

Regione Umbria

Giunta Regionale

Coordinamento Ambiente, energia e affari generali
Servizio Energia, qualità dell'ambiente, rifiuti, attività estrattive

Strategia Energetico Ambientale Regionale 2014-2020

Documento Preliminare



UMBRIA+

ENERGIA PULITA E INTELLIGENTE

INDICE

Premessa	1
1 IL CONTESTO	4
1.1 Il contesto internazionale, europeo e nazionale	4
1.1.1 Contesto internazionale	4
1.1.2 Contesto europeo	5
1.1.2.1 La pianificazione in Europa.....	5
1.1.2.2 Quadro normativo europeo	6
1.1.3 Contesto italiano	7
1.1.3.1 La pianificazione in Italia	7
1.1.3.2 Il costo dell'energia	15
1.1.3.3 Quadro normativo nazionale	22
1.2 Il Contesto energetico regionale.....	24
1.2.1 La Pianificazione regionale.....	24
1.2.1.1 Piano energetico regionale 2004	24
1.2.1.2 Strategia regionale per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili 2011-2013	26
1.2.1.2.1 I valori iniziali del sistema energetico regionale e la sua evoluzione.....	26
1.2.1.2.2 Fer: biomassa.....	30
1.2.1.2.3 Fer: eolico	30
1.2.1.2.4 Fer: Idroelettrico.....	31
1.2.1.2.5 Fer: Geotermia	31
1.2.1.2.6 Fer: Fotovoltaico – solare	31
1.2.1.3 Il Burden Sharing	32
1.2.1.4 Le infrastrutture per il trasporto di energia (reti elettriche, gas, teleriscaldamento)	33
1.2.2 Quadro normativo regionale.....	38
1.2.2.1 R.R.7/2011.....	38
1.2.2.2 L.R. 1 2004 – norme per l'attività edilizia.....	39
1.2.2.3 L.R. 17 2008 - Norme in materia di sostenibilità ambientale degli interventi urbanistici ed edilizi	39
1.2.2.4 L.R. 31 1983 – Norme in materia di opere concernenti linee ed impianti elettrici fino a 150.000 Volt	39
1.2.3 Energia ed emissioni atmosferiche	40
1.2.3.1 Misure del PRQA che interessano la componente energetica.....	43
1.2.3.2 Energia e scenario low carbon	43
2 Strategia energetico ambientale 2014-2020	46
2.1 La strategia regionale.....	46
2.2 La declinazione degli obiettivi	49
3 RISULTATI ATTESI	52
4 La valutazione ambientale strategica	53
4.1 Inquadramento normativo.....	53
4.2 Percorso di VAS	53
4.3 Le caratteristiche della SEAR.....	54
4.4 Il rapporto ambientale	57
4.5 La partecipazione	59
4.6 Cronoprogramma delle attività previste.....	60

PREMESSA

L'energia è, da tempo, uno dei principali motori del processo dinamico di sviluppo economico e sociale in quanto determina relazioni ed interazioni economiche e politiche. Oggi, però, riveste una importanza fondamentale per lo stato di qualità dell'ambiente nella misura in cui rappresenta la causa principale della attuale crisi climatica in relazione all'uso dei combustibili fossili (petrolio, carbone e gas).

Dopo un lungo dibattito sulle cause del cambiamento climatico, l'opinione scientifica è ormai pressoché unanime circa la gravità della situazione e le sue ragioni: il cambiamento climatico, se non contrastato e quindi corretto, porterà a modifiche ambientali relevantissime, senza precedenti nella storia della civiltà moderna, con pesanti conseguenze anche sul piano dello sviluppo economico, in diverse parti del pianeta. Esperti autorevoli hanno dimostrato il costo esorbitante dei cambiamenti climatici: per l'inevitabile adattamento e per gli impatti di eventi naturali devastanti ed estremi. Una delle cause, insieme con quella del degrado degli ecosistemi e della deforestazione, sta, certamente, nel considerevole utilizzo di combustibili fossili che durante la combustione emettono CO₂, il principale gas serra. Attraverso l'energia e le sue nuove, diverse, modalità di produzione ed uso passa, quindi, molto della soluzione delle crisi in atto, quella economica e quella ambientale.

Da qui, la centralità della politica energetica ed, in questa, la ricerca di soluzioni ambientalmente sostenibili e quindi la individuazione di percorsi che favoriscano, nel minor tempo possibile, la transizione verso una economia (green economy) ed una società a basse emissioni di carbonio.

La stessa Unione europea riconosce che la politica energetica rappresenta una sfida ineludibile e condizionante per il futuro: il futuro del settore energetico europeo passa per la riduzione dell'utilizzo di combustibili fossili e per un aumento dell'impiego di fonti a basso tenore di carbonio. La risposta, dettata principalmente da esigenze ambientali, può anche essere idonea a risolvere l'aspetto fondamentale dell'approvvigionamento energetico. L'Europa possiede poche riserve energetiche ed è costretta ad importare oltre la metà dell'energia di cui ha bisogno, subendo i prezzi legati all'andamento dei mercati internazionali. Modi per ridurre la fattura energetica sono, quindi, il progressivo passaggio a fonti energetiche rinnovabili, e quindi auto approvvigionamento, e la riduzione dei consumi. E l'obiettivo ambizioso, ma non impossibile, sta nel coniugare tali traguardi con le possibilità di sviluppo ed il mantenimento della attuale qualità di vita e grado di comfort, in una logica sempre più prevalente di disaccoppiamento tra energia e sviluppo.

Impostare una politica energetica a basso impatto ambientale ed a minori consumi significa, anche, agire su numerosi settori: industria, trasporti, agricoltura, edilizia, chiamati ad introdurre nuove tecnologie e nuovi processi sostenibili da un punto di vista energetico ed ambientale, come pure utilizzare strumenti, come l'informatica e le telecomunicazioni, per assicurare una maggiore partecipazione al mercato da parte dei consumatori.

La politica energetica - e per quanto detto energetico-ambientale - incide, perciò, su molte politiche settoriali e ne guida gli indirizzi generali e gli obiettivi operativi.

L'Europa si muove su questa strada: con il Pacchetto "Clima – energia", il cosiddetto "Pacchetto 20 – 20-20" ha posto tra gli obiettivi finalizzati al contrasto al cambiamento climatico di ridurre le emissioni di gas serra del 20 %, alzare al 20 % la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e portare al 20 % il risparmio energetico. Obiettivi peraltro considerati minimi, giacché la meta è quella di ridurre fino all'80-90% le emissioni di gas serra nel 2050. Insieme, ha avviato, un percorso di innovazione tecnologica per produrre energia senza emettere CO₂. Per l'innovazione tecnologia già dal marzo 2008 l'UE ha approvato un piano strategico per le tecnologie a basse emissioni di CO₂, che consiste nel riunire i settori industriali interessati per farli cooperare e beneficiare del sostegno dell'Unione europea. Alcune iniziative industriali riguardano la produzione e le fonti di energia, tra cui i biocarburanti, l'energia eolica, solare e nucleare, nonché le pile a combustibile e lo sfruttamento dell'idrogeno. Altre invece riguardano una migliore gestione dell'energia nelle «città intelligenti», la cattura e lo stoccaggio sotterraneo di CO₂ e le reti elettriche del futuro. L'obiettivo è rendere le nuove tecnologie più abbordabili e redditizie per poter poi sostituire quelle attuali e diminuire le emissioni di CO₂ prodotte dal settore energetico europeo. Considerando l'enorme entità degli interessi finanziari in gioco, solo un grande sforzo coordinato a livello europeo permetterà di raggiungere questo obiettivo. Il costo del piano è infatti stimato a 50 miliardi di euro fino al 2020.

La strategia 20-20-20 è stata recepita dall'Italia con una declinazione degli obiettivi e con il coinvolgimento diretto delle Regioni per il raggiungimento degli stessi obiettivi (*Burden sharing*). In tal modo, l'attuazione delle politiche europee per l'energia e il clima investe tutti i livelli decisionali: europeo, nazionale, ma anche regionale e locale.

Insieme con il tema energia-cambiamenti climatici-ambiente va richiamato quello della stretta connessione tra energia e sviluppo economico-green economy. La green economy, nella sua accezione più ampia e quindi non solo di settore "verde" dell'economia, è una strada significativa per la ripresa economica e per l'occupazione. Da quanto emerge dal recente rapporto dell'International Labour Organization (ILO) realizzato dal Green Job Initiative (Lavorare per uno sviluppo sostenibile. Opportunità di lavoro dignitoso e inclusione sociale nell'economia verde) "la transizione verso un'economia più verde, avrà ripercussioni su almeno la metà della manodopera mondiale, l'equivalente di 1,5 miliardi di persone". Lo studio sostiene che otto settori avranno un ruolo centrale e subiranno le conseguenze maggiori: l'agricoltura, l'industria forestale, la pesca, il settore dell'energia, l'industria manifatturiera ad alta intensità di manodopera, il riciclaggio dei rifiuti, le costruzioni e i trasporti.

Il valore aggiunto prodotto dalla green economy nel 2012 è pari a 100.762,3 milioni di €, pari al 10,6% del totale prodotto. Osservata nella sua distribuzione settoriale, la quota di green economy nel caso delle costruzioni arriva al 24,2%, settore in cui il peso del valore aggiunto dei green jobs in senso stretto è particolarmente marcato (rapporto greenitaly 2013, unioncamere). Significativo il 13,7% dell'industria e il 16,2% dell'agricoltura.

Gli occupati in green jobs sono oltre 3 milioni, pari al 13,3% dell'occupazione complessiva nazionale. Accanto a questi si possono stimare altri 3 milioni e 700mila unità attivabili dalla green economy, ovvero figure che non hanno specifiche competenze green ma che, attraverso formazione e specifiche esperienze, sono collocabili in settori o filiere green.

Nel 2013 sono 52.000 le assunzioni di green jobs previste dalle imprese dell'industria e dei servizi, il 9,2% del totale; quelle attivabili dalla green economy altre 81.000 per un fabbisogno totale di 133.000 assunzioni. Si tratta di un'occupazione caratterizzata da maggiore qualità e più elevata stabilità rispetto ai settori tradizionali. (Rapporto greenitaly 2013, unioncamere).

I diversi elementi richiamati, economici ed ambientali, insieme con gli obiettivi energetico-ambientali posti dall'Unione europea per 2020, cui discende la ripartizione dell'obiettivo vincolante sulle fonti rinnovabili a livello regionale, richiedono, perciò, la definizione di una Strategia regionale energetico-ambientale che tracci le direttrici prevalenti e di riferimento per gli indirizzi prioritari, le azioni da intraprendere, gli strumenti da utilizzare.

La Strategia Energetico Ambientale Regionale si configura quale strumento strategico fondamentale per seguire e governare lo sviluppo del territorio regionale sostenendo e promuovendo la filiera energetica, tutelando l'ambiente per costruire un futuro sostenibile di benessere e qualità della vita, sulla base di una piena condivisione dello spirito della Roadmap europea 2050 di sostanziale decarbonizzazione dell'economia, che punta ad un abbattimento fino all'80% delle emissioni.

Il documento si sviluppa, dopo l'illustrazione del contesto più generale – europeo, nazionale, italiano, nell'analisi della situazione regionale e nella individuazione del percorso fatto negli ultimi anni per quanto riguarda lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili (Strategia regionale per lo sviluppo di energia da fonti rinnovabili 2011-2013) e di avvio di misure idonee all'incremento dell'efficienza energetica.

La Strategia Energetico Ambientale Regionale, ponendo alla base della sua strategia energetica l'obiettivo programmatico assegnatole all'interno del decreto ministeriale 15 marzo 2012 c.d. "Burden Sharing", che consiste nell'ottenimento di un valore percentuale del 13,7% nel rapporto tra consumo di fonti energetiche rinnovabili e consumi finali lordi di energia sul territorio regionale al 2020, si incentrerà su 3 obiettivi principali:

1. Incrementare la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili e diminuire il consumo finale. Tale obiettivo mira a raggiungere e superare gli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo

Clima-Energia 2020 (cosiddetto “20-20-20”). Tutte le scelte di politica energetica quindi mireranno a migliorare gli standard ambientali e di decarbonizzazione.

2. Sviluppare la filiera industriale dell’energia. Tale obiettivo è volto a favorire la crescita economica sostenibile dell’intera regione
3. Migliorare la governance del sistema, declinati individuando le diverse priorità d’azione.

La visione della Regione Umbria è quella di coniugare gli obiettivi energetici ed ambientali con quelli economici e sociali, attuando misure volte non solo allo sviluppo sostenibile energetico ed ambientale, ma anche economico ed occupazionale. L’energia, i suoi aspetti intimamente in relazione con l’ambiente ed ogni forma di green economy connessa, è sicuramente una componente fondamentale di sviluppo economico ed occupazionale.

Ai fini della predisposizione del documento ed attuazione delle misure in esso contenute, la Regione intende sviluppare un percorso partecipativo con tutti i diversi soggetti interessati, dagli Enti locali, alle categorie produttive, alle forze sociali, alle associazioni ambientaliste, alle istituzioni e centri di ricerca, finalizzato a garantire un confronto aperto che porti alla definizione delle politiche energetiche da intraprendere e degli obiettivi da perseguire attraverso gli altri strumenti della programmazione regionale, comunque connessi con la strategia. Al confronto in sede di VAS, sviluppato in almeno due incontri territoriali di presentazione del documento preliminare, si aggiunge anche la modalità interattiva attraverso il portale previsto nel sito istituzionale regionale.

Il presente documento costituisce anche il Rapporto preliminare per l’attivazione della Valutazione Ambientale Strategica, e precisa le varie fasi che si intende seguire per lo svolgimento della VAS.

1 IL CONTESTO

Il contesto regionale non può prescindere da una lettura della situazione internazionale, europea e nazionale, e contiene sia informazioni energetiche (Bilancio Energetico Regionale, infrastrutture) che di natura programmatica e normativo-regolamentare.

1.1 Il contesto internazionale, europeo e nazionale

1.1.1 Contesto internazionale

Il Protocollo di Kyoto, parte integrante della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), costituisce, in materia di energia e ambiente, il più importante progetto avviato dalla comunità internazionale con lo scopo di vincolare i Paesi ad un accordo per la limitazione delle emissioni di gas ad effetto serra.

I risultati degli studi sugli effetti dell'aumento della CO₂ nell'atmosfera sono diventati oggetto di attenzione di governi nazionali e organismi internazionali solo dopo gli anni '70. Il primo atto rilevante è l'adozione, nel 1988, della risoluzione n. 43/53 con cui l'Assemblea Generale delle Nazioni Unite esortava alla protezione del clima mondiale per le presenti e future generazioni.

Nello stesso anno la World Meteorological Organisation (WMO) e l'UNEP (United Nations Environment Programme) diedero vita a un'organizzazione comune, l'Intergovernment Panel on Climate Change (IPCC), la cui missione è la raccolta, la valutazione e la divulgazione di informazioni scientifiche sul clima e sui fattori che ne influenzano l'evoluzione.

Si deve attendere il mese di giugno 1992 per la prima conferenza delle Nazioni Unite sull'ambiente e lo sviluppo, denominata anche *Earth summit*, tenutasi a Rio de Janeiro. In tale occasione venne adottata la Convenzione quadro delle Nazioni unite sui cambiamenti climatici (UN Framework Convention on Climate Change, UNFCCC), entrata in vigore nel marzo 1994 e ratificata, fino all'aprile 2007, da 190 Stati tra i 195 riconosciuti dalle Nazioni Unite.

La UNFCCC è, per l'alto numero dei paesi firmatari, uno degli accordi internazionali più universalmente riconosciuti e delinea un quadro comune di lavoro in risposta al cambiamento climatico.

Organo direttivo supremo della UNFCCC è la Conference of the Parties⁴ (COP), che si riunisce annualmente e i cui partecipanti sono tutti i paesi firmatari della Convenzione con l'obiettivo di esaminare l'attuazione della Convenzione stessa, deliberare lo sviluppo di norme ad essa relative e negoziare nuovi impegni.

Nella storia della Conferenza delle Parti, i due incontri più importanti sono stati la COP3, dove è stato definito il Protocollo di Kyoto, e la COP7 di Marrakesh, in cui sono state definite le norme operative del Protocollo di Kyoto, i cosiddetti meccanismi flessibili.

La Conferenza COP3, tenutasi a **Kyoto, Giappone, dall'1 all'11 dicembre 1997**, ha aperto i lavori registrando differenti posizioni dei diversi paesi rispetto agli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera:

La UE aveva avanzato la proposta generalizzata di:

- a) riduzione del 10%, con disponibilità a raggiungere il 15% se altri paesi fossero stati disposti a fare altrettanto;
- b) porre un tetto all'utilizzo dei meccanismi flessibili al 50% degli impegni di riduzione di ogni paese;

Gli USA, guidati dal presidente Clinton, erano per la stabilizzazione delle emissioni al livello del 1990 entro l'anno 2000, cioè senza alcuna riduzione;

Il Giappone aveva avanzato la proposta di una riduzione del 5%.

Il Protocollo fu approvato con un compromesso: riduzione del 5,2% complessivo e quote variabili per i paesi dell'Allegato B5, periodo di adempimento 5 anni, dal 2008 al 2012.

Il protocollo è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica della Russia. Vari paesi industrializzati non hanno voluto ratificare il protocollo, tra cui gli Stati Uniti. L'Australia, che aveva firmato ma non ratificato il protocollo, lo ha infine ratificato il 2 dicembre 2007.

Dopo Kyoto, con la COP7, tenutasi tra il 29 ottobre e il 10 novembre 2001 a Marrakesh (Marocco), è stato approvato un pacchetto di decisioni di attuazione pratica conosciute con il nome di *Marrakesh agreements*. Tra le norme approvate dalla COP7 per l'attuazione operativa del Protocollo di Kyoto, particolare interesse rivestono i così detti *meccanismi flessibili*.

1.1.2 Contesto europeo

1.1.2.1 LA PIANIFICAZIONE IN EUROPA

Il Consiglio europeo ha adottato l'obiettivo dell'Unione Europea di ridurre entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990 quale contributo a lungo termine dell'UE per scongiurare pericolosi cambiamenti climatici.

La Comunicazione della Commissione Europea COM(2011) 112 "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050" dell'8 marzo 2011, indica come raggiungere tale obiettivo in maniera economicamente sostenibile e ricorrendo a misure interne. Secondo la Roadmap, entro il 2050 l'UE dovrebbe ridurre le emissioni dell'80% rispetto ai livelli del 1990 unicamente attuando interventi interni, dal momento che entro il 2050 i crediti internazionali per compensare le emissioni saranno molto meno disponibili di quanto non lo siano oggi. L'impiego di eventuali crediti contribuirebbe ad andare oltre alla riduzione complessiva di emissioni dell'80%. Le analisi di scenario sul quale si basa la tabella di marcia indicano che per realizzare all'interno dell'UE riduzioni delle emissioni dell'80% entro il 2050 è necessario prevedere alcune tappe intermedie di riduzione: in particolare entro il 2030 le emissioni dei gas a effetto serra dovrebbero essere ridotte del 40% rispetto ai livelli del 1990 ed entro il 2040 del 60%. Uno sforzo considerevole di de-carbonizzazione deve essere fatto dalla generazione elettrica mentre il settore residenziale e commerciale deve diventare molto più efficiente, ma tutti i settori sono chiamati a contribuire, incluso quello più dipendente dalle fonti fossili, quello dei trasporti.

L'analisi indica anche che per il 2020 l'obiettivo attuale di riduzione delle emissioni del 20% andrebbe rafforzato al 25% ricorrendo unicamente a interventi a livello UE: di fatto tale risultato sarebbe già raggiungibile attuando misure già previste e perseguendo gli obiettivi del pacchetto 20-20-20 sulla quota di rinnovabili e su risparmio ed efficienza energetica. Le politiche del pacchetto 20-20-20, tuttavia, sono solo sufficienti a raggiungere una riduzione delle emissioni interne del 30% entro il 2030 e del 40% entro il 2050, dunque in vista di un ambizioso obiettivo di riduzione al 2050 queste andranno rafforzate ed integrate. Per realizzare un'economia a basse emissioni di carbonio, nei prossimi 40 anni l'UE dovrà effettuare ulteriori investimenti annuali pari all'1,5% del PIL, ovvero 270 miliardi di euro, oltre all'attuale 19% del PIL già investito. Tale aumento ricondurrebbe semplicemente l'Europa ai livelli di investimento precedenti la crisi economica. Una buona parte, se non tutta, di tali investimenti sarà compensata da una fattura energetica per gas e petrolio meno onerosa che, secondo le stime, permetterà di risparmiare tra i 175 e i 320 miliardi di euro l'anno, e da una riduzione della vulnerabilità alle fluttuazioni dei prezzi di petrolio e gas.

La Energy Roadmap 2050 (COM 2011 885/2) del 15 dicembre 2011 conferma l'obiettivo comunitario di ridurre dall'80% al 95% le emissioni inquinanti entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990 attraverso la completa decarbonizzazione della produzione energetica, rafforzando al contempo la competitività dell'Europa e la sicurezza degli approvvigionamenti. Sono quattro le modalità principali prospettate per un sistema energetico a zero emissioni: – efficienza energetica, con effetti soprattutto sul versante della domanda; – fonti rinnovabili; – tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS); – nucleare, che l'Unione non prescrive agli Stati membri, ma continua a ritenere quale alternativa sicura e sostenibile rispetto alle fonti tradizionali.

La strategia si basa su una serie di opzioni (scenari esemplificativi), che esaminano 5 diverse combinazioni dei principali elementi sopra elencati per ottenere una riduzione dell'85% delle emissioni al 2050. Tali "scenari di decarbonizzazione" elaborati utilizzando il modello PRIMES così comprendono:

1. Elevata Efficienza Energetica – Ipotizzate misure di efficienza energetica che porteranno ad una diminuzione della domanda di energia del 41% al 2050, rispetto al periodo 2005-2006.
2. Tecnologie di approvvigionamento diversificate - Tutte le tecnologie a basso carbonio competono liberamente, sulla base di ipotesi sui costi dell'energia (compresi i prezzi di CO₂) nel modello, senza nessuna misura specifica di sostegno.

3. Quota elevata da fonti rinnovabili - Ulteriori misure di sostegno alle energie rinnovabili al fine di raggiungere entro il 2050 il 75% di energia rinnovabile nel consumo finale di energia e un contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di elettricità pari al 97%.
4. Tecnologia di cattura e stoccaggio di CO₂ - Scenario simile allo scenario 2, ipotizzando l'impiego ritardato delle tecnologie CCS, e un maggiore contributo dell'energia nucleare.
5. Ricorso limitato all'energia nucleare - Nessun nuovo reattore nucleare oltre quelli già in costruzione, conseguente ad una maggiore penetrazione delle tecnologie CCS (32% della generazione).

Tali scenari vengono confrontati con uno scenario di riferimento e uno a politiche correnti.

La Roadmap non indica nessuna delle opzioni prospettate come quella vincente: tutti gli scenari proposti combinando in vario modo i diversi fattori (efficienza energetica, energie rinnovabili, energia nucleare, tecnologie CCS) evidenziano che la decarbonizzazione del sistema energetico è possibile e a costi accessibili. Indipendentemente dal mix energetico scelto, emergono in particolare una serie di elementi comuni in tutti gli scenari:

- crescita del contributo delle energie rinnovabili, che nel 2050 rappresenterà il 55% del consumo energetico finale lordo;
- ruolo cruciale dell'efficienza energetica;
- incremento del ruolo dell'elettricità, che nel 2050 raggiungerà una quota compresa tra il 36 e il 39%;
- crescita degli investimenti di capitale;
- diminuzione del costo dei combustibili fossili.

1.1.2.2 QUADRO NORMATIVO EUROPEO

L'orientamento europeo in tema di energia è volto a raggiungere 2 obiettivi: il primo è l'integrazione in un mercato europeo in vista del quale si muovono i dibattiti in merito al regolamento sulle condizioni di accesso alle reti transfrontaliere e all'adozione di codici di rete comunitari. Il secondo è la riduzione delle emissioni di carbonio. Pertanto, nuove e ambiziose sfide si presentano per il mercato europeo dell'energia, dove la policy di settore cerca di gestire i cambiamenti in atto a livello globale, innescando una transizione verso un sistema integrato, meno dipendente dai combustibili importati, basato su un più equilibrato mix di fonti e vettori, con particolare attenzione a tecnologie a bassa/nulla intensità di carbonio.

Tale impostazione è destinata a sviluppare una filiera estremamente interessante, legata al grande potenziale di penetrazione delle fonti rinnovabili (con previsioni di incremento della produzione di elettricità "verde" ad un tasso medio annuo del 4,3% entro il 2030), data la progressiva riduzione del costo delle principali tecnologie, che sta portando le energie alternative sulla strada della grid parity, ed alle nuove frontiere delle tecnologie per la generazione elettrica, e per l'efficienza energetica.

Tale filiera avrà inoltre importanti risvolti occupazionali connessi sia allo sviluppo di una solida industria manifatturiera di settore, dotata di un notevole indotto, che fornirà all'economia un contributo significativo in termini di reddito e valore aggiunto.

I pilastri della strategia europea energetica sono:

- il potenziamento delle infrastrutture energetiche esistenti, in particolare le reti transfrontaliere e la costruzione di nuove interconnessioni;
- la formazione di quadri regolatori certi e armonizzati, soprattutto in materia di scambi transfrontalieri di energia;
- la promozione delle fonti energetiche rinnovabili e l'incremento dell'efficienza energetica, che vede nella "Direttiva 20-20-20" lo strumento normativo di riferimento.

Di seguito una breve e non esaustiva carrellata delle norme, Direttive, Protocolli europei, Comunicazioni in materia di energia:

- **Libro Verde sull'energia del 2006**, in cui per far fronte agli obiettivi economici, sociali e ambientali dell'Unione, si propone una politica energetica articolata su tre obiettivi fondamentali: sostenibilità, competitività, sicurezza degli approvvigionamenti.

- **Europa 2020** che lega le politiche dirette all'attuazione del Protocollo Kyoto ed al contrasto delle variazioni climatiche alle politiche di efficienza energetica e di diffusione di fonti rinnovabili di energia. Gli impegni assunti dal Consiglio europeo al 2020 per l'insieme dei Paesi dell'Unione:
 - **riduzione del 20%** delle **emissioni di gas ad effetto serra rispetto ai livelli del 2005**;
 - **risparmio del 20%** dei **consumi energetici rispetto alle proiezioni per il 2020**;
 - obiettivo del **20% di energia da fonti rinnovabili sul totale dei consumi energetici dell'Unione**;
 - obiettivo del **10% di biocarburanti sul totale dei consumi di benzina e gasolio per autotrazione dell'Unione**.
- **Direttiva 2004/8/CE** sulla promozione della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia
- **Direttiva 2005/32/CE** sulla progettazione ecocompatibile dei prodotti, aggiornata poi con **Direttiva 2009/125/CE**
- **Direttiva 2006/32/CE** concernente "l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici" che fornisce il quadro giuridico di riferimento per la promozione dei servizi energetici e delle forme imprenditoriali (ESCO) in grado di renderli disponibili, realizzando interventi di efficientamento energetico dei sistemi esistenti e accettando un certo margine di rischio finanziario: il pagamento dei servizi forniti e degli investimenti effettuati si basa infatti sul risparmio derivante dal miglioramento dell'efficienza energetica conseguito.
- **Direttiva 28/2009/CE** sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, nell'aggiornare la direttiva 2001/77/CE, ha rideterminato l'intero quadro di riferimento, a partire dalla stessa definizione di fonti rinnovabili di energia.
- **Direttiva 29/2009/CE** che modifica la Direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra
- **Direttiva 31/2010/CE** (c.d. "rifusione" della precedente direttiva 2002/91/CE) che prevede che gli Stati membri stabiliscano requisiti minimi di rendimento energetico degli edifici (in primis quelli della pubblica amministrazione) e disciplina i criteri generali della certificazione energetica quale strumento fondamentale di sensibilizzazione e di indirizzo del mercato immobiliare e, tra l'altro, introduce il concetto di "nearly zero Energy building" per le nuove edificazioni a partire dagli anni 2018-2020;
- **Comunicazione COM(2011) 112** dell'8 marzo 2011: "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050";
- **Comunicazione COM(2011) 885** del 15 dicembre 2011: "Energy Roadmap 2050".

1.1.3 Contesto italiano

1.1.3.1 LA PIANIFICAZIONE IN ITALIA

Nel corso del 2010, secondo dati del Ministero dello Sviluppo Economico, la domanda di energia primaria si è attestata sui 187,8 Mtep, aumentando del 4,1% rispetto al 2009, trainata dalla seppur lieve ripresa economica (1,3%). Il dato scaturisce da un incremento significativo dell'apporto dei combustibili solidi (+14,2%), delle rinnovabili (+13,3%) e del gas (+6,5%); si è registrata invece una contrazione del petrolio (-1,5%) e delle importazioni nette di energia elettrica (-1,8%). L'aumento della domanda di energia primaria evidenzia un'inversione del trend di riduzione dei consumi primari registratosi nei precedenti quattro anni, anche se il valore del 2010 è ben lontano dal massimo di 197,8 Mtep raggiunto nel 2005. La composizione percentuale della domanda per fonte energetica evidenzia la specificità italiana, relativamente all'elevato ricorso a petrolio e gas (oltre l'83%), all'import strutturale di elettricità (intorno al 5% negli ultimi anni), al ridotto contributo dei combustibili solidi e al mancato ricorso al nucleare. La variazione del mix rispetto al 2009 conferma la tendenza di riduzione del ricorso al petrolio (-1,9%), che pure rimane la fonte più utilizzata, a favore del gas (+0,8%) e l'aumento del peso delle rinnovabili (+1%). Queste hanno conseguito, soprattutto negli ultimi anni, un'accelerazione notevole.

Nel 2010 il peso della fattura energetica del nostro Paese è stato pari a 53.866 milioni di euro (+27,1% rispetto al 2009) e la sua incidenza sul valore nominale del PIL pari al 3,4%. Le più recenti stime dell'Unione Petrolifera relative al 2011 collocano la fattura energetica italiana su valori che oltrepassano i 60 miliardi di euro. La suddivisione della fattura energetica per fonte indica che il petrolio, seguito dal gas, continua a rappresentare il maggior onere, anche se il suo peso tende a ridursi (da oltre 64% nel 2000 al 53% nel

2010). Tuttavia il peso dei biocombustibili, anche se ancora poco significativa in termini di valori assoluti, mostra un incremento sostenuto rispetto all'anno precedente.

Gli impieghi finali di energia nel 2010 sono aumentati del 4,4% rispetto all'anno precedente, raggiungendo i 138,6 Mtep, un valore comunque lontano dai livelli pre-crisi. Tale crescita è dovuta alla ripresa dei consumi nel settore industriale (+7,3%), negli usi del settore civile (+5,9%) e negli usi non energetici (+16,2%); in marcata diminuzione i consumi dell'agricoltura (-7,6%) e del settore dei trasporti (+0,2%). La ripartizione degli impieghi finali per settore evidenzia il peso crescente del settore civile (con una quota in salita dal 30,3% del 2007 al 35,4% del 2010) e dei trasporti (30,6%) mentre il settore industriale, la cui quota è in netto calo negli ultimi cinque anni (-5%), copre il 23,2% dei consumi finali. Agricoltura, bunkeraggi e usi non energetici (soprattutto industria petrolchimica) consumano il restante 10,8%.

In Italia la filiera industriale delle rinnovabili genera un giro d'affari stimato in circa € 21 mld nel 2011, fornendo occupazione a oltre 150 mila addetti, tra diretti e indotto. Le previsioni per i prossimi 10 anni sono orientate verso un incremento significativo del fatturato di settore, che dovrebbe superare la soglia dei € 100 mld sotto la spinta della domanda nazionale e internazionale. Le fonti rinnovabili rappresentano uno dei perni attorno al quale ruota la nuova strategia energetica nazionale, che punta alla creazione di un quadro organico di misure volte a garantire la sostenibilità economica degli investimenti nel comparto, la penetrazione delle energie alternative nel sistema economico-produttivo e la riduzione dei costi energetici per cittadini e imprese. Sebbene in Italia il sistema energetico evidenzia ancora un elevato grado di dipendenza dai combustibili fossili - che nel 2011 coprivano l'81% del fabbisogno energetico primario nazionale - il settore dell'energia verde ha mostrato nel corso dell'ultimo quinquennio una dinamica fortemente espansiva in termini di potenza installata, produzione elettrica e volume di investimenti.

La capacità di generazione elettrica da fonte rinnovabile è pressoché raddoppiata nel triennio 2009-2011, attestandosi a fine 2011 a 41,4 GW di potenza efficiente lorda, raggiungendo una quota di elettricità verde prodotta pari a 83 TWh nel 2011 (+45,4% rispetto al 2008), valore molto vicino all'obiettivo di 100 TWh previsto nel 2020. Gran parte dell'incremento è imputabile al fotovoltaico, che nel 2011 è arrivato a coprire il 13,0% della produzione di energia da FER e il 30,9% della potenza installata (contro lo 0,3% e l'1,8% rispettivamente nel 2008). Il parco di generazione vede dominare gli impianti idroelettrici e fotovoltaici, che rappresentano circa il 75% delle installazioni, con una capacità rispettivamente di 18 GW e 13 GW; tra il 2004 e il primo trimestre 2012 il comparto delle clean energy ha attratto investimenti per un valore complessivo di oltre US\$ 24,3 mld. Tra i Paesi del G20 l'Italia si contraddistingue per la maggiore incidenza degli investimenti in energia pulita in rapporto al PIL (1,58% nel 2011 contro l'1,04% della Germania, lo 0,45% della Cina e lo 0,33% degli USA). In particolare, nel ranking internazionale relativo al fotovoltaico nel 2011 l'Italia si colloca al secondo posto per potenza installata (12,7 GW), dopo la Germania, e in pole position in termini di nuove connessioni alla rete (9,3 GW contro i 7,5 GW della Germania), mentre nell'eolico si classifica in sesta posizione a livello mondiale, con circa 7 GW di capacità efficiente lorda.

Esistono interessanti analisi degli scenari nazionali, cioè proiezioni al 2030 del fabbisogno energetico nazionale, della domanda di energia finale nonché delle interrelazioni tra tali scenari e gli obiettivi ambientali della roadmap europea in termini di mitigazione e riduzione delle emissioni climalteranti. Tali proiezioni, effettuate da ENEA nell'ultimo Rapporto Energia Ambiente (2009-2010), descrivono la possibile evoluzione del sistema energetico nazionale secondo 3 differenti scenari. Il primo scenario, di tipo "tendenziale" (Scenario di Riferimento), assume il quadro delle politiche e misure in vigore al dicembre 2009 e descrive l'evoluzione del sistema in linea con il trend attuale; il secondo scenario descrive gli effetti delle politiche energetiche in atto (Scenario a Politiche Correnti), e quindi è quello più simile all'attuale trend, mentre il terzo scenario (Scenario Roadmap) permette di quantificare lo sforzo aggiuntivo, rispetto al quadro politico ed energetico in vigore, necessario per ridurre le emissioni di gas serra in linea con la recente traiettoria di abbattimento delle emissioni al 2050, delineata con la Roadmap 2050 dall'UE.

Il terzo scenario – *Scenario Roadmap* – è quello che è stato preso a riferimento nella redazione della Strategia Energetica Nazionale, recentemente approvata con Decreto interministeriale dell'8 marzo 2013.

A livello di evoluzione del fabbisogno di energia primaria le analisi rilevano che l'azione combinata di misure, politiche ed investimenti previsti negli Scenari di Policy determina non solo una riduzione della domanda come effetto delle politiche di efficientamento energetico, ma anche un differente modo di produrre ed utilizzare energia rispetto ai trend storici, portando ad un mix energetico più diversificato. La piena attuazione del nuovo Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011) comporta - al 2020 nello Scenario a Politiche Correnti - una riduzione di energia primaria rispetto allo Scenario di Riferimento pari all'8%. Tale riduzione costituisce il 20% circa del fabbisogno di energia primaria stimato per il 2020 nello scenario considerato dalla Commissione Europea nella definizione del pacchetto Clima-Energia (Pacchetto 20-20-20). Nel 2030 tale riduzione sale al 10% nello Scenario a Politiche Correnti e al 17% nello Scenario Roadmap. In tutte le proiezioni i combustibili fossili continuano a fornire il contributo prevalente al fabbisogno di energia primaria; cambia peraltro la loro quota nel mix che al 2020 scende dall'85% dello Scenario di Riferimento al 79% dello Scenario a Politiche correnti e al 77% dello Scenario Roadmap riducendosi di conseguenza la dipendenza energetica del Paese dall'estero, attualmente pari all'85,3%.



Figura 1: Evoluzione del fabbisogno di energia primaria 1990-2030 – Elaborazione ENEA

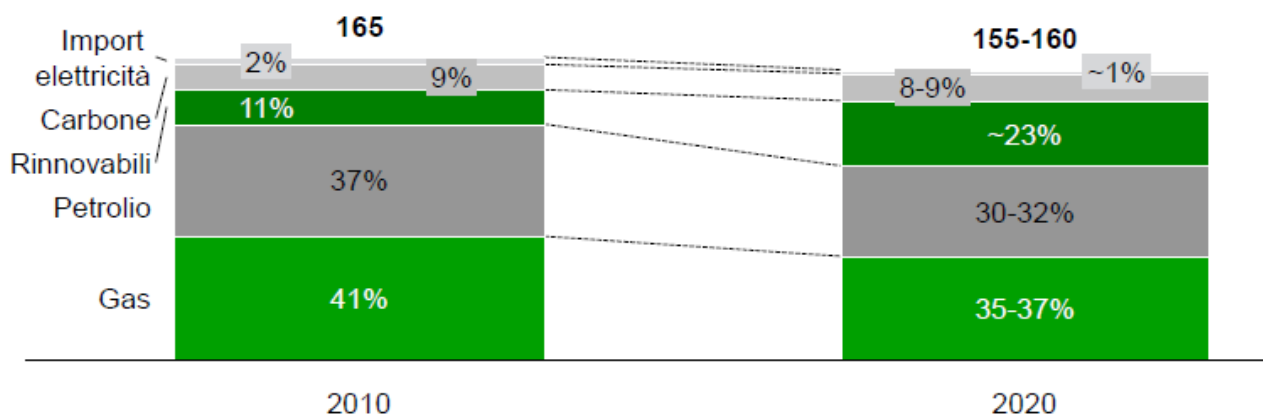


Figura 2: Consumi primari energetici lordi e mix fonti (Mtep-%) - Elaborazione MiSE -SEN

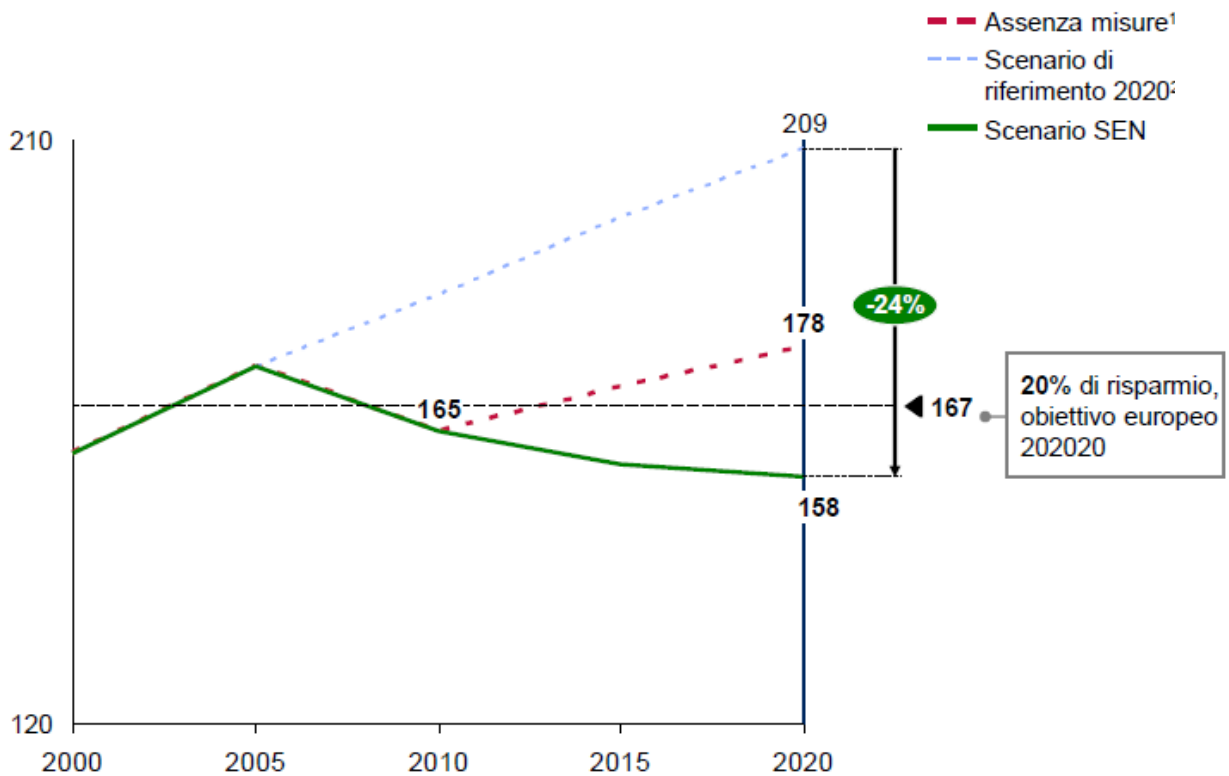


Figura 3: Consumi primari di energia Mtep Elaborazione MiSE SEN

Le fonti rinnovabili vedono un trend in crescita in tutti e tre gli scenari ma nello Scenario Roadmap arrivano a rappresentare nel 2020 il 23% dell'intero fabbisogno energetico, al 2030 il 25%.

Per quanto riguarda il settore elettrico, la riduzione della domanda e la decarbonizzazione del sistema di produzione dell'energia elettrica sono i principali strumenti di intervento per conseguire l'ambizioso obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra dell'80-95% nel 2050 rispetto ai valori del 1990. Le principali opzioni per l'Italia sono costituite, oltre che dall'efficientamento e dallo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione che permettano di abbattere il picco di richiesta alla rete, dalle tecnologie per le fonti rinnovabili elettriche e per la cattura e stoccaggio della CO₂. Nelle analisi di scenario della Commissione Europea eseguite per la Comunicazione Roadmap 2050 è emersa la forte potenzialità del settore elettrico nel contribuire al raggiungimento dell'obiettivo politico di ridurre, entro il 2050, le proprie emissioni di gas serra dell'80-95% rispetto ai valori del 1990 nonostante una crescita prevista della domanda elettrica nei settori di uso finale e una elevata elettrificazione nel settore trasporti. In Italia la generazione elettrica incide attualmente per circa il 30% delle emissioni totali di CO₂. Mentre lo Scenario di Riferimento, dopo la flessione dovuta alla crisi economica, riprende il trend storico di crescita del Consumo Interno Lordo con un aumento dell'1,13% medio annuo, entrambi gli scenari di policy suggeriscono un'evoluzione del consumo elettrico ad un ritmo più lento, pari allo 0,85% nel periodo 2010-2030.

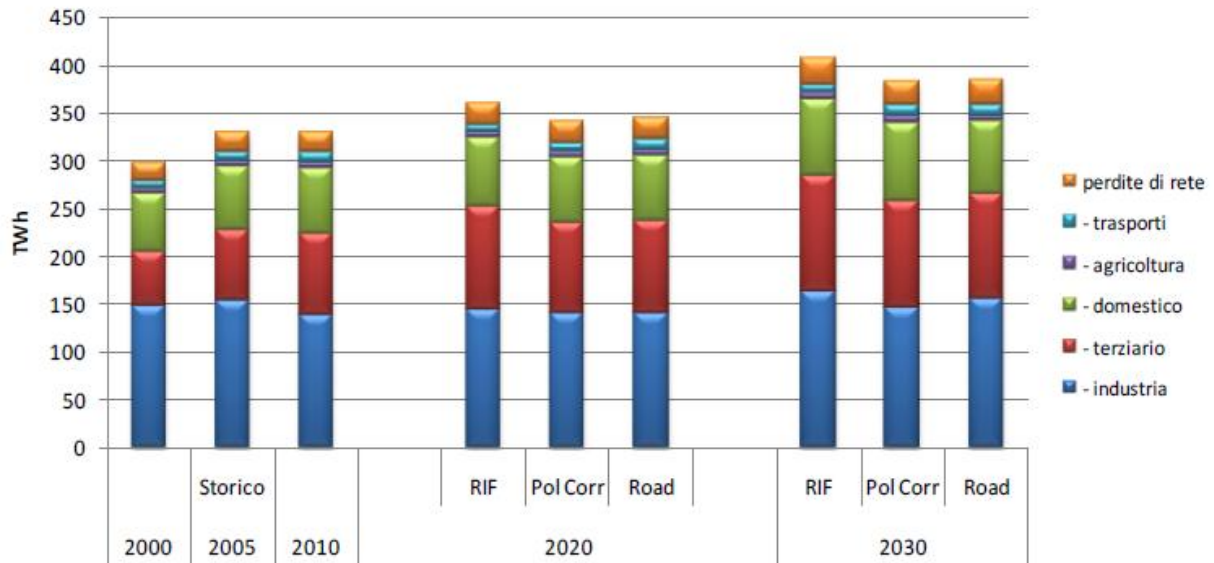


Figura 4: Consumi di energia elettrica per i settori di uso finale nei tre scenari ENEA (TWh)

Lo sviluppo della domanda di energia elettrica nei settori di uso finale, insieme con le politiche e misure di settore previste, influenza l'evoluzione del parco di generazione sia in termini di mix delle fonti che di tecnologie di produzione elettrica, consentendo al settore elettrico di controllare e ridurre le emissioni già nello Scenario a Politiche Correnti, con una riduzione della CO₂ del 20% nel 2030 rispetto al 1990.

Tali obiettivi non sono però compatibili con quelli della Roadmap UE 2050 per il cui raggiungimento si rende necessaria una ulteriore accelerazione del dispiegamento delle tecnologie low-carbon e quindi un ulteriore investimento in ricerca e innovazione tecnologica. La strada della decarbonizzazione del settore procede di pari passo con quella della diversificazione delle fonti guidata da una continuazione dei trend di diffusione di tecnologie per le rinnovabili.

La Sen ha posto come obiettivo al 2020 una produzione di energia elettrica da FER pari a circa 130 TWh (circa 11 Mtep), lievemente superiore allo scenario Roadmap tracciato da ENEA (117 TWh). A fare da traino per il settore rinnovabile sarà il contributo dell'energia prodotta da fonti intermittenti, quali eolico e fotovoltaico, che potrebbe superare i 60 TWh nel 2030 (circa il 18% della produzione totale). Per supportare la diffusione di queste tecnologie e garantire un certo grado di affidabilità del sistema elettrico, saranno quindi necessari maggiori investimenti iniziali in capacità di generazione. Con gli attuali livelli di penetrazione di fonti rinnovabili variabili, i requisiti incrementali operativi, come il bilanciamento orario e la fornitura di riserve operative, sono stati assorbiti dal sistema. Con l'espandersi della penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER), tuttavia, i requisiti operativi saranno sempre più stringenti. In un'evoluzione tendenziale infatti la potenza netta installata potrebbe passare dagli attuali 106 GW a circa 140 GW nel 2030 (+1,4% m.a.) mentre negli scenari di intervento potrebbe crescere fino a oltre i 170 GW nel 2030 (+2,5% m.a.) per garantire la stabilità operativa del sistema.

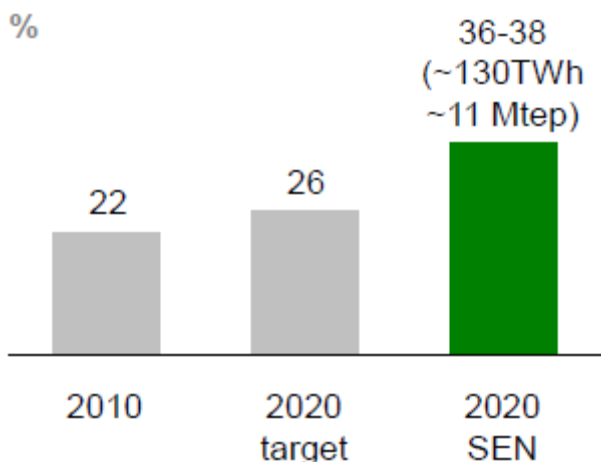


Figura 5: Sviluppo delle energie rinnovabili nel settore elettrico e incidenza sui Consumi Finali Lordi - Elaborazione MISE - SEN

Per quanto riguarda l'evoluzione della domanda di energia negli usi finali, lo scenario SEN ribadisce la validità dello scenario Roadmap, con una domanda al 2020 pari a 126 Mtep. Per raggiungere tale obiettivo di consistente riduzioni di consumi la principale opzione tecnologica nel breve-medio periodo è l'efficienza energetica, indispensabile anche per l'abbattimento delle emissioni.

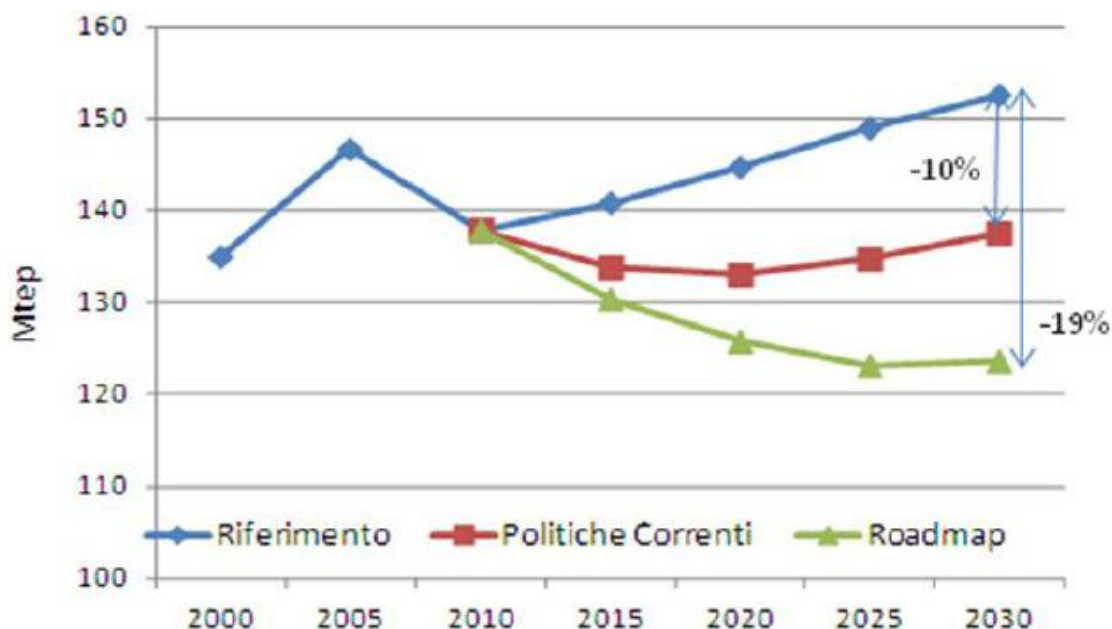


Figura 6: Evoluzione del Consumo finale di energia nei tre scenari ENEA – Mtep

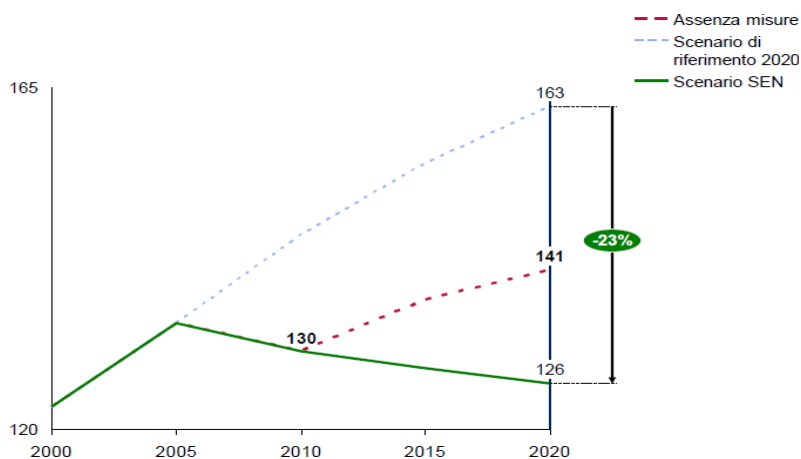


Figura 7: Consumi finali di energia, Mtep - Elaborazione MiSE SEN

La riduzione dei consumi energetici per le azioni di efficientamento avrà come effetto collaterale l'abbattimento delle emissioni climalteranti valutate in termini di tonnellate di CO₂.

Anche se, per effetto della crisi economica, nel 2009 l'Italia si è notevolmente avvicinata al target di emissioni indicato dal Protocollo di Kyoto, lo Scenario di Riferimento mostra come questa tendenza sia da considerarsi temporanea e che, in assenza di politiche e misure in grado di indurre cambiamenti di tipo strutturale nel sistema energetico, le emissioni della CO₂ riprendono ad aumentare già nel breve periodo. Lo Scenario a Politiche Correnti presenta un'evoluzione più sostenibile, con un trend emissivo in decrescita per almeno i prossimi 15 anni. Lo Scenario a Politiche Correnti non è comunque sufficiente a garantire uno sviluppo climaticamente sostenibile e lo Scenario Roadmap dell'ENEA, che segue le stesse traiettorie di riduzione delle emissioni dello scenario UE, ipotizza un abbattimento delle emissioni conseguibile con una accelerazione tecnologica più spinta che nello Scenario a Politiche Correnti, un maggiore ricorso a fonti rinnovabili e l'utilizzo di tecnologia di cattura e stoccaggio della CO₂ sia nel settore elettrico che industriale. Le emissioni di gas serra in Italia hanno cominciato a ridursi solo a partire dal 2005, ma da valori ben più alti di quelli dell'anno base per il protocollo di Kyoto, il 1990, in cui le emissioni totali si sono assestate sulle 519 Mt CO₂-eq. (escludendo gli assorbimenti del settore forestale e dal cambiamento di usi dei suoli). Per effetto della crisi economica, nel 2009 l'Italia si è notevolmente avvicinata al target di emissioni di 485 Mt come media del periodo 2008-2012 indicato dal Protocollo di Kyoto. Nel 2009 ha infatti registrato emissioni per 491 Mt CO₂-eq., di cui 407 Mt CO₂-eq., dovuti al sistema energetico (UNFCCC submission 2011). Tuttavia gli scenari ENEA mostrano come queste tendenze siano da considerarsi temporanee in assenza di interventi, politiche ed investimenti in grado di indurre cambiamenti di tipo strutturale nel sistema energetico. Secondo un'evoluzione di tipo "tendenziale", le emissioni della sola CO₂ potrebbero infatti riprendere ad aumentare già nel breve periodo, arrivando a sfiorare le 450 Mt nel 2030 Tale aumento potrebbe in realtà risultare ancora più significativo: lo Scenario di Riferimento infatti in parte già sconta i benefici derivanti da diversi fattori, tra cui una significativa produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e i processi di innovazione tecnologica "spontanea", di mercato o in ottemperanza di regolamenti operativi.

D'altro canto, lo Scenario a Politiche Correnti prospetta un quadro del Paese in grado di condurre il sistema energetico verso una traiettoria ambientalmente più sostenibile, con un trend emissivo in decrescita per almeno i prossimi 15 anni. La tendenza che caratterizza lo Scenario a Politiche Correnti è l'effetto combinato di molteplici fattori:

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

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

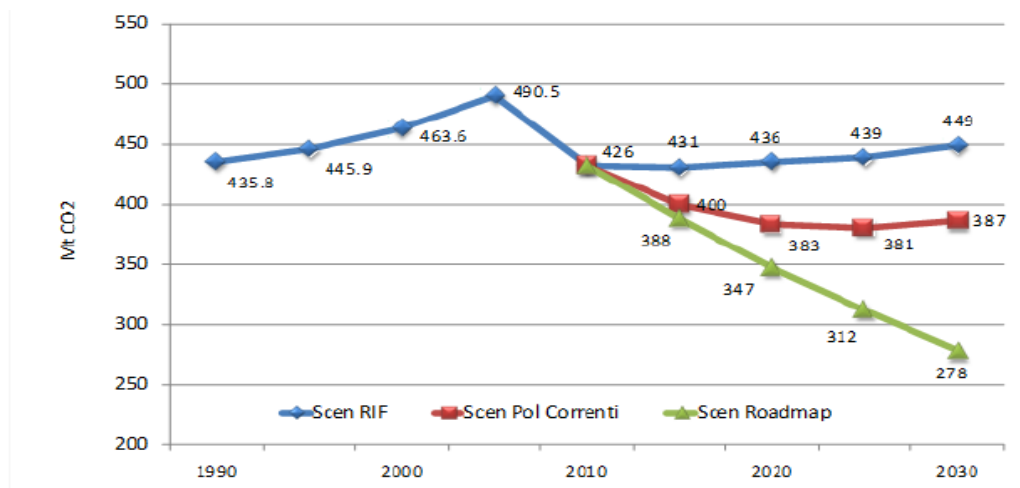


Figura 8: evoluzione delle emissioni di CO2 nei tre scenari ENEA

Lo Scenario Roadmap dell'ENEA, che segue le stesse traiettorie settoriali di riduzione delle emissioni dello scenario per l'intera UE, ipotizza un abbattimento rispetto al 1990 di 89 Mt di CO2 nel 2020 e di circa 170 Mt nel 2030. Questi risultati sono raggiungibili solo con una accelerazione tecnologica più spinta che nello Scenario a Politiche Correnti, un maggiore ricorso a fonti rinnovabili e l'utilizzo di tecnologia di cattura e stoccaggio della CO2 sia nel settore elettrico che industriale.

La SEN, di converso, fissa come obiettivo lo stesso del Piano Nazionale CO2, cioè una riduzione del 19% rispetto all'emissione del 2005, riduzione superiore rispetto a quanto prospettato dall'obiettivo europeo 2020 (18%).

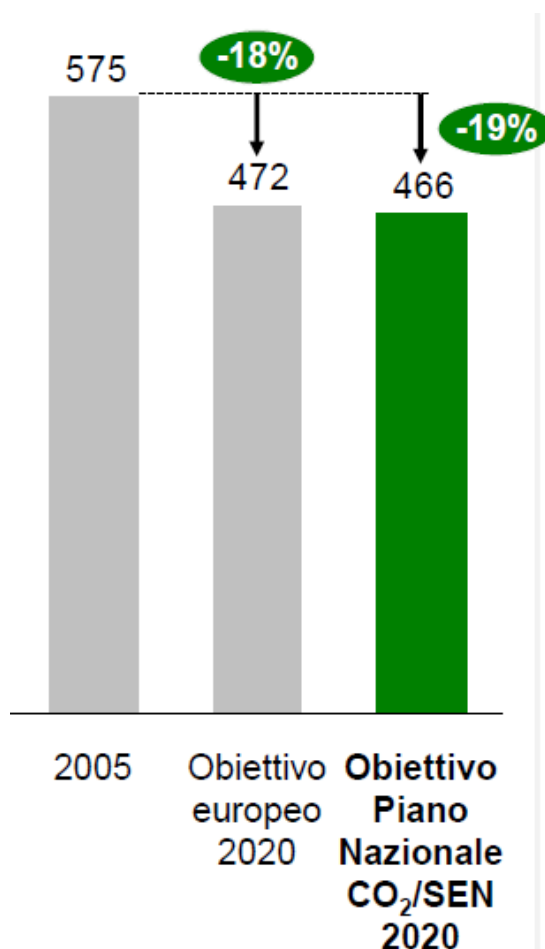


Figura 9: Riduzioni gas serra - MtonCO2/anno - Fonte MiSE SEN

Come già accennato, l'efficienza energetica rappresenta la principale opzione tecnologica per la riduzione delle emissioni nel breve periodo. Essa è posta al centro della politica energetica Europea al fine di raggiungere l'auspicata riduzione del 20% di energia primaria già nel 2020 (rispetto ad una evoluzione di tipo tendenziale), considerata una tappa intermedia fondamentale nella Roadmap al 2050. L'importante ruolo degli interventi di efficienza energetica è confermata dagli Scenari ENEA di policy che indicano come, nel primo decennio dello scenario, le maggiori riduzioni di CO2 si ottengano tramite interventi di efficientamento nei settori finali di impiego dell'energia. Anche per la politica energetica italiana azioni di efficientamento sono prioritarie e costituiscono la prima priorità della SEN.

1.1.3.2 IL COSTO DELL'ENERGIA

Così come evidenziato nella SEN, l'Italia ha prezzi dell'energia mediamente superiori ai suoi concorrenti europei, e ancor più rispetto ad altri paesi come gli Stati Uniti. Questa situazione rappresenta un fattore di grave appesantimento per la competitività del sistema economico italiano, ed è dovuta in gran parte a quattro ragioni strutturali:

- Il mix attuale, in particolare quello elettrico, è piuttosto costoso perché principalmente basato su gas e rinnovabili, e si differenzia molto da quello della media UE per l'assenza di nucleare e la bassa incidenza di carbone;
- I prezzi all'ingrosso del gas in Italia sono mediamente più alti che negli altri Paesi europei. Il prezzo medio del gas sul mercato spot PSV nel 2011 è stato di circa il 25% superiore a quello dei principali hub nord-europei (anche il prezzo dei contratti di lungo termine 'take-or-pay' italiani è mediamente superiore agli analoghi contratti ToP europei). Ciò si riflette anche sul prezzo all'ingrosso dell'elettricità, che nella maggior parte delle ore viene determinato da centrali CCGT a gas: il differenziale di prezzo del gas, pari a circa 6,00 €/MWh termici nel 2011, ha un impatto di circa 10-12 € al MWh sulla produzione elettrica di una centrale CCGT. Peraltro negli ultimi mesi è iniziato un percorso di riduzione di questo 'spread', che ha raggiunto i 3,8 €/MWh nel giugno 2012, favorito dalla crescente liquidità del mercato spot.
- Gli incentivi alla produzione rinnovabile elettrica in Italia sono storicamente i più elevati d'Europa (ad esempio, gli incentivi unitari alla produzione fotovoltaica sono circa il doppio di quelli tedeschi), con un forte impatto sul costo dell'energia: quasi il 20% della bolletta elettrica italiana (escluse imposte) è destinato a incentivi alla produzione tramite fonti rinnovabili.
- Vi sono infine una serie di altri costi e inefficienze diffuse, come ad esempio, per il settore elettrico: gli "altri oneri di sistema" (es. oneri per smantellamento nucleare, ricerca di sistema, regimi tariffari speciali); colli di bottiglia nella rete (ad esempio tra Sicilia e Continente); incentivi elevati per certi tipi di produzione (es. CIP6 non rinnovabile) e per alcuni segmenti di clientela.

I grafici che seguono evidenziano le criticità sopra rappresentate.

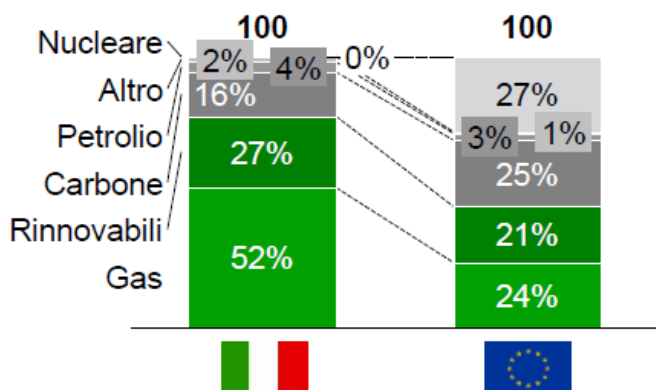


Figura 10: Differente mix di produzione elettrica 2010, % - SEN



Figura 11: Prezzo di borsa energia elettrica, media 2011 – SEN

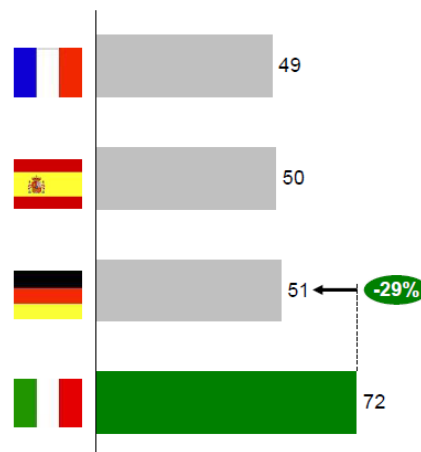


Figura 12: Prezzi all'ingrosso energia elettrica, media 2011, €/MWh – SEN



Figura 13: Prezzi spot del gas, media 2011 – SEN

Sempre dalle informazioni che si desumono dalla SEN, per quanto riguarda il gap di costo rispetto alla realtà europea del settore elettrico è dovuto ad una serie di fattori che possono essere così riassumibili:

- Elevata spesa per incentivi alle fonti rinnovabili elettriche
- Prezzi del gas più elevati dei nostri principali competitor
- Colli di bottiglia nella rete (e.g., Sicilia)
- Altri oneri di sistema (ad esempio spese relative al decommissioning nucleare, regimi tariffari speciali)
- Altre inefficienze di sistema quali
 - Sbilanciamenti
 - Sussidi a specifici segmenti di clientela

La distribuzione delle voci nella bolletta elettrica italiana 2011, in miliardi di euro, è rappresentata dal grafico che segue:

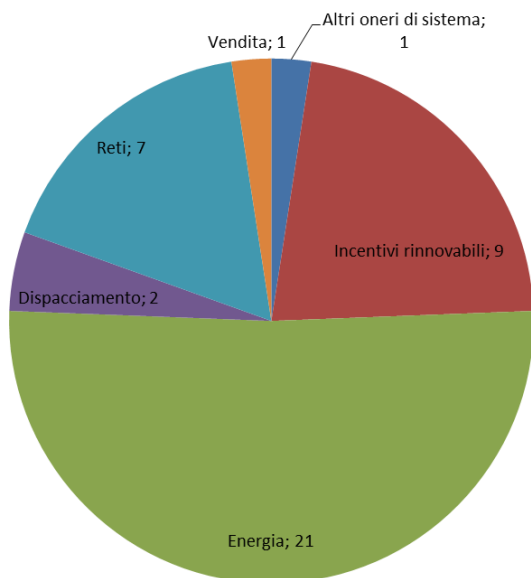


Figura 14: Voci in bolletta elettrica Italia (escluso imposte), miliardi di euro, 2011 – SEN

Per il consumatore finale il quadro delle voci che incidono sul prezzo dell'energia è sostanzialmente diverso, per la presenza di tasse ed accise.

Dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, difatti, è possibile desumere informazioni "lato cliente".

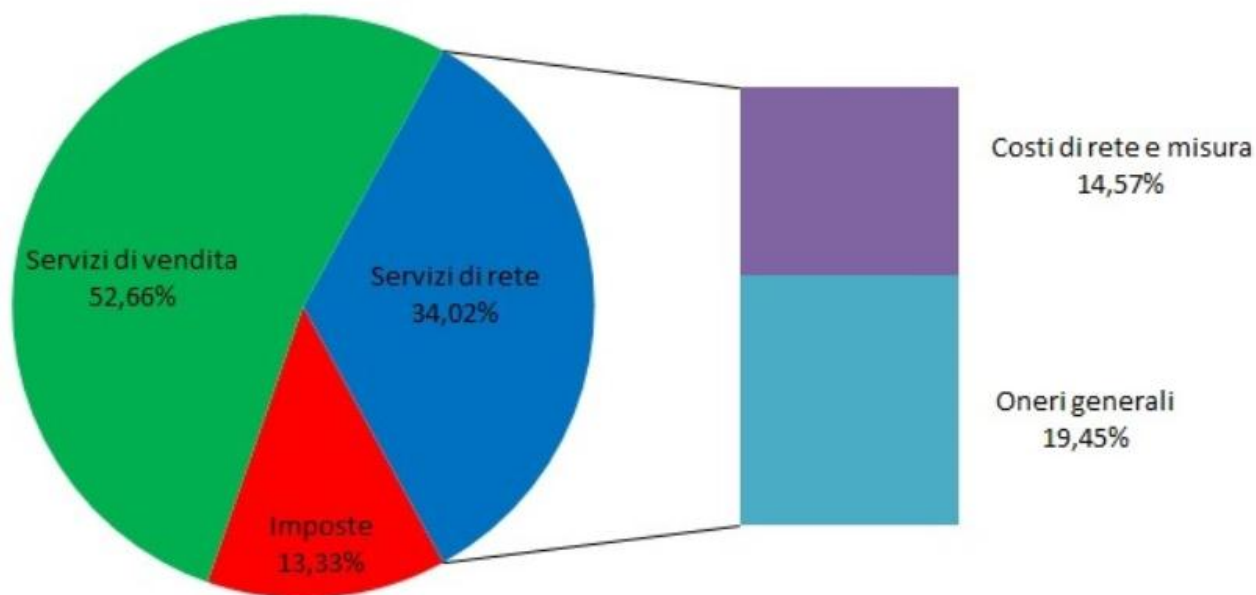


Figura 15: composizione percentuale della spesa per l'energia elettrica per l'utente tipo domestico di maggior tutela riferito al IV trimestre 2013 – Sito AEEG

Dal grafico si evidenzia che i **servizi di vendita** sono la voce più rilevante. Tali servizi sono composti da 3 voci elencate secondo l'ordine di importanza:

- il **prezzo dell'energia**, che corrisponde al costo per l'acquisto dell'energia elettrica, comprensivo delle perdite sulle reti di trasmissione e di distribuzione;
- il **prezzo di commercializzazione e vendita** che si riferisce alle spese che le società di vendita sostengono per rifornire i loro clienti;
- il **prezzo del dispacciamento** che si riferisce alle attività per il mantenimento in costante equilibrio del sistema elettrico. Il dispacciamento assicura che ad ogni quantitativo di elettricità prelevato

dalla rete per soddisfare i consumi, corrisponda un quantitativo uguale immesso dagli impianti produttivi.

I **servizi di rete** rappresentano circa 1/3 della spesa affrontata dall'utente. Tali servizi sono le attività di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione nazionali, di distribuzione locale e comprendono la gestione del contatore. Per i servizi di rete non si paga un prezzo (come per l'energia) ma una tariffa fissata dall'Autorità sulla base di precisi indicatori, con criteri uniformi su tutto il territorio nazionale, tenendo conto dell'inflazione, degli investimenti realizzati e degli obiettivi di recupero di efficienza.

La differenza fra *servizi di vendita* e *servizi di rete* è sostanziale. Infatti, è sui servizi di vendita che si gioca la concorrenza e quindi la possibilità di risparmiare a seconda delle offerte commerciali dei diversi fornitori sul mercato libero. Sui servizi di rete, invece, non c'è concorrenza perché il trasporto e la distribuzione dell'energia avvengono attraverso infrastrutture che non possono essere replicate e che vengono utilizzate da tutti i fornitori per servire tutti i consumatori

I servizi di rete servono per pagare oneri introdotti da diverse leggi e decreti ministeriali (tra questi, i più rilevanti sono il decreto legislativo n. 79/99, il decreto del 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria e le leggi n. 83/03 e n. 368/03), ed in ordine di incidenza sulla bolletta le voci che concorrono sono:

- incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3);
- promozione dell'efficienza energetica (componente UC7);
- oneri per la messa in sicurezza del nucleare e compensazioni territoriali (componenti A2 e MCT);
- regimi tariffari speciali per la società Ferrovie dello Stato (componente A4);
- compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4);
- sostegno alla ricerca di sistema (componente A5);
- copertura del bonus elettrico (componente As).

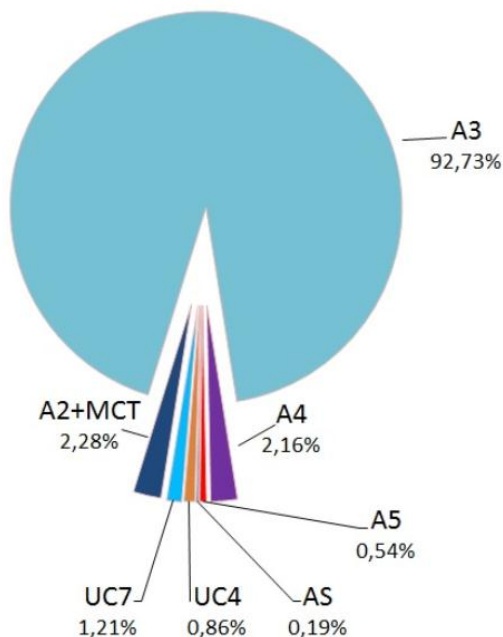


Figura 16: Oneri generali di sistema - IV trimestre 2013 - AEEG

Infine, le **imposte** (13,33%) sono l'imposta nazionale erariale di consumo (accisa) e l'imposta sul valore aggiunto (IVA):

- l'accisa si applica alla quantità di energia consumata indipendentemente dal contratto o dal venditore scelto. I clienti domestici con consumi fino a 1800 kWh godono di un'agevolazione per la fornitura nell'abitazione di residenza anagrafica a riduzione di questa imposta;
- l'IVA si applica sul costo totale della bolletta (servizi di vendita+servizi di rete+accise). Attualmente l'IVA per i clienti domestici è pari al 10%; per i clienti con "usi diversi" è pari al 21%.

Da quanto sopra rappresentato, si evidenzia come l'incidenza degli incentivi alle fonti rinnovabili abbia un peso rilevante (circa il 18%) sulle "bollette". Depurando il costo della componente imposte, si passa dal 18% al 22%.

Per quanto riguarda il gas, in analogia con la disamina delle voci che concorrono alla formazione del prezzo per l'utenza, sulla base delle informazioni che si desumono dal sito della AEEG, si rappresenta quanto segue.

Come per l'elettricità, il prezzo è formato dalla somma di 3 voci: servizi di vendita, servizi di rete, imposte.

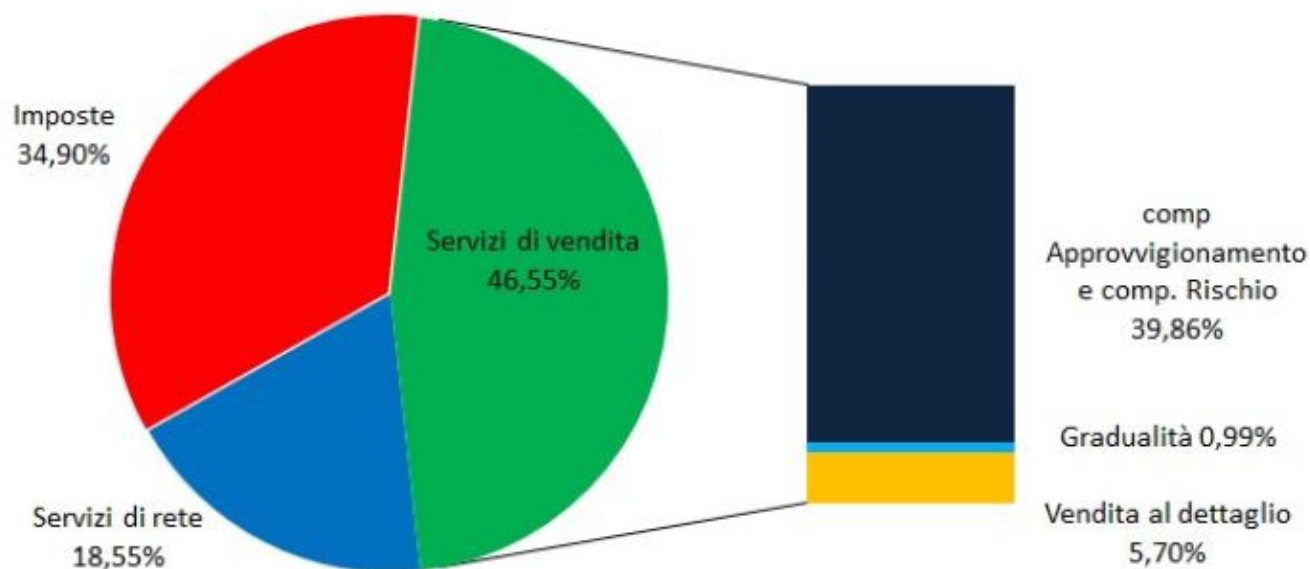


Figura 17: composizione percentuale della spesa per il gas per l'utente tipo domestico di maggior tutela riferito al IV trimestre 2013 – Sito AEEG

Dal grafico si evidenzia che, come per l'energia elettrica, i **servizi di vendita** sono la voce più rilevante. In tal caso, però, tali servizi non arrivano nemmeno al 50% della composizione del prezzo, le imposte pesano per più del doppio, rispetto al caso elettrico, e i servizi di rete pesano quasi la metà dell'analogo elettrico.

- I **servizi di vendita** sono composti da tre diverse voci di spesa: la componente energia, la commercializzazione all'ingrosso e la vendita al dettaglio. La componente energia è il costo dell'acquisto della gas e corrisponde a circa il 40% del totale della bolletta. La commercializzazione all'ingrosso e la vendita al dettaglio, corrisponde a circa l'8% del totale della bolletta del gas. Serve per coprire i costi sostenuti dai fornitori per l'attività di vendita all'ingrosso e al dettaglio, come ad esempio la gestione commerciale, i servizi al cliente, ecc... La componente energia dal 1° Ottobre 2013, viene calcolata con un nuovo metodo di calcolo messo a punto dall'Autorità per l'energia con l'obiettivo di trasferire ai consumatori i benefici dei cambiamenti intervenuti nei mercati all'ingrosso a livello nazionale e internazionale. Il nuovo metodo viene applicato a tutti i contratti di fornitura dei clienti domestici *del servizio di tutela* (i cui prezzi sono aggiornati ogni tre mesi dall'Autorità), ma potrà avere ricadute anche sui contratti del *mercato libero*, che spesso hanno come riferimento i prezzi stabiliti dall'Autorità;
- i **servizi di rete** rappresentano in media il 17 % della spesa totale lorda della bolletta e sono pagati non con un prezzo (come per l'energia elettrica) ma in base a tariffe stabilite dall'Autorità per tutti i clienti sia del mercato libero che nel servizio di tutela. Tali servizi sono riferiti a tutte quelle attività svolte dai fornitori per consegnare il gas ai clienti, trasportandolo nei gasdotti nazionali e nelle reti di distribuzione locale fino alle abitazioni. Comprendono anche l'attività di stoccaggio e la gestione del contatore domestico. Come per il caso elettrico, queste attività necessitano di infrastrutture

che sono 'uniche' e non possono essere replicate ma devono essere utilizzate da tutti i fornitori per servire tutti i consumatori. Quindi, a differenza dei servizi di vendita dove per effetto della liberalizzazione gli operatori sono in concorrenza fra loro, nei servizi di rete non c'è concorrenza e tutti pagano una tariffa fissata sulla base di criteri uniformi su tutto il territorio nazionale. Le tariffe vengono aggiornate annualmente per tener conto dell'inflazione, degli investimenti realizzati e degli obiettivi di recupero di efficienza fissati dall'Autorità. I **servizi di rete** si pagano in una quota variabile legata ai consumi e in una quota fissa sempre uguale e comprendono due diverse voci di spesa: il trasporto e lo stoccaggio e la distribuzione locale:

- il trasporto e lo stoccaggio, incidono per circa il 5% sul totale della bolletta del gas. Questi costi servono per coprire i servizi di trasporto e per i 'depositi' sotterranei dove il gas viene conservato e poi prelevato per soddisfare le richieste del mercato nei diversi momenti o per fare fronte a eventuali emergenze;
- La distribuzione locale, pesa il 12% circa sul totale della bolletta e serve per coprire i costi del trasporto del gas sulle reti locali fino al contatore ma anche per alcuni oneri relativi a iniziative di risparmio energetico, di miglioramento della qualità del servizio e per il contenimento della spesa dei clienti con bassi consumi.

Vi sono poi gli oneri aggiuntivi, una percentuale molto piccola della bolletta, che servono per coprire costi riferiti, ad esempio, al contenimento dei consumi di gas, alle garanzie per il servizio di rigassificazione e allo sviluppo degli stoccaggi;

- Le **imposte** rappresentano in media il 35% sul totale della bolletta del gas e comprendono:
 - *l'imposta sul consumo* (accisa): L'accisa per gli usi civili, e quindi per quelli domestici, incide per un 17% sul totale della bolletta. È diversificata per le due macro zone Centro nord e Centro sud e varia in relazione a 4 scaglioni di consumo; per gli usi industriali ha un'unica aliquota per i consumi fino a 200mila Smc
 - *l'addizionale regionale* che pesa per un 2% circa sul totale della bolletta ed è decisa in modo autonomo da ciascuna regione nei limiti fissati dalla legge. Sia l'accisa nazionale che l'addizionale regionale si pagano in relazione alla quantità di energia consumata. Nel caso umbro, l'addizionale regionale all'accisa sul gas naturale è unica e pari a 0,5165 c€/m³;
 - *l'imposta sul valore aggiunto (IVA)*: applicata sulla somma di tutte le voci della bolletta (costo dei servizi di vendita+costo dei servizi di rete+accise); per gli usi civili è del 10% per i primi 480mc consumati, del 21% su tutti gli altri consumi e sulle quote fisse; per gli usi industriali generalmente è del 21%. Questa voce incide per circa il 15% sul totale della spesa. Il **prezzo di commercializzazione e vendita** che si riferisce alle spese che le società di vendita sostengono per rifornire i loro clienti.

Di seguito si riporta una tabella che presenta lo stato delle addizionali regionali relativo al periodo 1° gennaio - 30 aprile 2013 in c€/m³ e l'aliquota percentuale per l'IVA (dati così come riportati sul sito dell'AEEG, al link <http://www.autorita.energia.it/it/dati/gp30.htm>).

Dai dati riportati si evidenzia che:

- il quadro relativo a gli usi civili è molto differenziato con grandi variazioni regione per regione;
- il quadro relativo a gli usi industriali è sostanzialmente omogeneo con piccole variazioni tra regione e regione;
- la stragrande maggioranza delle regioni prevede addizionali differenziate in funzione delle fasce di consumo, con valori direttamente proporzionali nel caso di utenze civili (l'addizionale cresce al crescere della fascia di consumo), ed inversamente proporzionali per utenze industriali (l'addizionale si abbassa al crescere della fascia di consumo);
- la regione Umbria ha fissato il valore delle addizionali costante per qualsiasi fascia di consumo e per uso, e tale valore è il più basso dell'intera nazione.

Per l'uso domestico, la media nazionale dell'accisa regionale è pari a 2,24 c€/m³ (più di 4 volte il valore umbro), il valore massimo (regioni Emilia Romagna, Toscana, Lazio, Molise, Campania e Puglia, 3,1 c€/m³) è 6 volte il valore umbro.

TRIBUTI	Usi civili				Usi industriali	
	fino a 120 m ³	Fascia di consumo annuo			fino a 1.200.000 m ³	oltre 1.200.000 m ³
		da 120 a 480 m ³	da 480 a 1.560 m ³	oltre 1.560 m ³		
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex-Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^B						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
- zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
- zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
- zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
- territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
- altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
- altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata	1,90000	2,58230	2,58230	2,58230	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	2,58200	0,62490	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	21	21	10 ^(C)	10 ^(C)

Note A: Si tratta dei territori indicati all'art.1 del D.P.R. 6 marzo 1978, n. 218;

B:) Le regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a 0; l'imposta non è più dovuta anche in Lombardia dal 2002 (L.R. 18/12/2001, n.27) e in Basilicata dal 2008 (L.R. 28/12/2007, n. 28). L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano inoltre ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissati dalle relative convenzioni o accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise;

C: Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 21%

1.1.3.3 QUADRO NORMATIVO NAZIONALE

Le politiche del governo italiano negli ultimi anni hanno continuato a perseguire gli obiettivi della sicurezza degli approvvigionamenti, della sostenibilità ambientale e della competitività attraverso il contenimento dei prezzi, nel più vasto contesto del nuovo quadro d'azione europeo, con particolare riferimento al “terzo pacchetto legislativo sul mercato interno dell'energia” e al “Pacchetto Clima-Energia”. Per conseguire tali obiettivi e per rispondere alla crescente attenzione dell'Unione Europea su questi temi, sono state adottate misure tese a completare il processo di liberalizzazione del settore elettrico e del gas, a promuovere l'efficienza energetica e a sviluppare l'uso delle fonti rinnovabili, per consentire la necessaria diversificazione delle fonti energetiche. In ottemperanza a indicazioni di direttive e regolamenti europei e, relativamente a singoli settori dell'energia (gas, elettricità, rinnovabili ecc.), sono stati predisposti, recentemente, diversi strumenti di pianificazione e indirizzo in materia energetica.

Si fa riferimento, in particolare, ai seguenti:

- Strategia Energetica Nazionale – **SEN** – che è stata brevemente riportata in termini di obiettivi energetici al paragrafo precedente, approvata con Decreto interministeriale dell'8 marzo 2013;
- **Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili -PAN-** che, ai sensi dell'art. 4 della direttiva 2009/28/CE, definisce 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). Il raggiungimento dell'obiettivo, assegnato dalla direttiva, può avvenire anche attraverso il trasferimento di energia da fonte rinnovabile da altri Stati, tanto che l'Italia ha già messo a bilancio nel 2020 l'importazione di 1,14 Mtep di energia prodotta da fonte rinnovabile. Tale obiettivo Nazionale pari al 17% è stato ripartito tra le Regioni con DM 15 Marzo 2012 (il cosiddetto “burden sharing”);
- **Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 - Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili**, ove è stato chiaramente indicato al punto 1.2 che *“le sole Regioni e le Province autonome possono porre limitazioni e divieti in atti di tipo programmatico o pianificatorio per l'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati a fonti rinnovabili ed esclusivamente”* secondo particolari criteri, dando così la possibilità alle Regioni di disciplinare nel dettaglio la materia;
- **Piano d'azione per l'efficienza energetica (PAEE)**, che, in attuazione al D.lgs. 115/2008 assegna all'efficienza energetica il ruolo di strumento chiave per la riduzione dei consumi;
- **decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28**, che individua gli strumenti e i meccanismi operativi per l'attuazione delle politiche di sviluppo delle rinnovabili e di promozione dell'efficienza energetica. 1 Definizione formulata all'art.2, comma 2: *“edifici ad altissima prestazione energetica, il cui fabbisogno energetico (molto basso o quasi nullo) dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, compresa l'energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze”*.
- **Decreto legislativo 387/2003**;
- **Decreto legislativo 192/2005**, Attuazione della Direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia;
- **Decreto legislativo 115/2008**, di attuazione della Direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici.

Per quanto riguarda gli strumenti di promozione e le forme di incentivazione delle fonti rinnovabili e degli interventi a favore del risparmio energetico, attualmente sono presenti nel panorama nazionale numerosi e diversificati meccanismi, periodicamente oggetto di revisioni spesso complicate che causano momenti di incertezza del settore. Tra gli stessi vanno ricordati:

- i Certificati Verdi (CV) e la Tariffa Onnicomprensiva (TO) di cui al d.m. 18 dicembre 2008 (ultimo aggiornamento)
- il Conto Energia fotovoltaico (CE) di cui al d.m. 6 maggio 2011 (ultimo aggiornamento);
- detrazioni fiscali del 55% riguardanti in particolare gli interventi a favore del risparmio energetico sul patrimonio edilizio esistente introdotti dalla L. 27 dicembre 2006, n. 296 (Legge Finanziaria 2007) e s.m.i.;

- i Titoli di Efficienza Energetica (o Certificati Bianchi) introdotti dai decreti ministeriali 24 aprile 2001, modificati dai decreti 20 luglio 2004 e aggiornati dai decreti 21 dicembre 2007;
- il Fondo rotativo Kyoto, che consiste nella concessione di finanziamenti agevolati per le misure finalizzate all'attuazione del protocollo di Kyoto per complessivi 600 milioni di euro nel triennio 2007-2009; il Fondo, reso parzialmente operativo attraverso il d.m. 25 novembre 2008 e il d.m. 17 novembre 2009, è stato avviato, per una prima tranche di risorse, a partire dal 16 marzo 2012.

1.2 Il Contesto energetico regionale

La Regione esercita la potestà regolamentare e pianificatoria in materia di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia nel rispetto della Costituzione e dei principi fondamentali dettati dalla normativa statale, nonché dei vincoli derivanti dall'ordinamento comunitario e dagli obblighi internazionali.

La l.r.3/99 recante Riordino delle funzioni e dei compiti amministrativi del sistema regionale e locale delle Autonomie dell'Umbria in attuazione della L. 15 marzo 1997, n. 59 e del D.Lgs. 31 marzo 1998, n. 112 (BUR Ed. str. n. 15 del 10/03/1999) prevede al Capo II – Energia – e nello specifico all'art. 16 che la Regione adotta il Piano energetico Ambientale Regionale che costituisce lo strumento di attuazione della politica energetica regionale e ne fissa gli obiettivi con particolare riferimento agli aspetti ambientali.

1.2.1 La Pianificazione regionale

1.2.1.1 PIANO ENERGETICO REGIONALE 2004

Il **Piano Energetico Regionale**, approvato con delibera della Giunta Regionale il 21 luglio 2004, è stato lo strumento di indirizzo e programmazione degli interventi in campo energetico, inserito e integrato nei documenti di programmazione economica e finanziaria della Regione, nei Documenti Annuali di Programmazione, nel Piano Regionale di Sviluppo e negli altri Piani regionali settoriali. Il Piano ha analizzato lo scenario internazionale e nazionale e si è concentrato sulla situazione locale articolandosi lungo tre direttrici fondamentali riconducibili:

- allo studio della situazione al 2004, nella quale è stata proposta un'analisi riassuntiva relativa allo scenario energetico attuale con la produzione, i consumi, le esportazioni e la situazione ambientale con riferimento alle emissioni inquinanti degli impianti di produzione esistenti ed attualmente funzionanti;
- alla proiezione energetica, nella quale sono state predisposte proiezioni e analisi riassuntive relative ai trend dei fabbisogni e all'inquinamento previsti;
- alle azioni energetiche che hanno rappresentato la parte propositiva del piano e individuato le azioni da attuare.

Il Piano ha evidenziato come il comparto energetico si caratterizzasse nella fase di redazione da un profondo processo di trasformazione organizzativa, istituzionale, tecnologica e di mercato riconducibile sostanzialmente ai seguenti fattori:

- gli impegni assunti in sede internazionale (Protocollo di Kyoto e più di recente le decisioni dei summit di Marrakech e di Johannesburg) per la riduzione fenomeni di inquinamento ambientale e di riduzione dei gas serra;
- la liberalizzazione del mercato dell'elettricità e del gas con il superamento di una configurazione monopolistica risalente a quarant'anni fa, inerente non solo alla produzione, ma anche alle reti di trasporto e di distribuzione dell'energia;
- la nuova configurazione istituzionale conseguente al decentramento amministrativo e le nuove norme di settore in continua evoluzione.

I criteri ispiratori del piano sono stati essenzialmente:

- il tentativo di rappresentare gli elementi conoscitivi fondamentali per definire un quadro di riferimento regionale del settore energetico;
- l'individuazione degli obiettivi strategici e delle linee di indirizzo da perseguire;
- la definizione delle politiche coerenti con gli obiettivi indicati, individuando gli interventi praticabili su entrambi i versanti della domanda e dell'offerta.

Gli obiettivi sono stati distinti su due versanti: quello della domanda e quello dell'offerta.

Per quanto riguarda la domanda il piano puntava a:

- contenere i consumi;

- promuovere l'uso razionale dell'energia.

Per quanto riguarda l'offerta, si è scelta la promozione soprattutto alla diffusione dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile (eolico, idroelettrico, solare termico e fotovoltaico, biomasse e cogenerazione).

Il Piano mostrava come in Umbria il deficit di energia elettrica, che il bilancio elettrico regionale dell'anno 2001 aveva riscontrato, fosse stato poi colmato con l'entrata in funzione della centrale di Pietrafitta.

Il Piano faceva considerazioni anche sui trend futuri prevedendo una crescita dei consumi intorno al 3% l'anno con la conseguenza che il bilancio elettrico regionale, dalla posizione di equilibrio grazie all'impianto di Pietrafitta, alla fine del decennio attuale avrebbe potuto trovarsi nuovamente in deficit rispetto all'incremento previsto della richiesta.

Le azioni che il piano proponeva erano divise in:

A. Interventi sulla domanda:

- a. risparmio energetico nell'industria:
 1. recupero dei reflui termici industriali,
 2. politiche regionali per la promozione del risparmio energetico nell'industria;
- b. risparmio energetico nell'edilizia:
 1. certificazione energetica degli edifici,
 2. bioarchitettura;
- c. efficienza energetica negli usi finali;
- d. risparmio energetico per la prevenzione dell'inquinamento luminoso nell'illuminazione esterna;
- e. trasporti;
- f. risparmio energetico agli utenti finali con l'adozione di tariffe biorarie per famiglie e imprese;

B. Interventi sull'offerta:

- a. energia idraulica;
- b. energia solare:
 1. termica,
 2. fotovoltaica;
- c. energia da biomassa agricolo - forestale;
- d. energia geotermica;
- e. energia da rifiuti;
- f. energia eolica;
- g. cogenerazione e teleriscaldamento.

Il PER aveva validità quinquennale (2004-2009 – cfr. par. 1.2) e quindi oggi è superato non solo per la sua "naturale" scadenza, ma anche sia per la tumultuosa modifica del contesto normativo e pianificatorio europeo e nazionale, sia per valutazioni di base che si sono rilevate inefficaci e prive di fondamento.

Prima tra tutte, l'obiettivo di perseguire e mantenere l'autosufficienza produttiva elettrica non ha senso in un mondo così interconnesso come quello elettrico.

In termini di obiettivi di produzione fissati, inoltre, si rileva che le previsioni effettuate sono state tutte sconfessate dai fatti.

La tabella del paragrafo VI.4 – Effetti del Piano riportava difatti valori di incrementi di produzione di energia da FER al 2009 rispetto al 2004 che si sono rivelati errati.

La tabella che segue riporta i dati ipotizzati, per il settore elettrico, in termini di incremento, in termini assoluti e a fronte di tali valore sono riportati i dati effettivi così come riportati da TERNA 2009.

GWh		TERNA dati 2004	PER 2004		TERNA 2009
			Incremento ipotizzato al 2009	Obiettivo 2009	
fonti rinnovabili	idrolettrico	1633,4	11,8	1645,2	1407,3
	geotermico	0	4,13	4,13	0
	eolico	3,6	600,03	603,63	2,1
	fotovoltaico		1,77	1,77	25,8
	biomasse		142,9	213,9	128,1
	<i>Totale FER- elettriche</i>	<i>1637</i>	<i>760,63</i>	<i>2477,63</i>	<i>1563,3</i>

Si sottolinea che nel 2004 TERNA non rilevava la produzione di energia elettrica da biomassa, ed accorpava il settore eolico e fotovoltaico. Dall'incrocio di dati desunti dal PEAR e dalla Strategia regionale 2011-2013 si evidenzia che tra gli impianti a biomassa già funzionanti nel 2004 esisteva l'impianto TerniENA, con una produzione pari a circa 71 GWh.

Da una lettura complessiva dei dati sopra riportati si evidenzia che:

- ipotizzare incrementi in termini annui di produzione di energia idroelettrica non è corretto, a causa della variabilità della produzione in funzione del regime pluviometrico. Ciò ha portato ad una sovrastima notevole causata dal fatto che il 2004 è risultato uno degli anni di picco nella produzione idroelettrica;
- il fotovoltaico è stato ampiamente sottostimato (-1300%) anche a causa della non prevedibilità della introduzione dei sistemi incentivanti (Conto Energia);
- Il settore biomasse è stato sovrastimato (+40%);
- la fiducia nel settore eolico si è rilevata assolutamente infondata, con una previsione che non ha avuto alcun riscontro.

1.2.1.2 STRATEGIA REGIONALE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI 2011-2013

La Strategia Regionale per lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili è stata approvata dalla Giunta Regionale con D.G.R. n.903 del 29/07/2011 e rappresenta il primo segmento di una nuova politica energetica regionale, limitata alle azioni da mettere in campo nel triennio 2011-2013 per conseguire un significativo incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili. Nella strategia, a valle di una analisi che ha portato ad una migliore conoscenza della situazione e delle tendenze evolutive regionali, sono delineati gli indirizzi di sviluppo, lo scenario attuale e l'insieme degli strumenti operativi a disposizione e delle procedure amministrative.

La Strategia Regionale è il primo tassello nella pianificazione energetica regionale, dopo il **Piano Energetico Regionale** di cui al paragrafo precedente.

1.2.1.2.1 I valori iniziali del sistema energetico regionale e la sua evoluzione

La Strategia Regionale per lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili ha fotografato lo stato energetico regionale ed indicato gli obiettivi e le azioni da mettere in campo nel triennio 2011-2013 per conseguire un significativo incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il bilancio presentato è valido e nel presente paragrafo i dati vengono aggiornati al 31/06/2013.

Il Bilancio energetico regionale è di competenza ENEA, che ha modificato rispetto al 2005 la modalità di rilevazione ed analisi per allinearsi alle specifiche Eurostat.

Nella tabella che segue si riportano i dati relativi al 2007.

Si sottolinea che il Consumo finale, paragonabile al CFL, è pari a 2.805 ktep. Depurato della quota elettrica, lo stesso è pari a 2.275 ktep.

	Combustibili solidi	Lignite	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Calore	Energia elettrica	Totale
Produzione interna	0	-	0	0	501		-	501
Saldo import-export	283	2	1.038	1.323	86		120	2.853
Bunkeraggi internazionali	-	-	8	-	-		-	8
Variazioni delle scorte	0	-	0	-	-		-	0
Disponibilità interna lorda	283	2	1.031	1.323	587	0	120	3.346
Ingressi in trasformazione	253	0	5	493	142		0	893
Centrali elettriche	253	0	5	493	125			876
Cokerie	0	-	-	-	-			0
Raffinerie	-	-	0	-	-			0
Altri impianti	0	-	0,05	-	17			17
Uscite dalla trasformazione	0	0	0	0	0		456	456
Centrali elettriche							456	456
Cokerie	0							0
Raffinerie	-		0	0	-			0
Altri impianti	0		0	0	0			0
Trasferimenti	-91	0	-1	-272	-92		456	0
Energia elettrica	-91	0	-1	-272	-92		456	0
Calore								0
Altro	0		0	0	0			0
Consumi e perdite	0	0	0	20	38		46	103
Disponibilità interna netta	30	2	1.026	810	407	0	530	2.805
Usi non energetici	0	0	0	0	0			0
Consumi finali	30	2	1.026	810	407	0	530	2.805
Industria	30	2	214	451	6		324	1.027
Industria manifatturiera di base	25	1,91	133	370	6		216	752
Industria manifatturiera non di base	5	0	81	81	0		106	272
Trasporti	0	0	708	23	0		6	737
Stradali	-	-	705	23	-		0	728
Altre modalità di trasporto	-	-	3	0	-		6	9
Altri settori	0	-	104	337	401	-	200	
Residenziale	0	0	54	161	401		82	698
Terziario	0	0	11	176	0		109	295
Agricoltura, Silvicoltura e Pesca	0	0	40	0	0		9	49
Produzione di energia elettrica - GWh	1.062	0	12	3.158	1.071			5.303
Produzione di calore - PJ								

Si evidenzia che l'industria è il settore più energivoro (37% del CFL), i settori trasporti e residenziale risultano analoghi – rispettivamente 26% e 25% -, il terziario incide per il 10% ed infine il settore agro-silvo-pastorale incide per il residuo 2%.

Suddivisione del CFL - 2007

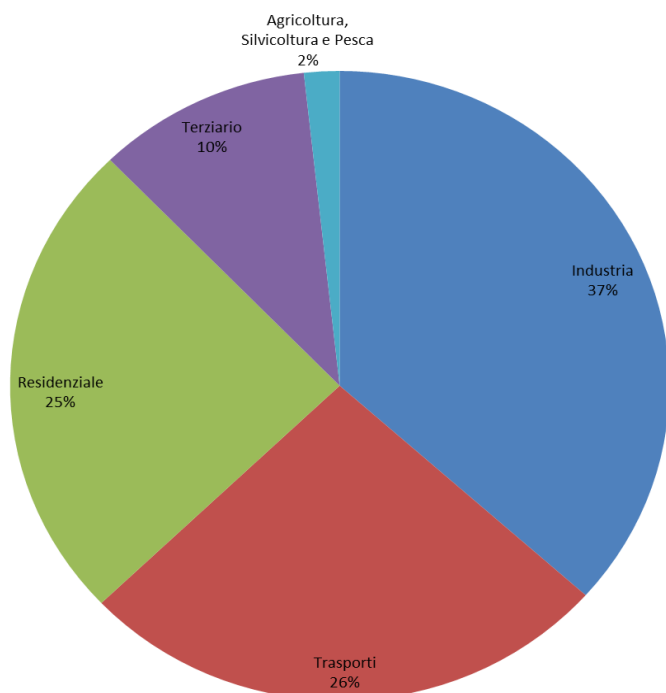


Figura 18: suddivisione del CFL 2007 per macrosettori - dati ENEA elaborazione Servizio Energia

Per quanto riguarda la quota elettrica che concorre al fabbisogno sopra rappresentato, bisogna premettere che l'approvazione della Strategia Regionale è avvenuta precedentemente alla emissione da parte dello Stato delle specifiche tecniche inerenti i fattori di conversione tep/Wh. La Strategia ha utilizzato il principio di sostituzione energetica, mentre a livello nazionale si è deciso di utilizzare il principio di trasformazione. Nella sostanza, il fattore di conversione Wh-tep si riduce di un valore pari a circa la metà.

La Strategia regionale partendo dai dati elettrici 2009, proiettava gli stessi al 31/12/2011 ed infine effettuava una previsione al 2013 in merito alla produzione di energia elettrica da FER. Infine, veniva indicata una traiettoria per raggiungere al 2020 il prevedibile obiettivo che sarebbe stato fissato dallo Stato con l'approvazione del cosiddetto Decreto Burden Sharing.

Fonte energetica	GWh			2009	2011	2013
	Produzione 2009	Proiezione 2011	Previsione 2013	% Fabb. elettrico		
idrolettrico	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%

La Strategia aveva come obiettivo quindi una produzione di energia elettrica da FER al 2013 pari a 1953,1 GWh.

La traiettoria delineata per il 2020 era la seguente

FER	Anno				
	2013	2015	2017	2019	2020
Idroelettrico	1427	1449	1474	1502	1518
Geotermico	15	32	51	72	83
Eolico	42,1	87,1	137,1	193,1	224
Fotovoltaico	270,9	337,9	412,9	496,9	544
Biomassa	198,1	276,1	364,1	462,1	517
<i>totale</i>	1953,1	2182,1	2439,1	2726,1	2886

Con una traiettoria di tal tipo al 2020 circa il 50% del fabbisogno energetico elettrico sarebbe soddisfatto da fonti rinnovabili.

I dati sopra riportati possono essere aggiornati e confrontati con i dati reali di produzione al 2011, nonché può essere effettuata una proiezione più precisa al 2013 al fine di chiarire il quadro attuale.

L'aggiornamento e proiezione dei dati di produzione di energia elettrica da FER al 31/12/2013 è effettuato considerando il database GSE – atlasole, relativo agli impianti fotovoltaici installati in Umbria, nonché l'aggiornamento in corso del database regionale Biomassa, oltre che le informazioni statistiche TERNA.

Fonte energetica	GWh					
	Produzione 2011	Proiezione Strategia 2011	Differenze	Proiezione 2013	Previsione Strategia 2013	Differenze
idroelettrico	1579,8	1407	172,8	1579,8	1427	152,8
geotermico	0	0	0	0	15	-15
Eolico	2,4	2,1	0,3	2,4	42,1	-39,7
fotovoltaico	286,1	210,9	75,2	535	270,9	264,1
Biomasse	50,1	128,1	-78	160	198,1	-38,1
<i>Totale rinnovabile</i>	<i>1918,4</i>	<i>1748,1</i>	<i>170,3</i>	<i>2277,2</i>	<i>1953,1</i>	<i>324,1</i>

I dati riportati evidenziano una sottostima sia per il 2011 che per il 2013. Nel primo caso la sottostima ha interessato la produzione idroelettrica e fotovoltaica, mentre si è assistito ad un sovradimensionamento della biomassa (compensato dal sottodimensionamento del fotovoltaico). La riduzione della produzione elettrica del settore biomassa risentiva sostanzialmente del processo di revamping dell'impianto TerniENA. Il 2013 ha evidenziato una crescita superiore, rispetto a quanto atteso, per il fotovoltaico che ha compensato le sottoproduzioni dei settori eolico, geotermico e ancora biomasse. I primi 2 settori hanno scontato la mancata autorizzazione di diversi impianti eolici e la lunghezza della procedura di VIA per l'impianto sperimentale di Torre Alfina. Il settore biomassa sconta ancora la fase di revamping dell'impianto TerniENA. I dati del settore biomassa derivano dalla rilevazione puntuale degli impianti autorizzati ed in esercizio di potenza superiore a 50 kW effettuata dal servizio Energia, scomputata delle potenze autorizzate per gli impianti a bioliquidi che per la maggior parte non sono in funzione a causa dell'elevato costo del combustibile.

Il settore energia non elettrica da FER, calore, è un dato non noto. La Strategia 2011-2013 considerava come dato utile l'ultima rilevazione ENEA – 23 ktep. Lo Stato ha considerato nella valutazione del Burden

Sharing un dato pari a 33 ktep all'anno iniziale. Non avendo a disposizione dati differenti, a fini cautelativi, si considereranno 33 ktep di calore da FER.

L'energia da FER per l'annualità 2013 può essere stimata in prima approssimazione pari quindi a 228 ktep, considerando un fattore di conversione tep-MWh pari a 11.63.

A seguire dei sintetici report sulle Fonti Energetiche Rinnovabili, nonché sulle mancate azioni di efficientamento dei sistemi.

1.2.1.2.2 Fer: biomassa

La risorsa energetica biomassa rappresenta una delle fonti più invisa alla popolazione, per timore di impatti sulla qualità dell'aria, per l'immissione di sostanze climalteranti ed inquinanti, impatti sul paesaggio, per la necessità comunque di realizzare opere antropiche (digestori anaerobici, siti industriali per il trattamento e combustione della biomassa solida, ...), ed infine per timori connessi al potenziale contrasto produzione cibo/energia (noto in letteratura coi termini anglofoni *food-energy crop*. Spesso, nella letteratura americana, si parla di *food-fuel competition*, ma in Italia tale competizione ha una dimensione assolutamente trascurabile).

D'altro canto le potenzialità di crescita del settore, la intrinseca capacità della tecnologia (biogas) di risolvere alcuni problemi di gestione dei sottoprodotti (sanze, effluenti zootecnici, scarti alimentari), il fatto che a differenza di altre fonti rinnovabili si tratti di una fonte programmabile, e, non ultimo, la intrinseca caratteristica di produrre calore ed energia elettrica, sono tutte caratteristiche che dimostrano l'assoluta necessità di non vietare l'ulteriore sfruttamento di questa risorsa.

Il settore agricolo, principale produttore della risorsa primaria, inoltre, ha dimostrato e dimostra ancora un notevole interesse per questa forma di energia. Ad esempio, il bando di evidenza pubblica di cui alla D.D. 11 dicembre 2012, n. 10047 (Programma di Sviluppo Rurale per l'Umbria 2007/2013 - Asse 3. Misura 311 - Azione a) - Tipologia 2 e 3 - Azione c)), pubblicato sul BUR di 19/12/2012 che riguardava anche lo sviluppo dello sfruttamento delle energie ha riscosso interesse tale da ricevere più di 60 domanda per la realizzazione di impianti a biomassa, di potenza compresa tra 20 e 600 kW, per una potenza totale superiore a 3600 kW. Gli interventi finanziati riguardano 35 impianti: 17 a biomassa solida e 18 a biogas, per una potenza cumulativa dichiarata superiore a 2,6 MW.

La Regione ha inoltre firmato una convenzione con il CRB, consorzio interuniversitario oggi affluito nel CIRIAF, per lo studio della potenzialità della risorsa in Umbria con particolare riferimento alla valutazione della produzione di biomasse agricole-forestali potenzialmente utilizzabili, della stima delle quantità di sottoprodotti quali ad esempio sottoprodotti della trasformazione delle olive, dell'uva, della frutta e degli ortaggi, della lavorazione dei cereali, di frutti e semi oleosi, dell'industria della panificazione, della pasta alimentare e dell'industria dolciaria.

Da tale analisi, tra l'altro, emerge chiara la potenzialità del settore che mostrerebbe margini di crescita estremamente interessanti, non solo al fine di raggiungere gli obiettivi di cui al Burden Sharing, ma anche al fine di trasformare la gestione dei sottoprodotti da problema a risorsa, nonché al fine di rendere la comunità regionale sempre più indipendente dalle fonti fossili, non solo per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, ma anche di calore.

In estrema sintesi, la disponibilità di ulteriore biomassa agricola-forestale utilizzabile a fini energetici in Umbria assomma ad un totale medio, in termini di tonnellate di sostanza secca, pari a 600.000 tonnellate, e comunque un valore compreso tra 430.000 e 780.000 tonnellate.

Anche le altre tipologie di biomassa (sottoprodotti) utilizzabili raggiungono quantità interessanti.

1.2.1.2.3 Fer: eolico

Anche la risorsa eolica è normalmente invisa alla popolazione, soprattutto per un ipotetico (e assolutamente relativo) *vulnus visivo*, nella convinzione, sicuramente discutibile, secondo la quale "se una cosa si vede, è brutta".

D'altro canto la risorsa eolica, pur se è caratterizzata dalla non programmabilità della stessa, può rivestire un interessante ruolo nel panorama energetico regionale, senza chiaramente raggiungere, almeno nel breve-medio termine, la dimensione in termini di producibilità dell'idroelettrico.

Così come per la biomassa, è in corso di esecuzione una convenzione con il CIRIAF per lo studio delle potenzialità dell'eolico sulla regione Umbria, studio a valle del quale potranno essere prese scelte scientificamente ed ambientalmente più corrette.

In breve, sulla base di una prima modellazione, le aree suscettibili di campi di vento adatto al grande eolico ed al piccolo eolico interessano rispettivamente il 12,8% e il 3,7% della superficie regionale (1092,5 km² e 320,51 km²). La differenza è legata al fatto che il modello valuta la velocità del vento a 50 m rispetto al suolo. Il grande eolico è tipicamente più alto, quindi la soglia di fattibilità è fissata in 5 m/s, il piccolo è più basso dei 50 m, e quindi è stata impostata una soglia di 6 m/s.

Intersecando tali aree con i vincoli (all.C r.r.7/2011) risulta una drastica riduzione dei siti idonei, per entrambi i casi stimabile dell'ordine dell'80%.

A livello nazionale si sottolinea la sostanziale grid-parity del settore del grande eolico.

1.2.1.2.4 Fer: Idroelettrico

La risorsa idrica, storicamente sfruttata, ha piccoli margini di crescita intesa come nuove derivazioni, anche se possono essere intraprese azioni di efficientamento delle opere esistenti, nonché possono essere sfruttati a fini energetici variazioni di pressione nelle condotte idriche.

Anche piccoli incrementi di efficienza dell'attuale parco idroelettrico installato possono comunque avere significativi riflessi sulla produttività, tenuto conto dell'elevata incidenza del settore idroelettrico nella composizione della produzione: un incremento dell'1% in termini di efficienza si tradurrebbe in un incremento di produzione annua dell'ordine di 14 GWh, circa pari al 10% della produzione attuale di energia elettrica da biomassa (annualità 2013: 160 GWh), e circa pari al 35% della attuale potenzialità dell'intero settore geotermico.

1.2.1.2.5 Fer: Geotermia

Il settore ha ripercussioni sia sulla produzione di energia elettrica (alta entalpia) che sulla produzione di energia termica, accoppiata con pompe di calore (geotermia a bassa entalpia).

Per quanto riguarda la geotermia ad alta entalpia la piana dell'Alfina risulta oggi un sito di sicuro interesse, così come dimostrano i numerosi comitati creatisi per la difesa dell'Altipiano dalle (supposte) gravi ricadute ambientali. In sede di VIA nazionale si sta valutando un progetto pilota da 5 MW.

Il settore termico, d'altro canto, non ha ancora avuto lo sviluppo che merita, e sconta una certa ignoranza, nonché una certa difficoltà nelle procedure autorizzative.

1.2.1.2.6 Fer: Fotovoltaico – solare

L'energia solare, fonte antropologicamente illimitata ed estremamente diffusa, ma a bassa densità, ha visto crescere la propria importanza, da un punto di vista della generazione elettrica, nell'ultimo quinquennio fino ad arrivare ad essere la seconda fonte energetica elettrica nel panorama energetico umbro.

Come evidenziato nei paragrafi precedenti, da una quota irrisoria di produzione nel 2006 (stimabile in 1,2 GWh) oggi ci si è attestati su di un valore stimabile in 535 GWh. Da giugno 2013 non è più prevista alcuna forma di incentivazione per il fotovoltaico ma da analisi macroeconomiche si ritiene che il fotovoltaico nazionale continuerà comunque a crescere, seppur più lentamente rispetto al passato. Dal 2014 si ipotizza una crescita di 900 MW/anno (-74% rispetto al 2012) che interesserà soprattutto il residenziale (50%), gli impianti industriali (40%) e solo una quota limitata per le grandi installazioni.

Non è da disprezzare però anche il contributo del solare termico: i classici pannelli solari per l'acqua calda sanitaria sono difatti interventi poco costosi, incentivati al 40% dal cosiddetto Conto Termico, e che possono creare una interessante filiera economica-occupazionale, oltre che possono concorrere all'incremento della quota delle FER termiche.

1.2.1.3 IL BURDEN SHARING

I dati di produzione di energia da FER sono da mettere in relazione ai consumi finali lordi (CFL).

Già la strategia ha delineato un quadro sufficientemente esaustivo, quadro che nel prosieguo sarà confrontato ed aggiornato con i dati e le valutazioni effettuate dal Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito dei lavori per la definizione del Burden sharing ed infine con i dati presenti nell'allegato al decreto cd. "burden sharing".

L'allegato 1 al d.m. "Burden Sharing" nella traiettoria del CFL prevede una riduzione rilevante – 93 ktep pari al 3,6% – di fabbisogno energetico tra l'anno iniziale di riferimento ed il 2012, per poi stabilizzarsi e crescere costantemente di 4 ktep a biennio. La previsione di CFL al 2020 è pari a 2593 ktep.

Il grafico che segue, derivato dai dati dell'allegato 1 al Decreto burden sharing, mostra sia l'andamento del CFL, che la sua composizione suddivisa in fonti energetiche rinnovabili e non rinnovabili.

Si evidenzia come lo Stato ipotizzi una crescita sostanziale delle FER (elettriche e termiche), che al 2020 dovrebbero raggiungere la quota di 355 ktep.

Va ricordato che le previsioni contenute nel decreto non sono vincolanti per la Regione, che è tenuta a rispettare esclusivamente il valore percentuale complessivo pari al 13,7% al 2020: rimane quindi una certa flessibilità nell'azione regionale, che potrà compensare eventuali ridotti incrementi nello sviluppo di una fonte rinnovabile con superiori incrementi di altre fonti (azioni sul numeratore), ovvero con un maggiore risparmio energetico (azioni sul denominatore).

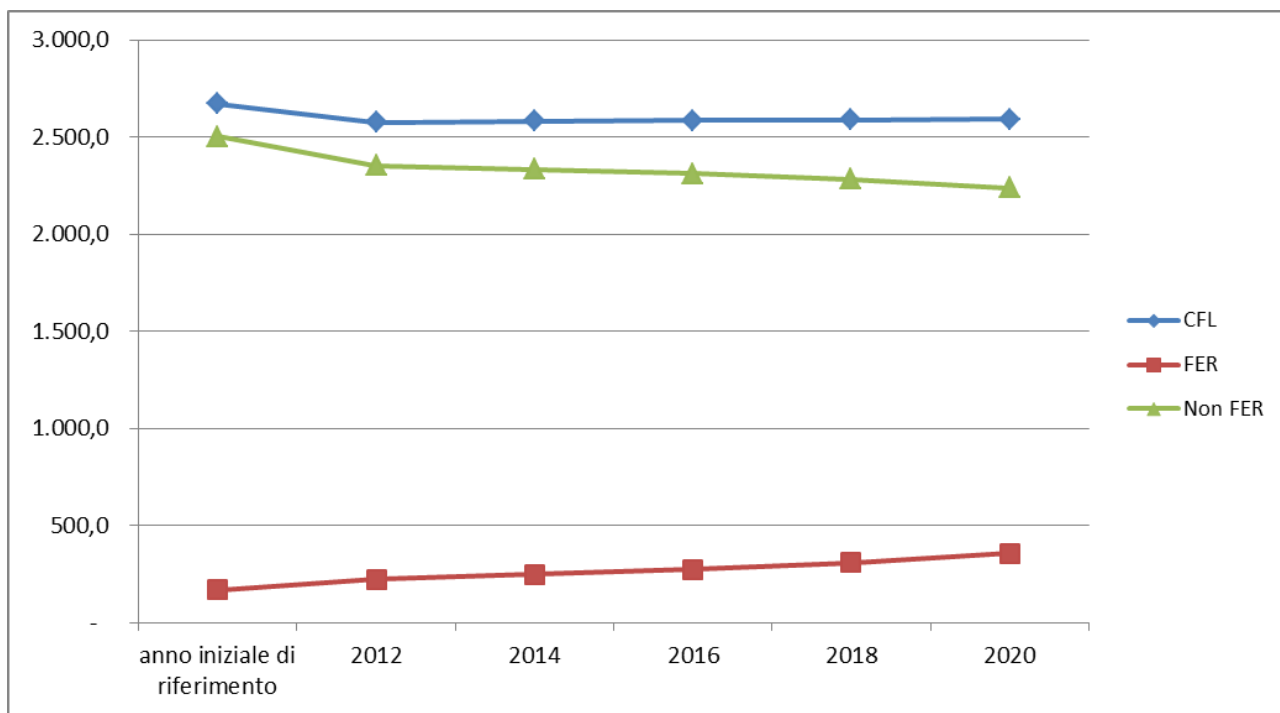


Figura 19: Traiettoria del CFL e sua scomposizione in FER e non FER - Dati Decreto Burden Sharing Elaborazione Servizio Energia

La curva relativa alle FER, disaccoppiata in FER termiche e FER elettriche, mostra quale sia lo sforzo richiesto al sistema regione secondo le traiettorie delineate dallo Stato: rispetto all'anno iniziale la produzione di energia termica da FER dovrebbe aumentare del 420%, mentre l'incremento delle FER elettriche dovrebbe attestarsi a +37%.

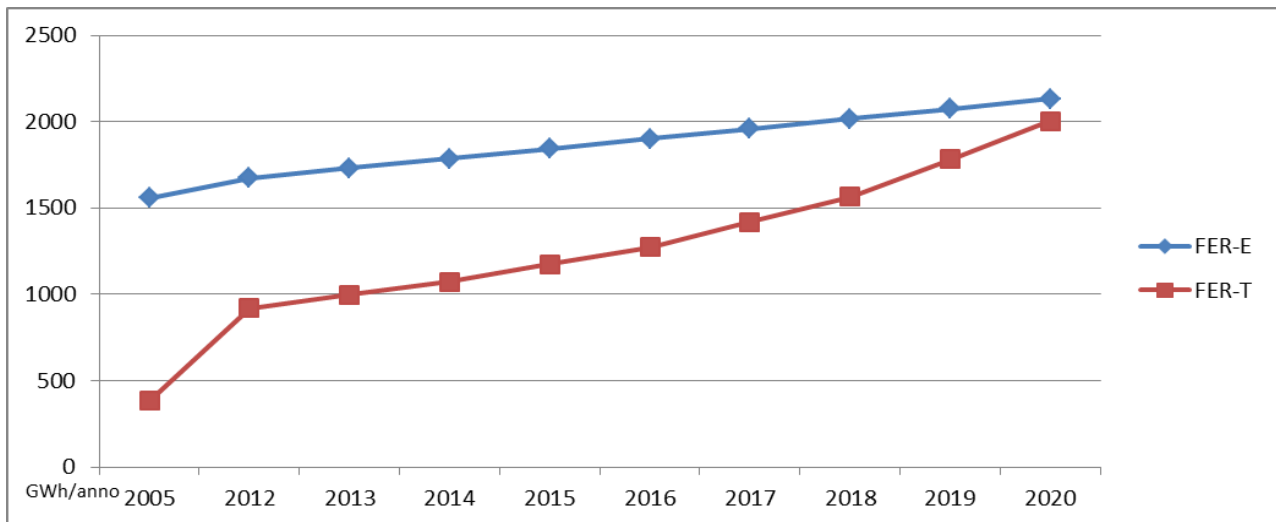


Figura 20: Traiettorie delle FER scomposte in FER termiche ed elettriche - Dati Decreto Burden Sharing Elaborazione Servizio Energia

1.2.1.4 LE INFRASTRUTTURE PER IL TRASPORTO DI ENERGIA (RETI ELETTRICHE, GAS, TELERISCALDAMENTO)

RETE ELETTRICA

La rete elettrica si suddivide in rete di trasporto primaria (rete a 380 e 220 kV), rete di trasporto secondaria (150 e 132 kV) e rete di distribuzione ad alta tensione - AT (132 kV), media tensione - MT (15 kV), bassa tensione - BT (380-220 V).

Mentre la rete di trasporto (rete ad alta ed altissima tensione) è gestita dalla società TERNA Rete Elettrica Nazionale S.p.A., la rete di distribuzione è, in Umbria, gestita da Enel Distribuzione in quasi tutto il territorio tranne che a Terni, Ferentillo e San Gemini dove è gestita dall'ASM Terni.

La trasmissione ed il dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta ed altissima tensione è gestito dalla società TERNA Rete Elettrica Nazionale S.p.A..

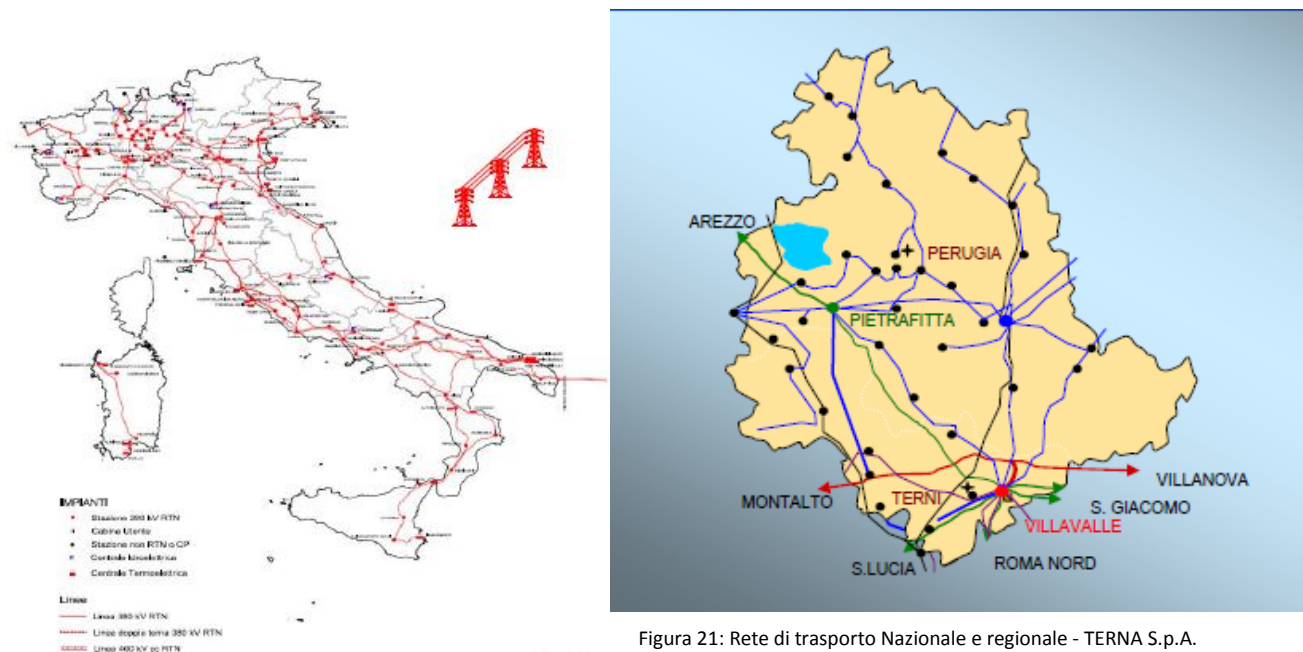


Figura 21: Rete di trasporto Nazionale e regionale - TERNA S.p.A.

TERNA ha il compito di assicurare in ogni momento l'equilibrio tra l'energia resa disponibile dall'interconnessione e dai produttori nazionali da un lato ed i consumi degli utenti finali dall'altro. Inoltre di garantire la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza, la continuità ed il minor costo del servizio elettrico e degli approvvigionamenti, pianificando e realizzando lo sviluppo della Rete Elettrica Nazionale (RTN). TERNA, a tal fine, redige ogni anno il Piano di Sviluppo della rete elettrica con orizzonte temporale pari a dieci anni.

TERNA, nelle more del recepimento da parte dello Stato italiano della Direttiva 2001/42/CE, ha intrapreso un percorso di concertazione sperimentale e volontario per definire le modalità con cui introdurre la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) nel processo di pianificazione della RTN. In data 25 marzo 2005 è stato siglato tra il GRTN (ora TERNA S.p.A.) e la Regione Umbria il Protocollo di Intesa per l'applicazione della VAS alla pianificazione elettrica relativa al territorio regionale.

Con D.G.R. n. 1176 del 16/09/2008 è stato attivato il Tavolo Tecnico regionale per l'applicazione della Valutazione Ambientale Strategica agli interventi sulla rete elettrica previsti nel Piano di Sviluppo per il territorio regionale. Partecipano al tavolo vari Servizi regionali, le Province, l'ARPA Umbria, la Direzione regionale Beni culturali e Paesaggistici dell'Umbria e TERNA.

In Umbria la funzione prioritaria di trasmissione dell'energia elettrica è svolta dalla rete ad Alta Tensione (AT) caratterizzata dai livelli 120 kV, 132 kV e 150 kV, che soddisfa l'intero carico. Tale rete è alimentata dalla Stazione Elettrica (SE) a 380 kV di Villavalle, dalle SE a 380 kV situate nelle Marche e dalla SE a 220 kV di Pietrafitta.

TERNA, in relazione alla vetustà della rete elettrica umbra ed all'incremento di carico regionale previsto, ha programmato una serie di interventi di adeguamento e potenziamento della rete, realizzabili attraverso il passaggio del livello di tensione di esercizio da 120 a 132 kV. Tali interventi individuati da TERNA quali prioritari hanno dato vita anche ad un accordo programmatico sottoscritto dall'Assessore regionale all'Ambiente e dal Presidente di TERNA SpA in data 30/09/2011 e ratificato con D.G.R. n. 1129 del 04/10/2011.

Gli interventi previsti, attraverso i quali si prevede di ridurre le perdite nella trasmissione di energia, di aumentare la capacità di trasporto della rete di oltre il 10% nonché di migliorare la qualità e la sicurezza del servizio di trasmissione e ridurre le congestioni, interessano il potenziamento e l'adeguamento delle linee rappresentate nell'immagine che segue.

POTENZIAMENTO ED ADEGUAMENTO DA 120 KV A 132 KV



Figura 22: rete ad Alta Tensione e punti di alimentazione - TERNA S.p.A.

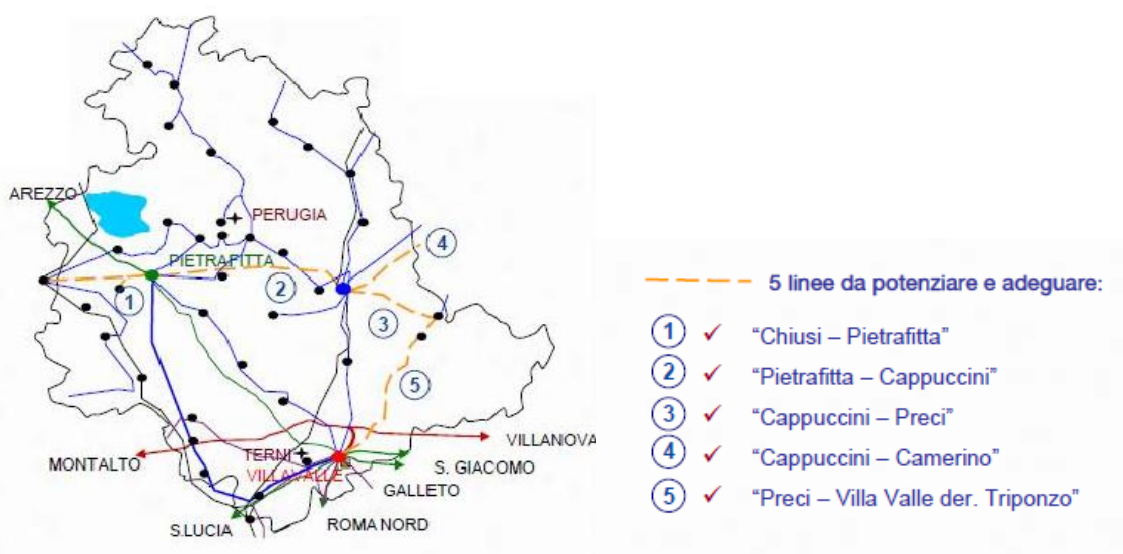


Figura 23: Interventi di potenziamento e adeguamento delle linee regionali - TERNA S.p.A.

Sussiste inoltre la previsione di potenziare la rete nell'area di Perugia, nonché la previsione di potenziare alcune linee a 132 kV.

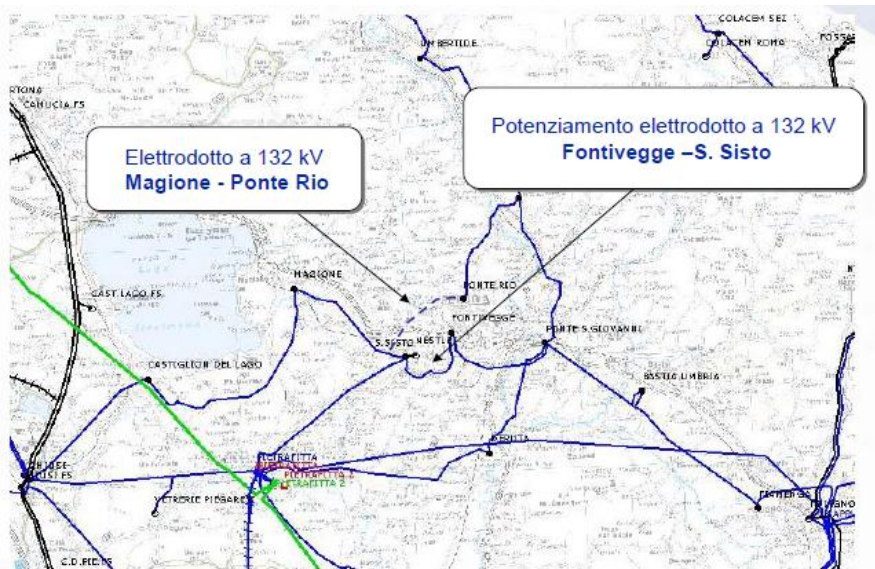


Figura 24: Previsione di potenziamento della rete nell'area di Perugia - TERN S.p.A.

TERNA ha previsto la realizzazione di nuovo collegamento a 132 kV tra le cabine primarie di Magione e Ponte Rio ed il potenziamento della linea a 132 kV S. Sisto – Fontivegge al fine di migliorare la sicurezza e la continuità di alimentazione della città di Perugia e dell'area centrale dell'Umbria.

POTENZIAMENTO LINEE A 132 KV



Figura 25: Potenziamento linee a 132 kV - TERN S.p.A.

RETE GAS NATURALE

Il trasporto del gas metano dai luoghi di produzione avviene attraverso la Rete Nazionale dei Gasdotti che, a sua volta, trasferisce il gas metano alla Rete di Trasporto Regionale, alla rete di stoccaggio ed a quella della distribuzione locale mentre rifornisce direttamente le grandi industrie e le centrali termoelettriche.

La Rete di Trasporto Regionale nella Regione Umbria, di proprietà della SNAM RETE GAS, consta di km 1150 di metanodotto. La rete è, in base a quanto previsto nel piano decennale di sviluppo della stessa, presentato dai Gestori al Ministero dello sviluppo economico, potenziata in base all'evoluzione dei consumi e delle forniture. In Umbria nel 2010-2011 è entrato in esercizio un nuovo tratto di metanodotto per complessivi 3,348 km che ha interessato il territorio del Comune di Terni mentre nel 2012-2013 sono entrati in esercizio ulteriori 3,955 km di gasdotto tra i Comuni di Narni e di Terni. È invece ancora in fase autorizzativa il rifacimento del metanodotto Recanati-Foligno che in Umbria comporterà solo un breve tratto aggiuntivo di 0,1 km nel Comune di Foligno.

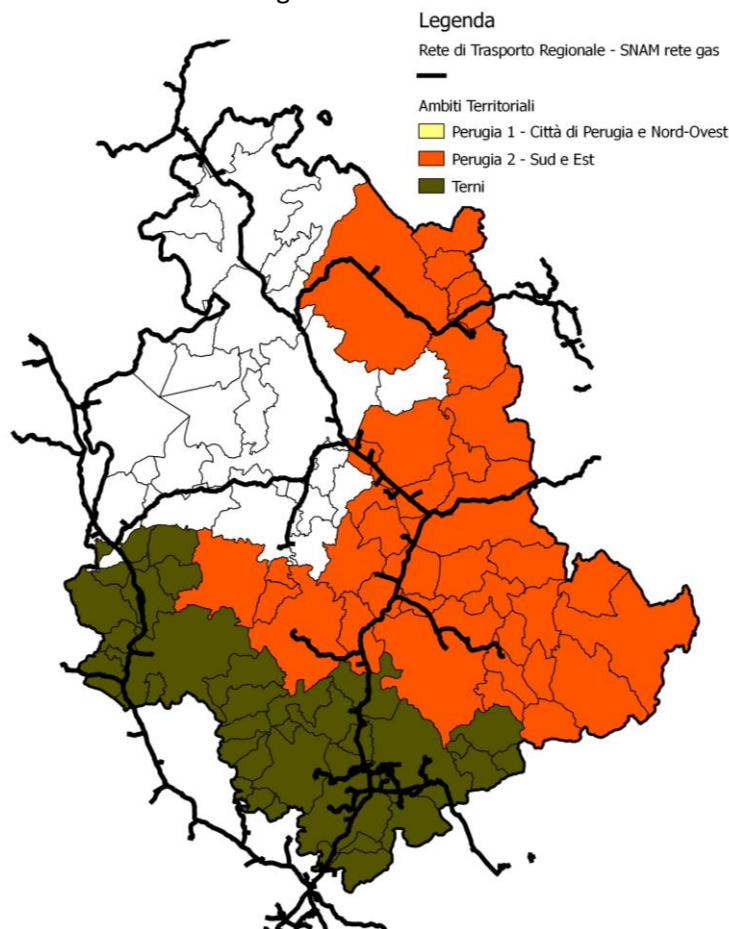


Figura 26: Sviluppo della Rete di Trasporto regionale GAS e suddivisione in Ambiti Territoriali - Fonte Snam Rete Gas

Dalla rete di trasporto nazionale e regionale il gas viene poi distribuito alle utenze finali attraverso le reti di distribuzione locale che sono controllate dalle Società di Distribuzione.

In 86 Comuni della Regione Umbria operano 13 diverse Società di Distribuzione che sono:

- 1 Enel Rete Gas Spa
- 2 SNAM ITALGAS
- 3 Valle Umbra Servizi
- 4 Umbria Distribuzione Gas
- 5 TecniConsul Costruzioni e Gestioni Srl
- 6 Assisi Gestioni Servizi Srl
- 7 Azienda servizi intercomunale multiservices
- 8 EuroGasNet - Narni Scalo
- 9 Estra Reti Gas Spa

- 10 Valnerina Servizi SCPA
- 11 Consorzio Energia Veneto
- 12 SiEnergia
- 13 Optima Spa

Nei restanti 6 Comuni della Regione, che sono Lisciano Niccone, Monteleone di Spoleto, Monte S.M. Tiberina, Pietralunga, Poggiodomo e Polino, che hanno una popolazione complessiva di 5412 abitanti, non si ha, per ora, una rete di distribuzione di gas metano.

Riportando in un grafico le Società di Distribuzione in base ai Comuni da loro serviti si nota che SNAM ITALGAS ed Enel Rete Gas Spa coprono 58 Comuni ovvero il 67% dei comuni metanizzati in Umbria.

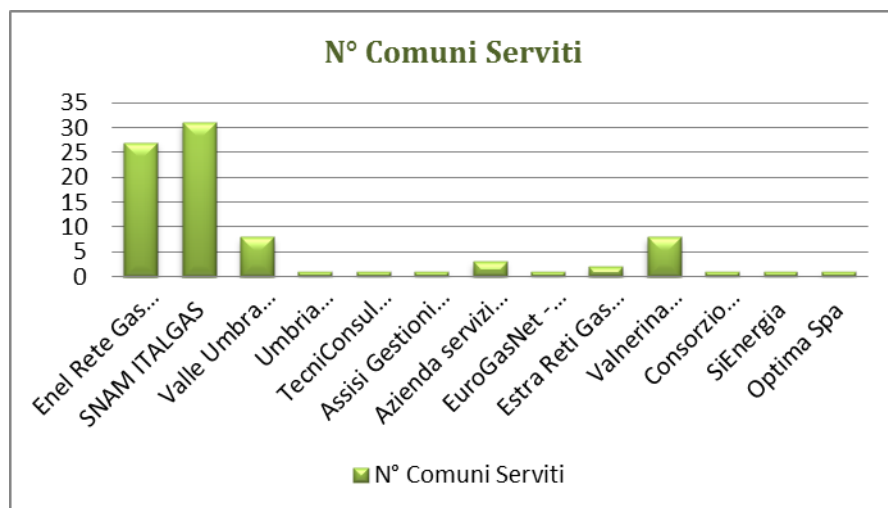


Figura 27: Numero dei comuni serviti dalle Società di distribuzione di gas metano

Anche se SNAM ITALGAS rifornisce un numero maggiore di comuni, Enel Rete Gas si rivolge al 35% della popolazione dei comuni metanizzati ovvero 337.662 abitanti.

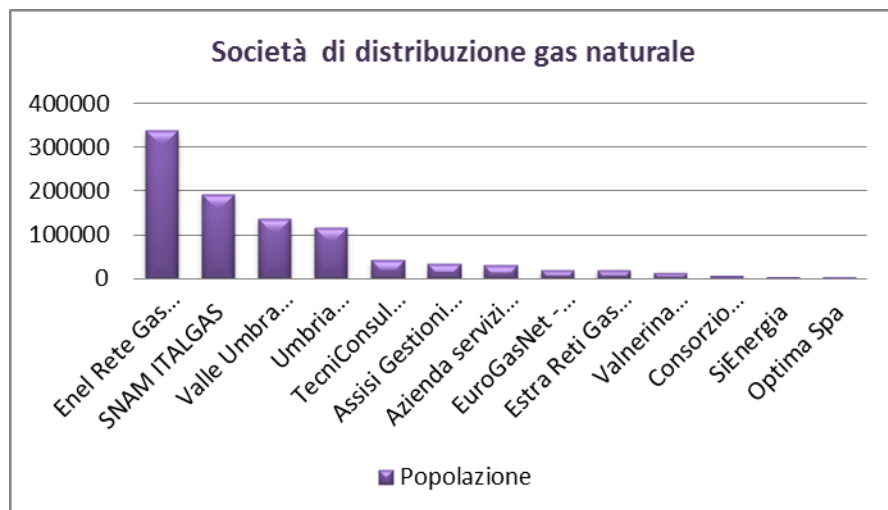


Figura 28: Numero di abitanti serviti dalle Società di distribuzione di gas metano

All'interno degli 86 Comuni metanizzati ci sono diffuse aree dove il metanodotto è completamente assente. Il Ministero dello sviluppo economico negli ultimi anni, ponendosi tra gli altri anche l'obiettivo di espandere la rete anche laddove la densità delle abitazioni presenti non è così elevata da rendere l'investimento redditizio, con una serie di decreti ha individuato 177 ambiti territoriali minimi ed un nuovo regolamento per i criteri di gara, per la valutazione dell'offerta e per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale. L'Umbria quindi, a seguito del D.M. 19/11/2011 è stata suddivisa in tre ambiti territoriali minimi che sono Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest, Perugia 2 – Sud e Est e Terni, così come rappresentati

nella precedente Figura 26: Sviluppo della Rete di Trasporto regionale GAS e suddivisione in Ambiti Territoriali - Fonte Snam Rete Gas.

In base alle tempistiche previste nel D.M. n. 226 del 12/11/2011 i Comuni capoluogo di provincia, per quanto riguarda gli ambiti Perugia 1 e Terni, e la stazione appaltante che verrà designata, per quanto riguarda l'ambito Perugia2, indiranno rispettivamente le gare per l'aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas naturale che vedrà quindi notevolmente mutare lo scenario attuale sopra riportato.

Teleriscaldamento

Ancorché ancora non sia sviluppato come in altre realtà nazionali (ad esempio, Torino, Brescia, o, per realtà più piccole, Bagno di Romagna) si sottolinea che negli ultimi anni sono state realizzate centrali di teleriscaldamento a combustibile fossile (metano) per il riscaldamento di zone o quartieri. Tra di essi vanno ricordati gli impianti di Perugia e Corciano (zona di Via Fonti Coperte e S. Mariano Girasole rispettivamente per Perugia e Corciano).

Lo sviluppo di piccole centrali di combustione per la produzione di energia elettrica da FER costituiscono una importante possibilità di sviluppare localmente piccole reti che possano sfruttare il cascame termico che spesso attualmente viene disperso.

1.2.2 Quadro normativo regionale

1.2.2.1 R.R.7/2011

Il Regolamento Regionale 29 Luglio 2011, n.7 (BUR n.34 del 5/08/2011), recante "Disciplina regionale per l'istallazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili", ha definito un quadro normativo certo al fine di assicurare l'equilibrato sviluppo del settore energetico nel rispetto dell'ambiente e del paesaggio dell'Umbria.

In particolare, con il citato regolamento sono stati definiti:

- il quadro complessivo delle procedure autorizzative per ogni specifica tipologia di impianto di energia elettrica da fonti rinnovabili ivi compreso i casi di estensione del regime della procedura abilitativa semplificata (d. lgs.vo 28/2011, art.6 comma 9) e i casi di estensione del regime della comunicazione relativa alle attività in edilizia libera (d. lgs.vo 28/2011, art.6 comma 11);
- i casi in cui la presentazione di più progetti sono da valutare in termini cumulativi nell'ambito della Valutazione di Impatto Ambientale (d. lgs.vo 28/2011, art.4 comma 3);
- le disposizioni regionali, ovvero i criteri generali di localizzazione degli impianti al di fuori delle aree non idonee, i criteri generali di progettazione e le condizioni da rispettare per l'installazione degli impianti (d. lgs.vo 28/2011, art.5 comma 1);
- le modalità di trasmissione alla Regione, da parte di Comuni e Province, delle informazioni relative agli impianti autorizzati (d. lgs.vo 28/2011, art.5 comma 4, art. 6 comma 9), la modulistica da utilizzare da parte del proponente (D.M. 10 settembre 2010);
- l'ammontare degli oneri istruttori a favore di Province e Comuni (D.M. 10 settembre 2010, d. lgs.vo 28/2011 art.6 comma 9).

Al regolamento regionale sono inoltre Allegati 4 elaborati, nell'ordine:

- Allegato A, contenente il quadro sinottica delle Procedure Autorizzative per ogni fonte (art.3, comma 6);
- Allegato B, contenente i criteri e le condizioni per l'installazione di impianti FER (art.4, comma 1);
- Allegato C, contenente l'individuazione delle aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti (art.7, comma 1);
- Allegato Cbis, contenente l'individuazione di ulteriori siti ed aree non idonee ai sensi dell'art.12, comma 3.

Successivamente alla approvazione del Regolamento, sono stati adottati atti in esecuzione a quanto imposto dal Regolamento stesso e di correzione e modifiche di alcune previsioni contenute negli allegati. Di seguito una breve carrellata:

- D.G.R. 6 dicembre 2011, n. 1466 recante *Regolamento regionale 7/2011, art. 3, comma 4. Adozione della modulistica per la presentazione dell'istanza di autorizzazione unica, della dichiarazione e della comunicazione, nonché del modello e del modulo informativo;*
- D.G.R. 23 gennaio 2012, n. 40 recante *Art.12 R.R.7/2011. Modifiche e integrazioni agli allegati. Ulteriori aree non idonee;*
- D.G.R 7 maggio 2012, n. 494, recante *R.R.7/2011 Disciplina regionale per l'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Ulteriori modifiche ed integrazioni agli allegati;*

1.2.2.2 L.R. 1 2004 – NORME PER L'ATTIVITÀ EDILIZIA

L'articolo 7 bis della legge regionale 18 febbraio 2004, n. 1 recante *Norme per l'attività edilizia* al comma 2 stabilisce che l'autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e l'esercizio degli impianti stessi, di cui all' articolo 12, comma 3 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 così come modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 , è delegata alla Provincia competente per territorio.

Lo stesso articolo 7bis, in conformità con quanto stabilito dall'art.7 del D. Lgs. 28/2011, tratta anche dei regimi autorizzativi per la produzione di energia termica da FER.

1.2.2.3 L.R. 17 2008 - NORME IN MATERIA DI SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE DEGLI INTERVENTI URBANISTICI ED EDILIZI

La l.r. 18 novembre 2008 , n. 17 recante *Norme in materia di sostenibilità ambientale degli interventi urbanistici ed edilizi* all'art. 15 -Risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile- pone obblighi minimi di integrazione di energia da fonte rinnovabile per gli edifici di nuova costruzione e per quelli oggetto di totale ristrutturazione edilizia o urbanistica: produzione almeno del 50% di ACS da fonti rinnovabili, almeno 1 kW di pannelli fotovoltaici per ogni unità abitativa nel caso di edilizia residenziale, almeno 5 kW di pannelli fotovoltaici per gli edifici destinati ad attività produttive di tipo industriale, artigianale o agricolo, nonché ad attività direzionali, commerciali e per servizi con superficie utile coperta superiore a cento metri quadrati.

Appare opportuno ricordare che il D. Lgds. 28/2011 prevede anch'esso obblighi minimi di integrazione delle FER negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti (art.11) , riportati all'All.3 dello stesso Decreto. Nello specifico, oltre all'obbligo della produzione di almeno del 50% di ACS da fonti rinnovabili, nonché di percentuali crescenti dal 2012 al 2017 della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento ed il raffrescamento, tale da giungere al 2017 al 50%. Inoltre si pone l'obbligo di installare una potenza elettrica da FER crescente secondo lo stesso orizzonte temporale sopra citato, pari rispettivamente almeno ad 1 kW ogni 80, 65 e 50 m² di superficie in pianta dell'edificio.

1.2.2.4 L.R. 31 1983 – NORME IN MATERIA DI OPERE CONCERNENTI LINEE ED IMPIANTI ELETTRICI FINO A 150.000 VOLT

La l.r. 11 Agosto 1983, n. 31 recante *Norme in materia di opere concernenti linee ed impianti elettrici fino a 150.000 Volt* disciplina le funzioni trasferite alla Regione in materia di opere per il trasporto, la trasformazione e la distribuzione di energia elettrica comunque prodotta, avente tensione non superiore a 150.000 Volt., stabilendo l'autorità competente a ricevere ed istruire la domanda di autorizzazione a costruire nuove linee, cabine, stazioni elettriche e relative opere accessorie, ovvero a variare le caratteristiche elettriche o del tracciato di linee esistenti, l'istruttoria da seguire, i contenuti dell'autorizzazione, le interrelazioni con la materia urbanistica, nonché varie casistiche applicative.

La l.r. 2 marzo 1999 ,n. 3 recante *Riordino delle funzioni e dei compiti amministrativi del sistema regionale e locale delle Autonomie dell'Umbria in attuazione della L. 15 marzo 1997, n. 59 e del D.Lgs. 31 marzo 1998, n. 112* ha attribuito alle province, ai sensi dell'art.70, le funzioni amministrative in materia di opere pubbliche relative alle linee ed impianti elettrici fino a 150 kV.

1.2.3 Energia ed emissioni atmosferiche

La produzione e lo sfruttamento dell'energia sono strettamente collegate alla tematica emissioni in atmosfera. Tali emissioni hanno evidenti responsabilità sul cambiamento climatico e sullo stato di qualità dell'aria.

Qualsiasi processo di combustione è responsabile della emissione sia di gas serra o climalteranti, gas cioè che contribuiscono all'incremento dell'effetto serra, fenomeno comunque necessario per lo sviluppo della vita sul pianeta terra, assorbendo maggiormente la radiazione infrarossa ed "intrappolando" energia termica nell'atmosfera, sia di gas inquinanti.

La diretta correlazione energia – emissione in atmosfera è evidente analizzando i dati dell'Inventario Regionale Emissioni in Atmosfera (<http://apps.arpa.umbria.it/inventarioemissioni/>).

Le emissioni sono suddivise in 3 macrocategorie:

- principali inquinanti dell'aria: ossidi di zolfo (SO_2+SO_3), ossidi di azoto ($\text{NO}+\text{NO}_2$), composti organici volatili con l'esclusione del metano (COVNM), monossido di carbonio (CO), particelle sospese con diametro inferiore a 10 μm (PM10), particelle sospese con diametro inferiore a 2,5 μm (PM2,5) e ammoniacca (NH_3);
- IPA e metalli pesanti: benzene (C_6H_6) nonché Arsenico, Cadmio, Nichel, Piombo, Cromo, Mercurio, Rame, Selenio, Zinco;
- gas serra: anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4), protossido di azoto (N_2O).

Chiaramente sono monitorati un numero limitato di composti, che possono essere visti quali indicatori.

Le sorgenti emissive sono suddivise in 11 macrosettori:

- Centrali termoelettriche
- Riscaldamento
- Combustione industriale
- Processi produttivi
- Estrazione e distribuzione dei combustibili fossili
- Solventi
- Trasporti
- Altre sorgenti mobili
- Rifiuti
- Agricoltura
- Natura

I macrosettori sopra indicati possono essere suddivisi in 2 gruppi: quello direttamente correlato con l'energia (uso, produzione, trasformazione) e quello non direttamente correlato. Nel primo gruppo vanno annoverati i seguenti settori:

- Centrali termoelettriche
- Riscaldamento
- Combustione industriale
- Estrazione e distribuzione dei combustibili fossili
- Trasporti
- Altre sorgenti mobili;

mentre il secondo settore contempla i solventi, i rifiuti, l'agricoltura, i processi produttivi e la natura.

I dati dell'inventario si riferiscono all'annualità 2007.

	Inquinanti	Incidenza Percentuale	
		Energia	Altro
Inquinanti principali	Monossido di carbonio	85,08%	14,92%
	Composti organici volatili ad esclusione del metano	33,45%	66,55%
	Ossidi di azoto	96,82%	3,18%
	Particelle sospese con d<10µm	58,70%	41,30%
	Particelle sospese con d<2,5µm	76,23%	23,77%
	Ossidi di zolfo	98,20%	1,80%
Gas serra	Anidride carbonica	74,07%	25,93%
	Metano	26,01%	73,99%
	Protossido di Azoto	21,76%	78,24%
IPA e metalli pesanti	Benzo(a)pirene	90,20%	9,80%
	Benzene	94,38%	5,62%
	Arsenico	64,46%	35,54%
	Cadmio	17,90%	82,10%
	Cromo	32,86%	67,14%
	Piombo	89,00%	11,00%
	Nichel	63,36%	36,64%

È evidente che il gruppo energia sia responsabile della gran parte delle emissioni. Ciò è in assoluto vero per gli idrocarburi policiclici aromatici ed i metalli pesanti, con incidenze superiori al 90% per gli IPA ed elevate percentuali relative a 3 metalli pesanti su 5 (arsenico, piombo e Nichel).

Per i gas serra la responsabilità del gruppo energia è notevole per quanto riguarda la CO₂ (il 74,07% delle emissioni sono legate alla produzione ed all'uso energetico, trattandosi sostanzialmente della ossidazione del Carbonio nei processi di combustione), mentre l'emissione di metano e di protossido di azoto è ascrivibile sostanzialmente agli altri macrosettori (incidenze dell'ordine del 70-80%).

Anche per le 6 voci degli inquinanti principali l'incidenza del gruppo energia è notevole: per il monossido di carbonio, tipicamente dovuto ad un parziale processo di combustione, il gruppo energia incide per l'85%, per gli NO_x, anch'essi connessi alla fase di combustione ad alte temperature, l'incidenza è prossima al 100%, stesso dicasi per gli ossidi di zolfo. Le polveri fini sono anch'esse generate preminentemente nei processi energetici (60% per le PM₁₀ e 76% per le PM_{2,5}). I COV (ad esclusione del metano) sono l'unico inquinante del settore inquinanti principali per il quale il gruppo energia ha una limitata responsabilità (33%).

È inoltre interessante riportare alcuni dati inerenti il contributo emissivo per macrosettore.

Le centrali termoelettriche al 2007 erano responsabili della emissione del 66% degli ossidi di zolfo.

Il 40% delle emissioni di PM₁₀ è causato dal riscaldamento (e di questo valore, più del 90% è connesso al riscaldamento civile alimentato a legna), e per il PM_{2,5} la percentuale sale al 53%. Sempre il riscaldamento è responsabile dell'emissione dell'85% del benzo-a-pirene, del 24% del CO, del 35% del Nichel. La combustione industriale incide per il 21% per l'emissione di SO_x, del 20% della CO₂, del 53% di Arsenico e del 20% di Nichel.

I trasporti incidono per il 52% sulla CO₂, per il 41% per gli NO_x.

Risulta infine interessante analizzare la "responsabilità" dei settori Industria (comprensiva del termoelettrico), Civile, Trasporti, Agricoltura e zootecnia, Natura, nella immissione di sostanze climalteranti o inquinanti nell'atmosfera.

A tal fine i macrosettori dell'inventario delle emissioni possono essere opportunamente raggruppati ed analizzati per valutarne l'incidenza per i vari composti chimici immessi in atmosfera.

Di seguito i grafici relativi ai tre indicatori dei gas climalteranti (CO₂, CH₄ e N₂O).

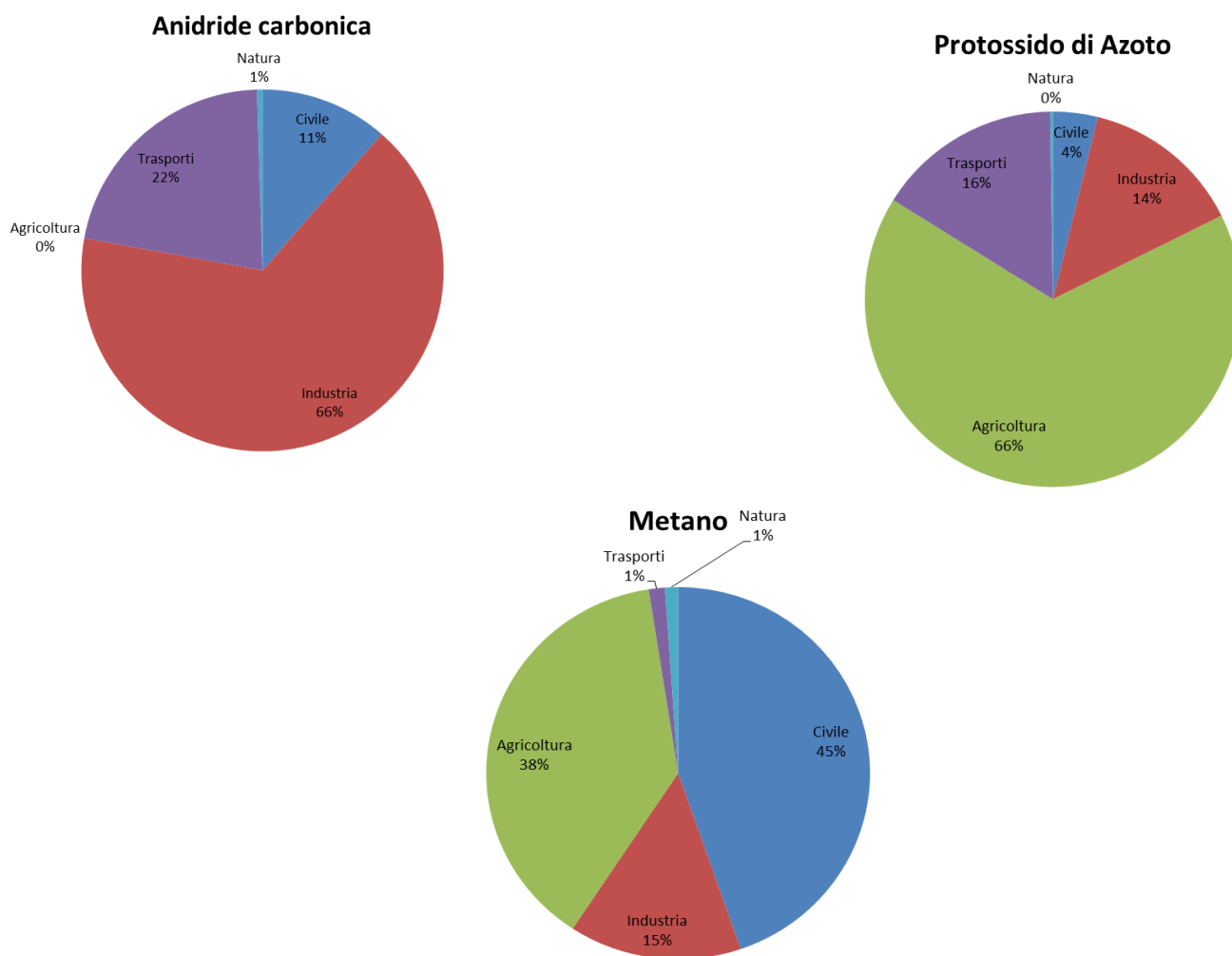


Figura 29: Incidenza dei settori produttivi nella immissione di sostanze climalteranti (CH₄, CO₂, N₂O) – Elaborazione dati ARPA

Tenendo conto dei diversi potenziali GWP (Global Warming Potential, a 100 anni) i 3 grafici sopra riportati possono essere trasformati in un solo grafico.

Incidenza Gas serra tenendo conto del GWP

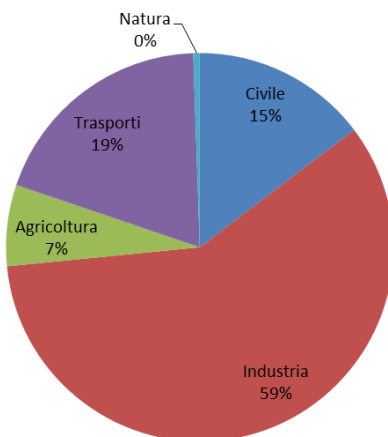


Figura 30: Incidenza dei settori produttivi nella immissione di sostanze climalteranti, mediata con il parametro GWP

L'industria incide per circa il 59% sull'effetto serra, mentre i trasporti ed il settore civile incidono per meno di un terzo rispetto all'industria (rispettivamente 19% e 15%), quindi l'agricoltura incide per il 7%.

1.2.3.1 MISURE DEL PRQA CHE INTERESSANO LA COMPONENTE ENERGETICA

Sulla base delle analisi delle principali emissioni e delle relative concentrazioni al suolo, all'interno della proposta di Piano Regionale della Qualità dell'Aria sono state previste delle misure per la riduzione delle emissioni che hanno impatto anche sul bilancio energetico regionale.

Dalle misure del PRQA sono interessati alcuni dei settori analizzati dall'inventario regionale delle emissioni dove è più importante la componente emissiva e che hanno maggiore influenza sulle concentrazioni al suolo degli inquinanti.

Le principali misure prevedono la riduzione del traffico in alcuni comuni più interessati da concentrazioni elevate di inquinanti e l'efficientamento dei sistemi di combustione della legna.

Oltre alle misure base del Piano Regionale della Qualità dell'Aria sono comprese delle Misure Tecniche di indirizzo per l'attuazione in altra programmazione e pianificazione regionale, e tra queste misure alcune in particolare incidono direttamente sulla componente energetica.

Le misure tecniche di indirizzo interessano il traffico con il miglioramento del trasporto pubblico regionale attraverso l'ammodernamento del parco autobus con mezzi elettrici o a basse emissioni, nonché la promozione dell'uso dei mezzi pubblici o di mezzi collettivi. Ulteriori azioni previste incentivano l'uso di mezzi a basse o zero emissioni attraverso la realizzazione di infrastrutture dedicate. Sempre collegato al trasporto è prevista nelle misure di indirizzo la realizzazione di una rete infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica e la promozione dell'utilizzo nell'area urbana dei veicoli alimentati ad energia elettrica.

Altro settore oggetto delle misure tecniche di indirizzo nella proposta del piano regionale della qualità dell'aria che coinvolge la componente energetica riguarda l'efficienza energetica in edilizia con la promozione di riqualificazioni energetiche negli edifici pubblici e privati e la promozione di sistemi di riscaldamento ad alta efficienza.

Per la produzione di energia nelle misure tecniche di indirizzo nel PRQA viene promossa la realizzazione di impianti di cogenerazione dotati delle migliori tecnologie disponibili e lo sviluppo di sistemi di recupero ai fini energetici dei residui dalle filiere zootecnica, agricola e forestale. La promozione della realizzazione di smart grid per una migliore gestione della produzione energetica nel territorio regionale. È promosso il risparmio energetico nell'industria e nel terziario ed il recupero del calore in attività dove sono previsti processi di combustione. Nelle aree di superamento delle concentrazioni degli inquinanti in atmosfera è prevista l'adozione di criteri e provvedimenti per emissioni in atmosfera derivanti da attività energetiche o industriali.

1.2.3.2 ENERGIA E SCENARIO LOW CARBON

Nei paragrafi precedenti si è dimostrato come il settore energetico abbia una grande influenza con la qualità dell'aria.

Tale affermazione è valida sia per il settore inquinamento che per i gas climalteranti (parametri indice: CO₂, CH₄, N₂O). Per quest'ultimo settore l'incidenza dei settori energetici è notevole per quanto riguarda la CO₂ (99,5%), mentre per gli altri gas l'incidenza è inferiore al 50%.

L'abbattimento delle emissioni di CO₂ è comunque un tema di estremo interesse a livello planetario (così come già evidenziato al paragrafo 1.1.1 - Contesto internazionale con il protocollo di Kyoto), e nel breve termine, difatti, tale riduzione rappresenta uno degli obiettivi 2020 Europa 2020: al 2020 il livello emissivo di CO₂ deve ridursi del 20% rispetto ai livelli emissivi del 1990.

Questo obiettivo europeo rappresenta solamente il primo passo verso una Europa *low carbon*: al 2050, difatti, la Roadmap 2050 prevede un abbattimento delle emissioni di CO₂ dell'80% rispetto alla produzione 1990. Questo obiettivo richiede, evidentemente, uno sforzo epocale e richiederà una trasformazione del sistema produttivo amplissima.

L'ENEA, con il Rapporto Energia e Ambiente *Verso un'Italia low carbon: sistema energetico, occupazione e investimenti* del 2013, ha analizzato le implicazioni della decarbonizzazione spinta al 2050 nella realtà italiana, tenendo conto dei trend demografici e della domanda energetica, nonché dei trend economici.

Sono stati sviluppati 2 scenari: lo *Scenario di Riferimento*, che non prevede nuove politiche oltre quelle esistenti, e lo *Scenario Roadmap*, ossia il percorso che può portare al livello di decarbonizzazione richiesto.

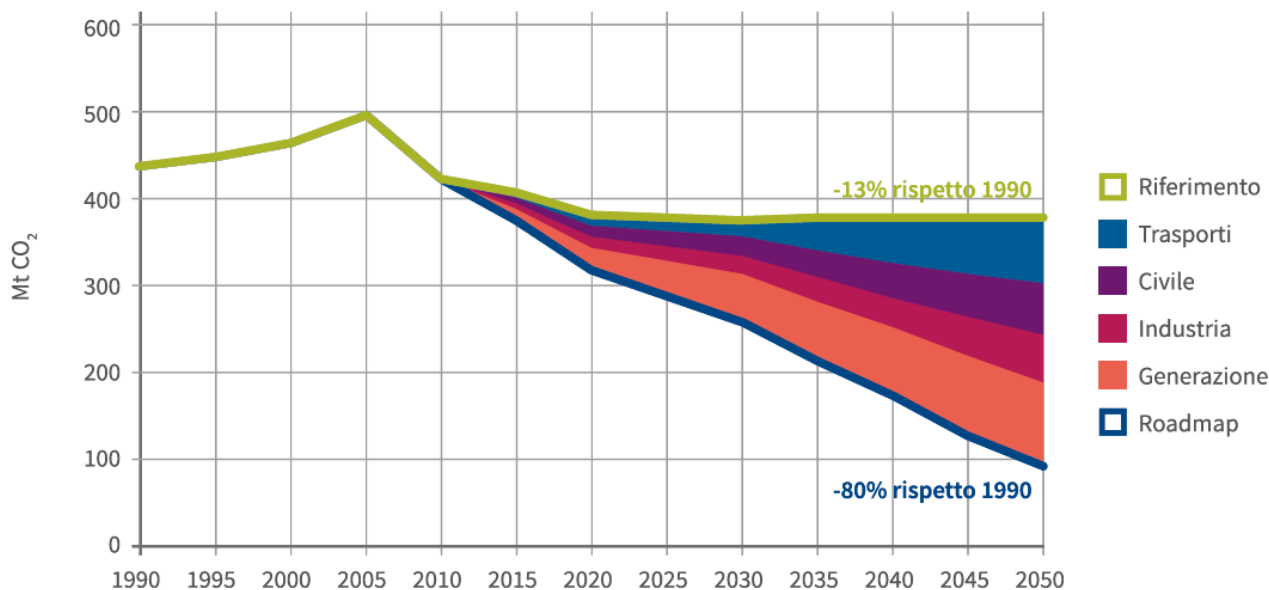


Figura 31: Emissioni di CO2 e contributo dei settori alla decarbonizzazione - Fonte ENEA

Secondo il rapporto ENEA, l'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO2 è tecnologicamente ed economicamente fattibile, a patto che avvenga una quasi totale decarbonizzazione dei processi di produzione di energia elettrica (-97% al 2050 rispetto allo scenario di riferimento). Ciò è realizzabile solamente grazie all'utilizzo di FER, all'utilizzo di reti intelligenti che permettano di sfruttare la generazione da FER nonché all'applicazione della Cattura e Stoccaggio della CO2 (CCS – Carbon Capture and Storage). Oltre ciò, ENEA afferma che si deve dare priorità all'efficientamento delle tecnologie, nonché, per il settore trasporti, l'utilizzo di auto elettriche ovvero a combustibili alternativi ed ecosostenibili (ciò potrebbe portare ad un abbattimento del 26% della riduzione al 2050). Nel settore civile (contributo alla riduzione stimato al 22%) si deve ricorrere all'efficienza energetica ed all'utilizzo delle FER. Per il settore industriale (18% di contributo), oltre all'efficientamento del parco macchine, risulta fondamentale il CCS.

Comunque sia il raggiungimento dell'obiettivo 2050 non può prescindere da una drastica riduzione del Fabbisogno di energia primaria, che rispetto ai circa 185 Mtep del 2005 dovrà ridursi di 60-70 Mtep al 2050 (per raggiungere il valore di 116 Mtep nell'ipotesi della variante della Roadmap).

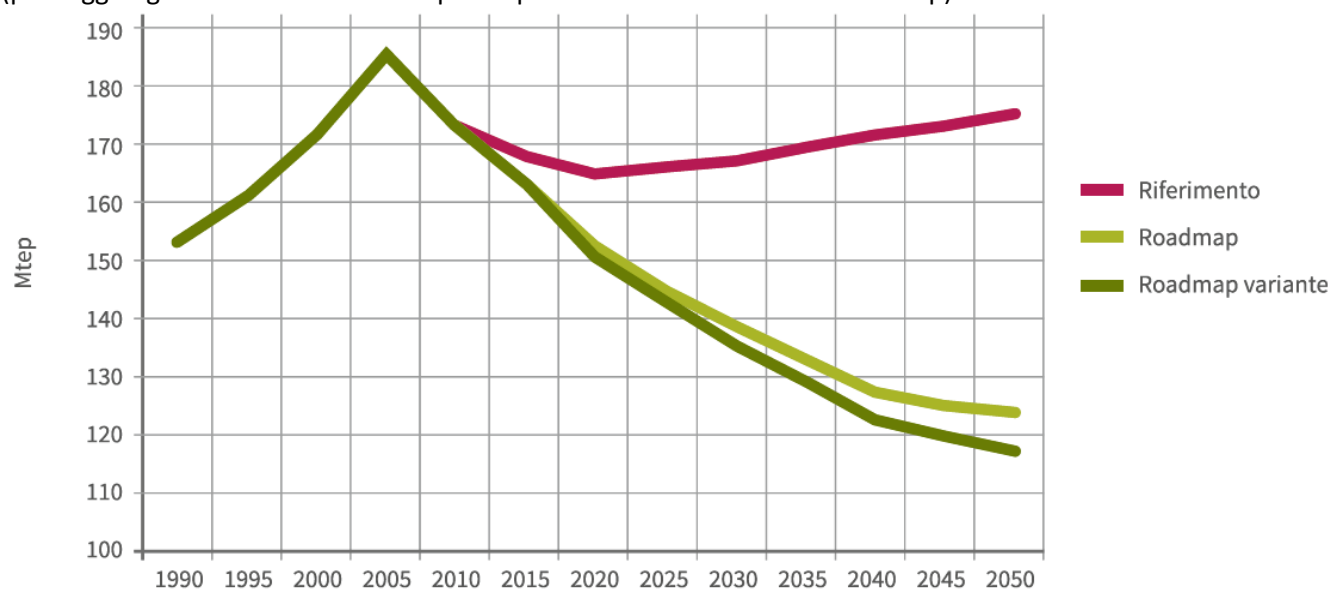


Figura 32: Scenari ENEA di evoluzione del fabbisogno di energia primaria - Fonte ENEA

Lo strumento principe per l'abbattimento del fabbisogno primario è chiaramente l'efficienza energetica, che dovrà portare ad un abbattimento dell'intensità energetica dell'ordine del 2% all'anno.

Come si evidenzia nel grafico che segue, al 2050 il mix delle fonti primarie subirà una drastica modifica, con le FER che incideranno fino ad 85 Mtep (su 116 Mtep), sostituendo i fossili nel mix energetico. I prodotti petroliferi manterranno una quota di circa 24 Mtep per il trasporto passeggeri e merci. Il gas manterrà un ruolo importante, ma solo a fronte dell'applicazione delle tecniche di CCS.

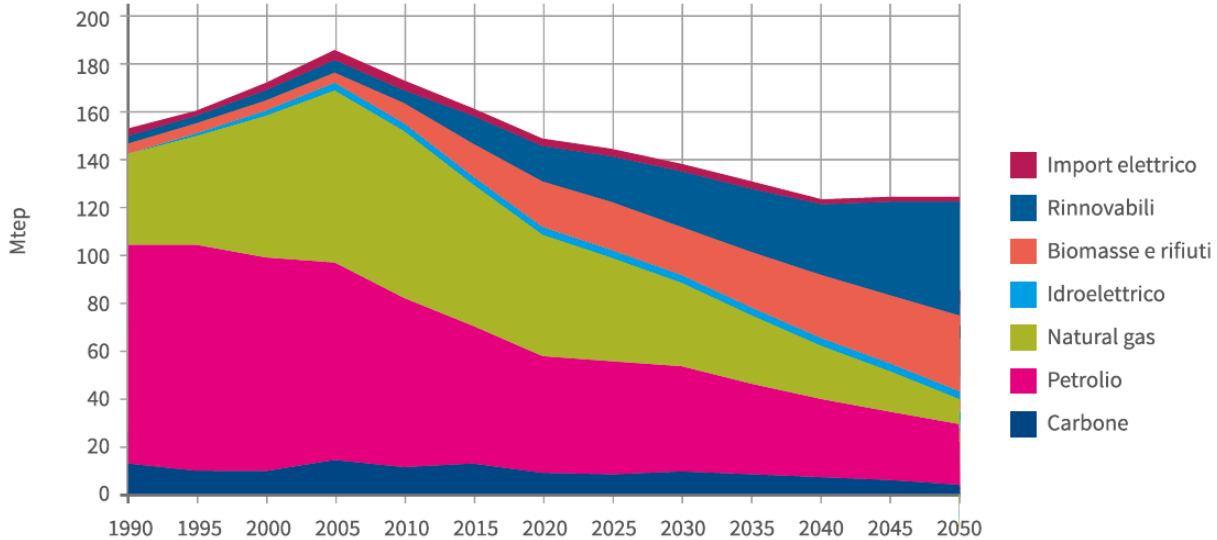


Figura 33: Evoluzione del mix delle fonti primarie nello scenario Roadmap - Fonte ENEA

In termini di Consumo finale di energia, lo scenario di riferimento ipotizza al 2050 un Consumo pari a circa 132 Mtep. Lo scenario Roadmap invece propone una riduzione di 53 Mtep (79 Mtep), e per conseguire tale risultato l'efficienza energetica sarà l'unica arma. Per la riduzione di 53 Mtep il settore civile contribuirà per più el 50%, i trasporti per un terzo, l'industria per il rimanente 15%.

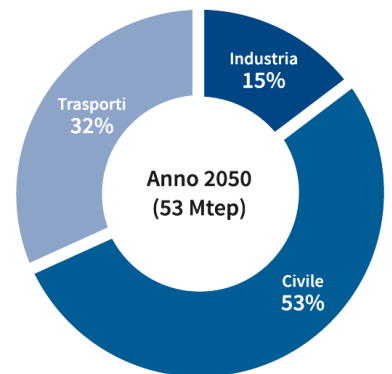


Figura 34: Contributo dei settori alla riduzione dei consumi finale al 2050 - fonte ENEA

Per quanto riguarda la generazione elettrica, il ricorso alle FER sarà fondamentale. Già oggi, nei primi 8 mesi del 2013 la generazione elettrica da FER ha pesato per il 34%. Le fonti rinnovabili termiche ed i biocombustibili incidono per 5,45 Mtep nel 2011. ENEA ipotizza che questo andamento continui, fino ad arrivare al 2050 ad un peso delle FER per il consumo di energia primaria stimabile al 65%, generando il 92% della produzione elettrica (che al 2050 dovrebbe raggiungere un valore di 360 TWh).

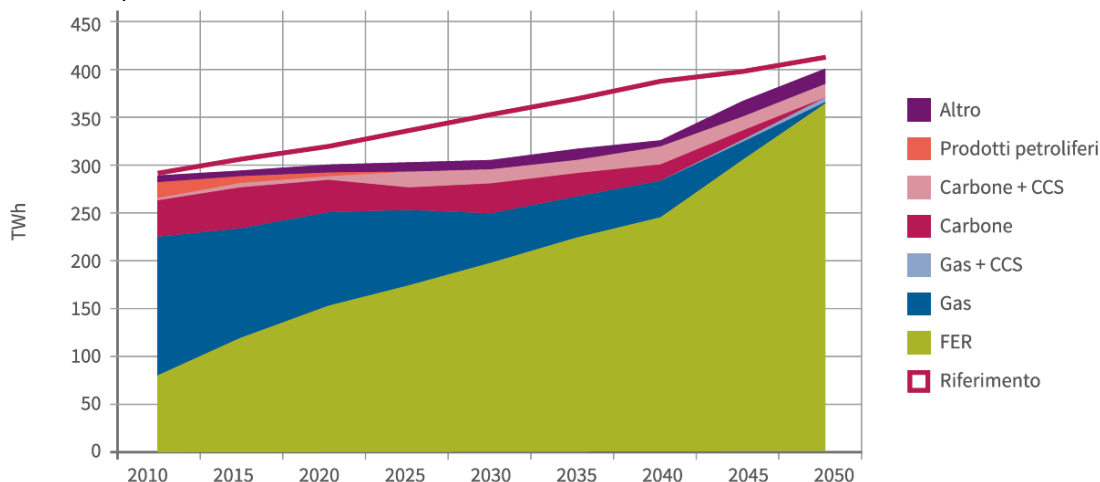


Figura 35: generazione elettrica netta per fonte Scenario Roadmap - Fonte ENEA

2 STRATEGIA ENERGETICO AMBIENTALE 2014-2020

Si è detto in premessa che la finalità della strategia è quella di definire scelte ed azioni per seguire e governare il fondamentale e decisivo intreccio fra energia, economia, ambiente e salute e per costruire consapevolmente un futuro sostenibile di benessere e qualità della vita. Tutta la prima parte di questo documento ha cercato di far comprendere, insieme con i dati e le condizioni al contorno, le diverse connessioni tra questi diversi ambiti e di far percepire che la risposta alla crescente domanda globale di energia sicura ed a prezzi accessibili non si trova nelle vecchie strategie energetiche e che, quindi, è necessario, nella piena consapevolezza della necessità di avere ed utilizzare energia, giacché è l'energia che muove l'economia e la società, libera gli uomini dal bisogno e dalla fatica, individuare percorsi di energia sostenibile, appunto, per l'economia, l'ambiente, la salute.

I paragrafi precedenti hanno delineato il contesto mondiale ed europeo in termini di evoluzione dei consumi energetici, di previsioni, sfide ambientali ed economiche, ed hanno anche tracciato sinteticamente gli elementi essenziali del sistema italiano dell'energia e gli indirizzi prevalenti nazionali che di fatto sottendono ai sostanziali mutamenti di scenario registrati in questi ultimi anni: la crisi economico-finanziaria-occupazionale ancora in atto, nella quale si riconoscono significative potenzialità di sviluppo quasi esclusivamente legate al settore della *green e white economy*; il peso economico e politico della dipendenza dall'approvvigionamento energetico dall'estero; l'evoluzione del mercato italiano dell'energia; le misure trasversali e settoriali di incentivazione adottate e le sempre più scarse risorse pubbliche da destinare a qualsiasi forma di incentivazione; i timidi accenni all'introduzione della contabilità ambientale come nuova diversa impostazione culturale, ma anche economica.

Accanto a tali elementi di contesto, sono stati richiamati aspetti, peraltro supportati da recenti analisi e valutazioni¹ che indicano come l'efficienza energetica possa soddisfare tutti i principali obiettivi comunitari previsti dal pacchetto clima-energia: riduzione dei gas clima-alteranti, sicurezza degli approvvigionamenti, opportunità tecnologica di sviluppo per l'industria, ma anche attivare un consistente incremento di domanda di tecnologie ad alta efficienza che coinvolgono in modo significativo il settore manifatturiero italiano.

Significa, in altre parole, che, in una fase di ampio dibattito sulle politiche per lo sviluppo e la crescita, risulta estremamente importante trasformare la tutela degli interessi generali di tutela ambientale e di energia sostenibile in una opportunità di crescita.

Tale considerazione, insieme con alcuni degli elementi già richiamati ma che di seguito si riprendono sinteticamente (il nuovo mercato dell'energia e lo sviluppo di un sistema ad alta efficienza energetica), diviene, quindi, di preliminare riferimento all'impostazione ed alle scelte della strategia regionale.

2.1 La strategia regionale

Il mercato italiano dell'energia elettrica ha conosciuto un importante processo di liberalizzazione. Con una decisione – una volta tanto- rapida e incisiva, è stata effettuata una separazione societaria piena tra l'attività di gestione della rete e l'attività di generazione elettrica. L'accesso alla rete è così attuato nel rispetto del principio del "third party access": il mercato è libero e si possono definire contratti bilaterali, acquistare o vendere energia alla borsa elettrica. Molto rimane ancora da fare sul fronte della tutela del consumatore, ma è un fatto che la liberalizzazione e, insieme, la rilevante produzione di energia da fonti rinnovabili sta producendo un cambiamento radicale del sistema energetico italiano.

Un cambiamento in atto, che la Regione Umbria intende promuovere e sostenere.

In pochi anni, quindi, sono state poste le basi per rivoluzionare un sistema energetico "centralizzato" fondato sull'offerta di pochi produttori verso un'offerta anche di piccoli produttori che hanno avviato il processo di una costante, progressiva, se pur contenuta, riduzione delle quote di mercato dei grandi produttori.

¹ Energie rinnovabili ed efficienza energetica: scenari ed opportunità – Agenzia per la diffusione delle tecnologie per l'innovazione, Presidenza del Consiglio dei Ministri- Edizione 2013

Il calo delle quote di mercato dei principali produttori (enel, eni, edison, e.on, edipower, a2a) è registrata nel 2012 a favore della categoria “residuale” dei piccoli produttori che hanno raggiunto il 29,6% della produzione nazionale lorda, in crescita di circa 3 punti rispetto al 2011 e di oltre 4 punti superiore alla quota del principale produttore nazionale (Enel, pari al 25,4%). Una produzione di energia pressoché interamente da fonti rinnovabili. A questi piccoli produttori “residuali” si deve il 97,6% del totale dell’energia solare, l’80% dell’energia da biomassa biogas e rifiuti, il 69,1% dell’eolico, il 19,8% dell’idroelettrico (AEEG, rapporto annuale 2013, contributo dei maggiori gruppi alla produzione rinnovabile per fonte).

Si sta dunque affermando un nuovo sistema energetico caratterizzato da una “generazione distribuita”, diffusa sul territorio, costituita da una moltitudine di piccoli impianti di proprietà di “produttori-consumatori” di energia.

Pure nel problematico e discusso tema della “overcapacity” degli impianti installati, la produzione di energia offre ancora interessanti prospettive di sviluppo e investimento.

La sfida per i player del settore è oggi quella di riuscire ad operare sul mercato con un regime di sussidi pubblici progressivamente meno rilevante, fino ad annullarsi nel medio periodo. Dal 2016 non vi sono certezze della prosecuzione del regime incentivante.

Un sistema energetico perché sia davvero sostenibile nel medio e lungo periodo deve poter non contare sui sussidi pubblici. In altri termini si deve aumentare l’efficienza nella produzione e distribuzione dell’energia, promuovere l’uso razionale nei consumi finali, la riduzione dei consumi energetici in tutti i settori dell’economia. “L’epoca delle risorse abbondanti e a basso costo è finita, le imprese devono far fronte all’aumento dei prezzi di materie prime e minerali essenziali, la cui scarsità e instabilità sul fronte dei prezzi hanno ripercussioni negative sull’economia”- TABELLA DI MARCIA VERSO UN’EUROPA EFFICIENTE NELL’IMPIEGO DELLE RISORSE [COM(2011) 571].

Sul piano dell’efficienza energetica, l’effetto delle misure adottabili, calcolato per il periodo 2010-2020 e ad invarianza dell’attuale sistema di meccanismi di incentivazione fiscale ovvero considerando il peso sul bilancio pubblico, è altamente positivo sul sistema paese in ragione degli impatti sul sistema energetico (riduzione approvvigionamenti: ~ 15 mld€), sul sistema ambientale (Valorizzazione economica CO2 risparmiata: ~ 5mld€), sul sistema industriale e sull’occupazione (aumento occupazione di 1.635 ULA).

Razionalizzare e ridurre i consumi può consentire di liberare risorse per incrementare la competitività delle imprese manifatturiere. Gli alti costi dell’energia pongono in condizioni svantaggiose molte imprese italiane in confronto a competitor europei o internazionali. Ridurre i costi dell’energia, in taluni settori è diventata una ragione di sopravvivenza, di mantenimento dei livelli produttivi e occupazionali. Per il sistema delle imprese, l’energia non è più solo e soltanto un fattore di produzione di beni e servizi ma costituisce un asset importante per la competitività, oltre che un vero e proprio autonomo settore produttivo, un pezzo importante della “green economy”.

Un sistema energetico “ad alta efficienza” migliora la competitività delle imprese, la qualità della vita dei cittadini, riduce gli impatti ambientali: è un sistema “intelligente”, di contrasto agli effetti della profonda crisi economica e di contrasto alla crisi ecologica provocata da un’economia ad alta emissione di carbonio (brown economy) che ha già prodotto innegabili mutamenti climatici.

La Regione Umbria intende cogliere tutte le opportunità offerte dal cambiamento in atto nel modo di produrre, distribuire, consumare energia per percorrere la strada europea della crescita intelligente, sostenibile, inclusiva, tenendo comunque conto di tutti i diversi punti di forza e di debolezza regionali ovvero delle condizioni di partenza economiche – occupazionali – ambientali, di potenzialità oggettive rispetto agli indirizzi di sviluppo di energie alternative, di consolidamento e per certi versi ampliamento della specificità ed identità del territorio regionale nell’immaginario collettivo.

In tal modo si pensa di poter concorrere, significativamente, alle tre grandi opzioni strategiche che l’Italia dice di perseguire: la green economy, la riconversione energetica, la difesa delle risorse ambientali, per agire sul rilancio economico e sul recupero del benessere sociale.

Si è già detto di voler costruire, attraverso un documento programmatico come quello della strategia energetico-ambientale, e quindi attraverso una politica energetica a validità trasversale, una nuova visione che traduca concretamente l'esigenza di un nuovo equilibrio nelle relazioni fra ambiente ed economia, società ed istituzioni. Una sfida molto impegnativa, che nasce dal considerare la politica energetica non una politica settoriale, ma generale, e gli interventi in materia di energia non interventi verticali, bensì a carattere orizzontale, idonei a far connotare l'Umbria sul piano dell'innovazione ambientale e del miglioramento del benessere. Significa che la strategia diventa anche un documento di indirizzo per le politiche settoriali e che, conseguentemente, tutti i settori sono chiamati ad uno sforzo coerente: l'agricoltura, i servizi, l'industria, le costruzioni, i trasporti, e quindi le politiche legate alle attività produttive, della mobilità, per la casa, agricole e di sviluppo rurale. Settori, certamente, ma anche luoghi. La politica energetica passa anche per l'individuazione di luoghi energivori, come le città, su cui realizzare progetti infrastrutturali o di quartiere, ma anche per la valorizzazione, proprio attraverso nuove modalità di produzione o utilizzo di energia, di aree a spiccata vocazione naturalistica e/o ambientale. Gli obiettivi scelti e le azioni prioritarie connesse dovranno, perciò, essere applicate ai diversi settori in una progettualità coordinata ed integrata data, appunto, dai traguardi di sostenibilità e valorizzazione delle nostre città, del territorio rurale ed in questo delle aree naturalistiche. Ci sembra che le azioni di intercettazione delle direttrici di politica energetica con quelle del più generale cambiamento "intelligente" possano costituire la strada per un modello umbro di "green" e di "smart" economy, amplificando e innovando la connotazione e la vocazione di "Umbria verde". In tal senso, nel pacchetto delle numerose azioni che potrebbero e dovrebbero essere intraprese, sarà necessario scegliere quelle a maggior grado di fattibilità, ma anche di visibilità e ritorno.

Tutto ciò configura la necessità di un coinvolgimento consapevole di tutti i cittadini.

La politica energetico-ambientale regionale sposa, pertanto, l'idea di un "green new deal" e individua i traguardi, nel breve-medio periodo, di:

- ridurre i costi dell'energia per le imprese e le famiglie;
- produrre ed utilizzare energia pulita ed intelligente;
- promuovere la crescita competitiva dell'industria delle nuove tecnologie energetiche;
- incrementare l'occupazione a livello locale, quale diretta conseguenza della politica energetica;
- migliorare la governance.

Per conseguire tali traguardi, nei paragrafi successivi, saranno delineati gli obiettivi specifici e le azioni correlate. Intanto, si cominciano a precisare i profili di intervento. In primo luogo, la Regione Umbria intende raggiungere e superare l'obiettivo di burden sharing dato, cioè superare al 2020 il 13,7% di consumo di fonti energetiche rinnovabili rispetto al totale dei consumi finali lordi di energia. Si ricorda che il consumo di energia da fonti rinnovabili rappresenta uno degli obiettivi assegnati nell'ambito della strategia "Europa 2020" con la quale si propone di favorire "un mondo a basse emissioni di carbonio e con risorse vincolate, evitando al tempo stesso il degrado ambientale, la perdita di biodiversità e l'uso non sostenibile delle risorse e rafforzando la coesione economica, sociale e territoriale". Si intende superare tale obiettivo agendo sui consumi e sulla produzione. Per tale componente, anche favorendo reti e generazione distribuita, e riservando particolare attenzione all'aumento di energia prodotta da fonti rinnovabili, soprattutto, qui è la vera scommessa e questione fondamentale, per uso termico.

I principali *driver* dello sviluppo del settore delle rinnovabili saranno declinati attraverso:

- un contesto di regolazione, nell'ambito della potestà regionale, quanto più possibile stabile, trasparente e duraturo;
- programmi di sostegno e promozione della ricerca applicata, in collaborazione con il sistema della ricerca e l'industria;
- una filiera industriale specializzata che assorba investimenti e occupazione, che sappia destinare una quota significativa all'export.

L'altra direttrice di politica energetica è quella di promuovere azioni efficaci di riduzione del consumo di energia.

La riduzione del consumo di energia è prioritario ed ha 2 aspetti fondamentali: da una parte l'incremento dell'efficienza nei sistemi produttivi (sia di energia che di beni e servizi), dall'altra la riduzione degli sprechi lato utente.

La razionalizzazione dei consumi energetici e non energetici porta con sé la possibilità di usufruire di ulteriori risorse derivanti dal risparmio utili per aumentare la competitività delle imprese e ridurre l'impatto ambientale.

Per l'incremento dell'efficienza e il risparmio energetico si perseguirà una politica attenta all'aumento dell'efficienza energetica degli impianti, termici ed elettrici (favorendo la diffusione di caldaie a condensazione, pompe di calore, motori elettrici ad alto rendimento, impianti frigoriferi ad elevata efficienza...) e, nel contempo, si incrementeranno le prestazioni energetiche degli involucri edilizi, sia riqualificando energeticamente il parco edilizio esistente, sia adottando prestazioni di elevato livello per gli edifici nuovi. Il patrimonio edilizio pubblico sarà in particolare oggetto di particolare attenzione. Sarà necessario continuare le azioni volte al miglioramento dell'efficienza nei processi industriali e si dovranno iniziare azioni volte al contenimento dei consumi nel settore terziario.

Si interverrà inoltre per lo sviluppo di modalità di uso razionale dell'energia, come ad esempio la cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, veicoli ad elevata efficienza e ridotte emissioni, sistemi intelligenti di produzione, distribuzione dell'energia mediante "smart grids" e sistemi di stoccaggio, recupero dei cascami termici.

Tutte le misure che vengono previste contribuiscono, quindi, alla realizzazione di un sistema energetico regionale fondato su una "generazione distribuita ad alta efficienza che sappia coniugare, nel rispetto dell'ambiente e del territorio, l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e del gas naturale".

È quindi il territorio che deve raccogliere la sfida di coniugare insieme obiettivi energetici e ambientali e obiettivi economici e sociali.

Perché sia possibile cogliere tutte le opportunità offerte dalla "rivoluzione dell'energia" è necessario coinvolgere tutto il territorio. I cittadini, le imprese, le amministrazioni pubbliche debbono affrontare un cambiamento culturale finalizzato a mettere in atto comportamenti consapevoli.

Particolare attenzione sarà rivolta alla qualificazione degli operatori del settore energetico, affinché possano ampliare la propria conoscenza in merito alle nuove tecnologie disponibili per il settore. Al momento, infatti, la richiesta di tecnici ed operatori qualificati nel settore risulta in forte crescita, ed il mercato non riesce sempre a rispondere adeguatamente alla domanda. Una crescita professionale degli operatori potrà garantire un aumento della diffusione delle tecnologie innovative, con gli stessi operatori in funzione di propositori.

2.2 La declinazione degli obiettivi

La strategia energetica della Regione Umbria dovrà innanzitutto definire le modalità per far fronte agli impegni per il 2020, che impongono in attuazione del meccanismo di **Burden Sharing**, il perseguimento di un target pari al **13,7%** dei consumi da FER rispetto ai **consumi energetici finali lordi attesi al 2020**.

La strategia energetico regionale si fonderà quindi su **4 obiettivi generali**:

- *diminuzione del consumo*, ossia razionalizzazione dei consumi ed ottimizzazione della produzione;
- *incremento delle fonti energetiche rinnovabili*, cioè sfruttamento razionale delle risorse rinnovabili locali,
- *miglioramento della governance*;
- *sviluppo della filiera industriale e dei servizi connessi con l'energia*.

Il raggiungimento di tali obiettivi sarà facilitato da una serie di **misure** che la Regione porterà a compimento.

Considerato che le politiche fiscali e le dinamiche di mercato non rientrano nelle competenze regionali, le uniche **tipologie d'azione** di competenza regionale, volte allo svolgimento delle misure sopra richiamate, sono di 4 tipi:

- *Azioni di regolamentazione;*
- *Azioni di Formazione, Divulgazione, comunicazione;*
- *Azioni di Incentivazione;*
- *Azioni volte allo sviluppo della ricerca e dell'innovazione.*

Le azioni sopra richiamate saranno rivolte a 2 differenti soggetti (**target**): il soggetto pubblico o quello privato.

Un primo set di misure da mettere in campo per il raggiungimento degli obiettivi declinati sono riassunti nella tabella che segue, non esaustiva, declinati in funzione degli obiettivi sopra riportati, riferite ai 5 principali macro-settori (agricoltura, domestico-residenziale, terziario, industria, trasporti, i cui consumi finali lordi per la regione Umbria sono indicati nei paragrafi precedenti - par. 1.2.1.2.1), e per ogni misura viene indicato quindi il **target**, la **fonte finanziaria** ed alcuni **indicatori**.

Obiettivi	Settori	Tipologia d'azione	Misure	Target	Fonte Finanziaria	Indicatori
Diminuzione del consumo	Domestico – residenziale	Regolazione	disciplina della prestazione energetica degli edifici, certificazione energetica, recepimento direttiva comunitaria “energia ad energia quasi zero”, obbligo di impianti centralizzati e sistemi di contabilizzazione del calore	privato	FESR	
		Sensibilizzazione	comunicazione, informazione, educazione e formazione per cittadini, tecnici, attori economici		FESR	
	Terziario/ Industriale	Incentivazione	riduzione del fabbisogno di energia primaria negli edifici pubblici, sistemi edifici/impianti (interventi sulle superfici vetrate ed opache, sostituzione di caldaie, utilizzo di sistemi innovativi (pompe di calore), cogenerazione e trigenerazione), anche da accoppiare ad interventi di miglioramento sismico centrali a cogenerazione (rinnovabili o gas metano) e teleriscaldamento/teleraffrescamento	pubblico	FESR	
			reti intelligenti (smart grid): sistemi intelligenti di monitoraggio, regolazione, gestione ed ottimizzazione dei consumi energetici, anche ai fini del miglioramento della sicurezza sociale		FESR-FEASR	
			rete di illuminazione: corpi illuminanti ad alta efficienza e basso consumo, sistemi automatici di regolazione dei punti luce		FESR	
			azioni dimostrative sulle grandi utenze (ospedali): trigenerazione, interventi sulle superfici vetrate/opache		FESR	
			efficientamento in termini energetici, e non solo, della rete acquedottistica e degli impianti di depurazione		FESR	
		Regolazione/ Incentivazione	efficientamento di edifici singoli o agglomerati (sistema/impianto), da accoppiare ad azioni di riqualificazione edilizia (estetica ed energetica) e realizzazione di reti energetiche locali intelligenti (smart grids)	privato	FESR	
		Incentivazione	recupero cascami termici mediante teleriscaldamento – teleraffrescamento		FESR	
	Sensibilizzazione	ammmodernamento cicli produttivi finalizzati al risparmio energetico	FESR			
	Trasporti	Incentivazione	realizzazione di infrastrutture leggere e nodi di interscambio per la mobilità collettiva	pubblico	FESR	
			Interventi per la mobilità sostenibile attraverso la riorganizzazione del Servizio ed il rinnovamento della flotta per il trasporto pubblico		FESR	
			realizzazione di reti di ricarica elettrica (charging hub) per la mobilità a basso impatto ambientale		FESR	
	Agricoltura	Incentivazione	adozione di sistemi di distribuzione pulita delle merci	privato	FESR	
			realizzazione reti energetiche a dimensionale aziendale o interaziendale da realizzazione principalmente con utilizzo di sottoprodotti agricoli, zootecnici, forestali	Privato	FESR-FEASR	
Incremento delle fonti energetiche rinnovabili	Domestico – residenziale	Regolazione	disciplina inerente la autoproduzione da FER	privato	FESR	
		Sensibilizzazione	azioni di comunicazione (incentivi statali: Conto Termico, Sistema incentivante FER)		FESR	
	Terziario/ Industriale	Incentivazione	realizzazione di impianti FER termici ed elettrici	pubblico	FESR-FEASR	
		Sensibilizzazione	azioni di sensibilizzazione, comunicazione e formazione pe cittadini, tecnici, attori economici	privato	FESR-FEASR	
	Trasporti	Incentivazione	creazione/trasformazione di zone industriali-artigianali-commerciali che sfruttino mix energetici (biomasse, fotovoltaico, geotermia, eolico) nonché soluzioni tecnologiche avanzate (ad esempio pompe di calore), tarati sul reale fabbisogno del distretto	pubblico	FESR	
			innovazione e sviluppo di sistemi energetici – azioni dimostrative di utilizzo di biocombustibili per autotrazione (biometano, celle a combustibile, ...)			
Agricoltura	Regolazione/ Incentivazione	sfruttamento delle agroenergie per la produzione combinata elettricità/calore e progetti di sviluppo di raffinazione e distribuzione biometano	privato	FESR-FEASR		
Miglioramento della governance	Domestico – residenziale	Sensibilizzazione	accrescimento della consapevolezza degli utenti rispetto ai propri consumi e ai margini di risparmio potenziale, all'accrescimento della consapevolezza della sostenibilità ambientale delle FER, alla conoscenza dell'esistenza e del possibile utilizzo delle leve finanziarie e fiscali oggi esistenti (cosiddetto Conto Termico, agevolazioni fiscali per efficientamento degli edifici, ...) – capacity building	privato	FESR-FSE	
		Regolazione	semplificazione procedure amministrative – Catasto energetico degli edifici, catasto impianti termici Presentazione e consultazione online Attestati Prestazione Energetica		FESR	
	Terziario	Regolazione	azioni di tipo normativo-regolamentare nel senso della semplificazione e standardizzazione delle procedure	pubblico	FESR	
		Sensibilizzazione	predisposizione di linee di indirizzo agli Enti Locali affinché applichino i principi di efficacia e di semplificazioni amministrativa nei processi di autorizzazione degli impianti a fonte rinnovabile (elettrici e termici) e delle relative opere di rete, nonché l'implementazione di sistemi informatizzati comuni		FESR	
		Incentivazione	redazione di Piani e programmi di analisi delle emissioni dei principali settori, dei consumi energetici complessivi, dei consumi delle utenze pubbliche, con individuazione di possibili interventi di incremento dell'efficienza energetica		FESR	
Sviluppo della filiera industriale dell'energia	Terziario/ Industriale	Sensibilizzazione	studi, indagini e ricerche inerenti bilanci ed audit energetici	privato	FESR	
			azioni formative di qualificazione delle professionalità operanti sulla filiera edilizia, promozione della competitività della filiera energetica rinnovabile		FESR	
		Incentivazione	promozione delle attività di ricerca applicata, innovazione e trasferimento tecnologico		FESR	
			promozione di cluster energetici di realtà industriali di prossimità al fine di ottimizzare il fabbisogno energetico		FESR	
		ricerca ed innovazione per sistemi di produzione ed accumulo di energia, di materiali e componenti ad elevata prestazione energetica per l'industria edilizia e meccanica, di sistemi per la mobilità elettrica		FESR		

3 RISULTATI ATTESI

Primo risultato sarà il raggiungimento dell'obiettivo fissato dal Decreto burden sharing, cioè raggiungere una quota di energia prodotta da FER rispetto al consumo finale lordo almeno pari al 13.7%. Ciò si traduce in termini economici nell'evitare il commissariamento della Regione da parte dello Stato e l'acquisto di quote energetiche in termini di trasferimenti statistici.

Il superamento dell'obiettivo sopra ricordato potrà consentire inoltre di cogliere l'opportunità di cedere ovvero vendere in termine di trasferimenti statistici alle altre regioni il "surplus" energetico da FER.

Le azioni di efficientamento energetico porteranno da un lato alla creazione di un mercato con opportunità di nuova occupazione, dall'altro a risparmi strutturali in termini economici nel medio-lungo termini ed ambientali, nel senso che si ridurrà la quota di emissione di sostanze climalteranti ovvero inquinanti dovuta alla trasformazione dei vettori energetici.

L'incremento di produzione di energia da FER porterà alla creazione di filiere locali energetiche. Le soglie di potenza ed i valori di incentivazione, difatti, spingeranno il mercato verso impianti sempre più piccoli (di taglia dell'ordine dei 2-300 kWe, ad esempio, per gli impianti a biomassa) che per loro natura creeranno filiere locali per l'approvvigionamento, la gestione e la manutenzione.

L'obiettivo tracciato nella Roadmap europea al 2050 è arduo. Una riduzione della dipendenza energetica europea dalle fonti fossili ed esogene, nonché una produzione di energia elettrica quasi esclusivamente da FER, porterà ad una rivoluzione nel modo di intendere la produzione, la distribuzione e l'uso dell'energia.

Le azioni che saranno portate innanzi per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 risulteranno fondamentali per gli obiettivi al 2050.

Il raggiungimento degli obiettivi al 2050 modificherà drasticamente l'impronta ecologica della società umbra, e tali variazioni non interesseranno solamente il settore produttivo dell'energia, ma l'intero tessuto produttivo e sociale.

4 LA VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA

4.1 Inquadramento normativo

La Valutazione Ambientale Strategica sui piani e programmi è svolta in ambito regionale in conformità al disposto della l.r. 12/2010 e al disposto del d. Lgs 152/2006 come modificato ed integrato per effetto del d. lgs.128/2010.

La Regione Umbria ha disciplinato le procedure di VAS con una serie di atti, ultimo dei quali la D.G.R. 423 del 13/05/2013 con la quale è stato ripubblicato e sostituito l'Allegato A alla precedente D.G.R. 861/2011 recante *Specificazioni tecniche e procedurali in materia di valutazioni ambientali per l'applicazione della Legge Regionale 16 Febbraio 2010, n. 12, a seguito delle disposizioni correttive, introdotte dal Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128, alla parte seconda del Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, n.15, allegato A* che riguarda specificatamente la Valutazione Ambientale Strategica.

Come noto, e così come riportato nell'Allegato A sopra citato, la Valutazione Ambientale Strategica è parte integrante del procedimento di formazione della Strategia Energetico Ambientale e deve essere effettuata anteriormente all'approvazione della Strategia stessa, ovvero all'avvio della relativa procedura e comunque durante la fase di predisposizione della Strategia. Ciò al fine di garantire che gli impatti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione della strategia, come peraltro per ogni piano, siano presi in considerazione durante la loro elaborazione e prima della loro approvazione. Così il procedimento di VAS è avviato dal proponente contestualmente all'avvio del procedimento di formazione del documento cui si riferisce e vede concludersi prima della sua approvazione. Il processo di valutazione analizza le alternative proposte nella Strategia, gli impatti potenziali, nonché le misure di mitigazione e compensazione di cui si dovrà tenere conto nelle fasi attuative della medesima strategia.

Soggetti coinvolti nel procedimento di VAS sono:

l'Autorità competente: il Servizio Valutazioni ambientali e sviluppo sostenibilità ambientale, come indicato ai parr.3 e 4 dell'Allegato A citato, ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera b) della l.r. 12/2010;

l'Autorità procedente, nonché soggetto proponente, il Servizio Energia, qualità dell'ambiente, rifiuti ed attività estrattive;

I Soggetti portatori di competenze ambientali, da invitare alle fasi delle procedure di VAS della Strategia energetico-ambientale, nel rispetto di quanto disposto dall'art. 4, comma 3, della l.r. 12/2010 sono:

- Province
- Comuni
- Direzione regionale del Ministero per i Beni e le Attività culturali (MiBAC) e relative Sovrintendenze regionali per i Beni Architettonici, Storici, Artistici ed Etnoantropologici;
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Generale Valutazioni Ambientali;
- Ministero dello Sviluppo Economico;
- Aziende sanitarie locali;
- Autorità di Bacino del distretto dell'Appennino centrale;
- Autorità di Ambito territoriali (ATI 1, 2, 3, 4);
- Agenzia regionale per la protezione ambientale (ARPA);
- Università degli Studi di Perugia Dipartimenti interessati;
- Centri di ricerca interessati;
- Parco dei Monti Sibillini
- Regioni confinanti
- Settori regionali interessati.

È anche coinvolto il pubblico attraverso la messa a disposizione del documento sul sito web della Regione, con contestuale avviso sul BUR, in ottemperanza a quanto previsto dalla l.r. 10/2012, nonché attraverso almeno due specifici incontri territoriali.

4.2 Percorso di VAS

Le disposizioni regionali prevedono 6 fasi principali per la valutazione ambientale strategica:

- Fase 1: Attività preliminare di 'scoping' e consultazioni preliminari;

- Fase 2: Elaborazione della proposta di Strategia e del Rapporto Ambientale
- Fase 3: Consultazione del pubblico
- Fase 4: Valutazione della proposta di SEAR e del Rapporto Ambientale da parte dell’Autorità Competente
- Fase 5: Decisione ed Adozione della Strategia;
- Fase 6: Monitoraggio ambientale.

Con la approvazione del presente documento si dà inizio alla Fase 1. La fase preliminare di ‘scoping’ ha come scopo principale quello di precisare la portata e il livello di dettaglio delle informazioni da considerare per lo svolgimento delle attività di valutazione.

In tale fase l’Autorità procedente e quella competente collaborano strettamente per individuare, insieme con le autorità con competenze ambientali interessate all’attuazione della strategia, il livello di dettaglio e la portata delle informazioni da produrre e da elaborare, nonché le metodologie per la conduzione dell’analisi ambientale e della valutazione degli impatti.

Senza entrare nello specifico di ogni fase, comunque ben delineate nell’Allegato A alla D.G.R. 861/2011, appare opportuno nel prosieguo del presente capitolo esplicitare il significato del rapporto preliminare secondo quanto stabilito dalla norma.

4.3 Le caratteristiche della SEAR

Il Rapporto Preliminare, necessario per l’avvio della fase di consultazione di VAS, è il documento *redatto sulla base degli elementi indicati nell’Allegato I alla Parte seconda del D.Lgs. 152/2006 e successive modifiche e integrazioni, che descrive gli obiettivi dei piani o programmi e i possibili impatti ambientali significativi derivanti dalla sua attuazione ai fini dello svolgimento della procedura di Verifica di assoggettabilità ovvero per l’avvio della fase di consultazione preliminare di VAS* (art.2, comma 1 let. b l.r.12/2010).

L’Allegato I citato è così declinato (elementi da considerare per la redazione del rapporto preliminare):

- 1) Caratteristiche del piano o del programma, tenendo conto in particolare, dei seguenti elementi:
 - a) in quale misura il piano o il programma stabilisce un quadro di riferimento per progetti ed altre attività, o per quanto riguarda l'ubicazione, la natura, le dimensioni e le condizioni operative o attraverso la ripartizione delle risorse;
 - b) in quale misura il piano o il programma influenza altri piani o programmi, inclusi quelli gerarchicamente ordinati;
 - c) la pertinenza del piano o del programma per l'integrazione delle considerazioni ambientali, in particolare al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile;
 - d) problemi ambientali pertinenti al piano o al programma;
 - e) la rilevanza del piano o del programma per l'attuazione della normativa comunitaria nel settore dell'ambiente (ad es. piani e programmi connessi alla gestione dei rifiuti o alla protezione delle acque).

- 2) Caratteristiche degli impatti e delle aree che possono essere interessate, tenendo conto in particolare, dei seguenti elementi:
 - a) probabilità, durata, frequenza e reversibilità degli impatti;
 - b) carattere cumulativo degli impatti;
 - c) natura transfrontaliera degli impatti;
 - d) rischi per la salute umane o per l'ambiente (ad es. in caso di incidenti);
 - e) entità ed estensione nello spazio degli impatti (area geografica e popolazione potenzialmente interessate);
 - f) valore e vulnerabilità dell'area che potrebbe essere interessata a causa:
 - i) delle speciali caratteristiche naturali o del patrimonio culturale,
 - ii) del superamento dei livelli di qualità ambientale o dei valori limite dell'utilizzo intensivo del suolo;

- g) impatti su aree o paesaggi riconosciuti come protetti a livello nazionale, comunitario o internazionale.

Con riferimento al punto 1, *caratteristiche della SEAR*, in estrema sintesi e tenuto conto di quanto rappresentato nei capitoli precedenti, si sottolinea quanto segue:

- a) la SEAR individua obiettivi a medio e lungo termine, obiettivi generali e indica **linee d'azione e misure** per raggiungere gli obiettivi sfidanti fissati. Tra le attività che si svilupperanno vanno sicuramente ascritte la realizzazione di *impianti FER, reti di teleriscaldamento, impianti a co e trigenerazione*, ma anche interventi di *efficientamento* dei sistemi energivori. L'ubicazione degli impianti FER, ossia l'individuazione delle *aree non idonee*, già esplicitata con l'approvazione del r.r.7/2011, così come la declinazione di tali aree e degli strumenti autorizzativi, nonché del cosiddetto effetto cumulo, in funzione delle potenze in gioco non viene modificata;
- b) la assoluta trasversalità della SEAR rispetto ai piani, programmi e strategie regionali: l'energia non è più una componente esterna al settore ambientale e produttivo, ma l'evoluzione che chiede l'Europa è nella direzione di *fattore principale per lo sviluppo sostenibile e sociale*. Di seguito un elenco non esaustivo dei Piani e programmi e strategie direttamente interessati, con indicazione del settore di riferimento e la ritenuta pertinenza con la SEAR

Piano	Settore	Pertinenza con la SEAR
Disegno Strategico Territoriale (DST) per lo sviluppo sostenibile della Regione Umbria (Deliberazione della Giunta regionale n. 1903 del 22 dicembre 2008)	Territorio - Pianificazione territoriale	Alta – rif. Parte 1 e Parte 2 del Disegno Strategico Territoriale (DST)
Piano Urbanistico Territoriale dell'Umbria – PUT (L.R. n. 27/2000)	Territorio - Pianificazione territoriale	Alta – rif. Capo II della L.R. n. 27/2000
Piano Urbanistico Strategico Territoriale (PUST), istituito dalla L.R.13/2009 ed in corso di formazione (dovrebbe sostituire il PUT)	Territorio - Pianificazione territoriale	Bassa
Piano Paesaggistico Regionale dell'Umbria - PPR (DGR n. 43 del 23 gennaio 2012, successivamente integrata con DGR n. 540 del 16 maggio 2012)	Territorio – Paesaggio	Alta – rif. Volume 1 e Quadro Strategico 2 (QS2) “Linee Guida per le strategie tematiche”
Piano Regionale dei Trasporti – PRT (Deliberazione del Consiglio Regionale n.351 del 16 dicembre 2003)	Territorio – Trasporti	Alta -
Piano Forestale Regionale 2008-2017 (DGR n. 1909 del 23/12/2009)	Ambiente	Alta – rif. Capitoli 6 e 7
Piano Zootecnico Regionale (documento preadottato con DGR n. 750 del 09/07/2013)	Ambiente – Zootecnia	Alta – rif. Capitoli 6 e 7
Documento Annuale di Programmazione (Dap) 2013-2015 (Deliberazione del Consiglio regionale n. 231 del 26 marzo 2013)	Sistema socio-economico	ALTA - rif. Capitolo 2.2 “Politiche per la competitività e la sostenibilità ambientale del sistema economico regionale e per l’inclusione sociale”
Piano regionale delle Attività Estrattive - PRAE (Deliberazione del Consiglio Regionale n. 465 del 9 febbraio 2005)	Ambiente – Cave	Media
Piano regionale di Gestione dei Rifiuti (Deliberazione del Consiglio regionale n. 301 del 5 maggio 2009)	Ambiente – Rifiuti	Alta
Piano Regionale della Qualità dell’Aria, adottato con D.G.R. n. 775 del 15/07/2013 e in corso di approvazione	Ambiente – Aria	Alta
Piano Sanitario Regionale 2009/2011 (Deliberazione del Consiglio Regionale n. 298 del 28 aprile 2009)	Sanità	Media

Piano	Settore	Pertinenza con la SEAR
Piano Regionale della Prevenzione 2010/2012 (Deliberazione della Giunta Regionale n. 1873 del 20/12/2010)	Sanità	Medio-alta
Piano di sviluppo rurale 2014-2020		Alta
POR FESR 2014- 2020		Alta

- c) nei capitoli precedenti si è avuto modo di rappresentare come la SEAR si inquadri in un’ottica di sviluppo sostenibile, ma anche di crescita economica intelligente ed inclusiva, volta cioè a favorire la coesione sociale e territoriale con un alto tasso di occupazione;
- d) non si ravvisano problemi ambientali specifici;
- e) gli obiettivi della Strategia Europea 20/20/20, e della Roadmap al 2050, sono obiettivi di natura eminentemente ambientale. La SEAR è una strategia locale in attuazione degli obiettivi europei ed italiani, e quindi a pieno titolo è volta all’attuazione degli obiettivi comunitari nel settore dell’ambiente.

In merito al p.to 2 (*Caratteristiche degli impatti e delle aree che possono essere interessate*), in analogia a quanto sopra effettuato in relazione al punto 1, si sottolinea quanto segue:

- a) in merito agli interventi di efficientamento non si ritiene vi siano impatti ambientali negativi, ma esclusivamente miglioramenti dei livelli attuali dei parametri ambientali: tali azioni difatti portano ad un utilizzo efficiente delle risorse, siano esse rinnovabili o fossili, e quindi a parità di fabbisogno energetico le emissioni saranno ridotte. Per quanto riguarda la produzione di energia da FER, si potrà assistere localmente ad un limitato incremento di emissione, ma in un’ottica di bilancio globale lo sviluppo delle FER (termiche e/o elettriche) riduce lo stock di emissioni mineralizzate negli idrocarburi;
- b) il carattere cumulativo degli impatti (quindi a proposito di nuovi impianti FER) è già disciplinato dal r.r.7/2011, unico caso di analisi cumulativa nella normativa regionale ai fini della valutazione di impatto ambientale;
- c) non si ritiene vi siano impatti transfrontalieri di rilievo;
- d) vale quanto indicato al p.to b);
- e) l’analisi degli impatti per i nuovi impianti FER è limitato, e comunque è funzione della tipologia di impianto e della sua ubicazione, e può essere valutato specificamente a fronte di una progettazione esecutiva. La SEAR presenterà schede per ogni FER dove saranno indicati i potenziali impatti;
- f) anche in tal caso, il r.r.7/2011 già disciplina con l’individuazione delle aree non idonee la tematica rappresentata dalle aree vulnerabili;
- g) come il precedente punto f).

In relazione alla individuazione dei *soggetti competenti*, effettuata congiuntamente dall’Autorità procedente e competente, si riporta l’elenco dei soggetti da coinvolgere nell’intero processo di VAS, già proposto, con indicazione della fase e della modalità di coinvolgimento.

Nome	Fase	Modalità
Regione Umbria – Servizi competenti	Consultazioni preliminari	Incontro e questionario
	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Conferenza di VAS	Incontro
Provincia di Perugia - Area Ambiente e territorio Provincia di Terni – Area Assetto del territorio	Consultazioni preliminari	Incontro e questionario
	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Conferenza di VAS	Incontro
Autorità di Ambito Territoriali Integrati: ATI Umbria 1, ATI Umbria 2, ATI Umbria 3, ATI Umbria 4	Consultazioni preliminari	Incontro e questionario
	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Conferenza di VAS	Incontro

Nome	Fase	Modalità
ANCI	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Conferenza di VAS	Incontro
ARPA Umbria	Consultazioni preliminari	Incontro e questionario
	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Conferenza di VAS	Incontro
	Monitoraggio	In conformità all'Allegato A alla DGR 861/2011 (punto 6)
AUSL Umbria	Consultazioni preliminari	Incontro e questionario
	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Conferenza di VAS	Incontro
	Conferenza di VAS	Incontro
Ente Parco nazionale Monti Sibillini	Consultazioni preliminari	Incontro e questionario
	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Conferenza di VAS	Incontro
Ministero per i Beni e le Attività culturali - Direzione regionale per i Beni culturali e Paesaggistici dell'Umbria	Consultazioni preliminari	Incontro e questionario
	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Conferenza di VAS	Incontro
Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Generale Valutazioni Ambientali	Consultazioni preliminari	Incontro e questionario
	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Conferenza di VAS	Incontro
Ministero dello Sviluppo Economico	Consultazioni preliminari	Incontro e questionario
	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Conferenza di VAS	Incontro
Università degli Studi di Perugia Dipartimenti interessati Centri di ricerca interessati	Consultazioni preliminari	Incontro e questionario
	Consultazioni del pubblico	Pubblicazione su sito web
	Conferenza di VAS	Incontro

4.4 Il rapporto ambientale

Il Rapporto Ambientale costituisce parte integrante della SEAR e ne accompagna l'intero processo di elaborazione ed approvazione.

I contenuti del Rapporto Ambientale sono elencati all'allegato 1 della Direttiva 42/2001/CE, recepito nell'allegato VI della Parte II del Dlgs 152/2006 e s.m.i.. Le analisi da svolgere sono finalizzate alla definizione del contesto ambientale di riferimento, all'analisi di coerenza del Programma, alla proposta di possibili alternative, all'analisi dettagliata degli effetti diretti e indiretti del programma sull'ambiente regionale e globale, alla definizione delle misure correttive da introdurre per limitare o eliminare gli effetti negativi del programma sull'ambiente, alla definizione delle misure di monitoraggio previste in fase di attuazione del programma, nonché una sintesi non tecnica delle attività realizzate e dei principali risultati conseguiti.

Il Rapporto Ambientale è quindi il documento che deve essere redatto ogni qualvolta si attui un processo di valutazione ambientale strategica ed esso *“descrive e valuta gli impatti significativi che l'attuazione del piano o programma potrebbe avere sull'ambiente, sul paesaggio e sul patrimonio culturale, nonché le ragionevoli soluzioni alternative che possono adottarsi in considerazione degli obiettivi e dell'ambito territoriale”* della SEAR (art.2, comma 1 let.c l.r.12/2010).

Di seguito si riporta il testo dell'Allegato VI al D. Lgs. 152/2006, parte II - contenuti del Rapporto Ambientale:

- a) illustrazione dei contenuti, degli obiettivi principali del piano o programma e del rapporto con altri pertinenti piani o programmi;
- b) aspetti pertinenti dello stato attuale dell'ambiente e sua evoluzione probabile senza l'attuazione del piano o del programma;

- c) caratteristiche ambientali, culturali e paesaggistiche delle aree che potrebbero essere significativamente interessate;
- d) qualsiasi problema ambientale esistente, pertinente al piano o programma, ivi compresi in particolare quelli relativi ad aree di particolare rilevanza ambientale, culturale e paesaggistica, quali le zone designate come zone di protezione speciale per la conservazione degli uccelli selvatici e quelli classificati come siti di importanza comunitaria per la protezione degli habitat naturali e della flora e della fauna selvatica, nonché i territori con produzioni agricole di particolare qualità e tipicità, di cui all'art. 21 del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 228.
- e) obiettivi di protezione ambientale stabiliti a livello internazionale, comunitario o degli Stati membri, pertinenti al piano o al programma, e il modo in cui, durante la sua preparazione, si è tenuto conto di detti obiettivi e di ogni considerazione ambientale;
- f) possibili impatti significativi sull'ambiente, compresi aspetti quali la biodiversità, la popolazione, la salute umana, la flora e la fauna, il suolo, l'acqua, l'aria, i fattori climatici, i beni materiali, il patrimonio culturale, anche architettonico e archeologico, il paesaggio e l'interrelazione tra i suddetti fattori. Devono essere considerati tutti gli impatti significativi, compresi quelli secondari, cumulativi, sinergici, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi;
- g) misure previste per impedire, ridurre e compensare nel modo più completo possibile gli eventuali impatti negativi significativi sull'ambiente dell'attuazione del piano o del programma;
- h) sintesi delle ragioni della scelta delle alternative individuate e una descrizione di come è stata effettuata la valutazione, nonché le eventuali difficoltà incontrate (ad esempio carenze tecniche o difficoltà derivanti dalla novità dei problemi e delle tecniche per risolverli) nella raccolta delle informazioni richieste;
- i) descrizione delle misure previste in merito al monitoraggio e controllo degli impatti ambientali significativi derivanti dall'attuazione del piano o del programma proposto definendo, in particolare, le modalità di raccolta dei dati e di elaborazione degli indicatori necessari alla valutazione degli impatti, la periodicità della produzione di un rapporto illustrante i risultati della valutazione degli impatti e le misure correttive da adottare;
- j) sintesi non tecnica delle informazioni di cui alle lettere precedenti.

Il Rapporto Ambientale inoltre deve riportare gli esiti della fase di consultazione preliminare evidenziando come sono stati presi in considerazione i contributi pervenuti.

Di seguito viene proposta una prima bozza non esaustiva dell'indice del Rapporto Ambientale:

1. INTRODUZIONE
 - 1.1. Inquadramento e scopo del documento
 - 1.2. Quadro normativo di riferimento della SEAR e della VAS
2. LA PROCEDURA DELLA VAS
 - 2.1. Descrizione della procedura e della metodologia della VAS e delle principali fasi
 - 2.2. Esiti delle consultazioni.
3. ILLUSTRAZIONE DELLA STRUTTURA E DEI CONTENUTI DELLA SEAR
 - 3.1. Strategia di sviluppo e obiettivi della Strategia
 - 3.2. Descrizione delle Misure
4. LA SEAR E GLI ALTRI PIANI E PROGRAMMI
 - 4.1. Individuazione dei Piani e Programmi in relazione con la SEAR
 - 4.2. Analisi delle interazioni fra la SEAR e gli altri Piani e Programmi individuati
5. IL CONTESTO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE
 - 5.1. La strategia ambientale e gli obiettivi di sostenibilità ambientale internazionale, comunitaria, nazionale e regionale
 - 5.2. Analisi delle componenti e delle tematiche ambientali
6. VALUTAZIONE DELL'INTEGRAZIONE DELLA COMPONENTE AMBIENTALE NELLA SEAR
 - 6.1. Definizione degli obiettivi di sostenibilità ambientale
 - 6.2. Analisi della sostenibilità ambientale della SEAR

- 6.3. Analisi della coerenza tra gli obiettivi ambientali, le misure e gli indicatori della SEAR
- 7. ANALISI DEGLI EFFETTI SIGNIFICATIVI DELLA SEAR SULL'AMBIENTE
- 8. CRITERI AMBIENTALI PROPOSTI PER LA FASE DI ATTUAZIONE DELLA SEAR
- 9. IL SISTEMA DI MONITORAGGIO
 - 9.1. Gli indicatori
 - 9.2. Ruoli, competenze e attuazione del monitoraggio
 - 9.3. Le relazioni di monitoraggio
- 10. SINTESI NON TECNICA DEL RAPPORTO AMBIENTALE

4.5 La partecipazione

Ai fini dell'espletamento delle fasi della VAS, l'Autorità competente per la VAS e l'Autorità procedente si avvalgono di Conferenze istruttorie, al fine di:

- agevolare la consultazione con i Soggetti portatori di competenze ambientali e di altri Soggetti portatori di interessi durante lo svolgimento delle consultazioni preliminari nell'ambito del processo di VAS;
- acquisire le valutazioni dei Soggetti portatori di competenze ambientali per la composizione del parere motivato nell'ambito del processo di VAS.

Nell'ambito di tale procedura partecipativa si ritiene necessario svolgere almeno due incontri territoriali di presentazione del documento preliminare e ulteriori iniziative di comunicazione e consultazione come di seguito indicate:

- realizzazione di un canale tematico dedicato ed interattivo sul portale della Regione;
- incontri preliminari di ascolto con stakeholders del territorio regionale;
- organizzazione e realizzazione di incontri nelle fasi di sviluppo del piano.

È infatti indispensabile coinvolgere i diversi portatori d'interesse - attori istituzionali, privati e associazioni che hanno interessi diretti o indiretti – per garantire che il progetto di Strategia sia congruente con le aspettative e le necessità dei cittadini.

Con riferimento al canale tematico web, lo stesso non sarà solamente una vetrina informativa, ma costituirà lo strumento principe per la raccolta dei contributi delle diverse categorie dei portatori di interesse nel mondo dell'energia, dal produttore al consumatore. Sarà una vera e propria *αγορά* dell'energia, dove si incontreranno, si raccoglieranno e si confronteranno le varie istanze e si faciliterà così il coinvolgimento del pubblico interessato alla formazione del Piano, tenendo così conto delle proposte, delle necessità e delle esigenze dell'intera comunità umbra.

Il canale da realizzare non concluderà la sua funzione con la approvazione della Strategia Energetico Ambientale, ma continuerà ad esistere per accogliere le osservazioni, le problematiche e le opportunità di un settore in sviluppo, nell'ottica di un continuo aggiornamento del quadro di riferimento.

Il canale costituirà anche una vetrina delle *best practices* pubbliche o private in tema energetico, nonché riporterà report sui risultati delle azioni di incentivazione regionale.

Come anticipato, la fase di consultazione si avvarrà quanto più possibile degli strumenti informatici, tenuto conto del livello di pervasività raggiunto dal web grazie alle tecnologie disponibili (smartphone, tablet, pc, smart-tv, ...). L'utilizzo di supporti cartacei sarà quanto più evitata, sempre nell'ottica di risparmio non solo di materia ma anche e soprattutto di energia.

In tal senso, i documenti di consultazione che saranno predisposti, a partire dal presente documento preliminare, saranno disponibili non solo nel formato standard pdf, ma anche nel formato epub, al fine di ottimizzarne la lettura anche per i dispositivi mobile con schermi di ridotte dimensioni (6-7').

L'acquisizione di osservazioni da parte dei soggetti deputati (sia portatori di competenze ambientali che di interessi) avverrà quanto più possibile via web (form on-line, ovvero pec).

4.6 Cronoprogramma delle attività previste

CRONOPROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ PREVISTE

ATTIVITÀ DI PREDISPOSIZIONE DELLA SEAR	1° mese	2° mese	3° mese	4° mese	5° mese	6° mese	7° mese	8° mese	9° mese	10° mese	11° mese	12° mese
Analisi e valutazioni dello scenario esistente												
Reperimento dati (ENEA, TERNA, GSE, Province, Comuni)												
Creazione database												
Confronto scenario - obblighi nazionali												
Approfondimenti su settore industriale												
Approfondimenti su settore trasporti												
Approfondimenti su settore domestico												
Approfondimenti su settore terziario												
Individuazione linee strategiche, obiettivi al 2020 e 2050, proposte per il raggiungimento degli obiettivi												
Definizione obiettivi di piano al 2020 ed al 2050												
Definizione strategie per il risparmio energetico												
Definizione strategie per lo sviluppo delle FER												
Approfondimenti su strumenti incentivanti												
Comparazione scenari (analisi costi benefici)												
Monitoraggio sistema energetico regionale												

PERCORSO PARTECIPATO E ISTITUZIONALE, VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA	1° mese	2° mese	3° mese	4° mese	5° mese	6° mese	7° mese	8° mese	9° mese	10° mese	11° mese	12° mese
FASE 1												
Adozione Documento Preliminare per la Strategia Energetico Ambientale Regionale (SEAR) comprensivo del rapporto preliminare ambientale												
Individuazione Autorità Ambientale VAS												
Pubblicizzazione avvio percorso di Piano/VAS												
Conferenza di consultazione preliminare – Valutazione osservazioni												
Predisposizione di pagina web dedicata e interattiva sul portale energia della Regione												
incontri preliminari di ascolto con stakeholders del territorio regionale												
organizzazione e realizzazione di Forum tematici pubblici di presentazione e discussione delle tematiche attinenti la Strategia in via di predisposizione												
Redazione Relazione conclusiva della fase della consultazione preliminare												
FASE 2												
<i>Redazione Rapporto Ambientale e proposta di SEAR</i>												
definizione del contesto ambientale di riferimento												
analisi di coerenza della SEAR												
analisi dettagliata degli effetti diretti e indiretti della SEAR sull'ambiente regionale e globale con ipotesi di possibili alternative												
definizione delle misure correttive da introdurre per limitare o eliminare gli effetti negativi della SEAR sull'ambiente												
definizione delle misure di monitoraggio previste in fase di attuazione del programma												
FASE 3												
<i>Consultazione del Pubblico</i>												
Presentazione Proposta di Piano e Rapporto Ambientale												
ricepimento osservazioni												
Valutazione osservazioni ed eventuale revisione della Proposta di SEAR e del Rapporto Ambientale												
FASE 4												
<i>Svolgimento Conferenza di VAS</i>												
Acquisizione Parere Motivato di VAS												
Eventuali revisioni e/o adeguamenti della SEAR per conformarla al contenuto del Parere motivato												
Percorso politico-istituzionale di adozione della SEAR, presentazione e trasmissione in Commissione Consiliare												
Predisposizione Dichiarazione di sintesi che accompagna l'approvazione della SEAR												
Approvazione della SEAR												