

Rapporto sullo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili nelle regioni del Mezzogiorno

A cura di:

Alfonso Gianni (Direttore, Centro Studi Cercare Ancora)

Roberto Ferrigno (Coordinatore, Lumina Consult)

Pasquale Stigliani (Ricercatore, Ises Italia)

Peer Reviews:

Gianni Silvestrini (Direttore Scientifico, Kyoto Club)

Giovanbattista Zorzoli (Presidente, Ises Italia)

Gennaio 2012

Rapporto sullo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili nelle regioni del Mezzogiorno

Indice

Introduzione

PARTE I: VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI DEGLI OBIETTIVI POSTI DAL CONSIGLIO EUROPEO IN TERMINI DI SVILUPPO DELLE FONTI DA ENERGIE RINNOVABILI (FER) E DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS CLIMA-ALTERANTI

1. Traduzione degli obiettivi comunitari 2020 in termini di potenza di impianti di produzione elettrica da FER da installare nel territorio nazionale
 - a. Gli indirizzi dell'Unione Europea
 - b. La Direttiva 2009/28/CE e gli obiettivi in tema di energie rinnovabili
 - c. Il Piano di Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili
2. Valutazione del possibile contributo delle singole Regioni italiane al PAN

PARTE II: AGGIORNAMENTO SULLA POLITICA ENERGETICA TERRITORIALE NAZIONALE

1. Monitoraggio dell'attività legislativa nazionale in materia di energia con particolare attenzione alle FER
 - a. Le procedure autorizzative
 - b. La connessione alla rete elettrica
 - c. I meccanismi di incentivazione
2. Verifica degli obiettivi espressi nei Piani Energetici ed Ambientali Regionali (PEAR) in termini di potenzialità e diffusione delle FER in ambito elettrico con particolare riferimento alle Regioni del Mezzogiorno (Puglia e Campania).
3. Verifica degli indirizzi operativi per la ripartizione e distribuzione territoriale degli impianti di produzione elettrica da FER espressi nei PEAP e nei PEAC con particolare riferimento alle province del Mezzogiorno (Regioni Puglia e Campania).
4. Analisi del quadro attuale della diffusione degli impianti a FER (eolici e solari) e scenari di breve e medio termine valutati in conformità ai decreti autorizzativi emanati e in corso di emanazione, con particolare riferimento alle Regioni del Mezzogiorno (Puglia e Campania).
5. Valutazione delle potenzialità di diffusione degli impianti a FER (eolici e solari) che risultano ancora inesprese in relazione agli indirizzi di politica energetica territoriale con particolare riferimento alle Regioni del Mezzogiorno (Puglia e Campania)

PARTE III: VALUTAZIONE DEL CONTRIBUTO DETERMINATO DALLO SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN) ALLA DIFFUSIONE DELLE FER IN AMBITO ELETTRICO

1. La situazione esistente

2. Opportunità di sviluppo della RTN volte a sostenere la diffusione delle FER in ambito elettrico con particolare riferimento alle Regioni del Mezzogiorno.

PARTE IV: INDIVIDUAZIONE DEI DISTRETTI TERRITORIALI MAGGIORMENTE VOCATI ALLA DIFFUSIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE ELETTRICA DA FER

1. Alcuni esempi di programmazione territoriale relativa allo sviluppo di Distretti FER e individuazione e mappatura dei Distretti FER con particolare attenzione alla produzione elettrica da fonte eolica e solare nelle regioni del Mezzogiorno (Puglia e Campania).

PARTE V: UN CONTRIBUTO ALLO SVILUPPO DI LINEE GUIDA PER LA REDAZIONE DEI PIEAR

1. Ottimizzare le risorse per raggiungere gli obiettivi
2. Il ruolo delle Regioni

CONCLUSIONI

INTRODUZIONE

“Di rado un’importante innovazione

*scientifica si fa strada convincendo
e convertendo gradualmente i suoi
oppositori (...) Quel che accade, è
che gradualmente gli oppositori
scompaiono e la nuova generazione
si familiarizza con l’idea sin dalla
nascita”*

Max Planck

In un'affascinante ricostruzione della storia umana, che copre un periodo lungo circa 16 mila anni, il professore Ian Morris dell'Università di Stanford ha rilevato che lo sviluppo sociale è stato fin qui determinato da un amalgama di almeno quattro fondamentali fattori: l'uso della energia, l'urbanizzazione, la capacità militare e la tecnologia dell'informazione. Di questi quattro fattori alcuni sono destinati a declinare, come ci auguriamo sia per la capacità militare. Altri ad attraversare non brevi e complessi periodi di crisi legati alla soluzione di complessi problemi e vincoli territoriali, ambientali e sociali, come l'urbanizzazione. Intanto con il nuovo secolo la maggioranza dell'umanità risiede in città, le cui dimensioni crescono in modo abnorme. Il nostro futuro è dunque legato in modo particolare allo sviluppo della società della conoscenza e alle modalità con cui viene affrontato il grande tema della transizione energetica da fonti fossili a quelle rinnovabili. La stessa storia della rivoluzione industriale avvenuta due secoli fa può essere riletta alla luce della centralità del tema energetico. Oltre che di rivoluzione industriale, e, secondo alcuni, in luogo di questa, si deve parlare di rivoluzione energetica. Allora l'umanità, o meglio una parte tutt'altro che maggioritaria della stessa, imparerà a sfruttare l'energia solare fossilizzata. Oggi comprende che bisogna fare altro, visto il naturale e tendenziale esaurimento di quelle risorse e i non sopportabili processi di cambiamento climatico e di deterioramento dell'ambiente. Ma bisogna farlo subito e con grande determinazione. E' lo stesso Ian Morris a fornirci una previsione gravemente pessimistica del futuro che potrebbe aspettarci se l'ingegno umano non riuscisse, o gli venisse impedito, di trovare le soluzioni adeguate al ripresentarsi in forma nuova di un antico problema, quello della scarsità delle risorse. La nuova convergenza nello sviluppo economico e sociale, in particolare fra Occidente e Oriente, che ha invertito quel processo contrario così acutamente indagato da Kenneth Pomeranz, ha modificato i precedenti disequilibri con cui avveniva il reperimento delle

risorse. Modi iniqui, ma non ancora sostituiti con qualcosa di più giusto e stabile. Secondo le analisi dell'Ocse la nuova convergenza sta cambiando nel profondo il rapporto globale tra offerta e domanda di risorse. Il che si riflette in modo evidente dai recenti aumenti dei prezzi reali dei metalli e dell'energia, ulteriormente amplificati dalle manovre di riposizionamento della speculazione finanziaria a seguito della grande crisi nella quale tuttora il mondo è immerso. L'Agenzia internazionale dell'energia sottolinea che la domanda globale di energia primaria potrebbe aumentare di un altro 50% entro il 2035. Se la convergenza economica non porta con sé un cambiamento delle fonti di produzione di energia e delle attitudini ai consumi saranno guai. Se tutti volessero adattarsi agli attuali consumi di energia pro capite in atto nei paesi più ricchi il consumo di energia commerciale si moltiplicherebbe almeno di tre volte. Ecco dunque che Ian Morris ci dipinge un quadro alla Brughel. Se la "battaglia dell'ingegno" andrà perduta potremmo cadere vittime dei "cinque cavalieri dell'apocalisse": cambiamento climatico, carestia, fallimento dello stato, migrazione e malattia. Non è difficile riconoscere che alcuni di questi cavalieri hanno cominciato a correre già molto velocemente con l'attuale crisi economica mondiale.

La crisi ambientale

Dalla pubblicazione del celebre rapporto del Club di Roma sui limiti dello sviluppo nel 1971 ai giorni nostri, il dibattito mondiale sulle questioni ambientali si è arricchito di una sterminata letteratura e di una dilagante convegnistica che ha coinvolto con grande passione scienziati, economisti, filosofi, uomini politici, istituzioni governative e non, semplici cittadini attivisti della sopravvivenza dell'ambiente, governi e organismi internazionali, a partire dall'Onu. Importanti decisioni sono state assunte in consessi internazionali, come la Conferenza di Kyoto tenutasi nel dicembre del 1997 al termine della quale i rappresentanti di 169 paesi firmarono l'omonimo Protocollo. Poche questioni, come quella ambientale, hanno avuto un impatto così forte e diffuso sull'opinione pubblica mondiale, con particolare riguardo ai paesi occidentali più sviluppati, dove la sensibilità dei ceti medi si è mostrata particolarmente acuta su queste questioni. Malgrado tutto questo i risultati non sono venuti. Sia perché alcuni grandi paesi, come gli Stati Uniti d'America, non hanno ratificato quell'accordo, sia perché esso è stato apertamente osteggiato dai paesi emergenti - fra questi la Cina -, bisognosi di garantirsi elevati tassi di crescita economica e soprattutto perché un'efficace difesa dell'ambiente avrebbe comportato una modifica sostanziale del modello di sviluppo, cui non erano e non sono disponibili né i vecchi paesi capitalisti né quelli in avanzata via di sviluppo. La crisi climatica in cui versa il nostro pianeta ha continuato in maniera sempre più evidente e profonda a mostrare e fare sentire i suoi tragici effetti, fino ad arrivare a situazioni di insostenibilità diffusa. E questo è stato un altro potentissimo sintomo della caduta di credibilità del processo di globalizzazione.

Gli anni 2006 e 2007 hanno quindi segnato un sensibile punto di svolta in questo dibattito grazie a una consapevole e largamente condivisa drammatizzazione della situazione, cui però non corrisponde ancora una terapia all'altezza della gravità della malattia individuata.

Il 24 maggio 2006 viene presentato in contemporanea sulle coste dei due oceani, a New York e a Los Angeles, un documentario destinato ad aver una grande fortuna. Si tratta di *An inconvenient Truth* ("Una scomoda verità"), diretto da Davis Guggenheim e ha come

protagonista-narratore dei mali del pianeta Al Gore, che fu vicepresidente degli States per otto anni dal 1992 al 2000, anno in cui fu sconfitto, per quella famosa manciata di voti in Florida, nella corsa alla Casa Bianca da George W. Bush. Il documentario fa rapidamente il giro del mondo, viene proiettato oltre che nelle sale cinematografiche, nelle scuole, nei luoghi di convegno, nelle pubbliche manifestazioni, riscuotendo un successo enorme che naturalmente frutterà alla pellicola l'Oscar 2007 come migliore documentario. Sempre nel 2007, proprio grazie a questa campagna di denuncia e al suo evidente successo, viene conferito ad Al Gore il premio Nobel per la Pace, insieme al Comitato Intergovernativo per i mutamenti climatici (Ipcc) dell'Onu.

Il 30 ottobre 2006 viene presentato a Londra un ponderoso studio di oltre 700 pagine, un vero e proprio rapporto sulla condizione dell'ambiente. E' stato commissionato dal governo laburista di Tony Blair a un gruppo di ricercatori coordinati e guidati da Nicholas Stern, un noto economista che era stato anche vicepresidente della Banca mondiale, che darà il suo nome al rapporto stesso. L'obiettivo di un lavoro così minuzioso è duplice. Da un lato si vuole stabilire in modo praticamente definitivo quale è lo stato di salute del pianeta, si vuole fare della scienza ambientale un elemento incontrovertibile, un punto di non ritorno cui la scienza e la politica devono necessariamente attingere. Dall'altro lato si vuole affrontare il tema da un punto di vista diverso da quello strettamente ambientalista e da quello che deriva dalle scienze che indagano la biosfera.

A curare il rapporto è infatti un economista e le conclusioni del suo lavoro mettono soprattutto in evidenza che "se non interverremo, il costo complessivo e i rischi delle mutazioni climatiche equivarranno a una perdita del cinque per cento del prodotto nazionale lordo annuo globale, da oggi e per sempre.". Ma se si considera una gamma più ampia di rischi e conseguenze, si calcola che il danno potrebbe arrivare fino al 20% del prodotto nazionale lordo, o anche di più. Mentre il costo di un intervento, che riduca le emissioni di gas nocivi per evitare le conseguenze peggiori delle mutazioni climatiche, può essere contenuto nell'1% circa del prodotto nazionale lordo mondiale annuo." Stern affida molte speranze agli investimenti che dovranno essere fatti nei prossimi dieci-venti anni proprio perché "il mutamento climatico potrebbe avere anche delle gravi conseguenze sulla crescita e sullo sviluppo economico. Se non si interviene per ridurre le emissioni nocive, la concentrazione di gas tossici nell'atmosfera potrebbe raggiungere già nel 2035 il doppio dei livelli dell'era preindustriale, il che comporterebbe un aumento della temperatura media della terra di due gradi centigradi.

A lungo termine - prosegue Stern - ci sarebbero più del 50% delle probabilità che l'aumento della temperatura superi i 5 gradi centigradi. Questo aumento sarebbe decisamente pericoloso, poiché equivale al cambiamento della temperatura media dall'ultima glaciazione ad oggi." D'altro canto, osservano sempre gli estensori del rapporto, "il costo di condizioni climatiche estreme, comprese le inondazioni, le siccità e gli uragani, sta già aumentando anche per i paesi più ricchi", quindi "i costi per stabilizzare il clima sono significativi ma si possono affrontare. Ritardare sarebbe pericoloso e molto più costoso".

Nicholas Stern avrà anche modo di dire che "l'effetto serra porterà alla crisi economica mondiale". Non poteva e non voleva certo riferirsi all'attuale crisi scatenata dai *sub-prime* americani, ma a qualcosa di più profondo e sistemico, quindi persino più grave, ma certamente con il senno di poi si potrebbe attribuire all'autorevole economista inglese persino capacità divinatorie.

La pubblicazione del rapporto e l'immensa pubblicità di cui ha potuto godere non hanno comunque spento il dibattito nella comunità scientifica sulla esistenza stessa e soprattutto sulle cause del riscaldamento climatico del pianeta. Vi è chi pervicacemente sostiene il contrario o la non responsabilità delle attività umane nel surriscaldamento ambientale. Tra questi ultimi, per fare un solo esempio, Richard Lindtzen, un meteorologo docente al Mit di Boston, sostiene che "negli ultimi cento anni le temperature medie sono andate su e giù e nell'intero periodo si stima una crescita globale di mezzo grado centigrado". Altri, come l'economista Charles Dumas, hanno criticato il rapporto perché fornirebbe stime esagerate del costo dell'intervento per contenere il riscaldamento globale. Ancora più insidiose, proprio perché "dietrologiche", sono le critiche provenute sia da ambienti scientifici che politici ed economici, in base alle quali dietro al rapporto Stern vi sarebbe l'opzione del governo inglese a favore del nucleare e che dunque l'intera ricerca sarebbe stata eterodiretta da finalità non proprio squisitamente scientifiche.

In ogni caso se è sbagliato dire, come capita di sentire, che tutta la comunità scientifica internazionale sia concorde nell'affermare l'esistenza di un grave mutamento climatico in corso e la responsabilità in questo dell'attuale modello di sviluppo economico, è sicuramente vero che tanto l'iniziativa di Al Gore quanto quella di Nicholas Stern hanno di molto rafforzato le tesi ambientaliste e sono servite da background culturale per l'assunzione di nuove decisioni da parte dei governi. Vanno ricordate senz'altro quelle prese dalla Unione europea conosciute come l'impegno 20-20-20, che cioè riguardano la necessità di ridurre l'emissioni di Co₂ del 20%, di ridurre il consumo energetico di altrettanto e di produrre energia con il 20% di energie alternative entro il 2020; oppure il sostanziale successo della conferenza dell'Onu tenutasi a Bali nella prima quindicina del dicembre 2007, che si è conclusa con un documento approvato anche dagli Usa, Cina e India che assume impegni (una sorta di road map) per i negoziati sul regime climatico dopo il 2012, cioè il dopo-Kyoto.

Dopo quasi quaranta anni, quindi, la cultura del limite, come l'abbiamo definita nelle pagine precedenti, ha finalmente partorito l'impegno all'intervento. La questione della salvaguardia del pianeta è ormai uno dei temi centrali all'ordine del giorno non solo dei movimenti, ma di tutti i governi e degli organismi internazionali, di ogni forza politica, come ha dimostrato anche il posto rilevante che ha occupato nella campagna elettorale che ha portato alla vittoria il Partito democratico nelle elezioni presidenziali americane. Non so se si può dire che la lunga ed efficace azione di Al Gore sulle questioni ambientali abbia direttamente influito sulla larga vittoria di Obama, ma certamente essa ha svolto un ruolo di primo piano per mandare in frantumi la credibilità già assai scossa di George W. Bush. Naturalmente il fatto che la questione climatica e più in generale ambientale sia comune a più schieramenti politici, anche di segno opposto, al punto da essere un argomento obbligato in tutte le campagne elettorali, non significa affatto che vi sia convergenza rispetto alle soluzioni da dare al problema. Come vedremo più avanti la discriminante fra destra e sinistra è ben netta anche in questo campo. Quello che però è sostanzialmente acquisito anche nel mondo politico è che la crisi ambientale è una delle costituenti, e non certo la più trascurabile, della crisi complessiva che coinvolge le società umane nel corso di questa fase dello sviluppo segnato dalla globalizzazione capitalistica.

L'insostenibilità ecologica della globalizzazione

Agli inizi degli anni 2000 un gruppo di scienziati del Wuppertal Institut, coordinati da Wolfgang Sachs e Tilman Santarius, avviarono un complesso programma di ricerche per cercare di rispondere alla domanda “quale globalizzazione è sostenibile per il futuro?”. Essi partirono dalla convinzione che “da molto tempo vari segnali indicano che la globalizzazione delle crisi ecologiche e i conflitti sulle riserve strategiche - per esempio il petrolio, il gas, l'acqua, i metalli nobili - sono il propellente e il vettore di un'epoca di guerre per le risorse.” Per gli autori del rapporto conclusivo di quelle ricerche era dunque del tutto “sorprendente l'oblio dell'ecologia dei critici della globalizzazione” Tanto più che “constatato che il costante superamento dei limiti della natura è possibile soltanto al prezzo di crisi e catastrofi planetarie, non abbiamo piuttosto urgente bisogno di una globalizzazione dell'ecologia?” Quando l'edizione tedesca del rapporto finale vide la luce agli inizi del 2005, il mondo era sotto shock per lo tsunami - questa volta in senso purtroppo non metaforico - che si era abbattuto sulle coste del Sud-Est asiatico provocando centinaia di migliaia di morti e un ammontare praticamente incalcolabile di danni. Le immagini televisive del disastro contribuirono non solo alla condivisione del dolore provato da quelle popolazioni povere, ma anche a generalizzare nei ricchi paesi del Nord del mondo la consapevolezza che pur non essendo l'uomo la “causa prima” di quella catastrofe, cionondimeno “era responsabile della sua smisurata gravità”. Il nuovo secolo e il nuovo millennio potevano dunque aprirsi con un nuovo interrogativo. “Come potrà un numero molto elevato di esseri umani vivere una vita degna, nonostante la finitezza delle risorse naturali?”.

E' a questa domanda che gli studiosi del Wuppertal Institut hanno cercato di dare risposta nel report finale, il cui titolo *Per un futuro equo. Conflitti sulle risorse e giustizia globale*, metteva subito in chiaro l'intenzione dei suoi autori di non indulgere a nessun tipo di fondamentalismo ambientalista e invece di legare il tema della sopravvivenza del pianeta con quella della affermazione della giustizia sociale. Proprio per queste sue caratteristiche il rapporto ha avuto un'importanza di particolare rilievo nel fondere aspetti diversi e fino ad allora persino scollegati della critica al processo di globalizzazione. Gli estensori del rapporto analizzano e sottopongono a critica la stessa concezione di “sostenibilità dello sviluppo” che aveva funzionato spesso come una sorta di riciclaggio delle coscienze per i sostenitori dello sviluppo economico in quanto tale. “La differenza fra i limiti della disponibilità di risorse e quelli della resistenza degli ecosistemi permette di compiere dei distinguo nella disputa tra i difensori di una sostenibilità ‘debole’ e quelli di una sostenibilità ‘forte’, scrivono infatti gli scienziati del Wuppertal. I primi ritengono che lo sfruttamento della natura sia consentito fintanto che la perdita può essere tradotta in una crescita di capitale tecnico, umano o finanziario. I secondi, al contrario, sono dell'idea che esistano limitazioni all'equivalenza fra natura e capitale: non si sega il ramo su cui si è seduti. In effetti, nella prospettiva di una progressiva riduzione di risorse, la prima cosa cui si pensa è che la scomparsa della natura possa essere risarcita da un aumento del benessere, pertanto il discorso degli eco-economisti su una sostenibilità debole può sembrare ragionevole. Ma, nella prospettiva di una progressiva riduzione delle basi vitali non esiste aumento di benessere che possa compensare questo tipo di perdita, perciò è giusto il concetto di ‘sostenibilità forte’, ovvero: i limiti della crescita non possono essere sostituiti da alcun tipo di crescita dei limiti”.

Ma gli estensori del rapporto sono anche lontani da qualsiasi visione e semplificazione catastrofista del problema, che invece alberga ancora in diverse componenti del

pensiero ambientalista e che lo rendono spesso scarsamente convincente. Infatti "è opportuno raffigurarsi il superamento dei limiti dello sviluppo come un'analoga sequenza di processi di declino che si susseguono prima di ricevere il repentino colpo di grazia." I limiti allo sviluppo non sono quindi né statici né fissati una volta per tutte e tantomeno di facile individuazione. Essi dipendono da diversi fattori, fra i quali il carico cui la produzione, il consumo e le tecnologie utilizzate sottopongono un ecosistema e l'elasticità fra diversi fattori.

Questa tesi era del resto già stata sostenuta a metà degli anni Novanta dal premio Nobel per l'economia Kenneth Arrow, di cui abbiamo già parlato nelle pagine precedenti, e si intreccia con la ricca e originale riflessione condotta da Fred Hirsch agli inizi degli anni Settanta nel suo famoso libro significativamente intitolato *I limiti sociali allo sviluppo* (Hirsch F. , 2001). Gli estensori del citato rapporto sono convinti che "l'inconoscibilità sia insita nella natura stessa delle cose", ma i limiti esistono anche se non si è in grado di sapere quando li si incontreranno. Infatti "vale il principio per cui l'assenza di una prova non è la prova di una assenza" e quindi "la tattica più ragionevole non è aspettare che le cose accadano, ma adottare precauzioni."

Per questo individuano alcune tendenze globali, rispetto alle quali bisogna che i governi e le popolazioni di tutto il mondo si attrezzino, prima che i guasti diventino del tutto irreparabili. Queste tendenze possono essere facilmente individuate seguendo le trasformazioni subite, in particolare, anche se non solo, negli ultimi decenni, che collimano esattamente con l'attuale terza fase della globalizzazione capitalistica, da alcuni indicatori ambientali "chiave" per giudicare lo stato di salute del nostro pianeta. Per quanto riguarda le condizioni in cui versa l'atmosfera, va rilevato che il clima mondiale negli ultimi cento anni si è riscaldato di circa 0,6 gradi Celsius, ma le previsioni stimano possibile un incremento della temperatura media terrestre, nel nostro secolo, tra gli 1,4 e i 5,8 gradi. Già gli anni Novanta sono stati forse il decennio più caldo e rovente dell'intero millennio che abbiamo lasciato alle spalle. Naturalmente le cause dell'incremento della temperatura sono anche di tipo naturale e vi è anche una cerchia di studiosi, ormai piuttosto ristretta per la verità, che sostengono che si tratterebbe solo di ciò, anche perché la temperatura ha conosciuto diverse oscillazioni lungo i secoli passati. Ma l'attribuzione del riscaldamento a cause derivanti dalle attività umane e da questo tipo di sviluppo economico ha ormai conquistato la maggioranza della comunità scientifica internazionale. Le zone umide, di importanza fondamentale per la conservazione delle biodiversità, sono diminuite della metà dal 1900 in poi.

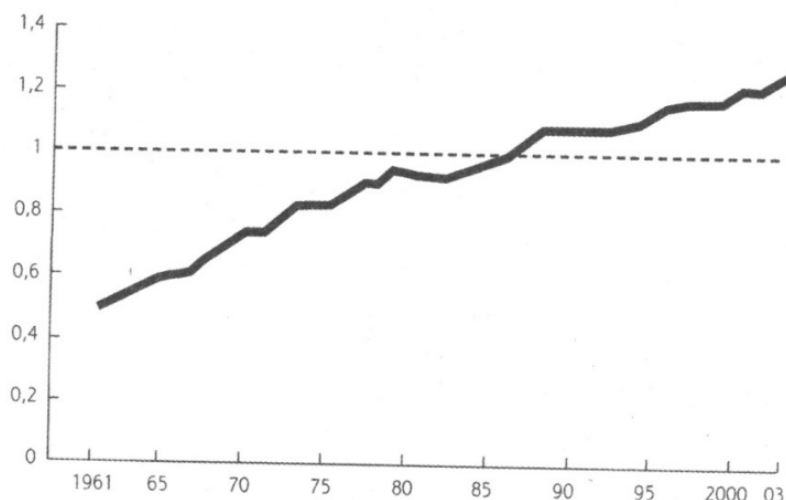
Per quanto riguarda la biodiversità la situazione è davvero grave. La Terra si trova attualmente nella sesta grande epoca di estinzione delle specie sia animali che vegetali con precise responsabilità da parte di una di esse, quella rappresentata dall'*Homo sapiens*. IL 50% della superficie terrestre è stata modificata dall'attività umana, con il conseguente peggioramento della sua qualità e produttività e con un aumento inquietante dell'erosione del suolo. L'acqua dolce, "l'oro blu", è sfruttata in quantità sempre maggiori, oltre il 50% per attività umane, di cui il 70% in agricoltura ed è soggetta a processi di privatizzazione man mano che la sua relativa scarsità ne incrementa il valore effettivo e potenziale. In 29 paesi, a partire dal sedicesimo secolo, è andato perduto oltre il 90% delle foreste, perdita ulteriormente intensificatasi durante gli anni Novanta, quando si è perso il 4,2% del restante patrimonio forestale. Secondo i dati forniti dalla Fao un quarto delle riserve ittiche è ormai esaurito. La falcidie è stata particolarmente intensa nel ventennio tra gli anni Settanta e gli anni Novanta, quando la riserva ittica mondiale si è quasi dimezzata.

Un discorso particolare va fatto per quanto riguarda la condizione nelle quali si trovano le tradizionali fonti energetiche, in particolare il petrolio. Si discute con molto accanimento attorno al tema della fine del petrolio. Non vi è da stupirsi, visto l'enormità degli interessi materiali che si aggruppano attorno alle sorti dell'oro nero. In particolare vi è disaccordo su quando, e persino sul se, verrà raggiunto il cosiddetto picco di produzione, cioè il punto oltre il quale inesorabilmente vi è una diminuzione delle capacità estrattive. C'è chi, come i rappresentanti di imprese petrolifere quotate in Borsa, è pronto a giurare che il picco non verrà mai neppure raggiunto. Chi invece, come l'agenzia internazionale per l'energia che ha sede a Parigi (Iea), lo colloca così lontano nel tempo da impedire che su questa previsione si possano fare dei calcoli di qualunque genere. Altri, e questi ultimi ci sembrano i più attendibili, lo ritengono prossimo, collocabile forse tra il 2008 e il 2015. Naturalmente bisogna anche considerare i costi di estrazione. Sono in diversi a sostenere che non è il petrolio in sé a potere mancare, ma è la caduta di investimenti per attuare nuove ricerche e nuove tecniche di estrazione che ne determinerà una progressiva scarsità. Altri ancora mettono in luce le crescenti problematiche geopolitiche rispetto alla continuazione della produzione energetica per via petrolifera.

In ogni caso un punto è chiaro, ed è l'aumento della domanda di petrolio greggio soprattutto da parte dei paesi emergenti e quindi l'impossibilità di farvi fronte dal punto di vista dell'offerta. Comunque la si rigiri, il passaggio della produzione di energia da combustibili fossili - sia che questi siano in via di esaurimento o che siano di più difficile reperibilità per ragioni tecniche o economiche - a quella da fonti rinnovabili è uno degli elementi centrali della trasformazione dei modelli di sviluppo economico che l'umanità ha di fronte se vuole salvare il pianeta e la sua civiltà materiale.

L'impronta ecologica

L'impronta umana segna dunque la trasformazione del globo terrestre più di quanto e più velocemente non lo faccia la natura stessa. E' stato quindi elaborato un indicatore globale, l'"impronta ecologica", per cercare di definire in un colpo solo quale è il livello raggiunto dallo sfruttamento della biosfera. Se riferiamo tale indicatore generale a ciascun paese, esso identifica la quantità di superficie di territorio necessaria a sostenere una data economia. Se tutte le conseguenze sulla biosfera prodotte dalle attività umane vengono sommate e "tradotte" in termine di superficie, è possibile calcolare l'impronta ecologica globale che gli uomini lasciano sul nostro pianeta. Scopriamo così che questa, tra il 1960 e il 2000, è cresciuta dell'80%, mentre, a partire dalla metà degli anni Settanta, l'impronta ecologica "ha iniziato a superare la superficie del pianeta biologicamente produttiva, esclusi quindi i deserti, i ghiacciai e i mari" con un sovraccarico che era del 20% al momento in cui gli scienziati del Wuppertal Institut concludevano le loro indagini. In altre parole consumiamo più risorse di quante la natura riesca a fornirne e rigenerarne. Tutto ciò è evidenziato dal semplice grafico sottostante, dove sull'asse delle ascisse sono rappresentati gli anni che scorrono dal 1961 al 2003, mentre sull'asse delle ordinate si trovano il numero dei pianeti necessari a fornire le risorse, ben sapendo ovviamente che ne disponiamo di uno solo, quello in cui viviamo.



Fonte: Sachs W. e Santarius T. 2007

“Yes, we Can...cun”

In questi ultimi anni lo stato del mondo non è affatto migliorato rispetto a quello descritto nel grafico di cui sopra. Anzi è avanzato un processo ulteriore di deterioramento ambientale. Il protocollo di Kyoto, che fece seguito alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, è stato a tutt’oggi uno dei più importanti strumenti giuridici internazionali che il mondo sia mai riuscito a darsi. Un’importante sperimentazione sul terreno della costruzione di una governance globale. Esso, come è noto, contiene gli impegni dei paesi industrializzati a ridurre le emissioni di alcuni gas ad effetto serra che sono stati individuati come responsabili del riscaldamento del pianeta. In particolare si tratta del biossido di carbonio (CO₂); del metano (CH₄); del protossido di azoto (N₂O); dell’idrofluorocarburi (HFC); del perfluorocarburi (PFC); dell’esafluoro di zolfo (SF₆). In base al protocollo i paesi firmatari si impegnavano collettivamente a ridurre le loro emissioni di gas ad effetto serra, nel periodo 2008-2012, per una riduzione delle emissioni totali dei paesi sviluppati di almeno il 5% rispetto ai livelli del 1990. Gli stati membri della Ue (che ratificò il protocollo il 31 maggio del 2001) al 2004 si impegnarono però a ridurre collettivamente le loro emissioni dell’8%. Non tutti i paesi sviluppati firmarono il protocollo. Infatti ne rimasero fuori l’Australia e gli Stati Uniti d’America.

La scadenza imminente della validità del protocollo ha indotto i paesi firmatari a intensificare gli sforzi per trovare nuove intese al fine di dare vita ad una nuova fase, detta Kyoto 2, tesa ad includere anche i Paesi in via di sviluppo e non solo le 37 nazioni più industrializzate che avevano dato vita alla prima fase. Diverse sono state i vertici dedicati a questo tema. Nel dicembre del 2010 si è tenuto l’ultimo di questi in Messico, a Cancun. Il giudizio sull’esito del vertice, conclusosi l’11 dicembre, è tuttora assai controverso.

In buona sostanza può valere la popolare metafora del bicchiere mezzo pieno o mezzo vuoto. Si può infatti dire che la conferenza di Cancun ha in fondo, anzi sarebbe meglio dire in extremis e con molti patemi d'animo, salvaguardato la sopravvivenza del negoziato. Poiché esso ha rischiato seriamente di naufragare definitivamente, si può ben capire l'esplosione di gioia che ha accompagnato la conclusione del vertice. Tuttavia tanto entusiasmo non regge del tutto ad un'analisi più fredda ed attenta dei risultati effettivamente conseguiti.

Un aspetto che può rientrare, pur con limiti rilevanti, tra quelli positivi è stata la tenuta del carattere multilaterale del negoziato, anche attraverso un sensibile riposizionamento dei vari protagonisti. Purtroppo la prova della Ue non è stata eccellente. Già il vertice europeo di Copenhagen del dicembre del 2009 era stato sostanzialmente un insuccesso. Ne era emersa un'immagine dell'Europa assai sbiadita, dopo che questa si era fatta paladina nel passato e con qualche successo della battaglia contro i cambiamenti climatici. Lo scoppio della crisi economica mondiale aveva non poco raffreddato gli animi sul fronte ambientale. A Cancun quindi la Ue non si è comportata certo come una forza d'avanguardia, non sfruttando neppure le nuove condizioni che si sono aperte grazie al passo in avanti fatto dalla Cina e dall'India.

Gli Usa si sono mostrati gravemente appesantiti da un Congresso a maggioranza repubblicana che certo non vede di buon occhio qualsivoglia freno o condizionamento alla crescita economica in difesa dell'ambiente.

I paesi dell'America Latina dal canto loro non hanno mantenuto promesse e speranze che avevano suscitato, soprattutto per mancanza di coesione fra di loro.

Chi ha fatto la parte del leone sono stati Cina, India, Brasile e SudAfrica, gli stessi, peraltro, che sono meglio posizionati nella attuale crisi economica mondiale. Se il protocollo di Kyoto è stato messo in sicurezza, in particolare dagli attacchi ad esso condotti da Canada, Giappone, Russia e in misura minore Usa, è merito loro che si sono dichiarati pronti ad accettare gli impegni per la riduzione delle emissioni di gas serra. L'India ha anche proposto di assumere impegni vincolanti e verificabili di riduzione, mentre la Cina ha posto il problema del trasferimento delle tecnologie.

Il multilateralismo è stato quindi salvato, ma a scapito dei contenuti concreti, il cui ottenimento è stato rimandato al prossimo vertice di Durban.

Tra gli aspetti concreti che comunque si possono mettere all'attivo vi è sicuramente la definizione di un programma globale sulla riduzione delle emissioni provocate dalla deforestazione e dal degrado delle foreste (il REDD, ovvero *Reduced Emissions from Deforestation and Degradation*).

Il definitivo decollo del Fondo Verde per il Clima non è esente invece da più di una perplessità, dal momento che non è chiaro da dove deve arrivare lo stanziamento necessario, previsto in trenta miliardi di dollari fino al 2012 da aumentare fino a cento dall'anno successivo. L'affido, seppure temporaneo, alla Banca Mondiale del Fondo non fa ben sperare, dal momento che questa istituzione ha troppi rilevanti interessi nel sostegno ai combustibili fossili.

Nessuna decisione di rilievo è stata assunta per quanto riguarda gli impegni relativi a fondi pubblici che dovrebbero sostenere l'adattamento al cambiamento del clima,

particolarmente necessari per quei paesi che hanno subito i maggiori guasti dal cambiamento climatico (come il Bangladesh).

Poco convincente è stato l'esito del negoziato su un punto cruciale, quello appunto della riduzione delle emissioni. Le parti si sono limitate a riconfermare, senza ulteriori e necessari vincoli rimandati a Durban, quanto già deciso a Copenhagen, ovvero la stabilizzazione dell'aumento della temperatura del pianeta a due gradi centigradi rispetto al 1990. E' evidente che qui si addensa il contrasto fra crescita economica e riduzione di emissioni, dal momento che secondo i paesi in via di sviluppo i piani di mitigazione nazionali rischiano di essere troppo onerosi e tali da compromettere lo sviluppo economico. In particolare il motivo della discordia ha riguardato i cosiddetti MRV (*Monitoring Reporting and Verification*), ovvero la necessità di mettere in atto serie verifiche incrociate sul mantenimento effettivo degli impegni. Un tema che mette in discussione o almeno pone limiti alla stessa sovranità nazionale in ragione di un interesse superiore, quello della salvaguardia e della sopravvivenza dell'intero pianeta. La soluzione di compromesso su questo punto, su cui si è molto speso il governo messicano, costituisce semplicemente un ponte verso gli impegni che dovranno essere presi a Durban.

In questo modo Durban si carica di moltissime attese e responsabilità. Appare cioè come un'ultima spiaggia, ove i rischi di fallimento ci appaiono tanti più gravi quanto minori sono le possibilità di ricorrere ad appuntamenti di riparazione. Questo comporta molto lavoro e molto impegno lungo il 2011, anno cruciale per la salvaguardia dell'ambiente e per lo sviluppo di fonti alternative di produzione di energia. La corsa contro il tempo è cominciata e c'è da augurarsi che non si tratti di un'impresa disperata. Risulta quindi pienamente giustificata la dichiarazione di Connie Hedegaard, Commissaria Ue per il Cambiamento Climatico, che al termine della Conferenza di Cancun ha detto . "Avremo sulle spalle un pesantissimo piano di lavoro nel 2011"!

Nucleare, addio!

Mentre stavamo lavorando alla stesura di questo rapporto, è venuta a conclusione definitiva la assai poco esaltante vicenda del nucleare nel nostro paese. Come è noto il governo, malgrado gli esiti del referendum del 1987 avessero dimostrato la indisponibilità del popolo italiano a perseguire la strada della costruzione delle centrali nucleari, aveva voluto tornare su questa scelta. Lo fece con il decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133 recante il titolo: "Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria".

Fin dall'inizio la scelta apparve a molti poco credibile e comunque sottoponibile a critica. Infatti era difficile comprendere come effettivamente l'Italia potesse tornare a dotarsi di efficienti e sicure centrali nucleari dopo che da più di venti anni aveva dismesso ogni attività al riguardo. Nel frattempo, mentre non veniva risolto nessuno dei problemi di fondo, che la pluridecennale esperienza nucleare aveva nel mondo evidenziato sul decisivo tema della sicurezza - come ha sostenuto in più di un'occasione e con la consueta efficacia argomentativa Jeremy Rifkin - , avanzava la produzione su scala globale di energia per via di fonti rinnovabili, lasciando intravedere la possibilità di

rendere competitivo il prezzo del Kw prodotto in questo modo rispetto a quello proveniente dal nucleare.

L'obiezione sulla presunta economicità del nucleare si stava già sfaldando prima degli ultimi decisivi avvenimenti. D'altro canto la lunga transizione dal petrolio può essere garantita dall'utilizzo su larga scala del gas, che, secondo la Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), è destinato a occupare la quota del 25% dell'energia totale entro il 2035. Questo potrebbe accadere anche senza dovere necessariamente ricorrere a metodi estrattivi di pesantissimo impatto ambientale e che richiedono enormi quantità d'acqua - come nel caso dello *shale gas* estratto da rocce argillose -; mentre un contributo importante può essere fornito anche dalle nuove tecniche che permettono un utilizzo dello stesso carbone in modo assai meno invadente del passato per l'ambiente.

Naturalmente una discussione di questo genere vedeva parti - e interessi - aspramente contrapposti. Ben difficilmente la conclusione di una simile controversia sarebbe potuta avvenire attraverso un superamento dialettico delle contrapposizioni o l'assunzione da parte degli uni del punto di vista degli altri. Questo è uno di quei casi nei quali bisogna dare ragione al premio Nobel per l'economia Paul Krugman, quando afferma che "Gli errori economici non muoiono mai: nella migliore delle ipotesi, si affievoliscono lentamente. Essendo la natura umana quello che è, sarebbe troppo aspettarsi da chi basa la propria carriera o la stima di sé sulla propria identificazione con una dottrina, l'abbandono di questa dottrina semplicemente perché gli eventi ne hanno dimostrato la falsità". Per di più il nucleare trascina con sé valutazioni non solo economiche, ma scientifiche, il che complessifica ancora di più le cose. Nulla sarebbe più sbagliato che pensare che il carattere scientifico di una controversia la ponga per ciò stesso sul terreno della oggettività.

A risolvere la situazione e il contenzioso sono però intervenuti nuovi rilevanti accadimenti.

In primo luogo lo tsunami giapponese che ha provocato il disastro nella centrale di Fukushima, le cui proporzioni e le cui conseguenze sull'ambiente e le popolazioni sono ancora da valutare nella reale dimensione e portata.

In secondo luogo l'abbandono del nucleare da parte della Germania e della Svizzera tagliava alla radice l'argomento, sempre portato dai nuclearisti, consistente nel sostenere che le migliori economie europee fondavano la loro forza sull'intensivo uso del nucleare a fini di produzione energetica a basso costo.

Ma il colpo di grazia al nucleare, per quanto riguarda il nostro paese, è stato dato dall'esito del referendum popolare del 12 e del 13 giugno 2011. In quel caso si è verificato un fatto senza precedenti. Non solo il quorum, che non si raggiungeva da quindici anni, è stato agevolmente e abbondantemente superato, malgrado che la scelta della data del voto - l'ultima possibile ai sensi della legge sui referendum - lasciasse trapelare ben altre attese da parte del governo, ma il numero di coloro che si sono espressi favorevolmente alla abrogazione delle norme contenute nella legge soprarichiamata, malgrado la moratoria inserita all'ultimo momento dal governo stesso in un decreto *omnibus*, è stato superiore al numero degli aventi diritto al voto e non solo dei partecipanti al medesimo.

Il referendum del giugno 2011 è stato quindi una prova inequivocabile di vitalità delle forme di democrazia diretta. La maggioranza del popolo italiano si è espresso in modo chiaro e decisivo su una questione certamente non semplice, rendendo così la propria volontà direttamente operativa. Spetterà ora al governo e alla classe politica delineare e adottare un nuovo piano energetico dal quale il ricorso al nucleare dovrà essere definitivamente escluso.

Va anche ricordato che la battaglia vincente del fronte antinuclearista non si è mossa solo sul terreno abrogativo - che è l'unico che la nostra Costituzione attribuisce all'istituto referendario - ma anche su quello propositivo, raccogliendo oltre il doppio delle firme necessarie per una proposta di legge di iniziativa popolare intitolata "Sviluppo dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili per la salvaguardia del clima", che è stata depositata in cassazione il 7 giugno 2010 e che quindi il Parlamento dovrà prima o poi esaminare.

La curva di Keeling

Ai piedi del vulcano Mauna Loa, nelle Hawaii, è situato dagli anni '50 un Osservatorio climatico nel quale lo scienziato statunitense Charles David Keeling ha elaborato una nuova tecnica per misurare il tasso di CO₂ nell'atmosfera, detta appunto "curva di Keeling". La prima rilevazione mise in evidenza l'esistenza di una concentrazione di CO₂ nell'aria pari a 310 parti per un milione. Nel 2005, quando Keeling morì, eravamo giunti a 380. Nei giorni di apertura della conferenza di Cancun la misurazione era giunta a quota 390. Se si continua così gli scienziati prevedono di giungere a quota 560 entro la fine del secolo. Se ciò accadesse avremmo un innalzamento della temperatura di tre gradi centigradi, tale da autorizzare gli scenari più catastrofisti, dallo scioglimento dei ghiacciai all'innalzamento del livello dei mari con la conseguente sparizione di isole e di porzioni di terra emersa, dalla messa in discussione di ogni ecosistema alla drastica riduzione della biodiversità.

E' chiaro che per fronteggiare un simile scenario non si può agire solo sul versante del contenimento dei cambiamenti climatici attraverso la riduzione delle emissioni e lo sviluppo dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione dell'energia.

Ci vogliono quindi cambiamenti più profondi nelle scelte economiche e produttive, nel sistema dei consumi e naturalmente anche nei valori sociali. Da questo punto di vista la attuale crisi economica può diventare l'occasione di un cambiamento anche negli stili e nei comportamenti di vita. Un abbandono consapevole degli sprechi e del superfluo dovrebbe informare i nostri comportamenti in ogni campo, da quello energetico - il grande tema del risparmio energetico è più che mai attuale - a quello della vita quotidiana. Come diceva Albert Einstein: "Solo attraverso pericoli e sconvolgimenti le nazioni possono attingere ad un nuovo sviluppo. Possa l'attuale confusione portare ad un mondo migliore". In altre e assai più banali parole si potrebbe dire: da una cosa cattiva tiriamo fuori una cosa buona. Non è facile, lo sappiamo bene. Ma è indispensabile. Non vi è altra strada.

Greening the economy

Non si tratta soltanto di comprendere che oggi la difesa dell'ambiente, le produzioni ecocompatibili, la produzione di energia con le fonti rinnovabili possono essere il terreno rinnovato di una nuovo business, come ormai si sente dire ovunque, ma di fare un passo avanti. Per correre più rapidamente dell'orologio climatico, come dicono autorevoli ambientalisti, in modo tale che quella battaglia dell'ingegno di cui parlavamo all'inizio abbia possibilità, spazio e tempo per potere essere vinta, bisogna che dalla *green economy* si passi alla *greening the economy*, ovvero a una trasformazione dell'economia e a nuova concezione della crescita che, abbandonando il vecchio parametro quantitativo con cui veniva misurata, possa essere valutata e apprezzata per il suo aspetto qualitativo.

E' questa la nuova sfida che l'umanità ha di fronte e diversi sono i soggetti che vi possono e debbono concorrere, non ultime le imprese al cui responsabilità sociale conclamata in tante costituzioni e dichiarazioni di principio, va pensata e praticata con l'occhio rivolto al futuro del nostro pianeta e delle prossime generazioni.

Un economista italiano, uomo politico e ministro in anni passati, Giorgio Ruffolo, che fu tra i primi a misurarsi con i grandi problemi ambientali ed a promuovere la necessaria contaminazione fra economia ed ecologia, scriveva nell'ormai lontano 1987 con buona preveggenza : “ Non di rado nella storia avviene questo: che cecità mentale e sordità morale durino secoli. Le parole, per quanto siano pietre, non bastano a smuovere situazioni cristallizzate ed a rompere incrostazioni che il tempo ha reso granitiche. Ma i fatti sono macigni; e quando sono i fatti a muoversi, ottengono il risultato. Dov'era l'ombra, d'un tratto c'è luce; e tutti, in un soprassalto di consapevolezza, sanno quel che c'è da sapere e vogliono quel c'è da volere. A questo punto non abbiamo compiuto che metà del cammino; e anzi, ricominciano le difficoltà del percorso. Lento l'adeguamento istituzionale; ancora più lenta, la traduzione dei principi in comportamenti effettivi, di individui, gruppi, nazioni. Dai fatti alle idee il tratto è lungo né più né meno che dalle idee ai fatti, dal pensiero all'azione o (come è stato detto con un incalzante espressione) dall'etica all'ethos. Questo insegna la vicenda storica, con poche eccezioni. Questo conferma la vita di ogni giorno”.

Aveva ragione.

Alfonso Gianni

Testi citati:

M. Agostinelli, R. Meregalli, P. Tronconi *Cercare il sole. Dopo Fukushima*, Ediesse, 2011

Alfonso Gianni *Goodbye liberismo. La resistibile ascesa del neoliberismo e il suo inevitabile declino*, Ponte alle Grazie, 2009

Fred Hirsch *I limiti sociali allo sviluppo*, Bompiani, 2001

International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2011*

Paul Krugman *La coscienza di un liberal*, Laterza 2008

H. Donella Meadows, L. Dennis Meadows, K.O. Eric Zahn, Peter Milling *I limiti dello sviluppo: rapporto del System dynamics group Massachusetts insititute of technology (MIT) per il progetto del Club di Roma sui dilemma dell'umanità*, Mondadori, 1972

Ian Morris *Why the West Rules - For Now: the Pattern of History and What They Reveal about the Future*, Farrar, Straus and Giroux, 2010

Max Planck *La conoscenza del mondo fisico*, Bollati Boringhieri, 1993

Kenneth Pomeranz *La grande divergenza: la Cina, l'Europa e la nascita dell'economia mondiale moderna*, il Mulino, 2004

Jeremy Rifkin *Entropia*, Dalai Editore, 2000

Giorgio Ruffolo *Il futuro di noi tutti. Rapporto della Commissione mondiale per l'ambiente e lo sviluppo*, Bompiani, 1987

Wolfgang Sachs, Tilman Santarius *Per un futuro equo. Conflitti sulle risorse e giustizia globale*, un report del Wuppertal Institut, Feltrinelli, 2007

Nicholas Stern *Il clima è un'emergenza. Il rapporto Stern sul riscaldamento globale*, Francesco Brioschi, 2009

PARTE I: VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI DEGLI OBIETTIVI POSTI DAL CONSIGLIO EUROPEO IN TERMINI DI SVILUPPO DELLE FONTI DA ENERGIE RINNOVABILI (FER) E DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS CLIMA-ALTERANTI

1. Traduzione degli obiettivi comunitari 2020 in termini di potenza di impianti di produzione elettrica da FER da installare nel territorio nazionale

a. Gli indirizzi dell'Unione Europea

In seguito ad un lungo dibattito, nel dicembre 2008 l'Unione Europea (UE) ha adottato diversi strumenti legislativi (il cosiddetto "pacchetto energia") che prevedono entro il 2020 una riduzione del 20% delle emissioni di gas serra rispetto a quelle registrate nel 1990, un risparmio energetico del 20% oltre all'impiego delle fonti di energia rinnovabili per la copertura del 20% dei consumi energetici finali totali dell'UE (a fronte di un valore pari all'8,5% nel 2007). Per raggiungere quest'ultimo obiettivo a livello comunitario, ad ogni Stato membro UE è stata assegnata una quota specifica. Nel caso dell'Italia, la percentuale di consumo energetico finale da energie rinnovabili entro il 2020 dovrà essere pari al 17%. Il 30 giugno 2009, la Commissione europea ha pubblicato un modello per la compilazione dei differenti Piani d'Azione Nazionali (PAN) per lo sviluppo delle energie rinnovabili. Il modello include tutte le dettagliate informazioni che gli Stati membri UE devono fornire alla Commissione per spiegare come intendono raggiungere l'obiettivo ad essi assegnato. L'obiettivo di questa rigida impostazione modellistica è quello di fornire alla Commissione uno strumento che possa permettere di valutare e comparare l'efficienza ed efficacia degli Stati membri nel perseguire gli obiettivi comunitari. Il modello fornisce anche le basi per la compilazione del rapporto biennale che ciascun governo nazionale dovrà inviare alla Commissione che ha il compito di verificare la congruità delle iniziative intraprese a fronte degli obiettivi da raggiungere.

Nel 2006 L'UE aveva adottato un Piano di azione per l'efficienza energetica nel quale venivano individuate possibili azioni per ridurre l'uso di energia del 20%, entro il 2020, rispetto ai livelli tendenziali raggiungibili a tale data. I settori, per i quali si ipotizzavano interventi mirati sono i trasporti, l'edilizia, la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'elettricità. A fronte di una valutazione negativa degli sforzi effettuati dagli Stati membri nella promozione di misure a sostegno dell'efficienza energetica ed a seguito dell'adozione del "pacchetto energia", la Commissione Europea si è impegnata a presentare un nuovo piano d'azione per l'efficienza energetica entro il 2010. Il nuovo piano dovrebbe concentrarsi sui settori che presentano le massime potenzialità di efficienza energetica: le costruzioni ed il trasporto.

Mentre gli impegni su rinnovabili ed emissioni sono legalmente vincolanti e prevedono sanzioni, quello per l'efficienza non è obbligatorio. La fissazione di *target* addizionali per l'efficienza non è al momento giustificata e solo nel 2013 saranno considerate, se necessario, eventuali revisioni. In occasione del *summit* tenuto il 28 febbraio 2011 dai Ministri europei per l'energia è stata discussa la Comunicazione della Commissione denominata *Energy 2020: A Strategy for competitive, sustainable and secure energy*.¹ La Comunicazione rileva come nel caso in cui l'obiettivo sull'efficienza fosse vincolante e rispettato, al 2020 le emissioni di CO₂ si potrebbero ridurre senza ulteriori misure del 25% anziché del 20%, evitando 740 milioni di tonnellate di CO₂ e producendo un

¹ http://ec.europa.eu/energy/strategies/2010/2020_en.htm

risparmio medio di 1.000 € a famiglia. Al contrario, con l'obiettivo non vincolante, l'Europa dimostra di procedere troppo lentamente sulla strada dell'efficienza. Da quel che emerge dai Piani nazionali per l'efficienza già consegnati (la scadenza era ad aprile 2011), le misure previste si propongono di ridurre i consumi al 2020 in media del 14%. In realtà questo è ciò che si propongono, diverso sarà quello che riusciranno effettivamente a fare. Di questo passo, la Commissione prevede che i consumi al 2020 saranno ridotti solo del 9-11%. Si sottolinea che nella definizione degli obiettivi al 2020 gli usi finali di energia rappresentano il denominatore di una frazione il cui numeratore è l'apporto delle rinnovabili: di conseguenza il raggiungimento al 2020 della percentuale-obiettivo impone di fatto agli stati membri interventi di efficientamento energetico, che nel caso dell'Italia sono particolarmente sfidanti (in pratica usi finali di energia costanti fra il 2010 e il 2020).

Gli obiettivi di incremento delle fonti di energia rinnovabili (FER) e della riduzione delle emissioni di gas serra si sono invece concretizzati in altrettante direttive incluse nel "pacchetto energia": Direttiva 2009/28/CE e Direttiva 2009/29/CE. La prima, oltre a definire un nuovo quadro complessivo per la promozione delle fonti rinnovabili, include l'obbligo dell'impiego di energia rinnovabile nel settore dei trasporti pari al 10%. La seconda modifica le precedenti disposizioni comunitarie per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (la Direttiva 2003/87/CE che ha istituito un sistema di scambio di quote di emissione di gas serra e la Direttiva 2004/101/CE relativa all'utilizzo dei meccanismi flessibili introdotti dal Protocollo di Kyoto). La Direttiva in questione introduce, in particolare, un meccanismo di asta per l'assegnazione dei diritti di emissione alle 11.000 installazioni industriali ed energetiche soggette al regime di scambio delle emissioni. Gli importi ricavati andranno a finanziare misure di riduzione delle emissioni e di adattamento al cambiamento climatico. Per il nostro Paese è definito un incremento del 2% del precedente impegno di riduzione del 6,5%. È prevista, inoltre, l'estensione dell'applicazione della Direttiva ad alcuni settori tra cui il trasporto aereo.

Gli obiettivi delle Direttive, calcolati secondo la metodologia e le definizioni fissate dal regolamento CE n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2008, relativo alle statistiche sull'energia, sono quantificati con riferimento al 2005, assunto come anno base rispetto al quale vengono presentati gli aumenti o le riduzioni sia nelle quote di energia prodotta da fonti rinnovabili che delle emissioni di gas serra.

La Commissione europea a dicembre 2010 ha inoltre lanciato una consultazione pubblica *online* terminata il 7 marzo 2011 sulla cosiddetta *roadmap* per l'Energia al 2050, che l'esecutivo comunitario ha presentato successivamente il 25 dicembre 2011. La *Energy Roadmap 2050*, che si accompagna a quella prevista sull'economia a basse emissioni di CO₂ (*Low-carbon Economy*), dovrebbe contenere vari scenari di riferimento per il settore energetico, finalizzati al conseguimento dell'obiettivo fissato dal Consiglio Europeo nell'ottobre 2009 di una riduzione delle emissioni di gas-serra al 2050 dell'80-95% rispetto al 1990.

Dal 6 dicembre 2011 è in consultazione un documento sul tema "*Renewable Energy Strategy post-2020*" che sarà chiusa il 7 febbraio 2012, perché la Commissione europea possa preparare una comunicazione nella prima metà del 2012, che dovrà essere complementare ad un'altra comunicazione, anch'essa prevista per l'anno in corso, sul mercato interno dell'energia. Lo scopo della comunicazione sarà esaminare le condizioni che possono rendersi necessarie per un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili nel

medio termine, fino al 2030, alla luce degli scenari di decarbonizzazione previsti dalla Roadmap 2050.

Si segnala inoltre, la proposta di direttiva sull'efficienza energetica (COM(2011)370), tesa a stabilire un quadro comune per la promozione dell'efficienza energetica nell'Unione. Tale proposta di direttiva contiene anche misure nei settori della distribuzione e della trasmissione dell'energia elettrica; nel descrivere i criteri di efficienza per la determinazione delle tariffe di rete, si afferma il principio secondo cui la regolamentazione di settore deve consentire agli operatori di rete di offrire servizi quali lo stoccaggio dell'energia.

b. La Direttiva 2009/28/CE e gli obiettivi in tema di energie rinnovabili

Sul fronte delle energie rinnovabili, l'obiettivo globale individuato dalle nuove disposizioni comunitarie si declina in obiettivi specifici per ciascun paese, definiti dalla Commissione UE in funzione dei punti di partenza nell'utilizzo delle energie rinnovabili e della valutazione dei rispettivi potenziali di sviluppo.

Al paragrafo 1 dell'articolo 4, la Direttiva 2009/28/CE (di seguito Direttiva) prevede che gli Stati membri sono tenuti a fissare obiettivi nazionali per la quota di energia da fonti rinnovabili da raggiungere nel 2020 in tre settori: riscaldamento e raffreddamento; elettricità; trasporti. Il totale dei tre obiettivi settoriali, espressi in ktoe (kilotonnellate equivalenti petrolio), compreso il ricorso previsto alle misure di flessibilità, deve almeno essere pari alla quantità attesa di energia da fonti rinnovabili corrispondente all'obiettivo dello Stato membro per il 2020. Inoltre, l'obiettivo per i trasporti deve essere compatibile con l'obbligo, fissato all'articolo 3, paragrafo 4, della Direttiva, di garantire una quota del 10% di energie rinnovabili nel settore dei trasporti.

Va tuttavia sottolineato che il calcolo della conformità all'obiettivo di cui all'articolo 3, paragrafo 4, è diverso dal calcolo del contributo dato dai trasporti all'obiettivo nazionale generale dello Stato membro per le energie rinnovabili. Per tale calcolo del contributo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e consumata in tutti i tipi di veicoli elettrici, gli Stati membri possono scegliere di utilizzare la quota media di elettricità da fonti rinnovabili per la Comunità o la quota di elettricità da fonti rinnovabili per il proprio paese, misurata due anni prima dell'anno interessato. Per la stima della quota media di elettricità da fonti rinnovabili per la Comunità, gli Stati membri possono ricorrere agli scenari futuri preparati dalla Commissione europea o per suo conto.²

Oltre a definire gli obiettivi settoriali per il 2020 gli Stati membri devono anche descrivere la traiettoria prevedibile dell'aumento dell'uso di energie rinnovabili in ciascun settore tra il 2010 e il 2020. La Direttiva prevede infatti che il raggiungimento del target comunitario del 20% passi attraverso l'assegnazione di sotto traguardi nazionali, individuati a loro volta come percentuale di energia rinnovabile impiegata a copertura dei consumi finali lordi di energia del paese interessato.

² Ad esempio lo scenario documentato nell'appendice 4, pag. 287, di *Appendix to Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables*: http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat_action/analysis_appendix.pdf. In questo scenario la quota media di produzione lorda di elettricità da fonti rinnovabili per l'UE-27 per il 2010, 2015 e 2020 è pari, rispettivamente, al 19,4%, al 24,6% e al 32,4%.

Tabella 1 - Obiettivo nazionale generale per la quota di energia da FER rispetto al consumo finale lordo di energia nel 2005 e nel 2020.

	2008			2020			
	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi	
	[Mtep]	[Mtep]	[%]	[Mtep]	[Mtep]	[%]	
Elettricità	5,03	30,40	16,53%	8,50	32,23	26,39%	→ x 1,7
Calore	3,24	58,53	5,53%	10,46	61,19	17,09%	→ x 3,2
Trasporti	0,72	42,62	1,70%	2,53	39,63	6,38%	→ x 3,5
Trasferimenti da altri Stati	-	-	-	1,13	-	-	
Consumo finale lordo	8,99	131,55	6,83%	22,62	133,04	17,00%	→ Consumi totali stabili
Trasporti per l'ob.10%	0,34	39,00	0,87%	3,44	33,97	10,13%	

Fonte: Il nuovo quadro italiano per le rinnovabili, Gerardo Montanino, Direttore Divisione Operativa del GSE, Camera dei Deputati - VIII Commissione, indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, Roma 18 maggio 2011.

Diversamente dalla precedente Direttiva 2001/77/CE, i nuovi obiettivi imposti sono vincolanti. Questo significa che il loro mancato raggiungimento esporrebbe lo Stato membro a misure sanzionatorie da parte della Comunità. Le strategie da adottare a livello nazionale per il perseguimento degli obiettivi dovranno tenere in giusta considerazione, oltre il carattere generale del nuovo provvedimento comunitario, anche le regole di contabilizzazione da questo introdotte. Il fatto che si sia scelto di riferirsi ai consumi finali di energia e non all'energia primaria, infatti, significa che ogni kWh di energia generata da fonte rinnovabile ha lo stesso peso sul bilancio finale indipendentemente dalla natura di tipo di produzione (elettrico, termico o sotto forma di energia chimica nei biocarburanti).

Un ulteriore fondamentale fattore per la definizione delle strategie di adempimento degli obblighi comunitari è la possibilità, prevista dalla Direttiva, di ricorrere a misure di cooperazione internazionale, quali trasferimenti statistici e/o progetti comuni con altri Stati membri o con Paesi terzi. Per quanto riguarda i primi, la Direttiva consente di utilizzare, ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali e previa notifica alla Commissione, la produzione elettrica realizzata in altri Paesi membri, anche in assenza di un effettivo scambio di energia elettrica, a condizione di una compensazione statistica tra i due Paesi. La Commissione, in questo caso, deve essere informata delle quantità di energia e del prezzo corrisposto dal paese acquirente. Di contro, il paese venditore può effettuare la cessione solamente a condizione che non sia pregiudicato il conseguimento degli obiettivi nazionali assegnati. La Commissione creerà una piattaforma pubblica *online* destinata a facilitare e promuovere la cooperazione tra Stati membri, in cui in forma aggregata saranno disponibili informazioni funzionali al conseguimento degli obiettivi. Per questo la Direttiva prevede anche la possibilità per gli Stati membri di realizzare progetti comuni, da notificare sempre alla Commissione UE, la cui produzione associata può essere proporzionalmente attribuita ai Paesi partecipanti. Tra le soluzioni vi è anche la possibilità di imputare a un paese UE l'energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta in un Paese terzo a seguito dell'attivazione di uno o più progetti comuni. In questo caso l'energia elettrica dovrà però essere consumata all'interno della Comunità e pertanto importata attraverso un'interconnessione. È rimandata, invece, a decisioni degli organismi competenti, la posizione dei Paesi del sud est Europa firmatari dell'*Energy Community Treaty* (Albania, Bosnia, Croazia, Macedonia, Montenegro, Serbia, Kosovo), per i quali si dovrà verificare la possibilità di rendere vincolanti i contenuti della Direttiva in modo da poter applicare

a questi il medesimo trattamento dei membri dell'Unione europea. E' necessario considerare che la legislazione comunitaria in merito specifica che gli strumenti flessibili introdotti non devono prescindere da misure di risparmio e di efficienza energetica, decisive per convergere verso gli obiettivi assegnati.

Anche per gli obiettivi che riguardano la riduzione delle emissioni di gas serra si fa riferimento al 2005, anno per il quale si dispone di dati affidabili e verificati sia per il sistema comunitario *Emission Trading System* (ETS)³ sia per le emissioni di gas serra complessive degli Stati membri comunicate nell'ambito della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (Unfccc). In Italia l'obiettivo del 14% rispetto al 2005 dovrà essere raggiunto tramite riduzioni del 21% delle emissioni relative al settore ETS e del 13% delle emissioni relative al settore non-ETS. I settori ETS, nello specifico quelli di produzione di elettricità da combustione, produzione di cemento, produzione di materiali ceramici, vetro e carta, raffinerie di petrolio e acciaierie, producono grandi quantitativi di CO₂. Alcuni settori non-ETS rilevanti sono il trasporto stradale, marittimo, aereo e l'agricoltura.

Da indiscrezioni pare che tra i PAN presentati dai 27 stati membri dell'Unione europea, soltanto quello tedesco è stato accettato dalla Commissione Ue. I PAN di cinque stati sono stati rifiutati, mentre per i rimanenti 21 sono state richieste delucidazioni.

c. Il Piano di Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili

Le indicazioni della Commissione per il raggiungimento dell'obiettivo complessivo al 2020 lasciano ai singoli Stati membri la libertà di tracciare le strategie più opportune al fine di conseguire l'incremento previsto di copertura dei consumi energetici mediante l'impiego di fonti rinnovabili. Per questo, così come avvenuto per l'Italia, entro il 30 giugno 2010, ogni Paese avrebbe dovuto notificare alla Commissione un Piano di Azione Nazionale (PAN) sulle FER che contenga sia le strategie che il dettaglio degli obiettivi totali e settoriali al 2020, incluse le quantità previste di trasferimenti statistici e di progetti comuni.

Il modello di PAN pubblicato dalla Commissione include un consistente numero di domande inerenti alla politica energetica nazionale in materia di rinnovabili. Tra i temi trattati sono da evidenziare le misure per il conseguimento degli obiettivi, declinate in:

- procedure amministrative e pianificazione territoriale;
- disposizioni in materia di informazione;
- specifiche tecniche;
- edilizia;
- certificazione degli installatori;
- sviluppo dell'infrastruttura per l'elettricità e funzionamento delle reti di trasmissione e distribuzione;
- integrazione del biogas nella rete del gas naturale e sviluppo dell'infrastruttura per il teleriscaldamento e il teleraffreddamento;
- criteri di sostenibilità e verifica della conformità per biocarburanti e bioliquidi;

³ Emission Trading System - Si tratta del sistema di scambio delle quote di CO₂ che ha l'obiettivo di aiutare gli Stati membri dell'UE a rispettare gli impegni assunti per limitare o ridurre le emissioni di gas serra in maniera economicamente efficace.

- regimi di sostegno finalizzati a promuovere l'uso delle fonti di energia rinnovabili nella produzione di elettricità, nel settore del riscaldamento e del raffreddamento e nel settore trasporti;
- misure specifiche volte a aumentare la disponibilità e promuovere l'uso della biomassa;
- uso previsto dei trasferimenti statistici tra Stati membri e partecipazione prevista a progetti comuni con altri Stati membri e Paesi terzi.

La valutazione del raggiungimento dell'obiettivo è data dal calcolo di un rapporto. A tal fine, secondo quanto prescritto dalla stessa Direttiva sulle energie rinnovabili, per la determinazione del numeratore dovranno essere presi in considerazione i seguenti termini:

- a) l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (considerando per idroelettrico ed eolico i valori secondo le formule di normalizzazione previste dall'allegato II della Direttiva);
- b) l'energia da fonti rinnovabili fornita mediante teleriscaldamento e teleraffreddamento più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell'industria, nelle famiglie, nei servizi, in agricoltura, in silvicoltura e nella pesca, per il riscaldamento, il raffreddamento e la lavorazione, inclusa l'energia catturata dalle pompe di calore (secondo la formula prevista dall'allegato VII della Direttiva);
- c) il contenuto energetico (previsto dall'allegato III della Direttiva) dei biocarburanti che rispettano i criteri di sostenibilità;
- d) l'energia relativa alle misure di cooperazione internazionale previste dalla Direttiva (trasferimenti statistici e progetti comuni con altri Stati membri o progetti comuni con Paesi terzi).

Per il calcolo del denominatore andrà invece considerato il consumo finale lordo definito dalla Direttiva come: *“i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore”*.

Secondo le indicazioni del PAN italiano inviato alla Commissione nel giugno 2010, il contributo fornito da ciascuna tecnologia alla traiettoria indicativa e al conseguimento degli obiettivi per il 2020 nei settori dell'elettricità, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti è stato stimato fornendo uno scenario futuro, senza fissare un percorso obbligato per le tecnologie interessate. Per il settore dell'elettricità, a fronte di ciascuna tecnologia viene indicata sia la capacità installata prevista (accumulata), espressa in MW, sia la produzione annua, espressa in GWh.

Per il settore idroelettrico, gli impianti sono distinti tra quelli di capacità installata inferiore a 1 MW, quelli compresi tra 1 e 10 MW e gli impianti con più di 10 MW di capacità installata. Per il solare è stato indicato distintamente il contributo fornito dai sistemi fotovoltaici e dai sistemi solari a concentrazione.

Per l'energia eolica si è fatta distinzione fra i dati degli impianti *onshore* e *offshore*. Per la biomassa, tra elettricità prodotta da biomassa solida, gassosa e liquida. Nella valutazione del settore del riscaldamento e raffreddamento, sono state fornite le stime della capacità installata e della produzione per le tecnologie geotermiche, solari, le

pompe di calore e le tecnologie a biomassa, suddividendo l'ultima categoria in biomassa solida, gassosa e liquida. Nel Piano viene considerato anche il contributo fornito dagli impianti di teleriscaldamento a energie rinnovabili.

Per il settore dei trasporti è indicato il contributo delle varie tecnologie al conseguimento dell'obiettivo stabilito per i biocarburanti, siano essi convenzionali (bioetanolo e biodiesel), derivati da rifiuti e residui, da materiale cellulosico non alimentare o da materiale ligneocellulosico; il biogas; l'elettricità da fonti rinnovabili e l'idrogeno da energia rinnovabile.

Di seguito alcune Tabelle in cui sono indicati gli obiettivi potenziali al 2020 definiti nel PAN in termini di produzione e potenza installabile (Tabella 2 - 3a - 3b - 4).

Tabella 2 - Stima del contributo totale (capacità installata, produzione lorda di elettricità) previsto per ciascuna tecnologia che utilizza energie rinnovabili in Italia al fine di conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 e del contributo alla traiettoria.

	2005		2010		2011		2012		2013		2014	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energia idroelettrica:	15.466	43.768	16.580	42.141	16.702	42.127	16.824	42.113	16.946	42.099	17.068	42.085
< 1MW	391	1.851	444	1.737	465	1.791	485	1.845	506	1.900	526	1.954
1MW-10MW	1.947	7.391	2.250	7.459	2.350	7.692	2.450	7.926	2.550	8.160	2.650	8.394
> 10MW	13.128	34.525	13.886	32.946	13.888	32.643	13.889	32.341	13.890	32.039	13.892	31.737
Di cui per pompaggio	1.334	1.268	2.399	2.739	2.419	2.738	2.439	2.737	2.459	2.736	2.479	2.735
Geotermica	711	5.325	754	5.632	770	5.744	787	5.856	804	5.967	820	6.079
Solare:	34	31	2.505	1.976	3.511	3.327	4.014	4.048	4.526	4.779	5.038	5.524
fotovoltaico	34	31	2.500	1.967	3.500	3.300	4.000	4.006	4.500	4.711	5.000	5.417
energia solare a concentrazione	0	0	5	9	11	27	14	43	26	68	38	107
Energia maree, moto ondoso e oceani	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia eolica:	1.639	2.558	5.800	8.398	6.420	9.358	7.040	10.318	7.760	11.529	8.409	12.575
onshore	1.639	2.558	5.800	8.398	6.420	9.358	7.040	10.318	7.660	11.279	8.280	12.239
offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	100	250	129	336
Biomassa:	937	4.675	1.918	8.645	2.108	9.658	2.298	10.672	2.488	11.685	2.679	12.699
solida	653	3.477	1.026	4.758	1.087	5.072	1.149	5.386	1.210	5.701	1.272	6.015
biogas	284	1.198	453	2.129	528	2.518	602	2.907	677	3.296	752	3.685
bioliquidi (1)	0	0	439	1.758	493	2.068	547	2.378	601	2.689	655	2.999
Totale	18.787	56.356	27.556	66.791	29.511	70.214	30.963	73.007	32.524	76.059	34.013	78.962
Di cui in cogenerazione	382	2.388	420	2.695	478	3.011	536	3.327	594	3.643	652	3.959

	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energia idroelettrica:	17.190	42.070	17.312	42.056	17.434	42.042	17.556	42.028	17.678	42.014	17.800	42.000
< 1MW	547	2.009	568	2.063	588	2.117	609	2.172	629	2.226	650	2.281
1MW-10 MW	2.750	8.627	2.850	8.861	2.950	9.095	3.050	9.329	3.150	9.562	3.250	9.796
> 10MW	13.893	31.434	13.894	31.132	13.896	30.830	13.897	30.528	13.899	30.225	13.900	29.923
Di cui per pompaggio	2.499	2.734	2.519	2.733	2.540	2.733	2.560	2.732	2.580	2.731	2.600	2.730
Geotermica	837	6.191	853	6.303	870	6.415	887	6.526	903	6.638	920	6.750
Solare:	5.562	6.292	6.096	7.097	6.655	7.960	7.243	8.916	7.888	10.017	8.600	11.350
fotovoltaico	5.500	6.122	6.000	6.828	6.500	7.533	7.000	8.239	7.500	8.944	8.000	9.650
energia solare a concentrazione	62	170	96	269	155	427	243	677	388	1.073	600	1.700
Energia maree, moto ondoso e oceani	0	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	5
Energia eolica:	9.068	13.652	9.740	14.769	10.430	15.940	11.145	17.184	11.892	18.526	12.680	20.000
onshore	8.900	13.199	9.520	14.159	10.140	15.119	10.760	16.080	11.380	17.040	12.000	18.000
offshore	168	453	220	610	290	820	385	1.104	512	1.486	680	2.000
Biomassa:	2.869	13.712	3.059	14.726	3.249	15.739	3.440	16.753	3.630	17.766	3.820	18.780
solida	1.333	6.329	1.394	6.643	1.456	6.957	1.517	7.272	1.579	7.586	1.640	7.900
biogas	826	4.074	901	4.463	976	4.853	1.051	5.242	1.125	5.631	1.200	6.020
bioliquidi (1)	710	3.309	764	3.619	818	3.929	872	4.240	926	4.550	980	4.860
Totale	35.526	81.918	37.061	84.952	38.640	88.098	40.271	91.409	41.993	94.965	43.823	98.885
Di cui in cogenerazione	710	4.275	768	4.591	826	4.907	884	5.223	942	5.539	1.000	5.855

Fonte: MSE, Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009) - 30 giugno 2010.

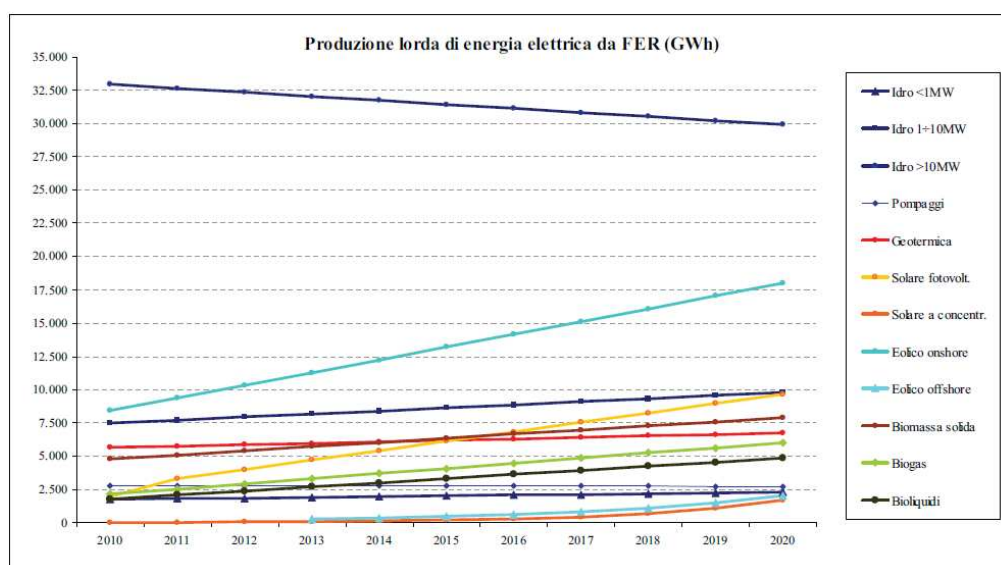
(1) Si tenga conto solo dei bioliquidi che rispettano i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 5, paragrafo 1, ultimo comma, della direttiva 2009/28/CE.

Le traiettorie sono state tracciate a partire dai dati statistici 2009 o dall'anno di inizio di produzione previsto, ipotizzando una crescita lineare per le tecnologie già installate al 2009 (per il fotovoltaico i valori di potenza e produzione 2010 e 2011 sono stati tracciati sulla base di previsioni a breve termine). Per le tecnologie che si prevede entrino in esercizio negli anni futuri (impianti solari termodinamici a concentrazione, eolici off-shore e a maree) è stato ipotizzata una crescita a tasso costante.

Le produzioni idroelettriche includono quelle degli impianti di pompaggio relativamente ai soli apporti naturali; le potenze indicate nelle tre classi includono le frazioni di potenze degli impianti di pompaggio virtualmente imputabili ai soli apporti naturali. Le potenze installate al 2005, inclusa tutta la potenza per gli impianti a pompaggio alimentati anche da apporti naturali (esclusi quindi i soli impianti di "pompaggio puro"), sono rispettivamente: 419 MW ($P < 1\text{MW}$), 1.986 ($1\text{MW} < P < 10\text{MW}$) e 14.920 ($P > 10\text{MW}$) per un totale di 17.326 MW.

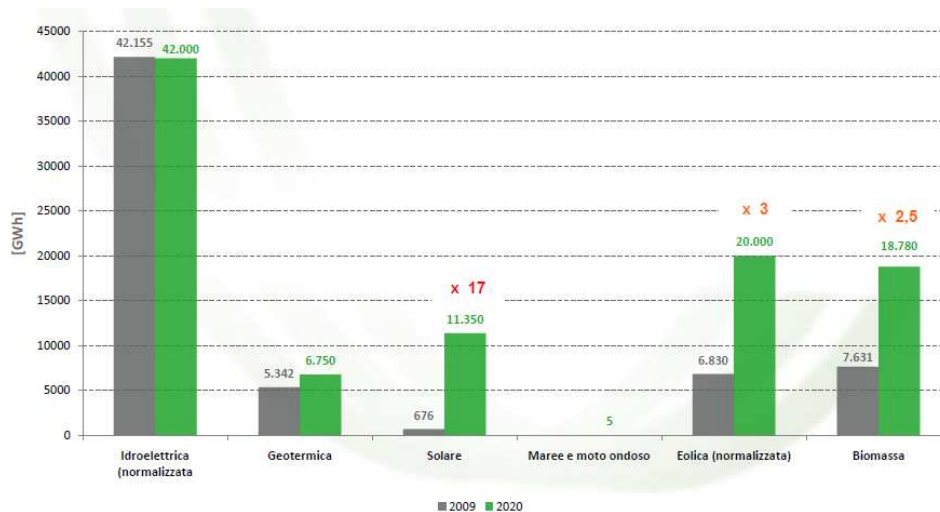
Le produzioni degli impianti termoelettrici a biomassa solida, biogas e bioliquidi includono la produzione rinnovabile degli impianti in co-combustione e la produzione relativa alla sola parte biodegradabile per gli impianti a rifiuti; le potenze indicate includono le parti virtualmente imputabili alla produzione rinnovabile degli impianti in co-combustione e alla produzione relativa alla sola parte biodegradabile per gli impianti a rifiuti.

Tabella 3a - Ipotesi di produzione di energia elettrica FER al 2020.



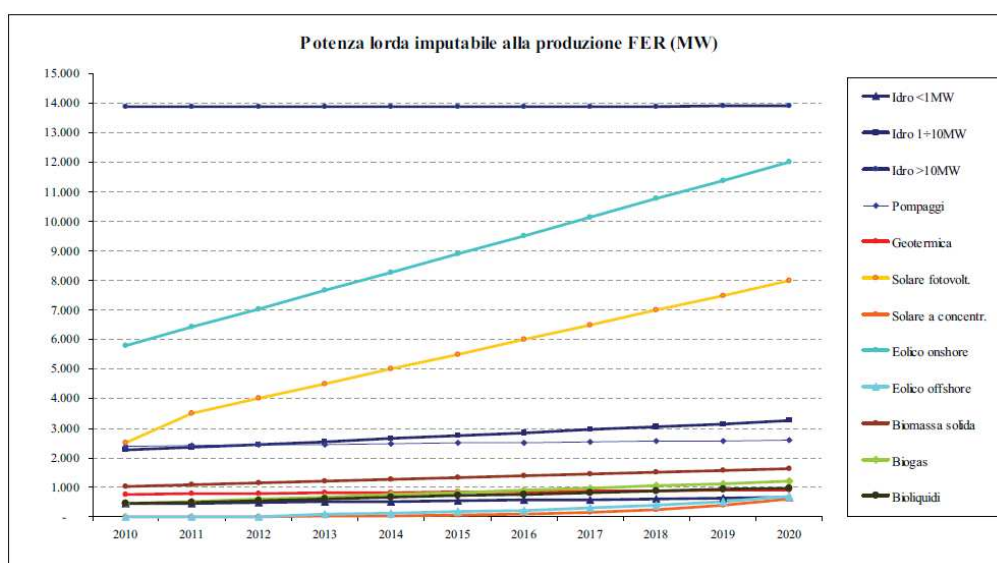
Fonte: MSE, Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009) - 30 giugno 2010.

Tabella 3b - Produzione lorda di energia elettrica da FER: dati al 2009 e obiettivi al 2020



Fonte: Il nuovo quadro italiano per le rinnovabili, Gerardo Montanino, Direttore Divisione Operativa del GSE, Camera dei Deputati - VIII Commissione, indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, Roma 18 maggio 2011.

Tabella 4 - Ipotesi della potenza elettrica FER installabile al 2020.



Fonte: MSE, Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009) - 30 giugno 2010.

Il Piano è stato elaborato dal Ministero dello Sviluppo Economico con l'accordo del Ministero dell'Ambiente, della tutela del territorio e del mare e il Ministero per le Politiche Agricole, alimentari e forestali, e con il supporto del GSE (Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.). Gli scenari di consumo energetico al 2020 sono stati elaborati con il supporto di ENEA e RSE (Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A.).

Nel mese di giugno 2010 si è svolta la consultazione, nella quale sono state coinvolte le Regioni e gli enti locali, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, gli enti di ricerca sul settore energetico, gli enti di normazione tecnica, le associazioni di categoria, le associazioni ambientaliste, le associazioni non profit tecnico-scientifiche, i sindacati. Tra le numerose osservazioni fornite sul PAN, si segnalano quelle che un gruppo di associazioni rappresentanti le industrie del settore delle rinnovabili (AIEL, ANEV, APER, ASSOLTERM, ASSOSOLARE, FEDERPERN, FIRE, FIPER, GIF, ISES ITALIA) ha inviato al Ministero dello sviluppo economico. La posizione comune dell'industria esprime soddisfazione per la metodologia utilizzata per la stesura del Piano, di cui si condividono in parte i contenuti relativi al potenziale che le FER potrebbero realizzare entro il 2020. In particolare le Associazioni hanno apprezzato il rilievo dato al "cambio di marcia" per quanto concerne la promozione delle FER nel settore del riscaldamento e del raffreddamento e l'utilizzo "intelligente" della biomassa. Nel documento viene sottolineato che il target del 20% delle FER per i consumi finali lordi nel 2020 è strumentale all'obiettivo strategico di un'identica riduzione percentuale delle emissioni di CO₂. Di conseguenza, per l'industria delle rinnovabili, sulla base del generale principio "chi inquina paga" sarebbe corretto addossare l'onere degli incentivi alla produzione elettrica e termica da FER a chi inquina, pur tenendo conto, nel caso delle FER che generano calore, di eccezioni richieste dalle loro specificità. Infine le Associazioni, in particolare quelle del solare e delle agroenergie, hanno posto forti dubbi sugli obiettivi indicati come raggiungibili al 2020, ritenendo lo scenario proposto dal Ministero fortemente limitativo rispetto alle potenzialità effettive. Secondo le Associazioni di categoria del fotovoltaico il potenziale raggiungibile al 2020 sarebbe stato di almeno 16 GW. Un risultato che al di là di ogni aspettativa sarà superato dallo

sviluppo reale del fotovoltaico. L'obiettivo al 2020 di 8000 MW indicato nel PAN inviato alla Commissione è stato raggiunto già molto prima della fine dell'anno 2011. Tale risultato, di fatto notevolmente sotto stimato, comporta sicuramente la revisione in positivo dell'obiettivo indicato nel PAN per il settore verso target molto più elevati⁴. La necessità di una revisione degli obiettivi indicati nel PAN è stata segnalata anche in occasione dell'audizione del 19 maggio 2011 in commissione Ambiente alla Camera nell'ambito dell'indagine sulle fonti rinnovabili dal presidente dell'AEEG Guido Bortoni, per il quale l'aumento della potenza fotovoltaica attesa in virtù del quarto Conto energia (da 8 a 23 GW al 2020) renderà superfluo, almeno per gli obiettivi intermedi indicati dal Pan, il contributo delle altre rinnovabili elettriche. Secondo Bortoni, se teniamo *“conto dei nuovi obiettivi e dei nuovi incentivi per il fotovoltaico è ragionevole ipotizzare che, nel periodo compreso tra il 2013 e il 2016, gli obiettivi indicativi in termini di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, riportati nel PAN per ogni anno, possano essere soddisfatti anche in assenza di nuova capacità produttiva. Pertanto, i nuovi strumenti incentivanti per le altre fonti rinnovabili (ivi incluse le procedure concorsuali), nel periodo compreso tra il 2013 e il 2016, potrebbero determinare il raggiungimento di obiettivi sostanzialmente aggiuntivi a quelli già indicati per i medesimi anni.”*

Nel Rapporto di aprile sulla Direttiva 2009/28/CE presentato al Parlamento europeo, la Commissione europea stima che oltre la metà degli stati membri supererà gli obiettivi indicati nel PAN. L'Italia probabilmente non sarà tra i virtuosi. Secondo il Rapporto, come indicato nel PAN inviato, si evidenzia che per l'Italia una parte della quota di energia rinnovabile sarà realizzata sotto forma di importazione dagli altri Stati membri che hanno un surplus.

Al fine di dare attuazione della direttiva 2009/28/CE e rendere operativo il PAN presentato dall'Italia, il Consiglio dei Ministri ha approvato il D.lgs n. 28/11 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 28 marzo 2011 n. 71, recante attuazione della direttiva 2009/28/ce del parlamento europeo e del consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Il provvedimento definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Il presente decreto inoltre detta norme relative ai trasferimenti statistici tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili e fissa criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi. All'articolo 3 denominato *“obiettivi nazionali”*, il decreto definisce che il perseguimento degli obiettivi europei con una progressione temporale coerente con le indicazioni dei Piani di azione nazionali per le energie rinnovabili predisposti ai sensi dell'articolo 4 della direttiva 2009/28/CE, definendone le modalità di calcolo degli obiettivi così come indicate nell'allegato 1.

La riforma complessiva del settore viene comunque rinviata all'approvazione di 19 Decreti attuativi proposti dal decreto legislativo che detta un quadro generale al momento in attesa di essere completato.

⁴ Un nuovo obiettivo di potenza installata per il fotovoltaico a livello nazionale di circa 23.000 MW, corrispondente ad un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi stimabile tra 6 e 7 miliardi di euro entro il 2016 è stato già indicato nel DM 5 maggio 2011 per l' *“Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici”*, il cosiddetto IV conto energia. Al fine del burden sharing l'obiettivo da ripartire rimane quello indicato dal PAN pari a 8000 MW.

Allo scenario descritto, un ulteriore contributo viene fornito dal Direttore operativo del GSE, Gerardo Montanino nel corso dell'audizione del 19 maggio 2011 in commissione Ambiente alla Camera nell'ambito dell'indagine sulle fonti rinnovabili, secondo il quale è necessario monitorare “sistematicamente” lo sviluppo del PAN dal punto di vista statistico, tecnico, ambientale ed economico, *“in modo da poter rivedere ed affinare opportunamente (...) le diverse politiche”*.

Il Ministero dello Sviluppo economico ha trasmesso il PAN alla Commissione europea il 30 giugno 2010, attraverso il quale ha fissato per l'Italia l'obiettivo vincolante di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi lordi nazionali entro il 2020. Inoltre ha previsto che nel 2020 il consumo finale di energie rinnovabili dovrà attestarsi a circa 263.023 GWh (22,617 Mtep): da raggiungere nei consumi del settore trasporti, riscaldamento e raffreddamento, consumi coperti da import di fonti rinnovabili e dai consumi del settore elettrico.

Tra le misure di sostegno previste per le fonti rinnovabili prevede:

- la revisione periodica dei fattori moltiplicativi, delle tariffe omnicomprensive (eventualmente anche modificando, per ciascuna tecnologia, la soglia per l'ammissione alla tariffa) e delle tariffe in conto energia per il solare;
- -la programmazione anticipata delle riduzioni (su base triennale) degli incentivi; una minore remunerazione dell'elettricità importata rispetto alla produzione nazionale;
- l'obbligo di utilizzo di una produzione elettrica minima da fonti rinnovabili nei nuovi edifici

Per favorire lo Sviluppo della rete elettrica ha inoltre previsto:

- il passaggio al concetto di “raccolta” integrale della producibilità rinnovabile, da effettuarsi anche con sistemi di accumulo/stoccaggio dell'energia elettrica prodotta e non immettibile in rete;
- la previsione (poi recepita dal D.Lgs. 28/2011) di “un'apposita sezione del piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale che definisca gli interventi necessari per la “raccolta” integrale della produzione da fonti rinnovabili, coerentemente con gli obiettivi previsti nel piano di azione nazionale”;
- l'anticipazione dello sviluppo delle reti, prospettando la possibilità di “porre in capo al medesimo soggetto chiamato ad autorizzare gli impianti a fonti rinnovabili la responsabilità di autorizzare, con specifici provvedimenti, anche i potenziamenti delle reti - limitatamente, per la trasmissione, a quelli inseriti nella sezione del piano di sviluppo dedicata alle rinnovabili - necessari per l'evacuazione dell'energia in modo da perseguire uno sviluppo armonizzato di impianti e reti”;
- la previsione di meccanismi di regolazione tariffaria che premiano la capacità dei gestori di rete di realizzare tempestivamente opere prioritarie, tra le quali potranno essere inserite quelle funzionali allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

BIBLIOGRAFIA

- Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009),, Ministero dello sviluppo economico, 30 giugno 2010.
- Istituto nazionale di statistiche, ambiente e territorio , 6 luglio 2010.

- *“Le attività del Gestore dei Servizi Energetici”*, Rapporto 2009, luglio 2010.
- Osservazioni al testo del piano d’azione nazionale delle Associazioni rappresentanti il settore delle industrie delle energie rinnovabili (AIEL, ANEV, APER, ASSOLTERM, ASSOSOLARE, FEDERPERN, FIRE, FIPER, GIF, ISES ITALIA) - 28 giugno 2010.
- *Europa a 2 velocità nelle rinnovabili*, 26 aprile 2010, Il Sole 24 Ore.
- *“Il nuovo quadro italiano per le rinnovabili”*, Gerardo Montanino, Direttore Divisione Operativa del GSE, Camera dei Deputati - VIII Commissione, indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, Roma 18 maggio 2011.

2. Valutazione del possibile contributo delle singole Regioni italiane al PAN

Le Regioni rivestono un ruolo importante per raggiungere gli obiettivi indicati dal PAN. Questo è riconosciuto già nell'articolo 117 della Costituzione in cui si indica la produzione di energia come materia di legislazione concorrente fra Stato e Regioni. Questo principio viene confermato e riaffermato con il dettato dell'articolo 10 del D.lgs 387/2003, in base al quale la Conferenza unificata Stato-Regioni deve concorrere alla ripartizione tra le regioni degli obiettivi di consumo di elettricità da fonti rinnovabili fissati a livello europeo (*burden sharing*), tenendo conto delle risorse di fonti energetiche rinnovabili sfruttabili in ciascuna regione. Per dare attuazione a questo dettato, dopo una lunga attesa, con il comma 167 dell'articolo 2 della legge n. 244/07-Finanziaria 2008 si incarica il Ministero dello Sviluppo economico, d'intesa con la Conferenza permanente, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge, di stabilire la ripartizione fra le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano della quota minima di incremento dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati. Al comma 168 della Finanziaria 2008, è previsto inoltre che entro i successivi novanta giorni, le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano adeguano i propri piani o programmi in materia di promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica negli usi finali o, in assenza di tali piani o programmi, provvedono a definirli, e adottano le iniziative di propria competenza per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo minimo fissato di cui al comma 167.

Successivamente, con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale della legge 13/09 si prevede un nuovo termine per l'adozione del decreto in materia di *burden sharing* e aggiorna i criteri a cui deve adeguarsi, richiamando gli obiettivi di consumo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili al 2020 (17% del consumo interno lordo), fissati dall'UE

Il provvedimento stabilisce che i decreti da emanare dovrebbero tenere conto:

- a) della definizione dei potenziali regionali tenendo conto dell'attuale livello di produzione delle energie rinnovabili;
- b) dell'introduzione di obiettivi intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018 calcolati coerentemente con gli obiettivi intermedi nazionali concordati a livello comunitario;
- c) della determinazione delle modalità di esercizio del potere sostitutivo del Governo ai sensi dell'articolo 120 della Costituzione nei casi di inadempienza delle regioni per il raggiungimento degli obiettivi individuati».

L'assenza dei decreti per la ripartizioni fra Regioni degli obiettivi indicati nel PAN genera 2 problematiche importanti:

- lascia le Regioni senza alcune indicazioni, tanto che ognuna si è posta senza alcun coordinamento ma autonomamente obiettivi e indirizzi attraverso i piani energetici;
- rende poco applicabile il PAN, che corre il rischio di indicare degli obiettivi che potrebbero essere non raggiunti.

Nonostante l'assenza del provvedimento del *burden sharing* nel D.lgs n. 28/11 viene inserito all'articolo 37 l'ipotesi di trasferimenti statistici tra le Regioni ai fini del raggiungimento dei rispettivi obiettivi in materia di fonti rinnovabili, definiti in attuazione dell'articolo 2, comma 167, della legge n. 244/07. L'articolo non da alcuna

indicazione su come possono essere definiti gli obiettivi regionali mentre entra nel merito su come al fine di raggiungere gli obiettivi le Regioni possono:

- concludere accordi con altre Regioni per il trasferimento statistico di determinate quantità di energia rinnovabile;
- concludere intese con enti territoriali interni ad altro Stato membro e accordi con altri Stati membri per trasferimenti statistici di quote FER prodotta;
- essere commissariate al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi nel caso sia riscontrato il mancato conseguimento degli obiettivi.

Una proposta di metodologia per l'implementazione del *Burden Sharing* è stata presentata in un primo incontro tenuto nel maggio 2011 dal Ministero dello Sviluppo Economico alle Regioni da cui è emerso una bozza di Decreto Ministeriale (DM) in attesa di definizione e approvazione. Nella lettura della bozza pare che dall'obiettivo nazionale (17%) indicato dal PAN sono stati sottratti i biocarburanti, perché trattasi di obiettivo difficilmente conseguibile in termini regionali; altro obiettivo escluso dal processo di regionalizzazione è quello riferito agli apporti da importazioni da paesi terzi (poiché gli strumenti di sostegno sono esclusivamente nazionali).

Per la definizione dell'obiettivo regionale, il Ministero propone un ragionamento analitico per settore e per fonte; ciò non toglie che le singole regioni, fermo restando il conseguimento dell'obiettivo, possano comporre diversamente il mix di contributo per fonte. Nell'Allegato II della bozza del DM, viene individuato un sistema di calcolo di ripartizione regionale che prende in considerazione diversi criteri sia in base alla tecnologia che alla tipologia di fonte rinnovabile. L'approccio tecnico impiegato nella ripartizione regionale definisce un obiettivo regionale che è correlabile alle caratteristiche del territorio delle singole regioni e province autonome, in particolare al potenziale economicamente sostenibile di fonti rinnovabili per la produzione elettrica che derivano dai fabbisogni residenziali, del terziario, dell'agricoltura e dell'industria, verso l'impiego di tecnologie che utilizzano fonti rinnovabili.

Nel dettaglio delle fonti energetiche rinnovabili elettriche, dove è disponibile una rete di trasporto e distribuzione, si è seguito un approccio basato sul potenziale di sfruttamento di tali fonti nelle singole regioni e province autonome. In particolare tale approccio tiene conto di indicatori di disponibilità delle risorse, quali risorsa idrica, ventosità, risorse geotermiche, irraggiamento solare, superficie di territorio a vocazione agricola, superficie di territorio boschivo, aree urbane e fortemente antropizzate, aree industriali. Su tali indicatori si applicano criteri di sostenibilità che, di fatto, fanno sì che solo una parte della potenzialità sul territorio precedentemente individuata sia sfruttata, per ragioni di costo, di eccessiva e competitiva occupazione del territorio e di relativo impatto ambientale.

Per ciascuna regione e provincia autonoma, sono definite pertanto le ripartizioni al 2020 dei valori di fonte energetica rinnovabile elettrica in coerenza con gli obiettivi definiti dal PAN e secondo la metodologia definita nell'Allegato II, negli specifici capitoli del testo del DM, cui si rimanda per approfondimenti. Vengono quindi tracciate gli andamenti temporali (traiettorie) dei suddetti valori e degli obiettivi. Infine si calcola, per ciascuna regione e provincia autonoma, la traiettoria dell'obiettivo sulle fonti rinnovabili (Tabella 5).

*Tabella 5 - Traiettorie degli obiettivi regionali dall'anno iniziale di riferimento al 2020
- Valori in [%]*

Regioni	Anno iniziale riferimento	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	5,7	10,1	11,8	13,7	16,1	19,3
Basilicata	7,9	15,7	19,0	22,6	26,7	31,8
Calabria	8,9	15,0	17,5	20,2	23,6	27,8
Campania	4,2	8,2	9,8	11,5	13,7	16,6
Emilia Romagna	2,0	4,1	5,0	5,9	7,1	8,7
Friuli V. Giulia	5,2	7,7	8,6	9,7	11,0	12,8
Lazio	4,0	6,5	7,3	8,4	9,9	11,8
Liguria	3,5	7,2	8,5	10,1	12,3	15,2
Lombardia	4,9	6,9	7,6	8,5	9,6	11,3
Marche	2,6	6,7	8,3	10,2	12,4	15,4
Molise	10,9	19,6	23,1	27,0	31,6	37,6
Piemonte	9,2	11,1	11,6	12,4	13,5	15,3
Puglia	3,1	6,8	8,3	10,0	12,0	14,4
Sardegna	3,9	9,0	11,2	13,6	16,2	19,4
Sicilia	2,8	6,9	8,6	10,5	12,7	15,4
TAA-Bolzano	30,3	31,3	31,2	31,4	32,0	33,2
TAA-Trento	30,3	33,6	34,6	35,9	37,8	40,7
Toscana	6,2	9,4	10,7	12,1	13,8	16,1
Umbria	6,2	8,5	9,3	10,3	11,6	13,3
Valle d'Aosta	52,7	53,1	52,4	52,2	52,6	53,9
Veneto	3,4	5,5	6,3	7,3	8,5	10,1
Totale	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	14,3

L'obiettivo nazionale di sviluppo delle FER al 2020 differisce dal valore atteso del 17%, in quanto nella regionalizzazione non sono stati inclusi i contributi delle FER-T e FER-Estero.

Nelle tabella 6 che segue è riportato, per ciascuna regione e provincia autonoma, lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili-elettriche (FER-E) tra l'anno iniziale della traiettoria e il 2020.

Va sottolineato che l'impegno regionale verso lo sviluppo del settore delle energie rinnovabili contribuirà sicuramente al raggiungimento di altri obiettivi indicati dal "pacchetto energia" come la riduzione delle emissioni.

Tabella 6 - Sviluppo regionale delle FER-E al 2020 rispetto all'anno iniziale di riferimento

Regioni	Consumi FER-E Anno iniziale di riferimento	Consumi FER-E 2020	Incremento	
	[ktep]	[ktep]	[ktep]	[%]
Abruzzo	116	194	78	67
Basilicata	72	214	142	196
Calabria	185	343	159	86
Campania	187	423	235	126
Emilia Romagna	216	391	176	81
Friuli V. Giulia	149	215	66	44
Lazio	112	309	197	176
Liguria	32	69	37	114
Lombardia	993	1.092	99	10
Marche	60	144	84	141
Molise	54	119	65	120
Piemonte	601	735	134	22
Puglia	245	825	580	236
Sardegna	127	478	352	278
Sicilia	153	555	402	263
TAA-Bolzano	380	359	- 21	- 6
TAA-Trento	397	400	4	1
Toscana	556	760	204	37
Umbria	133	174	40	30
Valle d'Aosta	255	240	- 15	- 6
Veneto	357	464	108	30
Totale	5.380	8.504	3.124	58

Nonostante la normativa non sia ancora definita, si può tentare di valutare il contributo che eventualmente ogni Regione potrebbe esprimere basandosi su proiezioni effettuate da enti di studio e ricerca nel settore delle FER. A questo titolo, si ritiene utile avere come riferimento il rapporto della Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile (FSS), *“L'Europa e le Regioni per lo sviluppo delle energie rinnovabili”* (2009), Il rapporto di Enea - Ricerca sul Sistema Elettrico (ERSE), *“Burden sharing regionale dell'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili e Piano d'Azione Nazionale per l'Energia Rinnovabile”* e lo studio di ANEV, *“Potenziale eolico Italiano”* in quanto strumenti di analisi la cui elaborazione vede coinvolti rinomati esperti del settore delle rinnovabili e considerato che la Fondazione, l'ERSE e l'ANEV includono anche un variegato gruppo di esperti, di imprese e associazioni di imprese. A questi elementi abbiamo deciso di affiancare alcune considerazioni in merito esposte dal Direttore Divisione Operativo del GSE Gerardo Montanino in occasione di una sua presentazione.

Come accennato in precedenza, anche la stragrande maggioranza delle Regioni ha già valutato e indicato gli obiettivi in termini di contributo alla produzione di energia rinnovabile al 2020 in maniera autonoma. Questo sarà oggetto di più dettagliata analisi nel capitolo seguente.

Il rapporto FSS, presentato con oltre un anno di anticipo rispetto al PAN, esamina il ruolo delle Regioni nella diffusione delle fonti rinnovabili, analizzando il mix che consentirebbe di raggiungere l'obiettivo europeo del 2020, attraverso una ripartizione ottimale delle diverse fonti tra le Regioni italiane. "Lo sviluppo delle energie rinnovabili - per il presidente della Fondazione Edo Ronchi - sarà decisivo non solo per il clima. Per l'Italia potrà rappresentare una delle più importanti opportunità per l'economia del futuro. Un programma di sviluppo delle energie rinnovabili articolato con obiettivi precisi per tutte le fonti e per tutte le Regioni, è essenziale e urgente per coinvolgere i territori e le istituzioni e per fornire un quadro di riferimento stabile agli operatori economici che dovranno realizzare investimenti consistenti. Si tratta di un cammino percorribile tenendo conto, anche, che la Germania già oggi produce da nuove fonti rinnovabili la quantità di energia che dovrà produrre l'Italia nel 2020".

Il Rapporto ha preso in esame alcuni criteri generali per la ripartizione regionale della produzione di elettricità da FER. In particolare:

1. si prende spunto dalla produzione di elettricità da FER in atto nelle diverse Regioni, per le diverse fonti;
2. si valutano le potenzialità esistenti e utilizzabili in ogni singola Regione per le diverse fonti rinnovabili;
3. si ritiene che le Regioni siano generalmente favorevoli allo sviluppo della produzione di elettricità da FER nei rispettivi territori in base alla ormai diffusa convinzione che i benefici ambientali, sociali ed economici delle FER siano ben maggiori dei rispettivi costi e impatti;
4. si valuta che lo sviluppo delle nuove FER (eolico e solare in particolare) abbia maggiori potenzialità nel Sud e nelle Isole, rispetto alla FER "storica" costituita dall'idroelettrico, ben più presente al Nord, soprattutto nell'arco alpino. Si ritiene quindi positivo un riequilibrio territoriale con un più forte sviluppo delle nuove FER nel Mezzogiorno.

Ai criteri generali sono stati aggiunti dei criteri specifici per ciascuna FER che riportiamo di seguito:

Idroelettrico	Con manutenzioni e ripotenziamenti del parco esistente si può mantenere la produzione attuale in tutte le Regioni e distribuire la crescita di nuovi impianti di piccolo idro (min. di 10 Mw) in proporzione dell'energia idroelettrica già prodotta.
Eolico	La mappa del potenziale dell'eolico onshore è quella ricavabile dall'atlante eolico che indica una maggiore disponibilità di vento nelle regioni meridionali e insulari, una disponibilità inferiore, ma significativa in quelle centrali e molto minore in quelle settentrionali. Per l'eolico offshore sono possibili installazioni in acque basse e in zone ventose, principalmente al largo di Puglia, Sicilia e Sardegna.
Solare	Per il solare fotovoltaico con impianti di piccola taglia, collocati solitamente sui tetti degli edifici, anche se con diversi rendimenti nelle regioni del Nord (1050 ore) e del Sud (1450), si può ipotizzare una distribuzione omogenea in tutte le Regioni per una produzione di circa 4 Twh. Per gli impianti di taglia maggiore è prevedibile una netta prevalenza di installazioni al Sud, in Regioni ad elevata insolazione per produrre circa 2,5 Twh. Per il solare termodinamico le aree ottimali sono solo quelle dove c'è un'elevata radiazione solare, quelle della fascia costiera dell'Italia Meridionale e delle isole maggiori.
Geotermico	Le risorse geotermiche sfruttabili per produrre energia elettrica sono quelle note presenti in Toscana, più limitate possibilità presenti in Lazio e in Sicilia.
Biogas, rifiuti-biomasse, altre biomasse	La ripartizione regionale della produzione di elettricità da biogas segue la produzione attuale distribuendo in proporzione gli aumenti prevedibili per le diverse Regioni, valutando il 50% dell'elettricità prodotta dai termovalorizzatori proveniente da biomassa e valutando l'ammodernamento degli impianti esistenti e i nuovi impianti in costruzione e previsti nelle diverse Regioni si arriva a circa 4,6 Twh; la ripartizione delle altre biomasse solide è il risultato di due numeri: la produzione attuale (per circa 5 Twh) e quella di nuove colture (per 3 Twh).

Fonte: FSS, L'Europa e le Regioni per lo sviluppo delle energie rinnovabili.

Lo scenario definito per il 2020, individua un gruppo di 6 Regioni relativamente poco abitate e dotate di notevoli risorse rinnovabili (Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Molise, Basilicata, Calabria, Sardegna) in cui la produzione di energia rinnovabile può arrivare a rappresentare più del doppio della media nazionale (punta record in Valle d'Aosta con il 59,6% del totale nazionale. Otto Regioni (Piemonte, Toscana, Umbria, Marche, Abruzzo, Campania, Puglia, Sicilia) possono raggiungere un livello di produzione uguale o di poco superiore alla media nazionale (in testa l'Umbria con 22,7% del totale nazionale), mentre sei Regioni, popolate e sviluppate economicamente, ma dotate di scarse risorse (Lombardia, Veneto, Friuli V.G., Liguria, Emilia Romagna, Lazio) rimangono al di sotto della media nazionale.

Il rapporto sottolinea come ogni Regione italiana abbia scelto una sua strada per perseguire la sostenibilità energetica. Per quanto riguarda l'elettricità la produzione da FER dovrebbe passare da 58 a 107 TWh nel 2020 (+49 TWh)⁵, con la Lombardia e il Trentino Alto Adige che potrebbero confermare l'attuale leadership nella produzione di energia idroelettrica. Puglia, Sicilia, Sardegna e Campania sono e resterebbero leader dell'eolico. Le Regioni del sud potrebbero ottenere il primato anche del solare, che oggi, nel meridione, è invece sviluppato in particolare in Puglia. Per quanto riguarda le biomasse (compresi rifiuti biodegradabili e biogas), mentre oggi l'Emilia Romagna guida questa speciale classifica, a termine si arriverà ad una distribuzione più omogenea in tutto il Paese. La Toscana manterrebbe infine il primato per la geotermia.

La produzione dovrebbe crescere al Nord da circa 38,7 a 48,8 TWh - pari a +10 TWh (Tabella 7), al Centro da circa 9,4 a 20,1 - pari a +10,7 TWh (Tabella 8), e al Sud da 10 a 38,4 ben +28,4 TWh (Tabella 9). La crescita della produzione di energia elettrica con l'impiego delle energie rinnovabili riguarderà, quindi, tutte le Regioni italiane, ma con valori assoluti e percentuali molto diversi. Essa sarà molto elevata e decisamente maggiore nelle Regioni del Sud, isole comprese; sarà consistente nel Centro; consistente come valore, ma non come quota quella rispetto a quella già prodotta nel Nord.

Tabella 7 - La producibilità di elettricità da FER nelle Regioni del Nord al 2020 (GWh).

	Idro	Eolico onshore	Eolico offshore	Solare fotov.	Solare termod.	Biogas	Rifiuti biodegrad.	Altre Geotermico biomasse	Totale	
									2020	(2008)
Piemonte	6.500	60	–	400	–	350	220	480	8.010	(6.080)
Val d'Aosta	3.000	20	–	20	–	50	–	70	3.160	(2.849)
Lombardia	11.300	80	–	600	–	700	900	650	14.230	(11.892)
Trentino A. Adige	9.500	35	–	100	–	100	100	300	10.135	(9.343)
Veneto	4.400	30	–	400	–	450	200	630	6.110	(4.453)
Friuli	1.800	25	–	100	–	100	100	150	2.275	(1.930)
Liguria	200	450	–	180	–	100	150	70	1.150	(331)
Emilia Romagna	1.200	320	–	400	–	450	330	650	3.350	(1.842)
Totale NORD	37.900	1020	–	2.200	–	2.300	2.000	3.000	48.420	(38.722)

Fonte: FSS, L'Europa e le Regioni per lo sviluppo delle energie rinnovabili.

⁵ Il dato indicato dalla FSS è molto più ottimista rispetto ai 98,885 GWh previsti al 2020 nel PAN.

Tabella 8 - La producibilità di elettricità da FER nelle Regioni del Centro al 2020 (GWh).

	Idro	Eolico onshore	Eolico offshore	Solare fotovolta.	Solare termod.	Biogas	Rifiuti biodegrad.	Altre Geotermico biomasse	Totale	
									2020	(2008)
Toscana	650	800	–	400	–	250	250	500	8.000	10.850 (6.424)
Umbria	1.000	1.000	–	100	–	50	50	300	–	2.500 (1.225)
Marche	450	1500	–	150	–	100	100	300	–	2.600 (568)
Lazio	850	1200	–	500	–	300	350	500	500	4.200 (1.197)
Totale CENTRO	2.950	4500	–	1.150	–	700	750	1.600	8.500	20.150 (9.413)

Fonte: FSS, L'Europa e le Regioni per lo sviluppo delle energie rinnovabili.

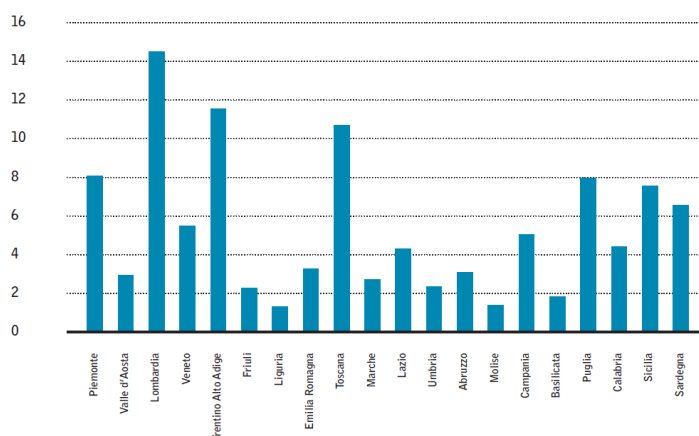
Tabella 9 - La producibilità di elettricità da FER nelle Regioni del Sud al 2020 (GWh).

	Idro	Eolico onshore	Eolico offshore	Solare fotovolta.	Solare termod.	Biogas	Rifiuti biodegrad.	Altre Geotermico biomasse	Totale	
									2020	(2008)
Abruzzo	1.250	1500	–	150	–	100	70	180	–	3.250 (1.583)
Molise	150	980	–	100	–	50	40	200	–	1.520 (475)
Campania	450	3260	–	600	–	350	210	300	–	5.170 (1477)
Puglia	–	3720	2.200	750	450	250	150	450	–	7.970 (2141)
Basilicata	200	1290	–	100	–	100	50	200	–	1.940 (517)
Calabria	570	2120	–	350	450	150	80	650	–	4.370 (1.564)
Sicilia	550	3530	800	650	900	300	200	300	500	7.730 (1.200)
Sardegna	550	3080	1.000	550	900	100	50	250	–	6.480 (1.070)
Totale SUD	3.720	19.480	4.000	3.250	2.700	1.400	850	2.530	500	38.430 (10.028)

Fonte: FSS, L'Europa e le Regioni per lo sviluppo delle energie rinnovabili.

Se consideriamo complessivamente tutte le potenzialità per la produzione di elettricità da FER per ciascuna Regione (Tabella 10) ci accorgiamo che una piccola Regione come il Trentino Alto Adige, nonostante la modesta dimensione territoriale e la bassa densità di popolazione sul territorio, raggiungerà ottimi risultati, frutto di scelte politiche operate in armonia con il cammino europeo verso la sostenibilità energetica e l'elevata esistenza di impianti idroelettrici che contribuiscono notevolmente alla generazione elettrica.

Tabella 10 - Elettricità da FER nelle Regioni 2020 (TWh).



Fonte: FSS, L'Europa e le Regioni per lo sviluppo delle energie rinnovabili.

Il Rapporto, infine, suggerisce una serie di azioni per elaborare e rendere operativo un sistema di coordinamento, stabile ed efficace, fra Stato e Regioni in materia di sviluppo delle energie rinnovabili.

In tale coordinamento:

- andrebbero discussi e concordati gli obiettivi regionali della quota di energia da FER da produrre regionalmente, in modo che la somma degli obiettivi regionali coincida con l'obiettivo europeo al 2020 fissato per l'Italia, così come andrebbero discusse e concordate le misure, di rispettiva competenza, necessarie per raggiungere tali obiettivi;
- andrebbero sottoposti a verifica e aggiornamento i piani e/o programmi energetici regionali, in relazione all'obiettivo sulle rinnovabili al 2020 ed alle modalità previste dalla Direttiva europea, predisponendo un programma di azioni per i settori individuati (elettricità, calore e raffrescamento e biocarburanti) e prevedendo anche politiche e misure per il risparmio e l'efficienza energetica.

Sarebbe inoltre da predisporre un sistema di controllo e verifica dei risultati che preveda sanzioni per le inadempienze, visto che l'obiettivo nazionale fissato dalla Direttiva per le rinnovabili è vincolante. Poiché il suo raggiungimento dipende, per una parte rilevante da attività di competenza regionale, è indispensabile che i piani regionali non rimangano sulla carta, ma siano sottoposti a periodiche verifiche e, nel caso di inadempienze o ritardi non causati da fattori esterni, si introduca qualche forma di sanzione. Si propone quindi che la distanza dalla traiettoria fissata per raggiungere l'obiettivo della quota di rinnovabili in ciascuna Regione venga misurata, ad esempio, su base biennale. La Regione che non dovesse rispettare il percorso indicato per centrare il proprio obiettivo dovrebbe essere spronata a recuperare il ritardo entro i successivi due anni e, se ciò non avvenisse, essere penalizzata con una sanzione. Al contrario, la Regione che raggiungesse risultati migliori della sua traiettoria, e li mantenesse per i successivi due anni, dovrebbe essere premiata.

Nel rapporto ERSE gli approcci per la ripartizione degli obiettivi sono diversi ed integrati fra loro.

Nello specifico si è deciso di sviluppare una ripartizione di tipo *“tecnica”*, di utilizzare i potenziali produttivi e quelli di consumo delle Regioni. Più specificamente la ripartizione delle fonti rinnovabili sulle singole Regioni ha preso a riferimento i seguenti criteri:

1. nel caso delle fonti rinnovabili per produzione di elettricità e dei biocarburanti, cioè di vettori energetici che dispongono di una rete di distribuzione dell'energia già sviluppata e il cui utilizzo non implica investimenti da parte dell'utente finale, è stato seguito un approccio basato sul potenziale produttivo di tali fonti nelle singole Regioni;
2. nel caso delle fonti rinnovabili per riscaldamento/(raffrescamento), che non possono contare su una rete di distribuzione (salvo la situazione, peraltro molto locale, del teleriscaldamento) e che per essere utilizzate richiedono un investimento da parte dell'utente finale, è stato seguito un approccio basato sul potenziale di consumo di tali fonti nelle singole Regioni.

A partire da una grandissima disponibilità teorica di energia per quasi ogni fonte rinnovabile, di entità comparabile o talvolta molto superiore alla totalità dei fabbisogni del Paese, il potenziale effettivamente sfruttabile risulta limitato per effetto dei numerosi vincoli di carattere tecnico, economico ed ambientale, che dipendono, prevalentemente:

- dalle caratteristiche morfologiche e territoriali delle singole Regioni;
- dai costi delle tecnologie e dalle condizioni socio-economiche che ne possono determinare lo sviluppo (ad es. incentivi);
- dal grado di pressione ambientale esercitato sul territorio e dal conseguente livello di accettabilità sociale.

Incrociando dunque la disponibilità teorica delle fonti rinnovabili con i suddetti vincoli, nonché prendendo in considerazione dati e studi di diverse fonti, è stato possibile stimare, per ogni regione, la produzione elettrica da tali fonti al 2020 (Tabella 10a).

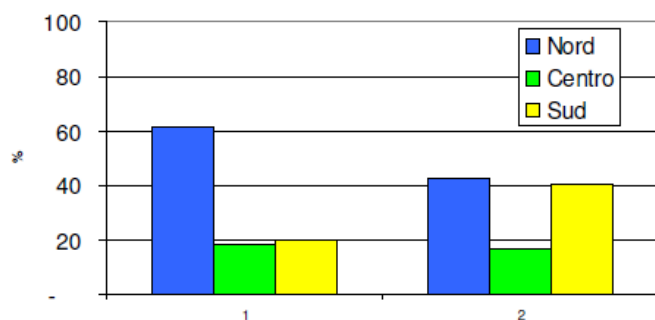
Tabella 10a - Ripartizione regionale del potenziale di produzione elettrica da fonti rinnovabili al 2020 (GWh).

Regioni	Idroelett.	Eolico	Fotovolt.	Solare termod.	Geoterm.	FORSU	Biomassa	Biogas	Produzione totale
ABR	1558	712	249	0	0	77	137	68	2799
BAS	363	2272	162	228	0	33	179	30	3267
CAL	1255	1466	490	455	0	88	827	92	4675
CAM	824	3049	865	228	0	311	300	288	5865
EMR	1198	201	608	0	0	310	733	239	3288
FVZ	1944	20	184	0	0	69	153	61	2432
LAZ	1244	259	796	210	300	363	365	237	3775
LIG	342	239	261	0	0	111	35	89	1077
LOM	8241	20	1118	0	0	1041	688	670	11778
MAR	617	230	213	0	0	97	292	81	1531
MOL	251	693	84	0	0	15	235	15	1292
PIE	7031	25	636	0	0	247	506	221	8666
PUG	20	5890	937	455	0	219	522	202	8245
SAR	575	5176	459	910	0	57	256	70	7504
SIC	470	4624	1084	910	0	289	239	257	7873
TAA	7825	39	153	0	0	53	325	49	8443
TOS	958	309	562	0	7200	280	626	212	10146
UMB	1189	293	139	0	0	55	375	46	2097
VDA	2403	7	34	0	0	8	35	7	2494
VEN	3692	20	602	0	0	252	693	234	5493
ITA	42.000	25.545	9.637	3.395	7.500	3.973	7.521	3.169	102.739

Fonte: Rapporto di Enea - Ricerca sul Sistema Elettrico (ERSE), *Burden sharing regionale dell'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili e Piano d'Azione Nazionale per l'Energia Rinnovabile*.

Da una lettura dei risultati dello studio ERSE possiamo verificare che la produzione totale ripartita tra le regioni è pari a 102.739 GWh, leggermente superiore rispetto ai 98,885 GWh previsti al 2020 nel PAN. Come indicato nel rapporto della FSS anche dallo studio ERSE è possibile riscontrare che l'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili è concentrato prevalentemente sulle Regioni dell'Italia meridionale (crescita di 5 volte rispetto al 2007), in virtù della forte crescita nelle Regioni di quest'area del paese delle fonti eolica e solare (Tabella 10b).

Tabella 10b - Ripartizione percentuale per area geografica della produzione elettrica da fonti rinnovabili nel 2005(1) e 2020(2).



Fonte: Rapporto di Enea - Ricerca sul Sistema Elettrico (ERSE), *Burden sharing regionale dell'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili e Piano d'Azione Nazionale per l'Energia Rinnovabile*.

Lo studio dell'ANEV, associazione che raggruppa le industrie e gli operatori del settore eolico, è stato presentato nel 2008 come elaborato scientifico in merito al potenziale nazionale dell'eolico realizzato dai migliori esperti del settore. Nello studio sono state considerate le tecnologie più avanzate e una vastissima banca dati relativa al dato anemometrico nazionale per ogni regione tenendo conto:

- delle limitazioni di carattere normativo;
- delle accortezze per tutelare il paesaggio e l'ambiente;
- dello sviluppo degli aspetti elettrici ed economici, connessi alla producibilità minima.

Secondo lo studio al 2020 è possibile raggiungere l'obiettivo di una potenza pari a 12.680 MW capaci di generare una produzione di 27,2 TWh. Un obiettivo di molto superiore a quanto indicato nel PAN pari a 12000 MW. Diversamente per l'eolico *offshore* il PAN è maggiormente ottimista con i 680 MW possibili contro i 200 MW indicati dallo studio ANEV. Nella Tabella 11 si riporta il quadro del potenziale eolico distribuito per Regione.

Tabella 11 - Il potenziale eolico regionale.

REGIONE	OBIETTIVO (MW)	PRODUZIONE (TWh)	TERRITORIO OCCUPATO	PRODUZIONE (kWh) PER ABITANTE
PUGLIA	2070	3,52	0,00136%	863,56
CAMPANIA	1915	3,26	0,00179%	560,43
SICILIA	1900	3,23	0,00092%	643,83
SARDEGNA	1750	2,98	0,00091%	1789,2
MARCHE	1600	2,72	0,00206%	1763,83
CALABRIA	1250	2,12	0,00104%	1059,14
UMBRIA	1090	1,85	0,00163%	2122,64
ABRUZZO	900	1,53	0,00104%	1165,51
LAZIO	900	1,53	0,00058%	276,24
BASILICATA	760	1,29	0,00095%	2186,05
MOLISE	635	1,08	0,00180%	3372,65
TOSCANA	600	1,02	0,00033%	280,36
LIGURIA	280	0,48	0,00069%	296,12
EMILIA	200	0,34	0,00011%	80,14
ALTRE	150	0,25	0,00002%	12,07

Fonte: studio ANEV, Potenziale eolico Italiano.

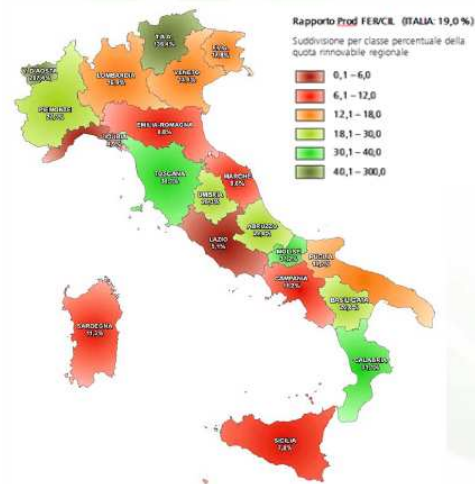
Al fine di rendere più ampia la prospettiva degli obiettivi regionali si ritiene utile riportare alcuni elementi concreti raccolti dal Direttore Divisione Operativa del GSE Gerardo Montanino in occasione di una sua presentazione nel convegno "*Fonti rinnovabili ed efficienza energetica: Le prospettive per le Aziende dei servizi pubblici locali*", organizzato nel dicembre 2010 da ISES ITALIA e FederUtility. La valutazione è rivolta ai dati utili per la definizione del *Burden Sharing* regionale del settore elettrico raccolti dal GSE e che potrebbero essere considerati al fine della decisione sulla ripartizione degli obiettivi a livello regionale. Dalla Tabella 12 possiamo notare che se consideriamo a livello regionale la produzione di energia elettrica e il consumo interno lordo regionale è semplice verificare allo stato attuale la capacità e il contributo che ogni regione potrebbe dare al raggiungimento dell'obiettivo. Un modello non esaustivo

ma che contribuisce sicuramente alla analisi sulla definizione del modello utilizzabile al fine della ripartizione regionale dell'obiettivo FER.

Tabella 12 - Quota regionale rinnovabile nel 2009 ottenuta dal Rapporto della produzione FER e il consumo interno lordo (CIL).

Rapporto FER/CIL = 19,0 % (Italia 2009)

(Obiettivo PAN Italia 2020 circa 26 %)



	Produzione rinnovabile			CIL		Quota rinnovabile regionale
	Effettiva	Normalizzata	Ripartizione regionale(%)	GWh	Ripartizione regionale(%)	
GWh	GWh	GWh				
Piemonte	7.920	7.273	11,5	26.551	8,0	27,3
Valle d'Aosta	3.162	2.983	4,7	1.038	0,3	287,4
Lombardia	12.097	11.341	17,9	66.958	20,1	16,9
Trentino Alto Adige	10.105	9.098	14,3	6.870	2,0	136,4
Veneto	4.933	4.158	6,6	31.108	9,3	13,4
Friuli Venezia Giulia	2.307	1.748	2,8	9.839	3,0	17,8
Liguria	410	373	0,6	7.559	2,3	4,9
Emilia Romagna	2.805	2.509	4,0	28.380	8,5	8,6
Toscana	8.457	8.468	10,2	21.403	6,4	30,1
Umbria	1.558	1.559	2,5	5.928	1,8	26,3
Marche	813	696	1,1	8.063	2,4	8,6
Lazio	1.535	1.310	2,1	25.875	7,8	5,1
Abruzzo	2.469	2.020	3,2	6.788	2,0	29,6
Molise	712	631	1,0	1.695	0,5	37,2
Campania	2.295	2.166	3,4	19.353	5,8	11,2
Puglia	2.689	2.853	4,5	20.095	6,0	14,2
Basilicata	950	843	1,3	3.139	0,9	26,8
Calabria	3.106	2.156	3,4	8.938	2,1	31,1
Sicilia	1.695	1.775	2,8	22.796	6,8	7,8
Sardegna	1.513	1.464	2,3	12.979	3,9	11,3
ITALIA	69.330	63.422	100,0	333.296	100,0	19,0

Fonte: Gerardo Montanino, atti convegno - *Fonti rinnovabili ed efficienza energetica. Le prospettive per le Aziende dei servizi pubblici locali*.

Un quadro regionale aggiornato, una sorta di *burden sharing* attualizzato, della percentuale dell'energia elettrica rinnovabile viene generata dal rapporto fra del consumo finale lordo di energia elettrica rinnovabile⁶ (CFL FER E) e il Consumo Finale Lordo di Energia Elettrica (CFL E), continuamente monitorata dal Sistema Italiano Monitoraggio Energie Rinnovabili (SIMERI) gestito dal GSE attraverso un sito internet *online*. Con tale sistema è possibile visualizzare non solo il rapporto sopra indicato ma ogni dato su scala regionale e nazionale distinto per fonte sulla produzione di energia elettrica rinnovabile.

BIBLIOGRAFIA

- *"Potenziale eolico Italiano"*, Studio di ANEV, settembre 2008.
- *"Riduzione delle emissioni e sviluppo delle rinnovabili: quale ruolo per stato e regioni"*, Studio ENEA, Roma 18 aprile 2008.
- , *"L'Europa e le Regioni per lo sviluppo delle energie rinnovabili"*, Rapporto della Fondazione per lo sviluppo sostenibile, Roma 2009.
- *"Braccio di ferro stato-regioni"*, GB Zorzoli, da Staffetta Quotidiana - marzo 2009.
- Ricerca sul Sistema Elettrico (ERSE), *"Burden sharing regionale dell'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili e Piano d'Azione Nazionale per l'Energia Rinnovabile"*, Rapporto di Enea, Roma 28 febbraio 2010.
- Atti convegno *"Fonti rinnovabili ed efficienza energetica. Le prospettive per le Aziende dei servizi pubblici locali"* organizzato da ISES ITALIA e FederUtility, presso GSE, Roma, 10 dicembre 2010.
- <http://www.gse.it/approfondimenti/Simeri/Pagine/default.aspx>

⁶ Il CFL FER E viene calcolato come quantità di elettricità prodotta a livello nazionale da fonti energetiche rinnovabili, escludendo la produzione di elettricità in centrali di pompaggio con il ricorso all'acqua precedentemente pompata a monte.

PARTE II: AGGIORNAMENTO SULLA POLITICA ENERGETICA TERRITORIALE NAZIONALE

1. Monitoraggio dell'attività legislativa nazionale in materia di energia con particolare attenzione alle FER

L'ultimo rapporto sui progressi degli Stati membri per raggiungere gli obiettivi pubblicato dalla Commissione nel 2009 offre la seguente tabella riepilogativa da cui si evince il discreto impegno dell'Italia rispetto agli altri stati europei.

		AT	BE	BU	CY	CZ	DK	EE	FI	FR	DE	GR	HU	IE	IT
Electricity	2004-2006 growth	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
	progress towards target	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
Transport (biofuels)	2005-2007 growth	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
	progress towards target	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
		LV	LT	LJ	MT	NL	PO	PT	RO	SK	SI	ES	SW	UK	EU
Electricity	2004-2006 growth	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
	progress towards target	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
Transport (biofuels)	2005-2007 growth	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
	progress towards target	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺

Fonte: Relazione sui progressi nelle energie rinnovabili - Relazione della Commissione ai sensi dell'articolo 3 della direttiva 2001/77/CE, dell'articolo 4, paragrafo 2, della direttiva 2003/30/CE e sull'attuazione del piano di azione UE per la biomassa (COM(2005) 628).

Leggenda degli smileys

Progressi realizzati nel conseguimento dell'obiettivo	0-33%	34-66%	67-100%
Crescita tra il 2004 e 2006/2007	variazione in punti percentuali ≤ 0	Variazione in punti percentuali $> 0-1$	Variazione in punti percentuali > 1
	☺	☺	☺

Di seguito, si offre una panoramica del quadro normativo complessivo delineato dall'Italia per lo sviluppo delle FER, il quale dovrebbe incidere su una situazione che, come si evince dalla tabella precedente, presenta notevoli spazi di miglioramento.

a. Le procedure autorizzative

Al fine di raggiungere gli obiettivi e rispettare gli obblighi definiti dall'Unione europea la promozione delle fonti energetiche rinnovabili in Italia avviene attraverso il D.lgs n. 387/03, con il quale viene recepita in Italia la Direttiva 2001/77/CE e la definizione di fonte rinnovabile in esso contenuta. Con tale provvedimento viene introdotto un regime semplificato di procedure autorizzative per gli impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili e per le infrastrutture connesse, prevedendo un'autorizzazione unica

rilasciata dall'autorità competente entro 180 giorni dalla presentazione della richiesta, termine ridotto a 90 successivamente all'entrata in vigore del D.lgs n. 28/11. Nell'autorizzazione unica sono incluse anche le opere di allacciamento alla rete elettrica e le altre infrastrutture di rete, comprese quelle indirizzate a migliorare il dispacciamento dell'energia prodotta.

Per lo svolgimento di tali procedure ed al fine di assicurare un corretto inserimento degli impianti in un contesto normativo omogeneo (con specifico riguardo alle relazioni tra impianti eolici e paesaggio), dopo una lunga attesa, sono state pubblicate nella Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18/09/2010 le linee guida adottate tramite il DM del 10/09/2010. Queste dovranno essere recepite dalle Regioni mediante l'aggiornamento delle proprie normative entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore. In caso di mancato adeguamento entro il predetto termine si applicano le linee guida nazionali. Solamente verso la fine del 2011 le Regioni hanno recepito le Linee Guida, che in molti casi sono state oggetto di ricorsi ai T.A.R. attivati dagli operatori, e dal Governo dinanzi alla Consulta per conflitto di attribuzione (Tabella 27).

Scopo di tali linee guida è di assicurare uniformità di trattamento su tutto il territorio nazionale, garantire tempi certi per le singole fasi e una maggiore trasparenza e certezza del processo autorizzativo attraverso un' indicazione completa delle procedure da utilizzare secondo la tipologia della tecnologia applicata (Tabella 13).

I provvedimenti regionali di adeguamento alle linee guida sono di estremo interesse per il settore delle FER in quanto oltre ad indicare le aree in cui non possono essere realizzati gli impianti, elabora una procedura di ulteriore semplificazione del processo autorizzativo. Nella nuova procedura convergono infatti una serie di sottoprocedimenti (tipo quello per la tutela del paesaggio, dell'ambiente e della salute) che erano precedentemente separati.

La Regione Puglia si è adeguata inserendo una innovativa procedura completamente informatizzata che mette insieme il procedimento amministrativo con i dati di carattere territoriale attraverso due portali, quello dell'Area Politiche per lo Sviluppo, il Lavoro e l'Innovazione (www.sistema.puglia.it) e il SIT (Sistema Informativo Territoriale), che contiene mappe e informazioni di carattere territoriale accessibili anche da parte di chi propone l'installazione di un impianto. La documentazione sarà quindi generata in automatico dai due portali d'accesso ai dati amministrativi e cartografici. Anche gli allegati dovranno avere formato digitale e il tutto viaggerà con la posta elettronica certificata, inclusa la corrispondenza tra le amministrazioni. Si calcola che solo per questo aspetto saranno risparmiati 45 giorni.

La Regione Emilia Romagna ha realizzato una cartografia completa in cui sono indicate le aree utili per la realizzazione degli impianti fotovoltaici a terra scaricabili in formato pdf direttamente dal Web⁷.

Gli impianti con potenza superiore rispetto a quelle indicate vengono autorizzati attraverso la procedura dell'autorizzazione unica, così come stabilito dal D.lgs 387/03.

⁷ Consulta http://www.regione.emilia-romagna.it/wcm/geologia/canali/cartografia/cart_geotematica/cartografia_fotovoltaico.htm

Tabella 13 - Riepilogo delle procedure per l'autorizzazione degli impianti per la produzione di energia rinnovabile definite dalle linee guida, DM 10/09/2010.

FONTE	RIF.	CONDIZIONI DA RISPETTARE			REGIME URBANISTICO/EDILIZIO
		MODALITA' OPERATIVE/DI INSTALLAZIONE	ULTERIORI CONDIZIONI	POTENZA	
FOTOVOLTAICA	12.1	i. impianti aderenti o integrati nei tetti di edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi; ii. la superficie dell'impianto non è superiore a quella del tetto su cui viene realizzato	gli interventi non ricadono nel campo di applicazione del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 e s.m.i. recante Codice dei beni culturali e del paesaggio, nei casi previsti dall'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 115 del 2008.	-	COMUNICAZIONE
	12.1	i. realizzati su edifici esistenti o sulle loro pertinenze;	realizzati al di fuori della zona A) di cui al decreto del Ministro per i lavori pubblici 2 aprile 1968, n. 1444;	0-200 kW	COMUNICAZIONE
	12.2	i. moduli fotovoltaici sono collocati sugli edifici; ii. la superficie complessiva dei moduli fotovoltaici dell'impianto non sia superiore a quella del tetto dell'edificio sul quale i moduli sono collocati.	nessuna	-	DIA
	12.2	nessuna	nessuna	0-20 kW	DIA
BIOMASSA, GAS DI DISCARICA, GAS RESIDUATI DAI PROCESSI DI DEPURAZIONE E BIOGAS	12.3	operanti in assetto cogenerativo	nessuna	0-50 kW	COMUNICAZIONE
		i. realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni di uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero delle unità immobiliari e non implicino incremento dei parametri urbanistici	nessuna	0-200 kW	COMUNICAZIONE
	12.4	operanti in assetto cogenerativo	nessuna	50 -1000 kW _e ovvero a 3000 kW _t	DIA
		alimentati da biomasse	nessuna	0-200 kW	DIA
		alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas	nessuna	0-250 kW	DIA
EOLICA	12.5	i. Installati sui tetti degli edifici esistenti di singoli generatori eolici con altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore a 1 metro	ii. gli interventi non ricadono nel campo di applicazione del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 e s.m.i. recante Codice dei beni culturali e del paesaggio, nei casi previsti dall'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 115 del 2008	-	COMUNICAZIONE
	12.6	nessuna	nessuna	0-60 kW	DIA
IDRAULICA E GEOTERMICA	12.7	impianti idroelettrici e geotermoelettrici realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni di uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero delle unità immobiliari e non implicino incremento dei parametri urbanistici	nessuna	0-200 kW	COMUNICAZIONE
	12.8	alimentati da fonte idraulica	nessuna	0-100 kW	DIA

Fonte: DM 10/09/2010.

Nel quadro generale descritto è necessario tenere conto dell'esperienza della Regione Puglia che, replicata in seguito anche in altre regioni (Calabria, Basilicata, Molise), con la legge regionale n. 31/08 ha esteso la possibilità di autorizzare gli impianti FER fino ad

1 MW con la sola DIA (Denuncia di Inizio Attività). Parte di questo provvedimento di semplificazione delle procedure, oggetto di un contenzioso di competenza tra Stato e Regione, viene dichiarato illegittimo con la Sentenza n. 119 del 2010 della Consulta. Nella fattispecie, i commi 1 e 2 dell'art. 3 della legge regionale n. 31/08 sono illegittimi, in quanto *“maggiori soglie di capacità di generazione e caratteristiche dei siti di installazione per i quali si procede con la disciplina della DIA possono essere individuate solo con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza unificata, senza che la Regione possa provvedervi autonomamente”*.

La decisione della Corte Costituzionale, pur chiarendo alcuni aspetti giuridici importanti, genera purtroppo un'incertezza che il legislatore sta cercando di superare attraverso l'adozione di una serie di provvedimenti con i quali si vorrebbe ripristinare lo spirito della legge regionale pugliese. Infatti con l'approvazione della legge n. 96/2010 recante *“Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - Legge comunitaria 2009”*, all'articolo 17, comma 1 lettera d, viene stabilito l'assoggettamento alla disciplina della DIA per gli impianti per la produzione di energia elettrica con capacità di generazione non superiore ad un MW elettrico. L'applicazione di tale norma era sottoposta comunque all'adozione di un D.lgs del Governo, attualmente contenuto nel D.lgs n.28. Con lo stesso fine, per sanare gli impianti FER realizzati con DIA in violazione del principio definito dalla Consulta, è stata approvata la legge 13 agosto 2010, n. 129 - *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi”* pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 192 del 18 agosto 2010 ed entrata in vigore il 19 agosto 2010, nella quale all'articolo 1-quater si legittimano tutte quelle situazioni in cui un impianto FER fosse stato realizzato tramite DIA sebbene la potenza dell'impianto superasse le soglie di potenza previste dal D.lgs 387/2003. Precisamente, la legge dispone che *“Sono fatti salvi gli effetti relativi alle procedure di denuncia di inizio attività di cui agli articoli 22 e 23 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili che risultino avviate in conformità a disposizioni regionali, recanti soglie superiori a quelle di cui alla tabella A del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, a condizione che gli impianti siano entrati in esercizio entro centocinquanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto.”*

Al fine di chiarire molti aspetti della disposizione lasciati ad una non facile interpretazione, il MSE ha emanato una Circolare del 15 dicembre 2010 in cui vengono risolti alcuni dubbi interpretativi.

Per semplificare ulteriormente le procedure autorizzative con la legge 30 luglio 2010 n. 122 - art 49, comma 4-bis è stata introdotta la SCIA (Segnalazione Certificata di Inizio Attività), in sostituzione della DIA. Anche tale provvedimento ha reso necessaria una Circolare esplicativa del Ministero per la Semplificazione Normativa del 16 settembre 2010 in cui viene chiarito che la SCIA, sostituisce completamente la DIA. In tal modo gli impianti di produzione di energia rinnovabile che venivano autorizzati in DIA possono essere oggi autorizzati in SCIA. A tal proposito si segnala che il Direttore Generale del Dip. Energia Sara Romano del MSE, in occasione del convegno organizzato da ISES ITALIA in collaborazione con l' AIEE su *“Il Piano Nazionale di Azione per le Rinnovabili”*, ha annunciato l'intenzione del Ministero di adottare una modifica degli strumenti

autorizzativi con l'istituzione di una DIA ad *hoc* al fine di evitare un boomerang dovuto ad un eccesso di *deregulation*. Tale provvedimento non muterà gli strumenti esistenti per l'applicazione nell'edilizia. Questa decisione sembra scaturire anche dai pareri espressi da alcuni uffici tecnici regionali che non intendono aderire alla soluzione interpretativa delineata della Circolare del Ministero. Il chiarimento definitivo viene sicuramente con l'entrata in vigore del D.lgs. n. 28/11 in cui all'articolo 6 viene individuata una nuova procedura sostitutiva della DIA semplificata: la procedura abilitativa semplificata (PAS) e comunicazione per gli impianti alimentati da energia rinnovabile entrambe di competenza comunale. Le Regioni e le Province autonome possono estendere la soglia di applicazione della procedura agli impianti di potenza nominale fino ad 1 MW elettrico, definendo altresì i casi in cui, essendo previste autorizzazioni ambientali o paesaggistiche di competenza di amministrazioni diverse dal Comune, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto e delle opere connesse sono assoggettate all'autorizzazione unica. Al gennaio 2012, in molte Regioni, tra cui Il Lazio, l'Abruzzo, la Sardegna (limitatamente alle serre fotovoltaiche), l'Umbria (fino a 200 kW) è vigente la procedura di autorizzazione semplificata.

Secondo la tipologia specifica delle opere da realizzare, alcuni dei procedimenti autorizzativi indicati in tabella 13 possono prevedere anche lo svolgimento del procedimento di valutazione di impatto ambientale (VIA). In applicazione delle linee guida la verifica di assoggettabilità alla VIA si applica:

- agli impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento di potenza nominale complessiva superiore ad 1 MW o con procedimento nel quale è prevista la partecipazione obbligatoria del rappresentante del Ministero per i beni e le attività culturali;
- agli impianti da fonte rinnovabili non termici, di potenza nominale complessiva superiore ad 1 MW.

Per tutte le altre tipologie di interventi posti a verifica di assoggettabilità a VIA si applica quanto previsto dal D.lgs 152/2006, in cui vengono precisate anche le competenze territoriali del procedimento (Tabella 14).

Tabella 14 - Riepilogo sull'applicazione VIA per competenza territoriale.

Progetti sottoposti a valutazione di impatto ambientale di competenza statale	Progetti sottoposti a valutazione di impatto ambientale di competenza regionale	Progetti sottoposti alla verifica di assoggettabilità di competenza regionale
<ul style="list-style-type: none"> - centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW; - impianti eolici off-shore; - centrali idroelettriche con potenza di concessione superiore a 30 MW; - impianti destinati a trattenere, regolare o accumulare le acque a fini energetici in modo durevole, di altezza superiore a 10 m o che determinano un volume d'invaso superiore a 100.000 m³; - elettrodotti aerei con tensione nominale di esercizio superiore a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 15 km; - elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, con tracciato di lunghezza superiore a 40 chilometri. 	<ul style="list-style-type: none"> - impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 150 MW; - impianti eolici sulla terraferma, con procedimento nel quale è prevista la partecipazione obbligatoria del rappresentante del Ministero per i beni e le attività culturali; - elettrodotti aerei per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale superiore 100 kV con tracciato di lunghezza superiore a 10 km. 	<ul style="list-style-type: none"> - impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 50 MW; - impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW; - impianti industriali per il trasporto del gas, vapore e dell'acqua calda, che alimentano condotte con una lunghezza complessiva superiore ai 20 km; - elettrodotti aerei per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 3 km.

La Regione Lazio, con la legge regionale n.16 del 16 dicembre 2011, ha innalzato del 30% la soglia oltre la quale è obbligatoria la verifica di assoggettabilità a VIA. La disposizione si applica anche agli impianti fotovoltaici. L'innalzamento della soglia non si applica nel caso di progetti che ricadono in aree che rientrano nei siti Natura 2000.

Inoltre, in merito alla realizzazione di piani e programmi che possano avere un impatto significativo sull'ambiente (tra cui, ad esempio, il Piano di Sviluppo della Rete Elettrica), il D.lgs. 152/2006 ne dispone una verifica di assoggettabilità alla Valutazione Ambientale Strategica (V.A.S.) definita ai sensi della direttiva 2001/42/CE.

b. La connessione alla rete elettrica

Il D.lgs. 79/1999, recependo la direttiva europea 96/92/CE, istituisce l'obbligo per le imprese distributrici di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta senza compromettere la continuità del servizio.

Nel caso di impianti FER le questioni attinenti al collegamento degli impianti alla rete elettrica vengono affrontate nel D.lgs. 387/2003. Il regolamento vigente è disciplinato attraverso le delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ed il Testo Integrato per le Connessioni Attive, (TICA-ARG/elt 99/08), modificato e integrato con la delibera ARG/elt 125/10 e la delibera ARG/elt 187/11, con le quali si definiscono le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi agli impianti di produzione.

Le modifiche hanno reso più snelle le procedure di connessione e hanno tenuto conto del nuovo sistema istituito con la delibera ARG/elt 124/10 sulla "*Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione*" (Gaudì), come previsto dalla deliberazione ARG/elt 205/08. Sono state inoltre rese più trasparenti ed efficienti le comunicazioni tra i vari soggetti coinvolti, introdotte delle garanzie per l'efficienza della rete da presentare nel momento dell'accettazione della soluzione ricevuta in seguito alla richiesta di connessione effettuata nelle aree o linee critiche⁸

Per quanto riguarda le reti di bassa e media tensione nel TICA sono specificati gli oneri delle opere di connessione in funzione della distanza dal punto di connessione alla rete, della potenza di connessione e del tipo di collegamento. Per le opere di connessione alla rete di alta e altissima tensione il TICA non definisce gli oneri specifici bensì prescrive l'applicazione di una diminuzione dei corrispettivi dovuti per gli impianti alimentati dalle fonti energetiche rinnovabili.

Le modalità e le condizioni contrattuali (MCC) per l'erogazione del servizio sono definite da ogni singolo gestore di rete e sono rese pubbliche ai sensi dei provvedimenti dell'AEEG. Le MCC definiscono le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete per la realizzazione della connessione, le modalità e i tempi di risposta, le modalità di pagamento dei corrispettivi di connessione e i criteri per la determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dal gestore di rete per la gestione

⁸ I gestori di rete hanno dato evidenza pubblica delle aree o linee critiche, previa comunicazione all'Autorità dell'elenco di tali aree e linee, oltre che delle motivazioni da cui emerge la criticità, sulla base di requisiti coerenti con i principi definiti dall'articolo 4 del Testo Integrato delle Connessioni Attive, come modificato dalla deliberazione ARG/elt 125/10 e ARG/elt 187/11.

dell'iter autorizzativo. Nel caso di TERNA, le MCC sono riportate nel Codice di trasmissione e di dispacciamento⁹.

Le normative tecniche di riferimento per il progetto di connessione si distinguono a seconda che il collegamento sia alla rete di bassa tensione (fino a 1 kV) oppure di tensione superiore.

Nel caso di tensioni di rete superiori a 1 kV, la delibera AEEG ARG/elt 33/08 *“Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell’energia elettrica a tensione nominale superiore a 1 kV: regola tecnica unica per connessioni MT/AT/AAT”* riconosce la norma CEI 0-16 come standard cui tutti i gestori di rete dovranno fare riferimento per la definizione del progetto di connessione. I valori massimi previsti per la potenza di connessione riferiti alla tensione di rete sono i seguenti:

Tensione di rete	Potenza impianto
BT (< 1kV)	< 100 kVA
MT (< 35 kV)	< 6 MVA

Il gestore di rete locale gestirà la procedura di connessione nei confronti del produttore fino a un valore di potenza di connessione pari a 10 MVA. Per potenze superiori il produttore dovrà riferirsi al gestore della rete nazionale, TERNA S.p.A¹⁰. Nel caso di connessione alla rete di distribuzione in bassa tensione non esiste una delibera dell'AEEG che uniformi gli standard di riferimento come nel caso della media e alta tensione. Nella pratica lo standard di connessione principalmente adottato è quello della società Enel Distribuzione, il principale distributore nel mercato italiano. Questi standard sono stati sviluppati quando l'Enel era l'Ente pubblico Nazionale per l'Energia Elettrica e sono codificati nella specifica Enel DK 5940: *“Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di Enel Distribuzione”*. Ogni gestore di rete è tenuto a trasmettere all'AEEG e a pubblicare sul proprio sito internet le condizioni tecniche per la connessione in bassa tensione.

La delibera dell'AEEG ARG/elt 333/07. *“Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011”* determina le regole sulla qualità del servizio di distribuzione.

Importanti novità che riguardano la misurazione sono state inserite con la delibera ARG/elt n. 196/11 con la quale vengono limati (di circa lo 0,5%) i fattori convenzionali per il calcolo delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi. Inoltre, dal primo gennaio ritornano sotto il monopolio dei gestori di rete, quanto alla installazione e alla manutenzione dei contatori nei punti di immissione in bassa tensione fino a 20 kW di potenza e per tutti gli impianti quanto alla misurazione, validazione e registrazione delle letture.

Tabella 15 - Riepilogo degli aspetti per la connessione.

Tensione di rete	Potenza impianto	Riferimento legislativo	Normativa tecnica di riferimento	Costi di connessione
------------------	------------------	-------------------------	----------------------------------	----------------------

⁹ Il Codice di rete è stato predisposto in conformità a quanto previsto nel D.P.C.M. 11 maggio 2004 in materia di unificazione tra proprietà e gestione della rete e sulla base delle direttive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di cui alla delibera n. 250/04.

¹⁰ Azionista di riferimento di TERNA S.p.A. è la Cassa Depositi e Prestiti con il 29,85%. Tra i principali azionisti della società: Romano Minozzi al 5,1%, BlackRock Inc. al 2,1% (**). Il rimanente 63% circa è ripartito tra altri investitori istituzionali e retail. Il 65% del capitale sociale è in mani italiane mentre il 35% è detenuto da investitori istituzionali esteri. (**Dati al 2/2/2012).

BT	< 100 kVA	ARG/elt 99/08 modificata con ARG/elt 125/10 e ARG/elt 187/11	DK 5940 nel caso di Enel Distribuzione, altrimenti le regole del singolo distributore ARG/elt 33/08, CEI 0-16	Allegato A e B TICA, ARG/elt 125/10 e successive modifiche con ARG/elt 187/11
MT	< 6 MVA			MCC del gestore di rete
AT	> 6 MVA			

Fonte: AEEG.

I rapporti tra Terna S.p.A. e gli utenti della rete, con riferimento alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica sono disciplinati dal *“Codice di Rete di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete”*.

Le condizioni per le imprese distributrici per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica immessa sono descritte dalla delibera ARG/elt 348/07 *“Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (Testo Integrato Trasporto TIT)”*.

Le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico sono stabilite negli articoli 3 e 5 del D.lgs. 79/1999.

Le disposizioni concernenti l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica immessa, come da articoli 3 e 5 del D.lgs. 79/1999, sono regolamentate dalla delibera ARG/elt 111/06. Tale delibera riguarda l'esecuzione fisica dei contratti di acquisto e vendita di energia elettrica conclusi nel sistema delle offerte e disciplina le condizioni per l'approvvigionamento da parte di Terna S.p.A. delle risorse per il dispacciamento, nonché le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento.

Il servizio di dispacciamento è regolamentato da Terna S.p.A. secondo criteri contenuti nella delibera ARG/elt 115/08, la quale reca le disposizioni aventi a oggetto le modalità e i criteri per lo svolgimento da parte di Terna S.p.A., del Gestore dei Mercati Energetici (GME) e del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico da parte dell'Autorità. Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili hanno diritto alla priorità di dispacciamento, come stabilito dalla legge e regolato dalla delibera ARG/elt 111/06.

Per il mantenimento della sicurezza di funzionamento e per la prevenzione di condizioni di rischio del sistema, il Gestore può utilizzare il servizio d'interrompibilità del carico così come definito nel codice di rete di Terna S.p.A.. Le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dalle fonti energetiche rinnovabili non programmabili sono regolamentate dalla delibera ARG/elt 5/10 nella quale si definiscono:

- le modalità per la remunerazione della mancata produzione eolica derivante dall'attuazione di ordini di dispacciamento impartiti da Terna S.p.A.;
- i servizi di rete che le unità di produzione eolica devono fornire al fine di consentire a Terna S.p.A. di adottare criteri di sicurezza preventiva meno conservativi degli attuali;
- nuove disposizioni in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;

- disposizioni a TERNA S.p.A. al fine di migliorare il servizio di dispacciamento in relazione alla produzione da rinnovabili non programmabili.

E' previsto inoltre che, ai fini della remunerazione della mancata produzione eolica derivante dall'attuazione di ordini di dispacciamento impartiti da TERNA S.p.A., venga determinata la quantità di energia elettrica producibile da un'unità di produzione eolica sulla base di modelli revisionali implementati e gestiti da un soggetto terzo quale il GSE. Con la delibera ARG/elt 112/10 che promuove l'integrazione della produzione da impianti eolici nel sistema elettrico e nel mercato, il regolatore si è dotato di parametri che consentano una più efficiente gestione della rete e minori costi per i clienti finali. Il provvedimento introduce un indicatore del *grado di affidabilità* dell'utente del dispacciamento (indice IA), relativo alla remunerazione della mancata produzione da impianti eolici a seguito di eventuali richieste di riduzione della produzione da parte di TERNA S.p.A. per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Tale remunerazione, a partire dal prossimo mese di novembre 2011, sarà correlata all'efficacia dell'interazione degli impianti eolici con il sistema elettrico, in modo da accelerarne l'integrazione e di promuovere una più efficiente gestione della rete da parte di TERNA S.p.A..

c. I meccanismi di incentivazione

Un ruolo centrale per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili è ricoperto dal GSE che garantisce agli operatori il sostegno economico assicurato dalle normative nazionali per lo sfruttamento di tali risorse. Il sistema dei meccanismi di incentivazione dell'energia rinnovabile prodotta prevede, in alternativa, su richiesta dell'Operatore:

- il rilascio di certificati verdi;
- la tariffa omnicomprensiva (solo per impianti di potenza inferiore ad 1 MW).

I **certificati verdi** sono titoli negoziabili che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e rappresentano un beneficio per l'Operatore in quanto sono utilizzabili per ottemperare all'obbligo di immissione nel sistema elettrico di una quota di energia elettrica da fonte rinnovabile.

La **tariffa omnicomprensiva** (comprensiva cioè dell'incentivo e del ricavo da vendita dell'energia) è applicabile, su richiesta dell'Operatore, agli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW e di potenza elettrica non superiore a 0,2 MW per gli impianti eolici, per i quantitativi di energia elettrica netta prodotta e contestualmente immessa in rete.

In data 18 dicembre 2008 il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ha adottato il Decreto *"Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244"* che dà attuazione ai meccanismi di incentivazione già introdotti dalla Legge 24 dicembre 2007 n. 244 (Legge Finanziaria 2008) e dalla Legge 29 novembre 2007, n. 222 (Collegato alla Finanziaria 2008).

L'Operatore, per poter accedere all'incentivo, deve ottenere dal GSE la qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili (IAFR). In particolare, possono ottenere la qualificazione IAFR gli impianti alimentati da fonte rinnovabile entrati in esercizio successivamente al 1° aprile 1999 a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale.

La produzione di energia elettrica effettuata mediante la conversione diretta della radiazione solare da impianti fotovoltaici viene incentivata attraverso il meccanismo del conto energia. Tali impianti (ai sensi dell'articolo 2, comma 144, tabella 2 e comma 145, tabella 3 della Legge Finanziaria 2008 ed all'articolo 3 comma 1 del DM 18/12/2008) non possono accedere alle incentivazioni tramite certificati verdi o tariffa onnicomprensiva, in quanto essi possono usufruire esclusivamente degli incentivi di cui al DM 6/8/2010 *“Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”*.

Il DM 18/12/2008 all'articolo 15 comma 2 stabilisce che, in via transitoria, *“agli impianti fotovoltaici che abbiano inoltrato la domanda di autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 387/03 ovvero la richiesta di autorizzazione prevista dalla vigente normativa nazionale o regionale, in data antecedente alla data di entrata in vigore della legge finanziaria 2008, è consentito l'accesso al meccanismo dei certificati verdi, applicando le disposizioni di cui al decreto ministeriale 24 ottobre 2005, nella versione vigente al 31 dicembre 2007”*.

Nell'articolo 1-sexies della legge 129/10 (c.d. Salva Alcoa) di conversione del DL n. 105/2010, si è previsto che per godere delle più favorevoli tariffe del Conto Energia 2010 occorre terminare i lavori di installazione dell'impianto entro il 31 dicembre 2010. Entro la stessa data, occorre comunicare al Gestore di rete e al GSE la fine dei lavori, mentre per l'entrata in esercizio si aveva tempo fino al 31 giugno 2011. La comunicazione di fine lavori doveva essere asseverata da tecnico abilitato. Le numerose pratiche inviate, oltre 55mila, hanno portato il GSE e il Gestore di rete a effettuare una serie di controlli a campione per verificare la veridicità della comunicazione. Tale provvedimento ha spinto le installazioni fotovoltaiche fino al raggiungimento di *target* di molto superiori a quelli indicati nel PAN già nel 2011. Ciò ha comportato la sospensione dei precedenti meccanismi di incentivazione in conto energia e l'attivazione di un nuovo meccanismo istituito con DM del 5 maggio 2011.

Tale nuovo provvedimento ha comportato le sollevazioni di numerosi operatori. Le motivazioni delle sollevazioni si fondavano sull'introduzione da parte del nuovo provvedimento di nuove regole che modificavano anche i diritti acquisiti. Infatti il nuovo meccanismo ha introdotto per i grandi impianti fotovoltaici il riconoscimento dell'incentivo tramite il meccanismo del registro con *target* definiti e tempi di apertura e chiusura scanditi. Ormai in funzione da oltre 6 mesi pare che tale meccanismo abbia ostacolato la possibilità di realizzazione dei grandi impianti anche già autorizzati.

Complessivamente nonostante tutto, grazie al meccanismo di incentivazione del conto energia a fine gennaio 2012 sono entrati in esercizio circa 327.000 impianti fotovoltaici per una potenza superiore a 12.700 MW e una spesa annuale di oltre 5500.00 milioni di euro. Tra le novità introdotte con il DM 5 maggio 2011 si prevede che nel caso in cui si raggiunge una spesa di incentivazione pari a 6.000 milioni di euro cumulato annuo così

come indicato all'art. 1, comma 2, del DM 5 maggio 2011, con decreto del MSE di concerto con il MATTM, sentita la Conferenza Unificata, possono essere riviste le modalità di incentivazione, favorendo in ogni caso l'ulteriore sviluppo del settore. Con il Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1 *“Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività”*, è stata prevista una sorta di moratoria

per la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra che ne limiterà le possibilità di sviluppo.

In applicazione della Direttiva comunitaria 2009/28/CE per la promozione delle FER è stato approvato dal Governo il D.lgs n. 28/11. All'articolo 24, Capo II (meccanismi di incentivazione), il provvedimento ridefinisce anche i meccanismi di incentivazione alle FER. In particolare la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012, di potenza nominale fino a un valore differenziato sulla base delle caratteristiche delle diverse fonti rinnovabili, comunque non inferiore a 5 MW elettrici, viene incentivata tramite il meccanismo delle aste a ribasso gestite dal GSE. Al fine di rendere praticabile l'incentivo si attende l'approvazione di un decreto attuativo, per il quale sono già scaduti i termini di emanazione, ma in fase di discussione.

Come per il fotovoltaico, anche per le altre fonti la bozza del DM composto da 26 articoli introduce un tetto di spesa annuo per gli incentivi programmato al 2020 pari a 5-5,5 miliardi di euro. Per i nuovi impianti fino a 1 MW è prevista una tariffa onnicomprensiva, dal MW fino alla soglia d'asta di 6 MW, si applicheranno invece tariffe *feed in premium* con le seguenti durate: 30 anni per i grandi impianti idroelettrici, in 25 anni per eolico *offshore*, idroelettrico e geotermico sotto a 6 MW e in 20 anni per tutte le altre fonti (bioenergie, eolico *onshore*). Previsto infine un meccanismo di *decalage* annuale (-2%) per gli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2013. Quanto ai numeri degli incentivi per gli impianti fino alla soglia d'asta, la bozza indica delle forchette che vanno per l'eolico *onshore* da un minimo di 117 €/MWh per i grandi impianti a un massimo di 291 €/MWh per i piccoli. Per il geotermico si oscilla tra i 79 e i 99 €/MWh. Nel caso delle biomasse gli incentivi previsti in bozza vanno dai 122 ai 213 €/MWh, nel caso di impiego di prodotti di origine biologica; dai 145 ai 227 €/MWh se utilizzano sottoprodotti di origine biologica; da 125 a 174 €/MWh nel caso di rifiuti. Dai 6 MW in su gli incentivi verranno assegnati con aste al ribasso che può arrivare fino al 50% del valore che verrà posto a base d'asta, pari all'ultimo scaglione di incentivo vigente alla data di entrata in esercizio dell'iniziativa. Ad indire le aste sarà il GSE con periodicità annuale ovvero semestrale per l'eolico *onshore* nei limiti di contingenti annui di nuova capacità produttiva così individuati (immutati rispetto alla precedente bozza): 650 MW per l'eolico *onshore* nel 2013, altrettanti nel 2014 e 550 MW nel 2015; per l'*offshore* si indicano invece 680 MW solo per il 2013; 150 MW per ciascuno dei tre anni per biomasse, biogas e bioloquidi; 50 MW all'anno per l'idroelettrico e 20 MW per il geotermoelettrico.

Nel corso dell'anno 2009 l'energia da fonte rinnovabile incentivata dal GSE con il meccanismo dei Certificati Verdi (Cv) equivale a circa 17 TWh, mentre quella valorizzata con il sistema della Tariffa onnicomprensiva è stata pari a 630 GWh. Il ritiro dei CV in eccesso, secondo quanto stabilito dal decreto MSE 18 dicembre 2008, è costato, nei primi sei mesi del 2010, circa 880 milioni di euro. Sul fronte dell'offerta di Cv, il GSE ha emesso, per le produzioni 2009, 17,5 milioni di Cv, la maggior parte dei quali relativi a impianti idroelettrici, impianti eolici e impianti a biomasse e rifiuti. A questi si aggiungono 1,1 milioni di CV emessi a favore dell'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Il GSE ha anche provveduto al ritiro dei Cv aventi diritto per un totale, nel 2010, di 9,9 milioni di Cv relativi alle produzioni 2007, 2008 e 2009.

BIBLIOGRAFIA

- Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009) Ministero dello sviluppo economico, 30 giugno 2010.
- Relazione sui progressi nelle energie rinnovabili - Relazione della Commissione ai sensi dell'articolo 3 della direttiva 2001/77/CE, dell'articolo 4, paragrafo 2, della direttiva 2003/30/CE e sull'attuazione del piano di azione UE per la biomassa (COM(2005) 628).
- Incentivazione delle fonti rinnovabili con i Certificati Verdi e le Tariffe onnicomprensive. Bollettino aggiornato al 30 giugno 2010 - GSE.
- www.qualenergia.it - Il fotovoltaico e il rischio reti, 13 settembre 2010.
- Press Regione Puglia, Capone: "Approvate linee guida per energie rinnovabili", 30 novembre 2010.

2. Verifica degli obbiettivi espressi nei Piani Energetici ed Ambientali Regionali (PEAR) in termini di potenzialità e diffusione delle FER in ambito elettrico con particolare riferimento alle Regioni del Mezzogiorno (Puglia e Campania).

Secondo i dati illustrati dal GSE nel documento *"Statistiche sulle fonti rinnovabili, il Bilancio elettrico italiano del 2009"* la quota delle fonti rinnovabili che contribuiscono a soddisfare il fabbisogno nazionale di energia elettrica è pari al 21,2% alla richiesta. Nel 2009 gli impianti alimentati con fonti rinnovabili hanno raggiunto la potenza complessiva di 26,5 GW, con un incremento dell'11,1% rispetto all'anno precedente (Tabella 16).

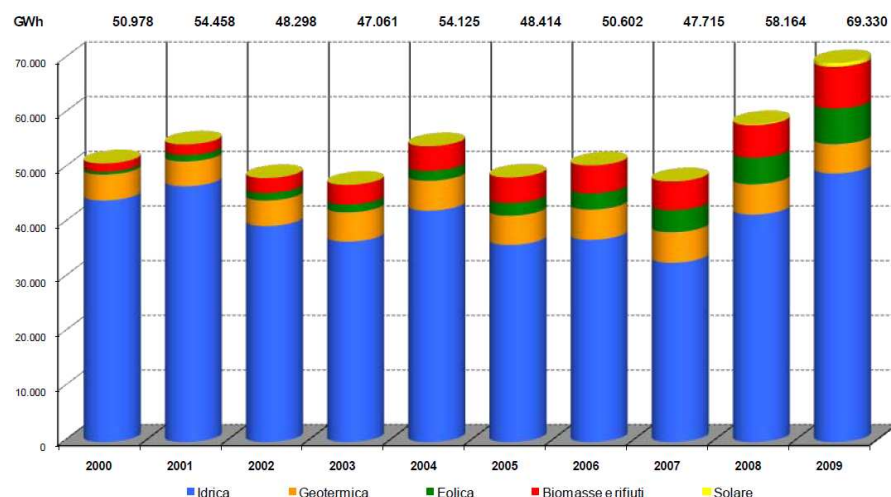
Tabella 16 - Numero e potenza efficiente lorda degli impianti alimentati con fonti rinnovabili.

	2008		2009		Variazione % Potenza '09 / '08
	n°	MW	n°	MW	
Iidrica	2.184	17.623	2.249	17.721	0,6
0 _ 1	1.223	450	1.270	466	3,4
1 _ 10 (MW)	665	2.156	682	2.190	1,6
> 10	296	15.018	297	15.066	0,3
Eolica	242	3.538	294	4.898	38,5
Solare	32.018	432	71.288	1.144	165,1
Geotermica	31	711	32	737	3,7
Biomasse e rifiuti	352	1.555	419	2.019	29,8
Totale	34.827	23.859	74.282	26.519	11,1

Fonte: GSE

La crescita maggiore in termini di potenza è riscontrata nel fotovoltaico con un incremento del 165% rispetto al 2008, seguito dall'eolico con un incremento del 38,5%. Nel bilancio generale, l'idroelettrico ricopre ancora la gran parte della potenza con 17,7 GW_p. Nel 2009 sono stati prodotti da impianti FER 69,3 TWh, il 19,2% in più rispetto all'anno precedente (Tabella 17).

Tabella 17 - Produzione lorda da FER dal 2000 al 2009.



Fonte: GSE.

Dal rapporto mensile sul sistema elettrico del mese di ottobre 2011 pubblicato da Terna, l'energia elettrica richiesta dal Paese ha raggiunto i 27.436 GWh, in diminuzione dell'1,3% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In netto calo le produzioni idrica e termoelettrica mentre risulta in forte aumento la fonte di produzione fotovoltaica. Il 4,1% è stato coperto dalla produzione di energia da fotovoltaico.

Come indicato precedentemente, la mancanza di una disciplina che potrebbe derivare da provvedimenti come il *burden sharing*, ha originato una pianificazione energetica regionale frammentaria e senza alcun coordinamento sia nella definizione dei PEAR che nelle valutazioni delle iniziative da intraprendere per il raggiungimento dei target indicati. Molte Regioni utilizzano piani approvati ormai da diversi anni, che vanno sicuramente aggiornati in considerazione delle nuove normative e dell'innovazione tecnologica¹¹. Solamente i Piani delle Regioni di Basilicata, Campania, Lazio, Lombardia, Puglia e Toscana hanno obiettivi al 2020, ma dovranno confrontarsi con l'obiettivo indicato dal PAN e i criteri con il quale il *burden sharing* definirà gli obiettivi di ripartizione per Regione. Pertanto, ai fini di una verifica completa e affidabile delle misure intraprese, sarebbe necessario aggiornare i PEAR per mezzo di linee guida standardizzate che inquadrino gli elementi fondamentali della programmazione tenendo debitamente conto delle diverse peculiarità regionali e in particolar modo dell'obiettivo nazionale indicato dal PAN: di come sarà ripartito; e come si rapporta con il livello di efficientamento energetico che le Regioni riusciranno o possono raggiungere. Questo è l'approccio richiesto dalla Commissione europea per la stesura dei piani nazionali (PAN). Certo è che senza la scelta di un criterio di ripartizione dell'obiettivo al 2020 qualsiasi impegno delle regioni potrebbe essere reso vano. A tal proposito vi è l'urgenza, per meglio comprendere gli scenari regionali, di definire criteri e metodo di ripartizione dell'obiettivo. Ad oggi, per esempio, alcuni PEAR non hanno aggiornato i propri obiettivi rispetto alla diffusione della potenza installata o a previsioni maggiormente attendibili.

Un quadro completo delle azioni intraprese dalle Regioni sul clima ed energia è stato ben esposto dall'indagine *“Azioni e politiche significative per la collaborazione tra le*

¹¹ A tal proposito si segnala che la Regione Emilia Romagna ha concluso la prima fase di consultazione per il nuovo Piano Energetico per il triennio 2011-2013 con l'adozione di una delibera di Giunta. L'approvazione da parte dell'Assemblea legislativa è prevista per luglio 2011.

Regioni e gli Enti Locali riguardo il clima e l'energia" nell'ambito del progetto *LG Action* realizzato da Agenda 21, co-finanziato dal programma energia intelligente della Commissione europea. Il quadro è stato delineato da una ricerca effettuata con le sole informazioni disponibili *online* sui siti *internet* delle Regioni.

Anche in questo caso il quadro che emerge dall'analisi è molto articolato e disomogeneo (Tabella B - Appendice A); anche se la maggior parte delle Regioni hanno definito degli obiettivi questi sono spesso calcolati con metodi e su basi diverse e quindi non sono generalmente confrontabili. In molti casi, inoltre, gli obiettivi sono previsti, ma non sono sintetizzati in un indicatore aggregato: per chiarire, un Piano prevede una serie di azioni finalizzate all'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili, ma questo aumento non è quantificato tramite una percentuale del totale dell'energia prodotta.

Nell'ambito delle energie rinnovabili, le sovrapposizioni e le interazioni tra pianificazione del territorio e pianificazione di settore sono molteplici e di particolare complessità. Con la legge n. 10/1991 *"Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia"* si introduce il ruolo delle Regioni nella pianificazione attraverso lo strumento del Piano Regionali.

Con tale piano le Regioni programmano gli interventi in campo energetico, regolano le funzioni degli Enti locali e armonizzano le decisioni assunte ai vari livelli della gestione del territorio. Ai sensi dell'articolo 5 della legge n. 10/1991, le Regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, d'intesa con l'ENEA, individuano i bacini che in relazione alle caratteristiche, alle dimensioni, alle esigenze di utenza, alla disponibilità di fonti rinnovabili di energia, al risparmio energetico realizzabile e alla preesistenza di altri vettori energetici, costituiscono le aree più idonee ai fini della fattibilità degli interventi di uso razionale dell'energia e di utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.

Attraverso l'intesa con gli enti locali ed in coordinamento con l'ENEA, le Regioni avrebbero dovuto predisporre rispettivamente un piano regionale o provinciale relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia contenenti:

- a) il bilancio energetico regionale o provinciale;
- b) l'individuazione dei bacini energetici territoriali;
- c) la localizzazione e la realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
- d) l'individuazione delle risorse finanziarie da destinare alla realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia;
- e) la destinazione delle risorse finanziarie, secondo un ordine di priorità relativo alla quantità percentuale e assoluta di energia risparmiata, per gli interventi, di risparmio energetico;
- f) le procedure per l'individuazione e la localizzazione di impianti per la produzione di energia fino a dieci megawatt elettrici, nonché per gli impianti idroelettrici.

Successivamente, con l'introduzione di nuovi provvedimenti¹² e in particolare con la legge n. 3/2001 le Regioni vengono fortemente responsabilizzate attribuendo loro potestà legislativa concorrente tra Stato e Regioni della materia energia, in particolare della produzione, del trasporto e della distribuzione nazionale. Di fatto alle Regioni si è riconosciuto un ruolo di potestà legislativa regolamentare nel settore dell'energia.

¹² Legge n. 59/1997 e gli articoli 29 e 30 legge n. 112/1998 conferiscono alle Regioni le funzioni e i compiti amministrativi relativi allo sviluppo delle comunità nel settore dell'energia.

Il PEAR (Piano Energetico Ambientale Regionale) è il principale strumento attraverso il quale gli Enti territoriali possono programmare e indirizzare gli interventi del settore energetico, regolare le funzioni degli Enti locali, oltre a costituire il quadro di riferimento per tutti i soggetti pubblici e privati che rivolgono attenzione al settore energetico.

Il PEAR contiene gli indirizzi, gli obiettivi strategici a lungo a medio e breve termine, gli strumenti disponibili, i riferimenti legislativi, le opportunità finanziarie, i vincoli e gli obblighi dei soggetti economici, dei consumatori e delle utenze diffusa nel territorio. Negli ultimi anni, alla pianificazione energetica si è affiancata quella ambientale per gli effetti diretti e indiretti che la stessa subisce. Il legame tra energia e ambiente è diventato indissolubile considerati gli effetti che la pianificazione energetica provoca sull'ambiente e la necessità di affrontare e ridurre quei fattori che potrebbero mettere in pericolo lo sviluppo sostenibile. Per tali ragioni i PEAR assumono concretamente aspetti di carattere ambientale anche nella denominazione di PIEAR (Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale).

La funzione centrale del PEAR per l'intera politica energetica nazionale è stata evidenziata nel *"Protocollo d'intesa nella Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome per il coordinamento delle politiche finalizzate alla riduzione delle emissioni dei gas serra"*, in seguito battezzato come il Protocollo di Torino. Nel Documento le Regioni attribuiscono alla pianificazione energetico-ambientale il ruolo di strumento per indirizzare e sostenere gli interventi nel campo energetico, assumendo a livello regionale impegni ed obiettivi congruenti con gli obblighi assunti dall'Italia nell'ambito dell'Unione europea così come stabiliti negli accordi internazionali e programmati con la delibera CIPE n. 137/98 *"Linee Guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra"*.

Nonostante tali sforzi veniva a mancare ancora una strategia comune che avrebbe potuto spingere le Regioni verso una pianificazione coerente rispetto alle risorse disponibili e alle esigenze territoriali.

Il PEAR quindi viene considerato come uno *strumento quadro flessibile* per programmare le azioni di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) e la razionalizzazione della produzione e dei consumi energetici: attività che permettono una razionalizzazione e ottimizzazione delle prestazioni dal lato dell'offerta e della domanda energetica. Per il settore delle FER, con i limiti già esposti nei paragrafi precedenti sulla scarsa capacità di innovarsi rispetto alle necessità territoriali e alle possibilità di accedere all'utilizzo di nuovi strumenti disponibili nel mercato, nel piano vengono rappresentate dal lato dell'offerta le possibili soluzioni dell'utilizzo delle FER elettriche con attenzione ad aspetti che riguardano la disponibilità del territorio, l'economicità e il potenziale di sviluppo di specifiche industrie locali.

I PEAR, pur con obiettivi e scadenze precise, hanno carattere aperto e scorrevole in quando devono recepire tutte le innovazioni, le opportunità, le modifiche economiche, sia strutturali che congiunturali, oltre ad eventuali vincoli che possono venire dall'interno o dall'esterno.

La loro definizione che è compito della Regione va concertata sia orizzontalmente sul territorio che verticalmente con i soggetti economici (imprese, operatori energetici,

consumatori). La concertazione tra Regioni, Province e Comuni viene introdotta con la legge n. 112/1998. Alle Province viene riconosciuto il ruolo di attuare il Piano-Programma per il risparmio energetico e l'uso delle FER, nonché autorizzare l'installazione e l'esercizio degli impianti non riservati a competenze dello Stato o delle Regioni. Ai Comuni spetta il compito di approvare programmi e attuare progetti atti a qualificare energeticamente il sistema urbano, nei vari campi di intervento. Tale processo di non facile applicazione comporta un notevole impegno di risorse che si rispecchia anche nel tempo necessario per l'approvazione dei PEAR: in genere, qualche anno.

Infine, i PEAR devono recepire e utilizzare le disposizioni governative, cui si aggiungono i possibili interventi finanziabili con i Fondi Strutturali o altri meccanismi. Anche qui si segnala la necessità di definire da parte del legislatore nazionale un meccanismo di incentivazione stabile.

Non essendo indicati né metodi né contenuti vincolanti per la realizzazione dei PAER, ogni Regione è libera di adottare la soluzione ritenuta più adatta alle proprie necessità politiche, territoriali, economiche, sociali, energetiche e ambientali.

Tutti i piani analizzati hanno come riferimento la *road map* indicata dalle Direttive europee e dal Protocollo di Kyoto, sintetizzabili nell'obbligo di intraprendere le misure necessarie per ridurre le emissioni e aumentare il risparmio energetico attraverso l'applicazione delle FER. Alcuni hanno posto obiettivi intermedi fino al 2012 mentre altri, i più attuali, adottati successivamente alla Direttiva 2009/28 o al momento in fase di adozione, hanno posto obiettivi più ambiziosi per il 2020, fino a mirare all'autosufficienza energetica da FER come nel caso della Basilicata. Inoltre ogni Regione ha utilizzato approcci differenti per giungere all'indicazione degli obiettivi. In particolare per i PEAR più datati si è tenuto conto dell'esperienza di ENEA e/o CESI (Centro Elettronico Sperimentale Italiano) mentre per i PEAR più attuali si è utilizzato il supporto del GSE, che negli ultimi anni ha assunto un ruolo sempre più centrale per la pianificazione energetica, di centri di ricerca universitari o ci si è rivolti all'istituto di ricerca Ambiente Italia. In generale, in tutti i PEAR sono considerate le caratteristiche orografiche e socio-economiche del territorio e quelle della struttura delle reti elettriche esistenti. Vengono inoltre illustrate le normative, e descritti i diversi aspetti della pianificazione: monitoraggio con analisi descrittiva dei costi e a volte delle superfici impegnate per ciascuna fonte FER (solare, eolico, idroelettrico, biomassa e geotermico); potenzialità di applicazione e conseguente capacità di produzione (in termini di risparmio energetico, impatto sui consumi energetici e riduzione delle emissioni di CO₂ e le indicazioni delle azioni intraprese per perseguirle. Per il raggiungimento degli obiettivi, alcuni PEAR si sono dotati anche di Piani di Azione, differenti da Regione a Regione, (Lombardia, Trentino Alto Adige) in cui vengono illustrati gli strumenti impiegati, sia di tipo regolatorio che finanziario, attraverso programmi dedicati o progetti specifici.

La produzione di energia rinnovabile è strettamente legata alla pianificazione energetica territoriale che a sua volta si fonda su un'analisi delle potenzialità di utilizzo della risorsa rinnovabile, che sia solare, eolica, idroelettrica, geotermica o biomassa. Ogni Regione pertanto, in attesa di indicare le aree idonee e non in cui poter realizzare gli impianti, ha espresso un potenziale necessariamente legato alla presenza o meno della FER sul territorio. Caso esemplare è quello della fonte geotermica per la quale non tutte le Regioni possono proporre obiettivi, data la scarsità della risorsa. Le Regioni che tra i

propri obiettivi produttivi hanno indicato la fonte geotermica sono la Toscana, l'Umbria, il Lazio, il Friuli Venezia Giulia, l'Emilia Romagna e l'Abruzzo. Tra tutte queste, in realtà, l'unica produttrice è la Toscana con 31 impianti presenti nel territorio pari ad una potenza di 711 MW.

Anche per l'eolico vi è una situazione di disallineamento tra gli obiettivi fissati e la realtà produttiva. Con la sola eccezione della Regione Lombardia, Marche e della Valle D'Aosta, tutte le altre hanno considerato un sostanziale contributo dell'eolico per il raggiungimento degli obiettivi dei PEAR. Dai dati forniti dal GSE fino al 2008, anche in Piemonte e Friuli Venezia Giulia non è stata prodotta energia eolica.

Nel caso dell'idroelettrico, con la sola eccezione della Regione Puglia, tutte le Regioni hanno indicato obiettivi di produzione. In alcuni casi questi sono basati sulla potenza storica installata oppure costituiscono un leggero incremento rispetto all'installato precedentemente in quanto le normative di tutela dei corsi d'acqua, applicata con D.lgs. 490/1999 e successive modifiche, hanno comportato una riduzione della capacità di utilizzo.

La fonte solare e la biomassa sono invece fortemente considerate dalle Regioni. Questo probabilmente è dovuto alla possibilità di essere utilizzate attraverso impianti di taglia modesta, qualità che ne garantisce uno sviluppo diffuso. Dagli obiettivi indicati nei PEAR delle regioni del Sud è evidente che le potenzialità per lo sviluppo delle FER nel Mezzogiorno sono notevoli (Tabella 18), così come lo sono i numeri dei risultati raggiunti nel 2008 e nel 2009 (Tabella 19).

Tabella 18 - obiettivi per le regioni del sud della potenza di energia elettrica definiti nei PEAR¹³.

Regioni	Riferimenti	Energia solare fotovoltaica e se presente termodinamico	Energia eolica	Energia idraulica	Energia biomassa e se presente biogas	Energia geotermica	Totale riferito al periodo di raggiungimento
Abruzzo	PEAR G.R. n. 470/2009	200 MW	700	20 MW	210 MW	2 MW	1132 MW entro il 2015 ¹⁴ .
Basilicata	PEAR DCR n.1/2010	359 MW ¹⁵	981 MW	48 MW	50 MW	/	1438 MW entro il 2020 ¹⁶ perseguendo l'autosufficienza energetica
Calabria	PEAR DCR n. 315/2005	1,5 MW	70 MW	60/80 MW	152 MW	/	283,5/303,5 MW entro il 2010
Campania	PEAR GR n. 475/2009 proposto - avviata fase di consultazione.	350 MW (250 da fotovoltaico + 100MW da T.Dinamico)	2500 MW	25 MW	250 MW	/	3125 MW entro il 2020 in uno scenario avanzato ¹⁷ .
Molise	PEAR GR 2006	3,3 MW	400 MW	77,9 MW	150 MW		631,2 MW entro il 2015
Puglia	PEAR GR n. 827/2007	150 MW	4000 MW	/	Scenari non definiti	/	4150 MW entro il 2016 per raggiungere 8000 MW entro 2020
Sardegna	PEAR GR n. 34/2006;	180 MW ¹⁸	550 MW	/	150 MW	/	870 MW entro il 2010
Sicilia	PEAR GR 2009	60 MW	1500 MW	735 MW	50 MW		2342 MW entro il 2012

Fonte: elaborazione di Roberto Ferrigno e Pasquale Stigliani, Roma gennaio 2012.

¹³ I dati sono stati uniformati in termini di potenza lorda di energia elettrica installabile.

¹⁴ La potenza fa riferimento al I scenario indicato dal PEAR.

¹⁵ Il dato è comprensibile della potenza di impianti termodinamici.

¹⁶ E' necessario considerare altri 250 MW da fonte eolico e fotovoltaico realizzati dalla Società Energetica Lucana, 100% Regione Basilicata.

¹⁷ La potenza indicata è aggiuntiva rispetto ai dati del 2007.

¹⁸ Di cui 80 MW da solare termodinamico.

Tabella 19 - numero e potenza efficiente lorda degli impianti da fonte rinnovabile nelle regioni del Mezzogiorno al 31 dicembre 2008/ 31 dicembre 2009.

Regioni	Energia solare fotovoltaica a 2008	Energia solare fotovoltaica a 2009	Energia eolica 2008	Energia eolica 2009	Energia idraulica 2008	Energia idraulica 2009	Energia biomassa 2008	Energia biomassa 2009	Energia geotermica 2008	Energia geotermica 2009	Totale FER 2008	Totale FER 2009
Abruzzo	n. 608 9,9 MW	n. 1371 25,3 MW	n. 16 154,8 MW	n. 20 190,4 MW	n. 51 1000,2 MW	n. 53 1001,9 MW	n. 4 5,1 MW	n. 6 6,2 MW	/	/	n. 679 1171,8 MW	n. 1450 1223,9 MW
Basilicata	n. 284 4,6 MW	n. 966 29,2 MW	n. 12 209,5 MW	n. 13 227,5 MW	n. 7 128 MW	n. 8 129,3 MW	n. 2 23 MW	n. 2 32 MW	/	/	n. 305 365 MW	n. 989 418,1 MW
Calabria	n. 673 17,6	n. 1657 29,1 MW	n. 7 191,3	n. 13 433,3 MW	n. 31 720 MW	n. 32 443,3 MW	n. 9 123,6 ME	n. 10 119,9 MW	/	/	n. 684 1052,7 MW	n. 1712 1314,4 MW
Campania	n. 627 15,5 MW	n. 1710 31,7 MW	n. 47 652,5 MW	n. 54 797,5 MW	n. 27 333,8 MW	n. 27 343,7 MW	n. 16 42,8 MW	n. 18 202,7 MW	/	/	n. 717 1044,6	n. 1809 1375,7 MW
Molise	n. 92 1,1 MW	n. 230 8,5 MW	n. 16 163,5 MW	n. 18 237 MW	n. 25 84,7 MW	n. 26 84,3 MW	n. 3 40,7 MW	n. 3 40,7 MW	/	/	n. 136 290 MW	n. 277 370,5 MW
Puglia	2496 53,3 MW	n. 5291 215 MW	n. 58 861,7	n. 72 1151,8 MW	/	/	n. 28 139 MW	n. 23 183 MW	/	/	n. 2582 1054 MW	n. 5386 1549,8 MW
Sardegna	n. 1303 15,5 MW	n. 4202 41,5 MW	n. 25 453,3 MW	n. 27 606,2 MW	n. 17 466,2	n. 17 466,2 MW	n. 7 15,8 MW	n. 9 71,5 MW	/	/	n. 1352 950,8 MW	n. 4255 1885,4 MW
Sicilia	n. 1557 17,4 MW	n. 3762 41,5 MW	n. 39 794,6 MW	n. 49 1147,9 MW	n. 17 152,2 MW	n. 17 152,2 MW	n. 5 19 MW	n. 6 25,4 MW	/	/	n. 1618 983,2 MW	n. 3834 1370,9 MW

Fonte: GSE, Impianti a fonti rinnovabili - Rapporto statistico 2010, del 01/12/2010.

Da un confronto tra la tabella 18, in cui sono riportati gli obiettivi indicati nei PEAR delle Regioni del Sud, e la tabella 19 in cui sono riportati il numero e la potenza diffusa degli impianti attivati nell'anno 2009, derivano alcune osservazioni.

Innanzitutto, seppur tenendo ben presente il boom registrato dal settore fotovoltaico, va tenuto conto che negli obiettivi indicati non viene considerata la potenza già attivata, mentre nel dato storico esposto da GSE viene considerata la produzione storica totale. Nel caso in cui vi fossero presenti diversi scenari nei PEAR abbiamo considerato quelli più ottimisti.

Gli obiettivi al 2015 indicati nel PEAR della Regione Abruzzo, ancora in attesa di approvazione, possono sembrare superati. In realtà, nello scenario non è stata computata la potenza già installata al momento della stesura del piano, indicata dallo stesso ammontare a 919 MW. Per questo motivo, l'unico obiettivo già superato è stato proprio quello indicato per la potenza idroelettrica, per il quale il PEAR ha previsto un obiettivo di 20 MW nello scenario al 2015, mentre ad oggi sono stati installati 1001,9 MW, altri 100 MW circa in più rispetto ai 919 MW indicati. Per tutte le altre fonti vi è un discostamento negativo tra le previsioni e le installazioni effettuate ad oggi.

Anche nel caso della Regione Basilicata vi è uno scostamento negativo tra gli obiettivi indicati e gli impianti installati per tutte le fonti tranne che per l'idroelettrico che ha già raggiunto una potenza installata di 129,3 MW nel 2009.

Gli obiettivi al 2010 indicati nei PEAR della Calabria approvato nel 2005 e quello della Sardegna approvato nel 2006 sono stati già superati dai risultati della potenza installata nel 2008, soprattutto per quanto concerne le fonti eolica e fotovoltaica in quanto la potenza installata già al 2008 è molto superiore rispetto agli obiettivi sia del PEAR della Calabria che del PEAR della Sardegna.

Nel caso della Puglia è evidente come l'obiettivo della fonte fotovoltaica sia stato abbondantemente superato. Nel 2009 infatti sono stati installati 215 MW, già nel 2010 sono stati installati 565 MW, mentre a fine gennaio del 2012 si è raggiunta la cifra di oltre 2180 MW, a fronte di un obiettivo al 2016 di 150 MW. Simile caso per la Regione

Sicilia, in cui l'obiettivo del 2012 indicato nel PEAR è di soli 60 MW a fronte di una potenza installata al 2010 pari a 138 MW e a fine gennaio 2012 di 856 MW.

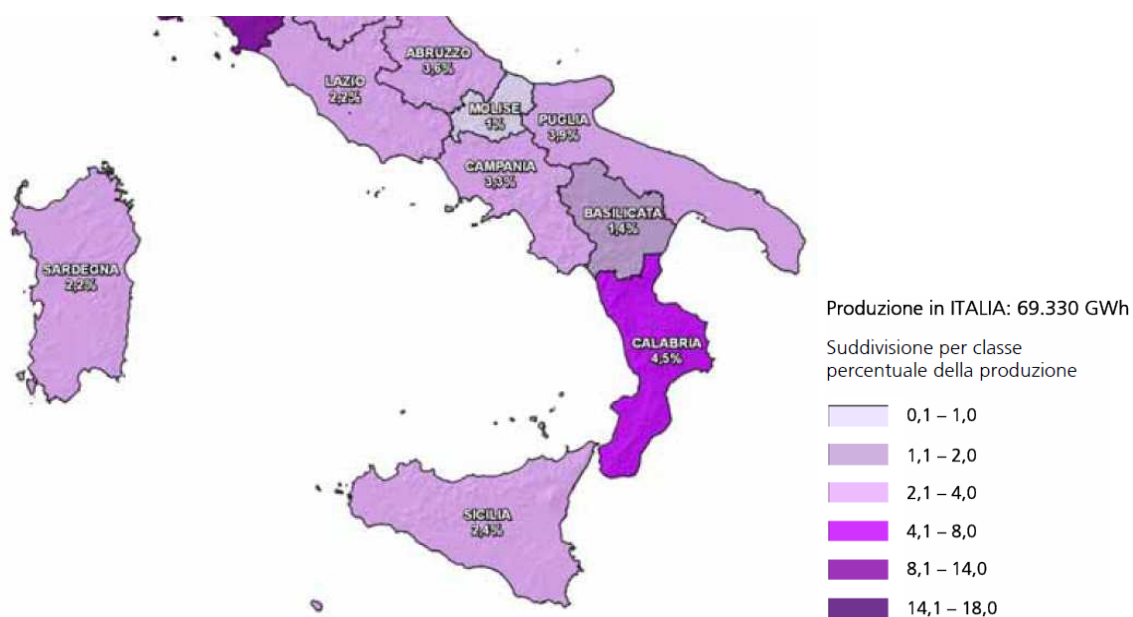
Gli esempi sopra menzionati, risultato di una non facile lettura del dato disponibile, considerate le difficoltà di comparazione empirica dei PEAR, confermano la necessità di adeguare e aggiornare i Piani attraverso provvedimenti capaci di garantire una loro maggiore attendibilità e credibilità per quanto riguarda gli obiettivi in essi indicati.

Al 31 dicembre 2009 nelle Regioni del Mezzogiorno sono stati installati circa 8800 MW, oltre 1000 MW in più dei 7000 MW di impianti FER installati nel 2008. In quell'anno, grazie alla presenza di un'importante parco di impianti idroelettrici, la Regione capofila è l'Abruzzo con 1171 MW. Segue la Puglia con 1054 MW. Da notare che, grazie alla scelta di semplificare la normativa per le procedure autorizzative e ad una affermata sensibilità politica locale, questa regione si pone all'avanguardia a livello europeo. Dai dati 2009, la regione capofila per potenza FER installata diventa la Puglia con 1549,8 MW.

La rappresentazione cartografica della distribuzione regionale della produzione di energia rinnovabile totale presenta una demarcazione piuttosto netta tra le regioni dell'Italia settentrionale e quelle del resto del Paese. In particolare si segnalano le alte quote raggiunte da Lombardia e Trentino, seguite da Toscana e Piemonte, in cui si sfrutta particolarmente l'idroelettrico. L'Italia centrale presenta un quadro abbastanza omogeneo, con valori generalmente minori del 3% sul totale nazionale. Tra le regioni meridionali, tutte in forte crescita, è la Puglia a detenere il primato con il 3,9%. Sicilia e Sardegna mostrano valori affini, rispettivamente del 2,4% e del 2,2%. Su una produzione totale del 2009 di 69.330 GWh, le Regioni del Mezzogiorno hanno coperto il 22,3% nel 2009 (Figura 1), contro il 16,4 % del 2008.

Al fine del raggiungimento degli obiettivi indicati nei PEAR e alla diffusione sul territorio delle FER è necessario tener ben presente che i risultati sono legati anche alla presenza di una struttura consistente e funzionale della rete elettrica.

Figura 1- Distribuzione regionale in percentuale della produzione rinnovabile totale nel 2009 nelle Regioni del Mezzogiorno.



Per quanto riguarda l'idroelettrico nel 2009 nelle regioni del Sud è stato prodotto il 12,1% del totale nazionale pari a 5914 GWh, rispetto al 9,6% del 2008.

Oltre il 98% della produzione nazionale eolica, pari a 6.543 GWh (Figura 2) è distribuita tra le Regioni del Mezzogiorno. La Puglia detiene il primato nazionale di produzione superando quota 25,7%. Puglia e Sicilia insieme totalizzano quasi il 50% di produzione eolica in Italia. La Campania e la Sardegna seguono, con quote rispettivamente del 17,9% e del 10,8%.

Rispetto all'energia solare fotovoltaica, le regioni meridionali ed insulari producono nel 2009 il 35,9% della produzione nazionale pari a 676 GWh (Figura 4), mentre nel 2008 il 33,2% del totale nazionale, pari a 194 GWh. La Puglia detiene il primato nazionale con il 14,2% e la Sicilia con il 4,9% si attesta in seconda posizione.

Figura 2 - distribuzione regionale in percentuale della produzione idrica nel 2009 nel Mezzogiorno.

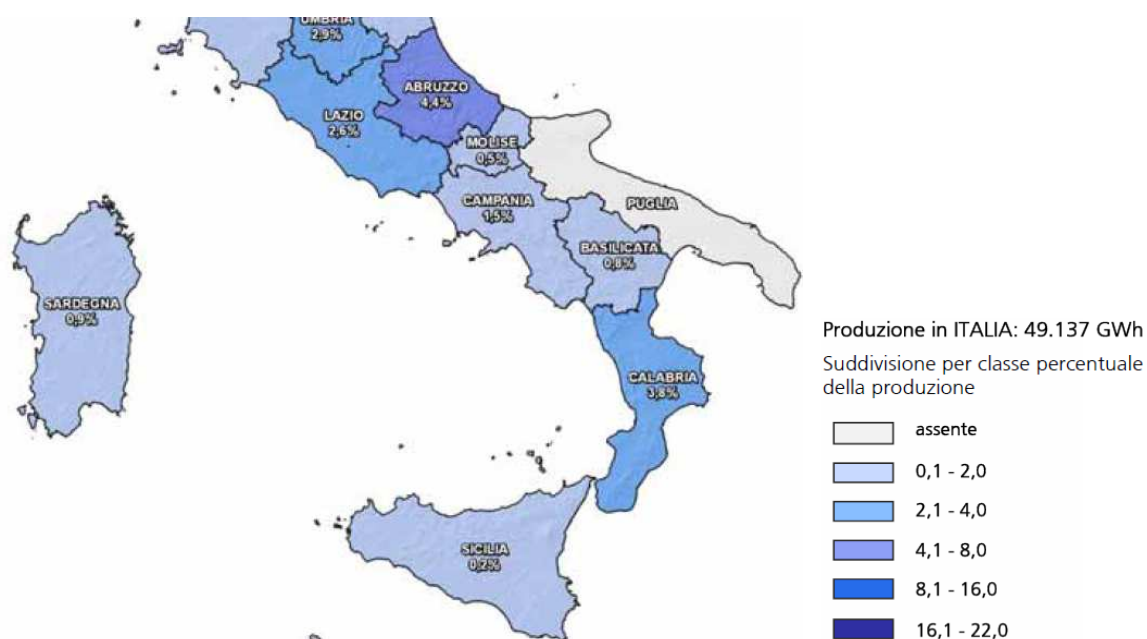
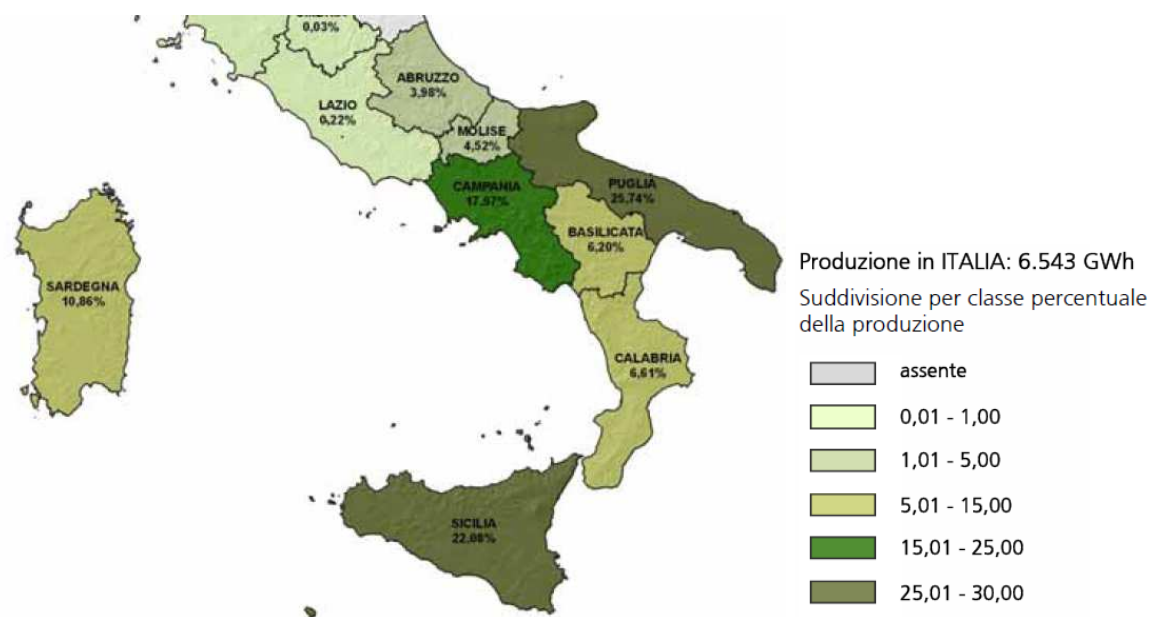


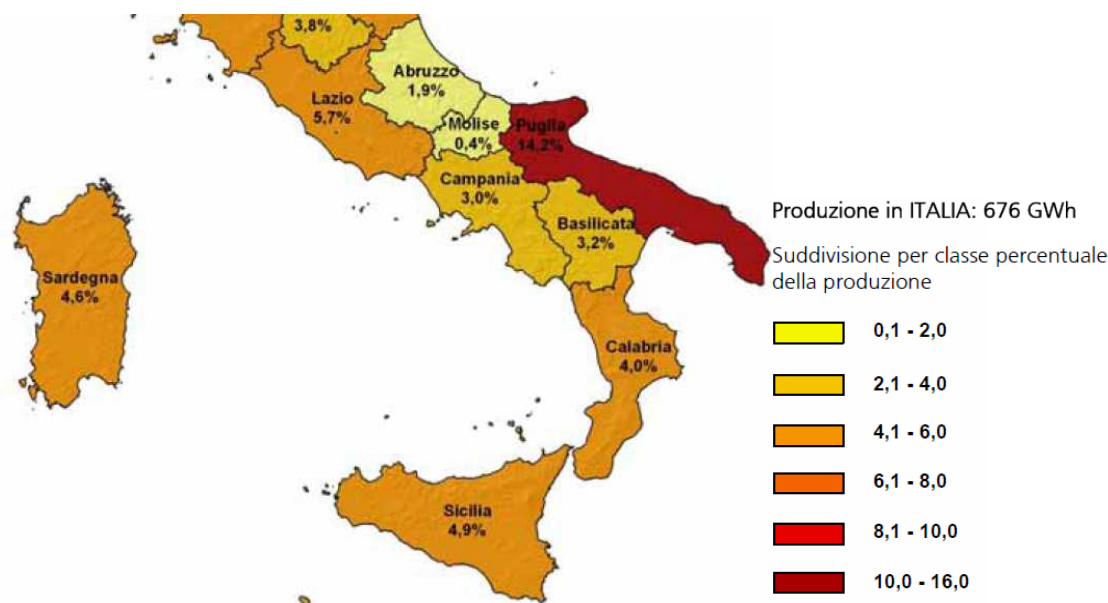
Figura 3 - distribuzione regionale in percentuale della produzione eolica nel 2009 nel Mezzogiorno.



Fonte: GSE, Impianti a fonti rinnovabili - Rapporto statistico 2010

La produzione da biomasse e bioliquidi¹⁹ delle Regioni del sud nel 2008 è stata pari al 59,5% del totale nazionale pari a 2.810,7 GWh (Figura 5). Tra le regioni meridionali si distinguono la Calabria e la Puglia, con rispettivamente il 26,4% ed il 24,8%, che rappresentano, tra l'altro, le quote più elevate a livello nazionale. La Sardegna si attesta su un discreto 4,7%, diversamente dalla Sicilia che presenta un valore nullo.

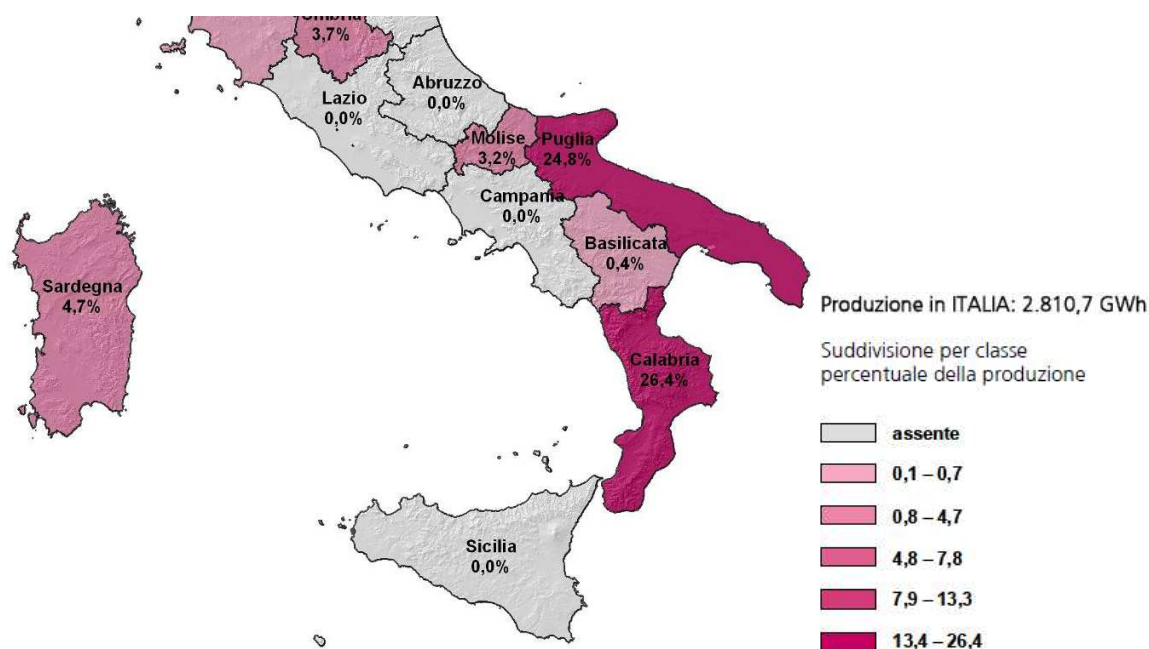
Figura 4 - distribuzione regionale % della produzione fotovoltaica nel 2009 nel Mezzogiorno.



¹⁹ Si rileva che data l'esigua rilevanza attuale del potenziale elettrico sulle bioenergia tipo il biogas, seppur vi sono prospettive interessanti per l'obiettivo del 2020, non si è ritenuto utile riportare le statistiche. Un importante censimento degli impianti esistenti è fornito dal CRPA.

Fonte: GSE, Impianti a fonti rinnovabili - Rapporto statistico 2010.

Figura 5 - distribuzione regionale % della produzione di biomassa e bioliquidi nel 2009 nel Mezzogiorno.



Fonte: GSE, Impianti a fonti rinnovabili - Rapporto statistico 2010

Dati aggiornati all'anno 2010, seppur in una veste illustrativa meno rappresentativa dal punto di vista geografico, sono disponibili *online* sul sito di SIMERI. I dati forniti nel 2010 non si discostano in modo incisivo rispetto a quanto viene rappresentato di sopra con i dati del 2009.

I risultati raggiunti dalla Regione Puglia, tali da renderla leader nazionale nel settore delle FER, soprattutto nel solare fotovoltaico ed eolico, si basano su una pianificazione energetica mirata allo sviluppo e l'inserimento degli impianti FER nel contesto territoriale grazie soprattutto all'assunzione di politiche regionali di sostegno alle procedure autorizzative semplificate e a volte anche in conflitto con la normativa nazionale. Tale assunzione di responsabilità da parte del decisore politico regionale è stata utile per l'impostazione di una visione strategica di sviluppo del settore per la definizione di obiettivi ambiziosi e quasi certamente raggiungibili nel lungo periodo²⁰.

Bibliografia

- "Politiche regionali e fonti rinnovabili nel settore elettrico", Tommaso Franci, Quaderni di ricerca Ref. n. 46/Marzo 2008.
- Gestore dei Servizi Energetici, *Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia* - Anno 2008.
- "Il ruolo delle regioni nelle politiche per le fonti rinnovabili nel settore elettrico", Tommaso Franci, Quaderni di ricerca Ref. n. 50/Marzo 2009.
- Alberto Clo e Riccardo Paternò, *Energia e Mezzogiorno* - il Mulino 2009.
- ENERGIA E TERRITORIO - Il Mezzogiorno e le nuove sfide: infrastrutture e imprese, le politiche di sviluppo, le fonti rinnovabili, il ruolo delle regioni, Associazione Studi Ricerca e Mezzogiorno - Giannini Editore 2010.

²⁰ Nel PEAR della Regione Puglia è previsto l'obiettivo di 4150 MW entro il 2016 per arrivare a 8000 MW entro 2020.

- “Rinnovabili ed efficienza energetica: obiettivi nazionali 2020 e burden sharing regionale”, Tommaso Franci - Quaderni di ricerca Ref. n. 58/Aprile 2010.
- Ricerca sul Sistema Elettrico (ERSE), *“Burden sharing regionale dell’obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili e Piano d’Azione Nazionale per l’Energia Rinnovabile”*, Roma 28 febbraio 2010.
- Gestore dei Servizi Energetici, Impianti a fonti rinnovabili - Rapporto statistico 2010, del 01/12/2010. Rapporto di Enea

3. Verifica degli indirizzi operativi per la ripartizione e distribuzione territoriale degli impianti di produzione elettrica da FER espressi nei PEAP e nei PEAC con particolare riferimento alle province del Mezzogiorno (Regioni Puglia e Campania).

Dalle verifiche effettuate risulta chiaramente come il sostegno delle amministrazioni locali, in particolare Province e Comuni, garantirebbe il raggiungimento di migliori risultati rendendo addirittura superabili gli obiettivi indicati nei PEAR. Allo stato attuale, nel Mezzogiorno pochissime Province e Comuni si sono dotati di PEAP (Tabella 20) o PEAC. Nella Regione Puglia nessuna provincia si è dotata di PEAP e pochissimi Comuni hanno adottato un PEAC.

Tabella 20 - Obiettivi provinciali della potenza di energia elettrica definiti nei PEAP e PEAC.

Provincia o Comuni	Riferimenti	Energia solare fotovoltaica e se presente termodinamico	Energia eolica	Energia idraulica	Energia biomassa e se presente biogas	Energia geotermica	Totale riferito al periodo di raggiungimento
Provincia di Benevento	PEAPB DCP n. 74/2004	4312 tep/a	30000 tep/a	9900 tep/a	14960 tep/a	/	Entro il 2015
Provincia di Bologna	PEAPB DCP n. 60/2003	4,8 MW	50 MW	4,4 MW	41 MW	/	100,2 MW entro il 2010
Provincia di Torino	PEPT DCP 2003	/	/	2400 GWh/a	10750 tep		Potenziale teorico
Provincia di Roma	PEPR DCP n. 237/08	Tabella A5-3 in appendice viene riportata la superficie fotovoltaica in serie storica e non per ogni Comune della Provincia	32,4 MW	/	179068 tep/a	/	Entro il 2020 in riferimento al PEAR Lazio
Provincia di Palermo	2006	/	/	/	/	/	/
Provincia di Pesaro e Urbino	PEP DCP n.9/2005	1 MW	30 MW	20 GWh/a	22 MW	/	83 MW entro il 2010
Provincia di Caserta	PEAPC marzo 2009	30 MW	200MW	10 MW	50 MW	/	290 MW al 2020
Provincia di Pisa	Nel dicembre 2010 ha avviato la procedura						

Abbiamo approfondito alcuni casi studio, in particolare per il territorio della Regione Puglia e della Regione Campania soffermandoci su dati attenuti dalla provincia di Benevento.

Nella Regione Campania, solamente la Provincia di Benevento e quella di Caserta hanno adottato il proprio piano, mentre pochi Comuni, tra i quali quello di Salerno che nel 2009 ha avviato la procedura di adozione, hanno elaborato un PEAC. In questo scenario, svolgere una verifica complessiva degli indirizzi operativi della pianificazione energetica regionale non è possibile.

Nell'ambito di una limitata geografia dei Comuni che hanno predisposto i PEAC, segnaliamo l'esperienza del Comune di Serre (SA), che seppur non dotata di un PEAC partecipa all'attuazione del PEAR attraverso un protocollo, sottoscritto con la Regione e pubblicato sul Burc n. 27 del 06/05/2009, per la realizzazione di un "Villaggio

dell'Energia", un polo di eccellenza in Campania per lo sviluppo di una filiera produttiva, lo sfruttamento e la promozione delle energie rinnovabili.

Inoltre riteniamo utile segnalare l'esperienza sempre nella Provincia di Salerno del Comune di Torraca che non solo si è dotata di un Piano Energetico ma ha investito in progetti rivolti all'efficienza energetica nell'illuminazione pubblica e di sviluppo del fotovoltaico, con l'intenzione di realizzare impianti di produzione elettrica e addirittura una fabbrica di produzione di moduli.

Nelle Province di Avellino, Benevento, Napoli e Salerno sono in itinere numerose elaborazioni riconducibili ai PAES (Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile) che rappresentano una forma esemplificata di pianificazione energetica ambientale. I PAES sono documenti che definiscono le azioni che i Comuni intendono adottare al fine di perseguire gli obiettivi del Patto dei Sindaci, che consistono principalmente nella riduzione delle emissioni di CO₂. In particolare si evidenzia che nella Provincia di Benevento hanno al momento aderito al Patto dei Sindaci, propedeutico all'elaborazione dei PAES, quaranta Comuni²¹ che devono deliberare e presentare il proprio PAES entro un anno dall'adesione ufficiale. Essendo un documento non vincolante (non ci sono conseguenze per la mancata sottoscrizione), non è possibile prevedere quanti Comuni effettivamente porteranno a termine l'intero iter. Il *Dossier Clima in Comune 2011*, sulle buone pratiche in campo energetico attuate dalle amministrazioni comunali presentato Legambiente, mostra che solamente quattro città italiane (Genova, Torino, Avigliana e Maranello) hanno avuto l'approvazione dall'Europa del Piano di Azione per l'Energia Sostenibile, seguite da 28 città che hanno adottato buone pratiche e 24 Comuni "sospesi" per ritardi. Roma è a rischio sospensione mentre Milano è fermo. Va segnalato che le adesioni dei Comuni verso i PAES sono in forte crescita su tutto il territorio nazionale. Va inoltre considerato che in pochi anni, il settore delle energie rinnovabili ha avuto un'esplosione notevole tra gli Enti locali. Nel 2011 sono 7.661 i Comuni con almeno un impianto installato - pari all'94% dei Comuni -, arrivando a coprire il 22,1% del consumo lordo di energia elettrica (importazioni e pompaggi inclusi), nel 2008 erano solo 3.190 .

Il PEAR della Puglia prevede una verifica ed un controllo costante delle prestazioni ambientali delle nuove realtà di governo dell'offerta di energia rinnovabile tramite un monitoraggio periodico dell'efficacia del piano rispetto agli obiettivi strategici, in modo da poter verificare negli anni la distanza dai target prefissati. Attualmente la Regione non ha avviato attività di monitoraggio e verifica sugli indirizzi operativi dei PEAP e dei PEAC.

In seguito con il regolamento n. 16/06, il decisore regionale ha inteso promuovere la pianificazione territoriale in tema di energia introducendo lo strumento dei PRIE (Piani Regolatori per gli Impianti Eolici), prevedendo che, in presenza di PRIE approvati (comunali o intercomunali) fosse possibile incrementare la propria dotazione potenziale di impianti eolici sul territorio.

Tale previsione ha favorito la definizione di PRIE comunali e/o intercomunali e, nella fattispecie, ad oggi risultano approvati i seguenti piani:

²¹ Per ulteriori informazioni sui Comuni coinvolti si rimanda ai seguenti siti web:
- <http://www.campagnaseeitalia.it/il-patto-dei-sindaci>;
- http://www.eumayors.eu/covenantcities/list_en.php?cc=it.

Tipologia	Comune	Provincia
Comunale	Manfredonia	FG
Comunale	Casalnuovo Monterotaro	FG
Comunale	Castelnuovo della Daunia	FG
Comunale	Castelluccio Valmaggiore	FG
Comunale	Mandria	TA
Comunale	San Giovanni Rotondo	FG
Intercomunale	Comunità Montana della Murgia Tarantina (Mottola, Vrispiano, Laterza, Castellaneta, Palagiano, Palagianello, Massafra)	TA
Comunale	Delicato	TA
Comunale	Carapelle	TA
Comunale	Zapponata	TA
Comunale	Sannicandro Garganico	TA

L'attuazione delle previsioni di tali PRIE risulta, allo stato, fortemente condizionata dalla dichiarazione di incostituzionalità del citato regolamento regionale n. 16/06 decisa con sentenza della Suprema Corte, pubblicata il 1° dicembre 2010. Esistono, inoltre, alcune proposte di PRIE non approvate (attesa l'intervenuta dichiarazione di incostituzionalità del regolamento regionale n. 16/06) che potrebbero rappresentare una base di partenza per la definizione dei PEAC.

È possibile avere un quadro esaustivo dei PRIE esistenti, attesa la specifica competenza della Regione nell'iter di approvazione. È evidente che i PRIE rappresentano una parziale definizione delle strategie comunali in tema di energia attesa la specificità sugli impianti eolici. Per i PRIE la verifica di coerenza viene effettuata in sede di approvazione regionale

Cosa diversa sono i PEAC, che definiscono la complessiva pianificazione energetica dei Comuni, che, allo stato, non ha incontrato l'interesse delle amministrazioni comunali. Si ha contezza dell'esistenza del PEAC redatto dal Comune di Foggia.

Negli ultimi anni l'attenzione delle amministrazioni locali si è concentrata sulla pianificazione inerente l'inserimento di impianti per la produzione di energia da fonte eolica che ha trovato piena espressione nell'ambito dei PRIE. Potrebbe essere questa una delle motivazioni che hanno rallentato la redazione dei PEAC.

A ciò si aggiunga che, con regolamento regionale n. 24/10, la Regione ha ridefinito l'insieme delle aree non idonee per la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili²².

In entrambi i casi di studio, da parte degli enti territoriali non vi sono state verifiche o controlli sugli indirizzi e per la ripartizione e distribuzione territoriale degli impianti di produzione elettrica da FER espressi nei PEAP e nei PEAC. Ma non solo. In tal caso si riscontra che le amministrazioni regionali e nazionale sono inerti verso la fornitura di stimoli o strumenti tali da suscitare un impegno o un coinvolgimento di Province e Comuni verso tali politiche energetiche.

²² Il regolamento è stato annullato con sentenza del T.A.R. di Lecce n. 2156 del 14 dicembre 2011.

Un processo di coinvolgimento ed integrazione delle amministrazioni decentrate avrebbe garantito che, successivamente alla pianificazione strategica, potesse seguire una fase attuativa che disciplini le modalità degli interventi, sviluppi gli aspetti gestionali e integri le scelte strutturali e strategiche con le iniziative intraprese nel breve-medio periodo.

All'interno dei PEAR, il controllo dovrebbe servire a verificare la validità dei modelli interpretativi proposti nel PEAR ed a convalidare gli obiettivi di pianificazione nel quadro di gestione sostenibile delle risorse energetiche ed ambientali. Il controllo ha dunque un duplice scopo:

- valutare la validità delle analisi preliminari su pressioni o impatti e l'efficacia delle misure messe in atto per conseguire gli obiettivi di sviluppo sostenibile (distanza dall'obiettivo);
- giustificare o motivare eventuali modifiche al PEAR.

Per il monitoraggio degli effetti del PEAR dovrebbero essere utilizzati una selezione di indicatori, scelti tra quelli ritenuti i più rappresentativi dell'evoluzione attesa a seguito dell'attuazione del piano.

Bibliografia

- *“La semplificazione nel settore delle autorizzazioni a costruire impianti alimentati da FER”*, Progetto UPI - INTER PARES , 8/9 febbraio 2011.
- Caso di studio Regione Puglia su dati regionali.
- Caso di studio Regione Campania su dati della Provincia di Benevento.
- Rapporto *“Comuni Rinnovabili 2011”* di Legambiente, marzo 2011.

4. Analisi del quadro attuale della diffusione degli impianti a FER (eolici e solari) e scenari di breve e medio termine valutati in conformità ai decreti autorizzativi emanati e in corso di emanazione, con particolare riferimento alle Regioni del Mezzogiorno (Puglia e Campania).

Il quadro attuale di diffusione delle FER mostra un incremento sostanziale del numero di impianti, in particolare di fotovoltaico, al di là di ogni aspettativa, ed eolico. Come si evince dall'analisi degli obiettivi espressi nei PEAR e dalla lettura dei dati statistici del GSE sulla diffusione delle FER in relazione al raggiungimento degli obiettivi indicati nei PEAR, i territori maggiormente interessati sono le Province e i Comuni del Mezzogiorno in cui nel 2009 sono stati installati quasi 9000 MW di impianti FER. Una potenza sviluppata in un contesto normativo in costante evoluzione, dove ogni Regione ha elaborato ed attuato una propria strategia attraverso un quadro regolatorio più o meno semplificato. Quindi, fino all'emanazione del D.lgs n. 28/11 e delle linee guida pubblicate in Gazzetta Ufficiale il 18 settembre 2010, le Regioni hanno impostato il loro percorso di pianificazione energetica su un impianto regolatorio, basato sul D.lgs n. 387/03 ed altri provvedimenti, che lasciava spazio ad ampie e differenti interpretazioni, in particolare per le procedure autorizzative di tipo semplificato. Questa scelta ha influito in maniera decisiva sui diversi gradi di sviluppo delle FER sul territorio nazionale. Se da una parte, come il caso della Regione Puglia o della Lombardia, si procedeva verso una semplificazione, in altre Regioni come la Basilicata, la Sardegna, il Molise, la Sicilia si è di fatto instaurato un periodo di moratoria, al momento in via di superamento, o un groviglio burocratico tra norme regionali e nazionali con artifici tutt'altro che facili da comprendere che hanno bloccato la realizzazione degli impianti²³. Oggi, grazie alla emanazione delle linee guida, questa discrepanza non ha più ragione di esistere, in quanto le Regioni dal gennaio 2011 sono obbligate ad autorizzare la realizzazione degli impianti FER²⁴. Inoltre sono ancora in uno stato di continuo cambiamento sia le regole per la connessione alla rete elettrica degli impianti FER, con la nuova TICA emanata nell'agosto 2010 e successivamente modificata, che i meccanismi di incentivazione per gli impianti FER per le quali si attende l'approvazione del DM attuativo e il fotovoltaico che ha un meccanismo dedicato recentemente approvato. L'adeguamento della normativa comporta quindi la necessità di una rivisitazione ed aggiornamento dei PEAR in quanto essi si riferiscono a provvedimenti ormai superati.

Nel merito della diffusione degli impianti FER, i dati forniti da Ricerca Sistema Energetico (RSE) nel 2010 l'energia eolica installata in Italia è cresciuta, raggiungendo 5.758 MW, ma, per la prima volta, questa crescita è stata rallentata, registrando un 16%, a fronte di un trend che si stava stabilizzando attorno al 30%. Nel 2010, infatti, in Italia sono stati installati 948 MW di energia eolica, contro i 1.160 del 2009 e i 1.055 del 2008. L'Italia è terza in Europa, dopo Germania e Spagna e sesta al mondo per capacità eolica installata. I 5.758 MW di eolico installato in Italia producono energia elettrica per quasi 8.500 GWh all'anno, pari al fabbisogno di circa 3,5 milioni di famiglie evitando immissioni in atmosfera per circa 5 milioni di tonnellate di CO₂. La maggior parte delle installazioni per ragioni naturali sono situate dove c'è vento. In Puglia (916

²³ Segnaliamo il caso della Basilicata: dopo un lungo periodo di blocco delle autorizzazioni superato con l'approvazione di un disciplinare nel gennaio del 2011, prima il D.lgs n. 28/11 e dopo la sentenza della Corte Costituzionale n. 107/11 sul PIEAR restringono nella morsa gli operatori recando di fatto una nuova situazione di stallo per la realizzazione degli impianti di microgenerazione al di sopra delle soglie indicate nella tabella del D.lgs n. 387/03.

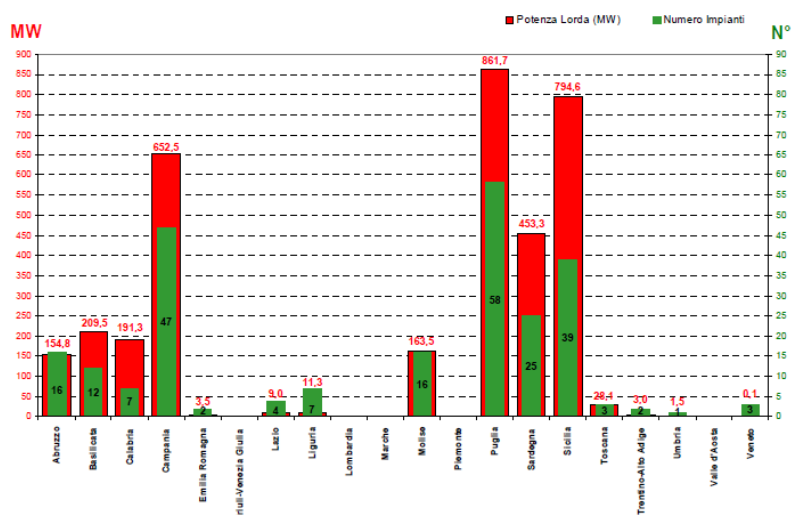
²⁴ Si ricorda che con il D.lgs n. 28/11, le Regioni possono adeguare il quadro regolatorio regionale sostituendo la procedura autorizzativa in DIA con la PAS fino alla potenza di 1 MW. Con lo stesso D.lgs n. 28/11 è stata inserita una forte limitazione per la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra sopra il MW.

aerogeneratori), in Campania (809) e in Sicilia (977) si concentrava a fine 2009 il 64% degli impianti eolici, anche se il tasso di crescita più interessante fra 2008 e 2009 è stato quello della Calabria con un +131,8%. Importanti anche quelli di Molise (+45%), Sicilia (44,5%), Puglia e Sardegna (entrambe +33,7%). Il 98% della potenza installata, che prevalentemente riguarda la maggior parte delle installazioni in siti montani su crinale appenninico è installata a Sud e nelle Isole.

Nel 2008 la suddivisione degli impianti eolici per classe di potenza, mostra che in Italia il maggior numero di impianti, 61, è contenuto nell'intervallo di potenza tra 1 e 5 MW. In Puglia l'83% degli impianti ha potenza minore di 25 MW. In Sicilia la classe più numerosa è quella compresa nell'intervallo 5-10 MW e risultano inoltre installati i 2 dei 4 impianti esistenti in Italia, con potenza più elevata (ossia compresa tra 70-75MW). Il 62% degli impianti in Campania è compreso nell'intervallo tra 1 e 15 MW. Singolare il caso della Sardegna nella quale il maggior numero di impianti ha potenza compresa nell'intervallo 20-25 MW (Tabella 21a). La distribuzione regionale della potenza eolica installata mostra che nell'Italia settentrionale oltre ad una generale scarsità di impianti, quelli presenti sono di bassa e media potenza. La Puglia detiene il primato di capacità installata (24,36%), seguita dalla Sicilia (22,46%). Le regioni meridionali rappresentano più del 50% del totale nazionale. Sicilia e Sardegna assieme costituiscono circa il 35% del totale nazionale. Tra le Province spicca il dato di Foggia sul cui territorio insiste quasi il 20% della potenza installata sul territorio nazionale, seguita dalla Provincia di Avellino e Benevento con il 7,7% e il 7,3 e Sassari con il 5,5%.

Se consideriamo il numero di impianti, la Puglia e la Campania insieme esprimono oltre il 43% del totale nazionale. Sicilia e Sardegna esprimono valori molto elevati pari rispettivamente al 16,1% ed al 10,3%. In molte Regioni dell'Italia settentrionale non sono stati installati impianti eolici e nelle regioni in cui sono presenti la percentuale di energia generata è molto bassa. In Italia centrale l'Abruzzo ed il Molise, sono le regioni con la più elevata percentuale, totalizzando più del 13%.

Tabella 21a - Distribuzione di potenza e numerosità degli impianti eolici al 2008.



Fonte GSE : L'eolico - Dati Statistici al 31 dicembre 2008.

Un quadro più aggiornato sulla potenza eolica sviluppata viene descritto nella tabella 21b.

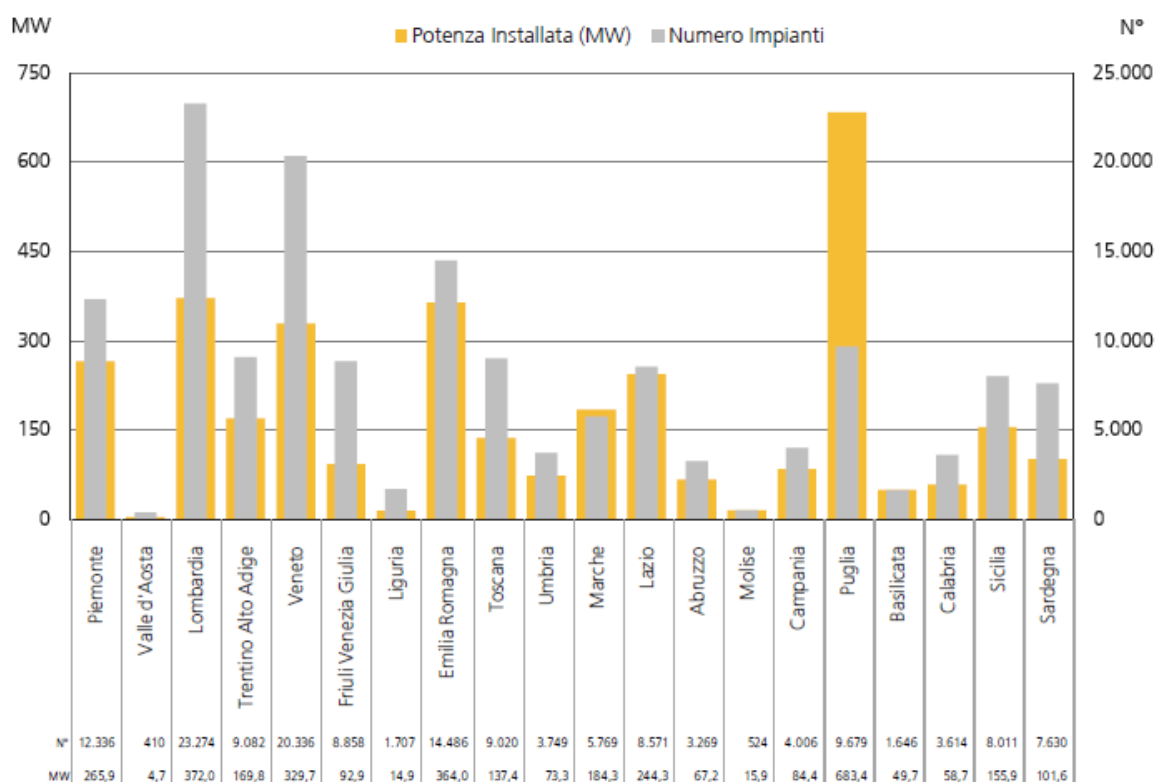
Tabella 21b - Distribuzione di potenza degli impianti eolici al 2010.



Fonte Qual'Energia: su dati Anev.

Per quanto riguarda il fotovoltaico i dati forniti dal GSE mostrano la più alta concentrazione di capacità installata nelle regioni settentrionali (Tabella 22). In particolare Lombardia ed Emilia Romagna, insieme esprimono più del 21% del totale nazionale (736 MW su 3470 MW). Tra le regioni meridionali, però, è la Puglia a detenere il primato nazionale di capacità installata con il 19,7% (683,4 MW), una potenza oggi ampiamente superato, mentre le altre regioni meridionali assieme alle isole costituiscono circa il 33% del totale nazionale. Rispetto alla numerosità degli impianti, il numero maggiore di richieste di incentivazione per impianti fotovoltaici proviene dalle regioni del Nord e del Centro. Infatti nell'Italia settentrionale vi è il più alto numero di impianti realizzati: in particolare in Lombardia ed Emilia Romagna, che insieme rappresentano circa il 24% del totale nazionale. Tra le regioni dell'Italia centrale è il Lazio a detenere il primato con il 5,5%. Tra le regioni meridionali la Puglia con quasi il 6,2% sopravanza tutte le altre regioni del Sud, che unitamente alle isole raggiungono circa il 21,5% del totale nazionale. Se consideriamo la distribuzione provinciale della potenza installata vi sono meno differenze a livello provinciale che a livello regionale. La provincia di Ravenna con il 3,7% della potenza nazionale installata ha la concentrazione di capacità più elevata in Italia settentrionale. Le province di Viterbo e Roma con rispettivamente il 3,23% e 2,22% hanno le percentuali più alte al Centro. Le province meridionali con le percentuali più elevate sono quelle pugliesi, in particolare Lecce e Brindisi rispettivamente con 4,96% e 4,51%, in linea con il valore regionale. I dati aggiornati sull'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici possono essere consultati *online* dal sito del GSE ATLASOLE direttamente in <http://atlasole.gse.it/atlasole/>.

Tabella 22 - Distribuzione di potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici al 2010.



Fonte GSE : Solare Fotovoltaico - Rapporti Statistici al 31 dicembre 2010.

Nella parte dedicata agli scenari, i PEAR prendono in considerazione le FER per il contributo che riescono ad apportare al bilancio energetico. Un contributo che può essere di maggiore o minore entità in relazione alla presenza delle fonti convenzionali. In Trentino le FER hanno una maggiore importanza rispetto ad altre amministrazioni territoriali che affidano alle stesse un ruolo modesto nel bilancio energetico. Per la definizione degli scenari le Regioni hanno utilizzato diversi approcci. Molte si sono affidate ad analisi basate su studi e dati forniti dell'ENEA, dal CESI, dal GSE o da Università Locali. Alcune Regioni hanno descritto per le FER scenari di tipo medio/avanzato al 2013 e al 2020 (Tabella 23) come nel caso della Campania, o di tipo tendenziale/ obbiettivo al 2016 come nel caso della Puglia²⁵ per fonte eolica (Tabella 24) solare fotovoltaica (Tabella 25) e biomassa.

Nel caso della Basilicata, lo scenario al 2020 prevede il raggiungimento dell'autosufficienza energetica attraverso la produzione di energia rinnovabili da iniziative di carattere privato e pubblico attraverso la Società Energetica Lucana, società al 100% di proprietà della Regione Basilicata, una sorta di braccio operativo impegnato in una serie di azione volte al risparmio energetico negli edifici pubblici e alla produzione di energia rinnovabile utilizzando le aree e le superfici del demanio regionale non utilizzate.

Nessun ente sembra abbia scelto di darsi obiettivi e traiettorie intermedie di tipo biennale come proposto e indicato per il provvedimento del *burden sharing* ed evidenziato nel PAN. Si rammenta che molte Regioni non sono riuscite ancora ad aggiornare il proprio PEAR in previsione di scenari al 2020.

²⁵ Il PEAR della Puglia nella parte finale illustra degli indicatori sotto forma di schede in cui vengono rappresentati gli scenari.

Nell'approfondimento dello scenario di lungo periodo al 2020 per Campania e al 2016 per la Puglia, i risultati raggiunti sembrano attendibili in parte rispetto agli scenari previsti nei PEAR. Con precisione nello scenario medio/avanzato per l'eolico in Campania al 2013 sono previsti 1000/1200 MW in aggiunta ai 458 MW installati nel 2007 per arrivare ai 2000/2500 al 2020. Dati ancora distanti rispetto alla potenza installata nel 2009 di 797,5 MW. Tale ipotesi è verificata anche per le altre fonti.

Tabella 23 - Scenario al 2020 della produzione FER nel PEAR Campania

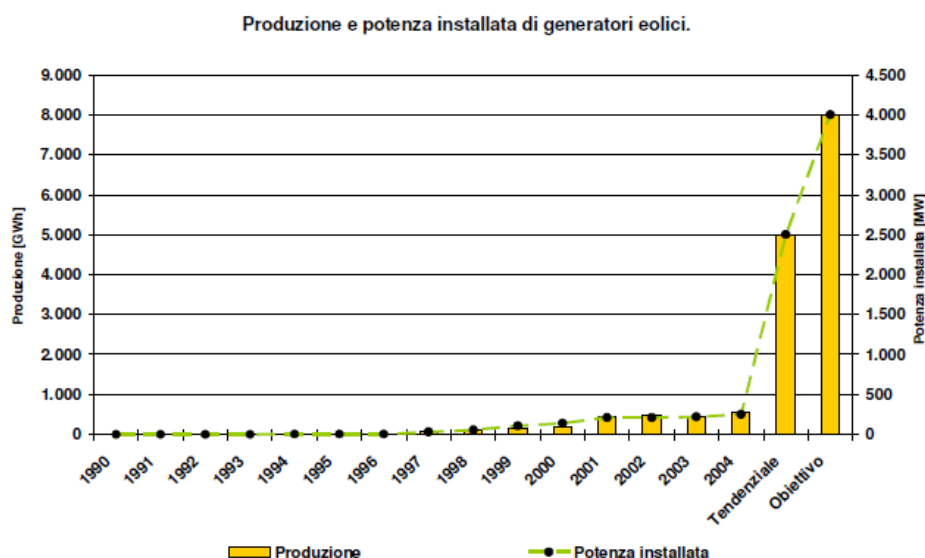
FONTE	Ipotesi producibilità (h/anno) ⁽¹⁾	SCENARIO "MEDIO"				SCENARIO "AVANZATO"			
		Potenza elettrica aggiuntiva rispetto ai dati 2007 (MW)		Produzione attesa dai nuovi impianti (GWh/anno)		Potenza elettrica aggiuntiva rispetto ai dati 2007 (MW)		Produzione attesa dai nuovi impianti (GWh/anno)	
		2013	2020	2013	2020	2013	2020	2013	2020
Idroel. (fluente, bacino)	3.500	10	20	35	70	20	25	70	88
Biomasse ⁽²⁾	7.000	130	200	910	1.400	170	250	1.190	1.750
Eolico	2.000	1.000	2.000	2.000	4.000	1.200	2.500	2.400	5.000
Solare fotovoltaico	1.400	80	150	112	210	100	250	140	350
Solare termodinamico	1.600	10	50	16	80	20	100	32	160
TOTALE		1.230	2.420	3.073	5.760	1.510	3.125	3.832	7.348

⁽¹⁾ Rapporto tra energia prodotta su base annua e potenza installata.

⁽²⁾ Nello scenario "medio" sono previsti: al 2013, 100 MW da oli vegetali, 20 MW da biomasse ligno-cellulosiche, 10 MW da biogas; al 2020 è previsto il solo incremento degli impianti alimentati da biomasse ligno-cellulosiche e biogas. Nello scenario "avanzato" sono previsti: al 2013, 120 MW da oli vegetali, 30 MW da biomasse ligno-cellulosiche, 20 MW da biogas; al 2020 è previsto il solo incremento degli impianti alimentati da biomasse ligno-cellulosiche e biogas.

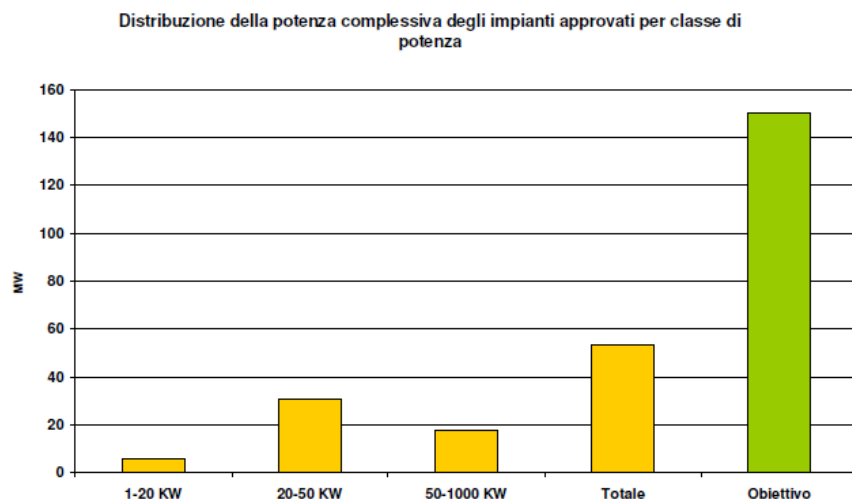
Lo scenario tendenziale o obbiettivo al 2016 del PEAR della Puglia per l'eolico è di 2500 o 4000 MW, di molto superiore rispetto ai risultati della potenza installata nel 2008 pari a 861 MW. Diversamente, per l'energia fotovoltaica, l'obbiettivo di 150 MW al 2016 è stato di molto superato. Nel 2009 sono stati installati già 215 MW, oltre 65 MW in più rispetto a quelli previsti. A al 21 gennaio 2012 con 2180 MW, mantiene il primato della Regione con maggiore potenza fotovoltaica installata, superando notevolmente l'obbiettivo al 2016.

Tabella 24 - Scenario al 2016 della produzione eolica nel PEAR Puglia.



	Valore storico (1990)	Valore di riferimento (2004)	Scenario tendenziale (2016)	Obiettivo PEAR (2016)
Potenza installata [MW]	0	252	2.500	4.000
Produzione [GWh]	0	545	5.000	8.000

Tabella 25 - Scenario al 2016 della produzione fotovoltaica nel PEAR Puglia



	Valore storico (1990)	Programma "tetti fotovoltaici" (2001)	Programma "conto energia" (2006)	Obiettivo PEAR (2016)
Potenza Installata [MW]	0	0,7	53	150

Se consideriamo la sola generazione “*distribuita*” di elettricità (GD), ovvero la produzione di energia da piccoli impianti vicini ai luoghi di consumo, secondo il Rapporto dell’AEEG nel 2009 la potenza installata è aumentata del 13,3% rispetto all’anno precedente (7.509 MW) mentre la produzione lorda è aumentata del 6,1% (22,93 TWh). Il numero di impianti è più che raddoppiato, da 34.848 a 74.348. Per generazione distribuita (GD), si intende l’insieme di impianti, da fonti rinnovabili e non, di potenza inferiore a 10 MVA. Non sono inclusi nel monitoraggio gli impianti sotto i 20 kW. A trainare l’incremento nel 2009 rispetto al 2008 è stato soprattutto il fotovoltaico, con un numero di impianti più che raddoppiato, da 31.911 a 71.258, ed una potenza installata cresciuta del 165% a 1.143 MW. L’energia prodotta da impianti GD con questa tecnologia è aumentata di due volte e mezza a 0,67 TWh. La crescita del fotovoltaico ha contribuito a portare la quota delle rinnovabili nell’energia complessivamente prodotta dagli impianti di generazione distribuita al 65,7% contro il 53,9% del 2008.

Con quasi 23 TWh di produzione la GD rappresenta nel 2009 il 7,8% della produzione lorda nazionale di elettricità, contro il 6,8% del 2008. Sempre nel 2009 sono stati registrati incrementi per le biomasse/biogas/bioliquidi (da 257 a 321 impianti, per una potenza complessiva di 553 MW contro i 456 del 2008, e una produzione di 2,51 TWh contro i 2,01 dell’anno precedente) e l’eolico, con 130 impianti (116 nel 2008), 506 MW installati (431 nel 2008) e 0,77 TWh prodotti (0,69 nel 2008).

In termini assoluti, la quota maggiore per potenza installata e energia prodotta rimane rappresentata dall’idroelettrico (2.664 MW per 10,38 TWh) e dalle fonti non rinnovabili (in gran parte cogenerazione: 2.364 MW per 7,47 TWh).

I dati esposti sono stati raggiunti in un contesto normativo seppur non chiaro per le procedure autorizzative, ma certo per quel che riguarda i meccanismi di incentivazione. L'approvazione del D.lgs n. 28/11, modificando in corso d'opera il meccanismo di incentivazione al settore anche per gli impianti già autorizzati per cui investimenti erano già stati avviati, ha recato un arresto improvviso delle attività determinato in particolare dall'incertezza finanziaria che ha visto le banche fermare e ritirare i prestiti attivati bloccando di fatto gli investimenti. Tale provvedimento, se non modificato, potrebbe generare un forte arresto dello sviluppo degli impianti FER recando anche ostacoli al fine del raggiungimento degli obiettivi indicati nel PAN.

Con l'approvazione del DM 5 maggio 2011 sull'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici, il settore stenta mostrare una ripresa.

Per l'eolico e i grandi impianti a biomassa la revisione del meccanismo dei certificati verdi sopra la taglia dei 6 MW con un meccanismo delle aste a ribasso, tutto ancora da sperimentare, crea ancora incertezze. In particolare si attendono i decreti attuativi per i quali è stata avviata un'azione di lobby da parte delle Associazioni interessate a rendere funzionale al fine di garantire una remunerazione equa degli investimenti in corso e nuovi.

Bibliografia

- Osservatorio Politico Energetico Ambientale Regionali e Locali, Enea web.
- Siti web delle Regioni, Province e Comuni.
- L'eolico. Dati Statistici al 31 dicembre 2008, GSE.
- Il Fotovoltaico. Risultati del Conto Energia al 31 dicembre 2008.
- Monitoraggio dello Sviluppo degli Impianti di Generazione Distribuita per l'anno 2009 - *Executive Summary*, AEEG - novembre 2010.

5. Valutazione delle potenzialità di diffusione degli impianti a FER (eolici e solari) che risultano ancora inesprese in relazione agli indirizzi di politica energetica territoriale con particolare riferimento alle Regioni del Mezzogiorno (Puglia e Campania)

In considerazione degli indirizzi indicati nei PEAR e delle linee guida adottate dalle Regioni, sono stati valutati alcuni aspetti prioritari che vanno considerati al fine di incidere ulteriormente sullo sviluppo delle FER esprimibile in termini di potenza al 2020.

Riteniamo sia fondamentale che il legislatore nazionale adotti un impianto regolatorio certo, composto da un meccanismo di incentivi/obblighi che stimoli le Amministrazioni Locali ad impegnarsi lungo il percorso europeo della sostenibilità energetica attraverso lo strumento della pianificazione energetica territoriale. Allo stato attuale il quadro degli incentivi sembra subire una instabilità, mentre gli operatori chiedono certezza per garantire gli investimenti. Diversamente, per quanto riguarda gli obblighi, nonostante l'approvazione delle linee guida, si attende la definizione del *burden sharing*. Tale provvedimento potrebbe incidere anche nel merito della stesura dei PEAR e conseguentemente dei PEAP e PEAC, in cui vengono ridistribuiti gli obiettivi e le responsabilità in funzione dei dati contenuti nel PAN inviato alla Commissione europea.

Al fine di una valutazione delle potenzialità di generazione elettrica delle FER sarebbe necessario da parte delle Regioni:

- indicare le aree idonee per la realizzazione degli impianti e conseguentemente il potenziale parco tecnologico installabile;
- verificare lo stato degli impianti in funzione;
- porsi un obiettivo concreto di riduzione dei consumi energetici.

Un'altro aspetto rilevante riguarda l'elevata burocratizzazione delle procedure, che dovrebbe essere ridotta attraverso una semplificazione delle procedure autorizzative con l'introduzione di nuovi provvedimenti contenuti del D.lgs n. 28/11. Spesso, gli uffici delle Amministrazioni Locali e Territoriali sono sottodimensionati e non riescono far fronte, nei tempi di legge, a tutti gli aspetti del percorso autorizzativo per impianti FER, complicato dagli innumerevoli ricorsi. Il coinvolgimento di tutti gli enti responsabili al processo autorizzativo attraverso la conferenza dei servizi non garantisce che l'espletamento della pratica avvenga entro 90 giorni, come stabilito dal D.lgs n. 387/03. In molti casi gli impianti, in particolare nelle Regioni dove sono state applicate delle moratorie di fatto, vengono autorizzati, di fatto, come conseguenza di pronunce dei T.A.R..

Si ritiene utile ribadire la necessità di aggiornare i PEAR con cadenza almeno biennale, attraverso un procedimento autorizzativo standardizzato e della durata massima di 90 giorni. Per avere un riscontro certo tra gli obiettivi indicati e i risultati da raggiungere, sarebbe utile effettuare delle indagini di misurazione sul territorio con strumenti dedicati (anemometri, termometri, misuratori della radiazione etc).

Certamente un'analisi su campo potrebbe garantire una maggiore precisione nella definizione del potenziale raggiungibile per le aree disponibili rispetto a quanto viene indicato dall'*Atlante eolico* del RSE, dalle mappe del potenziale massimo idroelettrico del RSE, dall'*Atlante delle Biomasse* dell'ENEA²⁶, dal *Photovoltaic Geographical Information System* del Joint Research Centre (JRC) della Commissione Europea, o altre analisi utilizzate che seppur attendibili come strumento base hanno necessità di un approfondimento di dettaglio. In merito al potenziale sull'eolico si cita il *"WIND-GIS, progetto per la realizzazione di un servizio web per la valutazione del potenziale eolico della regione Toscana"* come esempio di studio che individua una metodologia per valutare il potenziale eolico di una Regione.

Altro elemento da considerare è l'evoluzione tecnologica. Conosciuta la disponibilità della risorsa, per meglio comprendere le ipotesi di utilizzo e di raggiungimento dell'obiettivo è fondamentale indicare degli scenari che siano legati all'innovazione tecnologica. Nel settore delle FER assistiamo ad un continuo miglioramento ed efficientamento delle prestazioni. Infine, monitorare la reale messa in esercizio degli impianti e svolgere attività di riscontro per tutti gli elementi indicati permetterebbe di conoscere le aree idonee ancora disponibili per la costruzione degli impianti FER e di razionalizzare al meglio l'uso delle risorse rinnovabili presenti nel territorio in modo da raggiungere il massimo risultato in termini di generazione di energia da FER.

Ad oggi è possibile utilizzare diversi sistemi di monitoraggio. Nella Regione Puglia è stato sviluppato il monitoraggio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili di grande taglia, autorizzati dalla Regione in procedura ordinaria (ex d. lgs. 387/03), inerenti, in particolare, impianti eolici e fotovoltaici. Tale quadro riassuntivo è disponibile presso le competenti strutture regionali dell'Ecologia e dello Sviluppo Economico. Tuttavia, non può considerarsi esaustivo atteso l'elevato numero di impianti realizzati sul territorio ed autorizzati, in procedura semplificata, dalle amministrazioni comunali con DIA, di cui la Regione non detiene informazioni puntuali. A tal fine è stato sottoscritto un protocollo di intesa tra Regione, ANCI ed UPI per la realizzazione di una specifica anagrafe di tali impianti finalizzata ad avere un quadro completo della situazione. Tale quadro conoscitivo sarà la base di lavoro per l'aggiornamento del PEAR, avviato dal competente Servizio Ecologia della Regione Puglia.

Ai fini di una valutazione oggettiva e per meglio monitorare lo sviluppo delle FER, nell'articolo 14 del D.lgs n. 28/11 viene prevista a cura del GSE la realizzazione di un sistema per garantire servizi informativi per la pubblica amministrazione. Di fatto è uno strumento operativo per il supporto a MiSE, MATTM e MIPAAF per il monitoraggio del PAN, consente alle altre Amministrazioni Pubbliche (in particolare alle Regioni), di monitorare i propri obiettivi per il raggiungimento del target derivanti dal previsto *Burden Sharing* e conterrà servizi accessori di utilità per le PA, anche con accesso dedicato, riguardanti le energie rinnovabili e l'efficienza energetica.

Il sistema da poco lanciato sul web è denominato SIMERI (Sistema Italiano Per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili). Il SIMERI prevede:

una fase 1;

a) monitoraggio dei dati statistici per l'intero settore energetico a livello nazionale e dei meccanismi flessibili previsti dalla direttiva 2009/28/CE, mediante l'utilizzo di cruscotti;

²⁶ Per la biomassa potrebbe essere sufficiente anche un'analisi aereo - fotogrammetrica del territorio nazionale.

b) monitoraggio dei dati statistici per il settore elettrico a livello regionale, permettendo inoltre alle Regioni, con accesso riservato, di scaricare i dati di propria competenza a livello provinciale;

una fase 2:

a) estensione graduale del monitoraggio dei dati statistici nazionali e regionali ai settori calore (riscaldamento/raffreddamento) e trasporti, con l'attivazione di gruppi di lavoro tematici per lo sviluppo di metodologie finalizzate alla rilevazione, quantificazione e monitoraggio dei consumi di fonti rinnovabili negli usi termici e nei trasporti;

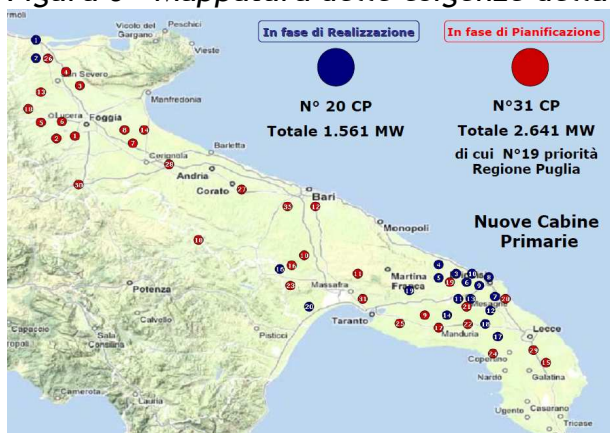
b) passaggio graduale da stime a rilevazioni e quantificazioni più puntuali dei singoli contributi statistici da FER.

Per meglio illustrare la situazione vanno considerati anche tutti gli adempimenti dovuti ai fini della connessione elettrica degli impianti. Buona parte del successo della messa in esercizio di un progetto FER dipende infatti dalla possibilità di connettersi alla rete elettrica ed evacuare l'energia prodotta. Nel caso del fotovoltaico nella Regione Puglia, prima in Italia nel 2009 con il 14,2% di potenza installata rispetto al totale nazionale, con 44 progetti autorizzati per una potenza di 354 MW a fronte di 3500 MW di autorizzazioni richieste, si assiste ad un eccesso di richieste di connessione che hanno generato serie difficoltà per l'allaccio degli impianti alla rete elettrica. Si segnala che parte di tale eccesso è fortemente legato ad un fenomeno di speculazione di compravendite dei titoli a costruire autorizzati. Parte del fenomeno è legato anche a difficoltà oggettive irrisolte e contenute all'interno delle procedure autorizzative. Questi fattori rappresentano un ostacolo allo sviluppo delle FER se non tramite interventi riparatori.

La Regione Puglia, a questo riguardo, ha attivato il distretto produttivo *“La Nuova Energia”* costituito da una rete di imprese per promuovere il settore delle rinnovabili avente tra le priorità il potenziamento delle reti infrastrutturali. Grazie all'istituzione di un tavolo di concertazione tra la Regione e i gestori della rete si è attivata una programmazione per il potenziamento delle infrastrutture della rete di distribuzione di energia elettrica con l'ampliamento e la costruzione di nuove cabine elettriche.

L'ipotesi di piano proposto dalla Regione Puglia prevede la realizzazione di 20 (Figura 6) cabine primarie e relativi accordi in MT corrispondenti ad un investimento di 50 milioni di euro.

Figura 6 - Mappatura delle esigenze della rete in Puglia.



Fonte: Rischio reti: lo sviluppo del mercato fotovoltaico in Italia e il pericolo di saturazione delle linee elettriche, Gian Maria Gasperi, PV ROME Mediterranean 2010.

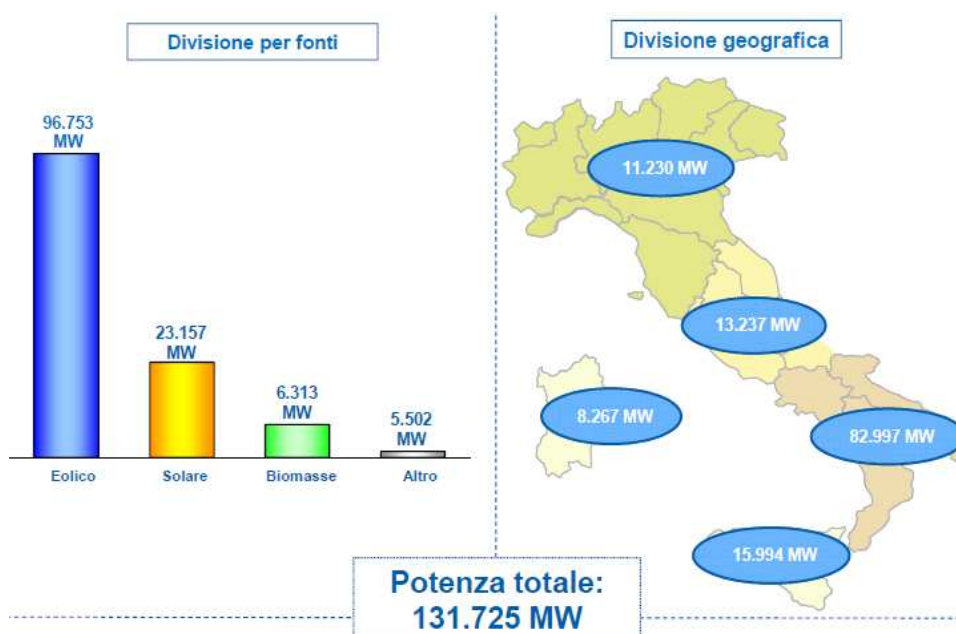
Secondo stime riferite ad agosto 2011 dall'Enel, per le connessioni in AT/MT il 33% dei preventivi accettati ha terminato l'iter autorizzativo. Degli oltre 33mila MW richiesti,

2185 MW sono stati connessi, circa il 7%. Nel caso di connessioni su rete BT solamente il 53% delle richieste di connessione viene soddisfatto.

Complessivamente in Italia sono stati accettati preventivi per 107 GW sulla rete di trasmissione nazionale e per 23 GW sulla rete di distribuzione (dati aggiornati al 31 dicembre 2010), a fronte di una potenza complessivamente installata pari a circa 105,186 GW alla fine del 2009, saliti a 110,800 GW nel 2010 (dati Terna definitivi per il 2009, provvisori per il 2010). In alcune regioni, in particolare nel mezzogiorno, i preventivi accettati superano di gran lunga la capacità installabile sulla base dei piani energetici regionali.²⁷ Appare pertanto impossibile che vengano effettivamente realizzati impianti per potenze complessive così elevate: è invece più probabile che vengano ottenuti preventivi per la connessione, prenotando la relativa capacità di rete, senza poi arrivare alla realizzazione concreta degli impianti di produzione.

Una fotografia completa del quadro sulle connessioni aggiornato al fine dicembre 2010 viene fornita dalle figure 7 e 8. Le richieste di connessione per impianti da fonti rinnovabili sono pari a 131.725 MW (Figura 7 - 8) a fronte di una potenza massima richiesta dal sistema elettrico italiano nel 2010 (16 luglio 2010) pari a 56.425MW.

Figura 7 - Richieste di connessione al 31 dicembre 2010.



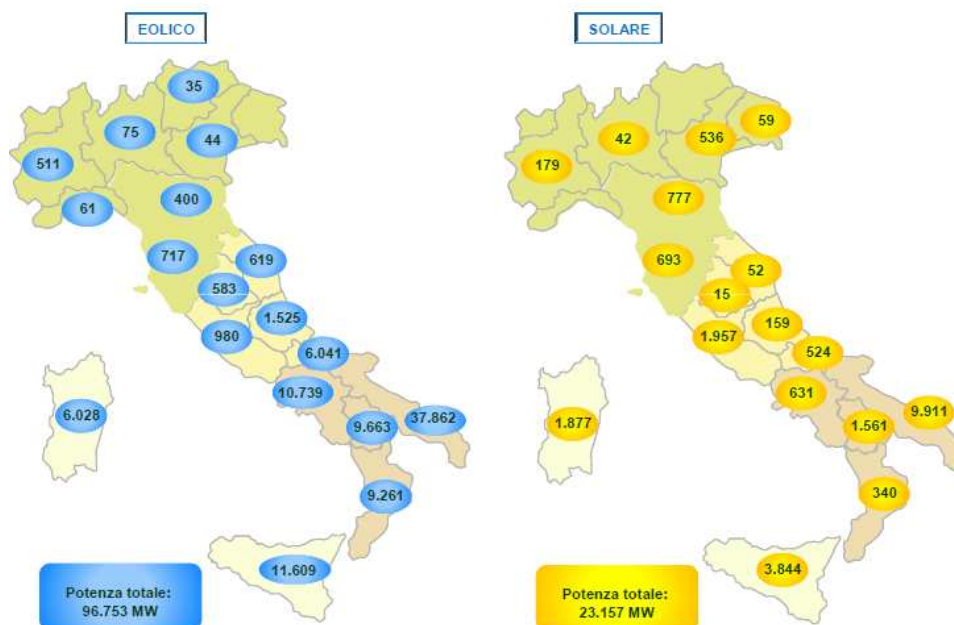
Fonte: *La connessione degli impianti FER alla rete elettrica*, Ing. Stefano Tosi, La semplificazione nel settore delle autorizzazioni a costruire impianti alimentati da FER, organizzato da Unione delle Province d'Italia, 8-9 febbraio 2011.

Secondo l'AEEG, a fine dicembre 2011 il fenomeno ha raggiunto dimensioni rilevanti: a fronte di quasi 250.000 preventivi di connessione alle reti di distribuzione e trasmissione accettati, per 196 GW di potenza, solo 42 GW sono relativi ad impianti già connessi. Dei restanti 154 GW, ben 140 GW (attribuiti a 22.000 preventivi) riguardano impianti che non hanno ancora ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione ed esercizio, ma che comunque continuano ad impegnare capacità sulle reti, generando il problema della saturazione virtuale.

²⁷ A prescindere dal caso italiano, l'avvenuto passaggio dei sistemi elettrici dal paradigma monopolistico all'assetto liberalizzato ha posto in luce il problema del coordinamento tra generazione e rete.

Al fine di garantire lo sviluppo delle FER, per risolvere il problema ed evitare il “mercato” delle soluzioni di connessione e delle autorizzazione è fondamentale dare corretta applicazione alle norme relative all’autorizzazione unica per gli impianti a fonte rinnovabile e le opere di connessione alla rete elettrica necessarie per garantire l’immissione in rete dell’energia elettrica producibile.

Figura 8 - Richieste di connessione per Regione al 31 dicembre 2010.



Fonte: *La connessione degli impianti FER alla rete elettrica*, Ing. Stefano Tosi, La semplificazione nel settore delle autorizzazioni a costruire impianti alimentati da FER, organizzato da Unione delle Province d'Italia, 8-9 febbraio 2011.

Al fine di migliorare tale situazione, nel D.lgs n. 28/2011 viene previsto il riordino di forme di garanzie richieste per la connessione, la costruzione, l’esercizio degli impianti da fonti rinnovabili e il rilascio degli incentivi ai medesimi impianti tramite un decreto attuativo che dovrà essere approvato entro il 31 dicembre 2013. Il provvedimento dovrà rendere efficiente l’intero processo amministrativo ed accelerare la realizzazione degli impianti, corrispondendo agli obiettivi e al contempo, contrastando attività speculative nelle diverse fasi di autorizzazione, connessione, costruzione, esercizio degli impianti e rilascio degli incentivi.

Per risolvere il problema della saturazione virtuale è necessario evitare che la prenotazione della capacità di rete non sia seguita dalla concreta realizzazione degli impianti di produzione²⁸, o incrementare gli investimenti sulla rete elettrica. Tale intervento permetterebbe di sfruttare al meglio ciò che è ad oggi disponibile, ferma restando l’esigenza dello sviluppo delle reti che continua ad avere un ruolo rilevante al fine di evitare la potenziale successiva saturazione reale.

²⁸ L’esigenza di definire interventi finalizzati ad evitare l’occupazione della capacità di trasporto sulla rete nei casi in cui all’accettazione del preventivo non faccia seguito la concreta realizzazione dell’impianto di produzione di energia elettrica è stata avvertita anche dal legislatore: infatti l’articolo 1-septies, comma 2, del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, ha previsto che l’Autorità definisca regole finalizzate a evitare fenomeni di prenotazione di capacità di rete per impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali non siano verificate entro tempi definiti le condizioni di concreta realizzabilità delle iniziative, anche con riferimento alle richieste di connessione già assegnate. Tali regole sono state indicate nel TICA.

Bibliografia

- Osservatorio Politico Energetico Ambientale Regionali e Locali, Enea web.
- Siti web delle Regioni, Province e Comuni.
- www.nextville.it.
- *“Lo sviluppo del mercato fotovoltaico in Italia e il pericolo di saturazioni delle linee elettriche”*, Gian Maria Gasperi, PV Rome Mediterranean 2010 - 10 settembre 2010.
- Nuovi ruoli, nuovi reti. Presente e futuro della distribuzione nell’era della generazione diffusa, Riccardo Lama, PV Rome Mediterranean 2010 - 10 settembre 2010.
- *Rischio reti: lo sviluppo del mercato fotovoltaico in Italia e il pericolo di saturazione delle linee elettriche*, Andrea Galliani, PV Rome Mediterranean 2010 - 10 settembre 2010.
- *Il potenziale eolico italiano*, ANEV, 2010.
- *La connessione degli impianti FER alla rete elettrica*, Ing. Stefano Tosi, La semplificazione nel settore delle autorizzazioni a costruire impianti alimentati da FER, organizzato da Unione delle Province d’Italia, 8-9 febbraio 2011.
- Comunicato stampa AEEG *“Elettricità: nuovi meccanismi per contenere la saturazione virtuale delle reti”*, 27 dicembre 2011

PARTE III: VALUTAZIONE DEL CONTRIBUTO DETERMINATO DALLO SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN) ALLA DIFFUSIONE DELLE FER IN AMBITO ELETTRICO

1. La situazione esistente

La rete di trasmissione nazionale costituisce uno dei fattori cruciali per lo sviluppo delle FER. Questo vale in particolare per il Mezzogiorno, dove risiede il maggior potenziale di espansione delle FER.

Le responsabilità della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sull'intero territorio, insieme alla gestione della sicurezza sono attribuite a Terna.

In Italia sono dispiegati oltre 63 mila chilometri di reti elettriche, 22 linee di interconnessione, 445 stazioni di trasformazioni e smistamento per una capacità di trasformazione di 124.547 MVA. Il tutto a fronte di un fabbisogno coperto nel 2011 pari a 332 TWh.

Nel Mezzogiorno la rete elettrica riflette soprattutto le caratteristiche orografiche del territorio con 2 grandi dorsali ad est e ad ovest della penisola che si sviluppano parallelamente (Figura 9).

Figura 9 - Rete elettrica di trasmissione nel Mezzogiorno.



Fonte: Eolico e reti di trasmissioni. L'impegno di Terna, Ing. Pierfrancesco Zanuzzi, PV ROME Mediterranean 2010.

Ai fini della valutazione dello stato della rete e della qualità del servizio vengono presi in considerazione differenti parametri. La qualità del servizio è associata principalmente alla sicurezza e continuità delle forniture elettriche. La funzione della rete di trasmissione è quella di trasportare le potenze prodotte dagli impianti di generazione verso quelli di prelievo destinati ad alimentare le utenze. Indici di disallineamento (disservizi), profilo di tensione e livello delle congestioni sulla rete sono parametri legati all'assetto, alle dinamiche e ai segnali provenienti dal mercato libero dell'energia (borsa elettrica). L'analisi delle cause dei disservizi che generano disallineamenti costituisce un

elemento prioritario per identificare quelle porzioni di rete che necessitano interventi di sviluppo.

La gran parte degli impianti di prelievo sono essenzialmente costituite da cabine primarie di distribuzione, da cui dipende direttamente l'affidabilità di alimentazione di detti impianti.

Nel periodo 2000 - 2005, le aree che hanno registrato livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica relativamente peggiori rispetto ai tassi di domanda sono quelle del Mezzogiorno, dove si concentra oltre il 40% della mancata energia in occasione di disservizi. Gli effetti di questa situazione ricadono anche sui meccanismi di mercato, in particolare nella definizione del prezzo dell'energia elettrica²⁹. *Solo dal 2005 le reti alle tensioni 132/150 KV sono state comprese nella rete di trasmissione nazionale e possono quindi essere comprese nella pianificazione della rete gestita da Terna.*

La crescita delle rinnovabili ha interessato soprattutto aree del Sud caratterizzate in tempi passati dalla scarsa presenza di poli di produzione di energia elettrica e di centri di consumo industriale e da una rete di distribuzione obsoleta. La mancata applicazione delle disposizioni di legge che prevedono l'autorizzazione unica dei nuovi impianti e delle opere di connessione, unitamente alle debolezze della rete infrastrutturale locale, ha avuto come effetto la creazione di congestioni anche sulla rete di trasmissione nazionale.

In questi casi, per garantire la sicurezza del sistema elettrico, non a tutti gli impianti FER è stato possibile garantire l'immissione in rete di tutta l'energia producibile. Questo è il caso degli impianti eolici : in particolare lungo il percorso della linea elettrica "Foggia-Benevento" in cui l'ottima ventosità ha stimolato l'installazione di una elevata quantità di impianti eolici senza l'autorizzazione di connessioni adeguate, col risultato di provare congestionare la rete. Per tali ragioni diventa fondamentale individuare nuove strumenti, alcuni già definiti, al fine di sostenere la produzione e l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta dagli impianti FER. Sicuramente, una maggiore sintonia, o meglio, la rigorosa applicazione dell'autorizzazione unica, favorisce lo sviluppo e la diffusione della produzione di energia elettrica da FER.

2. Opportunità di sviluppo della RTN volte a sostenere la diffusione delle FER in ambito elettrico con particolare riferimento alle Regioni del Mezzogiorno.

La necessità di immettere l'energia prodotta dagli impianti FER nella rete elettrica nazionale, insieme ai problemi legati alla rete stessa in particolare a quelli causati dalla congestione, hanno spinto tutti gli operatori ad individuare delle azioni atte al miglioramento sia della gestione che dello sviluppo della rete. Questa necessità è stata sollevata anche dal Presidente dell'AEEG Alessandro Ortis in occasione dell'invio della segnalazione annuale al MSE sui mercati dell'energia inviata ad ottobre 2010, in cui ha sottolineato che *"la rete elettrica deve essere pronta a ricevere energia dalla*

²⁹ Nel caso di congestione del transito tra una zona e l'altra, i prezzi zionali si differenziano, in particolare:

- a) i prezzi a cui viene remunerata l'energia immessa dai produttori nella zona che esporta (alimentando la congestione) diminuiscono;
- b) i prezzi a cui viene remunerata l'energia immessa dai produttori nella zona che importa (decongestionando la rete) aumentano.

microproduzione diffusa dalle rinnovabili. Ma senza reti non si sviluppano le energie rinnovabili, perché l'eolico, il solare e il geotermico non potrebbero essere sfruttati senza fili elettrici”.

Per far fronte al problema, i gestori della rete hanno definito accordi con le Regioni al fine di scambiare dati sulla connessione con le istituzioni e individuare procedure di semplificazione per la realizzazione delle opere elettriche. A tal proposito possiamo ritenere che l'accordo con la Regione Puglia, l'avvio di un tavolo rete con le regioni e altre iniziative, come il tavolo ANEV/TERNA per coordinare interventi di adeguamento e sviluppo della rete elettrica, siano momenti importanti del necessario confronto tra le parti finalizzato al superamento delle barriere autorizzative ed al perseguimento di un risultato funzionale alle esigenze del territorio.

Tra le più importanti novità concernenti lo sviluppo della rete possiamo senz'altro indicare le modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA). La nuova delibera ARG/elt 125/10 e la successiva modifica del 22 dicembre 2011 con la delibera ARG/elt 187/11 ad esempio, hanno come obiettivo la riduzione dell'occupazione della rete elettrica da parte di soggetti che addirittura ancora non possedevano nemmeno l'autorizzazione alla costruzione dell'impianto. I provvedimenti prevedono che:

- i richiedenti la connessione in aree critiche sono tenuti a versare un corrispettivo/fideiussione bancaria di importo pari al prodotto tra la potenza ai fini della connessione e 20,25 €/kW. In alternativa è ammessa anche la presentazione della Parent company guarantee. Il versamento del corrispettivo costituisce condizione necessaria per l'accettazione del preventivo;
- nel caso in cui il preventivo decada entro 2 anni dall'accettazione ovvero il proponente rinunci entro il medesimo termine all'iniziativa, il corrispettivo viene restituito al proponente con interessi. In caso di decadenza o rinuncia esercitata oltre il termine dei due anni il corrispettivo viene incamerato e versato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico;
- l'esito negativo del procedimento per l'autorizzazione comporta la mancata restituzione del corrispettivo salvo che il diniego sia dovuto a circostanze non imputabili al richiedente e da questi debitamente dimostrate.

Altro elemento di fondamentale importanza per la diffusione delle FER è il Piano di Sviluppo (PdS) della RTN³⁰ attivato da Terna nel 2010 e gli investimenti per il potenziamento della rete di distribuzione e delle nuove stazioni per la connessione di impianti FER.

Nella nuova edizione del PdS sono state recepite le prescrizioni che hanno accompagnato l'approvazione del PdS 2009 da parte del MSE. In particolare, il MSE richiedeva:

- un'accelerazione delle attività miranti ad un'ulteriore riduzione delle congestioni e per favorire le previste interconnessioni a nuovi mercati energetici nei quadranti nord-est e

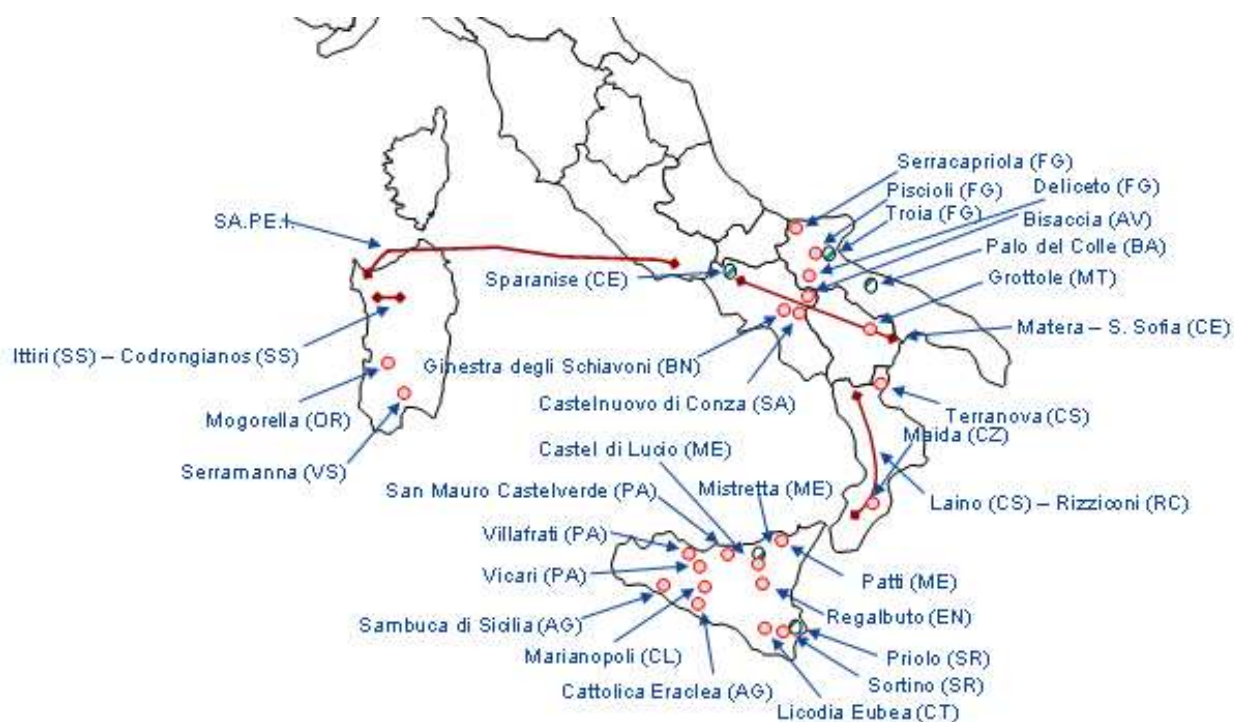
³⁰ Il 29 gennaio 2010, conformemente a quanto previsto dal D.M. del 20 aprile 2005, il Piano di Sviluppo edizione 2010 è stato inviato alle Autorità competenti per l'approvazione.

sud, in particolare per il completamento della dorsale adriatica e dell'anello 380 kV in Sicilia;

- di assicurare lo sviluppo delle fonti rinnovabili secondo gli obiettivi previsti in ambito europeo attraverso la risoluzione, in particolare nelle aree meridionali del Paese, delle problematiche legate agli impianti sulla rete elettrica dovuti al forte incremento della produzione di energia delle FER, caratterizzata dalla non programmabilità, o meglio dalla difficoltà di prevedere l'andamento della produzione di energia degli impianti FER dato che i regimi di produzione sono fortemente legati all'andamento climatico;
- di tenere in considerazione lo sviluppo della generazione distribuita e delle innovazioni nell'uso in senso bidirezionale delle reti legate a questa tipologia di impianti, coordinandosi con i distributori locali per adottare e sviluppare l'adeguamento tecnologico necessario.

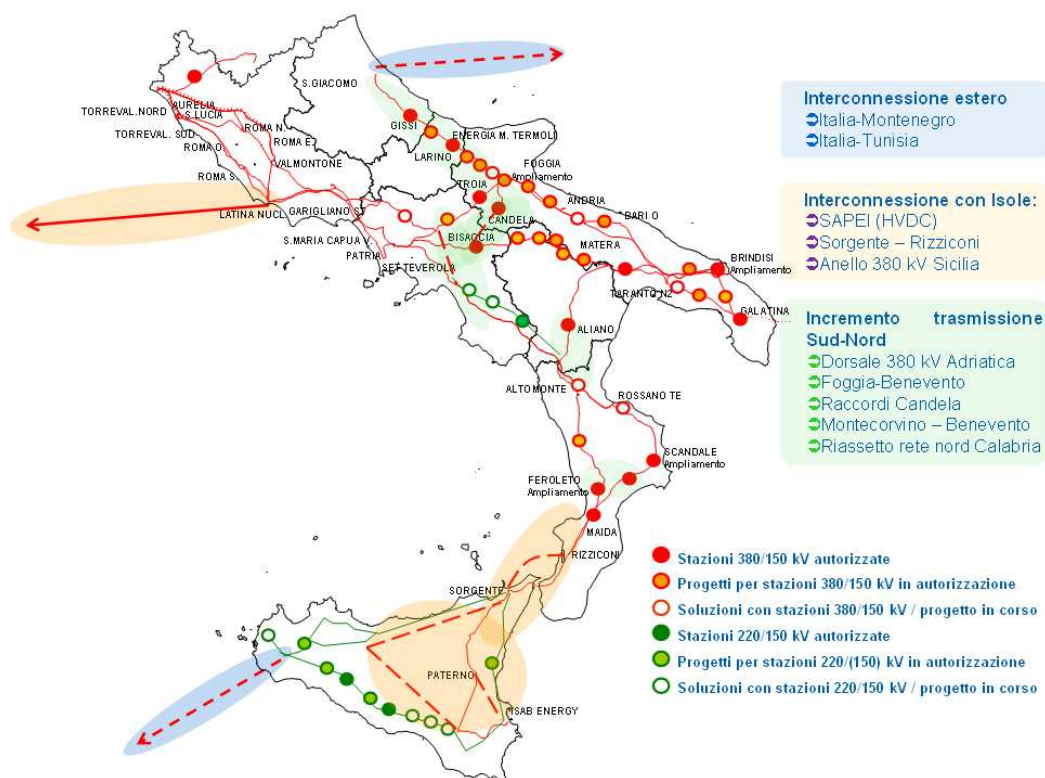
Il PdS 2010 prevede investimenti per circa 3,14 miliardi di euro nel periodo 2010-2014 (in aumento rispetto al PdS 2009) e 3,77 miliardi di euro nei successivi 5 anni; l'attuazione del PdS porterà un incremento della consistenza della RTN per circa 4.800 km di nuove linee (figure 10-11-12) e 140 nuove stazioni per una nuova capacità di trasformazione pari a circa 32.500 MVA (figura 13).

Figura 10 - Principali opere della rete elettrica nel Sud Italia entrate in servizio dal 2005 al 2011



Fonte: Terna.

Figura 11 - principali opere della rete elettrica nel Sud Italia con cantiere aperto.



Fonte: Terna.

Già oggi si riscontrano dei progressi significativi in termini di capacità della rete di trasmissione di ricevere e trasmettere l'energia prodotta da FER intermittenti. Facciamo il caso degli impianti da fonte eolica, quasi tutti connessi alla rete di trasmissione (6200 MW su una potenza complessiva installata di 6500 MW al 30 settembre 2011).

Nel 2009 la mancata produzione di energia da fonte eolica è stata pari a 700 GWh. Nel 2010 la mancata produzione è diminuita a 470 GWh, nonostante la realizzazione di nuovi impianti. La mancata produzione è passata in un anno dal 10,7% al 5,6% della produzione totale di energia da fonte eolica. Ciò per effetto delle misure poste in essere dal gestore della rete di trasmissione nazionale e di una più corretta attuazione delle disposizioni che obbligano a richiedere l'autorizzazione contestuale dell'impianto di produzione e delle opere di rete connesse, necessarie all'immissione nel sistema elettrico dell'energia prodotta.

Le prospettive di crescita del settore esigono però ulteriori interventi di rafforzamento delle reti. Rispetto alla necessità di operare un forte investimento per lo sviluppo dell'infrastruttura elettrica, va riconosciuto il ruolo importante che rivestono le Regioni nella fase autorizzativa delle opere. Ricordiamo che molte Regioni hanno attivato un dialogo strutturato con il Gestore di rete per meglio affrontare e superare le problematiche connesse allo sviluppo. In particolare nel caso della Puglia si è costituito un vero e proprio distretto produttivo che tra le priorità e le tematiche progettuali ha inserito il tema del potenziamento delle reti infrastrutturali, attraverso la realizzazione di un tavolo di concertazione con la Regione per la programmazione del potenziamento delle infrastrutture della rete di distribuzione dell'energia elettrica.

Altro elemento utile e fortemente innovativo riguarda la realizzazione di nuovi modelli di rete, le cosiddette "smart grids". La rete elettrica storicamente nasce per raccogliere enormi quantità di energia dalle centrali di produzione per poi distribuirla ad un gran

numero di clienti-consumatori. In sostanza si tratta di un modello costruito intorno ad un controllo centralizzato, con flussi di potenze unidirezionali e reti passive. Questa visione classica di rete elettrica è ormai in fase di superamento. Bisogna infatti tenere conto che l'avanzamento tecnologico dovuto anche alla continua domanda di maggiore efficienza ha aggiunto elettronica, informatica e nuove esigenze di comunicazione a linee, interruttori e trasformatori. Uno dei principali *drivers* che pilotano questa evoluzione sono gli obiettivi Europei. Con l'ampliarsi della generazione distribuita da fonti rinnovabili, anche in ambito domestico, si deve far spazio ad una rete di produzione aggiuntiva che ben si deve integrare con quella tradizionale, modificando il tradizionale modello centralizzato, per prendere in considerazione la distribuzione territoriale della produzione energetica che genera a sua volta flussi di potenze bidirezionali e reti attive. Il responsabile delle reti si trova ad affrontare la necessità di *potenziare* la rete di trasmissione e *trasformare* quella di distribuzione per essere in grado di gestire sia i flussi di energia prodotta dalle grandi centrali (termoelettriche, idroelettriche etc), sia quelli generati da unità produttive di media e piccola entità da fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, termico, etc.). Di conseguenza non sarà più sufficiente avere un controllo della produzione a carattere nazionale ma sarà necessario, anche a livello locale, monitorare, gestire ed integrare la distribuzione di energia prodotta in bassa e in media tensione proveniente da fonti rinnovabili.

La rete elettrica non è più solo un canale per trasmettere e distribuire energia elettrica dalle grandi centrali ai clienti finali ma una rete "*intelligente*", ovvero una "*smart grid*"; una rete comune in grado di fare interagire produttori e consumatori, di determinare in anticipo le richieste di consumo e di adattare con flessibilità la produzione al consumo di energia elettrica. Una rete che si compone di tante piccole reti tra loro collegate che sono in grado di comunicare scambiandosi informazioni sui flussi di energia, gestendo con migliore efficienza i picchi di richiesta, evitando interruzioni di elettricità e riducendo il carico ove necessario.

La rete intelligente automatizza i processi di *recovery* e informa il distributore di energia elettrica di eventuali guasti in qualsiasi punto della rete velocizzando i tempi di riparazione e di ripristino; allo stesso modo consente un'interazione bidirezionale con il Cliente/Produttore locale in un insieme sinergicamente integrato. Grazie al Telegestore, un sistema tecnologicamente innovativo di misura dell'energia elettrica e di gestione del rapporto contrattuale con il cliente, si possono conoscere istante dopo istante l'energia prelevata, quella auto-prodotta e quella reimmessa in rete, conoscere la tariffa in atto e sapere in quale fascia della giornata è più conveniente spostare i propri consumi.

A quanto esposto, come iniziativa di grande rilievo quindi da generalizzare, varrebbe si menzionare il notevole incremento dell'energia che in Sicilia gli impianti eolici sono riusciti a immettere in rete in seguito a un esperimento che, grazie all'implementazione di un sistema di previsione meteorologica ad hoc, ha consentito di programmare per tempo lo stand-by di impianti a combustibili fossili in esercizio.

Lo sviluppo delle Smart Grid e di tecnologie per migliorare la sicurezza di un sistema elettrico, dove le fonti rinnovabili intermittenti assumono un ruolo sempre più importante, passa per una serie di interventi sulle reti e sugli impianti di produzione volti a introdurre nuove tecnologie e a gestire in modo più efficiente la generazione, la distribuzione e la trasmissione dell'energia elettrica.

A livello di trasmissione, lo sviluppo di una rete integrata e intelligente esige l'implementazione di nuovi sistemi di monitoraggio, controllo, comunicazione e di tecnologie "*self - healing*" in grado di rendere tutti gli utenti parte attiva nel funzionamento del sistema elettrico, agevolandone lo scambio di informazioni con gli operatori. Al fine di creare una rete intelligente che risponda ai criteri delle *smart grid*, garantendo l'affidabilità della rete di trasmissione, la flessibilità del sistema elettrico e la produzione da fonte rinnovabile, anche non direttamente connessa alla rete di trasmissione nazionale, occorre adeguare i sistemi di sicurezza del controllo, protezione e manovra sulle reti di subtrasmissione (in particolare reti di distribuzione acquisite in rete di trasmissione nazionale). In particolare, occorre sia sviluppare le tecnologie che consentono il controllo flussi di potenza sulla rete in alta e altissima tensione tramite l'installazione di *Phase Shifting Transformers* sia migliorare il monitoraggio dei fenomeni fisici della rete tramite la misura delle grandezze elettriche su larga scala, tramite WAMS (una rete di sensori installati lungo la rete). I gestori delle reti di distribuzione, per superare gli attuali limiti di penetrazione della generazione diffusa sono chiamati a modificare quindi l'architettura e il coordinamento dei sistemi di protezione, regolazione e automazione delle cabine primarie, al fine di permettere un esercizio in sicurezza del sistema elettrico. La gestione in sicurezza della nuova potenza richiede poi un'interfaccia tra la rete di distribuzione e la rete di trasmissione affinché gli impianti fotovoltaici connessi alla rete di distribuzione siano direttamente controllabili e, quindi, gestibili dal distributore di riferimento in tutte le situazioni di potenziale criticità identificate dal gestore della rete di trasmissione nazionale.

Anche gli impianti di produzione da fonti intermittenti devono dotarsi di nuove tecnologie per migliorare il dispacciamento dell'energia prodotta e garantire la sicurezza del sistema elettrico; per questo occorre installare, soprattutto presso le centrali fotovoltaiche connesse alla rete di distribuzione, sistemi di protezione a variazioni di frequenza. Infatti, è possibile assicurare l'esercizio continuato di tali impianti solo prevedendo che siano dotati delle protezioni necessarie, secondo quanto previsto dal Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete).

A fine di migliorare le prestazioni della rete elettrica nel Mezzogiorno si segnala che il MSE ha avviato una serie di interventi per rendere più facilmente ed efficientemente utilizzabile l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici nel Sud. È stata infatti firmata una convenzione tra MSE, Enel Distribuzione, e le Regioni Calabria, Campania, Puglia e Sicilia per l'attuazione di un programma triennale di interventi, per complessivi 123 milioni di euro, al fine di rendere l'assetto della rete di distribuzione dell'energia elettrica in media tensione più favorevole all'inserimento e all'utilizzo di energia prodotta da impianti fotovoltaici di piccola taglia (ossia con una potenza installata compresa tra 100kW e 1MW) in alcune aree pilota in Campania, Calabria, Puglia e Sicilia. Il programma di investimenti sulle reti intelligenti, rappresenta un passaggio rilevante per l'attuazione del Programma Operativo Interregionale (POI) Energia che, in linea con gli obiettivi e le misure individuate dalla Strategia di Lisbona per il rilancio della competitività europea, costituisce lo strumento attraverso il quale sta dando attuazione al Quadro Strategico Nazionale 2007-2013 in materia di energia elettrica.

Il POI Energia, che coinvolge diversi soggetti istituzionali (MSE e MATTM) e le "Regioni Convergenza" (Calabria, Campania, Puglia e Sicilia) - quelle che sono individuate come obiettivo del sostegno finanziario dei Fondi Strutturali - ha tra i suoi principali obiettivi l'aumento della quota di energia da fonti rinnovabili e il miglioramento dell'efficienza

energetica, attraverso la promozione delle opportunità di sviluppo locale. Al POI Energia sono assegnate risorse provenienti dal Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR) e dal contributo nazionale ex legge n. 183/87, a cui si aggiungono quelle destinate al Fondo per le Aree Sottoutilizzate (FAS).

Molti governi puntano su questa strada con numerosi progetti innovativi per la costruzione di una rete elettrica del futuro che dovrà rispondere a quattro requisiti fondamentali:

- essere accessibile, garantendo accesso alle fonti di produzione rinnovabile;
- essere affidabile garantendo la fornitura dell'energia elettrica,
- essere efficiente per garantire minori costi e ridurre le emissioni di gas serra,
- essere flessibile per venire incontro alle nuove esigenze dei consumatori, come quella di partecipare attivamente alla produzione dell'energia elettrica o di ricaricare senza impedimenti di tempo e spazio la propria auto elettrica.

Abbiamo già constatato come tra i problemi creati dalla congestione della rete vi sia quello determinato in particolar modo dalla mancata applicazione dell'autorizzazione unica da parte di alcune Regioni, che hanno autorizzato gli impianti senza le necessarie opere di connessione alla rete elettrica, così provocando, nel tempo, fenomeni di congestioni di rete che hanno costretto i gestori di rete a limitare alcune produzioni per garantire la sicurezza ed il bilanciamento del sistema. In alcune circostanze soprattutto nel caso degli impianti eolici, il gestore, per garantire la sicurezza del sistema, attraverso una comunicazione obbliga il produttore a non evacuare energia in rete garantendo comunque una remunerazione economica per la mancata produzione. Si tratta in effetti di un meccanismo che tutela il produttore ma non la produzione. Per questo, una rete ben strutturata garantirebbe sicuramente una maggiore capacità di produzione di energia elettrica da FER con minori costi. I recenti interventi di sviluppo della rete hanno contribuito a ridurre la mancata produzione, ma il *trend* di crescita del settore impone nuove soluzioni.

Allo stesso modo il problema, sempre più oggetto di attualità, per l'eolico e il fotovoltaico potrebbe essere superato e risolto grazie all'utilizzo degli accumulatori, vere e proprie batterie che accumulerebbero l'energia nei momenti di congestione della rete per cederla nei momenti in cui la rete può assorbirla. Tali sistemi di accumulo sono già utilizzati in Germania e in Giappone e sono finalizzati a consentire un maggiore utilizzo per il sistema dell'energia rinnovabile prodotta e ad erogare servizi utili alla gestione in sicurezza del sistema elettrico che non possono essere prestati dagli impianti di produzione a fonte rinnovabile.

Di recente il legislatore nazionale, in attuazione della normativa comunitaria, è intervenuto in materia. Il D.lgs n. 28/11, in attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, prevede che “le sezioni del piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale...possono includere sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili”. Il successivo D.lgs n. 93/11 prevede che “il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie”. Lo stesso decreto detta una prima disciplina generale sui pompaggi.

Come detto, le batterie costituiscono uno strumento necessario per la gestione in sicurezza di un miglior dispacciamento dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile. Dal momento che la loro installazione nei punti critici di maggior produzione rinnovabile, rende possibile l'assorbimento di quantitativi maggiori di energia prodotta da fonti intermittenti, con conseguente minore ricorso ad impianti termoelettrici e migliora la sicurezza del sistema elettrico, a queste apparecchiature di rete va assicurata una adeguata remunerazione.

Inoltre, le stesse sono caratterizzate da elevata modularità (quindi facilità di installazione e di utilizzo), tempi di realizzazione brevi e possibilità di localizzazione diffusa sulla rete.

Allo scopo di dotare il Paese di tali batterie, Terna, in attuazione delle norme recentemente adottate in materia, ha pubblicato a settembre 2011 un documento integrativo del Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale che prevede l'installazione di un primo *stock* di 130 MW in alcuni nodi particolarmente critici della rete nel Mezzogiorno, che permetteranno di evitare la modulazione di energia prodotta da fonti rinnovabili per circa 230 GWh all'anno e fornire riserva pronta sul mercato dei servizi di dispacciamento aggiuntiva per circa 410 GWh all'anno. Tali sistemi di accumulo, già utilizzati in altri paesi ma mai impiegati sinora in Italia, andranno a localizzarsi nelle aree dove maggiore è la criticità legata alla diffusione delle fonti rinnovabili, quindi in primo luogo nelle province di Foggia, Avellino, Salerno e Benevento. Ai benefici ambientali, relativi allo sfruttamento delle fonti rinnovabili, e in termini di sicurezza del sistema elettrico, si aggiungono i benefici economici previsti per i consumatori. A fronte di investimenti di 29 milioni di euro per l'installazione delle batterie, i risparmi per il sistema previsti ammontano a circa il doppio, ossia a 60 milioni di euro; questi benefici economici derivano soprattutto dalla riduzione della mancata produzione e dalla costituzione di una riserva di energia a costi contenuti.

Gli impianti di pompaggio, già presenti in Italia e in particolare sull'arco alpino, rappresentano, invece, una tecnologia consolidata. Da un'analisi preliminare del territorio è risultato che, nel Sud, e in particolare nelle aree dove si concentrano gli impianti a fonti rinnovabili non programmabili con relativi problemi di congestioni e sicurezza del sistema elettrico, sono disponibili numerosi siti dove è possibile installare tali impianti di accumulo. Tali impianti, se sviluppati al fine di fornire servizi di rete per il sistema elettrico nazionale, sono caratterizzati da elevate prestazioni dinamiche (rampe elevate) e in grado di fornire una riserva pronta, aumentando la capacità di immagazzinamento di energia elettrica a costi contenuti.

capacity payment.

Per meglio comprendere lo scenario allargato e rivolto al futuro dell'utilizzo delle reti, si cita la firma di un documento comune da parte di dieci paesi dell'Ue insieme alla Norvegia nel dicembre 2010, in base al quale si progetta lo sviluppo di una rete elettrica sottomarina dedicata alle energie rinnovabili nel Mare del Nord. Il *memorandum of understanding* (MOU) è stato firmato da Germania, Francia, Belgio, Paesi Bassi, Lussemburgo, Danimarca, Svezia, Norvegia, Irlanda e Gran Bretagna.

Si tratta di un progetto per la costruzione di una rete trans-europea composta da migliaia di chilometri di cavi sottomarini ad alto voltaggio in corrente continua, che garantiranno una maggiore efficienza sulle lunghe distanze con una perdita di elettricità nettamente inferiore rispetto ai cavi tradizionali. La rete permetterà di ovviare alla discontinuità di rifornimenti tipica delle energie rinnovabili, collegando gli impianti

eolici offshore della Gran Bretagna e della Danimarca con le centrali fotovoltaiche tedesche, con l'idroelettrico norvegese e con gli impianti che sfruttano il moto ondoso in Belgio.

Attraverso il memorandum, i dieci paesi si impegnano a lavorare insieme per identificare e superare tutti i problemi (normativi, legali, tecnici, di mercato e di progettazione) inerenti la costruzione della rete, che dovrà essere operativa entro il 2020. Il MOU parte dalle considerazioni dell'ISLES project (Irish-Scottish Links on Energy Study), uno studio teso a valutare la possibilità di connettere gli impianti di Scozia, Irlanda del Nord e l'Irlanda tramite una rete offshore. Tra l'altro, l'accordo prevede una valutazione tecnica proiettata al 2030 che dovrà essere consegnata entro il giugno del 2011.

Interessante anche la nascita ufficiale di Metso, l'Associazione dei gestori di rete dell'area mediterranea che ha sede in Italia e capofila del progetto Terna assieme alla tunisina Steg e all'Algerina Sonatrach. Il panel dei partecipanti è composto al momento da 12 paesi, sui 24 potenzialmente interessati: sono coinvolti anche Francia, Spagna, Marocco, Grecia, Albania, Bosnia-Erzegovina, Giordania, Portogallo e Slovenia. La posizione baricentrica dell'Italia nel Mediterraneo, rappresenta l'*hub* elettrico naturale per connettere tra loro le due sponde della regione. Con oltre 22 linee di interconnessione attive con l'Europa, già oggi il nostro Paese ha la frontiera elettrica più robusta del continente con una capacità di trasporto alla frontiera dell'ordine di 7.000 MWe, in grado di sostenere i più importanti flussi commerciali lungo la direttrice Sud-Nord. Terna, inoltre, ha in programma l'apertura di un nuovo corridoio elettrico tra Nord Africa ed Europa tramite Tunisia e Algeria e nuove interconnessioni con Montenegro, Francia, Slovenia e Croazia che si aggiungono a quelle già esistenti: 12 con la Svizzera, 4 con la Francia, 2 con la Slovenia, 2 con la Corsica, 1 con l'Austria, 1 con la Grecia.

Un'interconnessione quella del Mediterraneo che in futuro potrà diventare una super rete europea capace di connettere tutti gli impianti verdi del continente e di riallacciarsi alle centrali solari previste con il progetto Desertec o come indicato nel progetto del *Mediterranean Solar Plan*, lanciato nel luglio 2008, da parte dell'Unione per il Mediterraneo, realizzando così un ponte tra l'Europa e il Nord Africa.

I primi risultati sembrano già raggiunti. Per lo sviluppo di progetti solari la "Nur Energy Ltd." ha annunciato di aver accettato i termini tecnici della connessione alla rete del suo progetto di esportazione di energia solare tunisina *TuNur* alla rete elettrica italiana. Secondo i termini dell'offerta, l'operatore di rete Terna ha messo a punto una soluzione tecnica per allacciare fino a 2.000 MW di energia solare prodotta nel deserto tunisino alla rete italiana, con infrastrutture di trasporto di energia elettrica sufficiente ai Paesi europei confinanti. Con l'accelerazione, da parte di Germania e Svizzera, dello smantellamento delle centrali nucleari, un potere stabile e prevedibile da impianti solari in Tunisia offre un'alternativa significativa e reale per riempire questo vuoto nel 2020, con costi già competitivi.

Per meglio affrontare il problema del sistema della rete elettrica nazionale è necessario quindi un confronto ampio che faccia riferimento almeno all'area mediterranea con i suoi progetti e i suoi programmi ben illustrati in *"Energie dal Deserto. I grandi progetti per le rinnovabili nel Mediterraneo"*. Solamente con un'ampia visione della dimensione reale del contesto territoriale, quello del Mediterraneo, interessato dalle sfide future a cui il sistema elettrico sarà chiamato ad affrontare, si potrà provare a compiere scelte razionali e capaci di valorizzare al meglio l'impiego delle fonti rinnovabili nel loro complesso.

Bibliografia

- *“Lo sviluppo del mercato fotovoltaico in Italia e il pericolo di saturazioni delle linee elettriche”*, Gian Maria Gasperi, PV Rome Mediterranean 2010 - 10 settembre 2010.
- Nuovi ruoli, nuovi reti. Presente e futuro della distribuzione nell’era della generazione diffusa, Riccardo Lama, PV Rome Mediterranean 2010 - 10 settembre 2010.
- *Rischio reti: lo sviluppo del mercato fotovoltaico in Italia e il pericolo di saturazione delle linee elettriche*, Andrea Galliani, PV Rome Mediterranean 2010 - 10 settembre 2010.
- *La connessione degli impianti FER alla rete elettrica*, Ing. Stefano Tosi, La semplificazione nel settore delle autorizzazioni a costruire impianti alimentati da FER, organizzato da Unione delle Province d’Italia, 8-9 febbraio 2011.
- *Piano di Sviluppo 2011, Documento Integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica*, settembre 2011.
- *Energie dal Deserto. I grandi progetti per le rinnovabili nel Mediterraneo*, Roberto Vigotti, Edizioni Ambiente, novembre 2011.

PARTE IV: INDIVIDUAZIONE DEI DISTRETTI TERRITORIALI MAGGIORMENTE VOCATI ALLA DIFFUSIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE ELETTRICA DA FER

1. Alcuni esempi di programmazione territoriale relativa allo sviluppo di Distretti FER e individuazione e mappatura dei Distretti FER con particolare attenzione

alla produzione elettrica da fonte eolica e solare nelle regioni del Mezzogiorno (Puglia e Campania)

Lo sviluppo di un settore giovanissimo come quello delle FER origina effetti molteplici. In generale, quando parliamo di FER facciamo riferimento ad iniziative relative all'energia pulita e senza emissioni, all'innovazione tecnologica, ai differenti regimi di incentivazione e sostegno senza troppo soffermarci sui benefici produttivi. Un elemento importante da considerare nel valutare le ricadute complessive dello sviluppo delle FER, è rappresentato dagli aspetti socio-economici che stanno finalmente acquisendo sempre più interesse, anche per la presenza all'interno dei provvedimenti. La concreta possibilità di coniugare gli obiettivi ambientali con lo sviluppo socio-economico legato alla ricerca ed immissione sul mercato di tecnologie innovative viene sostenuta anche attraverso delle azioni di politica economica che orientano il dispiegarsi delle attività industriali delle FER attraverso la creazione di distretti produttivi, tenendo ben presente che allo stato attuale in Italia viene importato circa il 70% della componentistica utile per la realizzazione di un impianto per le FER.

Ai fini di una valutazione oggettiva non è semplice individuare le caratteristiche precise che dovrebbe classificare un distretto FER, oltre a fornire una valutazione obiettiva delle potenzialità di diffusione sul territorio, in quanto il settore è in fase di sviluppo e in continua innovazione. Inoltre, come per i PEAR, siamo tuttora in attesa di una normativa nazionale che fornisca linee-guida di programmazione. Alcune Regioni, come la Basilicata hanno inserito la formula del distretto FER all'interno del proprio PIAER senza precisarne l'azione. La Regione Veneto, tramite l'approvazione della L. R. n. 8/03, ha istituito distretti produttivi ed interventi di sviluppo industriale locale in cui sono stati inseriti anche progetti per le FER. Il sostegno a queste azioni viene dato attraverso il Patto di Sviluppo approvato con D.G.R. n. 1373 del 12 maggio 2009. Tra le altre esperienze, segnaliamo i distretti delle energie rinnovabili della Regione Toscana e della Regione Puglia.

In Toscana, nel pratese, è stato istituito un Tavolo che ha lanciato il progetto "*Fabbriche di energia*", che si inserisce fra le azioni di sostegno all'economia industriale del distretto attraverso la *green economy*. Le imprese coinvolte (18, di cui 4 artigiane) si sono impegnate ad elaborare un progetto che valorizzi l'identità di Prato nel campo delle rinnovabili da presentare alla Regione Toscana entro i primi mesi del 2011. Sostenendo alcuni progetti già realizzati come quello di Gabolana che riguarda le biomasse, un modello composto da una cabina di regia pubblico-privata e un soggetto gestore privato, in questo caso il Consorzio Fabbriche di energia, dovrebbe essere in grado di offrire moltissimi vantaggi alle imprese e al territorio utilizzando le risorse locali. Il distretto di Prato ogni anno paga una bolletta elettrica di 600 milioni di euro. Per tale ragione, si pensa di trasformare le aziende da consumatori a produttori di energia.

La giunta regionale pugliese ha riconosciuto in via definitiva il distretto Produttivo Pugliese delle Energie Rinnovabili e dell'Efficienza energetica denominato "*La Nuova Energia*". L'aggregazione riunisce 337 imprese per costituire una vera e propria filiera dell'energia anche nei settori che riguardano la componentistica e le nuove tecnologie, favorendo la presenza di aziende produttrici di componenti per impianti di rinnovabili e per il miglioramento dell'efficienza energetica. Oltre a risolvere alcuni problemi per la diffusione della rete elettrica già precedentemente indicati, il distretto ha la finalità di:

- promuovere e valorizzare progetti degli attori presenti;

- aumentare la competitività delle aziende ed incrementare il numero e le dimensioni delle aziende operanti in vari comparti della filiera;
- contribuire alla divulgazione della cultura dell'efficienza energetica, del risparmio energetico e dell'utilizzo di fonti rinnovabili;
- permettere di abbassare i costi energetici delle aziende;
- promuovere la microgenerazione diffusa per raggiungere l'autosufficienza energetica;
- realizzazione di una filiera produttiva completa per le diverse fonti rinnovabili.

Protagonisti dei distretti sono le aziende, le imprese e gli enti di ricerca sempre più sensibili ai benefici generati da un nuovo modello di sviluppo da molti indicato come *green economy*. Un modello fortemente voluto dalle politiche europee ai fini del raggiungimento degli obiettivi al 2020 e sostenuto in particolar modo al sud con programmi di finanziamento interregionali consistenti come il POI Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013 finanziato da fondi comunitari e nazionali, oggi fortemente ostacolato dalla crisi economica che ne limita la capacità di gestione finanziaria. Tra gli obiettivi del POI vi è quello di aumentare la quota di energia consumata proveniente da fonti rinnovabili e migliorare l'efficienza energetica, promuovendo le opportunità di sviluppo locale, integrando il sistema di incentivi messo a disposizione dalla politica ordinaria, valorizzando i collegamenti tra produzione di energie rinnovabili, efficientamento e tessuto sociale ed economico dei territori in cui esse si realizzano. Il programma interviene solo sulle Regioni Obiettivo "Convergenza" (Calabria, Campania, Puglia e Sicilia). Le azioni strategiche sono distinti in 3 Assi di intervento:

ASSE I - Produzione di energia da fonti rinnovabili

- Attivazione di filiere produttive e sostegno dello sviluppo dell'imprenditoria innovativa
- Sostegno della produzione di energia rinnovabile per edifici e utenze energetiche pubbliche
- Interventi sperimentali di geotermia ad alta entalpia
- Promozione e diffusione di piccoli impianti nelle aree naturali protette e nelle isole minori

ASSE II - Efficienza energetica ed ottimizzazione del sistema energetico

- Sostegno dell'imprenditorialità collegata al risparmio energetico
- Efficientamento energetico degli edifici e utenze energetiche pubbliche
- Promozione e diffusione dell'efficienza energetica nelle aree naturali protette e nelle isole minori
- Potenziamento e adeguamento delle reti di trasporto
- Interventi sulle reti di distribuzione del calore
- Animazione territoriale, sensibilizzazione e formazione

ASSE III - Assistenza tecnica e azioni di accompagnamento

- Rafforzamento della capacità di indirizzo e di gestione del Programma e della capacità strategica e di comunicazione dello stesso.

La dotazione finanziaria corrisponde a circa 1.6 mld di Euro, di cui il 50% cofinanziato dall'Unione Europea - FESR. Tra gli altri sostegni alle imprese e ai programmi industriali

legati allo sviluppo delle FER, in Puglia numerose imprese hanno presentato progetti per il bando Industria 2015³¹.

Fra le iniziative a livello regionale si menziona il Di.T.N.E, distretto di ricerca e sviluppo promosso dalla Regione Puglia e dalle Università locali, che in tempi brevi è riuscito ad associare anche le più importanti aziende energetiche italiane.

Nonostante le brillanti esperienze messe in atto, non è facile individuare quali parti del territorio nazionale siano maggiormente interessate allo sviluppo di distretti FER, se non in modo generale. Un contributo a tale direzione viene fornito dalle indagini svolte dal GSE attraverso il portale “Corrente”.³² Abbiamo visto come il Mezzogiorno, soprattutto per caratteristiche territoriali, è un area rispetto al resto dell’Italia in cui il settore delle FER offre sicuramente maggiori potenzialità, anche se nel nord si ha una discreta concentrazione degli sviluppi industriali. Sarebbe auspicabile che in una fase di ristrutturazione delle responsabilità politiche sulle energie rinnovabili, con l’emanazione di nuovi provvedimenti si attribuisca alle Regioni anche la responsabilità di analizzare le loro parti di territori che potrebbero meglio applicarsi in questo settore in termini di risultati concreti: di sviluppo sia della componentistica tecnologica FER che di diffusione degli impianti di produzione.

Rispetto alla diffusione degli impianti e della produzione FER, ai sensi del D.lgs n. 28/2011, il GSE si sta attivando per la realizzazione di un sistema di Monitoraggio Sviluppi Industriali Rinnovabili (MOSIRI). Il sistema monitorerà il settore prevedendo le ricadute industriali ed occupazionali connesse alla crescita del settore delle FER in Italia. In particolare con il MOSIRI si vuole costruire una banca dati contenente informazioni circa gli occupati diretti e indiretti e il fatturato delle industrie dei settori elettrico, calore e trasporti con lo sviluppo sulla base dei dati storici raccolti e in coerenza con quanto definito nel PAN, di scenari revisionali per l’occupazione e il fatturato al 2020 per i tre settori individuati.

Diversamente, nel caso in cui volessimo individuare indicazioni politiche precise riguardo allo sviluppo di filiere produttive di componenti utilizzati per la realizzazione degli impianti FER, dobbiamo constatare quanto ancora resti da fare in termini di integrazione tra scelte di politica energetica ed ambientale e scelte di politica economica. I PEAR integrati alle linee guida permettono di percepire solamente in modo generale gli ambiti territoriali potenzialmente vocati alla collocazione della componentistica delle FER. Sono le scelte di politica economica che permettono invece di individuare le azioni e le misure rivolte ai distretti, alla definizione di filiere produttive articolate o persino l’ubicazione e la presenza dei distretti industriali dedicati.

Si cita come esempio il territorio di Taranto, che, grazie alle scelte di politica economica, favorite anche da altri tipi di contesti (la presenza del porto, di elevati investimenti territoriali), vede la presenza di una fiorente industria dell’eolico³³.

³¹ Industria 2015 è un programma di sviluppo di politiche industriali fortemente legato a progetti innovativi e di sviluppo sostenibile. Per maggiori informazioni visita <http://www.industria2015.ipi.it/>. Attualmente il programma è fermo.

³² “Corrente” (<http://corrente.gse.it/>) è un sito vetrina dove i vari player attivi nelle filiere delle rinnovabili possono iscriversi per rendere pubblici i prodotti e servizi offerti.

³³ Lo sviluppo dell’industria eolica nel tarantino è dovuto principalmente alle difficoltà e agli altissimi costi di trasporto dei componenti più grandi e più pesanti, che dovunque nel mondo orientano la creazione di unità produttive locali quando la domanda aggregata è sufficientemente elevata, come nell’Italia meridionale; questo il motivo per cui la percentuale di import della componentistica utile per la realizzazione di un impianto eolico è relativamente contenuta.

Prendiamo come riferimento il progetto di filiera dell'ARTI (Agenzia Regionale per la Tecnologia e l'Innovazione) avviato con il documento *“Programma di ricerca, sviluppo tecnologico, e dimostrazione nel settore delle energie alternative e dell'efficienza energetica per la Regione Puglia”* (2006).

Il documento redatto da un gruppo di lavoro interdisciplinare prende in considerazione gli aspetti produttivi, in particolare quelli della filiera produttiva dell'energie e anche delle FER nel territorio regionale. Partendo dai dati finali del documento, l'ARTI ha avviato un progetto di filiera articolato per individuare i soggetti produttivi e della ricerca presenti nel territorio. La fase operativa è stata distinta in cinque fasi:

- 1) consultazioni informali con i *“Grandi Attori”* operanti non solo nella produzione di energia ma anche di apparati per gli impianti FER, come nella ricerca energetica in Puglia;
- 2) invio di un questionario ad imprese innovative in materia di FER e risparmio energetico; conseguente definizione di un quadro completo delle competenze tecnico scientifiche e delle capacità imprenditoriali regionali;
- 3) individuazione delle alternative tecnologiche più promettenti e predisposizione di relativi studi di approfondimento;
- 4) ordinamento di tali alternative in base ad opportuni criteri di metodo;
- 5) predisposizione di studi di fattibilità per lo sviluppo di interventi progettuali.

Una prima ricognizione delle competenze esistenti in Puglia per quel che riguarda il settore delle FER e l'innovazione nell'ambito delle FER ha evidenziato la presenza di una rilevante realtà regionale nel campo dell'eolico e solare, sia fotovoltaico che termico, con un forte interesse nel settore delle biomasse e delle agro-energie in generale. L'analisi ha permesso l'individuazione di numerosi soggetti impegnati nel settore delle FER in particolare nella produzione energetica e nel manifatturiero a monte delle filiere. Ha inoltre evidenziato l'esistenza di valide esperienze imprenditoriali, testimoniata dalla presenza di molte aziende di recente costituzione. Al momento l'individuazione di tali soggetti non è stata ancora mappata o riportata su cartografia.

Una valutazione di tipo statistico sulla produzione e la diffusione delle FER, affiancata da una analisi territoriale come ad esempio quella dell'ARTI, potrebbero essere utilizzati come criteri guida completi per l'individuazione di distretti FER.

Come abbiamo già indicato precedentemente, non vi è ancora una mappatura esaustiva che possa rappresentare le caratteristiche energetiche ed economiche dei distretti FER. Per far fronte a tale aspetto, il GSE ha attivato il Portale *“Corrente”*, un luogo in cui vengono censite le aziende *Made in Italy* impegnate nel settore e da cui è possibile esaminare i primi passi verso la realizzazione di una filiera industriale delle FER con la creazione di distretti.

Per l'azienda italiana non si è voluto considerare solamente le imprese nate nel nostro Paese ma anche i soggetti esteri che non si sono limitati a insediare semplici filiali commerciali in Italia ma che vi hanno aperto anche stabilimenti produttivi, generando impatti positivi sul territorio. Da una prima analisi di 128 aziende iscritte a *“Corrente”*, emerge la presenza di un fatturato di oltre 21 miliardi di € a fronte di 46.000 persone occupate. Si tratta di numeri certamente rilevanti che danno una idea dell'importanza del settore delle FER per il nostro paese. Tuttavia i numeri qui riportati sono ancora lungi da considerarsi definitivi: il settore delle rinnovabili ha dimensioni più ampie di

quello che si immagina ed è in continua crescita e mutamento. La maggior parte delle aziende iscritte (Tabella 26) si caratterizza per la localizzazione geografica nel Nord Italia e per la piccola dimensione. Sono poche, rispetto al totale degli aderenti, le imprese che superano la soglia dei 50 dipendenti e dei 50 milioni di euro di fatturato. Questo vale, in misura più o meno accentuata, per tutte le principali filiere delle rinnovabili. La maggior parte degli iscritti, 87 aziende, hanno puntato sul fotovoltaico, tecnologia emergente e con ampi margini di sviluppo. Seguono biomasse (49 aziende) ed eolico (47). Idroelettrico e soprattutto geotermico si rivelano invece settori molto consolidati, e quindi con un numero non elevato di *players*. Una nota positiva è costituita dalle 24 aziende iscritte attive nel solare termodinamico, segno della presenza di molti *players* italiani in tecnologie innovative. Il dato aggiornato delle aziende iscritte al portale e distinte per settore FER e territorio regionale può essere consultato direttamente online dal sito del GSE Corrente su <http://corrente.gse.it/Italian/Pages/default.aspx>.

Tabella 26 – Caratteristiche principali degli iscritti a Corrente.

	Numero aziende	Localizzazione geografica			Dipendenti			Fatturato		
		Nord	Centro	Sud	1 - 50	50 - 250	> 250	< 50 mln €	50 - 500	> 500 mln €
Fotovoltaico	87	56	15	16	66	9	12	68	11	10
Biomasse	49	38	6	5	35	8	6	36	7	6
Eolico	47	2	11	4	33	6	8	36	8	3
Idroelettrico	31	24	6	1	19	6	6	21	6	4
Solare termico	27	16	5	6	21	2	4	24	2	1
Solare termodinamico	24	15	6	3	14	4	6	16	6	2
Geotermico	10	7	2	1	5	3	2	8	0	2

Fonte: Elaborazioni Agici su Corrente, 2010.

Dallo studio emerge che le industrie italiane possono contare su importanti vantaggi competitivi: sono molto attive nell'innovazione tecnologica con alcuni casi di avanguardia a livello internazionale (ad esempio il PV a concentrazione e gli inverter). Si tratta di un punto di forza molto importante in quanto nel settore delle rinnovabili, gran parte della competizione futura si giocherà sulle nuove tecnologie. Inoltre l'Italia ha una posizione geografica molto favorevole, al centro del Mediterraneo e vicina ai Balcani, zone che stanno vendendo tra i più rilevanti progetti di sviluppo nelle rinnovabili. Molte imprese italiane hanno capito queste opportunità, diventando in pochi anni *player* di rilievo in queste regioni con in programma piano di crescita molto ambiziosi.

Una fotografia più chiara può essere rappresentata per il settore del fotovoltaico che vede la nascita di 3 distretti molto giovani, a partire dal 2009 (Tabella 27).

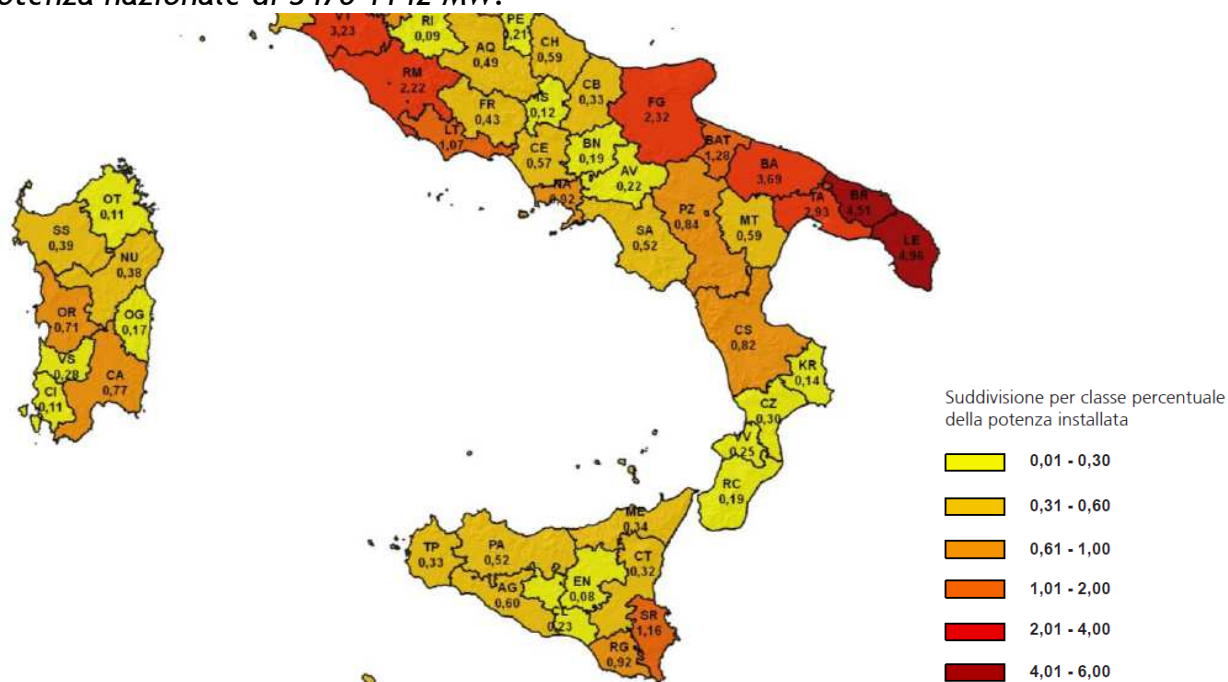
Tabella 27 - I distretti fotovoltaici italiani.

Nome	Anno di nascita	Localizzazione	Numerosità dei partecipanti
Distretto "Green and High Tech"	2009	Monza e Brianza	70
Distretto "La Nuova Energia"	2007	Puglia	340
Consorzio per il Solare Italiano	2009	Padova	34

Fonte: Solar Energy Report, 2011.

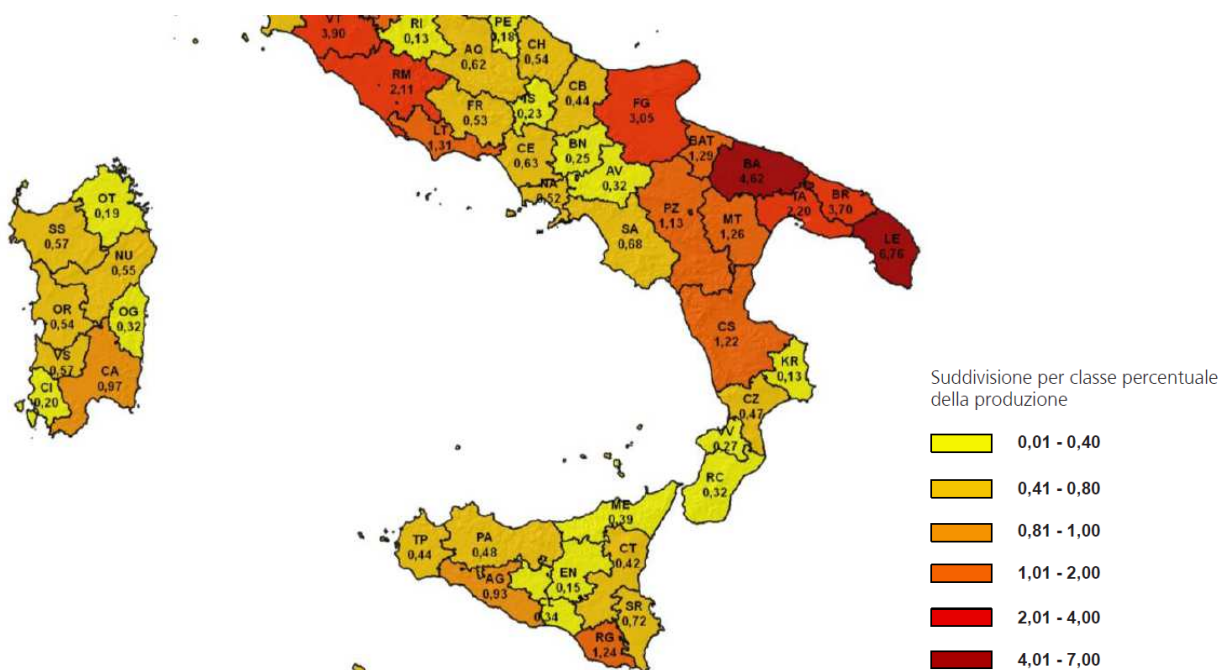
Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica e le modalità di distribuzione della potenza installata nelle regioni nel Mezzogiorno, si riportano i dati del GSE (figure 14-15-16-17).

Figura 14 - distribuzione provinciale (%) della potenza fotovoltaica al 2010 su una potenza nazionale di 3470 1142 MW.



Fonte: GSE, Solare fotovoltaico - Dati statistici al 31 dicembre 2010.

Figura 15 - distribuzione provinciale (%) della produzione fotovoltaica al 2010 su una produzione nazionale di 1.905,7 GWh.

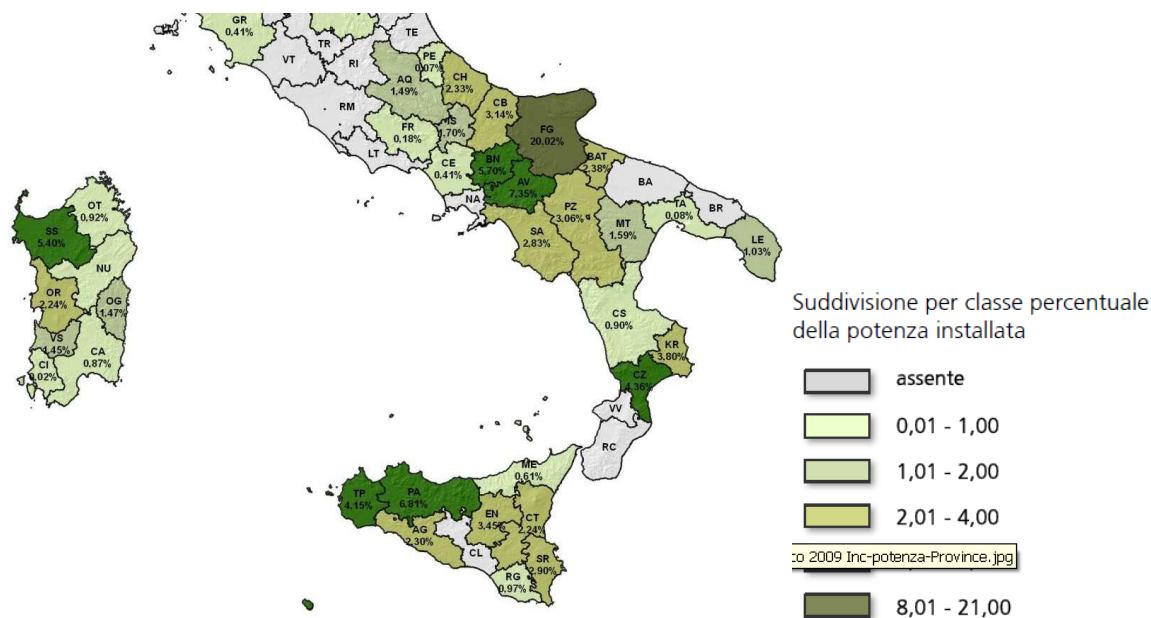


Fonte: GSE, Solare fotovoltaico - Dati statistici al 31 dicembre 2010.

Da una lettura dei dati è possibile riscontrare come i territori che presentano la maggiore potenza installata di fotovoltaico, sono anche quelli che generano la maggiore

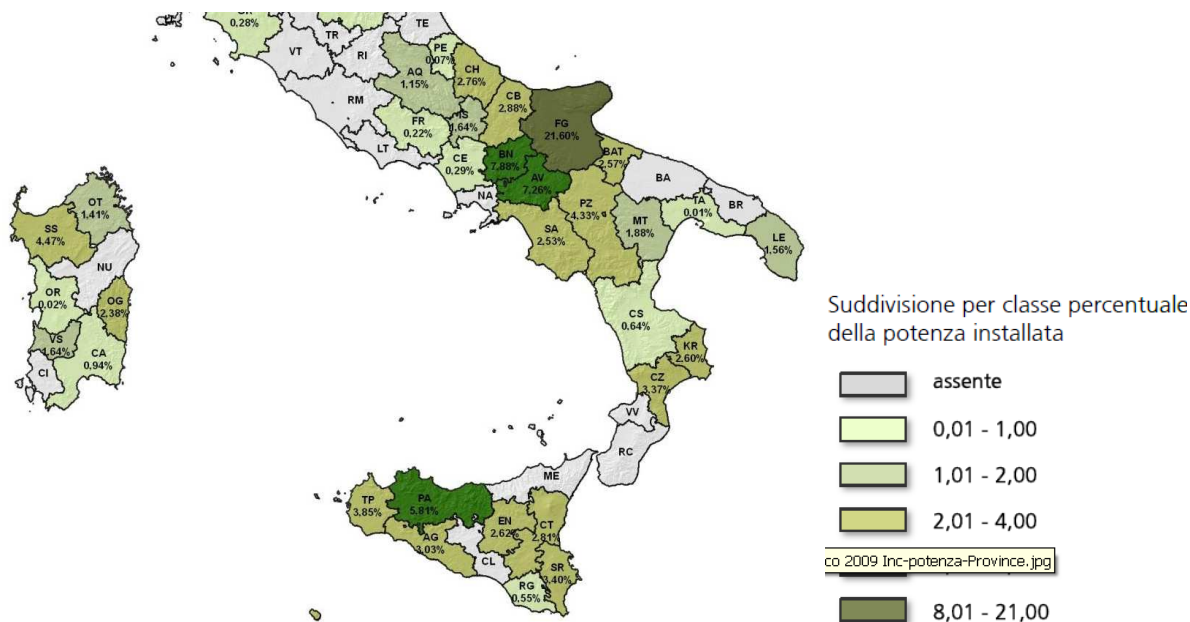
produzione. Percentuali importanti sono raggiunte nella provincia di Bari e Lecce in cui viene superato il 11% della produzione nazionale.

Figura 16 - distribuzione provinciale (%) della potenza eolica al 2009 su una potenza nazionale di 4898 MW.



Fonte: GSE, L'eolico, rapporto statistico 2009.

Figura 17 - distribuzione provinciale (%) della produzione eolica al 2009 su una produzione nazionale di 6542.859 MWh.



Fonte: GSE, L'eolico, rapporto statistico 2009.

Identico risultato emerge dalla lettura dei dati riguardanti l'eolico. I territori che ospitano la maggiore potenza installata sono anche quelli che generano la maggiore produzione. Percentuali importanti sono raggiunte nel territorio tra la Puglia e la Campania, tra le Province di Foggia, Benevento e Avellino, che assieme arrivano a raggiungere il 35% della produzione nazionale di energia elettrica da fonte eolica. Oltre

il 20 % della potenza e della produzione insistono nella provincia di Foggia. Da notare come nella Regione Puglia, la province di Bari e Brindisi non ospitano al momento impianti eolici.

Bibliografia.

-
- Energia e Mezzogiorno a cura di Alberto Clo e Riccardo Eternò, Società Editrici il Mulino 2009.
- L'eolico, rapporto statistico 2009, Gestore dei Servizi Elettrici.
- Profilo e prospettive dell'industria italiana delle rinnovabili. Studio sugli iscritti al progetto Corrente del GSE a cura di Andrea Gilardoni e Marco Carta, 2010.
- Energia e Territorio, *Il Mezzogiorno e le nuove sfide: infrastrutture, le politiche di sviluppo, le fonti rinnovabili, il ruolo delle regioni*, Associazione Studi e Ricerche per il Mezzogiorno, Giannini Editore, 2010.
- Eolico e reti di trasmissioni. L'impegno di Terna, Ing. Pierfrancesco Zanuzzi, PV ROME Mediterranean 2010.
- il distretto delle energie rinnovabili, Luigino Boito, Rappresentante del distretto, Sustainable Energy Week, 22-26 marzo 2010.
- AA.VV., *"Programma di ricerca, sviluppo tecnologico, e dimostrazione nel settore delle energie alternative e dell'efficienza energetica per la Regione Puglia"*, ARTI, mimeo, 2006.
- Il solare fotovoltaico - Dati statistici al 31 dicembre 2010, Gestore dei Servizi Elettrici.
- *Solar Energy Report*, Il sistema industriale italiano nel business dell'energia solare, aprile 2011.
- <http://www.poienergia.it>.

PARTE V: UN CONTRIBUTO ALLO SVILUPPO DI LINEE GUIDA PER LA REDAZIONE DEI PIEAR

1. Ottimizzare le risorse per raggiungere gli obiettivi

Il contributo dell'Italia al raggiungimento degli obiettivi europei indicati nella Direttiva 2009/28/CE per il 2020 viene stimato nel PAN redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico in 43823 MW, pari a 98885 GWh. Questo obiettivo, secondo studi redatti dall'ANEV, dalla FSS e dall'ERSE precedentemente citati in questo rapporto, e secondo le affermazioni delle Associazioni delle industrie del settore delle energie rinnovabili, potrà essere raggiunto e facilmente superabile, se verranno mantenute delle politiche di sostegno al settore e di semplificazione delle procedure autorizzative. Tale ragionamento è valido per l'obiettivo del solare fotovoltaico indicato nel PAN pari a 8000 MW, che grazie al meccanismo di incentivazione del conto energia, è stato già abbondantemente superato al di là di ogni previsione. Al 22 gennaio 2012 sono entrati in esercizio 12737 MW impianti fotovoltaici, oltre 4000 MW in più rispetto a quelli previsti dal PAN al 2020. Un dato che deve far riflettere sulle capacità di analisi e proiezione delle stime sulle potenze di FER raggiungibili. Nonostante il brillante risultato del fotovoltaico che attualmente vede un forte rallentamento, le recenti modifiche del quadro regolatorio, sia per le procedure autorizzative che per i meccanismi di incentivazione del settore, rendono molto incerto il raggiungimento dei target indicati nel PAN, tanto da indurre le Associazioni rappresentanti delle industrie del settore ad assumere una posizione molto critica, tale da aprire un conflitto giurisdizionale tra il decisore e il mondo produttivo con l'avvio di numerosi ricorsi. Secondo le Associazioni, le normative retroattive contenute nei recenti provvedimenti da applicare agli investimenti in corso e l'introduzione di nuovi meccanismi di incentivazione corrono il rischio di bloccare gli investimenti e il cammino europeo intrapreso verso il 2020 per la sostenibilità.

In questo scenario, gli Enti Territoriali in particolare le Regioni, giocano una partita importante. Come abbiamo ampiamente illustrato, un ruolo centrale nel processo di sviluppo del settore viene assunto dalle Regioni. In particolare, quelle meridionali che godono di un maggiore potenziale di utilizzo delle fonti rinnovabili per la generazione elettrica.

Così come le forze economiche e sociali, così come le aziende, anche le Regioni risentono delle conseguenze di uno scenario ancora confuso, come quello già ampiamente descritto, e che tuttavia dovranno sapere gestire e superare.

Principale ostacolo da superare per un efficiente sfruttamento delle risorse rinnovabili è quello costituito dalla attuale scarsa attendibilità della pianificazione territoriale regionale configurata dai PIEAR, almeno per quanto riguarda il potenziale indicato. La maggior parte dei piani, infatti, non è aggiornata rispetto agli sviluppi sia tecnologici che legislativi che si sono affermati negli ultimi anni. Inoltre, in assenza del provvedimento generale del *Burden Sharing*³⁴, le Regioni hanno individuato percorsi autonomi che pure potrebbero ancora essere razionalizzati, se solamente il legislatore indicasse criteri comuni, sia per la stesura dei PIEAR, che per la individuazione dei parametri e delle procedure al fine di ripartire l'obiettivo indicato nel PAN tra le

³⁴ Entro i successivi novanta giorni dall'approvazione del Burden Sharing, le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano devono adeguare i propri piani o programmi in materia di promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica negli usi finali o, in assenza di tali piani o programmi, provvedono a definirli, e adottano le iniziative di propria competenza per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo minimo fissato.

Regioni, e valorizzare nel modo più funzionale l'opportunità di produrre energia dalle FER. Ridefinire i criteri ed il ruolo della pianificazione regionale è necessario anche per dotare gli Enti pubblici di uno strumento che sia efficiente e flessibile nel sapere recepire modifiche e sviluppi del quadro legislativo, della tecnologia e degli strumenti di monitoraggio, per meglio sostenere lo sviluppo del potenziale territoriale di generazione e trasmissione energetica³⁵.

Comunque, una volta superate le limitazioni esposte, lo strumento del PIEAR rimane un importante elemento di base per la definizione ed il raggiungimento dell'obiettivo generale, in modo da restare in linea con la prospettiva della sostenibilità energetica indicata dalle politiche europee.

2. Il ruolo delle Regioni

Per le Regioni sarà quindi necessario ampliare quanto più possibile lo sforzo per la riduzione dei consumi finali, intervenendo con la tecnologia e gli strumenti disponibili. Inoltre, con l'entrata in vigore del D.M. 10/09/2010 del MSE contenente le linee guida nazionali per l'inserimento degli impianti FER sul territorio, molte Regioni (Tabella 27) hanno dovuto recepire la normativa nazionale indicando sia le aree idonee che quelle dove non è possibile autorizzare la realizzazione degli impianti.

A tal proposito, pertanto, si ritiene necessario impostare un confronto aperto e in continuo aggiornamento tra lo Stato e le Regioni al fine di raggiungere intese funzionali ad un maggior coordinamento delle norme tale da rendere più chiaro il quadro regolatorio. Quanto alla strutturazione dei PIEAR, essi devono essere integrati con la indicazione delle aree idonee, devono definire le procedure e gli indirizzi in stretta considerazione delle peculiarità regionali senza porre dei limiti agli obiettivi indicati eventualmente superabili. Lo strumento utilizzabile potrebbe essere quello della Conferenza Stato Regioni nel quale sono stati concertati già i provvedimenti del conto energia e delle linee guida. L'ipotesi di un confronto potrebbe essere esteso anche con le Soprintendenze territoriali o il Ministero per i beni e le attività culturali per definire le aree idonee e non di loro competenza.

Una volta effettuata tale operazione fondamentale, è possibile individuare attraverso studi e analisi nelle aree idonee l'utilizzo (ore di funzionamento e potenza installabile) della tecnologia FER più funzionale³⁶. E' chiaro che in un luogo in cui non c'è vento, sarà difficile realizzare un impianto eolico, mentre in un sito con esposizione a nord sarà difficile realizzare un impianto solare. Per poter meglio individuare il potenziale all'interno delle aree idonee potrebbe essere utilizzato il supporto di strutture come ENEA o GSE o software disponibili come il *Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps* elaborato dal JRC della Commissione Europea per l'energia fotovoltaica, le mappe del potenziale massimo idroelettrico del RSE (Ricerca Sistema Energetico), l'*Atlante Eolico* Interattivo elaborato dal RSE per l'energia eolica o l'*Atlante Nazionale Biomassa* elaborato da ENEA Trisaia in cui è possibile calcolare la biomassa utilizzabile per produrre energia, oppure tramite il progetto VIGOR

³⁵ Si segnala che il Tar Sicilia, il 14 dicembre 2010, con sentenza n. 14274, cambiando parere rispetto a una precedente decisione dello stesso Collegio (Tar Sicilia 28 luglio 2010, n. 9042), ha stabilito che l'approvazione del Piano energetico regionale durante un procedimento di autorizzazione unica di impianti a fonti rinnovabili, comporta un'integrazione della documentazione e nuovi termini per la decisione finale da parte della Regione.

³⁶ La Regione Emilia Romagna ha realizzato una cartografia completa in cui sono indicate le aree utili per la realizzazione degli impianti fotovoltaici a terra scaricabili in formato pdf direttamente dal Web.

(Valutazione del Potenziale Geotermico delle Regioni Convergenza), per la gestione e l'uso ottimale delle risorse geotermiche del CNR. Inoltre, si potrebbe chiedere anche l'ausilio di indagini svolte da operatori per l'individuazione di strategie aziendali.

Tabella 27: elenco normativa regionale adottata per il recepimento delle linee guida nazionali ai sensi del DM 10 settembre 2010 e del D.lgs n. 28/2011.

REGIONE	PROVVEDIMENTO
ABRUZZO	D.G.R. del 29 dicembre 2010 n.1032 /D.G.R. del 2 maggio 2011 n. 294
MARCHE	Delibera del Consiglio n. 13/2011 attuata con D.G.R. n. 255 del 8 marzo 2011
PIEMONTE	D.G.R. del 14 dicembre 2010 n. 3-1183/ D.G.R. del 30 gennaio 2012 n. 6-3315
LAZIO	D.G.R. del 19 novembre 2010 n. 520/ D. del Consiglio del 9 novembre 2011
BASILICATA	L.R. n. 1 del 19 gennaio 2010/D.G.R. del 29 dicembre 2010 n. 2260
PUGLIA	D.G.R. del 28 dicembre 2010 n. 3029/Regolamento n. 24 del 30 dicembre 2010
EMILIA ROMAGNA	D.A.L. del 6 dicembre 2010 n. 28/ D.A.L. del 26 luglio 2011 n. 51/ D.G.R. del 24 ottobre 2011 n. 1514/ L.R. dell 22 dicembre 2011
VALLLE D'AOSTA	D.G.R. del 5 gennaio 2010 n. 9
TOSCANA	L.R. n. 6 del 15 marzo 2011, modificata con L.R. n. 56 del 4 novembre 2011
MOLISE	L.R. n. 23 del dicembre 2010/ D.G.R. n. 621 del 4 agosto 2011
LIGURIA	L.R. n. 16 del 6 giugno 2008/D.G.R. dell'8 luglio 2011 n. 770
SARDEGNA	D.G.R. del 1 giugno 2011 n. 27/16
CAMPANIA	Decreto Dirigenziale del 18/02/2011 n. 50, integrata con L.R. n. 11 del 1 luglio 2011/ Decreto Dirigenziale del 28/09/2011 n. 420
VENETO	D.G.R. del 2 marzo 2010 n. 453/L.R. n. 15 del 11 febbraio 2011/L.R. n. 13 dell'8 luglio 2011/ D.G.R. del 3 agosto 2011 n. 1270
BOLZANO	D.P.P. 5 ottobre 2010 n.37/ D.P.P. n. 32 del 29 agosto 2011
CALABRIA	D.G.R. del 29 dicembre 2010 n. 871
UMBRIA	D.G.R. del 29 luglio 2011 n. 903/Regolamento n. 7 del 29 luglio 2011/ D.G.R. n. 1466 del 6 dicembre 2011
SICILIA	L. R. n. 11 del 12 maggio 2010
FRIULI VENEZIA GIULIA	L. R. n. 30 del 19 novembre 2002

Fonte: elaborazione di ISES ITALIA Gennaio 2012

Sulla base delle indicazioni regionali per l'individuazione dei siti, la valutazione della tipologia tecnologica è quindi l'indicazione del potenziale territoriale potrebbe essere concertata con le popolazioni locali, tramite un processo di partecipazione attivato attraverso delle campagne di informazione e formazione dei cittadini e dei tecnici comunali con l'impiego degli strumenti sopra citati. Non vi è dubbio che favorire e attivare concretamente la partecipazione dei cittadini renda più complesso il processo di formazione delle scelte e delle decisioni. Ma un simile percorso ne garantisce l'effettiva applicabilità, oltre ad avere un effetto niente affatto secondario sul grado di consapevolezza diffusa della problematica energetica tra la popolazione.

La responsabilità di governare questo processo di pianificazione energetico ambientale potrebbe essere attribuita a strutture dei dipartimenti regionali legati alla pianificazione energetica. In tal modo si potrebbe ottenere una mappatura certa dei luoghi utilizzabili e della potenza producibile per territorio.

Con l'ausilio della informatizzazione, ogni PIEAR potrebbe dotarsi di una sezione *online* su *web* in cui indicare le procedure autorizzative attivabili, la mappatura delle aree idonee, degli impianti realizzati per potenza installata, la produzione elettrica rinnovabile prodotta e gli eventuali aggiornamenti. Il monitoraggio sulla produzione elettrica regionale e quindi sul raggiungimento degli obiettivi potrebbe essere affidato al GSE che ha già avviato un'attività in tal senso.

Si ritiene inoltre proponibile l'esperienza di un tavolo regionale costituito dalle Istituzioni, dai gestori della rete elettrica e dalle espressioni della società civile, al fine di pianificare lo sviluppo della rete attraverso le potenzialità e le esigenze espresse dal territorio. Da parte loro, le Regioni e gli Enti Locali si devono impegnare a semplificare le procedure e ridurre i tempi autorizzativi.

Il prodotto finale contenuto nei PIEAR dovrebbe costituire una vera e propria mappatura territoriale creata sulla base di un processo di *governance* in capo alle Regioni, strutturato attraverso la partecipazione attiva di tutte le parti interessate, che sia capace di rappresentare il potenziale energetico reale, diversificato per territorio e per fonte.

Conclusioni

La definizione e la costruzione di un percorso energetico sostenibile sono indispensabili e inderogabili per la necessità di ridurre la forte dipendenza energetica dagli altri Paesi, per rispondere adeguatamente ai ben noti impegni assunti in sede europea e in virtù della scelta determinata con il risultato del referendum sul nucleare, tenutosi nel giugno dello scorso anno, il cui esito ha visto, per la prima volta nella storia dell'istituto referendario, esprimersi positivamente non solo la maggioranza di persone facenti il quorum, ma quella dell'intero corpo elettorale.

Il potenziale esistente, e ancora non appieno sviluppato, della produzione elettrica delle FER nelle Regioni del Mezzogiorno costituisce un'importante risorsa non solo ambientale ma economica e sociale. Già oggi le Regioni del mezzogiorno rivestono una parte importante della produzione di energia elettrica da FER. Secondo i dati Terna, nel 2010 le Regioni del Mezzogiorno hanno prodotto 19.830 GWh su una produzione nazionale rinnovabile pari a 76.964 GWh: circa un quarto della produzione elettrica da FER nazionale è stata prodotta nelle Regioni del Mezzogiorno. Secondo il "Rapporto Statistico 2010 - impianti a fonte rinnovabile" del GSE, la quota di produzione rinnovabile ripartita fra le singole Regioni presenta un aumento minimo ma distribuito in tutte le Regioni dell'Italia centrale e del Sud, facendo scendere il differenziale con le Regioni del Nord, che detengono per l'anno 2010 il 59 % della produzione rinnovabile. Queste considerazioni trovano conferma nei dati definitivi di Terna, relativi al 2010. Si segnalano, in particolare, sul totale della produzione nazionale di energia da fonti rinnovabili, le alte quote della Lombardia (17,6%) e del Trentino (13,7%) dove sono presenti buona parte degli impianti idroelettrici. Nell'Italia centrale, con l'eccezione della Toscana, con una percentuale di produzione del 9,3%, dovuta al geotermico, si presenta un quadro abbastanza omogeneo, con valori intorno al 3%. Tra le Regioni meridionali la Puglia ha raggiunto il 5% della produzione rinnovabile. La Sicilia (3,4%) ha aumentato di un punto percentuale la produzione mentre la Sardegna è arrivata ad un 2,7%. Nel Meridione le Province dove la produzione rinnovabile è stata più elevata sono Foggia con il 2,4% e Crotone con il 2,2% in cui si ha un forte contributo dell'eolico (dati GSE).

Per sviluppare al meglio i benefici derivanti dalla produzione energetica delle FER, si rendono comunque necessarie una serie di decisioni politiche per favorire la rimozione degli ostacoli presenti al fine di ottimizzare l'utilizzo delle risorse.

Dallo studio che abbiamo condotto, emerge l'assenza di una pianificazione energetica nazionale e la presenza invece di una disarticolata pianificazione energetica regionale. Quest'ultima viene definita con processi decisionali dai tempi troppo lunghi e spesso senza approfondire in modo accurato gli aspetti energetico ambientali delle FER. In particolare, si denota l'assenza di un monitoraggio dei PIEAR rispetto ai risultati raggiunti e degli aggiornamenti necessari per scegliere le conseguenti azioni da intraprendere. Molte Regioni, in assenza di una indicazione nazionale che dovrebbe arrivare con l'approvazione del *burden sharing*, hanno indicato nei PIEAR degli obiettivi in molti casi già raggiunti o superati che pertanto necessitano di un nuovo aggiornamento. Sicuramente il monitoraggio dei risultati raggiunti e il conseguente aggiornamento dei PIEAR attraverso l'adozione di nuove scelte renderebbe più affidabile la pianificazione energetica regionale.

Per rendere maggiormente coerenti gli obiettivi indicati dalle Regioni con quello complessivo del PAN, sarebbe necessario individuare un modello di accertamento periodico per il raggiungimento dei *target* indicati nel PAN, tipo il portale del GSE SIMERI. Tale modello potrebbe diffondere la conoscenza del contributo complessivo raggiunto realmente per ogni tecnologia e a sua volta dare la possibilità di agire assegnandolo attraverso una redistribuzione nella pianificazione energetica regionale. A tal proposito si evidenzia che il fotovoltaico, con oltre 12,7 GW di impianti entrati in esercizio a febbraio 2012, ha abbondantemente superato il *target* indicato nel PAN, rendendo necessaria una modifica dello stesso. Il dato è estremamente interessante, in quanto mostra come le previsioni al 2020 indicate dal PAN sono state abbondantemente superate. Deve essere motivo di riflessione una volta tanto positiva il fatto che i risultati che vengono concretamente ottenuti in questo campo sono perlopiù superiori a stime precedentemente ipotizzate. Ciò indica una tendenza a sottovalutare il potenziale esistente che è di freno a una corretta programmazione nel settore e che dunque va definitivamente superata.

Tale quadro potrebbe definirsi in un sistema articolato di normative chiare e certe, possibilmente adottate attraverso un processo di concertazione tra lo Stato e le Regioni, tale da ridurre i numerosi conflitti di competenza costituzionale. Sicuramente il continuo cambiamento delle procedure autorizzative per gli impianti FER non ha aiutato lo sviluppo del settore, dato che le Regioni hanno dovuto modificare il proprio quadro regolatorio per adeguarlo alle ripetute modifiche della normativa nazionale e alla giurisprudenza intervenute in materia, talvolta a conclusione di contenziosi giuridici che hanno creato un vero e proprio stallo dell'attività amministrativa.

Ricordiamo il caso del contenzioso costituzionale aperto in Puglia e in altre Regioni sulla procedura DIA, il recepimento delle linee guida nazionali ai sensi del DM 10 settembre 2010 e l'applicazione di continue modifiche sulle procedure autorizzative semplificate: dalla DIA alla SCIA, fino ad arrivare alla PAS, per la quale si rende necessario che le Regioni diano attuazione alle disposizioni previste dal D.lgs n. 28/11 che permette loro di individuare la soglia di applicazione della PAS fino ad un massimo di 1 MW.

E' importante, inoltre, che le Regioni rendano disponibili maggiori risorse di personale soggetto a formazione continua, dedicato alla pianificazione energetica e all'istruttoria delle procedure autorizzative. Ciò potrebbe favorire in modo consistente una riduzione dei tempi di realizzazione degli impianti FER e in ugual modo dei tempi di raggiungimento degli obiettivi indicati nei PIEAR.

Oltre agli aspetti che riguardano il quadro normativo sulle procedure autorizzative innanzi descritto, si ritiene fondamentale stimolare il legislatore nazionale affinché si dia compimento ai numerosi provvedimenti attuativi indicati dal D.lgs n. 28/11. Sicuramente, dal quadro descritto dallo studio, si rende urgente l'approvazione del *burden sharing*. Infatti, solamente in tal modo le Regioni potranno adeguare i rispettivi piani energetici e quindi scegliere le politiche dirette alla valorizzazione della produzione di energia FER. E' necessario dare al settore certezza circa le modalità di incentivazione delle fonti rinnovabili definendo delle regole chiare, contenenti anche elementi di riduzione degli incentivi, purché venga garantita la sostenibilità degli investimenti per ogni tipo di tecnologia FER utilizzate.

Lo sviluppo delle FER deve essere contestuale alla realizzazione di opere di rete necessarie a veicolare l'energia prodotta dai nuovi impianti. Per questo ci pare

necessario e importante sottolineare che tutte le Regioni applichino il principio dell'autorizzazione unica, tale da comprendere sia l'impianto di produzione che le necessarie opere di collegamento alla rete elettrica. Infatti, in passato, il rilascio di autorizzazioni slegate dalle connessioni alla rete ha originato congestioni sulla rete medesima con conseguenti, anche se non desiderate, limitazioni alla produzione rinnovabile.

Anche sulla base delle evidenze della presente ricerca, ci sembra necessario che i gestori di rete possano realizzare i necessari sistemi di accumulo. Terna ha previsto nel Piano di Sviluppo della rete del 2011 l'installazione di 130 MW di batterie. Tali installazioni permetteranno di realizzare una modulazione di energia prodotta da fonti rinnovabili per circa 230 GWh/anno e forniranno riserva pronta aggiuntiva per circa 410 GWh/anno. I primi sistemi di accumulo, già utilizzati in altri Paesi ma mai impiegati sinora in Italia, andranno a localizzarsi nelle province di Foggia, Avellino, Salerno e Benevento.

Ai benefici ambientali e di sicurezza, si aggiungono i benefici economici previsti per i consumatori. A fronte di investimenti di 29 milioni di euro per l'installazione delle batterie, i risparmi per il sistema previsti ammontano a più del doppio, ossia a 60 milioni di euro; questi benefici economici derivano soprattutto dalla riduzione della mancata produzione e dalla costituzione di una riserva di energia a costi contenuti.

Per gestire in sicurezza il sistema elettrico, in un contesto dove la generazione da fonti rinnovabili intermittenti assume un ruolo preponderante, occorre inoltre sicuramente sviluppare sistemi integrati di comunicazione tra le reti di trasmissione e di distribuzione e i singoli utenti e produttori. Si tratta di assumere in pieno e sviluppare l'ottica dello sviluppo delle *smart grid*. Ovvero di gestire la rete in modo intelligente per la distribuzione dell'energia elettrica, ottimizzandone il trasporto e la diffusione, evitando sprechi, garantendo la redistribuzione di surplus d'energia di alcune zone verso altre in modo dinamico e in tempo reale. Infine, occorre installare sistemi di telecontrollo degli impianti e dotare gli stessi di sistemi di protezione che garantiscano la continuità dell'esercizio.