli strumenti regionali prevalenti, attualmente disponibili, per le azioni di incentivazione finanziaria sono il POR FESR, principalmente, e il PSR FEASR.

Le azioni di incentivazione si riferiscono, quindi, ad interventi di carattere "verticale", che agiscono nei diversi settori e prevedono ipotesi di sviluppo differente in ordine alle diverse tecnologie, privilegiando comunque una produzione integrata (energia elettrica e termica) contestualmente alla riduzione dei consumi sia in termini assoluti (consumo totale) che relativi (consumo soggettivo). Rimane, poi, una possibile forma di sviluppo, altrettanto auspicabile, di integrazione fra soggetti, sempre comunque finalizzata alle modalità produttive e di efficienza privilegiate per i settori verticali ed i soggetti individuali. I diversi interventi devono, infine, favorire la creazione e/o il consolidamento di filiere di sviluppo tecnologico.

settore di intervento	politiche	Tecnologia collegata	azioni	strumenti
imprese	Promozione di filiere di sviluppo tecnologico		• Creazione di poli di innovazione	• POR FESR
	Miglioramento efficienza energetica		• Investimenti innovativi	• POR FESR
	Micro generazione distribuita	- fotovoltaico integrato - co-trigenerazione con sistemi termo solari; - co-trigenerazione con biogas	• investimenti	• POR FESR
agricoltura	Promozione di filiere territoriali di biomasse agricole e forestale	- Impianti a biomasse	- investimenti	• PSR FEASR
	Micro generazione distribuita	- fotovoltaico - micro-minieolico	- investimenti	• PSR FEASR
edifici	Sviluppo teleriscaldamento Promozione produzione energia per autoconsumo Incremento efficienza	- Fotovoltaico - Biomasse - Cogenerazione - Contatori di calore - Pompe di calore		
Territorio (integr.ne tra soggetti)	Promozione distretto energetico anche attraverso l'integrazione tra soggetti pubblici e privati	- biomasse		• POR FESR • PSR FEASR
Pubblico	Promozione produzione energia per autoconsumo Incremento efficienza	- Fotovoltaico - Biomasse - Pompe di calore	• Investimenti innovativi	• POR FESR

Per quanto riguarda il POR FESR 2007-2013, l'Asse III "Efficienza energetica e sviluppo di fonti rinnovabili" ha una dotazione finanziaria di 52,2 milioni di euro, il 15% del totale delle risorse del programma. L'Asse è suddiviso in due attività:

- "Promozione e sostegno dell'efficienza energetica", finalizzata alla diffusione di misure di risparmio energetico (basso consumo, alta efficienza, cogenerazione, trigenerazione) che permettano un utilizzo efficiente delle energie prodotte nell'ambito dei processi produttivi;
- "Promozione e sostegno della produzione energetica da fonti rinnovabili", finalizzata alla diffusione di processi di produzione di energia derivante da fonti rinnovabili (solare, eolica, idroelettrica, geotermica, biomassa) da produzione locale

Con recente atto della Giunta Regionale, la maggior parte delle risorse residue al 31.12.2010 (circa 35 milioni di €) sono state destinate per iniziative e interventi a favore delle imprese (19 milioni) e di Enti pubblici (11,5 milioni).

Le principali linee di intervento sono indicate come di seguito:

- qualificazione energetica dei sistemi urbani ed edilizi pubblici;
- uso efficiente dell'energia negli insediamenti produttivi;
- nuove attività imprenditoriali in materia di energia;
- sviluppo delle fonti rinnovabili;
- servizi per l'efficienza degli usi finali di energia;
- ricerca e innovazione.

In particolare, le azioni per i soggetti pubblici saranno orientate alla realizzazione di progetti volti:

- a) alla gestione efficiente dell'uso dell'energia per l'illuminazione pubblica;
- b) alla sperimentazione di modelli di gestione integrata per la riduzione del consumo di energia;
- c) allo sviluppo di fonti rinnovabili quale il fotovoltaico nelle scuole primarie e secondarie di primo grado;

E quelle rivolte alle imprese riguarderanno le seguenti attività:

- d) Ricerca e innovazione
- e) Risparmio energetico,
- f) Incentivazione della produzione di energia elettrica da fotovoltaico nelle imprese umbre
- g) Sostegno allo sviluppo di tecnologie verdi nel campo dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili.

Il PSR FEASR non destina specifiche risorse per il settore energetico, bensì prevede alcune misure, sia per i soggetti pubblici che per le imprese agricole che agroalimentari, che possono finanziare interventi di realizzazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, prevalentemente biomasse di origine agricola e forestale.

Per entrambi gli strumenti di programmazione comunitaria richiamati, in fase di attuazione, vengono declinate le modalità di intervento e definiti gli aspetti tecnici e amministrativi. Le stesse dovranno, comunque, tenere in conto la necessità di individuare i percorsi operativi che riescono a massimizzare, quanto più possibile, gli effetti delle risorse a disposizione. Ciò perché la limitatezza delle risorse a disposizione, la necessità di perseguire numerosi obiettivi che interessano una pluralità di soggetti pubblici e privati, non consente di ancorare il raggiungimento degli obiettivi di produzione di energia da fonti rinnovabili, come indicati precedentemente, esclusivamente a tali incentivi. Ciononostante, le risorse individuate dall'asse III del POR FESR non sono trascurabili: sono risorse importanti che se utilizzate in maniera coordinata e integrata tra le diverse misure previste dal programma e dal regime di sostegno nazionale possono rappresentare un significativo contributo all'incremento e allo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Coordinare e integrare le diverse fonti finanziarie, gli interventi pubblici e privati, gli interventi di produzione e di efficienza energetica, di produzione di energia elettrica e di energia termica da pompe di calore o geotermia a bassa entalpia, rappresenta la via "maestra" da seguire per dare la maggiore efficacia possibile alle azioni regionali da mettere in campo.

Si tratterà, pertanto, di associare quanto più possibile e in forma prioritaria, se non obbligatoria, alle singole misure (es. sostituzione tetti in amianto, interventi di efficientamento) anche interventi di produzione di energia da fonti rinnovabili; ove le condizioni lo permettano, di impianti di cogenerazione che possano soddisfare utenze pubbliche e private per i fabbisogni di calore e raffrescamento.

Occorre pertanto limitare, se non evitare, interventi di tipo generalista evitando la frammentazione dei contributi regionali sia verso le imprese che verso gli enti pubblici.

Realizzare interventi coordinati e integrati può altresì rappresentare, per piccole comunità, soddisfare integralmente i propri fabbisogni energetici e così creare "isole energetiche" autonome dalla rete, interamente alimentate da fonti rinnovabili. Un ulteriore elemento di valorizzazione di tali isole energetiche nel "cuore verde" dell'Umbria potrebbe essere rappresentato da interventi di riqualificazione energetica di edifici pubblici, di illuminazione pubblica stradale, di monumenti ed edifici di particolare interesse storico-architettonico che porterebbero un indubbio valore aggiunto anche ai fini della promozione di un turismo sostenibile che sempre più incontra l'attenzione di molti.

5.6.4 Promozione della certificazione energetica e ambientale

La Regione Umbria, come molte regioni italiane, non ha ancora disciplinato la certificazione energetica degli edifici, in attuazione del decreto 192/2005. La certificazione energetica è un potente strumento di incentivazione all'incremento dell'efficienza energetica nel settore dell'edilizia. Stime effettuate da diversi organismi valutano in misura del 45-50% l'incidenza dei consumi di energia che si registrano all'interno di edifici rispetto al totale dell'energia consumata.

Incidere sul contenimento dei consumi riconducibili al settore dell'edilizia rappresenta un fattore determinante ai fini del raggiungimento dell'obiettivo che sarà prossimamente assegnato alle regioni con il cd. "burden sharing".

Il recente d.lgs. 28/2011 ha riproposto l'obbligatorietà dell'Attestato di Certificazione energetica (ACE) per le transazioni immobiliari e posto in capo alle Regioni, in attuazione della direttiva comunitaria, nuovi obblighi e adempimenti. Prossimamente sarà portato all'attenzione della conferenza Stato-Regioni lo schema di decreto attuativo in materia di controlli sulla validità di tali attestazioni presentate da soggetti certificatori e il recepimento della direttiva comunitaria sul rendimento energetico degli edifici.

Pure in assenza della disciplina in materia di certificazione energetica con la L.R.17/08 "Norme in materia di sostenibilità ambientale degli interventi urbanistici ed edilizi", l'Umbria, prima Regione in Italia, si è dotata di un importante strumento che, ancorché su base volontaria nel caso di soggetti privati, promuove, tra l'altro, l'efficienza energetica e la produzione da fonti di energia rinnovabile: la certificazione ambientale degli edifici. Si tratta di una procedura che, attraverso la compilazione di 22 schede, produce una valutazione delle caratteristiche dei fabbricati (facoltativa per i privati e obbligatoria per gli enti ed i soggetti pubblici) basata sul metodo GBC (Green Building Challenge) e approvata nel 2004 dalla Conferenza dei Presidenti delle Regioni nella versione italiana messa a punto dal Gruppo di lavoro interregionale istituito presso ITACA. Tale metodo consente l'attribuzione di una classe di sostenibilità tenendo conto di vari aspetti e problematiche quali l'efficienza energetica, l'utilizzo di fonti rinnovabili, la qualità del sito, il consumo delle risorse, i carichi ambientali, la qualità dell'ambiente indoor, la qualità dei servizi. Ben sei delle ventidue schede trattano direttamente della qualità energetica del fabbricato; le altre schede valutano aspetti ambientali comunque riconducibili a tematiche dell'energia (emissioni in atmosfera, mobilità sostenibile, illuminazione naturale).

Con il "Piano casa" alla Certificazione ambientale è stata associata un'importante premialità edificatoria: 20 per cento per gli interventi di nuova costruzione certificati in classe "A" e "B" e incremento della superficie utile fino ad un massimo del 25 per cento per edifici demoliti e ricostruiti in classe "B" (L.R. 26 giugno 2009, n.13 "Norme per il governo del territorio e la pianificazione e per il rilancio dell'economia attraverso la riqualificazione del patrimonio edilizio esistente"). Premialità ulteriormente estese con il secondo Piano casa: 25% in classe "A" e 15% in classe "B", per edifici ubicati anche in zone agricole fino e fino a tutto l'anno 2012 (Legge Regionale n.27 del 23 dicembre 2010).

È necessario promuovere e coordinare i due strumenti cogliendo l'opportunità che l'obbligatorietà della certificazione energetica (attualmente effettuata, sulla base delle linee guida nazionali, da professionisti abilitati) faccia da traino per la certificazione ambientale (effettuata gratuitamente da Arpa) che la contiene.

Nel breve-medio periodo, quindi, sarà predisposta una disciplina regionale semplificata che stabilisca le modalità di presentazione della certificazione energetica, i controlli che devono essere effettuati, i soggetti certificatori.

E' altresì opportuno sviluppare strumenti di supporto atti a stimolare l'aggiornamento dei Regolamenti Edilizi Comunali, che con maggiore rapidità dovrebbero essere sempre più improntati a favorire e disciplinare l'efficienza e l'installazione di fonti rinnovabili. Anche al fine di facilitare il recepimento da parte

dei Comuni della più recente legislazione nazionale e regionale (a partire dalla L.R. 17/2005) in materia di sostenibilità, si predisporrà, limitatamente alle questioni energetiche, uno specifico schema-tipo che possa essere di supporto alla modifica e/o integrazione dei regolamenti esistenti.

In attesa delle azioni normative di cui sopra, è importante, nel breve periodo, dotarsi di strumenti di semplificazione per la presentazione della certificazione energetica, anche in via telematica, e continuare nell'azione di divulgazione della certificazione ambientale, oggi limitata ai soli edifici residenziali, e che è necessario estendere anche a quelli non residenziali.

5.6.5 Attuazione

Se pure con una operatività a breve termine, l'attuazione della presente strategia risulta importante per il raggiungimento degli obiettivi prefissati al 2020. Sembra pertanto opportuno accompagnarla con uno strumento di verifica periodica del set di misure proposte, sia in termini energetici che economici.

Il regolamento per l'installazione e l'esercizio di impianti di energia da fonti rinnovabili già stabilisce le modalità di trasmissione delle informazioni che i Comuni e le Province sono tenuti a fornire alla Regione e la modulistica che deve essere utilizzata per la presentazione dell'istanza di autorizzazione di competenza delle Province, della comunicazione o della dichiarazione relativa alla procedura abilitativa semplificata di competenza dei Comuni. È altresì prevista una specifica modulistica per il monitoraggio degli impianti da realizzare nell'ambito di interventi edilizi da allegare alla SCIA o alla richiesta di permesso di costruire.

L'insieme dei diversi strumenti risulta fondamentale per un costante e periodico monitoraggio finalizzato a supportare eventuali modifiche e/o rafforzamento di specifiche misure di intervento regionale.

5.7 Considerazioni per lo sviluppo futuro (2020)

La valutazione effettuata per il periodo 2011-2013 è propedeutica e fondamentale per lo sviluppo successivo. In vero, ipotizza una crescita lineare del settore fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia elettrica con un tasso biennale pari a circa il 12%, in funzione delle diverse azioni di carattere regolamentare e premiale e, soprattutto, di maggiore diffusa consapevolezza di consumo energetico sostenibile.

Tale tasso di crescita proiettato al 2022, così come già anticipato, potrebbe **teoricamente** consentire l'avvicinamento all'obiettivo che ci sarà assegnato dal cosiddetto *burden-sharing*, probabilmente compreso tra 17% e 22%, e prevede il conseguimento di una produzione di energia da fonti rinnovabili pari a 2900 GWh, nella sostanza raddoppiando quello che era il livello di produzione da fonti rinnovabili registrato nel 2009.

FER	GWh							Incremento dal 2013	Produzione al 2020
	2009	2011	2013	2015	2017	2019	2020		
	produzione	Incrementi							
Idroelettrico	1407		20	22	25	28	16	111	1518
Geotermico	0		15	17	19	21	12	83	83
Eolico	2,1		40	45	50	56	31	222	224
Fotovoltaico	25,8	185,1	60	67	75	84	47	333	544
Biomassa	128,1		70	78	88	98	55	389	517
totale	1563	185,1	205	229	256	287	160	1138	2886

Dal confronto con la previsione dei dati elettrici sopra riportati con il dato analogo riportato nel PAN (par. 1.2.1 - Piano di Azione Nazionale), si evidenzia una sostanziale analogia, così come riportato nel quadro sinottico sottostante.

	Italia 2005		Italia 2020			Umbria 2009		Umbria 2020		
	Prod. Lorda FER	% su FER	Prod. Lorda FER	% su FER	Crescita rispetto al 2005	Prod. Lorda FER	% su FER	Prod. Lorda FER	% su FER	Crescita rispetto al 2009
	GWh	%	GWh	%	%	GWh	%	GWh	%	%
Idroelettrico	43762	77,66%	42000	39,64%	-4,03%	1407	90,02%	1518	52,60%	7,89%
Geotermico	5324	9,45%	7500	7,08%	40,87%	0	0,00%	83	2,88%	
Solare	31	0,06%	11350	10,71%	36512,90%	25,8	1,65%	544	18,85%	2008,29%
moto ondoso		0,00%	5	0,00%	-	-			0,00%	
Eolico	2558	4,54%	24095	22,74%	841,95%	2,1	0,13%	224	7,77%	10572,69%
Biomassa	4674	8,29%	21000	19,82%	349,29%	128,1	8,20%	517	17,90%	303,31%
Totale	56349	100,00%	105950	100,00%		1563	100,00%	2886	100,00%	

Nella sostanza, a livello nazionale l'idroelettrico ha il maggior peso nella produzione da fonti rinnovabili (40%), così come per l'Umbria (53%), ove però il peso ancora maggiore è spiegato dalla potenzialità regionale superiore al dato nazionale. Il settore geotermico è inferiore rispetto al dato italiano (3% vs 7%), a causa della distribuzione non omogenea della potenzialità geotermica nazionale. Il settore biomassa è in linea con il dato nazionale (18% e 20%). Differenze si rilevano nel settore solare ed eolico. A livello nazionale l'eolico ricopre il 23% delle FER, in Umbria l'8%, mentre nel settore solare la previsione nazionale prevede l'11%, mentre a livello regionale il 19%. Si evidenzia però che il settore eolico in Umbria parte da una situazione molto sottodimensionata rispetto al quadro nazionale. Si ribadisce comunque che le

ripartizioni nazionali effettuate nel PAN sono indicative e non esprimono un vincolo per gli operatori le Regioni.

È utile inoltre analizzare la crescita, settore per settore, rispetto al dato di partenza. Lo stato prende a riferimento il 2005, mentre i dati regionali consentono un confronto con il 2009.

Anche in tal caso le previsioni di crescita sono confrontabili. Il settore idroelettrico si ritiene sia costante, la crescita del settore biomassa è analoga (va triplicata). Si invertono i rapporti di crescita del solare ed eolico, per le motivazioni sopra riportate.

L'assunto di una tale crescita rappresenta comunque una forte semplificazione.

Nel settore idroelettrico la potenzialità è pressoché interamente sfruttata, e l'incremento ipotizzato per il primo biennio 2011-2013 potrebbe eventualmente essere correlato in maniera preponderante ad incrementi di efficienza.

Per il settore geotermico è ad oggi ipotizzabile un limitato ulteriore sfruttamento rispetto alle risorse oggi conosciute.

La crescita del settore delle biomasse, al netto della producibilità dell'impianto di trattamento termico dei rifiuti previsto dal Piano (120 GWh) dovrebbe essere assicurata dall'interesse diffuso rispetto a tale tecnologia ancorché si riconosca una certa incertezza rispetto alla effettiva disponibilità di biomassa rispetto ad un limitato bacino di approvvigionamento. Comunque sia, in tale settore un ruolo fondamentale è ricoperto dal settore agro-alimentare-forestale, dal quale dovrebbero derivare circa 200 GWh di energia elettrica. Ciò equivale ad una potenza cumulata installata pari a circa 30 MW elettrici, ovvero circa 10 volte l'incremento atteso per il 2013.

La crescita del settore fotovoltaico è legato alle incertezze relative al regime degli incentivi a partire dal 1 Gennaio 2014 e dalla previsione della loro cancellazione al 2016.

La potenzialità del settore eolico può essere limitata anche in maniera significativa dalla sostenibilità del suo sfruttamento in una regione come l'Umbria caratterizzata dalla forte attenzione agli impatti che possono derivare.

La ripartizione teorica sopra riportata, quindi, dovrà necessariamente essere rivalutata a seguito della assegnazione del riparto della quota nazionale di produzione da fonte rinnovabile che sarà assegnata, e del monitoraggio che verrà effettuato sullo sviluppo di ciascuna fonte nel primo biennio.

È però preventivabile che l'obiettivo al 2020 non possa essere inferiore a 2900 GWh, fino ad ora valutati esclusivamente in termini di energia elettrica.

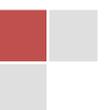
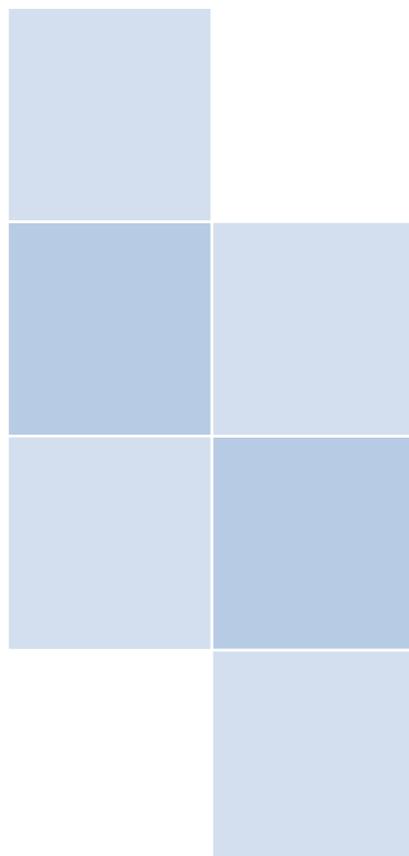
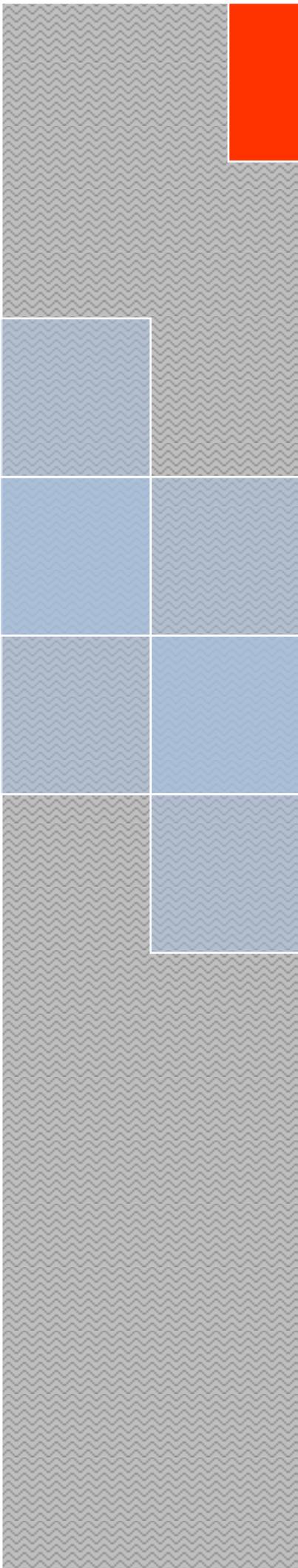
Tali presupposti, pertanto, aprono indispensabilmente lo scenario verso azioni di riduzione del consumo energetico totale e quindi di maggiore efficienza energetica.



Regione Umbria

**STRATEGIA REGIONALE
PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI
RINNOVABILI
2011 – 2013**

ALLEGATI



ALLEGATO 1 - GLOSSARIO E RIFERIMENTI DI CARATTERE GENERALE

Glossario

Bilancio energetico nazionale (Ben): Il Ben è lo strumento contabile che descrive i flussi di un sistema energetico in tutte le sue fasi, dalla produzione e/o importazione di fonti di energia fino ai loro usi finali. Esso è redatto annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Usi finali di energia: negli usi finali viene contabilizzata l'energia fornita all'utente finale per tutti gli impieghi energetici, al netto dei consumi e perdite del settore energetico (dovuti per esempio al funzionamento degli impianti di trasformazione o alle perdite di distribuzione e trasporto) e delle trasformazioni delle diverse fonti in energia elettrica.

Consumo finale lordo di energia elettrica: 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, come definito dalla Direttiva Europea 28/2009..

Consumi propri del settore elettrico: comprendono l'energia assorbita dai servizi ausiliari degli impianti di trasformazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, dai magazzini e dagli uffici del settore elettrico.

Efficienza energetica: il rapporto tra i risultati in termini di rendimento, servizi, merci o energia e l'immissione di energia, come definito nella Direttiva Europea 32/2006.

Energia elettrica destinata ai pompaggi: energia elettrica impiegata per il sollevamento di acqua, a mezzo pompe, al solo scopo di utilizzarla successivamente per la produzione di energia elettrica.

Energia richiesta su una rete in un determinato periodo: la produzione destinata al consumo meno l'energia elettrica esportata più l'energia elettrica importata. L'energia elettrica richiesta è anche pari alla somma dei consumi di energia elettrica presso gli utilizzatori ultimi e delle perdite di trasmissione e distribuzione.

Fonti energetiche rinnovabili: le fonti energetiche rinnovabili sono quelle fonti non fossili, come quelle eolica, solare, geotermica, aerotermica, idrotermica, l'energia oceanica, idroelettrica, la biomassa, i gas di discarica, i gas residuati dai processi di depurazione e i biogas.

Gas serra: sono chiamati gas serra quei gas presenti in atmosfera, di origine sia naturale sia antropica, che assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa, emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra. Il vapore acqueo (H₂O), il biossido di carbonio (CO₂), l'ossido di diazoto (N₂O), il metano (CH₄) e l'ozono (O₃) sono i gas serra principali nell'atmosfera terrestre

Intensità energetica primaria: l'intensità energetica primaria è calcolata come rapporto tra il consumo interno lordo di energia espresso in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) e il Pil.

L'intensità energetica è assunta come indicatore di sostenibilità dello sviluppo da diverse istituzioni di rilievo internazionale, fra cui la Commissione per lo sviluppo sostenibile dell'Onu (Uncsd), l'Agenzia ambientale europea (Eea) e l'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (Oecd). L'indicatore esprime maggiori livelli di efficienza, laddove un pari ammontare di Pil sia prodotto con minore consumo di energia.

Miglioramento dell'efficienza energetica: un incremento dell'efficienza degli usi finali dell'energia, risultante da cambiamenti tecnologici, comportamentali e/o economici come definito nella Direttiva Europea 32/2006

Perdite di energia elettrica di una rete in un determinato periodo: differenza tra l'energia richiesta e i consumi, compresi quelli del settore elettrico.

Produzione lorda di energia elettrica (in riferimento ad un insieme di impianti di generazione, in un determinato periodo): somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate ai morsetti dei generatori elettrici.

Produzione netta di energia elettrica (in riferimento ad un insieme di impianti di generazione, in un determinato periodo): somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate in uscita dagli impianti, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale).

Produzione netta destinata al consumo: produzione netta meno la quantità di energia elettrica destinata ai pompaggi.

Rete elettrica di trasmissione nazionale: include tutta la rete ad altissima tensione (pari a 22.029 km di linea in corrente alternata, 1.069 km di linea in corrente continua e 265 stazioni), parte della rete ad alta tensione (pari a 22.074 km di linea in corrente alternata e 90 stazioni) e 18 linee di interconnessione che permettono lo scambio di elettricità con i Paesi esteri. Complessivamente al 31 dicembre 2005, ha una consistenza complessiva di 45.172 km di linee e 355 stazioni di trasformazione e di smistamento.

Risparmio energetico: la quantità di energia risparmiata, determinata mediante una misurazione e/o una stima del consumo prima e dopo l'attuazione di una o più misure di miglioramento dell'efficienza energetica, assicurando nel contempo la normalizzazione delle condizioni esterne che influiscono sul consumo energetico;

Tonnellata equivalente di petrolio (Tep): unità di misura del consumo di energia equivalente a 10 milioni di kcal (chilocalorie). Il Tep consente di esprimere in una unità di misura comune le varie fonti energetiche, tenendo conto del loro diverso potere calorifico.

Trasmissione: attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta ed altissima tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta.

Box 1: UNITÀ DI MISURA, PREFISSI

La potenza (installata, di picco, minima) si misura in Watt (W).

L'unità di misura della produzione o dei consumi è il Wh, equivalente all'energia fornita dalla potenza di 1 watt per un periodo di 1 ora. Un wattora corrisponde a 3.600 joule ($1 \text{ W}\cdot\text{h} = 1 \text{ W} \times 3600 \text{ s} = 3\,600 \text{ W}\cdot\text{s} = 3\,600 \text{ J}$) essendo per definizione $1 \text{ watt} = 1 \text{ joule} / 1 \text{ secondo}$. Questo deriva anche dalla relazione tra le seguenti grandezze fisiche: $\text{watt} = \text{volt} \times \text{ampere} = (\text{joule/coulomb}) \times (\text{coulomb/secondo})$. Quindi, si può parlare di Wh ovvero di Joule moltiplicato per un fattore 3600.

Il wattora (o anche il joule) misura una *quantità* di energia, mentre il watt misura una potenza, ovvero un'energia applicata per un intervallo di tempo (di 1 secondo).

Il GW·h/anno è una misura spesso usata per le centrali elettriche, perché fornisce una media che tiene conto dei periodi in cui la centrale non è in funzione.

A tutte le unità di misura si possono applicare poi i prefissi SI i cui simboli, nel caso di interesse, sono k, M, G, T e a seguire (di scarso interesse su scala umbra) P, E, Z, Y.

Segue una tabella che associa ad ogni prefisso il simbolo, il nome e l'equivalente espresso come potenza di 10 e come numero scritto per esteso.

10^n	Prefisso	Simbolo	Nome	Equivalente decimale
10^{24}	yotta	Y	Quadrilione	1.000.000.000.000.000.000.000.000
10^{21}	zetta	Z	Triliardo	1.000.000.000.000.000.000.000
10^{18}	exa	E	Trilione	1.000.000.000.000.000.000
10^{15}	peta	P	Biliardo	1.000.000.000.000.000
10^{12}	tera	T	Bilione	1.000.000.000.000
10^9	giga	G	Miliardo	1.000.000.000
10^6	mega	M	Milione	1.000.000
10^3	kilo o chilo	k	Mille	1.000

Quindi le unità di potenza sono, con crescita di fattore 3, le seguenti:

$1 \text{ MW} = 1.000 \text{ kW} = 1.000.000 \text{ W}$;

$1 \text{ GW} = 1.000 \text{ MW} = 1.000.000 \text{ kW} = 1.000.000.000 \text{ W}$

$1 \text{ TW} = 1.000 \text{ GW} = 1.000.000 \text{ MW} = 1.000.000.000 \text{ kW} = 1.000.000.000.000 \text{ W}$

Stesso dicasi per l'energia:

$1 \text{ MW}\cdot\text{h} = 1.000 \text{ kW}\cdot\text{h} = 1.000.000 \text{ W}\cdot\text{h}$;

$1 \text{ GW}\cdot\text{h} = 1.000 \text{ MW}\cdot\text{h} = 1.000.000 \text{ kW}\cdot\text{h} = 1.000.000.000 \text{ W}\cdot\text{h}$

$1 \text{ TW}\cdot\text{h} = 1.000 \text{ GW}\cdot\text{h} = 1.000.000 \text{ MW}\cdot\text{h} = 1.000.000.000 \text{ kW}\cdot\text{h} = 1.000.000.000.000 \text{ W}\cdot\text{h}$

Si noti che l'uso della annotazione "kWh" (MWh, mWh, etc.) non è conforme alla norma del Sistema Internazionale. È da preferire il kW·h, con l'esplicita evidenza del simbolo di moltiplicazione tra le due unità che formano il simbolo. In alternativa al punto prodotto '.' è ammesso l'uso del mezzo spazio, che però potrebbe trarre in inganno, perciò alcuni, in mancanza del '.', preferiscono usare un simbolo usato in informatica per indicare il prodotto, ovvero l'asterisco '*' (quindi kW*h).

Si ribadisce inoltre che il fattore di conversione Wattora – joule è 3600.

Box 2: Principali atti europei riguardanti l'energia, con particolare riferimento ai temi dell'efficienza energetica e della promozione delle fonti energetiche rinnovabili.

Direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Direttiva 2002/91/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2002 sul rendimento energetico nell'edilizia.

Direttiva 2003/30/CE Parlamento europeo e del Consiglio dell'8 maggio 2003 sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti.

Direttiva 2003/54/CE "Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica".

Direttiva 2003/55/CE "Norme comuni per il mercato interno del gas".

Regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio "Condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica".

Decisione n. 1229/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio "Orientamenti relativi alle reti trans europee settore dell'energia".

Decisione n. 1230/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio "Programma pluriennale di azioni nel settore dell'energia: "Energia intelligente – Europa" (2003-2006)".

Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio.

Direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE.

Decisione n. 2004/20/CE della Commissione europea "Istituzione dell'Agenzia esecutiva per l'energia intelligente".

Direttiva 2005/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 6 luglio 2005 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 del Consiglio e delle direttive 96/57/CE e 2000/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.

Direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006 concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio.

Comunicazione della Commissione, "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili", Libro bianco per una strategia e un piano d'azione della Comunità.

Libro verde sull'efficienza energetica della Commissione del 22 giugno 2005, "Fare di più con meno".

Libro verde della Commissione, dell'8 marzo 2006, "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura".

Regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2008 relativo alle statistiche dell'energia.

Decisione della Commissione del 21 dicembre 2006, che fissa i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore in applicazione della Direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.

Comunicazione della Commissione del 19.10.2006: "Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità".

Comunicazione della Commissione al Consiglio Europeo e al Parlamento Europeo del 10/01/2007: "Una politica energetica per l'Europa".

Conclusioni della Presidenza, del 9 marzo 2007, Piano d'azione del Consiglio Europeo (2007-2009) – Politica energetica per l'Europa (PEE).

Direttiva 2008/50/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2008 relativa alla qualità dell'aria e per un'aria più pulita in Europa.

Regolamento (CE) n. 1341/2008 del Consiglio del 18 dicembre 2008 che modifica il regolamento (CE) n. 1083/2006 sul Fondo europeo di sviluppo regionale, sul Fondo sociale europeo e sul Fondo di coesione, per quanto riguarda alcuni progetti generatori di entrate.

Decisione del Consiglio Europeo n 8434/09 del 6 aprile 2009: Adozione del pacchetto legislativo climaenergia.

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.

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.

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.

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.

Regolamento (CE) n. 397/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 6 maggio 2009 che modifica il regolamento (CE) n. 1080/2006 relativo al FESR per quanto riguarda l'ammissibilità degli investimenti a favore dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili nell'edilizia abitativa.

Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2003/54/CE.

Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 2003/55/CE.

Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010 sulla prestazione energetica nell'edilizia.

Relazione sui criteri di sostenibilità ambientale per l'uso di biomasse solide e biogas per la produzione di energia elettrica, il riscaldamento e la climatizzazione adottata dalla Commissione europea in data 02/03/2010, ai sensi dell'art.17 della Direttiva 2009/28/CE.

Box 3: Principali provvedimenti nazionali in materia di energia.

Legge 29.05.1982 n. 308, Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi.

Legge 08.07.1986 n. 349, Istituzione del Ministero dell'Ambiente e norme in materia di danno ambientale.

Legge 29.10.1987 n. 445, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 agosto 1987, n. 364, recante misure urgenti per il rifinanziamento delle iniziative di risparmio energetico di cui alla legge 29 maggio 1982, n. 308, e del programma generale di metanizzazione del Mezzogiorno di cui all'art. 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784.

Legge 07.08.1990 n. 241, Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi.

Legge 09.01.1991 n. 9, Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali.

Legge 09.01.1991 n. 10, 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.

D.M. 15.02.1991, Direttive alle regioni e alle province autonome di Trento e di Bolzano per uniformare i criteri di valutazione delle domande, le procedure e le modalità di concessione e di erogazione dei contributi previsti dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10.

D.Lgs. 31.03.1998 n. 112, Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della L. 15 marzo 1997, n. 59.

D.Lgs. 16.03.1999 n. 79, Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

D.M. 22.12.2000, Finanziamenti ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.

Legge costituzionale 18.10.2001 n.3, Modifiche al titolo V della Costituzione.

D.P.R. 06.06.2001 n. 380, Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.

D.Lgs. 29.12.2003 n. 387, Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

D.Lgs. 22.01.2004 n. 42, Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della L. 6 luglio 2002, n. 137

L. 23.08.2004 n. 239, Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

D.Lgs. 18.02.2005, n. 59, Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento.

D.M. 28.07.2005, Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

D.M. 24.10.2005, Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della L. 23 agosto 2004, n. 239.

D.M. 06.02.2006. Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

D.Lgs. 03.04.2006 n. 152, Norme in materia ambientale.

D.M. 07.04.2006, Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento, di cui all'articolo 38 del D.Lgs. 11 maggio 1999, n. 152. - art. 27, Strategie di gestione integrata di effluenti zootecnici (produzione di energia da letami).

D.Lgs. 12.04.2006 n.163, Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE.

D.M. 07.02.2007, Formato e modalità per la presentazione della domanda di autorizzazione integrata ambientale.

D.Lgs. 08.02.2007 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.

D.M. 19.02.2007, Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387.

Legge 03.08.2007 n. 125, Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia.

D.M. 22.11.2007, Condizioni di accesso ai finanziamenti del fondo rotativo per il sostegno alle imprese e agli investimenti in ricerca.

D.M. 21.12.2007, Revisione ed aggiornamento dei D.M. 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Legge 24.12.2007 n. 244, Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008).

D.Lgs. 16. 01.2008, n. 4, Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D.Lgs. 03.04.2006, n. 152, recante norme in materia ambientale.

D.Lgs. 30.05.2008 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.

D.M. 18.12.2008, Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Legge 28.01.2009 n. 2, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, recante misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale.

D.M. 02.03.2009, Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

D.M. 19.03.2009, Approvazione del Piano triennale per la ricerca nell'ambito del sistema elettrico nazionale 2009-2011 e relativo Piano operativo annuale per l'anno 2009.

D.P.R. 02.04.2009 n. 59, Regolamento di attuazione del D.Lgs. 192/2005, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.

Legge 23.07.2009 n. 99, Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

D.M. 31.07.2009, Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita.

Legge 23.07.2009 n. 102, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° luglio 2009, n. 78, recante provvedimenti anticrisi, nonché proroga di termini e della partecipazione italiana a missioni internazionali.

D.M. 31.07.2009, Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita.

D.M. 5.08.2009, n. 128, Agevolazioni fiscali per il bioetanolo di origine agricola.

D.M. 16.11.2009, Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti, alimentati da biomasse solide, oggetto di rifacimento parziale.

D.M. 2.12.2009, Meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92.

Legge 23 .12.2009, n. 191, Legge Finanziaria 2010.

D.L. 30.12.2009, n. 194, Proroga di termini previsti da disposizioni legislative - cd "Milleproroghe".

D.Lgs. 11.02.2010, n. 22, 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.

D.M. 25.01.2010, Modifica della quota minima di immissione in consumo di biocarburanti ed altri carburanti rinnovabili.

D.M. 26.01.2010, Aggiornamento del decreto 11 marzo 2008 in materia di riqualificazione energetica degli edifici.

Legge 26.02 2010, n. 25, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2009, n. 194, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative.

D.M. 02.03.2010, Attuazione della legge 27 dicembre 2006, n. 296, sulla tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica.

Legge 22.03.2010 n. 41, Conversione in legge, con modificazioni, del dl 25 gennaio 2010, n. 3, recante misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori.
D.L. 25.03.2010 n. 40, Incentivi per il sostegno della domanda finalizzata ad obiettivi di efficienza energetica, ecocompatibilità e di miglioramento della sicurezza sul lavoro - Attività edilizia libera.
D.M. 26.03.2010, D.L. "incentivi" (40/2010) - Beni ammessi al contributo e modalità di erogazione.
D.Lgs. 29.03.2010 n. 56, Usi finali dell'energia e i servizi energetici - Modifiche al DLgs 115/2008.
D.Lgs. 29.03.2010 n. 48, Attuazione della direttiva 2008/118/Ce - Regime delle accise.
D.Lgs. 13.08.2010 n. 155, Attuazione della direttiva 2008/50/CE del 21 maggio 2008 relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa.

Box 4: Meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili

Il sistema di incentivi introdotto nel 1992 attraverso il Provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi n. 6/92, comunemente conosciuto come CIP 6/92, ha previsto l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti entrati in funzione successivamente al 30 gennaio 1991 ed alimentati tramite fonti rinnovabili o "assimilate". Quest'ultima categoria in particolare ha riguardato impianti:

- in cogenerazione;
- che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi e in impianti;
- che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi;
- che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati.

Il meccanismo ha previsto che, tramite un contratto di acquisto dell'energia prodotta dagli impianti, venisse erogata una tariffa incentivante costituita sia da una componente di "costo evitato" (costo d'impianto, d'esercizio, di manutenzione e spese generali connesse e di combustibile), che l'Enel avrebbe dovuto altrimenti sostenere per produrre l'energia, e sia da una componente di incentivazione variabile a seconda della tecnologia utilizzata. Alla prima componente veniva riconosciuta una validità pari all'intera durata del contratto, ossia 15 anni, mentre alla seconda 8 anni. L'introduzione della categoria delle fonti assimilate alle rinnovabili ha consentito l'accesso al sistema d'incentivazione anche a impianti quali inceneritori di rifiuti compresi della parte inorganica. Questo aspetto ha sollevato diverse critiche da parte di chi ritiene che, riferendosi alla direttiva europea 2001/77/CE, la frazione non biodegradabile dei rifiuti non è da considerare una fonte rinnovabile.

Una valutazione del costo complessivo del CIP 6/92 per il periodo che va dall'anno di implementazione fino al 2000 risulta ardua a causa della scarsità di dati relativi ai primi anni di operatività. Tuttavia è possibile fornire una stima del costo d'acquisto dell'energia che il sistema d'incentivazione ha generato nell'arco di tempo 2001-2008, pari a circa 36 miliardi di €. Stime del GSE (Gestore Servizi Energetici) attestano inoltre attorno a 30 miliardi di € il costo per il rimanente periodo 2009-2020 portando quindi il costo totale, nel ventennio considerato, attorno ai 66 miliardi di €. È evidente tra l'altro uno sbilanciamento delle spese complessivamente sostenute a favore delle fonti assimilate che nel periodo 2001- 2008 si stima abbiano contribuito a formare circa il 70% del costo totale di ritiro dell'energia da CIP6/92 (Fonte: IEFE – Università Bocconi).

Il meccanismo del CIP 6/92 è stato successivamente sostituito da quelli dei Certificati Verdi (CV), introdotto nel 1999 con il "Decreto Bersani". Ad oggi la normativa in vigore per l'incentivazione delle fonti rinnovabili prevede che a partire dal 1° gennaio 2008 i produttori di energia rinnovabile generata da impianti di potenza nominale media annua non inferiore a 1kW possano accedere al meccanismo di incentivazione tramite CV o Tariffa Omnicomprensiva (TO) per 15 anni.

I CV hanno un valore unitario pari a 1 MWh e sono calcolati come prodotto tra la produzione netta di energia incentivabile e i coefficienti differenziati per fonte indicati nella Legge Finanziaria 2008. I CV vengono scambiati al prezzo che si determina sul mercato attraverso domanda e offerta mentre quelli di titolarità del GSE sono venduti a un prezzo di riferimento calcolato come differenza tra il valore di riferimento (180 €/MWh) e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica comunicato entro il 31 gennaio di ogni anno dall'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas). Con riferimento all'obbligo di ritiro da parte del GSE dei CV in eccesso di offerta rispetto agli obblighi dei produttori, si è proceduto a un emendamento dell'articolo 45 della manovra finanziaria DL 78/2010, che mantiene l'obbligo del ritiro ma la spesa sostenuta a partire dal 2011 dovrà essere del 30% inferiore a quella per le competenze del 2010.

La TO, inclusiva sia dell'incentivo che del ricavo derivante dalla vendita dell'elettricità generata, può essere richiesta in alternativa ai CV per impianti di potenza nominale media annua non superiore a 0,2 MW per l'eolico ed a 1 MW per gli altri impianti. I valori della TO sono differenziati per fonte e aggiornati in base alla Legge 23/07/2009 n.99.

Valore di riferimento, coefficienti moltiplicativi e TO possono inoltre essere aggiornati ogni tre anni attraverso un decreto del Ministero dello Sviluppo Economico.

È stato pubblicato ad agosto 2010 il terzo Conto Energia per l'energia prodotta da impianti fotovoltaici che entreranno in servizio dopo il 31 dicembre 2010. Il terzo conto energia prevedeva un sistema di incentivazione fino al 31.12.2011, poi interrotto dal decreto ls.vo. 28/2011, di completa modifica dello stesso.

Pubbligate, a settembre 2010, le Linee Guida nazionali che riguardano l'Autorizzazione Unica per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili, con lo scopo di mettere a punto modalità e criteri unitari sul territorio nazionale al fine di garantire uno sviluppo ordinato delle infrastrutture energetiche sul territorio.

Con Decreto del 5 Maggio 2011 del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Mare recante "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici", pubblicato su G.U. 12/05/2011, vengono stabiliti *i criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica*, validi fino al 2016, e comunemente noti come "Quarto Conto Energia".

Box 5: Correlazioni tra fonti rinnovabili

Appare inoltre utile analizzare le superficie occupate rispetto alle potenze installate nel settore fotovoltaico, e rapportare le potenze con altre fonti rinnovabili.

A terra il fotovoltaico occupa per unità di potenza in kW installata una superficie di circa 20 m². Su tetto, invece, la superficie occupata è pari a 8 m².

Ciò vuol dire che un impianto da 1 MW occupa a terra una superficie pari a 20.000 m², cioè 2 Ha, su tetto una superficie di 8.000 m², cioè l'80% di un ettaro. Il parametro produzione annua per unità di superficie è quindi pari a 65 kWh/m²anno, per gli impianti a terra, 162,5 kWh/m²anno, per gli impianti a tetto.

Chiaramente passando a taglie superiori la superficie aumenta linearmente: 3 MW a terra occupano 6 Ha di terreno, 5 MW ne occupano 10 Ha.

Tali taglie (3 e 5 MW installati) rappresentano le taglie tipiche di un grande generatore eolico (altezza da terra del mozzo circa 100 m). Per tali impianti la superficie di suolo direttamente occupata è pari a circa 1.250 m².

La producibilità dell'eolico e del fotovoltaico è inoltre paragonabile, pur se l'eolico ha mediamente una producibilità superiore dell'8% rispetto al fotovoltaico.

Ciò vuol dire che una pala eolica di potenza installata pari a 5MW produce mediamente all'anno 7000 MWh, pari a 7 GWh.

Per avere la stessa produzione annua, un fotovoltaico a terra occuperebbe una superficie pari a circa 108.000 m², ossia 10.8 Ha.

Analogamente una pala da 3 MW produce mediamente all'anno 4.200 MWh, pari a 4.2 GWh.

Per avere la stessa produzione annua, un fotovoltaico a terra occuperebbe una superficie pari a circa 64.600 m², ossia 6,46 Ha.

Un campo eolico "concentrato", costituito da 50 pale da 3 MW, produrrebbe 210.000 MWh, pari a 210 GWh, per la produzione della quale energia mediante fotovoltaico a terra si dovrebbero occupare 3.230.000 m², pari a 323 Ha, pari a 3,23 Km². Si sottolinea che la superficie della regione Umbria è pari circa a 8.460 Km² (8.457 Km²).

Nell'ipotesi di un fabbisogno annuo pari a 6.000 GWh, detratta la quota dell'idroelettrico stimabile in circa 1.500 GWh, il fabbisogno umbro risulta pari a 4.500 GWh/anno.

Se si volesse coprire tale fabbisogno con fotovoltaico a terra, si occuperebbe una superficie pari a circa 70 Km², cioè il 0,82% della superficie umbra.

Se invece tale fabbisogno volesse essere soddisfatto tutto da eolico, si avrebbe bisogno di un campo fotovoltaico di grandi pale da 5 MW l'una costituito da circa 650 pale con un ingombro diretto cumulato a terra pari a 0.8 Km².

Se le pale fossero da 3 MW l'una, il campo sarebbe costituito da 1070 pale con un ingombro diretto cumulato a terra pari a 1.3 Km².

È chiaro che come per tutti i problemi complessi non esiste una situazione semplice ed univoca, ma chiaramente la soluzione è costituita dalla somma di più soluzioni.

Il fotovoltaico, ancorchè "di moda", presenta problematiche ambientali e paesaggistiche, le prime legate alla dismissione dei pannelli (durata media: 20 anni) e nello specifico del silicio drogato, nonché alle condizioni del terreno sottostante i pannelli e alla eliminazione di terreno alle normali pratiche agricole, nonché alla riduzione del patrimonio vegetale e alla connessa riduzione di fotosintesi clorofilliana, mineralizzazione di CO₂ e produzione di O₂, le seconde all'intrusione visiva dei pannelli stessi.

L'eolico ha sicuramente impatti paesaggistici anche a lunga distanza per la dimensione della pala, ma il suolo occupato direttamente è circa 70 volte inferiore rispetto al fotovoltaico a terra, e per quello indirettamente occupato è consentito comunque un uso (pastorizia, agricoltura).

La creazione di infrastrutture per il trasporto dell'energia sussiste per tutte le forme diffuse e concentrate di produzione di energia.

Una pianificazione della produzione dell'energia richiede comunque una differenziazione delle origine al fine di minimizzare i picchi di richiesta in positivo e negativo, nonché un orizzonte temporale almeno medio-lungo, se non lungo.

Box 6 : Ipotesi su costi e potenzialità del solare fotovoltaico

Il mercato del fotovoltaico è cresciuto negli ultimi anni in modo molto significativo (40% medio annuo dall'inizio del decennio, per quanto principalmente in tre Paesi, Germania, Giappone e Stati Uniti), e le attese sono per una crescita ancora più rapida nel prossimo futuro, con nuove installazioni che a livello globale dovrebbero raggiungere un ordine di grandezza di diversi GW/anno, grazie in primo luogo all'ampia diffusione di schemi di incentivazione.

Nel corso degli anni il costo del fotovoltaico è diminuito ad un tasso di apprendimento stimato tra il 15% e il 20% (IEA, 2008, Neji, 2007), sebbene ci sia stato un incremento dopo il 2004 a causa della forte espansione della domanda (in Germania e Giappone in particolare) e della scarsità dell'offerta di silicio. I moduli di silicio cristallino sono poi tornati ai prezzi del 2004, ma una diminuzione ulteriore dei prezzi viene considerata probabile.

I costi totali dei sistemi fotovoltaici erano pari a circa 6,25 \$/W alla fine del 2006 (con alcuni sistemi già venduti anche a 5,5 \$/W in Germania). L'attesa è quella di una sostanziale diminuzione già entro il 2010, fino a valori compresi fra 3,75 \$/W e 4,4 \$/W (IEA, 2008). La crescente penetrazione dei moduli a film sottili può contribuire a ridurre ulteriormente tali costi.

Negli scenari ENEA le ipotesi relative allo sviluppo della tecnologia fotovoltaica nel corso del tempo sono state "armonizzate" con quelle del modello (anch'esso della "famiglia MARKAL") utilizzato dall'Agenzia Internazionale dell'Energia per l'Energy Technology Perspectives 2008: i costi totali dei sistemi fotovoltaici raggiungono valori compresi fra 3,5 e 4,2 €/W nel 2010, con una diminuzione che continua negli anni successivi ad un tasso di apprendimento

del 18%, fino a valori di poco superiori a 2 €/kW nel 2020, a 1 €/kW nel 2040.

Gli sviluppi recenti, in particolare alcuni impianti di grande scala annunciati da grandi *utilities*, sembrano supportare queste proiezioni, grazie in primo luogo alle crescenti economie di scala: un esempio è il programma di 250 MW di installazioni *roof-top* annunciati dalla Southern California Edison, che prevede di raggiungere i \$ 3,50/Wp entro il 2010 (Clean Edge, 2008).

Riguardo alle ipotesi sulle potenzialità di sviluppo della tecnologia fotovoltaica in Italia, in termini "teorici" il potenziale è ovviamente enorme (stime di fonti autorevoli superano i 100 TWh⁵⁹). Una valutazione recente è stata condotta per conto del Ministero dell'Ambiente dalla Commissione Nazionale sull'Energia Solare, che ha stimato un potenziale "tecnico realistico" mediante approssimazioni successive, tenendo conto che il potenziale teorico è limitato dalla disponibilità della superficie selezionata per destinazione d'uso (quello tecnico anche dalla effettiva utilizzabilità/accessibilità delle superfici selezionate e da rendimento ed efficienza di conversione della tecnologia).

La potenza installabile è stata dunque ottenuta moltiplicando la superficie realisticamente utilizzabile per la potenza superficiale unitaria media (W/m^2), ottenendo un valore di 5,5 GWp nel 2005, 9,8 GWp nel 2015, 16,3 GWp nel 2020, 28,2 GWp nel 2030.

Box 7: Definizione di tep e fattori di conversione tep-Wh.

Il tep è l'acronimo di tonnellata equivalente di petrolio, o, in inglese, toe (tonne of oil equivalent): è una unità convenzionale di misura dell'energia, utilizzata comunemente nei bilanci energetici per esprimere in una unità di misura comune tutte le fonti energetiche, e rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo e vale circa 42 GJ (41,85 GJ). Il valore è fissato convenzionalmente, dato che diverse varietà di petrolio posseggono diversi poteri calorifici (tipicamente si tiene conto del potere calorifero inferiore) e le convenzioni attualmente in uso sono più di una. L'Agenzia Internazionale dell'Energia definisce il Tep come equivalente a 41,868 GJ o 11,630 Mwh.

Altre organizzazioni adottano fattori di conversione simili, ma leggermente diversi.

L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas con la Delibera EEN 3/08 del 20-03-2008 (GU n. 100 del 29.4.08 - SO n.107), ha fissato il nuovo valore del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica in $0,187 \times 10^{-3}$ tep/kWh, cioè, $1\text{tep}=5,348$ Mwh= $19,251$ GJ, valore dimezzato rispetto a quanto convenzionalmente fissato dalla citata Agenzia Internazionale dell'Energia. Il valore riportato di $0,187 \times 10^{-3}$ tep/kWh è quello utilizzato nei calcoli di TEP relativi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. (cfr. dati ENEA)

Il tep, chiaramente, non fa parte del Sistema Internazionale.

Il dimezzamento è legato all'efficienza media di produzione dell'energia elettrica in un sistema a combustione

Il passaggio dall'unità di misura Wh a J o a cal è il seguente:

$$1\text{J} = 4.187 \text{ cal}$$

$$1\text{Wh} = 3600 \text{ J}$$

Quindi

$$1 \text{ Wh} = 859,80 \text{ cal}$$

Secondo la definizione dell'Agenzia Internazionale dell'energia, $1 \text{ Tep} = 41.85 \text{ GJ}$

Quindi, applicando le conversioni sopra riportate,

$$1 \text{ Tep} = 41,85 \text{ GJ}=9,99 \text{ Gcal}=0,011625\text{GWh} = 11,625 \text{ MWh.}$$

Ciò vuol dire che dividendo per 11,625 i MWh si calcolano l'equivalente in tep, ossia il fattore di conversione tep/MWh è pari a 0,086022, cioè $0,086 \times 10^{-3}$ tep/kWh ($0,086022 = 1/11,625$).

La Autorità per l'energia elettrica ed il gas con la delibera citata ha però fissato il fattore di conversione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in $0,187 \times 10^{-3}$ tep/kWh.

Tale valore è più che doppio rispetto a quanto riportato nei calcoli precedenti.

Si sottolinea però che il fattore di conversione sopra calcolato tiene conto nella definizione della efficienza del sistema nella trasformazione da energia termica a energia elettrica.

Probabilmente nella trasformazione da energia da fonti rinnovabili a energia elettrica l'Autorità ha ipotizzato di non tener conto di tale parametri, e comunque appare opportuno seguire l'indicazione dell'Autorità che viene comunque utilizzata anche da ENEA.

Il fattore di conversione quindi per le fonti rinnovabili è il seguente:

$$1 \text{ MWh} = 0.187 \text{ tep}$$

Tale fattore invece per le altre trasformazioni è assunto pari a :

$$1 \text{ MWh} = 0,086 \text{ tep.}$$

ALLEGATO 2 - SCHEDE TECNOLOGICHE¹⁰

1 Impianti fotovoltaici

Le tecnologie fotovoltaiche realizzano la conversione della radiazione solare in energia elettrica, permettendo una produzione diretta e modulare per applicazioni in soluzioni impiantistiche che spaziano dai pochi kW di potenza degli impianti residenziali ai diversi MW delle centrali fotovoltaiche a terra.

In Italia, a fine 2005, si censivano 13 grandi impianti per un totale di 7,1 MW a cui andavano aggiunti circa 27 MW relativi ad impianti fotovoltaici di piccola taglia che complessivamente hanno prodotto 31GWh di energia elettrica. La spinta dei meccanismi di incentivazione, introdotti a partire dal 2005, ha dato grande vigore allo sviluppo del mercato italiano avvicinandolo a quello delle nazioni più virtuose; a fine 2009, secondo i dati elaborati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), risultavano in esercizio 71.288 impianti fotovoltaici per una potenza cumulativa installata record pari a 1.144 MW con una produttività di 676 GWh. Dalla disaggregazione dati forniti dal GSE possiamo rilevare, sempre relativamente all'Umbria:

Tipologia:

36 % monocristallino, 54 % policristallino, 10 % film sottile.

Tipo integrazione:

44 % integrato, 19 % parzialmente integrato, 37 % non integrato.

Tipo sito:

4 % agricoltura, 35 % commercio e servizi, 19 % abitazioni,
17 % industria, 22 % installazioni a terra, 2 % pubblica amministrazione.

1.1 Potenziale di sviluppo

La disponibilità fisica della fonte solare è teoricamente molto ampia se comparata al fabbisogno nazionale. L'impegno di una quota inferiore al 3% del territorio italiano con impianti fotovoltaici correttamente posizionati in termini di efficienza, coprirebbe il fabbisogno annuo nazionale di energia elettrica. La fonte in sé non pone dunque vincoli allo sviluppo del fotovoltaico.

Per produrre una stima realistica di potenziale a partire dalle superfici utilizzabili (tenendo conto di fattori di esposizione all'irradiazione solare, di fattibilità tecnologica e capacità industriale nel supportare le forniture di impianti), è conveniente distinguere tra impianti di piccola-media taglia (dai 200 kW a circa un MW), integrati tipicamente su coperture di edifici, capannoni ecc., da quelli di potenza maggiore, da immaginare distribuiti su aree marginali del territorio.

Per i primi, può essere stimato un valore orientativo di potenza installata compresa tra 6.000 e 12.000 MW da cui si può presumere una producibilità teorica compresa tra i 7,5 e i 15 TWh/anno.

Per impianti multimegawatt, invece, lo sfruttamento di aree marginali potrebbe essere significativo; con una superficie corrispondente a circa lo 0,1% del territorio nazionale (circa 300 km²) destinata a tale impiego, si arriverebbe a circa 10.000 MW con una producibilità energetica pari a 12 TWh.

1.2 Aspetti economici

La sostanziale riduzione del costo dell'energia prodotta costituisce la chiave di affermazione della tecnologia fotovoltaica. Ridurre il costo del kWh generato significa diminuire la spesa di investimento dell'impianto ed aumentare l'efficienza di conversione.

Attualmente i costi specifici delle forniture, variabili dai 3.000 €/kW dei grandi impianti agli oltre 5.000 €/kW per impianti di piccola taglia in copertura di edifici, renderebbero la tecnologia fotovoltaica non competitiva se esclusa dalla copertura finanziaria dell'incentivazione pubblica sulla produzione.

¹⁰ Schede elaborate da ENEA

L'evoluzione dei costi nel lungo termine sarà contraddistinta dai cambiamenti delle tecnologie di mercato a vantaggio di quote crescenti per le tecnologie del silicio amorfo e dei film sottili.

Il costo medio di fornitura e installazione chiavi in mano è invece compreso tra 6.000 e 8.000 euro/kWp nel caso dei sistemi collegati alla rete (fortemente variabile con il tipo di integrazione architettonica effettuata sugli edifici).

Previsioni dell'andamento del costo capitale, esercizio e manutenzione (O&M) e aspettativa di vita degli impianti, sono mostrate in tabella.

<i> FONTE </i>	Anno	Costo capitale M€/MW	O&M k€/MWanno	Vita Anni	Ore/anno heq	Costo energia €/MWh
Fotovoltaico tetti	2007	6	50	25	900-1400	508-790
	2015	4	20	25	900-1400	329-512
	2022	2,8	20	30	900-1400	226-352
Fotovoltaico impianti multimegawatt	2007	5	50	25	900-1400	429-668
	2015	3,3	20	25	900-1400	274-426
	2022	2,4	20	30	900-1400	196-305

Fonte: CESI Ricerca

E' infine da notare che quanto detto vale per gli impianti connessi alla rete mentre per i sistemi stand-alone possiamo solo dire che i costi sono più alti a causa del sistema di accumulo elettrico che, peraltro, comporta spese di manutenzione non trascurabili.

1.3 Aspetti ambientali

Gli impianti fotovoltaici presentano aspetti di criticità legati alla tipologia di soluzione adottata, in estrema sintesi possiamo dire:

impianti posti su edifici o tettoie presentano criticità legate all'impatto paesaggistico nei centri storici e/o su edifici di pregio storico-artistico;

impianti messi su terreno presentano criticità (soprattutto per elevate superfici occupate) di impatto paesaggistico, di alterazioni del microclima e di occupazione di terreno.

Per tutti gli impianti fotovoltaici è da considerare il problema ambientale legato allo smaltimento del silicio a fine vita dell'impianto.

2 Impianti idroelettrici

La produzione di energia idroelettrica, pari a circa il 70% della produzione complessiva lorda da fonti rinnovabili, rappresenta la più importante forma di energia rinnovabile in Italia.

Per il grande idroelettrico, principalmente per impianti con grandi invasi e dighe, è poco ipotizzabile uno sviluppo futuro significativo. Diversa situazione per gli impianti mini e micro idroelettrici, dove i minori problemi di sicurezza e il vantaggio di una tipologia distribuita di generazione, rende opere e macchinari più facilmente inseribili sul territorio.

Gli impianti idroelettrici si possono suddividere, in base alla potenza lorda installata P, così:

- Micro centrali idroelettriche $P < 100$ kW
- Mini centrali idroelettriche $100 \text{ kW} \leq P < 1.000$ kW
- Piccole centrali idroelettriche $1.000 \text{ kW} \leq P < 10.000$ kW
- Grandi centrali idroelettriche $P \geq 10.000$ kW

Nella realtà italiana sarebbe più rispondente al reale considerare come limite superiore delle mini centrali la potenza di 3.000 kW così da essere in linea con la taglia presa a riferimento dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nelle delibere di determinazione dei prezzi di cessione dell'energia.

A livello nazionale, secondo dati pubblicati dal GSE, relativi al 2009, il parco impiantistico aveva una potenza lorda totale di 17.721 MW così ripartita: 15.066 MW grandi impianti, 2.190 MW impianti del piccolo idroelettrico e 466 MW impianti del mini idroelettrico.

In termini di energia prodotta nel 2009, il grande, il piccolo e il mini idroelettrico hanno contribuito rispettivamente per il 78,9 %, il 17,1% e il 4 % per un totale di 49,137 TWh di produzione idroelettrica nazionale. A livello regionale, sempre secondo le elaborazioni statistiche del GSE, nel 2009 il contributo complessivo alla produzione idroelettrica lorda fornito dai 30 impianti presenti nella Regione Umbria è stato di 1,4 TWh (1246 GWh grandi impianti, 132 GWh piccoli impianti e 24 GWh mini impianti) con una potenza totale lorda di 510 MW (456 MW grandi impianti, 48 MW piccoli impianti e 6 MW mini impianti).

2.1 Potenziale di sviluppo

Per ciò che riguarda la previsione dello sviluppo dell'idroelettrico minore in Italia, sono state fatte stime che forniscono valori loro piuttosto discordanti. La stima del vero potenziale dell'idroelettrico minore italiano risulta molto complessa, in primo luogo perché richiede studi sul territorio ad una scala molto dettagliata, ed in secondo luogo perché, oltre agli aspetti energetici, tali studi devono anche considerare la "sostenibilità" dell'utilizzo della risorsa idrica a livello locale.

Una stima, effettuata da CESI RICERCA, sulla producibilità dell'idroelettrico ha fornito, per l' Umbria, i seguenti risultati:

- 70 nuove installazioni, comprensive dei recuperi vecchi impianti;
- 20 MW di potenza installabile;
- 83 GWh/anno di energia elettrica producibile.

A livello nazionale abbiamo: 921 installazioni, 422 MW di potenza e 1873 GWh/anno di energia.

In queste stime non sono stati considerati i recuperi a carattere energetico derivanti dagli acquedotti potabili che stanno particolarmente diffondendosi. L'acqua a destinazione potabile derivata solitamente in quota, arriverebbe all'utenza con una pressione eccessiva per essere utilizzata normalmente, perciò gran parte della sua energia idraulica deve essere in qualche modo dissipata. Quest'energia residua, anziché dissipata, può essere trasformata in energia elettrica inserendo nella condotta una turbina idraulica con generatore elettrico. Una realizzazione di questo tipo offre oltre al vantaggio della produzione di energia elettrica, soprattutto il vantaggio che l'impianto a divenire è parzialmente già costruito permettendo così un ulteriore risparmio di costi e d'impatto ambientale.

2.2 Aspetti economici

La valutazione economica di un impianto idroelettrico tipo, appurato l'andamento della potenza generabile e dell'energia effettivamente utilizzabile nel periodo di funzionamento dell'impianto stesso, si effettua definendo tutte le voci di costo ripartite in costi d'investimento ed oneri di gestione.

In prima approssimazione si può supporre che la distribuzione dei costi di un impianto mini-idro sia imputabile per un 40% al costo delle opere fisse in muratura e per un 30% al costo delle opere elettriche e di regolazione. A tali costi vanno sommati quelli delle opere di adduzione e scarico (10%) e quelli di oneri vari (p.e. assicurazioni, imposte ecc.; 10%); i costi complessivi vanno completati con il costo del macchinario idraulico (10%). Per quest'ultimo bisogna notare che il suo costo cresce fortemente al ridursi della potenza installata, comunque si può ipotizzare un costo limite di circa 250 euro/kW.

I costi specifici di costruzione e gestione di un impianto mini-idroelettrico, considerando tutte le sue componenti (centrale, impianti elettrici, opere di presa, condotta forzata ecc.) dipendono dalla portata e dal salto disponibile, e diminuiscono ovviamente al crescere della potenza installata. Valori tipici di impianti in zone montane sono all'incirca 2.000-3.000 euro/kW per impianti con potenza installata fra 1-4 MW; mentre i costi di impianti di minore potenza possono arrivare a 6.000-7.000 euro/kW.

Per quanto riguarda i costi di generazione per impianti di maggiore sviluppo strutturale e potenza installata essi si aggirano intorno a 40-50 euro/MWh, mentre per impianti di minori dimensioni si può arrivare a 80-100 euro/MWh.

Il costo di gestione degli impianti, per una vita attesa di circa 30 anni di operatività, viene ipotizzato proporzionale al costo dell'investimento iniziale per la costruzione e considerato pari al 3% annuo dell'investimento iniziale.

La scelta dei siti più idonei per l'installazione di centrali mini-idro è condizionata dal costo dell'impianto e dalla capacità di ammortamento dello stesso (prezzo di vendita dell'energia prodotta).

2.3 Aspetti ambientali

Il rapporto con gli ecosistemi è un aspetto fondamentale nella progettazione di un impianto idroelettrico; la problematica principale nella pianificazione di un impianto idroelettrico è quella della variazione quantitativa e qualitativa dell'acqua lungo il corso dell'asta fluviale prescelta. Una prescrizione nazionale, utile in linea di principio al mantenimento di valori ambientali accettabili lungo il corso d'acqua, è quella del DMV (Deflusso Minimo Vitale).

Gli aspetti ambientali legati agli impianti idroelettrici possono essere sinteticamente elencati:

- modifiche del territorio per creare gli invasi artificiali;
- modifiche del microclima (per i grandi invasi artificiali);
 - realizzazione delle opere di contenimento, di adduzione, di scarico e delle eventuali opere per la rete elettrica e la viabilità;
 - riduzione della portata d'acqua a valle;
 - modifiche sulla flora e sulla fauna.

Un vantaggio fondamentale degli impianti idroelettrici di piccola taglia è che essi sono caratterizzati da modalità costruttive e gestionali di modesto impatto sul territorio; inoltre possono essere gestiti, almeno per l'ordinario funzionamento, anche da piccole comunità (alcuni impianti, ad esempio, sono condotti dai gestori di rifugi alpini) ed anche integrati in un uso plurimo ed equilibrato della risorsa acqua. Altro aspetto, per certi versi il più importante della presenza di piccoli impianti sul territorio, è quella di indurre costantemente l'uomo all'osservazione e manutenzione del territorio.

3 Impianti a biomassa

La produzione di energia da biomasse può avvenire attraverso diversi processi tecnologici, in funzione delle caratteristiche della biomassa utilizzata, dei principi fisici applicati per la conversione energetica e delle potenze installate. Dal punto di vista tecnologico e industriale i processi maturi per la valorizzazione energetica della biomassa sono la combustione diretta, la produzione di biogas da fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, civili o agro-industriali e la trasformazione in biocombustibili liquidi di 1° generazione. I processi di gassificazione e pirolisi e la produzione di biocombustibili liquidi di 2° generazione sono tecnologie con un livello di maturità tecnologica inferiore e, secondo il tipo di applicazione e di biomassa utilizzata, ancora in fase di sviluppo.

La biomassa, se utilizzata in modo sostenibile in tutte le fasi (accrescimento, raccolta, conferimento e conversione energetica), rappresenta una fonte di energia rinnovabile e disponibile localmente ed il suo impiego può consentire la produzione di energia elettrica e calore limitando le emissioni complessive di CO₂.

Il potere calorifico della biomassa è sensibilmente inferiore a quello dei combustibili fossili, ed è variabile in funzione del tipo di biomassa, indicativamente è compreso tra 17 e 19 MJ/kg.

Le biomasse combustibili si trovano in commercio generalmente sotto forma di ciocchi o tronchetti di legno, bricchette, cippato di legna e pellet. Altri bio-combustibili solidi alternativi al legno, quali sanse, paglie e cereali, presentano caratteristiche particolari (ad esempio granulometria, contenuto in silice, quantità di ceneri e loro punto di fusione ecc.) che possono determinare problemi ed inconvenienti in fase

di combustione o nelle emissioni, per questo motivo essi devono essere utilizzati in apparecchi opportunamente progettati e dedicati.

La combustione di biomassa è di per sé caratterizzata da emissioni piuttosto elevate di particolato solido e ossidi di azoto.

Gli apparecchi termici alimentati a biomassa legnosa sono disponibili sul mercato a partire da pochi kW, adatti per il riscaldamento domestico di singole stanze o piccole unità abitative, fino ad arrivare ad impianti di grossa taglia con potenze superiori al MW, impiegati per il riscaldamento di grandi utenze o in reti di teleriscaldamento o per la produzione di calore ad uso industriale.

La scelta della tecnologia da utilizzare dipende dalla potenza dell'impianto da installare e dalla disponibilità e forma del combustibile.

3.1 Potenziale di sviluppo

In Italia si ha un buon potenziale di biomassa disponibile da residui della lavorazione del legno, residui agroindustriali e da filiere boschive che permetterebbero uno sviluppo notevole del settore. In particolare nella regione Umbria si stimano le seguenti risorse: paglie 430 kt/a, potature 102 kt/a, sanse+vinacce 14 kt/a, boschi 67 kt/a.

Da segnalare, però, come sia spesso difficile accedere ai boschi ed ai terreni, a causa della presenza di vincoli di varia natura, delle pendenze dei terreni, della mancanza o non praticabilità delle strade, ecc..

Considerando lo sfruttamento del solo 10 % (60 kt) si potrebbe avere un potenziale energetico pari a circa 300 GWh/anno.

3.2 Aspetti economici

Il costo totale di un impianto alimentato a biomassa comprende il costo dell'apparecchio, della sua installazione, dell'eventuale impiantistica correlata (sistema di accumulo, impianto idraulico ecc.), il costo del combustibile ed il costo della gestione e della manutenzione.

In generale gli impianti di riscaldamento a biomassa sono caratterizzati da costi di investimento piuttosto alti e da bassi costi di esercizio.

Non è semplice indicare delle stime di costo, in quanto gli apparecchi presenti sul mercato e le soluzioni impiantistiche adottabili sono molteplici e caratterizzate da parametri variabili a seconda della specifica applicazione e soprattutto della potenza dell'impianto.

Indicativamente gli impianti cogenerativi hanno potenze termiche da 2.500 a 10.000 kW, potenze elettriche da 550 a 2.000 kW e costi da 2.800 a 6.700 k€.

Un altro importante parametro da considerare è il prezzo della biomassa. Nel caso della legna da ardere (umidità 20%) il prezzo medio è di circa 130 €/t + IVA.

Nel caso del cippato (umidità 30%) il prezzo medio è di 70 €/t +IVA. Il pellet è il combustibile più costoso e con maggiori fluttuazioni legate al mercato. Un prezzo indicativo (umidità 10% e vendita a sacchi da 15 kg) è di 200 €/t +IVA.

I prezzi riportati sono da intendersi indicativi, in quanto estremamente variabili in funzione della zonazione di reperimento della biomassa, dei costi di trasporto e della domanda.

3.3 Aspetti ambientali

Le principali barriere alla diffusione sono di carattere economico ed ambientale (con riferimento alle problematiche connesse all'emissione di particolato), ma occorre fare opportune distinzioni in base alla taglia degli impianti ed alla tipologia di applicazioni; alcuni studi hanno individuato nella combustione della biomassa legnosa una delle principali fonti di particolato in atmosfera (sia PM10 che PM2,5), portando all'applicazione di disposizioni a livello locale e regionale che limitano l'utilizzo degli apparecchi per il riscaldamento domestico alimentati a biomassa legnosa.

Ci sono poi incertezze dovute ai prezzi della biomassa (in particolare le forti oscillazioni nel prezzo del pellet) ed ai regimi di incentivazione. Queste ultime sono in alcuni casi variabili di anno in anno e non garantite a lungo termine.

In fine bisogna evidenziare l'aspetto legato al trasporto della biomassa che, oltre ad incidere sul costo, incide in maniera considerevole sul bilancio delle emissioni totali di CO₂, evidenziando la convenienza di incentivare la cosiddetta filiera corta.

4 Impianti a biogas

Il biogas è una miscela gassosa composta prevalentemente da metano e anidride carbonica in rapporti che oscillano dal 50:50 al 80:20. All'interno di questa miscela sono presenti in quantità minori anche altri gas quali l'idrogeno solforato, l'ammoniaca, l'idrogeno, l'ossido di carbonio.

Il biogas deriva da un processo biologico di degradazione della sostanza organica in condizioni anaerobiosi, ossia in assenza di ossigeno, ed il processo viene chiamato digestione anaerobica.

Il processo di digestione anaerobica ha tre campi di applicazione all'interno dei quali può essere inquadrato e dai quali derivano anche le tecnologie per la sua gestione:

- trattamento depurativo delle acque reflue;
- trattamento di reflui di origine zootecnica e delle biomasse;
- trattamento dei rifiuti conferiti in discarica.

L'impiego del biogas prodotto è un ulteriore aspetto di grande interesse: i possibili utilizzi sono la sua combustione diretta per produzione di calore, la sua combustione in unità CHP (cogenerazione di calore ed energia elettrica) e la sua iniezione nella rete di distribuzione del gas metano. L'utilizzo del biogas come combustibile per autotrasporto è molto meno diffuso in quanto economicamente poco vantaggioso.

In Italia la produzione di energia elettrica da biogas, nel 2007, è stata di circa 1.382 GWh; la maggior parte deriva dal biogas di discarica.

Il Centro Ricerche Produzioni Animali (CRPA) nel 2007 ha censito, in Italia, un totale di 306 impianti per la produzione di biogas così divisi:

- 154 impianti alimentati da effluenti zootecnici, scarti organici, colture energetiche (2 in Umbria);
- 121 impianti alimentati da fanghi di depurazione civile (2 in Umbria);
- 9 impianti alimentati da frazione organica dei Rifiuti Solidi Urbani;
- 22 impianti alimentati da reflui industriali.

Secondo i dati pubblicati da GSE, relativi al 2009, in Umbria gli impianti a biogas hanno prodotto 28.000 MWh con una potenza installata di 6 MW.

4.1 Potenziale di sviluppo

Il potenziale di sviluppo della digestione anaerobica è legato alla possibilità di avere adeguate quantità di biomassa da avviare al trattamento. Nel settore delle acque reflue questo è legato principalmente all'aumento dei reflui ad alto carico organico che a sua volta dipende dallo sviluppo dell'industria attualmente piuttosto stagnante. Un certo impulso al settore potrebbe arrivare dallo stimolo al riutilizzo delle acque. Le tecnologie di recupero della risorsa idrica tendono a produrre due tipologie di acque: una, con i flussi idrici maggiori e bassi carichi organici, destinata tipicamente al riuso, l'altra, con bassi flussi ma con alti carichi organici, destinata al trattamento. Quest'ultima tipologia di acque potrebbe essere utilmente avviata alla digestione anaerobica per il recupero energetico in parte necessario al processo depurativo.

Anche nel settore del trattamento delle biomasse, l'ampliamento del mercato è legato alla possibilità di ottenere nuova biomassa da avviare ai processi di digestione. La loro produzione specifica, utilizzando terreni marginali, potrà avere ancora un certo sviluppo ma non ai ritmi sostenuti oggi, in parte per la diminuzione dei terreni fruibili, in parte per le elevate richieste idriche che queste colture stimolerebbero.

Si evidenzia quindi un aspetto interessante, sia per l'incremento della produzione di biogas che per lo smaltimento dei rifiuti, è quello di utilizzare nei digestori gli scarti della produzione agroindustriale e i rifiuti solidi urbani, preferibilmente separati alla fonte. Le due differenti tipologie di rifiuto sono per loro natura di qualità e quantità elevate e normalmente prive di prodotti e/o composti pericolosi per l'uomo o per l'ambiente.

Al momento, il processo di trattamento più comune per questo tipo di prodotti è la stabilizzazione aerobica (compostaggio) e successivo avviamento allo spandimento agronomico o alla discarica. Il loro utilizzo in digestori anaerobici permetterebbe di trasformare in biogas la parte facilmente fermentescibile della sostanza organica, per poi avviare al compostaggio solo la frazione solida dell'effluente dopo la separazione da quella liquida.

4.2 Aspetti economici

È difficile valutare i costi di investimento e gestione di un impianto di digestione anaerobica in quanto questi dipendono in maniera considerevole dalla tipologia di applicazione, dal costo delle materie prime utilizzate.

Quando l'impianto di digestione anaerobica è inserito nella linea trattamento acque il confronto deve essere fatto con le altre tecnologie disponibili per il trattamento del refluo: la copertura finanziaria offerta dal meccanismo di incentivazione pubblica sulla produzione di energia rinnovabile è un sostegno economico che ha in questo caso un peso minore.

Un discorso diverso, invece, va fatto per la produzione di biogas da biomasse. In questo caso, un'impresa agricola deve confrontarsi con il mercato, in forte espansione, delle biomasse e deve essere in grado di quotarne l'andamento oltre il periodo (15 anni) di copertura finanziaria del meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi.

Questo punto è di particolare interesse ed attualità per la contrapposizione tra differenti finalità di sfruttamento dei terreni, quella alimentare ed energetica, in un periodo in cui i prezzi dei prodotti agricoli, cresciuti in maniera vertiginosa, hanno acceso la competizione del mercato per l'energia con quello per il cibo.

L'opportunità di trattare gli scarti dell'agroindustria ai fini energetici incentivando convenientemente la produzione di biogas potrebbe aprire scenari di diffusione e penetrazione della tecnologia attraverso la valorizzazione, di fatto, di un prodotto organico che costituisce ad oggi un onere per il sistema industriale agroalimentare.

4.3 Aspetti ambientali

Un aspetto rilevante e che rischia di limitare l'ampliamento del mercato della digestione anaerobica è legato allo spandimento agronomico del digestato. La pratica della fertilizzazione dei terreni agricoli, effettuata attraverso lo spandimento degli effluenti provenienti dalle aziende zootecniche e delle piccole aziende agroalimentari, è oggetto di una specifica regolamentazione volta a salvaguardare le acque sotterranee e superficiali dall'inquinamento causato, in primo luogo, dai nitrati presenti nei reflui. La Direttiva comunitaria 91/676/CEE (Direttiva nitrati) ha dettato i principi fondamentali a cui si è uniformata la successiva normativa nazionale, imponendo un limite massimo di azoto per ettaro che per le "Zone Vulnerabili da Nitrati" di origine agricola (ZVN) è pari a 170 kg N/ha/anno.

Durante il processo di digestione anaerobica l'azoto non viene rimosso, ne consegue che al fine di rispettare i limiti imposti dalla legge è necessario avere sempre più terreno a disposizione per lo spandimento agronomico. La tendenza della normativa è quella di continuare a ridurre la quantità di azoto da apportare al suolo.

5 Impianti di cogenerazione

La produzione combinata di energia elettrica e calore in uno stesso impianto prende generalmente il nome di cogenerazione. La produzione combinata può incrementare l'efficienza di utilizzo del combustibile fossile fino ad oltre l'80%; a ciò corrispondono minori costi per l'approvvigionamento del combustibile fossile e minori emissioni di inquinanti e di gas ad effetto serra (cosiddetti gas climalteranti), rispetto alla produzione separata di elettricità e di calore.

È bene tuttavia sottolineare che, in termini rigorosi, le due dizioni "produzione combinata" e "cogenerazione" non sono equivalenti. La normativa vigente in Italia, infatti, stabilisce che un impianto di produzione combinata può essere considerato impianto di cogenerazione soltanto se soddisfa determinati requisiti tecnici. Più precisamente, la cogenerazione è la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati, secondo le modalità definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Deliberazione n.42/02 e s.m.i.).

Nella sua forma più semplice un impianto di produzione combinata comprende almeno un motore primo (turbina a vapore, turbina a gas, oppure motore a combustione interna), ed un generatore elettrico. Il calore prodotto dal motore primo e non utilizzato per produrre energia elettrica viene inviato alle utenze generalmente sotto forma di acqua calda o vapore.

I combustibili che è possibile utilizzare sono: combustibili fossili, biomassa, rifiuti; il più impiegato è il gas naturale.

5.1 Potenziale di sviluppo

Gli impianti che nel 2007 hanno prodotto in regime di CAR (cogenerazione ad alto rendimento) rappresentano una potenza elettrica installata di 9800 MW complessivi, approssimativamente il 10% del parco totale di generazione italiano ed il 13% del solo parco termoelettrico. Vale la pena sottolineare che la cogenerazione non CAR è molto più diffusa ma, per questo, non facilmente censibile.

Dal punto di vista tecnologico la cogenerazione è una applicazione ormai consolidata e matura; ulteriori sviluppi sono legati all'utilizzo di impianti con celle a combustibile. Un grande sviluppo potrebbe essere rappresentato dall'utilizzo di piccoli impianti di cogenerazione (micro cogenerazione) in ambito residenziale ed in combinazione con la produzione di freddo (trigenerazione).

5.2 Aspetti economici

Il costo di un impianto di cogenerazione è fortemente legato alla tipologia della macchina utilizzata (motore a combustione interna, turbina a gas, turbina a vapore, celle a combustibile, ecc.) ed alla potenze elettrica e termica. In generale si passa dai circa 1.000 €/kWe, per gli impianti più grandi e tradizionali, fino ad oltre 6.000 €/kWe per i piccoli impianti con soluzioni innovative. Ovviamente a questi costi sono da aggiungere i costi delle eventuali infrastrutture e degli impianti ausiliari, ancora più difficilmente valutabili.

Da ricordare che, a livello nazionale, gli impianti possono accedere agli incentivi dei certificati verdi se utilizzano combustibili non fossili ed agli incentivi dei certificati bianchi se sono in regime di CAR.

5.3 Aspetti ambientali

Dal punto di vista ambientale il funzionamento di un cogeneratore si concretizza nell'emissione di CO₂, NO_x e altri inquinanti tipici della combustione. Rispetto alla generazione separata le emissioni climalteranti tendono a ridursi, purché l'IRE (Indice di Risparmio Energetico) effettivo della macchina risulti positivo, in quanto si ha un miglior uso del combustibile.

Il fatto che la cogenerazione di piccola taglia tenda a portare le emissioni in città, in quanto trasferisce nel recinto urbano la generazione elettrica usualmente effettuata nelle grandi centrali che se ne trovano ai margini e che grazie ai camini alti tendono a disperderla su aree piuttosto vaste, non costituisce un

particolare problema nel caso della CO₂. Diverso senz'altro il discorso degli NO_x e degli altri prodotti nocivi della combustione, che richiedono, per evitare di aggravare la situazione delle nostre città, di ridurre le emissioni specifiche di queste macchine attraverso l'utilizzo dei catalizzatori e/o appositi filtri o postcombustori, aumentando la complicazione degli impianti e accrescendo i costi di investimento iniziale e di manutenzione.

6 Impianti eolici

Le macchine eoliche realizzano la conversione dell'energia di pressione e velocità legata al movimento di masse d'aria in energia rotazionale tramite le pale; tale energia è poi convertita in energia elettrica tramite un alternatore.

Il progressivo e continuo aumento dimensionale ha portato alla diffusione di macchine eoliche da 2, 3 su diametri di rotore di oltre 90 m ed altezze al mozzo fino a 100 m. L'esigenza di concentrazione di potenza su un numero inferiore di macchine (tipica delle applicazioni off-shore) sta muovendo i costruttori a orientarsi verso modelli da 5 o 6 MW, con diametri di rotore dell'ordine di 120 m.

Esiste anche un vasto e solido mercato per aerogeneratori di piccola taglia ad asse orizzontale e ad asse verticale, con taglie inferiori a 100 kW, richiesti per l'alimentazione di utenze non servite dalla rete oppure per la connessione a reti in bassa o media tensione in siti ventosi a bassa domanda energetica. In sintesi è possibile classificare le macchine eoliche così:

	potenza	diametro rotore	altezza mozzo
Piccola taglia	5 - 100 kW	3 - 20 metri	10 - 40 metri
Media taglia	250 - 1000 kW	25 - 60 metri	25 - 60 metri
Grande taglia	1000 - 3000 kW	55 - 100 metri	60 - 105 metri

L'efficienza di conversione delle macchine eoliche è un parametro importante da considerare, ma non sempre determinante ai fini economici.

La producibilità è invece il parametro fondamentale da considerare nell'investimento nel settore: infatti, la remunerazione dell'impianto realizzato è esclusivamente funzione dell'energia prodotta. La producibilità dipende dalla tecnologia impiegata e dal layout della centrale eolica, ossia dalla disposizione degli aerogeneratori nel sito prescelto, ma soprattutto dalle caratteristiche anemologiche del sito medesimo.

In Italia la producibilità (capacity factor) ha una gamma di valori che vanno da meno del 20% nelle aree meno produttive a più del 30% in quelle maggiormente idonee.

I tipi di aerogeneratori oggi più diffusi in Italia sono quelli tripala con taglia compresa fra 800-900 kW e 1,5-3 MW. Tendenza attuale del mercato è quella di installare macchine da 1,5 a 3 MW a velocità variabile grazie all'accoppiamento di un convertitore di frequenza al generatore.

6.1 Potenziale di sviluppo

La valutazione del potenziale eolico nazionale effettivamente sfruttabile può essere condotta a partire dai dati qualificati dall'Atlante Eolico dell'Italia. In generale però questa piattaforma deve essere integrata, oltre che con dati rilevati sul sito, con molteplici fattori tecnici riguardanti l'orografia, la destinazione d'uso del suolo, i vincoli ambientali, le condizioni logistiche (strade ecc.) lo stato della rete locale di distribuzione dell'energia elettrica, non sempre determinabili in modo puntuale su tutto il territorio.

La tecnologia delle macchine eoliche ha raggiunto livelli di maturità tale da non prevedere ulteriori grandi miglioramenti. Le aspettative maggiori si concentrano sui siti off-shore e su avveniristiche installazioni per sfruttare le cosiddette correnti in quota.

6.2 Aspetti economici

I costi di produzione dell'energia ceduta annualmente alla rete di distribuzione da un impianto eolico sono legati prioritariamente alla disponibilità della fonte eolica, agli oneri d'investimento per la realizzazione ed ai costi d'esercizio e manutenzione.

Secondo stime della IEA (Agenzia Internazionale dell'Energia) e della EWEA, i costi unitari di produzione da fonte eolica di siti con velocità medie annue del vento superiori ad almeno 6 m/s, a 10m s.l.m. sono dell'ordine di 40-60 euro/MWh.

Paesi ad orografia articolata come il caso Italia richiedono infrastrutture ed installazioni complesse che spostano il costo unitario dell'energia oltre 80 euro/MWh con un onere complessivo maggiore che eleva il costo finale degli impianti.

I costi di realizzazione degli impianti eolici sono fortemente sbilanciati sui costi dei macchinari: gli aerogeneratori coprono mediamente il 75% degli investimenti mentre sul restante 25% incidono fondazioni, infrastrutture elettriche e logistiche, installazioni e collaudi. Il prezzo internazionale di mercato per l'acquisto degli aerogeneratori medi e grandi (solo macchinario) risulta tipicamente compreso fra 650 e 1.000 euro/kW. Il costo dell'intera centrale on-shore si attestava nel 2008 fra 940 e 1.340 €/kW.

6.3 Aspetti ambientali

Le criticità ambientali dell'eolico sono soprattutto legate alle installazioni di taglia media e grande. Tralasciando i problemi legati agli impianti off-shore che non interessano l'Umbria si evidenziano sinteticamente i seguenti aspetti:

- impatto paesaggistico dovuto alla localizzazione in aree collinari o montane visibili anche da lontano;
- realizzazione di infrastrutture (strade di accesso per mezzi pesanti, linee elettriche);
- realizzazione strutture (profonde fondazioni e piattaforme di ancoraggio);
- generazione di rumore, in luoghi solitamente silenziosi, dovuto al movimento delle pale;
- disturbi alla fauna, in modo particolare se posizionati in passaggi obbligati (p.e. rotte migratorie).

Da notare che la realizzazione di strutture ed infrastrutture, in generale, costituiscono un problema anche in fase di fine vita dell'impianto.

7 Impianti geotermici

L'energia geotermica è il calore contenuto all'interno della Terra. Attualmente tale energia viene utilizzata sia per la generazione elettrica che direttamente come energia termica in vari processi industriali ed agro-alimentari, nonché per scopi civili.

I sistemi geotermici si possono distinguere in sistemi ad alta entalpia (con temperature > 150 °C) e sistemi a bassa entalpia (con temperature < 150 °C).

La produzione di energia elettrica è attualmente la forma di utilizzazione più importante delle risorse geotermiche ad alta entalpia le risorse a bassa entalpia si prestano invece ad essere sfruttate per molteplici usi non elettrici, tra cui le pompe di calore, il riscaldamento di ambienti, le serre, l'acquacoltura e gli impieghi industriali.

Il rendimento termodinamico degli impianti geotermoelettrici tradizionali varia tra il 18% e il 25%. Ad oggi in Italia sono operative 31 centrali (32 gruppi) geotermiche per un totale di 810,5 MWe di potenza installata per una produzione di 5500 GWh (tutti gli impianti si trovano in Toscana).

Poiché gli impianti tradizionali prevedono emissioni in atmosfera di percentuali importanti di fluido geotermico estratto sono state sviluppate innovative soluzioni impiantistiche finalizzate a mitigare gli impatti ambientali locali.

Una vasta gamma di tipologie di applicazione diretta della risorsa geotermica a "bassa entalpia" si riscontrano nel settore industriale (evaporazione, essiccazione, distillazione, sterilizzazione, lavaggio, ecc.); l'utilizzo di tipo agricolo e zootecnico fra cui il riscaldamento delle serre è un esempio di comune impiego

dell'energia geotermica in agricoltura. Sono inoltre diffuse, anche nel nostro Paese, le applicazioni relative al riscaldamento, in acquacoltura, degli allevamenti animali.

Un utilizzo singolare ma di notevole rilievo è quello relativo al riscaldamento di singoli edifici, soprattutto alberghi, o di interi comprensori (teleriscaldamento) molto diffuso in aree caratterizzate da importanti anomalie termiche (ad esempio nell'area dei Colli Euganei, nell'isola di Ischia ed il teleriscaldamento di Ferrara).

Un'applicazione delle risorse geotermiche a "bassissima entalpia" che sta conoscendo negli ultimi anni una rapida diffusione in tutta Europa, ed anche in Italia, è quella delle cosiddette pompe di calore geotermiche, utilizzate per la climatizzazione estiva ed invernale di edifici, per la produzione di acqua calda sanitaria e per la produzione di "caldo/freddo" per cicli produttivi industriali ed alimentari. Nel 2008 la stima del numero di pompe di calore geotermiche installate in Italia è di 7.500, per una potenza termica di 750 MWt.

7.1 Potenziale di sviluppo

Sulla base di recenti stime (IGA ed EGE, 2008), il potenziale geotermico sviluppabile a livello globale è molto elevato: è stato stimato che la potenza elettrica installabile sia di 70 GW impiegando le tecnologie attuali e possa attestarsi ad addirittura 140 GW applicando tecnologie non convenzionali. In Italia si prevede un aumento della potenza installata di 112 MWe entro il 2011.

Lo sviluppo di nuove tecnologie (impianti a ciclo binario) consentirà di sfruttare anche fluidi a temperature relativamente basse (90-170 °C) per la produzione di energia elettrica.

7.2 Aspetti economici

Per la generazione di energia elettrica da fonte geotermica i fattori di costo da considerare sono principalmente due: l'approvvigionamento della risorsa e la costruzione degli impianti.

Una quota rilevante dei costi connessi all'attività geotermoelettrica è relativa alla fase di ricerca ed esplorazione. Come per gli idrocarburi, infatti, la fase di ricerca risulta particolarmente rischiosa dal punto di vista industriale, in quanto si stima che solo un pozzo su cinque di quelli esplorati possa essere effettivamente usato per lo sfruttamento della risorsa. I soli costi di perforazione possono così rappresentare da un terzo fino alla metà dei costi totali di investimento. I costi di impianto variano invece molto a seconda della tecnologia utilizzata, delle caratteristiche del serbatoio geotermico nonché della legislazione locale che può imporre o meno, in funzione dei parametri precedenti, l'installazione di determinati sistemi di abbattimento di inquinanti.

Relativamente agli utilizzi diretti, indipendentemente dall'applicazione, i costi maggiori da sostenere sono quelli di investimento iniziale: per la perforazione dei pozzi di produzione e di reiniezione e per la costruzione degli impianti ausiliari e delle reti di distribuzione.

Per gli impianti a pompa di calore, i costi d'investimento relativi all'installazione possono essere suddivisi in costi di terreno e costi d'impianto. I costi di terreno sono quelli correlati all'esplorazione di superficie, alla perforazione, agli studi correlati (es. test di risposta termica, prove di pompaggio). I costi d'impianto sono invece quelli relativi alla progettazione, ai materiali impiegati, ai collegamenti idraulici e all'installazione.

Il costo d'investimento per un sistema di PCG è normalmente il 20-40% più caro di un sistema convenzionale di climatizzazione. Tuttavia, a fronte di costi d'installazione maggiori, i costi di gestione di questi sistemi di climatizzazione rispetto a quelli tradizionali sono nettamente più bassi. Nel caso in cui un impianto a PCG sia utilizzato sia per il riscaldamento che per il raffrescamento, il tempo di ritorno dell'investimento può variare da 3 a 5 anni; questo tempo si allunga fino a 10 anni se il sistema viene utilizzato unicamente in una delle due modalità.

7.3 Aspetti ambientali

Un fattore che sicuramente gioca un ruolo sfavorevole nello sviluppo di un progetto geotermico (alta entalpia) è l'assenza di una quantificazione certa degli impatti che la coltivazione geotermica esercita sull'ambiente (emissioni in atmosfera, fenomeni di subsidenza e sismicità indotta); inoltre la necessità di

forti investimenti iniziali unita alla non prevedibile produttività del sito prescelto creano forti ostacoli allo sviluppo dei progetti.

Rispetto alle risorse geotermiche ad alta entalpia, quelle a medio bassa entalpia offrono il vantaggio di avere un'ampia diffusione sul territorio nazionale e, in linea di massima, richiedono tecnologie a basso impatto.

8 Impianti solari termici

Il solare termico a bassa temperatura è una tecnologia matura e consolidata, sia in ambito residenziale nella produzione di acqua calda sanitaria e per uso riscaldamento con impianti operanti a bassa temperatura, sia per la produzione di calore nelle industrie caratterizzate soprattutto da domanda, ancora a bassa temperatura, di energia termica costante. I settori industriali più adatti sono quello alimentare (produzione di calore di processo per essiccazione, sterilizzazione, dissalazione e cottura cibi) e delle bevande (processi di distillazione), tessile, cartario e parte della industria chimica.

Nel settore del solare termico le principali tecnologie impiegate sono quelle dei collettori piani vetrati selettivi (FPC) e dei collettori sottovuoto (ETC). I collettori piani vetrati selettivi sono una tecnologia diffusa e adattabile per l'ottima resa energetica annua e la disponibilità di un vasto mercato di prodotti.

I collettori sottovuoto, a parità di superficie, presentano in genere un migliore rendimento medio stagionale, per il sostanziale annullamento delle perdite termiche per convezione e conduzione legate alla presenza di una intercapedine tenuta sottovuoto spinto.

Una soluzione tecnica caratterizzata da costi molto bassi ed idoneità ad un impiego prevalentemente estivo è, infine, quella dei collettori in materiale plastico (collettori non vetrati), dove l'assenza di copertura vetrata comporta perdite per convezione troppo elevate per l'utilizzo con le basse temperature esterne invernali. Essa rappresenta pertanto la soluzione ideale per gli stabilimenti balneari, piscine scoperte, campeggi e per tutti gli ambiti residenziali con fabbisogno di acqua calda sanitaria prevalentemente estivo.

Per valutare la produzione di energia termica si può considerare il valore di 4,6 kWh/m²/giorno attribuito ad una superficie esposta a sud con opportuna inclinazione ed installata in Italia Centrale.

Considerando un rendimento di impianto compreso fra il 40% ed il 45%, valori mediamente accettabili delle più comuni installazioni impiantistiche, si ottiene una produzione complessiva annua compresa fra i 550 ed i 750 kWh/m².

8.1 Potenziale di sviluppo

La diffusione su vasta scala del solare termico, passa necessariamente per la penetrazione degli impianti in ambito residenziale e la realizzazione di impianti di grande taglia, destinati non solo alla produzione di acqua calda sanitaria, ma anche al riscaldamento di ambienti, alla produzione di calore nei processi industriali o al condizionamento estivo. Dal punto di vista tecnico non si prevedono grandi miglioramenti, invece la sempre più elevata complessità degli impianti in ambito residenziale potrà comportare qualche difficoltà nella gestione soprattutto con il conseguimento di elevate integrazioni con gli altri impianti domestici.

8.2 Aspetti economici

Il costo di un impianto monofamiliare (uso domestico) varia in funzione della quantità d'acqua desiderata (numero delle persone), della complessità di installazione dell'impianto medesimo e del tipo di integrazione che la fonte solare realizza su di un impianto termoidraulico già esistente.

I costi indicativi possono variare dai 3.500 ai 4.500 euro per l'installazione di una superficie di collettori dai 4 m² ai 6 m² (2 o 3 collettori).

Il costo medio dei collettori si attesta intorno ai 1.000-1.200 €/m², rende difficile la sostenibilità economica degli investimenti in assenza di adeguati meccanismi di incentivazione della tecnologia solare termica.

8.3 Aspetti ambientali

Il solo aspetto ambientale che presenta criticità, per questo tipo di impianti, è quello legato al paesaggio urbano; in massima parte i collettori solari termici sono installati sul tetto dove posso creare fastidio visivo soprattutto nei centri storici e in edifici di pregio storico-artistico.

9 Impianti solari termodinamici

In questi impianti la radiazione solare, per poter essere convertita in calore ad alta temperatura, deve essere concentrata; ciò comporta la perdita della sua componente diffusa e lo sfruttamento della sola componente diretta.

L'obiettivo degli impianti solari a concentrazione è quello di utilizzare l'energia solare in sostituzione dei tradizionali combustibili fossili per produrre calore, ad alta temperatura, impiegabile in processi industriali o nella produzione di energia elettrica, evitando così le emissioni climalteranti ed inquinanti in atmosfera. Allo stato attuale la generazione di energia elettrica è l'obiettivo principale degli impianti solari a concentrazione: per ovviare alla variabilità della sorgente solare il calore può essere accumulato durante il giorno rendendo il sistema più flessibile e rispondente alle esigenze dei processi produttivi, o, in alternativa si può ricorrere all'integrazione con combustibili fossili o rinnovabili.

I sistemi a concentrazione solare sono suddivisi in sistemi lineari, più semplici per caratterizzazione tecnica ma con un più basso fattore di concentrazione, o puntuali, capaci di spingersi invece alle più elevate temperature del fluido termovettore.

Per geometria e disposizione del concentratore rispetto al ricevitore si possono distinguere principalmente quattro tipologie impiantistiche: i collettori a disco parabolico (Dish), i sistemi a torre centrale (Tower), i collettori parabolici lineari (Trough) e i collettori lineari Fresnel (Fresnel).

Tra le tecnologie solari termiche per la produzione di energia elettrica su larga scala, i sistemi con concentratori parabolici lineari sono quelli con la maggiore maturità commerciale.

I principali progetti attualmente in fase di realizzazione utilizzano la tecnologia dei paraboloidi lineari e, in misura minore, quella delle torri centrali. Questi nuovi impianti prevedono l'uso quasi esclusivo della fonte solare; in tale contesto vengono sviluppate le tecnologie di stoccaggio termico con le quali le centrali potranno elevare le ore annue di funzionamento dalle attuali 2.500 - 3.000 alle oltre 5.000.

Per questa tecnologia sono previsti rendimenti finali nell'ordine del 16 – 18 %.

Il parco mondiale del solare termodinamico, dai 355 MW odierni installati, prevede secondo uno scenario al 2025, preparato nel 2005, che si passi rispettivamente a circa 6.400 MW nel 2015 e a 37.000 MW nel 2025. Nel 2025 si prevede una produzione di energia elettrica pari a 95 TWh.

9.1 Potenziale di sviluppo

Aree dove è auspicabile lo sfruttamento della fonte solare mediante impianti a concentrazione si trovano in gran parte nei Paesi emergenti o in via di sviluppo, regioni in cui, utilizzando le tecnologie solari a concentrazione, ogni chilometro quadrato di terreno può produrre mediamente da 200 a 300 GWh/anno di energia elettrica, equivalenti alla produzione annua di un impianto termoelettrico convenzionale da 50 MWe, alimentato a carbone o a gas. La distribuzione sul territorio nazionale del numero medio annuo di ore d'irraggiamento diretto identifica le aree ottimali per questa destinazione d'uso come appartenenti di fatto alle zone costiere dell'Italia meridionale, in una fascia di circa 5 – 10 km ed in fasce generalmente più ampie nell'entroterra delle isole maggiori, per una superficie complessiva pari a circa 65.000 km².

Il potenziale tecnico di penetrazione della tecnologia solare termodinamica in Italia, oscilla tra i 2.500 ed i 3.500 MW (pari a circa 50-70 km², corrispondente allo 0,1% della superficie utile nazionale) corrispondenti ad una produzione annua di energia elettrica pari a circa 6-9 TWh.

9.2 Aspetti economici

Attualmente il costo di produzione da solare termodinamico varia da 140 a 290 euro/MWh a seconda del livello di irraggiamento e di quota solare. È evidente quindi che, come per le altre fonti rinnovabili, senza i costi realizzativi specifici di impianti solari termodinamici oscillano da 2.500-3.000 euro/kW per impianti privi di sistemi di accumulo, a 2.700-5.500 euro/kW per centrali con serbatoi di accumulo di diversa taglia.

Nella tecnologia solare termodinamica integrata in una centrale termoelettrica il costo di produzione dell'energia elettrica dipende quasi interamente dal costo di costruzione dell'impianto (non essendoci il costo del combustibile), mentre il costo annuale di esercizio e manutenzione incide per circa il 3% dell'investimento complessivo.

Occorre considerare, infine, che la produzione di energia elettrica è direttamente legata al livello di insolazione della località in cui l'impianto è collocato. Nel caso della tecnologia italiana Archimede, il sito di Priolo ha valori di insolazione elevati rispetto all'Italia, ma lontani, per esempio, da quelli delle aree desertiche del nord Africa.

Occorre distinguere, quindi, tra il costo di produzione dell'energia elettrica dell'impianto Archimede, stimato attualmente intorno ai 0,45 euro/kWh e la potenzialità della tecnologia solare termodinamica sviluppata, per la quale è realistico assumere come obiettivo, per impianti commerciali da 50 MW in zone con alta insolazione, un costo livellato dell'energia da 0,10 a 0,15 €/kWh.

9.3 Aspetti ambientali

I principali aspetti ambientali che interessano questo tipo di impianti riguardano:

- le eventuali perdite di fluido termovettore (olio diatermico, sali fusi, ecc) che nella maggior parte dei casi sono sostanze inquinanti e/o pericolose;
- l'occupazione di territorio, anche se limitata rispetto ad altri impianti, fatta eccezione nel caso di installazione su aree di pertinenza di centrali elettriche convenzionali (progetto Archimede);
- impatto paesaggistico;
- impatto dovuto ai riflessi degli specchi.

ALLEGATO 3- BANCA DATI DELLE AUTORIZZAZIONI¹¹

Il quadro informativo relativo alla realizzazione e messa in esercizio degli impianti sul territorio regionale si chiude con un'analisi degli aspetti amministrativi strettamente connessi. Ciò anche in considerazione della necessità di una verifica di quanto l'iter autorizzativo possa o meno ostacolare l'installazione degli stessi impianti. A tale proposito, si ricorda che l'analisi della IEA sulle fonti rinnovabili, nell'evidenziare un notevole potenziale per tali fonti in Italia, sottolinea che il sistema italiano figura tra i più cari al mondo per kilowattora di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, a causa sia degli alti costi dell'energia convenzionale che degli elevati incentivi per le rinnovabili, risultato degli effetti negativi combinati di importanti barriere non economiche, quali: vischiosità amministrative, complesse procedure di autorizzazione, mancanza di chiarezza nella suddivisione delle competenze tra i numerosi enti pubblici interessati, difficoltà di accesso alla rete e problematiche di accettazione sociale. Il quadro normativo nazionale di riferimento di attribuzione delle competenze per i procedimenti autorizzativi alle regioni è mutato più volte dalla emanazione del DLgs n. 112/98 fino alla recente modifica dell'art 12 del DLgs n. 387/2003 effettuata con il d. lgs. n. 28/2011.

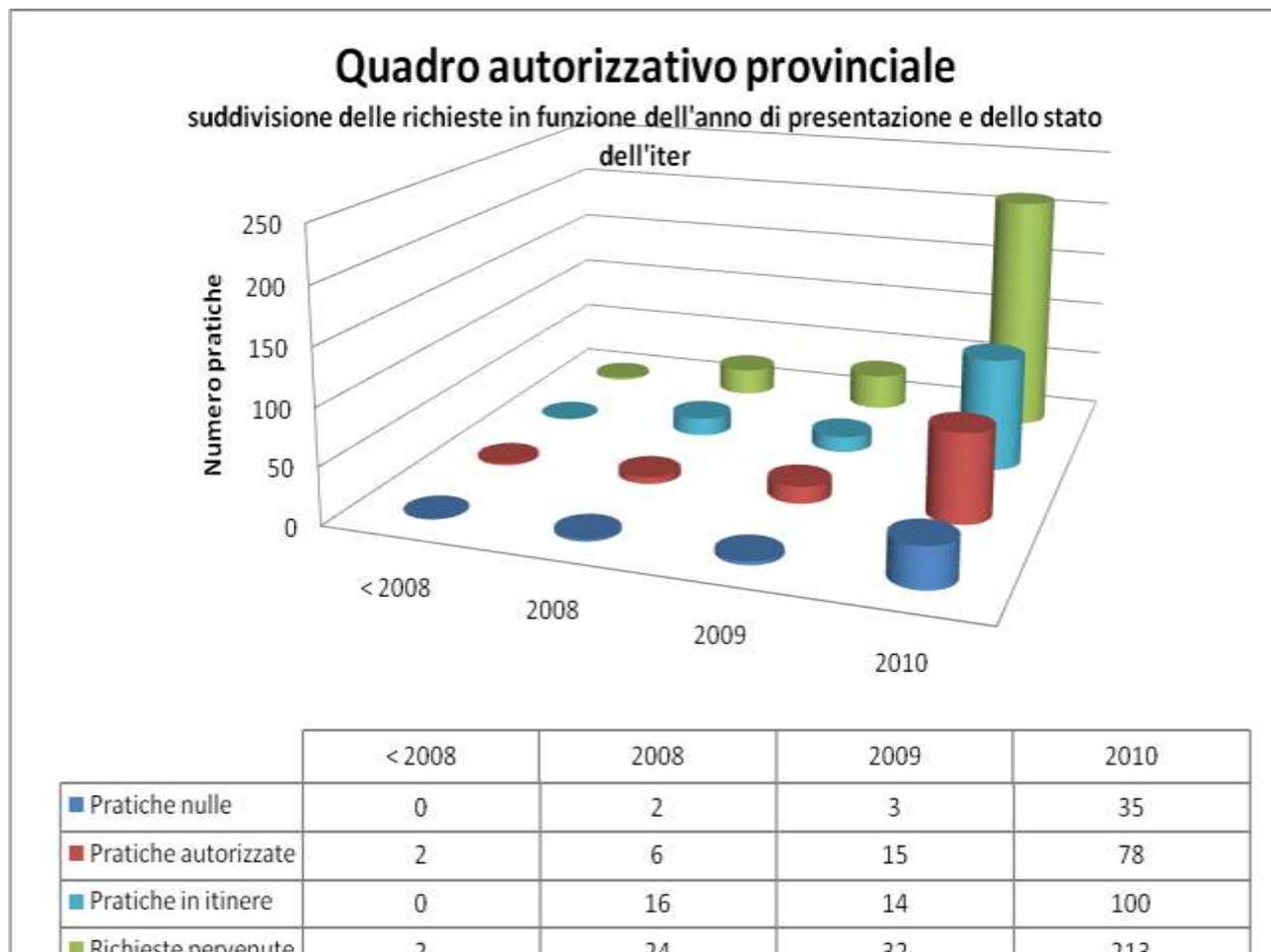
Oggi la mappa dei soggetti che autorizzano la realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili fa emergere per dodici Regioni, sia a statuto ordinario sia speciale, l'attribuzione in modo esclusivo all'amministrazione regionale stessa delle funzioni amministrative per il procedimento autorizzativo. L'Umbria è una delle cinque Regioni (Toscana, Emilia Romagna, Marche, Lombardia e Friuli) che ha delegato la competenza alle Province, mantenendo la titolarità della procedura di valutazione di impatto ambientale (come peraltro la maggior parte delle altre Regioni italiane).

Di seguito si riporta, quindi, una analisi che, partendo dai dati forniti a tale proposito dalle Province e dai Comuni, ha cercato di evidenziare alcuni elementi relativi alle autorizzazioni richieste per l'installazione e l'esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

¹¹ Sulla base dei dati forniti da Province e Comuni

1 Dati Province

Il grafico (con tabella allegata) dello stato autorizzativo in funzione dell'anno di presentazione dimostra la crescita esponenziale che si è registrata nell'anno 2010 rispetto alle 3 annualità precedenti, a dimostrazione dell'aumentato interesse in quest'ultimo periodo.



Si può inoltre valutare anche la celerità nel rilascio (o nel diniego) del titolo autorizzativo.

Infatti nel 2008, a fronte di 24 richieste pervenute, hanno trovato conclusione 8 pratiche e le restanti 16 sono rimaste inevase (33% di conclusione nell'anno di presentazione dell'istanza).

Nel 2009 la percentuale di conclusione dell'iter nell'anno di presentazione dell'istanza è cresciuto in maniera sensibile arrivando al 56%.

Nel 2010, infine, si nota una costanza della risposta amministrativa pari al 53% di conclusione dell'iter autorizzativo nell'anno di presentazione dell'istanza.

È stata inoltre calcolata la tempistica mediamente necessaria per la conclusione dell'iter amministrativo che è risultata pari a 1 anno e 5 mesi. Tale valore è stato valutato quale media pesata del numero di pratiche concluse, utilizzando come peso la durata (espressa in termini annui) della pratica stessa. Di seguito i dati utilizzati:

	Durata < 1 anno	Durata < 2 anni	Durata < 3 anni	Durata media (anni)	Durata media (anni-mesi)
N. pratiche	85	48	4	1,408759124	1 anno e 5 mesi

Risultano ancora in istruttoria 130 pratiche, di cui 100 relative al 2010, 14 al 2009 e 16 al 2008.

1.1 Tipologia di impianti

E' stata analizzata la distribuzione delle richieste in funzione della tipologia di impianti, suddividendo questi in 5 grandi famiglie:

- idroelettrico;
- fotovoltaico;
- eolico;
- combustione di biomasse;
- cogenerazione.

Quest'ultima voce non appartiene precisamente alla categoria "energia rinnovabile" ma rappresenta sicuramente un incremento di efficienza nei prodotti di combustione.

L'analisi è stata effettuata per entrambe le Province e quindi, cumulando i risultati, per la Regione.

La tabella che segue mostra l'analisi effettuata per tutte le 271 richieste presenti nel database suddividendo i dati a seconda che le richieste di autorizzazione siano positivamente concluse, in itinere o respinte.

Dalla tabella che segue si evince che:

Il numero massimo di richieste ha interessato il settore fotovoltaico (222 impianti su 271 – 82%), ma una analisi delle potenze installate e della producibilità annua attesa dimostra che il maggior peso è da ascrivere al settore eolico. Infatti per il settore eolico, a fronte di una potenza installata (richiesta) di 176 MW si ha una producibilità di 254 GWh/anno mentre per il settore fotovoltaico si ha una potenza installata di 194 MW ma una producibilità di 244 GWh/anno.

Non è stato effettuato il calcolo della producibilità del settore idroelettrico per carenza di dati, così come per alcuni settori relativi alla combustione. A livello di potenza installata richiesta (MW), comunque, gli altri settori assommano a 40 MW, dato non trascurabile rappresentando lo stesso il 25% del settore fotovoltaico richiesto.

			PG			TR			Regione		
Tipologia	Specifica 1	Specifica 2	n. impianti	Potenza installata (KW)	Producibilità (MWh/anno)	n. impianti	Potenza installata (KW)	Producibilità (MWh/anno)	n. impianti	Potenza installata (KW)	Producibilità (MWh/anno)
idroelettrico			0	0	0	11	6958	0	11	6958	0
FV	a terra e a tetto		1	198,72	258,336	0	0	0	1	198,72	258,336
	a terra ed eolico		186	192688,585	243375,6605	34	0	0	220	192688,585	243375,6605
			1	893,55	0	0	0	0	1	893,55	0
Eolico			10	158300	218326	1	18000	36000	11	176300	254326
Combustione	liquida		4	6331	0	0	0	0	4	6331	0
			5	14000	0	0	0	0	5	14000	0
	solida		1	990	0	0	0	0	1	990	0
			1	999	0	0	0	0	1	999	0
	biomassa		2	1560	10700	0	0	0	2	1560	10700
	gasificata gas	o	3	2360	0	1	0	0	4	2360	0
			1	999	7722	0	0	0	1	999	7722
	generica		4	3024	0	3	0	0	7	3024	0
	metano non specificato		1	3000	992,082	0	0	0	1	3000	992,082
		cogenerazione		1	0	0	0	0	0	1	0
TOTALE			221	385343,855	481374,0785	50	24958	36000	271	410301,855	517374,0785

Le 2 province presentano quadri differenti, anche se bisogna tener conto del fatto che è probabile che il livello di completezza/dettaglio dei database consegnati sia differente: mentre si ha avuto conferma della completezza del database da parte della provincia di Perugia, non si ha una informazione analoga per Terni.

A Terni le richieste riguardano esclusivamente il settore idroelettrico (11), fotovoltaico a terra (34), eolico (1) e combustione di biomassa (3).

È interessante analizzare le informazioni analoghe a quelle riportate in funzione dello stato dell'iter autorizzativo, suddividendo le richieste di cui all'analisi precedente in 3 grandi famiglie: autorizzate, in itinere, respinte sia a livello provinciale che regionale:

Autorizzati	PG			TR			Regione		
Tipologia	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)
Idroelettrico	0	0	0	1	650	0	1	650	0
FV	76	65707,8	78855,73	5	0	0	81	65707,8	78855,73
Eolico	1	1500	3600	1	18000	36000	2	19500	39600
Combustione biomassa	12	19973	7200	3	0	0	15	19973	7200
Cogenerazione	2	3000	992,082	0	0	0	2	3000	992,082
Totale	91	90180,8	90647,82	10	18650	36000	101	108830,8	126647,8

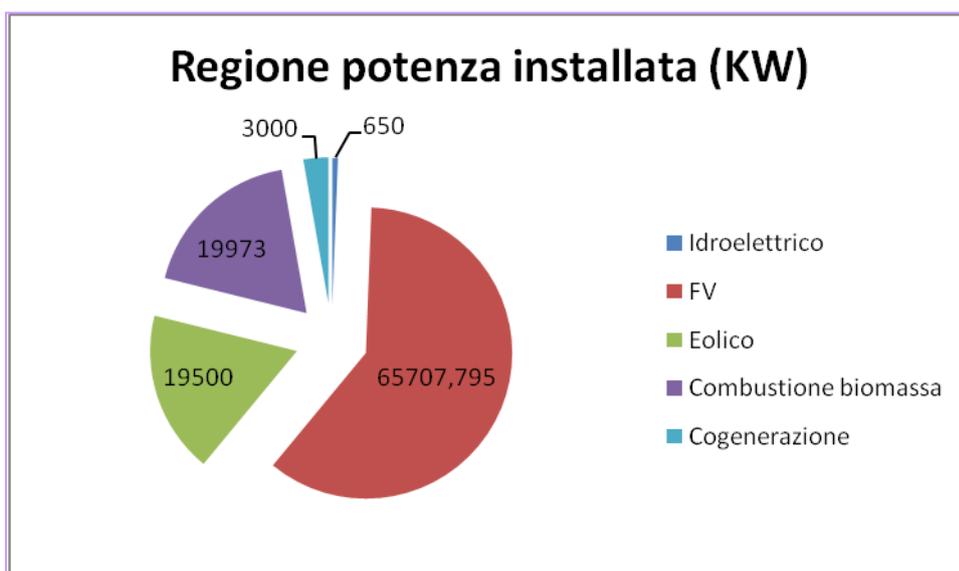
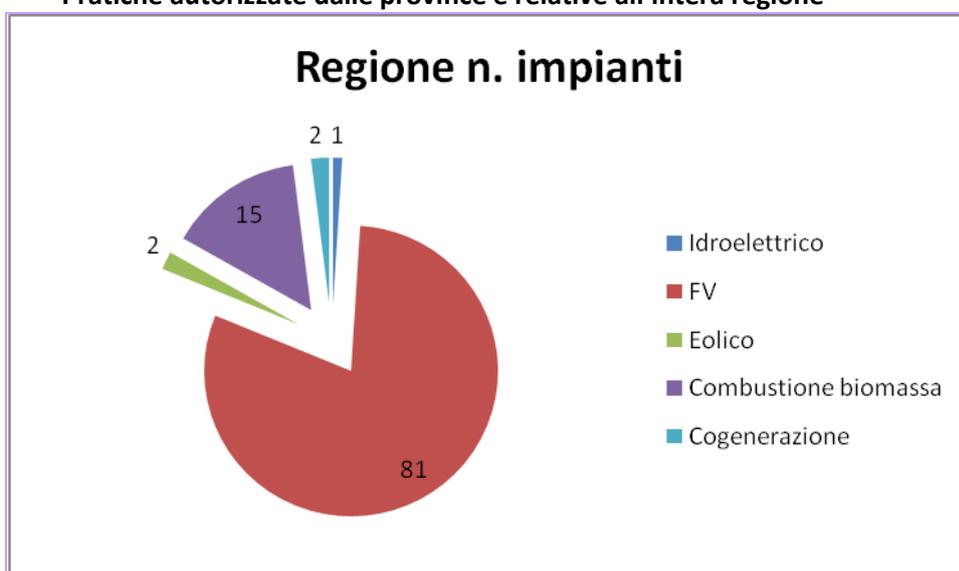
In itinere	PG			TR			Regione		
Tipologia	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)
Idroelettrico	0	0	0	10	6308	0	10	6308	0
FV	74	91982,29	118070,2	27	0	0	101	91982,29	118070,2
Eolico	9	156800	214726	0	0	0	9	156800	214726
Combustione biomassa	9	10290	11222	1	0	0	10	10290	11222
Cogenerazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	92	259072,3	344018,2	38	6308	0	130	265380,3	344018,2

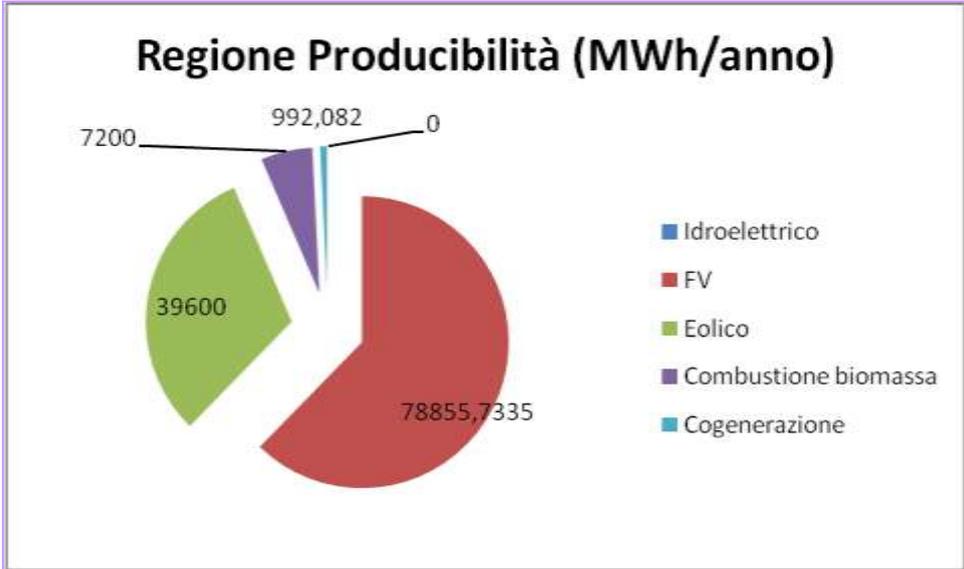
Respinti	PG			TR			Regione		
Tipologia	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)
Idroelettrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FV	38	36090,77	46708,1	2	0	0	40	36090,77	46708,1
Eolico	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustione biomassa	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogenerazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	38	36090,77	46708,1	2	0	0	40	36090,77	46708,1

Totale	PG			TR			Regione		
Tipologia	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)	n. imp.	potenza installata (KW)	producibilità (MWh/anno)
Idroelettrico	0	0	0	11	6958	0	11	6958	0
FV	188	193780,9	243634	34	0	0	222	193780,9	243634
Eolico	10	158300	218326	1	18000	36000	11	176300	254326
Combustione biomassa	21	30263	18422	4	0	0	25	30263	18422
Cogenerazione	2	3000	992,082	0	0	0	2	3000	992,082
Totale	221	385343,9	481374,1	50	24958	36000	271	410301,9	517374,1

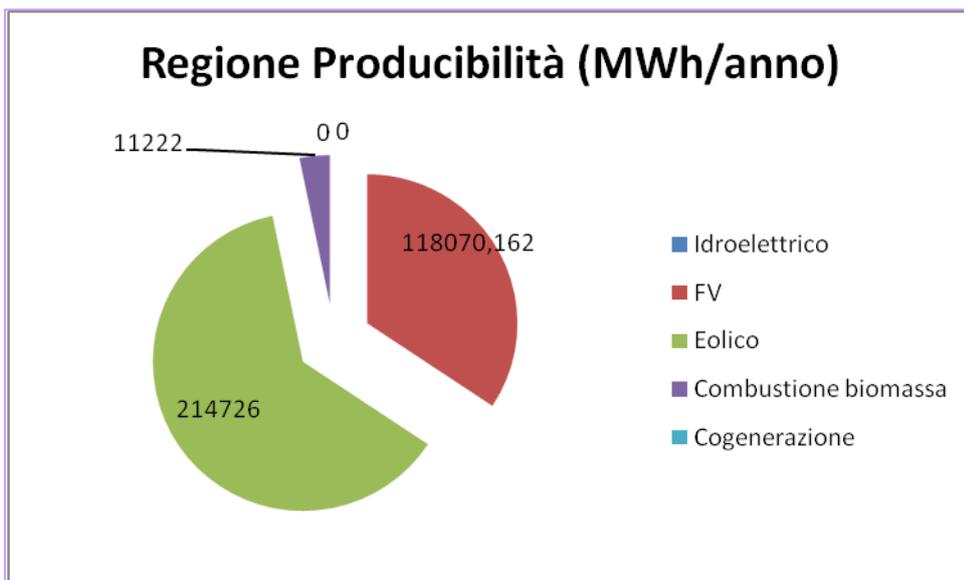
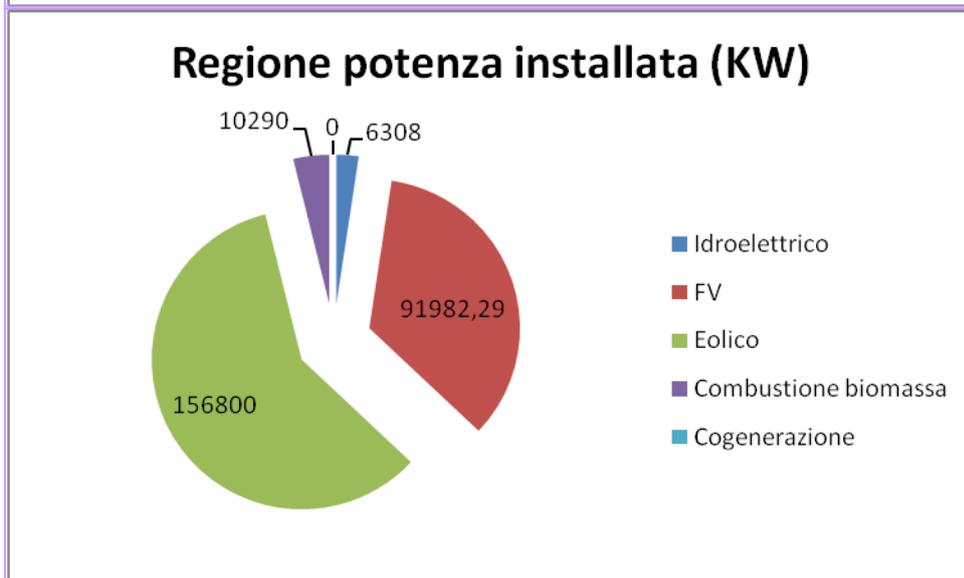
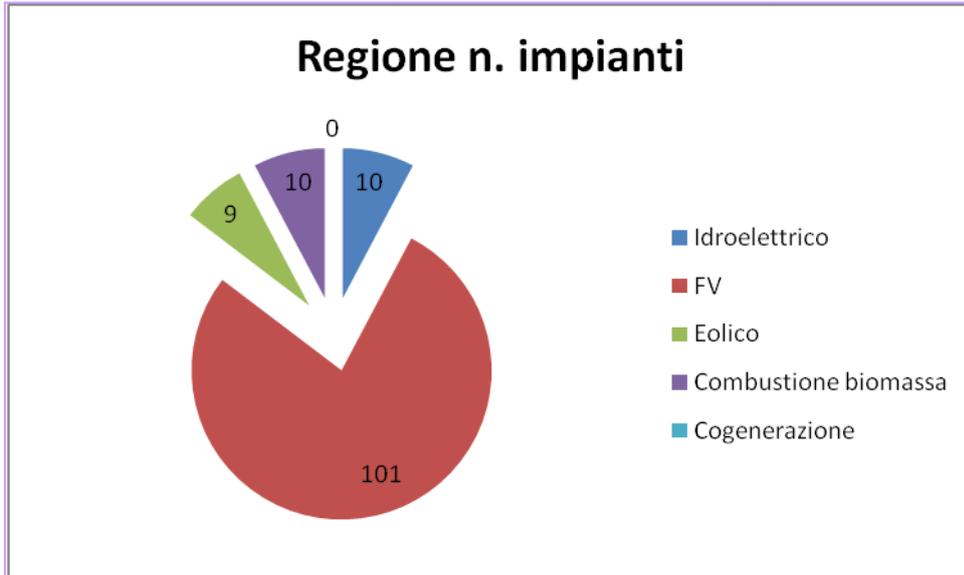
Riportando in un grafico a torta i dati delle tabelle precedenti si ha quanto segue:

▪ **Pratiche autorizzate dalle province e relative all'intera regione**

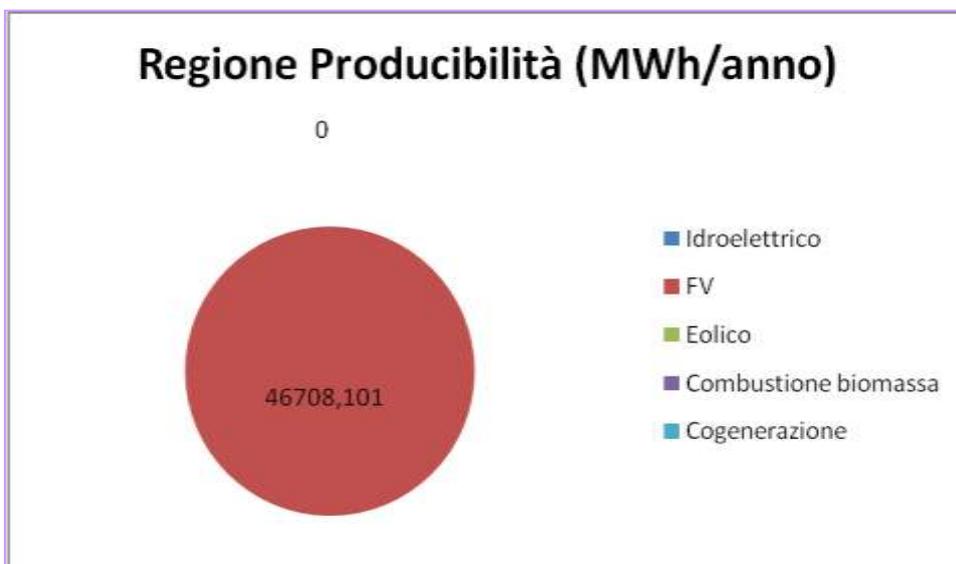
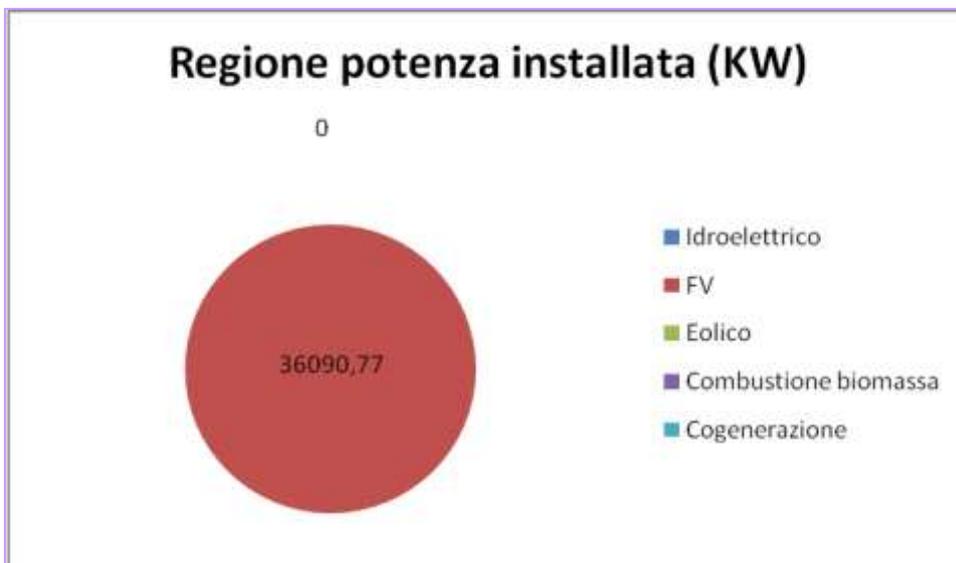
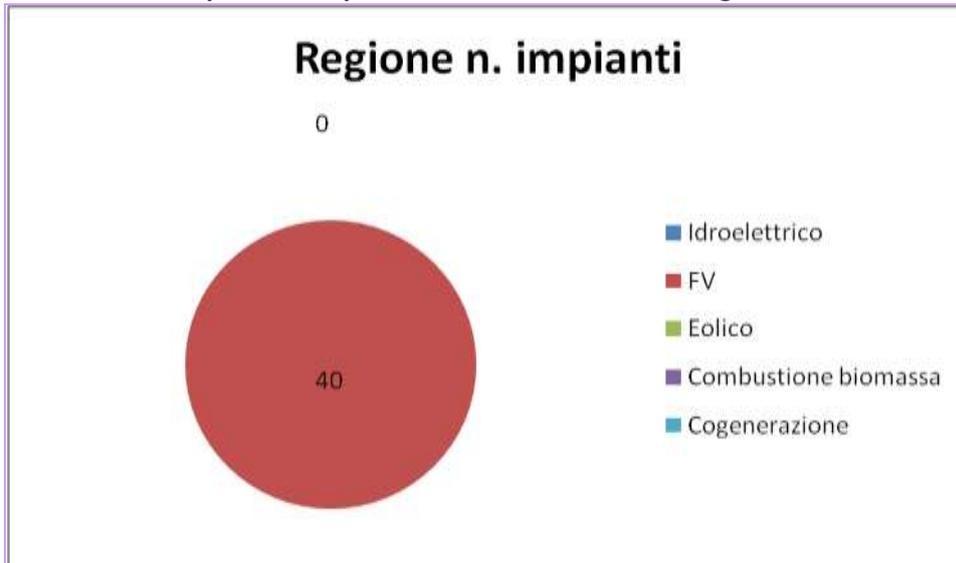




- Pratiche in itinere nelle province e relative all'intera regione

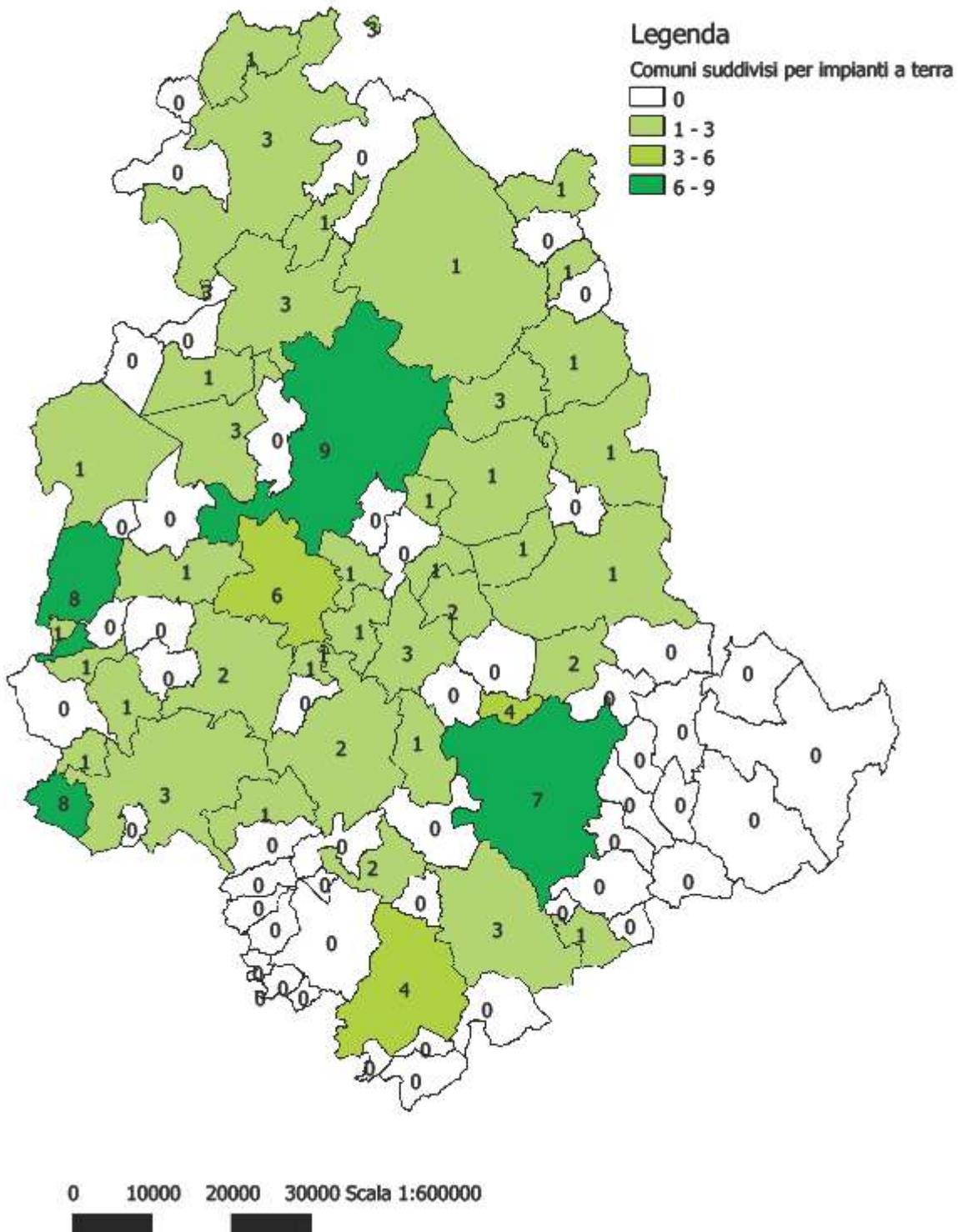


Pratiche respinte dalle province e relative all'intera regione

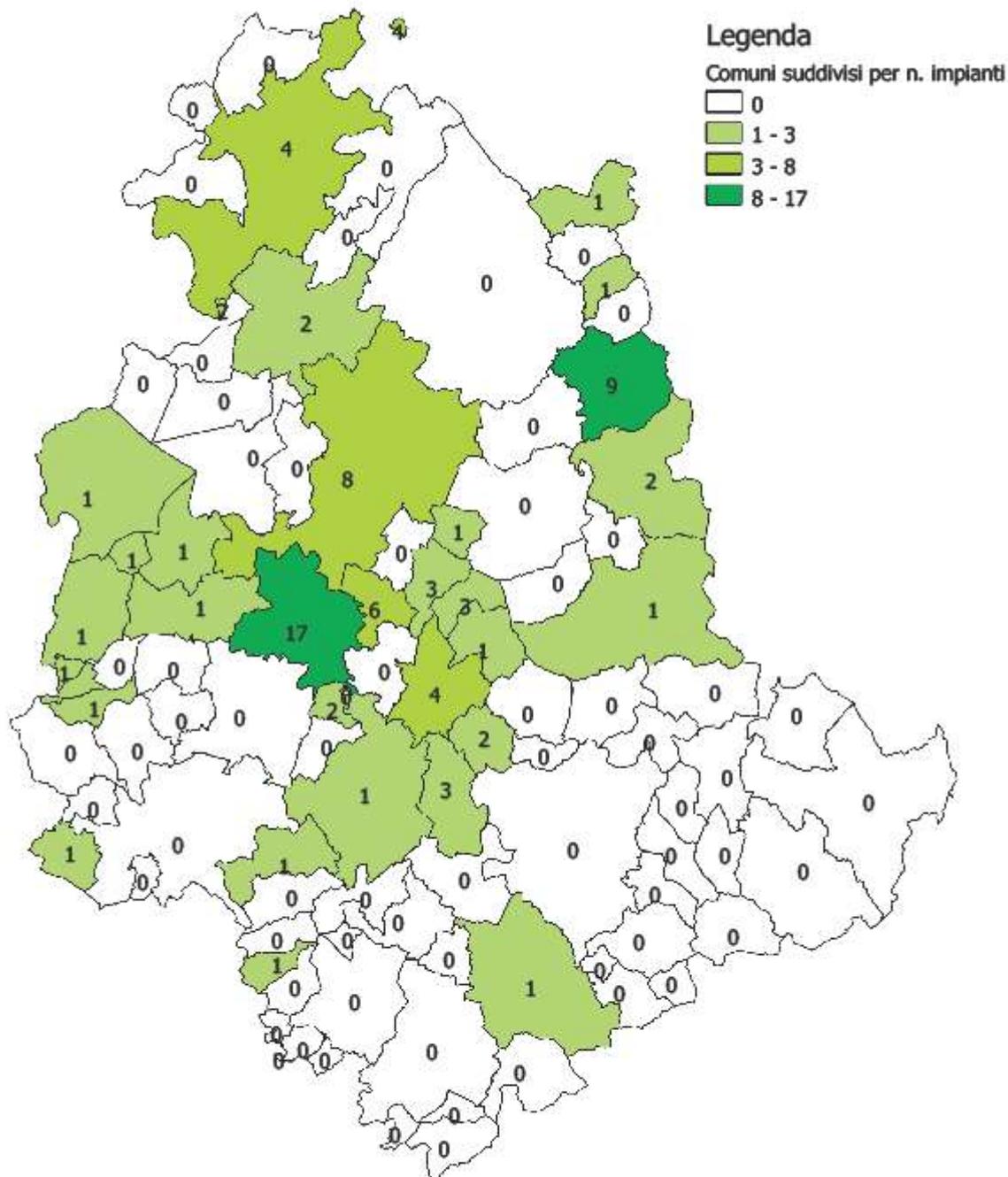


Riportando graficamente sulla mappa dell'Umbria il numero di impianti fotovoltaici a terra in itinere ed autorizzati (iter provinciale) nel panorama regionale si ha quanto segue:

Impianti FV a terra in itinere presso la Provincia
Numero di impianti per Comune
ORIGINE DATI: Provincia



Impianti FVa terra autorizzati dalla Provincia
 Numero di impianti per Comune
 ORIGINE DATI: PROVINCIA

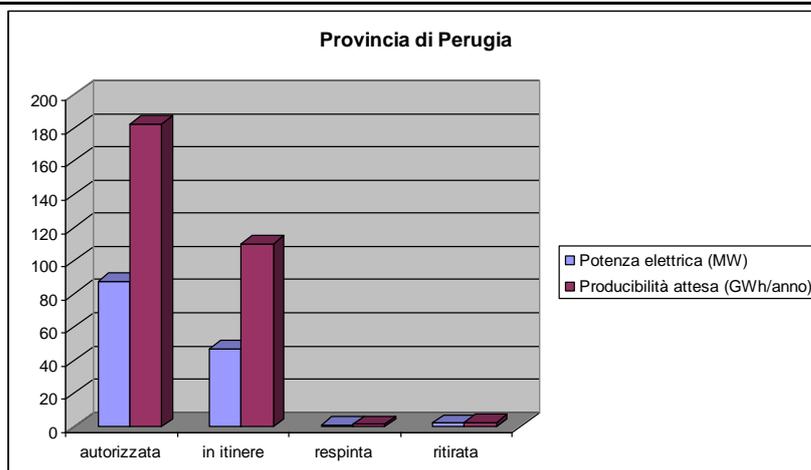


0 10000 20000 30000 Scala 1:600000

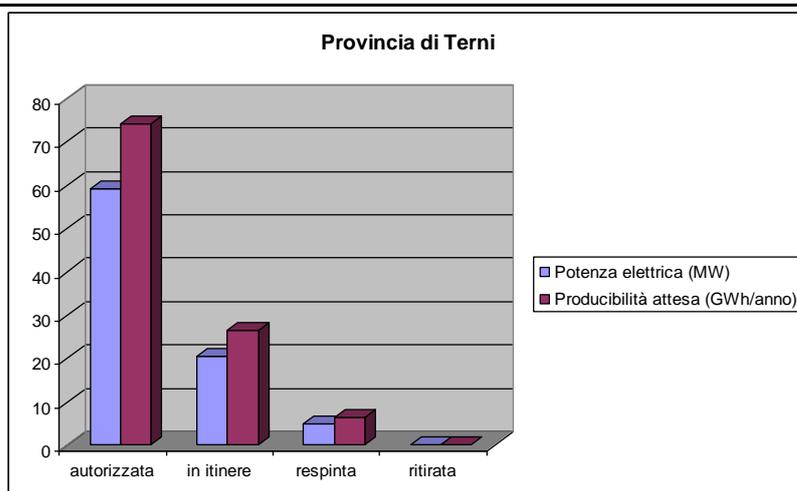


Dai dati che seguono si riconferma che la potenza autorizzata nella provincia di Perugia è maggiore rispetto a quella autorizzata nella provincia di Terni ed in generale è minore la potenza respinta.

Provincia	Stato autorizzativo	Potenza elettrica (MW)	Producibilità attesa (GWh/anno)
Perugia	autorizzata	87,78	182,41
Perugia	in itinere	46,86	110,05
Perugia	respinta	0,94	1,26
Perugia	ritirata	2,05	2,67



Provincia	Stato autorizzativo	Potenza elettrica (MW)	Producibilità attesa (GWh/anno)
Terni	autorizzata	59,13	74,1
Terni	in itinere	20,44	26,58
Terni	respinta	4,99	6,49
Terni	ritirata	0,06	0,08



2 Dati Comuni

Al quadro sopra analizzato, si aggiunge quello delle autorizzazioni comunali, previste per impianti di potenza minore. Tale fotografia non è, purtroppo, completa giacché sono pervenuti i dati da parte di 69 Comuni. Si ritiene, però, che la ricognizione sia significativa in quanto il campione a disposizione rappresenta:

- il 75% dei Comuni;
- l'86% della superficie regionale;
- l'82% della popolazione regionale.

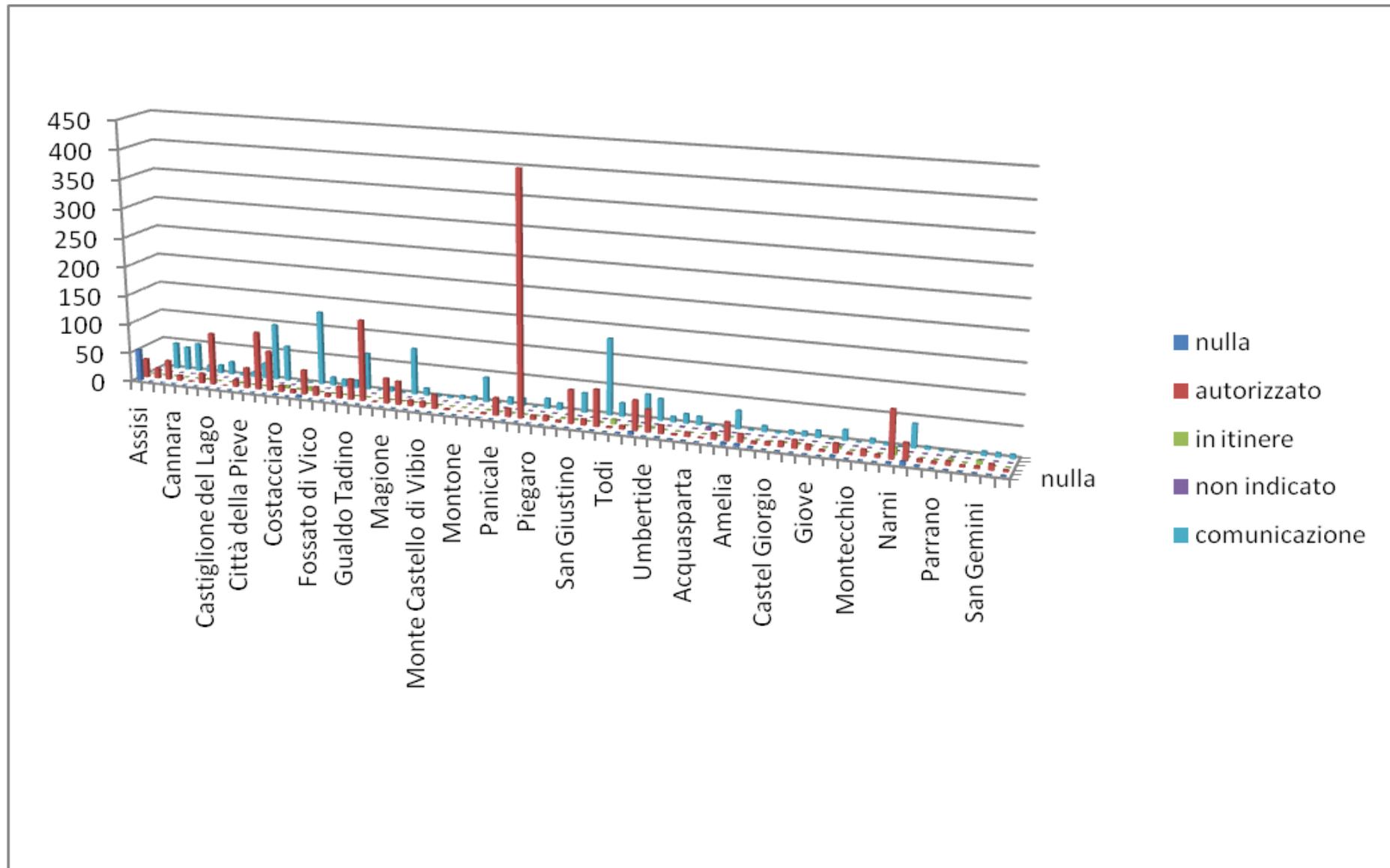
Ancorché il dato sia significativo, si sottolinea che la indisponibilità del dato completo per tutta la regione evidenzia la mancanza di un sistema informativo adeguato ed omogeneo, di cui, peraltro, si sta tenendo conto nella attuale fase di rivisitazione delle procedure amministrative.

Se si considera lo stato dell'iter autorizzativo al 31.12.2010 a livello comunale relativamente agli impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile si hanno i seguenti dati riportati in tabella ed in grafico.

Elenco comuni	nulla	autorizzato	in itinere	non indicato	comunicazione
Assisi	54	32	0	0	0
Bastia Umbra	0	18	0	0	45
Bevagna	0	33	0	0	40
Cannara	0	9	0	0	48
Cascia	0	1	0	0	11
Castel Ritaldi	0	17	1	0	14
Castiglione del Lago	0	89	0	0	22
Cerreto di Spoleto	0	0	0	0	4
Citerna	0	12	1	0	8
Città della Pieve	0	35	0	3	26
Città di Castello	0	99	0	0	96
Corciano	0	68	0	0	60
Costacciaro	2	11	4	0	0
Deruta	0	6	1	0	0
Foligno	4	42	6	0	126
Fossato di Vico	0	15	0	0	14
Giano dell'Umbria	0	6	0	0	12
Gualdo Cattaneo	0	20	0	0	13
Gualdo Tadino	0	35	0	2	62
Gubbio	0	138	0	0	0
Lisciano Niccone	0	1	0	0	7
Magione	0	43	0	1	1
Marsciano	0	40	0	0	79
Massa Martana	0	10	0	0	12
Monte Castello di Vibio	0	10	0	0	4
Montefalco	0	24	0	0	3
Monte Santa Maria Tiberina	0	2	0	0	6
Montone	0	0	0	0	7
Nocera Umbra	0	0	0	0	42
Norcia	0	2	1	0	0
Panicale	0	30	0	0	12

Passignano sul Trasimeno	0	14	0	0	13
Perugia	0	410	0	0	0
Piegara	0	7	0	0	17
Pietralunga	0	9	0	0	11
Preci	0	3	1	0	0
San Giustino	0	57	1	0	33
Sigillo	0	10	0	0	0
Spoletto	0	62	1	0	129
Todi	0	2	8	0	23
Torgiano	1	6	0	0	17
Trevi	5	51	1	0	42
Umbertide	0	38	2	0	37
Valfabbrica	1	14	0	0	9
Valtopina	0	2	0	1	16
Acquasparta	0	7	0	0	14
Allerona	0	1	0	5	3
Alviano	0	11	0	0	2
Amelia	4	31	0	0	31
Attigliano	4	14	0	0	2
Attigliano	2	4	0	0	10
Castel Giorgio	0	6	0	0	3
Castel Viscardo	0	9	1	0	7
Fabro	0	14	2	0	8
Giove	0	9	0	0	12
Lugnano in Teverina	0	3	0	0	0
Montecastrilli	3	16	4	0	18
Montecchio	0	3	0	0	0
Montegabbione	0	11	0	0	8
Monteleone d'Orvieto	0	5	0	0	4
Narni	2	80	12	0	0
Orvieto	6	29	0	0	40
Otricoli	2	5	0	0	5
Parrano	0	4	0	0	2
Penna in Teverina	0	7	4	0	0
Porano	0	3	0	0	0
San Gemini	0	4	6	0	7
San Venanzo	0	10	0	0	7
Terni	1	3	0	0	7
	91	1822	57	12	1311

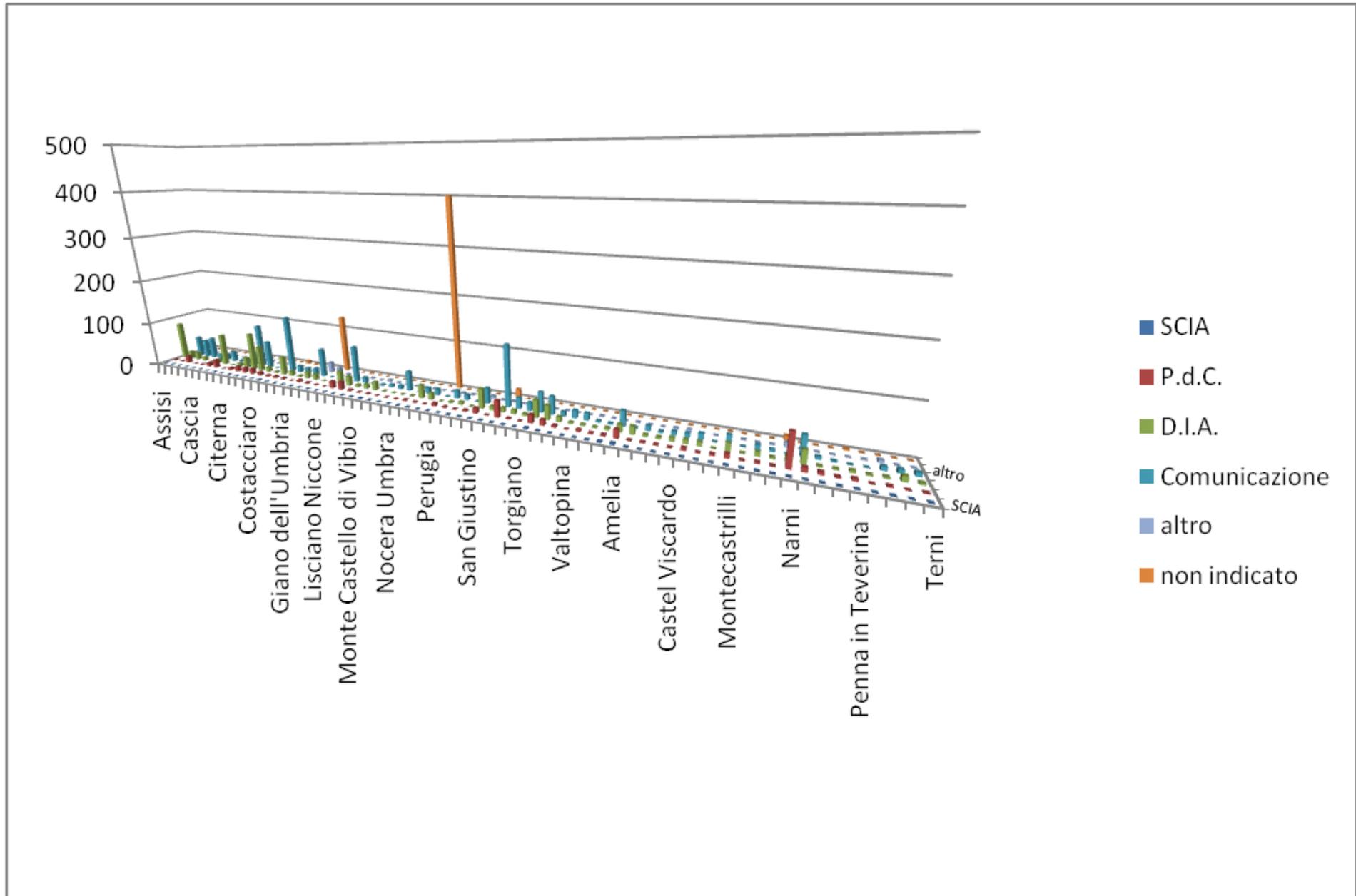
Nella tabella le Comunicazioni sono state scorporate dalle Autorizzazioni.



Se si considera invece la tipologia di autorizzazioni e le comunicazioni rilasciate o arrivate agli uffici comunali competenti entro il 31.12.2010 si hanno i seguenti dati riportati in tabella ed in grafico.

Elenco comuni	Analisi tipo autorizzazione					
	SCIA	P.d.C.	D.I.A.	Comunicazione	non indicato	altro
Assisi	0	2	84	0	0	0
Bastia Umbra	0	1	17	45	0	0
Bevagna	0	16	16	40	0	1
Cannara	0	0	8	48	0	1
Cascia	0	1	0	11	0	0
Castel Ritaldi	0	8	9	14	1	0
Castiglione del Lago	0	18	71	22	0	0
Cerreto di Spoleto	0	0	0	4	0	0
Citerna	0	5	7	8	1	0
Città della Pieve	0	11	24	26	0	3
Città di Castello	0	11	84	96	0	4
Corciano	0	12	56	60	0	0
Costacciaro	0	7	10	0	0	0
Deruta	1	3	3	0	0	0
Foligno	0	4	40	126	7	1
Fossato di Vico	0	3	10	14	2	0
Giano dell'Umbria	0	0	3	12	0	3
Gualdo Cattaneo	0	5	14	13	0	1
Gualdo Tadino	0	2	12	62	0	23
Gubbio	0	0	0	0	125	13
Lisciano Niccone	0	0	0	7	0	1
Magione	0	15	28	1	0	1
Marsciano	0	17	21	79	2	0
Massa Martana	0	3	5	12	0	2
Monte Castello di Vibio	0	1	9	4	0	0
Montefalco	1	1	18	3	0	4
Monte Santa Maria Tiberina	0	0	1	6	0	1
Montone	0	0	0	7	0	0
Nocera Umbra	0	0	0	42	0	0
Norcia	0	2	1	0	0	0
Panicale	0	1	28	12	0	1
Passignano sul Trasimeno	0	0	14	13	0	0
Perugia	0	6	0	0	401	3
Piegaro	0	2	3	17	0	2
Pietralunga	0	1	6	11	0	2
Preci	0	3	0	0	1	0
San Giustino	0	11	41	33	0	6
Sigillo	0	0	8	0	1	1
Spoleto	0	34	9	129	18	2
Todi	0	2	8	23	0	0
Torgiano	0	0	4	17	0	3
Trevi	2	17	36	42	0	2
Umbertide	0	11	29	37	0	0
Valfabbrica	0	4	10	9	0	1
Valtopina	0	0	3	16	0	0

Acquasparta	0	4	3	14	0	0
Allerona	0	2	2	3	0	2
Alviano	2	3	5	2	0	1
Amelia	3	17	15	31	0	0
Attigliano	0	1	16	2	0	1
Attigliano	0	2	4	10	0	0
Castel Giorgio	0	2	4	3	0	0
Castel Viscardo	0	1	7	7	0	2
Fabro	0	5	8	8	0	3
Giove	0	1	8	12	0	0
Lugnano in Teverina	0	3	0	0	0	0
Montecastrilli	0	8	15	18	0	0
Montecchio	0	1	1	0	0	1
Montegabbione	0	3	8	8	0	0
Monteleone d'Orvieto	0	1	3	4	0	1
Narni	0	65	10	0	10	9
Orvieto	0	8	26	40	0	1
Otricoli	0	5	2	5	0	0
Parrano	0	2	2	2	0	0
Penna in Teverina	0	4	4	0	3	0
Porano	0	0	2	0	0	1
San Gemini	0	2	3	7	0	5
San Venanzo	0	0	10	7	0	0
Terni	0	1	3	7	0	0
	9	381	911	1311	572	109



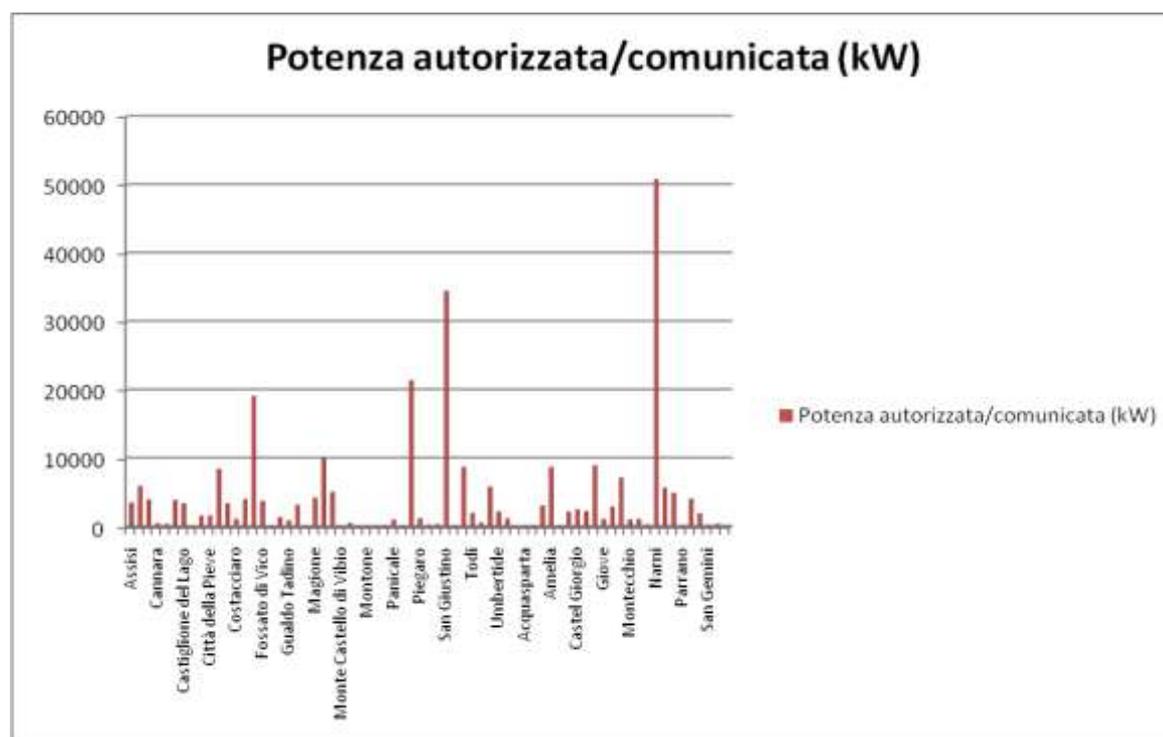
Se si considerano gli impianti a fonte rinnovabile autorizzati o per i quali è stata inoltrata comunicazione agli uffici comunali competenti entro il 31.12.2010 si hanno i seguenti dati riportati in tabella ed in grafico.

Analisi potenze autorizzate/comunicate e producibilità

Elenco comuni	Potenza elettrica	Producibilità attesa
	kW	MWh/anno
Assisi	3533,105	1473,34
Bastia Umbra	5917,32	5917,32
Bevagna	3962,8	3962,8
Cannara	521,675	521,675
Cascia	390	390
Castel Ritaldi	3881,85	2895,61
Castiglione del Lago	3398,03	3398,03
Cerreto di Spoleto	11,88	11,88
Citerna	1593,03	1590,03
Città della Pieve	1627,144	1627,144
Città di Castello	8473,35	8473,35
Corciano	3417,19	3417,19
Costacciaro	1112,865	1035,305
Deruta	4015,43	2080,43
Foligno	19125,179	2059,459
Fossato di Vico	3750,925	3750,925
Giano dell'Umbria	144,9	144,9
Gualdo Cattaneo	1389,83	1389,83
Gualdo Tadino	888,13	805,16
Gubbio	3189,327	3189,327
Lisciano Niccone	112,05	112,05
Magione	4237,5	4237,5
Marsciano	9991,33	9991,33
Massa Martana	5079,525	5079,525
Monte Castello di Vibio	60,725	60,725
Montefalco	509,55	509,55
Monte Santa Maria Tiberina	36,42	36,42
Montone	71,81	71,81
Nocera Umbra	145,99	145,99
Norcia	170,567	12,167
Panicale	1027,92	1027,92
Passignano sul Trasimeno	131,65	131,65
Perugia	21437,598	21437,598
Piegaro	1242,12	1242,12
Pietralunga	283,962	283,962
Preci	356,88	352,88
San Giustino	34501,74	9501,74
Sigillo	166,33	166,33
Spoleto	8723,2942	8006,2942
Todi	2021	235
Torgiano	577,82	577,82
Trevi	5854,24	5754,21
Umbertide	2205,53	2099,91
Valfabbrica	1199,45	1179,45

Valtopina	107,99	102,01
Acquasparta	161,8	161,8
Allerona	208,1	39,64
Alviano	3097,63	3097,63
Amelia	8726,77	5739,77
Attigliano	171,29	159,32
Attigliano	2201,305	203,065
Castel Giorgio	2526,94	2526,94
Castel Viscardo	2259,61	1267,85
Fabro	8957,25	2179,77
Giove	1108,94	1108,94
Lugnano in Teverina	2905,78	2905,78
Montecastrilli	7133,97	1449,67
Montecchio	1007,5	1007,5
Montegabbione	1091,288	1091,288
Monteleone d'Orvieto	306,15	306,15
Narni	50848,24	41098,28
Orvieto	5688,7	1635,34
Otricoli	4933,74	2935,5
Parrano	80,54	80,54
Penna in Teverina	4058,66	149,66
Porano	1934,28	1934,28
San Gemini	230,13	165,36
San Venanzo	385,26	385,26
Terni	90,27	74,07
	274.012,49	189.484,44

Da tale tabella si vede che i Comuni di Narni, San Giustino, Perugia e Foligno sono i comuni nei quali è installata la maggior potenza di impianti a fonte rinnovabile.





2.1 Tipologia di impianti

Se si considera la tipologia di impianto autorizzato o in fase di autorizzazione presso i 69 comuni presi in esame si ha la seguente tabella da cui si vede come la maggior parte degli impianti autorizzati dai comuni siano impianti fotovoltaici installati su coperture.

Elenco comuni	FV a terra	FV su edificio	Eolico	Biomassa	Idroelettrico	Solare termodinamico	Geotermico	Cogenerazione	Solare termico
Assisi	8	78	0	0	0	0	0	0	0
Bastia Umbra	0	63	0	0	0	0	0	0	0
Bevagna	4	66	0	2	1	0	0	0	0
Cannara	5	52	0	0	0	0	0	0	0
Cascia	0	11	0	0	0	0	0	1	0
Castel Ritaldi	5	27	0	0	0	0	0	0	0
Castiglione del Lago	8	103	0	0	0	0	0	0	0
Cerreto di Spoleto	0	4	0	0	0	0	0	0	0
Citerna	2	19	0	0	0	0	0	0	0
Città della Pieve	11	53	0	0	0	0	0	0	0
Città di Castello	10	183	1	1	0	0	0	0	0
Corciano	1	127	0	0	0	0	0	0	0
Costacciaro	1	16	0	0	0	0	0	0	0
Deruta	4	3	0	0	0	0	0	0	0
Foligno	22	155	1	0	0	0	0	0	0
Fossato di Vico	3	25	1	0	0	0	0	0	0
Giano dell'Umbria	2	16	0	0	0	0	0	0	0
Gualdo Cattaneo	7	25	0	0	0	1	0	0	0
Gualdo Tadino	0	99	0	0	0	0	0	0	0
Gubbio	7	131	0	0	0	0	0	0	0
Lisciano Niccone	0	8	0	0	0	0	0	0	0
Magione	4	40	0	0	0	1	0	0	0
Marsciano	13	106	0	0	0	0	0	0	0
Massa Martana	2	19	0	1	0	0	0	0	0
Monte Castello di Vibio	2	12	0	0	0	0	0	0	0
Montefalco	4	22	0	1	0	0	0	0	0
Monte Santa Maria Tiberina	0	8	0	0	0	0	0	0	0
Montone	0	7	0	0	0	0	0	0	0
Nocera Umbra	0	42	0	0	0	0	0	0	0
Norcia	1	1	0	0	0	0	0	1	0
Panicle	15	27	0	0	0	0	0	0	0
Passignano sul Trasimeno	3	24	0	0	0	0	0	0	0
Perugia	60	347	0	1	2	0	0	0	0
Piegaro	1	23	0	0	0	0	0	0	0
Pietralunga	2	17	1	0	0	0	0	0	0



Preci	0	1	0	0	3	0	0	0	0
San Giustino	12	77	1	1	0	0	0	0	0
Sigillo	1	9	0	0	0	0	0	0	0
Spoletto	9	179	0	4	0	0	0	0	0
Todi	4	29	0	0	0	0	0	0	0
Torgiano	0	23	0	1	0	0	0	0	0
Trevi	3	92	0	3	0	0	0	1	0
Umbertide	5	72	0	0	0	0	0	0	0
Valfabbrica	4	18	1	1	0	0	0	0	0
Valtopina	1	18	0	0	0	0	0	0	0
Acquasparta	1	20	0	0	0	0	0	0	0
Allerona	0	9	0	0	0	0	0	0	0
Alviano	3	10	0	0	0	0	0	0	0
Amelia	0	66	0	0	0	0	0	0	0
Attigliano	2	18	0	0	0	0	0	0	0
Attigliano	3	12	0	1	0	0	0	0	0
Castel Giorgio	2	7	0	0	0	0	0	0	0
Castel Viscardo	5	12	0	0	0	0	0	0	0
Fabro	5	19	0	0	0	0	0	0	0
Giove	0	20	0	1	0	0	0	0	0
Lugnano in Teverina	3	0	0	0	0	0	0	0	0
Montecastrilli	13	28	0	0	0	0	0	0	0
Montecchio	1	2	0	0	0	0	0	0	0
Montegabbione	7	12	0	0	0	0	0	0	0
Monteleone d'Orvieto	1	8	0	0	0	0	0	0	0
Narni	53	41	0	0	0	0	0	0	0
Orvieto	15	60	0	0	0	0	0	0	0
Otricoli	5	7	0	0	0	0	0	0	0
Parrano	1	5	0	0	0	0	0	0	0
Penna in Teverina	4	7	0	0	0	0	0	0	0
Porano	2	1	0	0	0	0	0	0	0
San Gemini	1	16	0	0	0	0	0	0	0
San Venanzo	6	11	0	0	0	0	0	0	0
Terni	0	11	0	0	0	0	0	0	0