

Fonti rinnovabili in Italia e problematiche per l'applicazione

Domenico Coiante – Amici della Terra

Publicato su www.aspoitalia.it, Maggio 2009

Riassunto

Partendo dal bilancio energetico italiano, si esamina il contributo attuale delle fonti rinnovabili nel quadro di riferimento della direttiva dell'UE del 2008 (Pacchetto 20-20-20) emanata per contrastare la crisi climatica. Viene poi analizzata ciascuna tecnologia di produzione in modo da avere un'indicazione circa la producibilità specifica d'energia delle diverse fonti. Dall'incrocio di questi dati con la disponibilità territoriale si ottengono i vari potenziali energetici accessibili, cui viene applicato il vaglio delle limitazioni tecniche e/o economiche in modo da stimare il valore del potenziale energetico effettivamente praticabile per ciascuna fonte. Il risultato ottenuto fa emergere le problematiche tecniche che limitano oggi l'applicazione delle fonti rinnovabili ed individua le linee di ricerca e sviluppo per ampliare il loro uso su larga scala. Il punto della situazione attuale degli impianti chiude infine l'argomento.

1 - Introduzione

E' opinione diffusa che le fonti rinnovabili possano costituire la soluzione del problema ambientale. In particolare si ammette che le tecnologie di produzione d'energia elettrica intermittente, come quella eolica, fotovoltaica e solare termoelettrica, possano sostituire una parte significativa dell'elettricità, che oggi viene prodotta dalla combustione degli idrocarburi fossili. Questa grande fiducia è alimentata dal fatto indiscutibile che il potenziale energetico solare è di gran lunga sovrabbondante rispetto alle esigenze energetiche presenti e future dell'umanità.

Sulla base di questa convinzione, l'UE ha emanato una direttiva, nota come "Pacchetto 20-20-20", che fissa gli obiettivi al 2020 per la politica climatica ed energetica europea: riduzione del 20% delle emissioni di CO₂ rispetto al valore del 1990, produzione del 20% della domanda d'energia da fonti rinnovabili e riduzione del 20% dei consumi energetici mediante il miglioramento dell'efficienza nell'uso.

Un'analisi accurata della capacità energetica delle varie rinnovabili per l'Italia conduce al fatto che tra esse il solare fotovoltaico possiede il maggiore potenziale accessibile. Ad esempio, come si vedrà più avanti, l'utilizzo dei 22000 km² delle aree marginali e delle coperture industriali, come siti per gli impianti fotovoltaici, potrebbe portare a produrre una quantità d'energia primaria pari a circa 144 Mtep. Quindi, in linea di principio sembra possibile dare un seguito positivo alla direttiva europea, almeno per ciò che concerne la produzione d'energia rinnovabile.

Il potenziale energetico accessibile risulta senza dubbio ridondante rispetto agli obiettivi. Occorre tuttavia chiedersi se tale grande potenziale sia effettivamente praticabile con le attuali tecnologie di sfruttamento, o se non esistano alcuni limiti alla applicazione su larga scala degli impianti di produzione.

Gli svantaggi propri dell'energia solare hanno costituito spesso argomento di critica allo sviluppo della tecnologia. Il concetto negativo dell'intermittenza casuale della produzione di potenza è stato sintetizzato mirabilmente nel 1993 dal Prof. Mario Silvestri del Politecnico di Milano (quotidiano "Il Giornale" del 16 gennaio) in questi termini: *"L'energia solare la si ha quando vuole lei e non quando la vogliamo noi, il che ne svaluta enormemente il valore intrinseco, perché costringe ad un onerosissimo sistema d'accumulo."*

Questa ed altre critiche di carattere concettuale sono qui riprese, sottoponendole ad un'analisi dettagliata, fonte per fonte, nel tentativo di identificare chiaramente i limiti e di quantificarne gli effetti in relazione agli obiettivi posti dall'UE.

La risposta individua chiaramente alcuni ostacoli, il cui superamento è condizione necessaria per non rendere vane nei fatti le grandi attese poste sulle fonti rinnovabili per la soluzione delle problematiche ambientali.

2 - Il bilancio energetico italiano nel 2007

La situazione attuale delle fonti rinnovabili nel bilancio energetico italiano è mostrata nella Tab.1.

Tab.1 – Energia primaria in Italia nel 2007

FONTE PRIMARIA	Energia disponibile nel 2007 ¹	Energia equivalente al petrolio ² (Mtep)	Quota percentuale (%)
Carbone	17,2 Mtep	17,2	8,85
Gas Naturale	70,0 Mtep	70,0	36,04
Petrolio	82,5 Mtep	82,5	42,48
A) Totale combustibili fossili		169,7	87,37
Elettricità importata	46.4 TWh	10,2	5,25
<i>Fonti rinnovabili:</i>			
Idroelettrico	38,481 TWh	8,465	4,36
Geotermoelettrico	5,569 TWh	1,225	0,631
➤ Eolico	4,034 TWh	0,887	0,457
➤ Solare fotovoltaico	0,039 TWh	0,008	0,004
➤ Solare termico	0,60 TWh_{th}	0,052	0,027
➤ Biomasse	3,929 TWh	0,864	0,445
➤ RSU	3,025 TWh	0,665	0,342
➤ Biocombustibili	0,363 Mtep	0,363	0,187
➤ Altre rinnovabili³		1,75	0,901
B) Totale Fonti Energia Rinnovabile		14,3	7,36
TOTALE ENERGIA		194,2	100

¹Fonte dei dati: BEN 2007; UPI, Data Book 2009; TERNA, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, 2007; GSE, Produzione lorda degli impianti da fonte rinnovabile in Italia dal 2003 al 2007; ESTIF, Solare Thermal Market in Europe 2007, Rapp. ESTIF 2008.

L'energia espressa in TWh si riferisce all'energia elettrica, mentre quella espressa in TWh_{th} attiene all'energia termica.

²I dati di produzione energetica sono stati elaborati secondo i seguenti fattori di conversione in petrolio: 1 TWh (elettr.) = 0.22 Mtep (efficien. centrali =39%) per idroelettrico, geotermoelettrico, eolico, biomasse, fotovoltaico; 1 TWh_{th} (termico) = 0.086 Mtep.

³Comprende la stima approssimata dei contributi del geotermico e delle biomasse per usi termici.

NFER = Nuove Fonti Energia Rinnovabile

RSU = Rifiuti Solidi Urbani

La tabella mostra in dettaglio le diverse componenti del bilancio energetico italiano, che complessivamente vale 194,2 Mtep. E' possibile distinguere la consistenza attuale dell'energia rinnovabile, il cui contributo ammonta a circa 14,3 Mtep corrispondente al 7,36% del consumo totale.

La Fig.1 mostra visivamente la situazione del bilancio energetico nazionale.

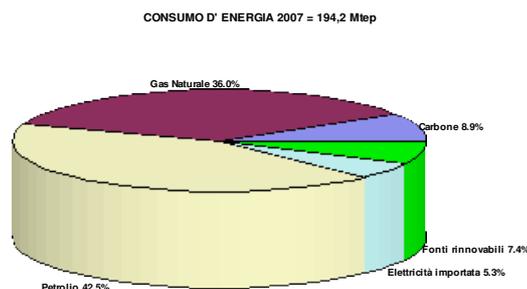
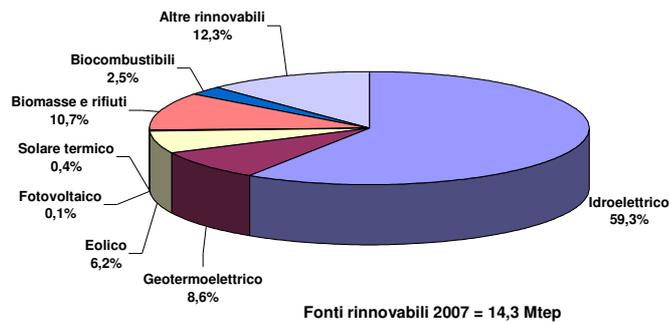


Fig.1 – Il bilancio energetico italiano del 2007

La successiva Fig.2 mostra in dettaglio la suddivisione in quote del contributo di 14,3 Mtep rispetto alle diverse fonti rinnovabili.

Si può chiaramente notare che la parte di gran lunga maggiore è data dall'idroelettrico con il 59%, mentre le biomasse incidono per circa l'11%, il geotermoelettrico per il 9% e l'eolico per il 6%. Completamente trascurabili sono ancora le quote del solare termico e del fotovoltaico, nonostante i grandi progressi fatti di recente da queste fonti.

Fig.2 – Incidenza relativa delle diverse fonti sulla quota di 14,3 Mtep delle rinnovabili nel bilancio energetico italiano del 2007



3 - Il “Pacchetto 20-20-20” e l’obiettivo per le fonti rinnovabili

Il *Climate Package* è stato approvato in seduta plenaria dal Parlamento europeo il 17 dicembre 2008. L’obiettivo consiste nella riduzione delle emissioni di gas serra di una quota pari al 20% nel 2020 rispetto al livello del 1990. Per il raggiungimento di questo traguardo è chiaramente indicato il ricorso alle fonti rinnovabili in modo da arrivare nel 2020 a soddisfare il consumo energetico con una quota media europea d’energia rinnovabile pari al 20% del totale. Questo obiettivo può essere ottenuto utilizzando sia le fonti rinnovabili che producono energia elettrica, sia quelle destinate ai trasporti, come i biocarburanti, sia quelle rivolte al riscaldamento, come le biomasse per usi termici e il solare termico.

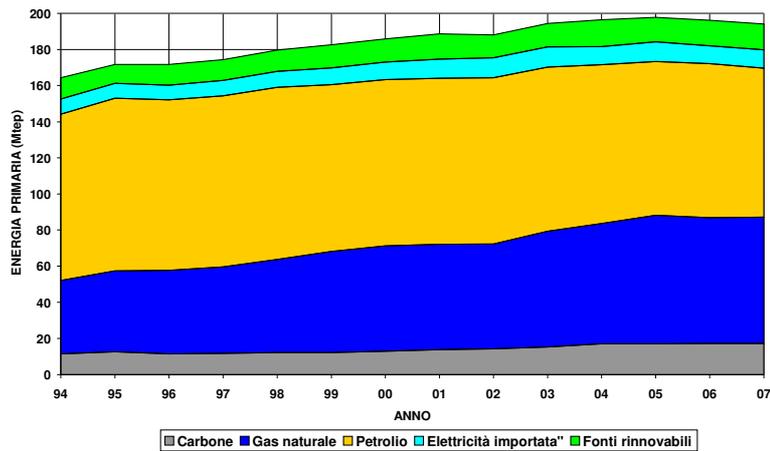
La quota europea del 20% per le fonti rinnovabili è stata oggetto di trattative per l’adattamento alle condizioni esistenti in ciascun paese della UE e ciò ha portato alla definizione di un obiettivo obbligatorio per l’Italia pari al 17% per il contributo d’energia rinnovabile al 2020 nel bilancio energetico nazionale.

La quantificazione in termini assoluti della produzione energetica da fonti rinnovabili implica la previsione del fabbisogno italiano d’energia per il 2020 e ciò introduce un certo grado d’aleatorietà, perché qualunque previsione fatta su base decennale rischia di essere disattesa dai fatti, come sta dimostrando la presente grave crisi finanziaria mondiale con i suoi indubbi risvolti energetici. Quindi le precedenti proiezioni dei consumi d’energia devono essere riviste alla luce dei possibili cambiamenti dei parametri macroeconomici: principalmente il Prodotto Interno Lordo (PIL), il consumo energetico annuale E e l’intensità energetica I_E , definita come la quantità d’energia primaria necessaria per produrre 1000 euro di PIL.

La Fig.3 mostra la serie storica del consumo energetico italiano dal 1994 al 2007, ultimo anno per cui si hanno i dati ufficialmente acquisiti, ripartito per risorsa energetica utilizzata.

Fig.3 – Andamento storico dei consumi energetici italiani fino al 2007

Si nota una crescita del gas naturale a spese del petrolio, mentre risulta in leggero continuo aumento il contributo delle fonti rinnovabili. Nel suo complesso, il consumo energetico è aumentato fino al 2005, portandosi a circa 200 Mtep, per poi diminuire negli ultimi due anni di circa 2 Mtep all'anno. Secondo le proiezioni della UE, questa tendenza si dovrebbe



mantenere per molti anni, tanto da stimare per il 2020 un consumo energetico nazionale pari a circa 167 Mtep. Questa previsione è stata fatta prima che si manifestasse la grave crisi finanziaria, che oggi sta sconvolgendo l'economia mondiale, Italia compresa. Pertanto, sembra opportuno confermare la stima in modo indipendente utilizzando le più recenti informazioni circa i parametri macroeconomici che entrano nel calcolo.

Il consumo energetico e il PIL sono fra loro collegati tramite l'intensità energetica dalla relazione:

$$E = (\text{PIL}) \cdot I_E$$

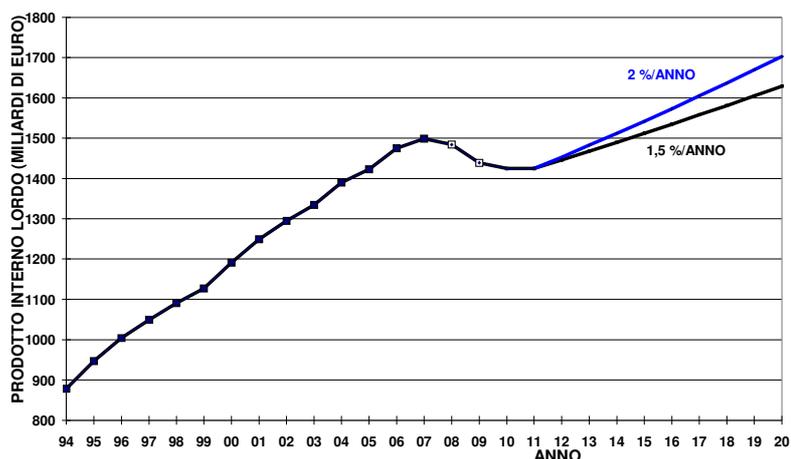
Quest'espressione esprime il fatto che il consumo energetico deve essere considerato come una funzione di due parametri, il PIL e l'intensità energetica. Tali grandezze vanno viste come variabili (quasi) indipendenti, perché esse sono determinate principalmente dalle condizioni socioeconomiche del Paese (PIL) e dal livello tecnologico raggiunto nell'uso dell'energia (I_E). La proiezione del consumo energetico al 2020 comporta la previsione dell'andamento di questi parametri per i prossimi tredici anni.

a) Prodotto Interno Lordo

Negli ultimi anni la crescita annuale relativa del PIL si è andata riducendo da valori superiori al 2% fino all'1,5% del 2007 con valori negativi pari a -1% nel 2008 e previsione di - (2,6÷ 3,0)% per il 2009. Ipotizziamo ottimisticamente di aver raggiunto il culmine della crisi nell'anno in corso e di poter riprendere la crescita graduale con -1% nel 2010, con 0% nel 2011 e finalmente con + 1,5% nel 2012. Assumiamo poi che questo tasso di crescita si mantenga fino al 2020 o, in un'alternativa più ottimistica, che esso possa portarsi al 2% e rimanere così.

La Fig.4 mostra la serie storica del PIL italiano fino al 2007 e l'estrapolazione dell'andamento sulla base delle ipotesi precedenti.

Fig.4 – Andamento storico del PIL italiano ed estrapolazione fino al 2020 sulla base di previsioni per la ripresa economica dal 2011 con due tassi di crescita: 1,5%/anno (curva nera), 2%/anno (curva blu). (Fonte: UPI, Statistiche Economiche Energetiche e Petrolifere 2007)



b) Intensità energetica

L'Italia ha il coefficiente d'intensità energetica più basso tra i Paesi europei. Il diagramma di Fig.5 mostra chiaramente la situazione al 2006 con l'Italia collocata al primo posto assieme alla Grecia nella classifica dei paesi più virtuosi dell'UE.

Fig.5 – Intensità energetica in alcuni paesi della UE (Fonte: IEA, 2008)

L'intensità energetica italiana ha un valore pari al 67% della media dei paesi industrializzati dell'OECD.

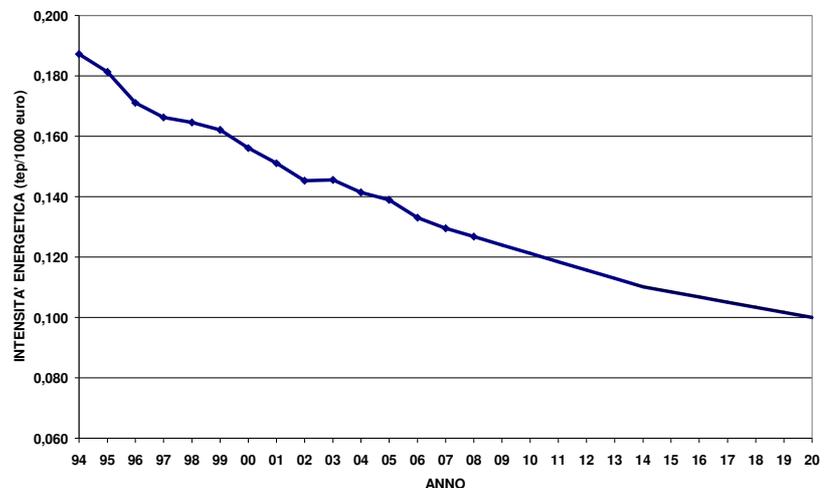
In accordo con un'ipotesi di ripresa economica e con una conseguente crescita del PIL, dobbiamo pensare che la decrescita del nostro consumo energetico, soprattutto

nella misura notevole della previsione europea, sia fattibile solo con un ulteriore calo dell'intensità energetica. Certamente è possibile migliorare ancora le tecnologie energetiche nei diversi settori dell'uso finale (soprattutto riferendo l'azione al trasporto su strada che appare oggi come il settore più inefficiente) e quindi ridurre il valore dell'intensità. Appare, però, evidente che il processo ha un limite asintotico e pertanto il margine di manovra si va sempre più assottigliando.

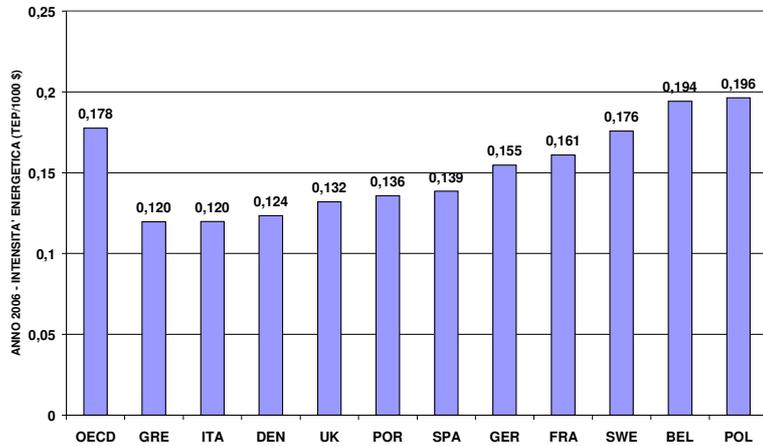
Per chiarire questo aspetto, conviene tracciare la serie storica di I_E e poi azzardare una proiezione al 2020, tenendo ben presente che dal risultato e dal suo incrocio con la proiezione del PIL dipende la previsione del consumo energetico a quella data. La Fig.6 mostra l'andamento sperimentale e l'estrapolazione semi-lineare fino al 2020.

Osservando attentamente l'andamento dei dati sperimentali, si possono individuare almeno due tratti con due differenti pendenze. Dal '94 fino al 2002 si nota una pendenza media molto decisa e, a partire dal 2003, si può osservare una flessione con una leggera attenuazione della pendenza. Al 2008, non appaiono ancora segni chiari di un limite asintotico, tuttavia la presenza della flessione rende problematica l'estrapolazione lineare per il lungo periodo di 12 anni fino al 2020. Sembra pertanto più appropriato suddividere il percorso almeno in due parti, prevedendo un'ulteriore flessione a metà tratta nel 2014.

Fig.6 – Serie storica dell'intensità energetica ed estrapolazione semi-lineare al 2020 (Fonte: elaborazione dell'autore su dati UPI 2007)



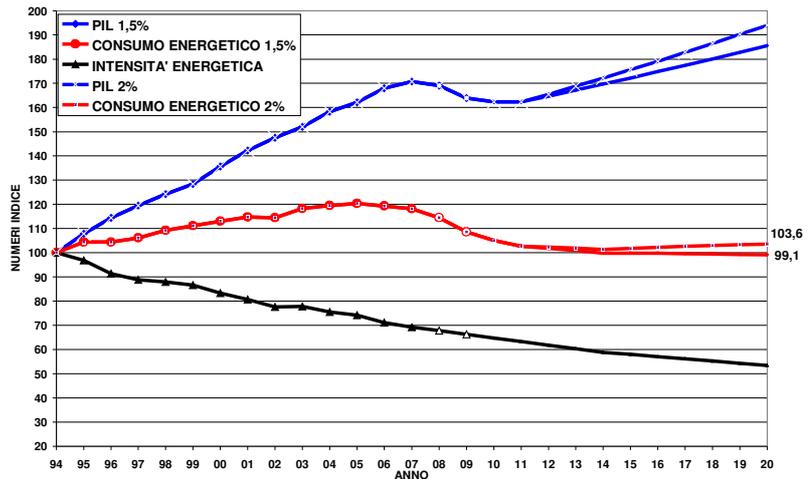
Fonte: IEA Key World Energy Statistics 2008



c) Il consumo al 2020

La previsione del consumo energetico al 2020 si ottiene eseguendo il prodotto delle due curve. La Fig.7 ci mostra questo risultato nel quadro riassuntivo indicizzato di tutta la situazione.

Fig.7 – Quadro riassuntivo indicizzato.



Si nota subito che il miglioramento previsto per l'intensità energetica riesce a compensare l'aumento del PIL permettendo una riduzione del consumo energetico fino al valore che esso aveva nel '94. La piccola differenza dovuta alle due ipotesi per la crescita del PIL rientra sicuramente nell'incertezza delle previsioni.

In conclusione, secondo le nostre proiezioni, possiamo ipotizzare che il consumo previsto per il 2020 valga circa 164 Mtep, in accordo sostanziale con i 167 Mtep della previsione della UE. Assumiamo pertanto questo valore come riferimento e ricordiamo che è stato assegnato all'Italia l'obiettivo del 17%. Quindi, il contributo energetico annuale da ottenere con le fonti rinnovabili al 2020 risulta pari a 28,4 Mtep. Considerato infine che nel 2007 tale contributo è stato di 14,3 Mtep, si deduce che dobbiamo aumentare la produzione di energia rinnovabile di circa 1,08 Mtep all'anno in modo da cumulare nei prossimi 13 anni ulteriori 14 Mtep.

4 – La densità di energia rinnovabile sul territorio o potenziale specifico

La Tab.2 mostra la stima della densità energetica in termini di energia ricavabile da ogni km² di terreno occupato dagli impianti per ciascuna fonte. I calcoli sono stati effettuati assumendo le caratteristiche tecniche delle diverse fonti nello stato della migliore tecnologia attuale. La forcella di valori si riferisce alle caratteristiche energetiche dei siti ritenuti più adatti per lo sfruttamento. Le condizioni del calcolo per le diverse fonti sono riportate in appendice.

Nell'ultima colonna è mostrato il dato di più immediata comprensione, cioè la densità di energia ricavabile a livello dell'area occupata dall'impianto, espressa in migliaia di barili di petrolio per km². Senza stare a distinguere troppo, si vede che, da ogni km² di terreno occupato dall'impianto, si possono ricavare da 100 a

200 000 barili di petrolio all'anno per il solare in genere, mentre per le biomasse si ottengono valori inferiori di un ordine di grandezza. I biocombustibili infine si vengono a trovare ad un livello di due ordini di grandezza più basso. L'eolico in questa visione territoriale si colloca per produttività al di sotto del solare, ma va detto che il suo impegno di territorio non esclude altri usi, come ad esempio quelli zootecnici, che pure dovrebbero essere conteggiati.

**Tab.2 - Densità superficiale di energia rinnovabile annuale
sul territorio italiano**

Fonte rinnovabile	Tipo di energia prodotta	Densità d'energia riferita al terreno (E/km ²)	Energia chimica equivalente al petrolio (ktep/km ²)	Quantità equivalente al petrolio ⁶ (barili/km ²)x10 ³
Eolico	Elettrica¹	(21 ÷ 48) GWh	(4.6 ÷ 10.6)	(34 ÷ 77)
Solare termico	Termica	(868 ÷ 1400) TJ	(24 ÷ 39)	(175 ÷ 285)
Fotovoltaico	Elettrica¹	(99÷ 107) GWh	(22 ÷ 23)	(161 ÷ 170)
Solare termodinamico: tecnologia CRS² tecnologia DCS³	Elettrica¹	(77 ÷ 93) GWh (72÷ 86) GWh	(17 ÷ 20) (16 ÷ 19)	(124 ÷ 146) (117 ÷ 139)
Biomasse: usi termici	Termica	(30 ÷ 80) TJ	(0.72 ÷ 1.9)	(5 ÷ 14)
Biomasse: usi elettrici⁴	Elettrica¹	(2.9÷ 7.8) GWh	(0.64 ÷ 1.7)	(5 ÷ 12)
Biomasse: MTBE⁵	Chimica	(5 ÷ 6) TJ	(0.12 ÷ 0.14)	(0.88 ÷ 1)

¹La produzione delle fonti elettriche è considerata tutta destinata all'uso finale elettrico

²CRS = Central Receiver System;

³DCS = Distributed Collector System.

⁴Si è considerata un'efficienza di conversione delle centrali pari al 35%, cioè 1 kWh = 2500 kcal.

⁵MetilTerziarioButilEtere

⁶1 barile di petrolio = 137 kg = 137 tep

Fonte: D. Caliento, *Le nuove fonti di energia rinnovabile*, Franco Angeli, Milano, 2004.

In sostanza la tabella ci dice che il territorio italiano può essere visto come un giacimento di energia rinnovabile da cui è possibile estrarre da 100 a 200 000 barili di petrolio all'anno per ciascun km².

Bisogna notare subito che la produzione di energia è strettamente proporzionale all'area impegnata dagli impianti. Il che vuol dire che per produrre l'energia rinnovabile non basta solo avere il sole e il vento, ma occorre anche disporre di adeguate estensioni territoriali da sfruttare.

Come è noto, l'Italia è un Paese relativamente piccolo e densamente abitato. La configurazione orografica del territorio è in gran parte abbastanza accidentata, mentre le zone pianeggianti e collinari sono quasi tutte impegnate dalle attività agricole e industriali. Allora, come prima cosa, dobbiamo verificare se esiste uno spazio di manovra per le fonti rinnovabili e quanto esso è esteso. Per rispondere a questo quesito, conviene far riferimento ai dati della penultima colonna, elaborandoli in modo da ricavare l'indice di occupazione territoriale, definito come l'area occupata dagli impianti in grado di produrre annualmente una quantità d'energia equivalente a 1 Mtep di petrolio. Per semplificare, l'indice può essere ottenuto prendendo il valore intermedio di ciascuna forcilla ed utilizzando tale dato per calcolare l'estensione territoriale in km² necessaria in media per produrre 1 Mtep. Si ottiene la seguente situazione:

- solare termico	32	km ²
- fotovoltaico	44	“
- solare termodinamico	55	“
- eolico*	130	“
- biomasse per elettricità	850	“
- biocombustibili liquidi	8000	“

*Con riferimento all'area occupata dall'intero parco eolico, dove si praticano anche altri usi del terreno

Come si vede, si va dai 32 km² del solare termico ai 55 del solare termodinamico, per finire con gli 8000 km² di buon terreno agricolo necessari per 1 Mtep di biocombustibili liquidi.

Come si è visto, l'obiettivo del Pacchetto 20-20-20 già di per sé richiede nell'immediato la produzione aggiuntiva di circa 14 Mtep, cosa che implica l'occupazione di qualche centinaio di km². Più in generale,

inoltre, c'è per il futuro la necessità di contrastare efficacemente la crisi climatica globale mediante la sostituzione dei combustibili fossili con le fonti rinnovabili e ciò richiede la produzione di decine di Mtep con queste fonti. Tutto questo richiede necessariamente l'occupazione di aree di dimensioni complessive dell'ordine del migliaio di km².

Sorge allora una domanda: - Esiste in Italia la disponibilità di aree adatte agli impianti rinnovabili in una tale quantità?

5 – Disponibilità di territorio per gli impianti

La Tab.3 mostra come è suddiviso il territorio nazionale

Tab.3 - Destinazione d'uso del territorio italiano

Tipo di uso	Estensione (km²)	Quota percentuale
Aziende agricole (tot. Anno 2000)	226200	75.0%
- Superficie Agricola Utile (SAU)	- 158340	- 52.5%
➤ Seminativi	➤ 88037	➤ 29.2%
➤ Coltiv. legnose permanenti¹	➤ 28976	➤ 9.6%
➤ Prati e pascoli permanenti	➤ 41327	➤ 13.7%
- Boschi	- 45240	- 15.0%
- Terreni marginali e coperture	- 22620	- 7.5%
Resto del territorio²	75138	25.0%
TOTALE	301338	100%

¹Coltivazioni arboreescenti: oliveti, frutteti, nocciolati, vigneti, pioppeti, ecc.

²Totale delle aree non utilizzabili a fini agricoli

Si può constatare che le aree marginali (terreni aridi e abbandonati, coperture di edifici industriali e commerciali) ammontano a 22600 km², pari al 7.5% del territorio nazionale (dati censimento del '91). Dati ISTAT più recenti, quelli del censimento 2001, mostrano che un raddoppio di tali aree è avvenuto nel decennio '91-2001. Negli anni '80 una ricerca del CNR aveva già identificato, addirittura a livello catastale, l'ammontare dei terreni aridi e abbandonati, che si trovavano al Centro-Sud e sulle Isole, in quantità pari a 2 milioni di ettari, cioè 20000 km².

Chiaramente queste aree sono poco adatte per le coltivazioni agricole, ma possono essere "coltivate" proficuamente con il solare, ad esempio con il fotovoltaico.

6 - Potenziale energetico accessibile, potenziale praticabile e limiti tecnici

- Il potenziale energetico accessibile è definito come la quantità di energia che sarebbe possibile ricavare annualmente da ciascuna fonte con la tecnologia attuale indipendentemente dalla presenza di limitazioni tecniche ed economiche.
- Il potenziale praticabile, anche detto potenziale tecnico, è definito come l'energia che potrebbe essere prodotta annualmente utilizzando le attuali tecnologie delle fonti rinnovabili in presenza dei limiti tecnici e degli ostacoli di compatibilità territoriale con le altre attività economiche prioritarie.

A titolo d'esempio, prendiamo il fotovoltaico. Dalla tabella precedente della densità d'energia, con qualche piccolo calcolo, otteniamo che per produrre 1 TWh di elettricità fotovoltaica, cioè 1 miliardo di kWh, è necessario impegnare (10÷ 12) km² di terreno (nella situazione media d'insolazione relativa al Centro-Sud). Pertanto, in assenza di limitazioni tecniche e economiche, potremmo usare per gli impianti fotovoltaici i 20000 km² delle aree marginali abbandonate, che si trovano al Centro Sud e sulle Isole, ottenendo in tal modo circa 1670 TWh all'anno. Cosa che, in termini strettamente energetici (Fattore di conversione: 1 TWh

= 0.086 Mtep), equivale a 144 Mtep di energia primaria (si ricorda che il fabbisogno energetico del 2007 è stato di 194 Mtep).

Il potenziale accessibile alla tecnologia fotovoltaica in Italia risulta quindi dell'ordine del fabbisogno totale d'energia.

Come si vedrà, ripetendo il discorso per tutte le altre fonti rinnovabili, si può anticipare che:

- Le risorse energetiche rinnovabili, nel loro complesso, costituiscono una riserva potenziale di energia di ampiezza confrontabile con la domanda energetica presente e futura del nostro Paese e ciò giustifica pienamente il grande interesse posto su tali fonti.

Purtroppo, questo quadro idilliaco è turbato dalla presenza di alcuni vincoli tecnici ed ostacoli economici, senza la cui rimozione, lo sfruttamento effettivo di questo grande potenziale porta ad un valore praticabile molto più basso. Ci riferiamo in particolare alle fonti che producono elettricità in modo intermittente, come l'eolico e il fotovoltaico, proprio quelle da cui ci si aspetta un contributo risolutivo dei problemi energetici ed ambientali.

Per queste fonti il limite oggi esistente non è solo di natura economica, ma anche di tipo tecnico.

Il limite è dovuto al modello di sviluppo adottato per gli impianti, che vengono in gran parte progettati per il collegamento diretto con la rete elettrica, senza alcun sottosistema di accumulo dell'energia. L'intermittenza casuale della produzione di potenza introduce un effetto limitativo alla quantità di potenza, che complessivamente la rete può accettare in connessione. Superare il limite può significare la perdita della stabilità della rete con conseguente *black out* nazionale.

Sull'esistenza di questo ostacolo sono d'accordo tutti gli esperti, sulla sua consistenza quantitativa invece essi non concordano. La ragione di ciò va ricercata nella grande difficoltà a schematizzare in un modello di calcolo la grande complessità strutturale della rete elettrica, che ospita una grande varietà di generatori dalle diverse caratteristiche tecniche (idroelettrici, termoelettrici a olio, a gas, a ciclo combinato, turbine a gas, ecc). Sta di fatto che fino ad oggi non esiste un calcolo affidabile pubblicato su questo tema. Uno studio dell'ENEL degli anni '80, tenuto allora riservato, aveva indicato che le condizioni di sicurezza contro le oscillazioni brusche del livello della potenza di rete si spingevano fino a tollerare ampiezze non superiori al (10 ÷ 15)% rispetto alla potenza rotativa in azione nella rete. Questa coincide, grosso modo, con quella dei generatori termoelettrici in funzione, la cui azione è modulata dal sistema di controllo automatico in modo da compensare le oscillazioni indesiderate e così ripristinare la stabilità del livello di potenza.

In ogni caso, la dimostrazione sperimentale più recente della presenza di questo limite e della sua entità si è avuta nella notte del 28 settembre 2003 quando alle 3.25 del mattino si è verificato il *black out* della rete in tutto il Nord Italia. Può essere istruttivo vedere brevemente cosa accadde.

La causa iniziale è stata la caduta di un albero sulla linea ad alta tensione che proviene dalla Svizzera con la conseguente interruzione brusca della fornitura di elettricità. A seguito di questo evento, l'aumento improvviso di richiesta sulla linea che ci collega alla Francia ha messo in crisi il sistema di controllo francese che ha dovuto interrompere la sua fornitura. Ciò ha indotto il sistema di controllo automatico della nostra rete a provvedere con una serie di interventi di sgancio per la protezione dei generatori in funzione in Italia a partire dalla centrale piemontese di Rondissone. In tal modo in tutta l'Italia del Nord è venuta a mancare l'energia elettrica.

L'analisi tecnica della situazione in cui si è venuta a trovare la rete nazionale nel momento del verificarsi dell'evento ci permette di imparare un'importante lezione. Alle 3.20 del 28 settembre 2003, la potenza presente in rete era costituita da 21000 MW circa con cui veniva fronteggiata la richiesta del carico. Di questa potenza, 3000 MW provenivano dalla Francia e 2000 MW dalla Svizzera, mentre la potenza generata in Italia ammontava a 16000 MW circa. Quindi, secondo lo studio dell'ENEL sopra citato, la capacità di reazione avrebbe permesso di assorbire bene variazioni di potenza fino a 1600÷ 2400 MW. La mancanza

improvvisa in successione rapida dei 5000 MW provenienti da Svizzera e Francia ha significato una variazione brusca negativa d'ampiezza pari a circa il 31% della potenza totale dei generatori attivi in rete. Pertanto sono stati superati abbondantemente i limiti di sicurezza e ciò ha causato l'evento di *black out*.

Gli impianti eolici e fotovoltaici connessi alla rete immettono in essa potenza variabile in modo casuale nel tempo. Quando le fluttuazioni della potenza assumono un'ampiezza confrontabile con il limite di sicurezza, la capacità di reazione degli altri generatori presenti in rete diviene insufficiente a compensare le oscillazioni del livello di potenza e la situazione si avvicina pericolosamente a quella descritta del *black out*. Tuttavia, a causa della diffusione territoriale degli impianti delle fonti rinnovabili, si deve considerare il fatto che è molto improbabile l'evento di una variazione brusca contemporanea in tutti gli allacci. Ciò permette di affrontare il discorso con un certo margine rispetto al limite stimato dall'ENEL. In conclusione, si può valutare più ottimisticamente che la configurazione del parco di generatori termoelettrici presenti nella rete italiana permetta di collegare impianti a potenza intermittente per un massimo pari a circa il (20 –25)% della potenza rotativa attiva in rete. Senza far riferimento al caso peggiore, che si può verificare, come è già avvenuto, di notte quando la potenza rotativa è al minimo, tale potenza ammonta di giorno nella rete italiana a circa 50000 MW. Ciò corrisponde nel nostro caso ottimisticamente alla connessione massima di circa (10000÷ 12500) MW di potenza intermittente (eolico più fotovoltaico). La produzione netta annuale corrispondente a tale limite ammonterebbe quindi a circa (15÷ 18) TWh (nei siti tipici italiani da 1500 kWh/kW), cioè a (3÷ 4) Mtep.

La conseguenza di questa limitazione è che, a fronte del grande potenziale delle fonti (si ricorda che per il solo fotovoltaico si possono avere più di 144 Mtep), l'intermittenza della generazione riduce il contributo ad un massimo praticabile di soli (3÷ 4) Mtep, oltretutto da ripartire tra eolico e fotovoltaico. Di questo fatto si dovrà tenere conto nelle analisi successive.

7 – Analisi del potenziale accessibile e praticabile delle diverse fonti

Per alcune fonti rinnovabili, come l'idroelettrico ed il geotermoelettrico, lo sfruttamento del potenziale è in corso da molti anni, mentre per le nuove fonti rinnovabili (solare termico, eolico, fotovoltaico, biomasse = NFER) la produzione d'energia in quantità significativa è praticata in modo sistematico da una decina d'anni a seguito del Protocollo di Kyoto (dicembre 1997).

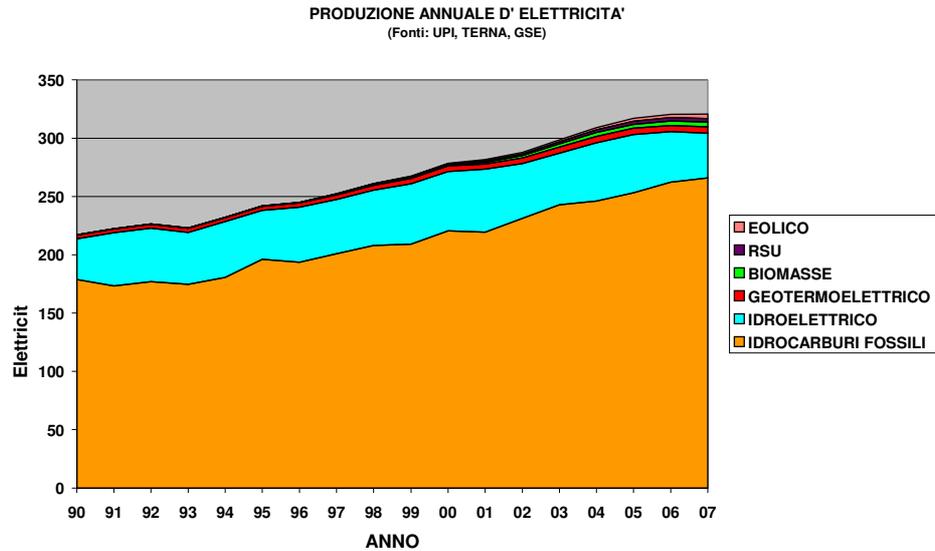
Nell'ultimo periodo si è acquisita a livello della UE una maggiore consapevolezza dell'aggravarsi della crisi climatica e pertanto si è intensificata l'azione di stimolo per incrementare la produzione di energia rinnovabile nei Paesi dell'Unione, cercando di andare oltre gli obiettivi previsti per il 2012 dal Protocollo. Le direttive emanate a riguardo hanno prodotto anche in Italia una serie di norme tendenti a incrementare la produzione attraverso meccanismi d'incentivazione pubblica. Ciò ha dato luogo a un consistente aumento del mercato che registra tassi di crescita positivi per tutte le fonti. Questo fatto ha cambiato la configurazione dello scenario inerziale precedente del *Business As Usual (BAU)* con uno nuovo, in cui giocano un ruolo rilevante le incentivazioni pubbliche. Considerato che le costrizioni ambientali continueranno a rivestire sempre più importanza, dobbiamo ritenere che il regime incentivante sarà mantenuto ancora per molti anni. Pertanto assumeremo nel seguito come scenario di riferimento quello attuale BAU integrato dalle incentivazioni pubbliche, modulate nel tempo in modo da seguire l'andamento delle curve di apprendimento economico delle varie tecnologie.

a) Il quadro generale

Vista l'importanza che riveste il settore dell'energia elettrica, poniamo subito la nostra attenzione sulla produzione d'elettricità. La Fig.8 mostra la situazione storica dei diversi contributi al bilancio elettrico nazionale. Si può notare l'andamento generale fortemente crescente della produzione di elettricità fino al 2005 e la stasi degli ultimi due anni. Il contributo dei combustibili fossili invece ha continuato ad aumentare senza flessioni, avendo dovuto compensare la riduzione progressiva dell'idroelettrico, dovuta alla diminuzione della piovosità annuale negli anni recenti, come il grafico mette in evidenza. Tale riduzione è

stata in parte compensata dalla crescita delle altre rinnovabili, il cui contributo inizia oggi a divenire apprezzabile.

Fig.8 – La produzione lorda di elettricità in Italia dal '90 al 2007

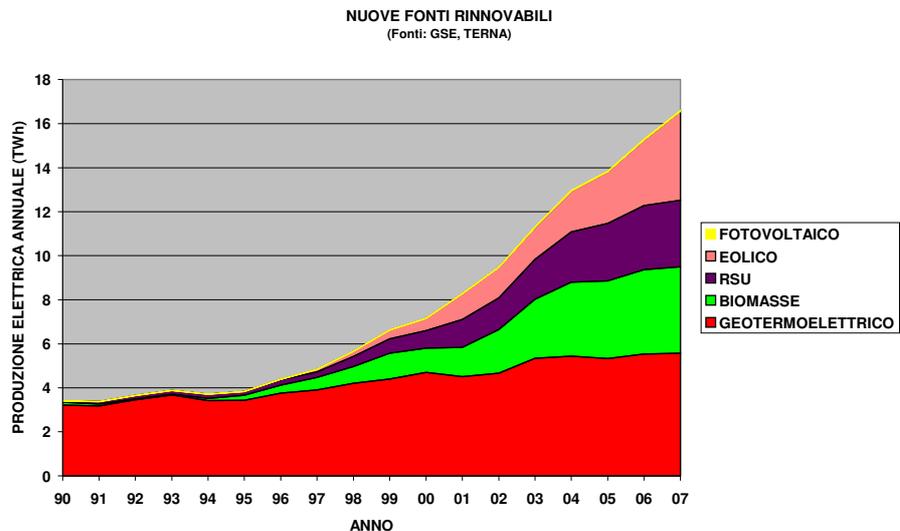


Risulta pertanto evidente che le emissioni annuali di CO₂, dovute ai combustibili fossili bruciati nel settore elettrico, hanno continuato a crescere, nonostante la

compensazione prodotta dalla crescita delle NFER. L'aumento delle emissioni del settore elettrico ha contribuito a rendere inadempiente l'Italia verso gli obblighi di Kyoto.

In ogni caso, lo sforzo compiuto per rispettare il Protocollo ha prodotto una significativa crescita delle NFER, come è messo in evidenza nella Fig.9.

Fig.9 – Il contributo delle NFER alla produzione elettrica annuale.



Si nota una crescita generalizzata di tutti i contributi con un tasso annuale positivo per tutte le fonti negli ultimi anni. In particolare si evidenzia la

crescita impetuosa dell'eolico il cui contributo ha registrato un tasso 2007/2006 pari a circa il 36%. L'effetto delle incentivazioni pubbliche conseguenti al recepimento delle direttive europee degli anni '90 sulla quota minima obbligatoria del 2% da fonti rinnovabili (obblighi per il Protocollo di Kyoto) si evidenzia chiaramente con l'impennata della produzione elettrica nel 2001, mentre gli effetti dei successivi aggiustamenti normativi per le singole fonti stanno producendo l'ulteriore aumento di tutti i contributi. Si tratta ora di vedere se tutto ciò è sufficiente a soddisfare i nuovi obblighi per il 2020 del Pacchetto 20-20-20.

b) Idroelettrico

Nel proiettare la situazione presente, appare evidente che si dovrà contare su un contributo sempre minore dell'idroelettrico, perché esso appare oggi in crisi produttiva per la riduzione della piovosità media. Si consideri, ad esempio, che la produzione è scesa da 54 TWh del 2001 a 38 TWh del 2007, mentre la capacità

totale degli impianti si è mantenuta all'incirca costante su un valore di 17,4 GW. Considerando ancora possibile una crescita marginale del numero dei piccoli impianti ad acqua fluente, faremo l'ipotesi che tale aumento possa compensare l'ulteriore calo generale, riuscendo a mantenere pressappoco costante il contributo attuale di 38 TWh, corrispondente a 8,4 Mtep. Riassumendo:

Potenziale accessibile:	17,4 GW	54 TWh	11,9 Mtep
Potenziale praticabile:	17,4 “	38,5 “	8,5 “
Previsione 2020:	17,5 “	38,5 “	8,5 “
Situazione 2007	17,4 “	38,5 “	8,5 “

c) Geotermoelettrico

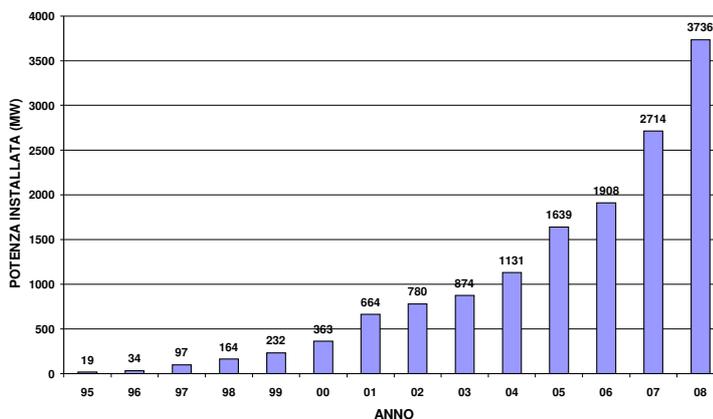
La produzione elettrica nel 2007 è stata rispettivamente di 5,57 TWh, con un tasso di crescita dell'ultimo anno pari allo 0,7%. La produzione si riferisce alla potenza totale installata di 711 MW su un potenziale teorico sfruttabile di circa 1000 MW (ENEA, 1998). Poiché negli ultimi due anni la potenza totale degli impianti è rimasta fissa su 711 MW, la crescita della produzione ha riguardato soltanto un migliore sfruttamento della capacità (GSE, 2007). Allargando la base temporale agli ultimi 3 anni, si ricava che la capacità è aumentata di 30 MW. Ciò corrisponde a un tasso di crescita medio di circa 1,5% all'anno. Facendo l'ipotesi che nei prossimi 13 anni la capacità possa svilupparsi con questo valore del tasso, otteniamo una previsione al 2020 di circa 860 MW installati. Visto che il fattore di capacità degli impianti è pari a circa 7800 ore equivalenti, la produzione elettrica al 2020 potrebbe essere pari a 6,7 TWh, cioè 1,5 Mtep. Riassumendo:

Potenziale accessibile:	1 GW	7,8 TWh	1,7 Mtep
Potenziale praticabile:	1 “	7,8 “	1,7 “ (limite territoriale)
Previsione 2020:	0,86 “	6,7 “	1,5 “
Situazione 2007	0,71 “	5,57 “	1,2 “

d) Eolico

Il tasso annuale di crescita della produzione elettrica si è mantenuto intorno al 26% negli ultimi anni con un balzo al 36% nel 2007. La potenza totale installata fino al 2008 è stata di 3736 MW con un andamento storico mostrato dalla Fig.10.

Fig.10 - La potenza eolica totale installata in Italia (Fonti dei dati: GSE e ANEV)



Come si può vedere, la crescita della potenza è chiaramente esponenziale. Se fosse possibile mantenere questo andamento per alcuni anni, il contributo energetico dell'eolico da solo arriverebbe a conseguire l'obiettivo del 17%. Purtroppo, il potenziale eolico italiano è limitato sia dalla disponibilità di siti con adeguate caratteristiche anemometriche, sia dalla natura intermittente del flusso di potenza (come si è evidenziato sopra). Pertanto non è pensabile che il presente tasso di crescita possa essere mantenuto molto a lungo. La stessa ANEV (Associazione Nazionale Energia dal Vento) ha stimato in modo ottimistico che la potenza massima installabile possa arrivare a 16000 MW (ANEV, 2009), valore da considerare come

potenziale accessibile. Pertanto, poiché l'attuale fattore di capacità medio del parco eolico nazionale si aggira intorno a 1500 ore annuali equivalenti, la produzione massima annuale d'elettricità potrà arrivare a circa 24 TWh, cioè a 5,3 Mtep.

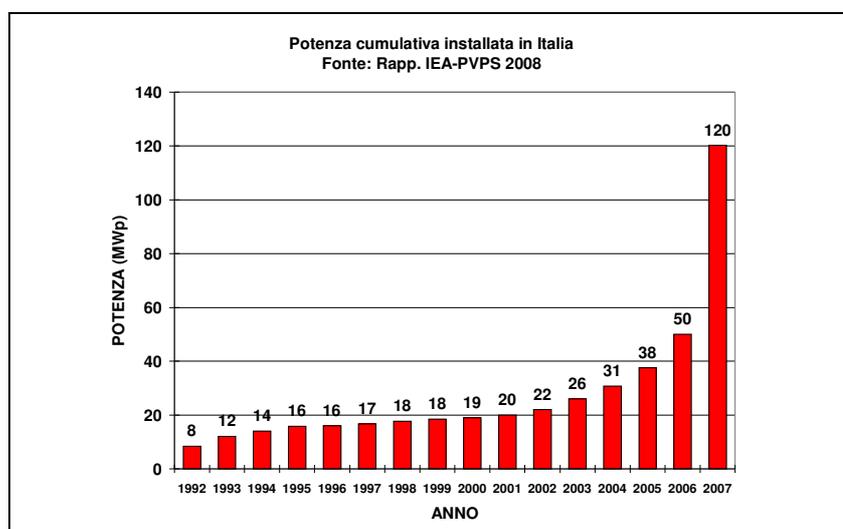
Considerando la presenza del limite di accettazione degli impianti in rete (12500 MW) e tenendo conto che tale limite è comune anche al fotovoltaico, possiamo supporre che circa 10000 MW siano disponibili per l'eolico e 2500 per il fotovoltaico, che oggi si trova molto indietro in fatto di potenza installata. Avremo:

Potenziale accessibile:	16 GW	24 TWh	5,3 Mtep (limite territoriale)
Potenziale praticabile:	10 “	15 “	3,3 “ (limite tecnico dell'intermittenza)
Previsione 2020:	10 “	15 “	3,3 “
Situazione 2007	0,27 “	4 “	0,89 “

e) Fotovoltaico

Grazie alle incentivazioni del Conto Energia, la potenza fotovoltaica installata sta aumentando in modo considerevole. La Fig.11 mostra in dettaglio la crescita della potenza nel tempo.

Fig.11 - Potenza cumulativa degli impianti fotovoltaici in Italia



Anche in questo caso la crescita è esponenziale, ma, al contrario dell'eolico, qui il limite alla disponibilità di siti è quasi inesistente, avendo a disposizione i 20000 km² dei terreni aridi e abbandonati e i 2600 km² delle coperture degli edifici industriali e commerciali. Considerando il fatto che sugli stessi siti insiste anche la tecnologia del solare termico, assumiamo come potenziale accessibile al fotovoltaico il 50% dei terreni marginali, cioè 10000 km², corrispondenti a 833 TWh.

Anche il fotovoltaico è una fonte intermittente e pertanto esiste per essa il limite tecnico dell'allacciamento in rete degli impianti (da condividere con l'eolico). Lo stato di sviluppo della potenza installata è a un livello ancora lontano da questo limite, tanto che la sua presenza non si avverte. Purtroppo, però, si fa sentire il limite economico dell'alto costo del kWh prodotto. Infatti la tecnologia fotovoltaica è oggi molto lontana dalla competitività, con un differenziale economico negativo più grande di quello delle altre fonti rinnovabili. Di conseguenza, la copertura del deficit con le incentivazioni pubbliche richiede lo sforzo specifico più intenso. Da ciò segue che oggi il limite alla crescita è posto dalla disponibilità di fondi pubblici da destinare al fotovoltaico. Per il momento è stata finanziata la crescita fino a 1200 MW e tali fondi sono già prenotati tutti dalle numerose pratiche in fila d'attesa presso il GSE. Se la crisi economica lo permetterà, forse assisteremo al rinnovo di questa cifra per i prossimi anni, per cui ottimisticamente potremo contare sull'installazione di circa 2400 MW entro il 2020. Considerato un fattore di capacità medio di circa 1300 ore equivalenti all'anno, il contributo energetico del fotovoltaico potrà arrivare a 3,1 TWh, corrispondente a circa 0,69 Mtep. Pertanto si avrà:

Potenziale accessibile:	560 GWp	833 TWh	71,6 Mtep (limite territoriale)
Potenziale praticabile:	2600 MWp	3,2 “	0,7 “ (limite intermittenza con eolico)
Previsione 2020	2400 “	3,1 “	0,7 “ (limite economico)

Situazione al 2007 120 “ 0,04 “ 0,01 “

f) Solare termico

Dal Bilancio Energetico Nazionale del 2007 si trae che il consumo di energia primaria nel settore civile per il riscaldamento domestico e per l'acqua calda è stato di circa 29,6 Mtep. Anche se in linea di principio esiste la possibilità di produrre tutta questa energia con i collettori solari, il fatto di non poter accumulare il calore per lungo tempo riduce questa possibilità a circa il 25%. Quindi il contributo praticamente ottenibile dal solare termico potrebbe arrivare a circa 7,4 Mtep. In base all'indice territoriale sopra definito, la produzione di questa energia richiederebbe una superficie di 224 km². A prima vista, l'entità di questa cifra può creare qualche perplessità, ma si può facilmente dimostrare che essa è compatibile con le aree complessive dei tetti delle abitazioni e delle pertinenze degli edifici abitativi. Abbiamo già visto che i terreni aridi e abbandonati ammontano a 20000 km² su un totale di 22600 km². Pertanto 2600 km² sono da attribuire agli edifici industriali e commerciali. Supponendo che soltanto il 30% di quest'area abbia un'esposizione adatta per il montaggio dei collettori solari, avremmo a disposizione circa 780 km² per il solare termico. Considerando un indice d'ombreggiamento pari a 2,5, potremmo collocare su tale superficie circa 310 km² di collettori solari per una potenza termica di picco pari a 220 GW_{th} (1 m² = 0,7 kWp). La produzione annuale di energia termica da questa superficie di collettori ammonta a 186 TWh_{th}, avendo considerato un'insolazione media di 1500 kWh/m² e una resa energetica media annuale pari al 40%. Pertanto questi valori possono essere assunti come potenziale accessibile per la tecnologia del solare termico.

Anche per i collettori solari esistono incentivazioni pubbliche che stanno producendo un notevole incremento nelle installazioni degli impianti. La situazione è riassunta dal grafico di Fig.12 che mostra l'andamento nel tempo della potenza termica totale installata in Italia (ESTIF, 2008). Si può notare come la potenza cumulata nel 2007 abbia raggiunto il valore di 700 MW_{th} di picco ed il tasso di crescita del 2007 sul 2006 sia pari a circa il 30%. A tale capacità installata corrisponde circa 1 milione di m² di collettori solari, che producono annualmente 0,6 TWh_{th}.

SOLARE TERMICO IN ITALIA
Fonte:Rapporto ESTIF giugno 2008

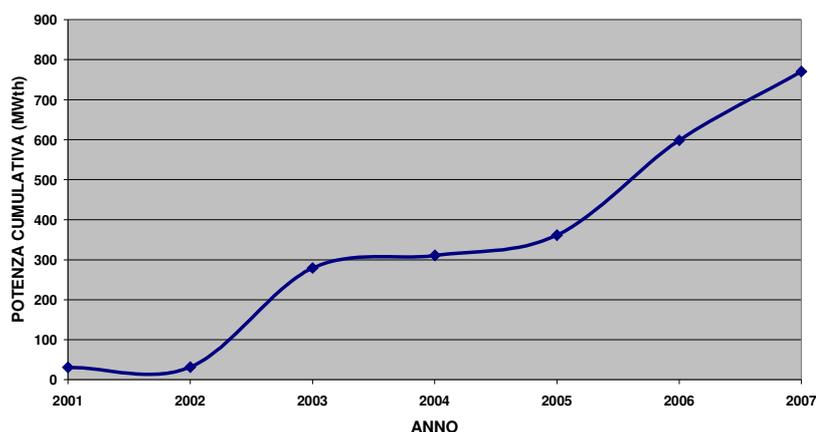


Fig.12 – Andamento della capacità di potenza totale installata in Italia (Fonte dei dati: European Solar Thermal Industry Federation, Report 2008)

Supponendo ottimisticamente di poter mantenere il valore del tasso di crescita costante per i prossimi anni fino al 2020, la capacità totale installata si porterebbe a circa 21000 MW_{th}, corrispondenti ad un'area totale dei collettori pari a 30 milioni di m². Ciò porterebbe alla raccolta annuale di una quantità d'energia termica pari a 18 TWh_{th}, equivalenti a circa 1,5 Mtep (Fattore di conversione: 1 TWh_{th} = 0,086 Mtep). Quindi:

Potenziale accessibile:	186 TWh _{th}	16 Mtep
Potenziale praticabile:	86 “	7,4 “
Previsione 2020:	18 “	1,5 “
Situazione 2007	0,6 “	0,05 “

g) Biomasse per l'elettricità

La produzione elettrica del 2007 è stata rispettivamente di 3,93 TWh. L'andamento della serie storica mostra un comportamento di crescita regolare con tasso del 2007 sul 2006 pari a 2,6%. Assumendo che non si presentino entro il 2020 limitazioni circa il potenziale praticabile, cioè limitazioni territoriali per i bacini di raccolta delle biomasse con esaurimento della risorsa, possiamo estrapolare la produzione attuale considerando costante il presente tasso di crescita. Otteniamo per il 2020 una proiezione di 5,5 TWh, equivalenti a circa 1,2 Mtep (Fattore di conversione: 1 TWh_e = 0,22 Mtep).

Per quanto riguarda il potenziale accessibile possiamo far riferimento al Rapporto Annuale 2003 dell'ITABIA (Associazione Italiana per le Biomasse) (ITABIA, 2003), dove sono riportati i risultati della studio fatto per il Ministero dell'Ambiente con l'inventario nazionale delle risorse così ripartito:

Coltivazioni dedicate	4 Mtep
Boschi	4 “
Residui agricoli e agro-industriali	7 “
Biogas da discariche e zootecnia	8 “
<hr/>	
<i>Totale risorse</i>	23 Mtep
<i>Disponibilità effettiva per usi energetici (50%)</i>	11 “

Abbiamo pertanto un potenziale indifferenziato accessibile di 23 Mtep ed uno praticabile per gli usi energetici di 11 Mtep.

La percentuale odierna delle biomasse per usi elettrici sul totale degli usi energetici è di circa il 33%. Ipotizzando che questa quota possa mantenersi invariata, potremo considerare un potenziale praticabile per la produzione elettrica da biomasse di 3,6 Mtep, mentre 7,4 Mtep rimangono disponibili per le applicazioni termiche. Si avrà pertanto:

Potenziale accessibile:	10000 MW	50 TWh	11 Mtep
Potenziale praticabile:	3200 “	16 “	3,6 “
Previsione al 2020:	1040 “	5,5 “	1,2 “
Situazione 2007	743 “	3,93 “	0,86 “

h) RSU per l'elettricità

La produzione odierna di elettricità da rifiuti solidi urbani ammonta a circa 3 TWh all'anno e il presente tasso annuale di crescita è pari al 3,4%. Estrapolando la situazione a tasso costante, si ottiene per il 2020 una produzione elettrica di 4,7 TWh, corrispondenti a circa 1 Mtep di petrolio.

La quota attuale di utilizzo di RSU per la generazione elettrica è pari a circa l'8% del totale dei rifiuti urbani raccolti. Pertanto, oggi, il 92%, corrispondente a un potenziale energetico accessibile di circa 37 TWh, è destinato a discarica. Esiste quindi un ampio margine per la crescita del contributo di elettricità prodotta da RSU, che autorizza a considerare possibile l'incremento della quota attuale fino a portarla almeno al 50% del totale. Questo corrisponde a considerare un potenziale praticabile di circa 19 TWh all'anno, equivalente a circa 4 Mtep di energia primaria.

Potenziale accessibile:	7300 MW	37 TWh	8 Mtep
Potenziale praticabile:	3800 “	19 “	4 “
Previsione al 2020:	930 “	4,7 “	1 “
Situazione 2007	594 “	3 “	0,66 “

i) Biocombustibili

La produzione di biocombustibili in Italia è stata nel 2007 pari a 0,36 Mtep (UPI, 2007). Tutte le stime effettuate circa la disponibilità di terreni adatti alla coltivazione di piante oleaginose concordano su una cifra pari a 0,6-0,8 milioni di ettari. Dato che la produttività specifica è di circa 1 Mtep di biocombustibile per 1 milione di ettari, si ricava che il potenziale accessibile potrà arrivare a circa 0,8 Mtep (Biofuels Italia, 2008). Poiché non esistono ostacoli allo sviluppo fino ad impegnare i terreni disponibili, il potenziale praticabile viene a coincidere con quello accessibile.

Potenziale accessibile:	0,8 Mtep
Potenziale praticabile:	0,8 “
Previsione al 2020:	0,8 “
Situazione 2007:	0,36 “

l) Altre rinnovabili

Come si è detto, con “altre rinnovabili” s’intende la produzione di energia termica principalmente da legna da ardere ed in piccola parte da geotermia. Dalle considerazioni finali del precedente punto (g) sulle biomasse, si desume che sono disponibili per gli usi termici circa 7,4 Mtep. Nel 2007 questa voce del bilancio energetico è stata pari a circa 1,75 Mtep, da considerare in crescita per il diffondersi soprattutto delle stufe a pellets. Non essendo disponibili dati circa il tasso di crescita di questo consumo, la proiezione al 2020 sarà fatta attribuendo arbitrariamente un valore di circa 3 Mtep.

Potenziale accessibile:	11 Mtep
Potenziale praticabile:	7,4 “
Previsione al 2020:	3 “
Situazione 2007	1,75 “

La Tab.4 riassume infine tutti i risultati.

Tab.4 – Potenziale energetico FER, situazione al 2007 e proiezione al 2020

Fonte	Potenziale accessibile (TWh _{e,th})	Potenziale accessibile (Mtep)	Potenziale praticabile (TWh _{e,th})	Potenziale praticabile (Mtep)	Produzione 2007 (Mtep)	Proiezione 2020 (Mtep)
Idroelettrico	54	11,9⁽¹⁾	38,5	8,5⁽¹⁾	8,5	8,5
Geotermoelettrico	7,8	1,7⁽¹⁾	7,8	1,7⁽¹⁾	1,22	1,5
Eolico	24	5,3⁽¹⁾	15	3,3⁽¹⁾	0,89	3,3
Fotovoltaico	833*	71,6⁽²⁾	3,2	0,7⁽¹⁾	0,01	0,7
Solare termico	186	16,0⁽²⁾	86	7,4⁽²⁾	0,05	1,5
Biomasse (elettr.)	50	11⁽¹⁾	16	3,6⁽¹⁾	0,86	1,2
RSU (elettr.)	37	8,1⁽¹⁾	19	4,2⁽¹⁾	0,66	1,0
Biocombustibili	9,3	0,8⁽²⁾	3,6	0,8⁽²⁾	0,36	0,6
Altre rinnovabili	128	11,0⁽²⁾	86	7,4⁽²⁾	1,75	3,0
Totale	1330	137	291	38	14,3	21,3

¹Fattore di conversione 1TWh_e = 0,22 Mtep (equivalenza al petrolio risparmiato dal termoelettrico)

²Fattore di conversione 1 TWh_{th} = 0,086 Mtep (equivalenza fisica)

(*) Si è considerato effettivamente accessibile il 50% del potenziale relativo ai terreni marginali abbandonati dall'agricoltura.

Esaminando la tabella, emerge in grande evidenza la discrepanza tra la grandezza del potenziale accessibile e quella del potenziale praticabile per il fotovoltaico. A fronte di una disponibilità di energia sul territorio sicuramente più grande di 70 Mtep, il limite di accettazione degli impianti in connessione alla rete elettrica, vista anche la simultanea presenza delle centrali eoliche, permette uno sfruttamento del potenziale soltanto per circa 1 Mtep. Questo fatto si ripercuote in modo negativo sul bilancio totale.

In conclusione, l'analisi della situazione delle diverse tecnologie ha messo in evidenza la disponibilità nel nostro Paese di un potenziale accessibile di energia rinnovabile corrispondente a circa 137 Mtep di energia primaria, grandezza confrontabile con il fabbisogno di energia previsto per il 2020. La presenza delle limitazioni tecniche ed economiche riducono tale potenziale ad un valore effettivamente praticabile di soli 38 Mtep contro la produzione del 2007 di 14,3 Mtep. Secondo lo scenario di sviluppo adottato, tale produzione si dovrebbe portare a 21,3 Mtep nel 2020. Dal momento che l'obiettivo comunitario, assegnato all'Italia per quella data, è di 28,4 Mtep, concludiamo che il traguardo sarà mancato per un deficit di circa 7 Mtep.

8 – Sviluppo della produzione e del potenziale praticabile

Con riferimento alla Tab.4, notiamo che alcune fonti, come l'idroelettrico, il geotermoelettrico e i biocombustibili, hanno praticamente raggiunto la saturazione del potenziale praticabile, mentre altre, come il solare termico, le biomasse e i rifiuti solidi urbani, hanno ancora davanti un certo margine di sfruttamento del potenziale. Per quest'ultime fonti la tecnologia è matura ed i costi di produzione sono molto vicini alla competitività. Pertanto, se si vuole recuperare la situazione deficitaria rispetto all'obiettivo del Pacchetto 20-20-20, è possibile farlo agendo sulla promozione del mercato con qualche ritocco delle incentivazioni in modo da produrre un aumento del tasso di crescita annuale degli impianti. Il margine di potenziale non è molto grande, ma è senza dubbio sufficiente per compensare nei prossimi 13 anni la mancanza di 7 Mtep.

Diverso è il discorso per eolico e fotovoltaico. Queste fonti sono state raggruppate in un'unica casella nella Tab.4 a causa della loro caratteristica comune di generare potenza intermittente. Osserviamo pure che il potenziale accessibile dell'eolico in Italia è limitato dalla disponibilità di siti ventosi per gli impianti e che tale limite coincide praticamente con il potenziale praticabile, che a sua volta è limitato dall'intermittenza della fonte. Ciò, di fatto, impedisce l'allacciamento in rete degli impianti al di sopra di una certa soglia. Dato il grande tasso di crescita del settore, dobbiamo presumere che lo sfruttamento di tutto il potenziale eolico praticabile possa completarsi entro il 2020. Pertanto, da questa fonte non ci si può attendere un ulteriore contributo rispetto al dato della tabella.

Per il fotovoltaico, invece, il potenziale accessibile è molto grande, mentre il potenziale praticabile è del tutto marginale. Abbiamo visto che la causa di questa drastica riduzione è dovuta principalmente alla scarsità dei fondi messi a disposizione per l'incentivazione e, in secondo luogo, alla intermittenza della fonte. Il risultato finale è che, da un lato, abbiamo a disposizione un giacimento enorme di energia solare e, dall'altro lato, ne riusciamo a sfruttare soltanto una piccolissima parte, che, nelle previsioni per il 2020, non è sufficiente nemmeno per l'obiettivo del 17% assegnato all'Italia. Le attese poste su questa promettente tecnologia, soprattutto in relazione alle esigenze del risanamento ambientale, rischiano di essere completamente deluse.

Pur essendo note da molto tempo le conclusioni precedenti, fino ad ora tutti gli operatori del settore le hanno ignorate, preferendo concentrare la loro attenzione sul mercato dei sistemi attuali, sui miglioramenti tecnologici e sull'abbattimento dei costi degli impianti. Purtroppo anche i decisori pubblici, che avrebbero dovuto guardare agli aspetti strategici, hanno ignorato la presenza dei limiti e si sono impegnati essenzialmente a promuovere il mercato a fronte delle richieste di incentivazione da parte delle diverse *lobbies*. Nessuno ha pensato per tempo a promuovere lo sviluppo di soluzioni atte a superare i limiti. D'altra parte la crescita delle fonti rinnovabili non ha ancora incontrato il limite tecnico sopra descritto, perché il volume totale degli impianti installati si è mantenuto sotto al livello di guardia. Oggi però la situazione è mutata. Il recente sviluppo delle vendite di sistemi eolici e fotovoltaici ha subito di recente una grande

accelerazione di tipo esponenziale, per cui, ad esempio l'eolico, sta avvicinando rapidamente il limite di accettazione della rete. Quindi, a parte i problemi di esaurimento dei siti di adeguata ventosità, che pure, come si è visto, hanno introdotto un altro limite di carattere territoriale, la potenza cumulativa installata sta avvicinando pericolosamente il limite tecnico di accettazione della rete. Ciò ha come conseguenza che presto anche l'impetuosa crescita del fotovoltaico potrebbe essere frenata dalla saturazione eolica dello spazio ancora disponibile per l'allacciamento in rete.

Risulta ormai evidente come occorra modificare il modello di sviluppo dei sistemi delle fonti rinnovabili elettriche, se si vorrà seriamente approfittare in modo consistente del loro possibile contributo.

La Fig.13 mostra lo schema del sistema da adottare per gli impianti in modo da eliminare in parte o del tutto gli effetti dell'intermittenza della fonte.

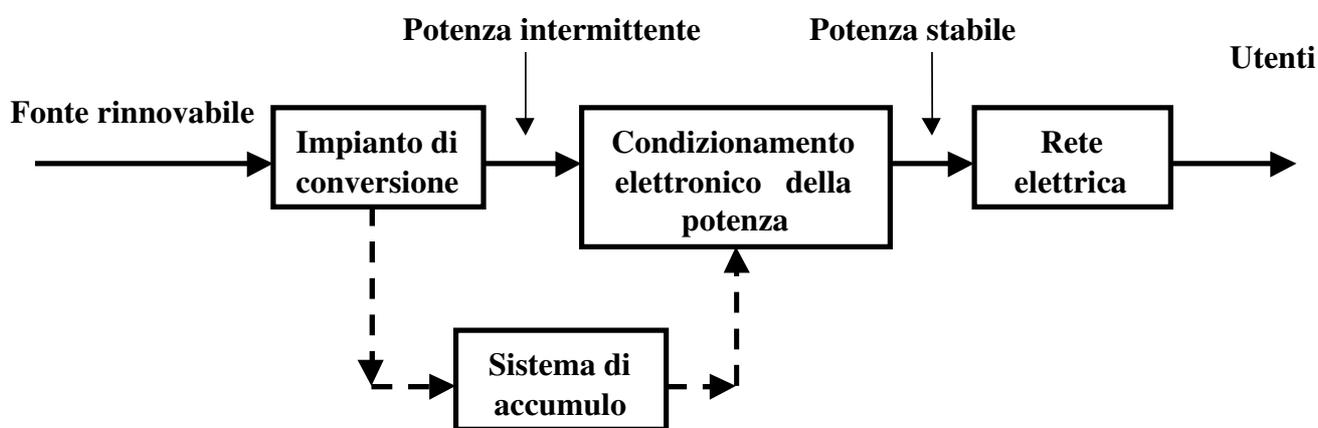


Fig.13 – Sistemi con accumulo per superare l'intermittenza delle FER

L'aggiunta di un sottosistema di accumulo dell'energia elettrica permette di assicurare una maggiore stabilità della fornitura di potenza alla rete così da attenuare gli effetti indesiderati dell'intermittenza. Ad esempio, si stima che la possibilità di accumulare l'energia elettrica per un periodo di 24 ore permetterebbe l'incremento del limite di accettazione della rete fino a circa il 40% rispetto alla potenza attiva presente. Ciò significa che potrebbero essere allacciati senza problemi di stabilità impianti per 20000 MW con una produzione annuale di 34 TWh, risparmiando cioè 7.4 Mtep di petrolio all'anno.

La possibilità di realizzare periodi di accumulo settimanale, o anche stagionale, permetterebbe infine di sfruttare completamente l'intero potenziale rinnovabile, portando il contributo di queste fonti nell'ordine di 100 Mtep all'anno

Allora sorgono spontanee due domande:

- Questa soluzione è praticabile sul piano tecnico?
- Quanto costa?

La risposta alla prima domanda è positiva: esistono oggi tecnologie collaudate che permetterebbero l'accumulo dell'energia rinnovabile per periodi di tempo considerevoli (accumulo elettrochimico nelle nuove batterie ad alta capacità, accumulo termico in sali fusi, conversione in idrogeno). Si tratterebbe soltanto di effettuare uno sforzo promozionale per portare a sviluppo industriale le diverse soluzioni.

Per quanto riguarda la questione del costo, quello che si può dire è che l'aggiunta del sistema d'accumulo introduce un aggravio del costo d'impianto, stimabile in un 30-40%. Quindi si ha una maggiorazione del costo di produzione del kWh, ma nel contempo la rimozione della discontinuità nell'erogazione di potenza fa aumentare notevolmente il valore economico dell'energia attraverso la programmabilità del suo dispacciamento. Avviene, cioè, che l'aumento del valore economico produce una compensazione parziale del costo aggiunto dall'accumulo, per cui si ritiene che lo sviluppo su larga scala di tali sistemi e il conseguente abbattimento dei costi potrebbero portare in poco tempo alla competitività.

D'altra parte, se si deve effettivamente sfruttare il grande potenziale energetico delle fonti elettriche solari per rispondere alla sfida energetica ambientale, non c'è altra strada percorribile.

9 – Conclusioni riassuntive

- 1) Il potenziale energetico delle fonti rinnovabili è sovrabbondante rispetto al fabbisogno nazionale d'energia.
- 2) L'intermittenza casuale delle fonti introduce barriere tecniche ed economiche che impediscono di produrre quantità di energia elettrica in misura significativa.
- 3) L'attuale modello applicativo (sistemi senza accumulo in connessione diretta alla rete elettrica) permette la sostituzione marginale dei combustibili fossili (non riesce nemmeno a rispettare gli impegni verso l'UE).
- 4) Occorre intervenire da subito con azioni di R&S sul sistema dell'offerta migliorando le tecnologie in modo da superare le barriere tecniche ed economiche.
- 5) Occorre completare i sistemi di produzione con sistemi di accumulo dell'energia a basso costo in modo da garantire la continuità temporale dell'erogazione di energia alle utenze.
- 6) Senza questi interventi, le incentivazioni pubbliche attuali poste sullo sviluppo del mercato rischiano di produrre risultati poco efficaci rispetto all'obiettivo del Pacchetto e, soprattutto, alle necessità di sostituzione dei combustibili fossili in vista del risanamento ambientale.

BIBLIOGRAFIA

1. ANEV, 2009, *Record per l'eolico: ANEV-APER-ENEA-GSE forniscono i dati del 2008*, Comunicato stampa del 12/1/2009
2. Biofuels Italia, 2008, *Piattaforma Tecnologica Italiana Biocarburanti per lo Sviluppo del Settore, Position Paper*
3. ENEA, Ministero dell'Industria, Ministero dell'Università e Ricerca, 1998, *Fonti Rinnovabili di Energia: Libro Verde Nazionale*, Roma 15/7/1998
4. ESTIF, 2008, *Solar Thermal Markets in Europe 2007*, Report ESTIF Giugno 2008
5. GSE, 2007, *Statistiche sulle fonti rinnovabili*, www.gse.it
6. IEA, 2008, *Key World Energy Statistics*, Report 2008
7. ITABIA, 2003, *Le biomasse per l'energia e l'ambiente*, Rapporto annuale 2003, www.itabia.it
8. UPI, 2009, *Data Book*

APPENDICE – Condizioni per i calcoli della Tab.2

1 – Eolico

- Aerogeneratori da 1 MW;
- Siti con velocità media del vento misurata a 10 m dal suolo pari a $(5 \div 6.5)$ m/s;
- Produttività corrispondente delle macchine $(1800 \div 2800)$ MWh/MW;
- Disposizione sul terreno delle macchine in reticolo quadrato con passo pari a 7 diametri del rotore;
- Efficienza degli aerogeneratori pari al 29%;
- Resa energetica territoriale $(20.7 \div 48.4)$ ktep/km² all'anno;
- Fattore di conversione elettricità $(1 \text{ kWh} = 2200 \text{ kcal} = 0.22 \text{ kep})$.

2 – Solare termico

- Collettori solari piani disposti in pannelli fissi esposti a sud ed inclinati secondo la latitudine locale;
- Siti con insolazione globale media annuale pari a 1200 kWh/m² (Nord Italia) e 1950 kWh/m² (Sicilia);
- Efficienza di conversione dei collettori pari a 40%;
- Producibilità energetica annuale a livello d'impianto pari a $(324 \div 526)$ GWh_{th}/km²;
- Fattore d'occupazione del suolo per evitare l'ombreggiamento reciproco pari a 2.5;
- Resa energetica territoriale $(241 \div 389)$ GWh_{th}/km² all'anno;
- Risparmio annuale equivalente a petrolio $(24.2 \div 39.4)$ ktep/km².

3 – Fotovoltaico

- Moduli solari piani disposti in pannelli fissi esposti a sud ed inclinati secondo la latitudine locale;
- Siti con insolazione globale media annuale pari a 1650 kWh/m² (Centro Italia) e 1800 kWh/m² (Sud);
- Efficienza di conversione dei moduli pari al 19% (es. moduli SPR 315E Sun Power Corporation);
- Efficienza di conversione netta a livello d'impianto pari al 15%;
- Producibilità elettrica annuale a livello d'impianto pari a $(247 \div 270)$ GWh/km²;
- Fattore d'occupazione del suolo per evitare l'ombreggiamento reciproco pari a 2.5;
- Resa elettrica territoriale $(99 \div 107)$ GWh/km² all'anno;
- Risparmio annuale equivalente a petrolio $(22 \div 23)$ ktep/km².

4 – Solare termodinamico: tecnologia specchi paraboloidi lineari (DCS)

- Specchi cilindrici a sezione parabolica esposti a sud con inseguimento del sole sull'asse verticale;
- Siti con componente diretta dell'insolazione annuale pari a 1500 kWh/m² (Sud Italia) e 1800 kWh/m² (Sicilia);
- Efficienza di conversione elettrica a livello d'impianto pari a 16%;
- Producibilità elettrica annuale a livello d'impianto pari a $(216 \div 259)$ GWh/km²;
- Fattore d'occupazione del suolo per evitare l'ombreggiamento reciproco pari a 3.0;
- Resa elettrica territoriale $(72 \div 86)$ GWh/km² all'anno;
- Risparmio annuale equivalente a petrolio $(16 \div 19)$ ktep/km².

5 – Biomasse per usi termici

- Piantagioni di colture legnose a rapida crescita (es. pioppo, eucalipto, robinia, salice, ecc.)
- Produttività annuale in termini di sostanza secca pari a $(18 \div 48)$ t/ha;
- Fattore di conversione: 1 t sostanza secca = 16.744 GJ (1 kg = 4000 kcal);
- Produttività energetica annuale netta (detratta spesa colturale di 10 GJ/ha) pari a $(300 \div 800)$ t/ha;
- Equivalente in petrolio (1 tep = 41.868 GJ) pari a $(0.7 \div 1.9)$ ktep/km².

6) Biomasse per usi elettrici

- Piantagioni di colture legnose a rapida crescita (es. pioppo, eucalipto, robinia, salice, ecc.)
- Produttività annuale in termini di sostanza secca pari a $(18 \div 48)$ t/ha;
- Fattore di conversione: 1 t sostanza secca = 16.744 GJ (1 kg = 4000 kcal);
- Produttività energetica annuale netta (detratta spesa colturale di 10 GJ/ha) pari a $(300 \div 800)$ GJ/ha;
- Efficienza di conversione termoelettrica delle centrali: 35%;
- Produttività elettrica annuale: $(105 \div 280)$ GJ/ha = $(29.2 \div 77.8)$ MWh/ha = $(2.9 \div 7.8)$ GWh/km²;
- Fattore di conversione per il risparmio di olio delle centrali convenzionali: 1 kWh = 2200 kcal;
- Risparmio equivalente in petrolio (1 GWh = 0.22 ktep) pari a $(0.64 \div 1.7)$ ktep/km².

7) Biomasse per biocombustibili (MTBE)

- Colture di piante da semi oleaginosi;
- Produttività annuale del terreno in termini di granella secca pari a $(9.5 \div 10.5)$ t/ha;
- Resa di estrazione olio grezzo pari a 0.45;
- Resa del processo di esterificazione pari a 0.45;
- Produttività in termini di biocombustibile pari a $(1.9 \div 2.1)$ t/ha;
- Potere calorifico inferiore pari a 37.5 MJ/kg;
- Densità energia lorda pari a $(70 \div 79)$ GJ/ha;
- Spesa energetica nelle coltivazioni: 22 GJ/ha;
- Densità energia netta: $(48 \div 57)$ GJ/ha \cong $(5 \div 6)$ TJ/km²;
- Fattore di conversione: 1ktep = 41.868 TJ;
- Densità energia equivalente al petrolio: $(0.12 \div 0.14)$ ktep/km².