

REPAP
2020

Renewable Energy Policy Action Paving
the Way towards 2020

Intelligent Energy  Europe

Piano d'azione FER 2020

Roadmap dell'industria nazionale delle fonti rinnovabili

ITALIA

A P E R
ASSOCIAZIONE
PRODUTTORI ENERGIA
DA FONTI
RINNOVABILI



Nella redazione del presente documento sono state raccolte osservazioni, proposte e contributi delle principali associazioni italiane e dei professionisti del settore delle rinnovabili, tra cui, per citare i principali: Fiper (Federazione Italiana Produttori di Energia Rinnovabile), Assolterm (Associazione italiana solare termico), UGI (Unione Geotermica Italiana), ERSE (ENEA - Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A.), FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia), CRPA (Centro Ricerche Produzioni Animali), Assocostieri - Unione Produttori Biocarburanti, Itabia (Italian Biomass Association), Turboden, Golder Associates.

Un ringraziamento particolare per i contributi alla redazione del documento va a Fiper ed Assolterm.

Sommario

PREMESSA E GUIDA ALLA LETTURA.....	4
I. SITUAZIONE CORRENTE	5
II. OBIETTIVI E TRAIETTORIE.....	9
II.1 OBIETTIVI GENERALI E TRAIETTORIE DI SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI.....	9
II.2 OBIETTIVI E TRAIETTORIE SUDDIVISE PER SETTORE.....	9
II.3 CONTRIBUTO DELLE RINNOVABILI AI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA.....	11
II.4 CONTRIBUTO DELLE RINNOVABILI AL RISCALDAMENTO/RAFFRESCAMENTO.....	12
II.5 CONTRIBUTO DELLE RINNOVABILI AI CONSUMI DI CARBURANTI PER I TRASPORTI.....	13
III. MISURE PER IL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI:	14
III.1 MISURE POLITICHE	14
III.2 SOSTEGNO FINANZIARIO	27
III.3 DISPONIBILITA' DI BIOMASSA.....	34
III.4 MECCANISMI DI FLESSIBILITA' / PROGETTI COMUNI / PROSPETTIVA EUROPEA	36
IV. STIMA DEI COSTI E DEI BENEFICI DELLE MISURE POLITICHE DI SUPPORTO ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI	39

PREMESSA E GUIDA ALLA LETTURA

La Direttiva Europea 2009/28/CE impone la compilazione da parte di tutti gli Stati Membri, entro il 30 giugno 2010, di un **Piano d’Azione Nazionale** contenente le indicazioni circa gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili e le misure necessarie a raggiungerli, secondo lo schema stabilito dalla Commissione con decisione n. 5174-1 del 30/6/09.

Il progetto REPAP2020 (*Renewable Energy Policy Action Paving the way towards 2020*), che mira a facilitare il processo di implementazione della nuova Direttiva europea fonti rinnovabili nei paesi europei ed a sensibilizzare le istituzioni europee con specifiche attività di lobby, include tra le proprie attività la redazione di 27 proposte di Action Plan dei rispettivi Stati membri (Roadmap), attraverso il coinvolgimento delle associazioni di rappresentanza delle fonti rinnovabili di ciascun paese, sotto il coordinamento di EREC. Le Roadmap predisposte da REPAP sono costruite sulla base di una lista di quesiti ispirati allo schema per i Piani d’Azione della Commissione sopracitato.

APER, partner italiano del progetto REPAP, ha curato la stesura del presente documento, strutturato su quattro capitoli distinti.

Il capitolo introduttivo **“SITUAZIONE CORRENTE”** riporta una sintesi dello stato di diffusione delle fonti rinnovabili in Italia secondo le statistiche ufficiali disponibili.

Il capitolo **“OBIETTIVI E TRAIETTORIE”** contiene le previsioni sugli obiettivi finali conseguibili al 2020 in termini di produzione di energia elettrica, termica e biocarburanti e sugli obiettivi intermedi che si prevede di raggiungere. I dati utilizzati per la compilazione di questa parte del report derivano in gran parte da simulazioni effettuate a partire da dati Eurostat attraverso modelli matematici elaborati dai partner scientifici del progetto REPAP (Fraunhofer, EEG), con l’aggiunta di alcune revisioni proposte da APER sulla base della propria esperienza in materia di fonti rinnovabili in Italia.

I risultati ottenuti, pur costituendo senza dubbio la stima più completa attualmente disponibile nel nostro paese, hanno messo in luce la criticità dell’individuazione di previsioni dettagliate condivise, in assenza di stime nazionali presistenti. I dati indicati nel corpo del report riproducono i risultati del modello matematico adottato da REPAP, a garanzia di oggettività e validità scientifica delle previsioni. I valori indicati sono tuttavia accompagnati da un’analisi delle principali grandezze, riportata a piè di tabella, che evidenzia i valori più critici, per i quali si ritiene che sarebbe necessario investire maggiori risorse per approfondire le previsioni, in vista dell’elaborazione di un Piano d’Azione il più possibile rispondente alla realtà ed al livello di dettaglio richiesto dalla Commissione.

Il capitolo **“MISURE PER IL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI”** costituisce il cuore del documento, descrivendo lo stato, individuando le criticità e suggerendo soluzioni future in merito ai meccanismi di autorizzazione degli impianti, di incentivazione, di accesso e sviluppo della rete ecc.

Il capitolo **“STIMA DEI COSTI E DEI BENEFICI DELLE MISURE POLITICHE DI SUPPORTO ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI”** fornisce stime rappresentative dei costi e dei benefici derivanti dal raggiungimento degli obiettivi

I. SITUAZIONE CORRENTE

- Breve spiegazione della struttura e delle funzioni del mercato dell'energia
- Stato di sviluppo delle rinnovabili
- Quadro di riferimento legislativo – sintesi delle attuali politiche di supporto delle rinnovabili (elettricità, riscaldamento/raffrescamento, trasporti) e degli ostacoli esistenti

Nell'ultimo anno di cui sono disponibili statistiche ufficiali (2008), la domanda di energia elettrica in Italia è stata di 339,5 miliardi di kWh, con un decremento dello 0,1% rispetto all'anno precedente. Tale richiesta di energia elettrica sulla rete è stata soddisfatta per l'88,2% da produzione nazionale, con un aumento del 2,0% rispetto al 2007 e per la restante quota di fabbisogno (11,8%) dalle importazioni nette dall'estero.

Nel 2008 i consumi totali di energia elettrica sono rimasti stabili a 319,0 miliardi di kWh (+0,03%). Le perdite di rete sono risultate in contrazione del 2,5%, con un'incidenza sulla richiesta del 6,0% (6,2% nel 2007).

Nel 2008 inoltre la produzione nazionale netta è aumentata del 1,9% rispetto all'anno precedente, con un valore di 307,1 miliardi di kWh. Disaggregando per fonte i dati relativi alla produzione al netto dei servizi ausiliari, si evidenzia un andamento diversificato tra le varie fonti, con un sensibile incremento delle principali fonti rinnovabili ed una contrazione della produzione termoelettrica tradizionale. In particolare, in ragione della favorevole idraulicità registrata nel 2008, la produzione idroelettrica è aumentata del 22,9%, la produzione eolica è cresciuta del 20,3% mentre quella fotovoltaica ha raggiunto i 192,9 milioni di kWh.

Complessivamente la produzione netta da fonti rinnovabili è aumentata del 21,3%, con un contributo in crescita di tutte le fonti tranne quella geotermica. La produzione da fonte termica, che rappresenta l'81,5% della produzione netta nazionale, è diminuita del 1,5% rispetto all'anno precedente.

Potenza efficiente lorda degli impianti a fonte rinnovabile in Italia al 31 dicembre 2007 e 2008 (fonte GSE)

	2007		2008		08/07
	n.	kW	n.	kW	%
Idrica	2.128	17.458.614	2.184	17.623.475	0,9
0_1	1.194	436.580	1.223	450.046	3,1
1_10 (MW)	641	2.085.679	665	2.155.558	3,4
> 10	293	14.936.355	296	15.017.871	0,5
Eolica	203	2.714.128	242	3.537.578	30,3
Solare	7.647	86.750	32.018	431.504	397,4
Geotermica	31	711.000	31	711.000	0,0
Biomasse e rifiuti *	312	1.336.882	352	1.555.342	16,3
Solidi	109	989.747	110	1.068.485	8,0
– rifiuti solidi urbani	64	594.530	65	619.475	4,2
– da biomasse solide	45	395.217	45	449.010	13,6
Biogas *	215	347.135	239	365.648	5,3
– da rifiuti	183	297.005	193	306.980	3,4
– da fanghi	6	4.714	11	5.822	23,5
– da deiezioni animali	15	8.973	19	12.678	41,3
– da attività agricole e forestali	11	36.443	16	40.168	10,2
Bioliquidi *	-	-	12	121.209	
– altri bioliquidi	-	-	10	114.009	
– biodiesel	-	-	1	320	
– rifiuti liquidi biodegradabili	-	-	1	6.880	
Totale	10.321	22.307.374	34.827	23.858.899	7,0

* per quanto riguarda le bioenergie, secondo un recente studio APER (settembre 2009) il dato sulla diffusione delle biomasse “pure” risulta fortemente sottostimato. Pur escludendo infatti dall’analisi gli impianti alimentati con rifiuti urbani, risulta la presenza di oltre 700 impianti per una potenza installata di circa 1500 MW.

	biomasse solide				liquide	biogas				
	Biomasse vergini	Scarti/Residui	Mix Vergini/Scarto	TOT.	Oli veg.	Discarica	Depuraz.	Altro	Digest. Anaerob.	TOT.
impianti	61	20	26	107	81	232	39	8	256	535
MW	134,64	115,47	249,47	499,58	529,357	305,934	12,755	8,67	134,585	461,944

Produzione lorda degli impianti da fonte rinnovabile in Italia nel 2007 e 2008 (fonte GSE)

GWh	2007		2008		% 08/07	
	Reale	Normalizz. ¹	Reale	Normalizz. ¹	Reale	Normalizz. ¹
Idrica	32.815,2	42.509,3	41.623,0	42.908,6	26,8	0,9
Eolica	4.034,4	4.518,4	4.861,3	5.839,2	20,5	29,2
Solare	39,0	39,0	193,0	193,0	394,9	394,9
Geotermica	5.569,1	5.569,1	5.520,3	5.520,3	0,9	0,9
Biomasse e rifiuti	5.441,3	5.441,3	5.966,4	5.966,4	9,7	9,7
Solidi	3.994,0	3.994,0	4.302,3	4.302,3	7,7	7,7
– da RSU biodegradabili ²	1.512,5	1.512,5	1.556,2	1.556,2	2,9	2,9
RSU non biodegradabili	(1.512,5)	(1.512,5)	(1.556,2)	(1.556,2)	2,9	2,9
– da biomasse solide	2.481,5	2.481,5	2.746,1	2.746,1	10,7	10,7
Biogas	1.447,3	1.447,3	1.599,5	1.599,5	10,5	10,5
– da rifiuti	1.247,3	1.247,3	1.355,1	1.355,1	8,6	8,6
– da fanghi	9,0	9,0	14,8	14,8	64,4	64,4
– da deiezioni animali	53,3	53,3	69,8	69,8	31,0	31,0
– da attività agricole e forestali	137,7	137,7	159,8	159,8	16,0	16,0
Bioliquidi	-	-	64,6	64,6		
– da altri bioliquidi	-	-	59,1	59,1		
– da biodiesel	-	-	0,4	0,4		
– da rifiuti liquidi biodegrad.	-	-	5,1	5,1		
Totale	47.899,0	58.077,0	58.164,0	60.427,4	21,4	4,0
Totale/CIL	13,5%	16,4%	16,5%	17,1%		
Totale con rifiuti non biodegradabili	49.411,4	59.589,4	59.720,1	61.983,6	20,9	4,0
Totale con rifiuti non bio/CIL	13,9%	16,8%	16,9%	17,5%		
CIL (escluso produzione da pompaggio)	354.505	354.505	353.560	353.560	0,3	0,3

¹ I valori della produzione idrica e eolica sono stati sottoposti a normalizzazione secondo quanto previsto dalla direttiva 2009/28/CE.

² Stime basate sull’ipotesi che la quota biodegradabile sia pari al 50% come previsto dagli accordi statistici Eurostat.

Andamento della produzione rinnovabile rispetto al C.I.L. di energia elettrica dal 2002 al 2008 (fonte GSE)

	C.I.L. ¹		Produzione lorda Rinnovabile		Estero Rinnov.		Prod. lorda Rinn.+ Estero Rinn.		Consumi	Perdite di rete	Richiesta ²
	TWh	TWh	% del C.I.L.	TWh	TWh	% del C.I.L.	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
2002	327,3	48,3	14,8	24,6	72,9	22,3	291,0	19,8	310,7		
2003	337,2	47,1	14,0	26,5	73,6	21,8	299,8	20,9	320,7		
2004	341,4	54,1	15,9	34,9	89,0	6,1	304,5	20,9	325,4		
2005	346,0	48,6	14,1	9,7	58,3	16,9	309,8	20,6	330,4		
2006	352,6	50,8	14,4	35,0	85,8	24,3	317,5	19,9	337,5		
2007	354,5	47,9	13,5	38,2	86,1	24,3	319,0	21,0	339,9		
2008	353,6	58,2	16,5	26,7*	84,9	24,0	319,0	20,5	339,6		

¹ Produzione lorda nazionale – Produzione da Pompaggio + saldo estero.

² Consumi + Perdite di rete.

* Dato provvisorio.

Lo strumento su cui si fonda lo sviluppo della produzione di **energia elettrica** da fonti rinnovabili in Italia è quello della quota d'obbligo (basato sul sistema dei certificati verdi) in base al quale viene posto in capo ad una determinata categoria (produttori/importatori di energia elettrica prodotta da fonti fossili) un obbligo annuale di immissione nel sistema elettrico di una quantità di energia da fonti rinnovabili pari ad una percentuale prefissata dell'energia da fonte tradizionale rispettivamente prodotta/importata. Questo quota, introdotta dal Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, era inizialmente pari al 2%, ed è stata successivamente incrementata dello 0,35% annuo dal decreto legislativo 387/2003. La legge n. 244/2007 (finanziaria 2008) ha poi portato l'incremento annuale dal valore di 0,35% a quello di 0,75%.

La finanziaria 2008 ha inoltre modificato il meccanismo dei certificati verdi preesistente, introducendo:

- estensione della durata del periodo di assegnazione dei certificati verdi da 12 a 15 anni;
- differenziazione dell'incentivo per fonte, attraverso l'applicazione di coefficienti moltiplicativi specifici;
- possibilità di ricorso, in alternativa ai certificati verdi, ad una tariffa omnicomprendiva differenziata per fonte, riservata agli impianti di potenza inferiore a 1 MW.

Incentivi introdotti dalla Finanziaria 2008 (come modificati dalla legge 99/09)

Fonte	k	Fonte	TO €/kWh
Eolica	1,00	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
Eolica <i>offshore</i>	1,50	Geotermica	20
Geotermica	0,90	Moto ondoso e maremotrice	34
Moto ondoso e maremotrice	1,80	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
Idraulica	1,00	Biogas, biomasse e oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/2009	28
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,3	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi esclusi oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/2009	18
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta *	*		
Biomasse e biogas di cui al punto 7, alimentanti impianti di cogenerazione ad alto rendimento con riutilizzo dell'energia termica in ambito agricolo	*		
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80		

* 1,8 – in attesa di attuazione

Il percorso di attuazione di questo nuovo meccanismo di incentivi è stato tuttavia molto lento e risulta ancora oggi, ad oltre 2 anni dall'approvazione della legge finanziaria, non completo. Il lungo transitorio, le

numerose proposte di modifica intervenute e le questioni ancora sospese, quali la definizione degli incentivi alle cosiddette biomasse da filiera, unito all'eccesso di offerta di certificati verdi sul mercato verificatosi negli ultimi anni, hanno gettato l'intero settore nel caos, frenando fortemente gli investimenti.

L'instabilità in cui versa oggi il meccanismo di incentivazione si somma alle complessità ed alle inefficienze, purtroppo note ormai da anni, dell'iter per l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio degli impianti e per la connessione alla rete, determinando il sorgere di pesanti extra costi sulla produzione di energia rinnovabile che vanificano i benefici di incentivi per le fonti rinnovabili fra i più alti d'Europa quali quelli italiani.

Per quanto attiene nello specifico al settore della generazione di **energia termica** manca in Italia un sistema organico in grado di monitorarne ed incentivarne lo sviluppo al pari di quanto avviene per l'energia elettrica.

Nel settore termico, la mancanza di contatori presso le utenze, a differenza di come avviene per ragioni fiscali nel settore elettrico, rende molto difficile quantificare valori ufficiali sulla produzione di energia termica da rinnovabili. I dati contenuti nei bilanci energetici sono, secondo il parere di numerose fonti, fortemente sottostimati. Alle difficoltà di monitoraggio contribuiscono anche la presenza frequente di casi di autoproduzione ed autoconsumo del combustibile, la diffusione di impianti di taglia domestica e il ricorso a combustibile ricavato da rifiuti (ad esempio scarti dell'industria di produzione della carta o dei pannelli), la cui gestione a valle del processo industriale non è pienamente formalizzata.

La produzione di calore può accedere al meccanismo dei titoli di efficienza energetica e beneficiare per talune categorie di intervento di agevolazioni fiscali, tuttavia la produzione di energia termica non gode oggi di uno strumento organico ed incentivante quanto quello dedicato alla produzione elettrica, con la conseguenza che le biomasse attualmente disponibili sono spesso poco sfruttate, le tecnologie adottate a scala domestica sono talvolta obsolete, non sono infrequenti i casi in cui la generazione di energia elettrica sia favorita rispetto alla termica o ad un assetto in cogenerazione.

Per quanto riguarda in particolare il mercato del solare termico, nel 2007 è stato raggiunto il livello di 231 MWth installati, pari a 330.000 m², con una crescita rispetto al 2006 del 77%. Nel 2008, sono stati installati 421.000 m² pari a 295 MWth . Il totale installato ha superato 1 GWth pari a 1,5 milioni di m² installati. Questo dato positivo sulle vendite 2007 e 2008 in valore assoluto (che fa dell'Italia il secondo mercato del solare termico in Europa) deve, peraltro, essere realisticamente accostato al dato di superficie di collettori installati per abitante, valore che resta basso (18 kWth/1000 ab, pari a 0,03 m² per abitante) e che ben illustra tutto il potenziale di crescita di questa tecnologia, a fronte delle condizioni climatiche assai favorevoli del nostro Paese. Dal punto di vista tecnologico, per questa fonte (come purtroppo per la maggior parte delle rinnovabili italiane) il grado di dipendenza dall'estero è ancora abbastanza elevato: la domanda di collettori solari nel 2006 è stata coperta per il 77% dalle importazioni, da paesi sia europei che extraeuropei, e per il 23% dalla produzione nazionale.

Attualmente e con certezza solo fino al 31/12/2010, l'incentivazione del solare termico passa principalmente attraverso le detrazioni fiscali del 55% per gli interventi di riqualificazione energetica negli edifici. L'altro strumento di incentivazione è quello dei bandi regionali e locali che forniscono un contributo agli utenti finali per l'installazione di un impianto solare termico. La detrazione fiscale del 55% e gli incentivi regionali/locali non sono però cumulabili.

Per quanto riguarda il settore dei **biocarburanti**, la normativa italiana impone attualmente l'obbligo di miscelazione di una percentuale del 5% di biodiesel al gasolio destinato ad autotrazione.

La capacità produttiva dell'Italia di biodiesel è pari a oltre 2.250.000 ton/anno. La produzione nazionale si aggira tuttavia intorno alle 700.000 tonnellate e le importazioni superano le 200.000 ton (2008).

II. OBIETTIVI E TRAIETTORIE

La modellizzazione degli obiettivi finali ed intermedi è stata effettuata per diversi scenari. I valori riportati nelle tabelle seguenti sono riferiti ai due seguenti scenari :

1- National target fulfilment (NAT)

Questo scenario si basa sulla stima del potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili che lo Stato Membro può raggiungere sfruttando unicamente le proprie risorse. L'eventuale deficit, laddove l'obiettivo stimabile sulla base delle risorse nazionali sia inferiore a quello previsto dalla direttiva, verrà colmato attraverso il trasferimento del surplus da altri paesi.

2- Proactive support (ACT)

Questo scenario si basa sulla stima del potenziale di sviluppo che lo Stato Membro potrebbe raggiungere se puntasse ad uno sviluppo spinto delle fonti rinnovabili grazie all'abbattimento di tutte le barriere non economiche (procedure burocratiche, accesso alla rete, ecc.) oggi esistenti.

II.1 OBIETTIVI GENERALI E TRAIETTORIE DI SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI

Contributo complessivo delle fonti rinnovabili al consumo finale di energia nel 2005, traiettorie indicative di sviluppo ed obiettivi obbligatori al 2020 (in % rispetto al consumo finale di energia)

Scenario NAT

2005	Media 2011-2012	Media 2013-2014	Media 2015-2016	Media 2017-2018	2020
5,5%	8,7%	10,6 %	12,2%	13,9%	16,3%

Scenario ACT

2005	Media 2011-2012	Media 2013-2014	Media 2015-2016	Media 2017-2018	2020
5,5%	8,7%	10,6 %	12,4%	14,8%	18,0%

Si ritiene che l'Italia, sfruttando le proprie risorse, possa conseguire un livello di penetrazione delle fonti rinnovabili pari al 16,3%, raggiungendo l'obiettivo fissato del 17% attraverso il supporto dell'import e dell'applicazione delle misure di flessibilità previste dalla Direttiva.

Tale obiettivo non si ritiene tuttavia costituisca il massimo conseguibile dal nostro Paese. La buona disponibilità della risorsa rinnovabile e la crescente sensibilità ed interesse verso questo settore, suggeriscono la possibilità, attraverso una politica di sviluppo più spinto delle rinnovabili, di raggiungere un target anche superiore a quello imposto dalla Direttiva 28/09.

Per raggiungere questi obiettivi però, come verrà ampiamente illustrato nei capitoli seguenti del presente report, è indispensabile l'abbattimento delle barriere alla produzione di energia da fonti rinnovabili oggi esistenti nel nostro Paese, dalle inefficienze negli iter autorizzativi, alla scarsa chiarezza e stabilità del quadro normativo, alle problematiche di connessione alla rete, alle sempre maggiori difficoltà di accesso al credito, ecc...

II.2 OBIETTIVI E TRAIETTORIE SUDDIVISE PER SETTORE

Obiettivi al 2020 e traiettorie indicative di sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili nei settori dell' elettricità, del riscaldamento/raffrescamento e dei trasporti

Scenario NAT

Ktep/%	2005	Average 2011 2012	Average 2013 2014	Average 2015 2016	Average 2017 2018	2020 Targets
Consumo finale lordo di energia previsto ¹	135.987	148.659	146.265	144.341	143.521	142.528
Consumo finale lordo di energia elettrica da FER ²	5.245	7.712	8.876	9.735	10.339	11.117
Percentuale di elettricità da FER sul consumo finale lordo di energia elettrica ³	17,6%	23,3%	26,7%	29,1%	31,3%	33,1%
Consumo finale lordo di energia da FER per riscaldamento/raffr. ⁴	2.029	3.419	4.280	5.263	6.495	8.187
Percentuale di energia da FER per riscaldamento/raffresc. sul consumo finale lordo di energia per riscaldamento/raffrescamento ⁵	3,2%	4,9%	6,4%	8,0%	10,0%	12,8%
Consumo finale lordo di energia da FER nei trasporti ⁶	179	1.736	2.340	2.591	2.931	3.732
Percentuale di FER nei trasporti ⁷	0,4%	3,8%	5,1%	5,7%	6,5%	8,4%
Percentuale complessiva di energia da FER sul consumo finale di energia ⁸	5,5%	8,7%	10,6 %	12,2%	13,9%	16,3%

Scenario ACT

Ktep /%	2005	Average 2011 2012	Average 2013 2014	Average 2015 2016	Average 2017 2018	2020 Targets
Consumo finale lordo di energia previsto	135.987	148.659	146.265	144.341	143.521	142.528
Consumo finale lordo di energia elettrica da FER	5.245	7.712	8.875	9.952	11.313	12.769
Percentuale di elettricità da FER sul consumo finale lordo di energia elettrica	17,6%	23,3%	26,7%	29,8%	33,5%	37,2%
Consumo finale lordo di energia da FER per riscaldamento/raffr.	2.029	3.419	4.280	5.409	6.949	9.133
Percentuale di energia da FER per riscaldamento/raffresc. sul consumo finale lordo di energia per riscaldamento/raffrescamento	3,2%	4,9%	6,4%	8,3%	10,7%	14,3%
Consumo finale lordo di energia da FER nei trasporti	179	1.736	2.340	2.591	2.931	3.732
Percentuale di FER nei trasporti	0,4%	3,8%	5,1%	5,7%	6,5%	8,4%
Percentuale complessiva di energia da FER sul consumo finale di energia	5,5%	8,7%	10,6 %	12,4%	14,8%	18,0%

¹ As defined in article 2.f of the 2009/28/EC Directive: "gross final consumption of energy" means the energy commodities delivered for energy purposes to industry, transport, households, services including public services, agriculture, forestry and fisheries, including the consumption of electricity and heat by the energy branch for electricity and heat production and including losses of electricity and heat in distribution and transmission".

² as defined in Article 5(1)a and article 5(3).

³ Gross final consumption of electricity from renewable sources for electricity (as defined in Article 5(1)a) divided by total gross final consumption of electricity.

⁴ as defined in Article 5(1)b and article 5(4).

⁵ Gross final consumption of energy from renewable sources for heating and cooling (as defined in Article 5(1)b) divided by gross final consumption of energy for heating and cooling.

⁶ As defined in Article 5(1)c and 5(5).

⁷ final energy from renewable sources consumed in transport (as defined in Article 5(1)c) divided by petrol; diesel; biofuels used in land transport and renewable electricity in land transport (Renewable electricity in transport should be multiplied by a factor of 2.5, as indicated by Article 3(4)c.).

⁸ Total Expected RES consumption divided by gross final energy consumption

II.3 CONTRIBUTO DELLE RINNOVABILI AI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA

Contributo previsto per ciascuna tecnologia di produzione di energia da fonti rinnovabili per raggiungere il target obbligatorio al 2020 e traiettoria indicativa per la quota di energia elettrica (in termini di potenza installata e produzione lorda di energia elettrica)

Scenario NAT

Tipologia	2005		Media 2011-2012		Media 2013-2014		Media 2015-2016		Media 2017-2018		Target 2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Biomassa*												
Solida	1.091	3.468	1.376	7.217	1.733	9.306	2.000	10.802	2.203	11.890	2.450	13.202
biogas	284	1.198	417	2.305	587	3.375	919	5.361	1.362	7.850	1.607	9.112
liquida	n.d.	n.d.										
Solare termodinamico**	0	0	51	126	119	294	136	335	136	335	136	335
Geotermico	671	5.324	993	6.988	1.027	7.158	1.136	7.905	1.476	10.286	1.517	10.572
Idroelettrico												
<10MW	2.405	8.785	2.656	10.160	2.745	10.496	2.778	10.631	2.778	10.631	2.778	10.631
> 10MW	15.098	39.682	15.527	38.502	15.744	39.009	15.790	39.136	15.790	39.136	15.790	39.136
Di cui pompaggio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Fotovoltaico**	7	31	3.682	3.640	6.853	6.661	11.299	10.884	15.105	14.498	20.722	19.828
Mareomotrice	0	0	3	13	8	26	13	38	13	38	13	38
Eolico***												
onshore	1.635	2.512	9.937	20.625	13.478	26.710	14.162	27.917	14.329	28.255	14.483	28.595
offshore	0	0	41	111	69	191	77	213	87	241	149	427

Scenario ACT

Tipologia	2005		Media 2011-2012		Media 2013-2014		Media 2015-2016		Media 2017-2018		Target 2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Biomassa*												
Solida	1.091	3.468	1.376	7.217	1.733	9.306	2.078	11.315	2.456	13.539	2.997	16.760
biogas	284	1.198	417	2.305	587	3.375	919	5.361	1.461	8.245	2.147	11.153
liquida	n.d.	n.d.										
Solare termodinamico**	0	0	51	126	119	294	202	500	340	841	641	1.588
Geotermico	671	5.324	993	6.988	1.027	7.158	1.142	7.939	1.543	10.620	1.965	12.816
Idroelettrico												
<10MW	2.405	8.785	2.656	10.160	2.745	10.496	2.800	10.715	2.847	10.881	2.849	10.889
> 10MW	15.098	39.682	15.527	38.502	15.744	39.009	15.943	39.516	16.150	40.023	16.199	40.157
Di cui pompaggio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Fotovoltaico**	7	31	3.682	3.640	6.853	6.661	11.877	11.433	18.542	17.760	26.091	24.908
Mareomotrice	0	0	3	13	4	19	6	25	7	31	9	39
Eolico***												
onshore	1.635	2.512	9.937	20.625	13.478	26.710	14.620	28.638	14.905	29.149	14.985	29.358
offshore	0	0	41	111	69	191	108	304	169	481	296	838

* Il modello di calcolo adottato nell'ambito del progetto REPAP2020 si basa su una modellizzazione condotta a partire da dati Eurostat 2006, nei quali la fonte bioliquido non era ancora censita. Tale fonte non è stata dunque studiata separatamente ma genericamente compresa nella categoria biomassa solida. Ciononostante, da un censimento APER concluso nel 2009, risulta che i bioliquidi contribuiscono oggi a circa un terzo della potenza installata degli impianti per la produzione di energia da biomasse in Italia (circa 500 MW su 1500, come illustrato al capitolo "current situation"). Inoltre, secondo le previsioni di alcune importanti aziende del settore, il potenziale dei bioliquidi per la produzione di energia elettrica al 2020 ammonterebbe a circa 1.450 MW. Ne consegue che la produzione di bioenergia da fonte liquida come categoria a sé stante non dovrebbe assolutamente essere trascurata nelle previsioni di sviluppo al 2020, ma è indispensabile che, prima della definizione del Piano d'Azione, il Governo italiano valuti accuratamente anche la traiettoria di sviluppo di questo settore.

Considerazioni simili valgono anche per la biomassa solida di origine non vergine. Il dato Eurostat da cui il modello prende le mosse si basa su una catalogazione di tipo "biomassa solida" e "biowaste", che impedisce di identificare univocamente la categoria delle biomasse solide, anche di scarto, ed identificare (e separare) gli eventuali impianti alimentati anche con rifiuto non biodegradabile. Le ragioni sono probabilmente da ricercare nel quadro normativo italiano incerto e mutevole, che ha fatto sì che la raccolta dei dati su questa fonte fosse, per anni, viziata dall'incapacità di distinguere tra il rifiuto biodegradabile ed il rifiuto urbano indifferenziato. Molte statistiche di conseguenza includono interamente la produzione di energia di impianti "ibridi" rinnovabile/non rinnovabile, se non addirittura impianti alimentati con fonti assimilate.

In conclusione, il dato complessivo di sviluppo delle bioenergie sino al 2020 andrebbe analizzato più approfonditamente, includendo nell'indagine tutte le filiere realmente esistenti, compresa quella liquida, ed eventualmente "depurandone" il valore totale (piuttosto ambizioso rispetto alle prime previsioni dei principali enti ed associazioni italiani e probabilmente viziato dalla presenza di impianti di smaltimento di rifiuti).

**Il dato di produzione di energia da fonte solare al 2020 andrebbe analizzato con maggiore dettaglio per quanto attiene la ripartizione degli obiettivi tra il fotovoltaico ed il solare termodinamico. Si ritiene infatti che lo sviluppo di quest'ultimo possa considerarsi sottostimato rispetto al primo: per il solare termodinamico di grande taglia è possibile superare 1 GW di potenza installata, mentre per il termodinamico di piccola taglia una stima precisa è prematura ma comunque valutabile in qualche centinaio di MW.

***il potenziale dell'eolico andrebbe analizzato più approfonditamente. Le ore di produzione dell'on-shore sembrano sovrastimate (e sottostimata la potenza installata che, secondo alcune fonti, potrebbe raggiungere valori di 15.500-18.000 MW), mentre si giudica sottostimato il potenziale installabile off-shore che potrebbe raggiungere i 2 GW.

II.4 CONTRIBUTO DELLE RINNOVABILI AL RISCALDAMENTO/RAFFRESCAMENTO

Contributo previsto per ciascuna tecnologia di produzione di energia da fonti rinnovabili per raggiungere il target obbligatorio al 2020 e traiettoria indicativa per la quota di energia termica (in termini di potenza installata e consumo finale di energia per riscaldamento/raffrescamento)

Scenario NAT

Tipologia	2005		Media 2011-2012		Media 2013-2014		Media 2015-2016		Media 2017-2018		Target 2020	
	MWth	Ktep	MWth	Ktep	MWth	Ktep	MWth	Ktep	MWth	Ktep	MWth	Ktep
Biomassa*												
solida		1.821	24.212	2.690	27.699	3.130	32.206	3.667	37.942	4.331	43.277	4.985
biogas		0	489	36	566	41	688	49	873	60	1.063	69
Bioliquidi ¹⁰		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Geotermia		181	2.309	419	3.933	663	5.847	894	8.474	1.158	13.647	1.678
Solare termico		27	5.593	274	9.069	444	13.323	653	19.291	945	29.679	1.455
Consumo finale di energia da FER per riscald/raffescam. ¹¹		2.029	32.603	3.419	41.267	4.278	52.064	5.263	66.580	6.494	87.666	8.187

Scenario ACT

Tipologia	2005		Media 2011-2012		Media 2013-2014		Media 2015-2016		Media 2017-2018		Target 2020	
	MWth	Ktep	MWth	Ktep	MWth	Ktep	MWth	Ktep	MWth	Ktep	MWth	Ktep
Biomassa*												
solida		1.821	24.224	2.690	27.718	3.130	32.277	3.681	38.246	4.388	44.029	5.117
biogas		0	489	36	566	41	688	49	902	61	1.202	75
bioliquidi ⁹		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Geotermia		181	2.309	419	3.933	663	6.926	1.026	11.539	1.554	19.177	2.487
Solare termico		27	5.593	274	9.069	444	13.323	653	19.291	945	29.679	1.455
Consumo finale di energia da FER per riscald/raffescam. ¹⁰		2.029	32.615	3.419	41.286	4.280	53.214	5.409	69.978	6.949	94.088	9.133

* Il modello di calcolo adottato nell'ambito del progetto REPAP2020 conduce ad una stima dello sviluppo della biomassa ad uso termico inferiore a quella prevista dalle principali associazioni di settore. Inoltre non consente il calcolo del contributo della fonte bioliquido (da intendersi inclusa nella fonte biomassa).

Il valore complessivo e la traiettoria andrebbero di conseguenza analizzate più approfonditamente prima della presentazione del Piano d'Azione

II.5 CONTRIBUTO DELLE RINNOVABILI AI CONSUMI DI CARBURANTI PER I TRASPORTI

Contributo previsto di ciascuna tecnologia per raggiungere i target obbligatori al 2020 e traiettorie per la quota di energia rinnovabile nel settore dei trasporti

Scenario NAT= Scenario ACT

Consumo in ktep	2005	Media 2011-2012	Media 2013-2014	Media 2015-2016	Media 2017-2018	Target 2020
Bioetanolo	0,0	183,9	229,4	258,2	287,2	323,6
Biodiesel	179,0	398,7	399,8	23,5	0,0	162,5
Carburanti seconda generazione	n.a.	0,0	0,0	15,7	15,7	47,0
Import di biocarburanti	n.a.	1.153,9	1.710,5	2.293,2	2.628,4	3.198,8
Import estero		509,4	860,3	1.313,6	1.494,8	1.955,8
Commercio intra europeo		644,5	850,2	979,6	1.133,5	1.242,9
TOTALE BIOCARBURANTI	179,0	1.736,5	2.339,8	2.590,6	2.931,2	3.731,8

⁹ Taking into account only those that comply with sustainability criteria.

¹⁰ as defined in Article 5(1)b.

III. MISURE PER IL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI:

III.1 MISURE POLITICHE

1. Misure relative a procedure amministrative, regolamenti, codici

- **Chi sono i soggetti responsabili delle procedure di autorizzazione, certificazione, licenza a livello nazionale, regionale e locale? Come dovrebbero essere meglio definite e coordinate le competenze?**

La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonte rinnovabile sono soggetti all'autorizzazione unica prevista dall'art. 12 del d. lgs. 387/2003. L'organo preposto al rilascio dell'autorizzazione unica è, a seconda della regione in cui è localizzato l'impianto, la Regione o, in presenza di delega, la Provincia. Gli impianti eolici off-shore, invece, sono autorizzati dallo Stato (Ministero dei Trasporti). I comuni si esprimono sulla compatibilità urbanistica degli impianti. Tuttavia, poiché l'art. 12 prevede la compatibilità degli impianti ubicati in area agricola e poiché l'autorizzazione unica comporta la variante degli strumenti urbanistici per il caso di non compatibilità, il ruolo dei Comuni nel procedimento assume un peso minore.

Il potere decisionale sul progetto spetta interamente all'ente competente al rilascio dell'autorizzazione: nel procedimento di autorizzazione, infatti, le amministrazioni coinvolte esprimono dei meri pareri istruttori che possono essere motivatamente disattesi dall'ente autorizzante.

In concreto, tuttavia, gli operatori riscontrano scarsa trasparenza ed informazione sul riparto di competenze tra i vari enti coinvolti, sulle tempistiche di avvio del procedimento, sull'ordine di trattazione delle domande e sui termini di espressione dei pareri. L'amministrazione procedente dovrebbe dotarsi di: elenco dei pareri necessari rispetto alla tipologia di impianto da autorizzare, relative competenze, tempistiche per l'espressione dei pareri, criteri certi per l'esame dei progetti, calendari predefiniti per le riunioni di esame dei progetti.

- **Esistono ostacoli non necessari o richieste non proporzionate nelle procedure di autorizzazione, certificazione o licenza degli impianti e delle reti di trasmissione e distribuzione connesse, per la produzione di energia elettrica o termica da fonti rinnovabili o per la trasformazione della biomassa in biocarburante o in altri prodotti energetici? Se presenti, quali sono?**

L'iter per il conseguimento dell'autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio dell'impianto a fonti rinnovabili ha, in molti casi, una durata ben superiore ai 180 giorni previsti dal d.lgs. 387 e può comportare un notevole dispendio economico. Gli ostacoli nel corso del processo sono molto numerosi e vanno dalle opposizioni dei comitati cittadini o degli enti locali, ai rallentamenti nella convocazione e conduzione della Conferenza dei Servizi, alle difficoltà e ritardi nella connessione alla rete e, in alcune zone, nel dispacciamento dell'energia. Nella pianificazione energetica delle regioni inoltre, non sono infrequenti i vincoli sulla potenza massima installabile o sulle aree precluse all'installazione degli impianti a fonti rinnovabili (i casi più frequenti hanno riguardato prescrizioni localizzative per gli impianti eolici). Tra gli ostacoli di tipo economico infine, non vanno dimenticati i contributi richiesti dagli enti locali, che vanno da canoni, sovracanon, ICI ed altre misure di natura fiscale, fino a vere e proprie misure di compensazione. L'iter per l'autorizzazione e la connessione dell'impianto, nel suo complesso, costituisce il maggiore scoglio alla realizzazione delle fonti rinnovabili in Italia, determinando pesanti sovra costi legati alle inefficienze, che vanificano il margine degli incentivi italiani rispetto a quelli di altri paesi europei.

Esistono poi nel corso dell'iter autorizzativo ostacoli che caratterizzano nello specifico le singole fonti rinnovabili. È il caso, ad esempio, della scarsa chiarezza nella gestione delle biomasse/rifiuto, per le quali è spesso difficile comprendere di quali autorizzazioni debba dotarsi l'impianto, o delle procedure per l'ottenimento delle concessioni per uso idroelettrico, o per la perforazione di pozzi per lo sviluppo della geotermia.

- **È disponibile un'informazione chiara sui processi di autorizzazione o certificazione delle installazioni a fonti rinnovabili?**

Le modalità e le tempistiche di svolgimento del processo di autorizzazione, così come la documentazione che è necessario presentare, subiscono significative variazioni da una regione all'altra e spesso, all'interno della stessa regione, anche da una provincia all'altra. Una delle principali ragioni di questa disomogeneità è la mancata adozione da parte del Governo italiano di un documento di linee guida nazionali contenenti i principi per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione unica, come peraltro previsto dal decreto legislativo 387/2003.

In mancanza di una linea guida comune, molte regioni hanno adottato proprie disposizioni per la disciplina del processo di autorizzazione, in genere diverse le une dalle altre, lasciando ampio margine di discrezionalità agli uffici regionali/provinciali nella valutazione della singola istanza.

Le linee guida nazionali sono attese dal 2003 ma il mancato accordo tra i ministeri responsabili della loro elaborazione ne ha posticipato il rilascio. I lavori sono recentemente ripresi ma allo stato attuale non si ha alcuna notizia della definitiva approvazione delle stesse.

In concreto, le criticità che più frequentemente affliggono il procedimento di autorizzazione unica sono: l'assenza di adeguata informazione sulle modalità e i criteri di esame delle domande, sulle tempistiche per il rilascio dei vari pareri richiesti, sulle competenze delle amministrazioni coinvolte nel procedimento. Inoltre, non esiste un "registro" delle autorizzazioni rilasciate sul territorio nazionale. Informazioni sulle autorizzazioni assentite sono faticosamente reperibili sui bollettini ufficiali delle regioni, se la competenza autorizzatoria è regionale. Pressochè impossibile, invece, è risalire alle autorizzazioni rilasciate dalle Province o alle D.I.A. presentate ai Comuni, poiché non esiste, almeno sino ad ora, un obbligo per gli enti territoriali, di informare le Regioni delle autorizzazioni rilasciate o delle D.I.A. ricevute.

- **Le procedure autorizzative dovrebbero tenere in considerazione le specificità delle diverse tecnologie a fonti rinnovabili? Se sì, come?**

Il d.lgs. n. 387/2003 contiene misure semplificative del procedimento di autorizzazione unica per impianti che hanno un ridotto impatto edilizio. Sono, infatti, subordinati a denuncia di inizio attività edilizia da presentare solo al Comune i seguenti: impianti eolici fino a 60 kW, fotovoltaici sino a 20 kW, idroelettrici sino a 100 kW, biomassa sino a 200 kW e biogas sino a 250 kW.

In aggiunta, il d.lgs. n. 115/2008 stabilisce che la realizzazione di mini impianti eolici e di fotovoltaici integrati con lo stesso orientamento della falda del tetto e che non ne modifichino la sagoma è considerata attività edilizia libera, soggetta a mera comunicazione al Comune territorialmente competente.

- **Il potenziale delle rinnovabili dovrebbe essere tenuto in considerazione nella pianificazione sul territorio?**

La disciplina di principio statale (d.lgs. n. 387/2003) prevede che il corretto inserimento degli impianti a fonti rinnovabili nel paesaggio sia di competenza statale attraverso l'approvazione delle linee guida citate. Le Regioni possono, solo in attuazione delle linee guida, indicare motivatamente aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti. In altre parole, il potere di pianificazione energetica rinnovabile spetta allo Stato e, in via attuativa, alle Regioni, non alle Province né ai Comuni. Recentemente, il giudice amministrativo ha investito la Corte Costituzionale della questione di legittimità costituzionale di previsioni regionali che hanno introdotto strumenti di pianificazione territoriale dedicati alle FER e apertamente ostativi al loro sviluppo.

La conoscenza del potenziale delle risorse rinnovabili effettivamente presenti sul territorio non dovrebbe costituire un vincolo alla realizzazione di ogni tipologia di impianto, tuttavia potrebbe indiscutibilmente accrescere la consapevolezza delle caratteristiche di un'area ed agevolare lo sviluppo di impianti rispondenti alla sua vocazione territoriale.

- **Le tempistiche per l'esame delle domande dovrebbero essere comunicate in anticipo?**

Sì, questo consentirebbe al proponente di conoscere in anticipo i termini delle varie fasi procedurali e, quindi, vigilare sul loro rispetto, sollecitando le amministrazioni a conformarvisi.

- **Quanti passi sono necessari per ottenere l'autorizzazione finale? Dovrebbe esistere uno sportello unico per coordinare tutti i passaggi?**

Nel modello delineato dall'articolo 12, d.lgs. 387/2003, è necessario ottenere un'unica autorizzazione che contiene tutti gli atti di assenso necessari alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto.

- **Per quali tipologie di progetti di piccola scala dovrebbero essere previste procedure semplificate e meno gravose?**

Allo stato attuale, sono subordinati a denuncia di inizio attività edilizia (D.I.A.) gli impianti eolici fino a 60 kW, fotovoltaici sino a 20 kW, idroelettrici sino a 100 kW, biomassa sino a 200 kW e biogas sino a 250 kW. E' altresì considerata attività edilizia libera l'installazione di mini impianti eolici e di fotovoltaici integrati con lo stesso orientamento della falda del tetto e che non ne modificano la sagoma.

Ulteriori semplificazioni procedurali dovrebbero essere previste per impianti di piccola taglia che trattano matrici di difficile inquadramento ai sensi della disciplina esistente, quali quelli a biomasse e biogas da materia prima non vergine, per i quali, l'assenza di riferimenti certi sulla gestione delle biomasse/rifiuto, determina spesso la necessità di dotarsi delle autorizzazioni previste per un impianto di trattamento rifiuti.

2. Misure relative agli edifici

- **Quali misure dovrebbero essere introdotte nei regolamenti edilizi per assicurare che la quota di energia da fonti rinnovabili utilizzata negli edifici cresca?**
- **Come dovrebbe essere predisposto l'obbligo di un livello minimo di energia rinnovabile negli edifici nuovi o ristrutturati per assicurare una migliore integrazione delle FER negli edifici?**

L'incremento delle fonti energetiche rinnovabili negli edifici deve agganciarsi e seguire di pari passo la legislazione per la riduzione dei consumi di energia e di emissioni che sono la base della Direttiva 2002/91/CE sulla certificazione energetica degli edifici. Questa legislazione deve essere intesa come strumento di trasformazione del mercato immobiliare: attraverso un sistema simile a quello adottato con successo per gli elettrodomestici, deve mirare a sensibilizzare gli utenti sugli aspetti energetici all'atto della scelta dell'immobile. Il processo dovrebbe inoltre portare ad una migliore conoscenza dei consumi energetici nei settori residenziale e terziario, che continuano a trainare la domanda di energia nel nostro Paese, consentendo al legislatore di intervenire con maggiore efficacia.

Il recepimento della Direttiva 2002/91/CE è avvenuto nel nostro Paese con il d.lgs. n. 192/2005, corretto e integrato dal D. Lgs. n. 311/2006. La Finanziaria 2008 ha stabilito, così come già espresso dal d.lgs. 192/05, che dal 2009 il permesso di costruzione dovesse essere subordinato alla certificazione energetica dell'edificio. Il D.L. 112/08, e la legge 6 agosto 2008, n. 133, hanno cancellato l'obbligo di allegare la certificazione energetica agli atti di compravendita e locazione pur mantenendo l'obbligatorietà di produrre tale documento e consegnarlo al compratore o al locatario. L'obbligo di allegare la certificazione agli atti stessi di compravendita e locazione (con relative sanzioni in caso di inadempimento) andrebbe tuttavia reintrodotta: questo introdurrebbe un momento di verifica dell'effettiva disponibilità dell'atto.

La legge finanziaria ha inoltre introdotto l'obbligo di prevedere per gli edifici di nuova costruzione l'inserimento di impianti a fonti rinnovabili. La data effettiva di applicazione di tale obbligo è tuttavia ancora oggi oggetto di discussione.

L'introduzione di un obbligo di copertura di una certa percentuale di consumi con fonti rinnovabili all'interno del regolamento edilizio comunale è una misura efficace per promuovere lo sviluppo delle rinnovabili negli edifici. Tale obbligo dovrebbe applicarsi anzitutto ai nuovi edifici, partendo da percentuali dapprima ridotte e poi via via crescenti di copertura dei consumi con produzione rinnovabile, per poi arrivare a coinvolgere le ristrutturazioni ed infine lo stock abitativo esistente. I comuni dovranno introdurre l'obbligo nel proprio regolamento edilizio, vincolando in questo modo il permesso di costruire alla realizzazione di impianti a fonti rinnovabili. Questo strumento sarà efficace se sarà adottato nell'ambito di un approccio globale che affronti le tre aree fondamentali

della coibentazione, delle fonti rinnovabili e dell'efficienza degli impianti, se sarà opportunamente condiviso con i principali attori (progettisti, imprese, ...) e divulgato ai cittadini, se verranno messe in atto tutte le necessarie attività di controllo e monitoraggio. L'applicazione ai nuovi edifici inoltre dovrebbe essere vista solo come un primo passo, perché la vera sfida è quella della conversione del parco edilizio esistente, largamente insufficiente da un punto di vista energetico.

L'introduzione dell'obbligo nel regolamento edilizio potrebbe essere accompagnato da incentivi, come la riduzione del contributo per il rilascio della concessione edilizia, nonché da attività di informazione e sensibilizzazione a tutti i livelli.

Fattore fondamentale di successo è inoltre l'applicazione uniforme su tutto il territorio: non è infatti pensabile che da un comune all'altro le regole cambino in modo significativo mettendo in seria difficoltà i progettisti e in ultima istanza i cittadini.

Il d.lgs. 311/06 ha imposto l'obbligo di rinnovabili nei nuovi edifici e nelle ristrutturazioni ma i decreti attuativi che dovevano definire i criteri che disciplinano progettazione, installazione, esercizio, manutenzione e ispezione degli impianti termici, non sono mai stati pubblicati. A livello locale le regioni hanno cominciato a emanare proprie leggi per l'applicazione di tale obbligo sul territorio di competenza. Sette regioni negli ultimi 2-3 anni hanno introdotto l'obbligo solare, che in altre regioni è operativo solo in alcuni comuni e non su tutto il territorio regionale (circa 253 su un totale di circa 8.000). È urgente e non più procrastinabile la definizione di una linea guida/decreto attuativo a livello nazionale tipo, che venga applicato in tutte le amministrazioni locali a garanzia di un'applicazione uniforme su tutto il territorio nazionale.

L'uscita delle Linee Guida nazionali avvenuta con il D.M. 26 giugno 2009, consentirà di rendere operativo il dispositivo anche in assenza di provvedimenti Regionali.

Recentemente è stato poi emanato il D.P.R. 2 aprile 2009 n.59, regolamento di attuazione del D.Lgs. 192/05, che definisce le metodologie di calcolo e i requisiti minimi per la prestazione energetica degli edifici e degli impianti termici.

Le esperienze di alcune regioni possono dare spunti interessanti per dare efficacia alle norme in oggetto. La Lombardia ad esempio ha previsto controlli a livello regionale sulla correttezza degli attestati di certificazione energetica raccolti in un unico Catasto energetico. Sono previsti ispettori che provvederanno a rilevare i dati relativi all'involucro e all'impianto termico. L'ispezione dovrà prevedere sia la valutazione degli aspetti amministrativi, sia la verifica della coerenza tra i dati dichiarati. Sempre la Regione Lombardia ha istituito un ente di accreditamento che vuole fornire un punto di riferimento qualificato proponendo delle procedure di certificazione e delle metodologie di calcolo trasparenti e aperte ad ogni contributo da parte di enti ed istituzioni pubbliche e private. Anche se è un'iniziativa su base volontaria, le proposte dell'Ente possono essere un supporto per un efficace rinnovamento del mercato edilizio.

Un altro caso di successo è quello della Provincia autonoma di Bolzano, che ha istituito un sistema di certificazione energetica di tipo volontario che prevede l'assegnazione del marchio "CASACLIMA" (che tiene però solo conto della qualità dell'involucro edilizio e non considera il tipo di impianto termico). La creazione di marchi che identifichino chiaramente edifici/impianti che rispettano criteri energetici particolarmente severi potrebbe costituire indubbiamente un elemento positivo di promozione dello sviluppo dell'energia rinnovabile nell'edilizia.

- **Qual è la crescita prevista nell'utilizzo delle rinnovabili negli edifici fino al 2020?**

L'impiego delle fonti rinnovabili negli edifici è oggi ancora limitato ma, in considerazione del trend di crescita già registrato negli ultimi anni e del potenziale disponibile, ci si può attendere una crescita significativa. Per il settore solare termico ad esempio, si può stimare quale dato di superficie attuale circa 0,03 m² di pannelli per abitante, mentre nel lungo termine, grazie alle condizioni climatiche favorevoli del nostro Paese ed al consolidarsi dell'obbligo di copertura parziale del fabbisogno termico degli edifici con fonti rinnovabili, si potrebbe arrivare ad un valore di 1 m² di pannelli per abitante.

- **Quali misure dovrebbero essere adottate per assicurare che gli edifici pubblici ricoprano un ruolo esemplare entro il 2012?**

Negli edifici pubblici dovrebbe essere imposto un livello minimo di penetrazione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica, anche in virtù del ruolo di guida ed esempio che il pubblico

dovrebbe svolgere sul privato. A supporto di una rapida espansione di queste iniziative potrebbero essere previste agevolazioni per progetti dimostrativi e dovrebbero essere studiate misure senza vincoli sui maggiori oneri a carico dello Stato.

3. Misure sull'informazione

- **Come dovrebbe essere orientata un'informazione specifica verso le differenti categorie di utenti, quali consumatori, costruttori, arredatori, agenti, installatori, architetti, agricoltori, fornitori di apparecchiature ed impianti a fonti rinnovabili, amministrazioni pubbliche?**

Un modello di diffusione efficiente delle informazioni sulle fonti rinnovabili dovrebbe basarsi su sistemi di comunicazione ed informazione mirati. Sarebbe opportuno sfruttare tutti i canali di comunicazione disponibili (convegni, corsi, guide, articoli sulla stampa, festival, ecc.) progettando strumenti di taglio diverso (tecnico, strategico, giuridico, divulgativo, ecc.) in base all'interlocutore prescelto: dall'installatore, al consumatore, alla pubblica amministrazione, al docente, allo studente. L'informazione da diffondere dovrebbe sempre fare riferimento a dati ufficiali, stabiliti da organismi tecnici super partes preposti alla loro raccolta ed elaborazione.

Potranno avere un ruolo fondamentale strumenti di educazione ambientale del cittadino, che gli consentano di valutare, in modo semplice, i benefici di una cultura del risparmio, dell'efficienza e della diffusione dell'energia verde. A livello amministrativo invece, sarebbe molto utile prevedere sia corsi di formazione delle amministrazioni pubbliche (talvolta di piccole dimensioni e non dispendiosi di personale e risorse dedicati), sia sistemi di coordinamento centralizzati (ad es. cabine di regia regione-province) volti ad uno scambio costante di informazioni circa le procedure per l'autorizzazione e l'esercizio degli impianti, la diffusione delle fonti e degli impianti, gli obiettivi da raggiungere ecc...

Le misure per la formazione e l'informazione dovrebbero combinare una serie di interventi volti alla diffusione delle conoscenze sulle fonti rinnovabili nella loro totalità, insieme a misure specifiche per fonte, quali campagne informative nazionali rivolte all'opinione pubblica focalizzate su una tecnologia specifica (si pensi ad esempio alle iniziative European Solar Days, o al Global Wind Day, o alle giornate degli "impianti aperti" ecc..) in grado di attirare in modo massiccio e per un periodo concentrato l'attenzione dei mass media oltre alla curiosità dei cittadini.

A livello più generale inoltre, a beneficio dell'intero settore delle fonti rinnovabili in tutte le sue applicazioni o scale, si sottolinea l'importanza di investire maggiori risorse nell'inserimento di attività di educazione e formazione sui temi dell'energia, dell'ambiente e della sostenibilità, nelle scuole. Tale attività, oggi fortemente trascurata, costituisce uno degli elementi chiave per la prevenzione di molte delle problematiche che oggi caratterizzano il settore delle rinnovabili nel nostro Paese.

- **Come si potrebbe assicurare che schemi di certificazione, o qualificazioni equivalenti, siano disponibili entro il 2012 per installatori di piccole caldaie a biomassa, stufe, pannelli fotovoltaici e solari termici, geotermia a bassa entalpia e pompe di calore?**

Hanno già preso il via alcune esperienze di studi e progetti focalizzati sul tema della certificazione degli installatori (ad esempio il progetto QUALICERT volto ad individuare ed uniformare per tutti i 27 paesi europei gli schemi di accreditamento e certificazione delle competenze per gli installatori di impianti di fonti rinnovabili di energia di piccola e media taglia.). La divulgazione dei risultati di questa ed altre iniziative e la promozione della loro applicazione, potrebbe indubbiamente favorire la conoscenza e l'applicazione di sistemi di certificazione degli installatori in Italia.

- **Come si dovrebbero rendere disponibili, a progettisti ed architetti, guide per aiutarli ad individuare le migliori combinazioni di fonti rinnovabili, tecnologie ad alta efficienza e sistemi di teleriscaldamento, nella pianificazione, progettazione, costruzione e ristrutturazione di aree industriali e residenziali?**

L'introduzione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica nella progettazione degli edifici potrebbe essere favorita dalla promozione di una serie di strumenti tra cui:

- corsi di aggiornamento professionale per progettisti e designer;
- promozione di importanti realizzazioni di famosi architetti e progettisti costruite secondo i dettami dell'efficienza energetica;
- preparazione di guide operative e manuali destinati ad architetti e progettisti i cui contenuti siano verificati da un organismo o ente identificato direttamente dal ministero;
- predisposizione di un sito web nazionale dedicato alle conoscenze ed all'inserimento delle fonti rinnovabili, gestito a livello centrale;
- sensibilizzazione dei produttori di tecnologie, al fine di indirizzarne le soluzioni tecnologiche ed incentivarne le relazioni e la collaborazione con i progettisti e designer degli edifici.

- **Quale dovrebbe essere il ruolo degli attori locali e regionali nella progettazione e gestione di programmi per l'informazione e la formazione dei cittadini sui benefici e l'applicabilità delle fonti di energia rinnovabili?**

Gli attori locali e regionali dovrebbero farsi portavoce di un'informazione rigorosa, referenziata e concordata tra gli enti di riferimento ed i movimenti per la difesa dell'ambiente, che fornisca elementi condivisi per il conseguimento del consenso locale e dello sviluppo della domanda (e non al contrario del rifiuto) di sostenibilità energetica. Riferendosi a tali soggetti, dovrebbe essere possibile raccogliere tutte le informazioni necessarie sullo stato delle rinnovabili e sulle modalità ed i benefici del loro utilizzo. Il ruolo attivo delle amministrazioni regionali nella diffusione di un'informazione referenziata sulle rinnovabili dovrebbe essere significativamente rafforzato anche in ragione del loro riconoscimento quali attori fondamentali nel processo di burden sharing oggi in corso.

4. Misure sulla certificazione degli installatori

- **Organi responsabili per la definizione ed accreditamento di schemi di certificazione/qualificazione entro il 2012 per installatori di piccole caldaie a biomassa e stufe, pannelli fotovoltaici e solari termici, geotermia a bassa entalpia e pompe di calore**
- **Schemi simili di certificazione/qualificazione sono già disponibili? Descriverli**
- **Misure specifiche a livello regionale/locale (se rilevanti)**
- **Esiste una formazione specifica per i gestori delle pratiche nei differenti organi responsabili delle autorizzazioni?**
- **Le informazioni su questi schemi sono pubbliche? Vengono pubblicate liste di installatori certificati o qualificati? Se sì, dove? Vengono accettati altri schemi equivalenti allo schema nazionale/regionale?**

Attualmente non sono ancora decollati in Italia schemi di certificazione degli installatori. Uno schema di certificazione esistente è quello attivato da Assolterm (Associazione Italiana Solare Termico) nel 2002 per gli impianti solari termici. Si tratta del marchio "Solar Pass Installa", marchio volontario destinato alle aziende di installazione.

Recentemente il processo di rilascio del marchio Solar Pass Installa è stato sottoposto a revisione con l'obiettivo di arrivare a formare e certificare un numero elevato di installatori, garantendo la qualità e uniformità dei corsi erogati.

Il marchio Solar Pass Installa viene rilasciato alle aziende di installazione che, in possesso delle abilitazioni di legge, frequentano un corso di formazione riconosciuto da Assolterm. Assolterm in particolare è garante del processo di accreditamento dei soggetti che erogano i corsi e del processo di rilascio del marchio ai partecipanti ai corsi.

Manca, inoltre, nell'ordinamento legislativo la definizione della figura dell'installatore qualificato già previsto dalla legge 10/91 (art.26 c.1) e mai definito neppure nella vecchia 46/90 modificata dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 22 gennaio 2008, n. 37.

5. Misure sullo sviluppo della rete elettrica

- **Come dovrebbe essere sviluppata la rete di trasmissione e distribuzione per integrare la produzione elettrica rinnovabile mantenendo la sicurezza del sistema? In che modo questo requisito è preso in considerazione nella pianificazione periodica della rete di trasmissione e distribuzione?**

Lo sviluppo della rete italiana ai fini della crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili, dovrebbe basarsi sui interventi sia di tipo infrastrutturale che gestionale.

Lo sviluppo dell'infrastruttura consentirebbe:

- la presenza di nuovi tratti di rete in zone marginali oggi poco coperte (ma che talvolta coincidono con quelle che per disponibilità della fonte sono maggiormente vocate allo sviluppo di impianti a fonti rinnovabili);
- il potenziamento della rete in aree soggette a sovraccarico, garantendo maggiori possibilità al sistema di funzionare in sicurezza senza limiti alla producibilità degli impianti e determinando effetti positivi anche sulla soluzione delle congestioni da cui si determina la formazione dei prezzi dell'energia sul mercato.

Ad oggi i programmi di sviluppo dell'infrastruttura di rete sono presenti, ma difficilmente vengono seguiti nei tempi previsti, per problematiche prevalentemente di tipo autorizzativo.

Per quanto attiene invece gli aspetti legati alla pianificazione e gestione della rete, si sottolinea che in presenza di forte penetrazione di energia da fonte rinnovabile, in particolare non programmabile, è necessario pianificare i sistemi elettrici di trasmissione e distribuzione prestando attenzione alle caratteristiche peculiari della fonte di generazione in oggetto con particolare riferimento alla non programmabilità ed alle possibilità/richieste di regolazione.

Una delle principali problematiche del sistema elettrico italiano è l'integrazione della produzione eolica che interessa oggi la scala della rete di trasmissione nazionale e può, di conseguenza, condizionare la pianificazione e l'operatività del sistema.

L'implementazione di un sistema di previsione più efficiente della produzione eolica e della sua incidenza sul mercato è un passaggio critico in considerazione della crescente penetrazione dell'energia eolica nel settore elettrico. Un sistema di previsione anticipata potrebbe essere d'aiuto in presenza di eventi inattesi, in modo tale da consentire all'operatore di mantenere il sistema in condizioni di sicurezza. Inoltre, l'energia prodotta da impianti eolici fornirebbe al sistema riserve di energia aggiuntive, come si può stimare utilizzando un reliability model di tipo standard. Considerando che in genere la fonte eolica è maggiormente presente in luoghi lontani dai centri di carico, è chiaro che saranno necessarie strutture di trasmissione nuove o potenziate per trasportare grandi quantità di energia eolica da aree remote sul mercato e che studi sulla pianificazione della trasmissione sono necessari per valutare i requisiti o le modifiche necessarie ai regolamenti esistenti volti al riconoscimento delle caratteristiche peculiari dell'energia eolica

Questi cambiamenti riguardano la disciplina dei costi di sbilanciamento (produzione reale diversa da quella programmata) così come l'ideazione di un meccanismo (rivolto agli esercenti la distribuzione e la trasmissione) sufficientemente flessibile da permettere di sfruttare al meglio l'esistente capacità del sistema di trasmissione che può essere virtualmente, ma non fisicamente, impegnata.

C'è una crescente consapevolezza che ben congeniati mercati ex ante e in tempo reale possano fungere come migliore mezzo possibile per trattare la non programmabilità dell'eolico e che l'aggregazione dell'energia eolica su larga scala possa ridurre la non programmabilità delle immissioni da eolico.

Analogamente, è sempre più largamente riconosciuto che il bilanciamento effettuato su aree più vaste possa contribuire a ridimensionare l'imprevedibilità della produzione eolica. Tutti questi elementi dovrebbero essere considerati nelle attività di pianificazione e i risultati degli studi dovrebbero essere inseriti all'interno dei documenti di pianificazione pubblicati annualmente da Terna.

Problematiche analoghe a quelle riscontrate per l'eolico iniziano ad interessare anche il settore solare fotovoltaico. Questo vale indubbiamente nella fase di connessione dell'impianto alla rete elettrica, con crescenti difficoltà ad ottenere capacità di rete (in MT ma anche in AT). Anche per il

fotovoltaico pertanto, un sistema di previsione rappresenterebbe un valido aiuto al mantenimento del sistema in sicurezza.

- **Come si potrebbe assicurare lo sviluppo di reti intelligenti e sistemi di accumulo?**

Lo sviluppo di reti intelligenti dovrebbe avvenire tramite strumenti di carattere tecnico ed economico. In particolare, lo sviluppo della infrastruttura di media tensione necessita di avvenire non solo in termini di installazione di nuovi componenti quali linee, cabine o sottostazioni, ma principalmente in termini di dispositivi e procedure di automazione e controllo, volti ad accrescere lo scambio di dati tra la generazione distribuita ed i distributori. In altri termini l'approccio di tipo "feed and forget" applicato sino ad oggi per la connessione alle reti di media tensione, dovrebbe essere sostituito da un nuovo approccio nel quale il funzionamento dei sistemi di generazione distribuita sia costantemente monitorato e la capacità di regolazione pienamente sfruttata.

Una crescente penetrazione di sistemi di generazione di energia dispersi/distribuiti introduce necessariamente una serie di cambiamenti nella pianificazione e nel funzionamento del sistema di distribuzione, recentemente sottolineati dall'Autorità Italiana per l'Energia Elettrica e il Gas, come la crescita del valore di corrente di corto circuito, il raggiungimento delle capacità termiche della linea e della cabina, le variazioni veloci e lente del voltaggio e l'inversione di direzione del flusso di potenza nelle sottostazioni di trasformazione AT/MT. L'utilizzo di tecnologie di automazione intelligenti non solo faciliterebbe la diffusione della generazione distribuita allo stesso passo dello sviluppo della rete, ma anche la crescita degli standard di qualità, creando ricadute positive sull'utilizzatore finale dell'energia e conformandosi ai requisiti dell'Europa al 2020. I distributori potrebbero ricevere degli incentivi alla pianificazione ed allo sviluppo delle reti elettriche in modo "intelligente".

- **Come dovrebbe essere rafforzata la capacità di interconnessione con i paesi confinanti?**

I driver di sviluppo della capacità di trasmissione transfrontaliera sono sia di ordine tecnico che economico. Quelli di tipo tecnico si riferiscono alla possibilità di condividere risorse necessarie alla sicurezza del sistema elettrico interconnesso: la crescita della capacità di trasmissione transfrontaliera permette la condivisione della capacità di riserva necessaria a far fronte a problemi contingenti di guasti dei componenti del sistema, quali generatori, linee, ecc..

Gli aspetti economici competono la fattibilità e la convenienza di scambi di energia se disponibile una generazione più economica rispetto alla produzione nazionale.

L'attuale situazione italiana è caratterizzata dalla presenza di diciotto linee di interconnessione (4 con la Francia, 9 con la Svizzera, 1 con l'Austria, 2 con la Slovenia e 2 cavi ad alta tensione in corrente continua, uno con la Grecia ed uno tra Sardegna e Corsica).

In merito allo sviluppo della capacità di trasmissione transfrontaliera, sono oggi in previsione diversi rinforzi delle interconnessioni dell'Italia con l'estero sia sull'arco alpino che verso i paesi balcanici ed il nord africa (allo studio i seguenti progetti di interconnessione: Austria – Italia, Francia – Italia, Italia – Slovenia, Italia – Svizzera, Italia – Tunisia, Italia – Malta, Italia – Croazia, Italia – Montenegro, Italia – Albania).

- **Come dovrebbero essere accelerate le procedure di autorizzazione dell'infrastruttura di rete?**

Il procedimento di autorizzazione degli interventi sulla rete nazionale è caratterizzato da alcuni ostacoli che ne comportano un rallentamento spesso non necessario. La rimozione di tali ostacoli sarebbe certamente la prima azione per ottenere un'accelerazione sostanziale nello svolgimento dei procedimenti di autorizzazione. Tali problematiche si stanno manifestando con particolare evidenza sulla rete di trasmissione gestita da Terna. Gli ostacoli sono prevalentemente riconducibili allo scarso coordinamento riscontrato tra i diversi soggetti coinvolti nell'iter autorizzativo, con particolare riferimento al processo di concertazione che TERNA, gestore e proprietario della rete di trasmissione nazionale, deve affrontare con tutti gli Enti locali (Comuni, Province) e Regioni coinvolti dall'opera. Accade frequentemente che le opposizioni comunali generino situazioni di stallo e attesa, principalmente per ragioni di interesse particolare e locale.

Per rendere pertanto più veloce questa fase del procedimento, salvaguardando allo stesso tempo gli interessi locali, si ritiene necessario che il Governo nazionale disciplini con chiarezza la fase concertativa e introduca nell'ordinamento migliori strumenti legislativi affinché Terna possa

superare il potere di veto delle Regioni. Allo stesso tempo, TERNA stessa deve continuare a concentrare il proprio sforzo nel coinvolgimento e nella partecipazione delle comunità locali nell'ambito della definizione del tracciato delle linee e delle opere di rete a monte dell'avvio del procedimento di autorizzazione. Per il superamento dei citati ostacoli bisognerebbe inoltre aggiungere un sistema trasparente e, per quanto possibile, standardizzato di incentivi e compensazioni al territorio finalizzato ad impedire che TERNA debba aprire tanti tavoli di complessa negoziazione quanti sono gli Enti locali coinvolti.

- **Come si dovrebbe assicurare il coordinamento tra l'approvazione di infrastrutture di rete e le procedure amministrative di pianificazione?**

In Italia si registra la mancanza di una politica energetica nazionale chiara e coerente, cosa che genera alcune difficoltà anche nell'attività di pianificazione dello sviluppo della rete elettrica.

Una trasparente e sintetica definizione della priorità degli interventi sulla rete rappresenterebbe un utile driver per guidare lo sviluppo della rete in termini di coordinamento tra loro pianificazione e successiva autorizzazione. Tale ordine di priorità deve essere stabilito attraverso un'approfondita analisi costi-benefici di ogni progetto. Una volta individuati i progetti prioritari il percorso di realizzazione dovrebbe essere costantemente monitorato, in particolar modo durante il processo di autorizzazione. L'adozione di indici sintetici di monitoraggio evidenzerebbe a livello geografico dove si concentrano sul territorio nazionale le maggiori difficoltà di realizzazione delle opere. Informando l'opinione pubblica dei risultati del processo di monitoraggio, si otterrebbe l'effetto di una maggiore responsabilizzazione di tutti i soggetti coinvolti nell'approvazione delle opere e si costituirebbe un incentivo per un loro coordinamento reciproco.

- **Dovrebbe esistere un diritto di connessione prioritaria, o una capacità di connessione riservata, per le nuove installazioni che producono energia da fonti rinnovabili?**

Sì, sarebbe opportuno, per agevolare il raggiungimento degli obiettivi previsti dalla nuova direttiva europea per il 2020 e per superare i problemi di capacità installata emersi qualche anno fa.

- **Come dovrebbero essere ripartiti i costi di connessione tra produttori e gestori della rete di trasmissione e distribuzione? In che modo si potrebbe assicurare che i gestori della rete di trasmissione e distribuzione siano in grado di ricoprire questi costi di investimento?**

Dovrebbero essere previste in futuro delle modifiche di queste regole di sostegno dei costi?

La suddivisione dei costi di connessione tra gestore della rete e produttore è disciplinata dal Testo Integrato delle Connessioni Attive, deliberazione ARG/elt 99/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Tale provvedimento ha regolamentato con chiarezza le condizioni economiche della connessione, riducendo la discrezionalità precedentemente concessa ai gestori di rete che si traduceva in un rischio di eccessivo aggravio dei corrispettivi economici per i produttori.

- **Come si dovrebbe assicurare che i gestori della rete di trasmissione e distribuzione rendano disponibili ai nuovi produttori che fanno richiesta di connessione le necessarie informazioni su costi, scadenze per l'esame delle richieste e tempistiche indicative per l'ottenimento della connessione alla rete?**

A garanzia di un procedimento chiaro e trasparente e dalle tempistiche certe, sarebbe necessario raggiungere una sempre maggiore standardizzazione delle procedure per la gestione delle richieste di connessione. Un passo in tal senso è stato fatto attraverso l'introduzione del testo integrato delle connessioni attive (Delibera ARG/elt 99/08), che fornisce indicazioni circa le tempistiche ed i costi per la connessione, e della deliberazione AEEG ARG/elt 123/08 (*Regolamento per la risoluzione delle controversie che insorgono tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili*).

Per minimizzare le problematiche ed i ritardi nelle future richieste di connessione, e per smaltire le numerose domande di connessione ancora in attesa di essere evase, è indispensabile fare in modo che il gestore di rete rispetti le regole imposte dal TICA e che al produttore di energia siano fornite

regole chiare a cui la propria domanda di connessione deve necessariamente attenersi. Al fine di disincentivare la presentazione di richieste incomplete o relative a progetti inconsistenti, che vanno ad accrescere il già nutrito numero di domande inevase che molto spesso i gestori di rete si trovano ad affrontare, sarebbe utile stabilire dei chiari requisiti minimi a cui conformarsi, che possano agevolare la presentazione delle sole richieste relative a progetti effettivamente realizzabili.

6. Priorità/garanzia di accesso alla rete

- **Dovrebbe essere assicurata la priorità o garanzia di accesso alla rete? Spiegare**
L'accesso alla rete di trasmissione e distribuzione è oggi garantito dal sistema normativo italiano, così come la priorità di dispacciamento dell'energia da fonti rinnovabili. Il mantenimento di questa priorità è uno strumento indispensabile a consentire la crescita delle installazioni a fonti rinnovabili necessaria al conseguimento degli obiettivi al 2020.
- **In che modo si dovrebbe assicurare che i gestori di rete diano priorità agli impianti a fonti rinnovabili nel dispacciamento dell'energia elettrica,?**
La priorità di dispacciamento è assegnata a livello di legge, tuttavia a tutela del corretto funzionamento della rete, accade frequentemente che in alcune zone d'Italia sia impedito ad alcuni impianti (soprattutto eolici) di immettere la totalità dell'energia che sono in grado di produrre. È quindi evidente che la priorità di dispacciamento, se pur garantita a livello teorico, deve essere anche resa possibile dal punto di vista tecnico. A garanzia di trasparenza e per il monitoraggio della corretta applicazione della priorità di dispacciamento inoltre, le eventuali modulazioni agli impianti da fonte rinnovabile dovrebbero essere rese pubbliche e motivate dall'operatore di rete.
- **Come dovrebbe essere garantita la trasmissione e distribuzione di energia da fonti rinnovabili da parte dei gestori di rete?**
Per prima cosa è fondamentale la corretta pianificazione. In secondo luogo è necessario aumentare la visibilità e/o controllabilità degli impianti per agevolare l'esercizio del sistema elettrico.
- **Quali misure operative relative alla rete ed al mercato dovrebbero essere introdotte per minimizzare le limitazioni di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili?**
Per minimizzare le problematiche di limitazione della produzione rinnovabile sarebbe necessario metter in campo una serie di strumenti tra cui:
 - sviluppo della rete elettrica nelle aree maggiormente colpite dalle problematiche di modulazione della produzione;
 - agevolazione delle procedure di autorizzazione per la costruzione di nuovi tratti di rete di cui al punto precedente (problematica che il gestore della rete indica come principale causa del mancato sviluppo pianificato della rete elettrica);
 - affinamento dei meccanismi di previsione della produzione da fonti rinnovabili;
 - possibilità degli impianti da fonte rinnovabile di fornire servizi di rete, modifiche delle regole di mercato ad esempio con sessioni contemporanee di mercati dell'energia e dei servizi.

7. Integrazione del biogas nella rete del gas naturale

- **In che modo si potrebbe assicurare che il valore delle tariffe di trasmissione e distribuzione non sia discriminante verso la produzione di gas da fonti rinnovabili? Dovrebbe essere condotta una valutazione a livello nazionale o regionale delle necessità di estendere la rete gas per facilitare l'integrazione del gas da fonte rinnovabile?**
Secondo alcuni studi le potenzialità di produzione di biometano in Italia sono notevoli, pari a circa il 10% dell'attuale consumo di metano.
Per permettere il decollo di questo settore occorrerebbe però costruire un sistema di regole, di norme tecniche e di incentivi, tali da creare un quadro di riferimento in cui massimizzare la produzione di biometano per autotrazione ed immissione in rete e non solo per la produzione di

energia elettrica. Le aree prioritarie di intervento potrebbero essere la definizione di standard di sicurezza, la predisposizione di punti di immissione e di contatori, la definizione di procedure chiare e semplici per la connessione alla rete, la definizione di incentivi specifici per la produzione ed immissione di biometano in rete e l'applicazione di accise agevolate.

Inoltre, l'introduzione di regole certe sulla gestione dei nitrati e l'impiego agronomico del digestato, che oggi costituiscono una delle principali criticità del settore del biogas, potrebbe costituire un sicuro stimolo alla diffusione di questi impianti.

Dal punto di vista infrastrutturale la rete del gas italiana presenta in alcune zone della penisola (soprattutto nord e Pianura Padana) una diffusione piuttosto capillare, comprese le zone rurali, anche per quanto attiene la bassa pressione (< di 5 bar). L'immissione di biometano prodotto da biogas nell'attuale rete di distribuzione del gas naturale non dovrebbe pertanto comportare particolari problemi sotto questo profilo. Anche nel resto del Paese la rete del gas naturale è sufficientemente diffusa, anche se non in modo altrettanto capillare, né con un'ampia rete a bassa pressione. L'incentivazione dell'integrazione del biometano in questa rete nelle zone del centro-sud potrebbe richiedere in futuro maggiori investimenti nella diffusione di una rete a bassa pressione. In ogni caso, si ritiene che la massima potenzialità per il biometano sia soprattutto nel nord del paese, nelle medio-grandi aziende agricole e zootecniche della Pianura Padana e nel comparto agroindustriale ad esse collegato. Dal punto di vista strutturale pertanto, potrebbe risultare al momento prioritario, non tanto la valutazione dell'estensione della rete attuale, quanto lo studio delle migliori modalità e dei punti per l'immissione del biometano nella rete esistente.

Dovrebbe inoltre essere valutata con particolare favore ai fini della specifica immissione in rete di biometano, la diffusione di impianti di taglia medio grande quali impianti consortili in territori a vocazione agricola e zootecnica o impianti a servizio di aree urbane, basati sulla valorizzazione della frazione organica di rifiuti urbani ed industriali. Se infatti le piccole realtà decentrate ben si sposano alla finalità di produzione di energia elettrica e termica per i fabbisogni locali, impianti di taglia più grande, in grado di dotarsi a valle del processo delle migliori tecnologie per la purificazione del gas, si adattano meglio alla produzione di biometano destinato alla rete.

Fattore fondamentale per il decollo del settore resta infine la definizione di un sistema di promozione dello sviluppo del biometano che renda questo impiego del biogas competitivo con altri usi quali la produzione di energia elettrica.

8. Sviluppo delle reti di teleriscaldamento e raffrescamento

- **Quali sono le necessità di sviluppo di nuove reti di teleriscaldamento e raffrescamento che utilizzano fonti rinnovabili per raggiungere i target al 2020? Come dovrebbero essere promossi questi progetti?**

La produzione diretta di calore, o la produzione combinata di energia termica ed elettrica costituiscono in molti casi la forma più efficiente di sfruttamento delle biomasse, della geotermia o della fonte solare. L'energia termica è però vincolata alle esigenze locali degli utilizzatori e può essere utilizzata per il soddisfacimento di consumi interni o di utenze prossime all'impianto di produzione di energia o trasferita all'interno di una rete di teleriscaldamento.

Per quanto riguarda ad esempio la biomassa, la promozione dello sviluppo e del consolidamento delle reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, dovrebbe basarsi su una serie di misure coordinate lungo l'intera filiera agro-energetica.

- In primo luogo sarebbe necessario intervenire sulle modalità di approvvigionamento della biomassa per stimolare l'offerta. Nei Piani di Sviluppo Rurali Regionali (2007-2013) sono definite misure ad hoc per la coltivazione delle Short Rotation Forestry (SRF) e la gestione dei boschi. Tuttavia solo il 15% della biomassa utilizzata dalle centrali di teleriscaldamento proviene da queste due fonti. La differenza di costo tra cippato proveniente dall'industria del legno (scarti di segheria) e la manutenzione dei boschi, induce le centrali di teleriscaldamento ad approvvigionarsi principalmente dall'industria. L'attuale crisi economica ha rallentato l'apporto di scarti delle segherie, facendo registrare nell'inverno 2008 un irrigidimento dell'offerta di materia prima. L'istituzione di un riconoscimento economico per la manutenzione dei boschi ai consorzi forestali e agli imprenditori agricoli potrebbe agevolare lo sfruttamento di questa risorsa e di conseguenza la crescita della disponibilità di biomassa a prezzi competitivi necessaria allo

sviluppo di centrali di teleriscaldamento. (Nella Provincia Autonoma di Bolzano, per esempio, è stata stilata una convenzione tra la provincia, la forestale e il Consorzio di produttori di teleriscaldamento per incentivare l'approvvigionamento di materia prima dai boschi locali. In Friuli, invece, è previsto un intervento pubblico, corrispondente alla differenziale tra il valore di mercato e il costo reale del legno proveniente dai boschi, elargito dalla Comunità montana, che riconosce la differenza direttamente al privato. In questo modo, il prezzo del cippato proveniente dai boschi locali diviene estremamente competitivo).

- In materia di approvvigionamento del combustibile occorre inoltre ricordare come non esista un mercato vero e proprio di riferimento per i prodotti agro-energetici. Il flusso di contrattazioni dei biocombustibili avviene prevalentemente in assenza di contratti di riferimento, di specifiche merceologiche secondo prodotto e destinazione d'uso, di listino prezzi e storico. L'accesso all'informazione è estremamente laborioso con margini di incertezza elevati. A tal fine sarebbe utile ipotizzare la realizzazione di osservatori regionali e nazionali del mercato delle biomasse vegetali ed animali, strumenti utili a produttori ed acquirenti per accedere direttamente all'informazione sull'andamento dei prezzi di prodotti energetici classificati uniformemente (Esempio utile in quest'ottica è la commissione prezzi biocombustibile all'ingrosso istituita dalla Camera di Commercio di Milano, operativa da luglio 2009).
- Una corretta stima dell'energia termica da fonti rinnovabili, dei costi di produzione e degli effetti ambientali, dovrebbe passare attraverso la caratterizzazione delle biomasse e l'individuazione di criteri che premiano l'uso delle biomasse che producono una maggiore incidenza nella riduzione delle emissioni di CO₂ e promuovano la sostenibilità ambientale nei territori dove hanno sede gli impianti. Inoltre, la messa a punto di una banca dati nazionale che fornisca indicazioni dell'energia termica prodotta ripartita secondo le diverse tipologie di biomassa e di tecnologia utilizzata rappresenta il primo passo per definire l'incidenza dell'energia prodotta in termini di impatto ambientale.
- Tra le misure necessarie alla promozione dell'intera filiera di produzione di energia termica e teleriscaldamento da biomasse, non va inoltre dimenticata l'importanza di una politica energetica che porti ricadute positive sul territorio anche in termini di innovazione tecnologica e sviluppo dell'industria. Occorre evitare che l'incentivo alla produzione di energia, come purtroppo accaduto per altre fonti quali, ad esempio, il fotovoltaico, vada a trasferirsi su prodotti importati dall'estero. A tal fine è importante strutturare l'offerta a livello locale. In Lombardia, per esempio, sono presenti aziende leader mondiali per la produzione di cogeneratori e componentistica. Sulla gestione e manutenzione, invece, è necessario investire in formazione e specializzazione destinata agli imprenditori, agli operatori tecnici e alle maestranze. Inoltre, essendo gli impianti di teleriscaldamento e biogas alimentati a biomasse dislocati sul territorio, diviene sempre più strategica la presenza di ESCO di qualità, capaci di intervenire in situazioni di emergenza, nella qualifica dei progetti e nel servizio post-contatore.

A cornice delle misure specifiche sopracitate (focalizzate sulla filiera della biomassa, ma per molti aspetti applicabili anche alla geotermia o alle altre fonti), non vanno dimenticati quali presupposti indispensabili per lo sviluppo del teleriscaldamento, l'importanza di un'azione informativa mirata, di semplificazioni autorizzative e procedurali, dell'identificazione della filiera di operatori e tecnologie disponibili, nonché di specifici sistemi di incentivi a livello nazionale o locale.

Creata i presupposti per lo sviluppo della filiera asservita alla rete di teleriscaldamento, potrebbe essere utile introdurre l'obbligo di introduzione di sistemi di teleriscaldamento al servizio di nuove aree residenziali o distretti industriali.

- **Qual è il contributo previsto delle biomasse, del solare e della geotermia nei sistemi di teleriscaldamento?**

Secondo alcune stime la volumetria totale effettivamente teleriscaldabile in Italia nel medio periodo (20-25 anni), in aggiunta a quella esistente (132 milioni di m³), potrebbe attestarsi attorno ai 1.091 milioni di m³ (8,2 volte la volumetria attuale).

Le stime effettuate conducono ad una potenza termica massima complessiva di 22 GWt da erogare alle future reti e ad un fabbisogno termico annuo di 28.890 GWht.

Oltre all'importante apporto delle biomasse, si ritiene che ci siano potenzialità elevate di teleriscaldamento mediante geotermia.

Si stima infine che circa l'1% di tale potenziale potrà essere coperto con il solare termico, a patto che siano approntati adeguati strumenti di incentivazione e modifiche alle norme legislative vigenti che escludono di fatto alcune tipologie d'uso del solare termico come il raffrescamento.

9. Rispondenza dei biocarburanti e bioliquidi ai criteri di sostenibilità

- **Come dovrebbero essere implementati a livello nazionale i criteri di sostenibilità per biocarburanti e bioliquidi?**

Il recepimento dei criteri di sostenibilità per i bioliquidi e, successivamente, per le biomasse, è in Italia estremamente importante ed urgente perché va ad inserirsi in quadro di riferimento per le bioenergie molto complesso e frammentato, in cui il meccanismo di incentivazione è connesso alla provenienza e alla tracciabilità della biomassa. Questo meccanismo è stato introdotto dalla legge finanziaria 2008, ma ad oggi non è ancora stato completamente attuato, lasciando il settore in un difficile transitorio, ulteriormente complicato dall'introduzione della nuova direttiva FER, che prevede criteri di sostenibilità - dai quali dipenderanno anche gli incentivi alle bioenergie - non legati alla provenienza o alla tracciabilità della materia prima. L'implementazione di questi criteri dovrebbe mettere chiarezza una volta per tutte anche al meccanismo di incentivazione delle bioenergie.

Essendo le regole per la sostenibilità piuttosto complesse, sarebbe opportuno prevedere a livello nazionale, un registro completo ed inequivocabile di tutte le tipologie di terreni da cui la biomassa non possa provenire. Inoltre, la determinazione dei livelli di emissione di gas serra durante l'intero ciclo di vita della biomassa, non dovrebbe essere lasciata, data la complessità, alla gestione del singolo operatore, ma sarebbe opportuno prevedere l'elaborazione di valori medi di riferimento utilizzabili per classi di tipologie di colture e territori.

Tutte queste procedure dovrebbero necessariamente essere accompagnate da un'attenta campagna di informazione e formazione che assicuri da una lato agli operatori della filiera bioenergetica la conoscenza delle regole cui sottostare, e dall'altro fornisca ai decisori politici tutti gli elementi per valutare un'iniziativa nel settore dei bioliquidi senza alcun pregiudizio (come purtroppo spesso accade oggi nel caso di impianti che utilizzano oli vegetali di importazione).

- **In che modo si dovrebbe assicurare che biocarburanti e bioliquidi conteggiati ai fini del raggiungimento dei target nazionali in materia di rinnovabili ed aventi diritto agli incentivi, siano conformi ai criteri di sostenibilità di cui agli articoli 17.2-5?**

Il riferimento a dati e scenari elaborati a livello centrale potrebbe fornire maggiori garanzie sulla correttezza di tali dati, rendendo più semplice anche il controllo della sostenibilità di ogni tipologia di bioliquido. In alternativa si potrebbe prevedere l'applicazione di metodi di valutazione degli impatti del singolo processo, su scala locale, quali, ad esempio, gli studi LCA, che siano riconosciuti a livello centrale e verificati da appositi organismi di certificazione (quest'ultima ipotesi è però molto più complessa ed onerosa per gli operatori di taglia medio piccola).

- **Per quanto riguarda le aree protette, sotto quale regime di protezione nazionale o internazionale andrebbero classificate?**

Sarà indispensabile fare riferimento a sistemi di classificazioni delle aree protette riconosciuti a livello internazionale e chiaramente identificabili sul territorio.

- **Quale dovrebbe essere la procedura per la modifica dello stato dei terreni? Con quale frequenza dovrebbero essere registrate le modifiche dello status dei terreni?**

Il cambio d'uso dei suoli dovrebbe essere monitorato e valutato su una scala temporale sufficientemente ampia (ad esempio 5 anni o più), anche per non essere eccessivamente influenzato dall'effetto delle fluttuazioni del mercato che contribuiscono a condizionare le scelte degli agricoltori sulla tipologia di coltura.

- **Come dovrebbe essere assicurata la verifica nazionale di conformità con le buone pratiche agricole ed ambientali e gli altri requisiti (come richiesto all'articolo 17.6)?**

La verifica dovrebbe essere effettuata da un organismo esterno accreditato, sulla base di una procedura standard resa nota a tutti gli operatori.

- **Si dovrebbero prevedere sistemi di certificazione volontaria della sostenibilità di biocarburanti e bioliquidi, come descritto all'articolo 18.4?**

Si potrebbe prevedere che l'adozione di un sistema di certificazione volontario sia sufficiente a dimostrare il rispetto dei criteri di sostenibilità, tuttavia, la validità di uno schema volontario dovrà essere preventivamente verificata, sulla base di criteri prestabiliti. La creazione di un nuovo meccanismo di certificazione, da parte di governi, associazioni o aziende, dovrà essere sottoposta alla Commissione, che ne verificherà la rispondenza coi criteri di sostenibilità. L'adesione a tale meccanismo volontario, purché verificata da un organismo riconosciuto, potrebbe a quel punto essere garanzia della sostenibilità della bioenergia, senza la necessità di ulteriori approfondimenti e potrebbe inoltre essere indistintamente riconosciuta in tutti gli stati membri (si pensi ad esempio a meccanismi volontari quali RSPO – Round table on Sustainable Palm Oil).

III.2 SOSTEGNO FINANZIARIO

1. Sistemi di sostegno dell'energia elettrica rinnovabile

- **Quali miglioramenti andrebbero messi in campo per assicurare il raggiungimento del target nel settore dell'energia elettrica?**

L'elemento prioritario ed indispensabile per il raggiungimento degli obiettivi nel settore elettrico è una maggiore chiarezza e stabilità del quadro legislativo.

1.A - Incentivi all'investimento:

- **Quale forma di supporto agli investimenti dovrebbe essere finanziata dallo schema di incentivazione? (sussidi, incentivi in conto capitale, prestiti a basso interesse, esenzioni o riduzioni fiscali, rimborso delle tasse).**

Chi potrebbe beneficiare di questo meccanismo?

Le domande dovrebbero essere continuamente accolte e finanziate o sono previsti bandi periodici? In quest'ultimo caso, quali dovrebbero essere la frequenza e le condizioni?

In Italia esistono diverse forme di incentivazione dell'investimento per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili (contributi in conto capitale, in conto interessi, detrazioni fiscali ecc.), concesse generalmente su una quota parte del valore dell'investimento ed erogate da organi nazionali, internazionali, regionali o locali, secondo bandi pubblicati senza precise tempistiche o periodicità. A seguito dell'impossibilità di cumulo di queste forme di contributo con i certificati verdi o la tariffa omnicomprensiva stabilita dalla legge finanziaria 2008, possono beneficiare di questi incentivi, fino al 40% del costo di investimento, solo gli imprenditori agricoli per i quali la legge finanziaria ha previsto una parziale esenzione dal divieto di cumulo. La possibilità di beneficiare di contributi alla realizzazione dell'impianto e la cumulabilità di questi ultimi con altre forme di incentivazione dovrebbe essere definita in maniera più chiara, specificando dettagliatamente quali contributi non sono cumulabili, o in che percentuali lo sono, e quali soggetti possono beneficiare di tali contributi.

Solo per il settore fotovoltaico è garantita una possibilità di cumulare questi finanziamenti con le tariffe incentivati del c.d. Conto Energia fino al 20% del valore dell'investimento. Questa opportunità permette di stimolare ulteriormente la realizzazione di impianti in particolari contesti o in zone geografiche più sfavorevoli rispetto alla media nazionale. La possibilità di cumulo dovrebbe quindi permettere alla pubblica amministrazione (dal livello centrale fino a quello comunale) di orientare alcune scelte dell'investitore privato per favorire progetti di particolare interesse pubblico: sensibilizzazione dell'opinione pubblica, recupero di aree dismesse, crescita occupazionale, per citarne solo alcuni. Questo metodo dovrebbe poter essere esteso anche alle altre fonti rinnovabili, sempre con lo scopo di offrire all'amministratore locale uno strumento ulteriore di indirizzo nelle scelte di politica nazionale e locale. La natura di questi contributi

dovrebbe essere valutata liberamente dall'amministrazione pubblica in funzione delle proprie finalità e dei mezzi economici a disposizione. Allo stesso modo, modalità e tempistiche devono essere lasciate il più possibile libere alla valutazione delle singole realtà, sempre nel rispetto della normativa nazionale di riferimento.

1.B - Incentivi all'esercizio:

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili italiano prevede la coesistenza di un meccanismo di tipo quota system, basato sui certificati verdi, e di un meccanismo feed-in: una feed-in-premium (che si somma alla vendita dell'energia sul mercato) per tutti gli impianti fotovoltaici di qualunque taglia e una Feed-in-tariff (basata sull'erogazione di una tariffa omnicomprensiva del valore dell'energia e dell'incentivo) riservata a tutte le altre fonti limitatamente ai soli impianti di potenza inferiore a un megawatt.

Sistema dei certificati verdi:

- **Dovrebbe esistere una quota d'obbligo di energia rinnovabile sul totale dell'energia fornita?**

Il sistema italiano prevede che i soggetti ad obbligo acquistino una quota prestabilita di CV corrispondente ad una percentuale del totale della propria produzione da fonte fossile dell'anno precedente. La quota era stata inizialmente fissata pari al 2%, il d.lgs 387/03 ha previsto un aumento di +0,35 punti percentuali l'anno, la legge Finanziaria ha ulteriormente incrementato la quota percentuale d'obbligo portandola a +0,75%/anno.

- **Chi dovrebbe essere soggetto ad obbligo?**

Produttori ed importatori di energia da fonte fossile.

- **Dovrebbero esistere dei livelli specifici di incentivazione per ciascuna tecnologia?**

Con l'introduzione della finanziaria 2008, il numero di certificati verdi assegnato a ciascuna fonte varia in base ad un coefficiente moltiplicativo k.

- **Quali tecnologie dovrebbero essere interessate dallo schema?**

Lo schema di incentivazione interessa tutte le tecnologie di valorizzazione energetica delle fonti idroelettrica, eolica, biomasse e biogas, geotermica, del moto ondoso e mareomotrice.

- **Dovrebbe essere consentito un sistema internazionale di commercio dei certificati? A quali condizioni?**

Le possibilità di scambio di certificati con altri paesi è legata alla sussistenza di specifici accordi tra l'Italia e il paese straniero, basati sul reciproco riconoscimento dei rispettivi meccanismi di incentivazione.

- **Dovrebbero esistere delle soglie minime di prezzo?**

Al momento non esiste un prezzo minimo di scambio dei certificati. La finanziaria ha introdotto il ritiro obbligatorio da parte di GSE dei certificati verdi invenduti dagli operatori ad un prezzo pari alla media dei prezzi di vendita dei CV sul mercato dei tre anni precedenti. Questo prezzo di ritiro costituisce oggi un prezzo minimo di scambio dei CV sul mercato, tuttavia questa disposizione della finanziaria è prevista per un periodo transitorio, a supporto dell'eccesso di offerta di CV accumulatosi sul mercato negli scorsi anni, che ha determinato il crollo dei prezzi di scambio. A partire dal 2012, quando il ritiro non sarà più obbligatorio, non esisterà più questo limite minimo di prezzo dei certificati. La fine del ritiro obbligatorio ricreerà presumibilmente un eccesso di offerta di CV sul mercato ed un conseguente nuovo crollo dei prezzi. L'introduzione di un meccanismo permanente di controllo dei valori minimi e massimi del prezzo dei certificati verdi potrebbe eliminare questo problema, limitando anche distorsioni di mercato che hanno determinato, nel 2009, prezzi di ritiro di GSE più alti dei prezzi di vendita dei CV dello stesso GSE, con evidenti diseconomie.

- **Dovrebbero esistere delle penali per il mancato adempimento?**

Il mancato acquisto dei CV costituisce un'inadempienza perseguita dalla legge, tuttavia, per anni, i soggetti inadempienti sono stati individuati ma non hanno subito alcuna sanzione. A partire dallo scorso anno sono state intraprese per la prima volta delle istruttorie formali nei confronti dei soggetti inadempienti, che si sono concluse con la determinazione di una multa. Tale meccanismo deve consolidarsi, affinché, anche in futuro, l'assenza di un chiaro regime sanzionatorio non costituisca un disincentivo all'adempimento dell'obbligo.

- **Per quanto tempo ad un impianto dovrebbe essere concesso di usufruire dello schema?**

La durata del periodo di incentivazione è stata recentemente estesa ed attualmente è pari a quindici anni. L'incremento della durata di assegnazione dell'incentivo è importante per dare maggiore stabilità agli investimenti nel settore delle rinnovabili e per garantire una maggiore durata di vita di questi impianti, le cui caratteristiche di costruzione e funzionamento ne consentono l'esercizio senza rifacimenti sostanziali per una durata ben superiore a otto anni (durata del precedente meccanismo di incentivazione). Un'ulteriore estensione potrebbe essere inoltre prevista per talune categorie di impianti, quali ad esempio quelli a biomasse, per le quali l'incentivo è necessario a supportare non solo i costi di investimento ma anche di quelli di esercizio, comprensivi dei costi di approvvigionamento della materia prima. (Per alcuni di questi impianti ad esempio, si è recentemente presentato il problema della scadenza dell'incentivo CIP6 dopo 8 anni dall'entrata in esercizio. L'impossibilità di condurre l'impianto in totale assenza di incentivi, ha reso necessari interventi di rifacimento totale, indispensabili al nuovo accesso all'incentivo, su impianti ancora perfettamente in grado di funzionare in sicurezza, con conseguenti inefficienze e dispendio di risorse).

- **Quali date di inizio e di fine (durata) sono previste per l'intero schema?**

Lo schema di incentivazione basato sui certificati verdi ha preso il via nell'aprile 1999. Nel corso degli anni ha subito una serie di integrazioni o modifiche, fino alla completa revisione introdotta dalla legge 244/2007 (finanziaria 2008). Questo nuovo schema ha preso il via nel gennaio 2008. Non è prevista a priori un termine di applicazione di questo schema, sebbene si prevede che possa essere soggetto a revisioni o modifiche.

- **Il sistema dovrebbe essere periodicamente revisionato?**

Il meccanismo di incentivazione italiano è sempre stato soggetto ad aggiornamenti di prezzo. La revisione dei prezzi di riferimento degli incentivi è uno strumento necessario ad assicurare la congruità della remunerazione ai costi per lo sviluppo delle rinnovabili. È importante tuttavia che nella revisione periodica dell'incentivo siano tutelati gli interessi degli impianti già in esercizio al momento della revisione.

Ciò che, in particolare, nel breve periodo si ritiene necessiterebbe di urgente revisione è il meccanismo di ritiro obbligatorio dei certificati verdi in eccesso da parte di GSE che, pur avendo risolto il problema contingente dell'eccesso di offerta di certificati sul mercato manifestatosi negli ultimi anni, terminerà presto di avere efficacia (è valido fino a marzo 2011). Sarebbe quindi necessario rivedere questo meccanismo transitorio, progettando un sistema che fornisca maggiori garanzie di continuità agli operatori senza determinare maggiori oneri a carico del sistema (si pensi alla problematica di costi di ritiro dei CV superiori ai ricavi dalla vendita di CV parte di GSE emersa nel corso del 2009).

Per quanto riguarda inoltre il sistema nel suo complesso, la coesistenza di regole di mercato, prezzi di ritiro amministrati, surplus di certificati ecc.. potrebbe suggerire una revisione completa del meccanismo dei certificati verdi a partire dalla valutazione stessa delle prospettive future di un meccanismo quota system di questo tipo, rispetto ad un sistema di tipo feed-in.

- **Chi dovrebbe gestire lo schema?**

Il sistema di incentivazione italiano è oggi amministrato dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Il ricorso ad un unico soggetto gestore centralizzato può garantire una maggiore razionalizzazione ed uniformità dei dati e delle procedure. La presenza di un soggetto centrale che non ha una presenza capillare sul territorio deve tuttavia essere sempre più supportata da un efficiente servizio di informazione ed assistenza degli operatori.

Tariffe feed-in:

- **Quali dovrebbero essere le condizioni per accedere alle tariffe omnicomprehensive?**

Il primo sistema di incentivazione italiano di tipo feed-in-tariff è stato il CIP6/92, oggi ancora esistente ma ormai in fase di esaurimento. L'accesso a questo meccanismo avveniva tramite graduatorie ma non prevedeva alcun vincolo sulla taglia dell'impianto. Dal 1 gennaio 2008 è stato introdotto un nuovo

meccanismo feed-in, che affianca il sistema dei certificati verdi e del Conto Energia: la tariffa omnicomprensiva per le fonti rinnovabili non fotovoltaiche. L'accesso a questo incentivo è riservato agli impianti di potenza inferiore a 1 MW.

- **Dovrebbe esistere un limite massimo alla quantità totale di energia prodotta per anno o alla potenza installata avente diritto alla tariffa?**

La recente esperienza italiana dimostra come l'incentivo in questione non debba essere gravato da tetti di produzione o di potenza. Una simile impostazione del feed-in minerebbe alla base il meccanismo stesso in quanto determinerebbe la necessità di introdurre graduatorie ed ulteriori procedure tali da rendere incerto per l'investitore l'ottenimento dell'incentivo. Una simile prospettiva comporterebbe un immediato ridimensionamento della crescita dei settori che sfruttano tale incentivo. Il timore di un eccessivo onere sul sistema dovrebbe essere affrontato con altri strumenti. Ad esempio potrebbe essere stabilito che, fissato preventivamente il periodo di durata dell'incentivo, sia periodicamente prevista prima di questo termine (almeno cinque anni per dare certezze e continuità al mercato) una fase di riesame e discussione dell'entità dell'incentivo in base ad una serie di parametri tra cui l'andamento del settore, il costo della tecnologia, le potenzialità ancora da sfruttare, ecc.

- **Lo schema di incentivazione dovrebbe essere specifico per tecnologia? Quale dovrebbe essere la tariffa per ciascuna tecnologia?**

Il sistema italiano prevede già un meccanismo feed-in differenziato per fonte. Ad esclusione della fonte solare infatti, per cui vale un meccanismo incentivante specifico (il così detto feed-in-premium del Conto Energia), per tutte le altre fonti rinnovabili sono previste tariffe omnicomprensive specifiche, differenziate in base alla tipologia di fonte o di impianto, valide per impianti di potenza inferiore a 1 MW (200 kW per l'eolico).

La differenziazione delle tariffe per fonte e, all'interno della stessa fonte, per tipologia di impianto (ad es. nel caso delle biomasse o dell'eolico), consente correttamente di considerare le specificità ed i costi di ciascuna tecnologia.

- **Dovrebbero esistere altri criteri di differenziazione delle tariffe?**

Un ulteriore criterio di differenziazione potrebbe essere, per quanto riguarda nello specifico gli impianti a biomassa o biogas, il riutilizzo o meno del calore prodotto nel processo. Inoltre potrebbero essere valutati specifici bonus di riqualificazione ambientale per incentivare la realizzazione di impianti per esempio in aree dismesse o in vecchie discariche.

- **Per quanto tempo dovrebbe essere garantita la tariffa?**

La durata del periodo di incentivazione dovrebbe garantire la stabilità dell'investimento, anche in relazione alle garanzie normalmente richieste per il finanziamento dell'impianto, e rispecchiare la durata di vita utile dell'impianto prima di interventi significativi di ammodernamento.

L'attuale durata del periodo di incentivazione di 15 anni sembra avere il consenso degli operatori in quanto giudicato un periodo congruo a rientrare dagli extracosti della tecnologia utilizzata.

- **Dovrebbero essere previste delle modifiche delle tariffe?**

L'attuale meccanismo di feed-in tariff è soggetto a revisioni triennali delle tariffe le cui modalità di applicazione non sono tuttavia oggi ancora note. L'aggiornamento delle tariffe dovrebbe garantire la congruità dell'incentivo rispetto ai costi di produzione di energia da fonti rinnovabili, salvaguardando però anche i diritti acquisiti dagli impianti entrati in esercizio prima della revisione dell'incentivo.

- **Lo schema dovrebbe essere periodicamente revisionato?**

L'andamento dell'intero meccanismo di incentivazione dovrebbe essere periodicamente verificato per valutarne le eventuali necessità di modifica, sia in termini di variazioni di tariffe e procedure, che, se necessario, in termini di revisione completa del sistema per uniformarlo maggiormente alle condizioni di mercato.

- **Chi dovrebbe gestire lo schema?**

Vedi Sistema dei certificati verdi.

Tariffe feed-in premium:

- **Quali dovrebbero essere le condizioni per accedere allo schema feed-in premium?**

Il settore fotovoltaico beneficia degli incentivi garantiti dal meccanismo del feed-in-premium stabilito dal DM 19 febbraio 2007. Questo strumento ha dimostrato di essere adatto a stimolare lo sviluppo del settore. Le nuove tariffe che entreranno in vigore dal 1° gennaio 2011 dovranno essere modulate per continuare a garantire tassi di crescita significativi, capaci di consolidare la filiera nazionale che inizia oggi a prendere forma.

Le tariffe incentivanti previste dal feed-in premium dovranno essere anche estese al solare fotovoltaico a concentrazione non solo per contribuire al raggiungimento degli obblighi comunitari, bensì per consentire la nascita e lo sviluppo di un settore ad elevata innovazione tecnologica, in cui l'Italia potrà giocare un ruolo di primo piano ed essere competitiva sul mercato internazionale.

Oltre al solare fotovoltaico, il feed-in premium dovrà garantire la realizzazione di impianti solari termodinamici così come previsto dal DM 11 aprile 2008, che tuttavia dovrà essere modificato in modo da permettere un reale decollo del settore. Infatti ad oggi il suddetto decreto non è stato in grado di rispondere alle esigenze degli operatori in quanto prevede criteri troppo stringenti e fissa limiti di potenza installabile eccessivamente bassi senza dare sufficienti garanzie agli ingenti capitali che devono essere investiti in questo settore.

- **Dovrebbe esistere un limite massimo alla quantità totale di energia prodotta per anno o alla potenza installata avente diritto alla tariffa?**

Come per il feed-in tariff, l'imposizione di tetti di potenza o di produzione andrebbero a vanificare il meccanismo stesso di incentivazione come precedentemente dimostrato dal vecchio Conto Energia del 2005 che non è stato in grado di stimolare il mercato come invece sta dimostrando l'attuale sistema incentivante.

- **Lo schema di incentivazione dovrebbe essere specifico per tecnologia? Quale dovrebbe essere la tariffa per ciascuna tecnologia?**

Lo schema di incentivazione per le tecnologie da fonte solare dovrebbe essere differenziata quantomeno tra la tecnologia fotovoltaica e quella termodinamica. Per entrambe queste tecnologie, le attuali tariffe andranno in parte riviste per consentire un adeguato sviluppo al settore.

Per quanto riguarda in particolare le tariffe incentivanti per impianti fotovoltaici si suggerisce:

- l'introduzione di nuovi scaglioni di potenza (kW): 1-6, 6-20, 20-200, 200-1000, >1000;
- una semplificazione delle tipologie installative. Vista l'oggettiva difficoltà di definire con chiarezza la categoria della parziale integrazione, si suggerisce la sua eliminazione. Di fatto si mantengono due tipologie: impianti su edificio e impianti a terra;
- Riduzioni delle attuali tariffe dal 5% al 18% in funzione di taglia e tipologia impiantistica;
- Bonus per l'integrazione architettonica del 15% rispetto alla tariffa su edificio; bonus per le aree compromesse del 10% rispetto alla tariffa riconosciuta per gli impianti a terra; bonus per coperture in eternit/amianto del 10% rispetto alla tariffa su edificio.

L'incentivo per il solare termodinamico dovrà invece essere oggetto di una più attenta riflessione per ampliare le tecnologie installative che possono accedere all'incentivo con tariffe adeguate a questo tipo di impianti. Sarà necessaria in una prima fase una condivisione delle varie soluzioni impiantistiche e del costo di realizzazione di queste centrali elettriche.

- **Dovrebbero esistere soglie minime o massime?**

Ad esclusione della taglia minima di impianto pari ad 1 kW, oggi il meccanismo incentivante non prevede nessuna soglia. L'imposizione di simili soglie minime o massime non hanno motivo d'essere, limiterebbero lo sviluppo di nuove applicazioni più efficienti e complicherebbero tutta la fase autorizzativa.

- **Per quanto tempo dovrebbe essere garantita la tariffa?**

Gli attuali 20 anni sembrano essere un periodo adeguato per un equilibrato ritorno dell'investimento.

- **Dovrebbero essere previste delle modifiche delle tariffe?**

L'attuale meccanismo di feed-in premium del fotovoltaico ha fin'ora previsto un'unica data di revisione – attualmente disattesa - entro fine 2009. L'aggiornamento delle tariffe dovrebbe garantire la congruità

dell'incentivo rispetto ai costi di produzione di energia, salvaguardando però anche i diritti acquisiti dagli impianti entrati in esercizio prima della revisione dell'incentivo. Eventuali decrementi annuali prestabiliti della tariffa, se correttamente valutati, potrebbero allo stato attuale essere presi in considerazione, ad esempio prevedendo una riduzione della tariffa che tenga conto del grado di maturità tecnologica della fonte incentivata.

- **Lo schema dovrebbe essere periodicamente revisionato?**

Valgono le argomentazioni trattate per la feed-in tariff.

- **Chi dovrebbe gestire lo schema?**

Vedi Sistema dei certificati verdi.

2. Sistemi di supporto per l'utilizzo delle fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento/raffrescamento

- **Quali misure potrebbero assicurare al meglio lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento/raffrescamento?**

- **Quali sistemi di supporto potrebbero meglio incoraggiare l'utilizzo di sistemi di teleriscaldamento da fonti rinnovabili?**

La produzione di energia termica gode in Italia di un sistema di incentivi estremamente più ridotti rispetto a quanto previsto per la produzione di energia elettrica. La produzione di calore può accedere al meccanismo dei titoli di efficienza energetica, attualmente del valore di circa 70-80 €/tep, pari a circa 0,7c€/kWh, ottenuto per 5 anni. Il valore globale delle richieste di titoli di efficienza per biomasse è ancora molto basso perché con le vecchie regole questo tipo di titoli non aveva mercato, anche se la situazione è stata sanata dal d.lgs. 115/2008.

A questi incentivi diretti alla produzione di energia, si affiancano poi meccanismi di sgravio fiscale (l'acquisto di caldaie a biomassa ad uso domestico o la richiesta di allacciamento al teleriscaldamento a biomassa, possono accedere al meccanismo della detrazione fiscale del 55%) ed eventuali contributi all'installazione degli impianti talvolta erogati da province, regioni o a scala nazionale. Contributo indiretti alla produzione di calore da rinnovabili possono inoltre essere considerati la forte tassazione italiana di 40c€/litro sul gasolio da riscaldamento e di 15 c€ (valore medio) /m³ di metano e il mancato pagamento dell'IVA.

Per il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi al 2020 sarebbe auspicabile un importante contributo delle rinnovabili per gli usi termici, anche in considerazione della parità di valore al kWh termico ed elettrico sancita dalla direttiva ai fini del raggiungimento del target del 17% sui consumi finali. Ciononostante si registra un grave ritardo dell'Italia sugli usi termici da fonti rinnovabili lungo la filiera a monte e valle. A tal fine si ritiene prioritaria la definizione di un programma per lo sviluppo di questo comparto che contempli una revisione della politica degli incentivi, a partire dai titoli di efficienza energetica, insufficienti alla promozione del kWh termico. L'introduzione di maggiori incentivi alla produzione (ed utilizzo) dell'energia termica, commisurati ad esempio all'efficienza di conversione degli impianti o ai "benefici ambientali" in termini di emissioni e di energia necessaria all'approvvigionamento ed alla trasformazione della biomassa in relazione all'energia prodotta, costituirebbe indubbiamente una leva importante per incrementare la produzione termica rinnovabile, stimolare, laddove possibile, iniziative di cogenerazione in sostituzione di impianti per la sola produzione elettrica e fornire le basi per una maggiore monitoraggio dell'intero settore, le cui potenzialità e sviluppi sono di fatto oggi poco conosciuti.

Anche per il settore del solare termico attualmente, e con certezza solo fino al 31/12/2010, l'incentivazione passa principalmente attraverso le detrazioni fiscali del 55% per gli interventi di riqualificazione energetica negli edifici, tra cui l'installazione di pannelli solari "per la produzione di acqua calda per usi domestici o industriali". L'altro strumento di incentivazione è quello dei bandi regionali e locali che forniscono un contributo agli utenti finali sull'investimento complessivo necessario per l'installazione di un impianto solare termico o un contributo proporzionale alla presunta produzione di energia termica. La detrazione fiscale del 55% e gli incentivi regionali/locali non sono cumulabili.

Per quanto riguarda i piccoli impianti ad uso domestico, sarebbe opportuno rendere la detrazione fiscale del 55% permanente, almeno fino al 2020, attraverso un meccanismo di finanziamento che ne garantisca affidabilità e durata. Per quanto riguarda invece i grandi impianti e il teleriscaldamento si potrebbe pensare all'introduzione di un sistema di incentivazione ad hoc.

Per promuovere la produzione di energia termica da rinnovabili e la diffusione del teleriscaldamento sarebbe infine necessario intervenire con strumenti di carattere finanziario. Lo sviluppo della rete è una priorità dell'industria del calore da fonti rinnovabili, costretta a contrarre mutui di breve - medio periodo (5-10 anni) per ammortizzare l'onere finanziario della stessa. Gli impianti di teleriscaldamento hanno limitati rischi di impresa, ma lunghi tempi di ritorno; pertanto sarebbe opportuno che i finanziamenti pubblici si concentrassero su fondi di garanzia rotativi, a protezione di mutui pluriennali. Inoltre, il settore necessita di una politica finanziaria regionale che favorisca la definizione di accordi quadro con il sistema bancario, capaci di promuovere fondi di garanzia, credito agevolato per garantire uno sviluppo costante delle reti. Ciò permetterebbe agli imprenditori di ammortizzare l'investimento in un orizzonte temporale in linea con il ritorno dell'investimento stesso, ed alleggerire i bilanci dall'indebitamento di breve periodo.

Il settore, per poter continuare a crescere, fornendo così una facile ed economica alternativa a impianti che utilizzano combustibili fossili, esauribili e climalteranti, ha bisogno di un sistema di incentivazione che sia strutturale e duraturo per evitare i dannosi effetti di stop-and-go che penalizzano operatori e cittadini.

3. Sistemi di supporto per l'utilizzo delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti

- **Quali dovrebbero essere gli obblighi concreti / gli obiettivi per anno (per carburante o tecnologia)?**

Nell'ordinamento nazionale è prevista l'imposizione di una percentuale minima, incrementale negli anni, di immissione di biocarburanti sul totale dei carburanti fossili immessi in consumo. Tale percentuale, che è stata modificata da un decreto di gennaio 2010, ed è pari a 3,5% nel 2010, 4% nel 2011 e 4,5% per il 2012, dovrebbe poter garantire, con lievi correzioni, il raggiungimento del target al 2020.

La possibilità di raggiungimento e di superamento dei target sarà però fortemente influenzata dal raggiungimento di una maggiore stabilità delle condizioni normative e di mercato che oggi caratterizzano il settore italiano dei biocarburanti. La mancanza di un quadro di riferimento chiaro, la scarsa stabilità della norma, le modifiche talvolta intervenute senza il preavviso sufficiente ad un corretto adeguamento o, al contrario, attuate con grandi ritardi, hanno contribuito a rallentare la crescita del settore dei biocarburanti in Italia, mantenendolo al di sotto delle potenzialità. Ciò che oggi peraltro incide negativamente è la mancanza di impegno diretto allo sviluppo del mercato nazionale che lo renda competitivo con il prodotto di importazione. I maggiori costi di produzione dell'Italia rispetto ad altri paesi comunitari, e soprattutto extracomunitari, uniti alla forte speculazione che ha caratterizzato il settore dei biocarburanti e dei bioliquidi negli ultimi anni, stanno di fatto contribuendo solo ad aprire sempre più il mercato italiano alle importazioni dall'estero a discapito del prodotto locale.

In questo quadro già critico sarà molto importante infine fornire quanto prima indicazioni chiare per la valutazione della sostenibilità del biocarburante in conformità ai criteri della nuova direttiva, in assenza delle quali il mercato di questi prodotti ed il conseguimento dei livelli minimi di immissione saranno ulteriormente ostacolati.

- **Dovrebbe esistere una diversificazione del sistema di supporto in base alla tipologia di biocarburante (biodiesel, bioetanolo) e di tecnologia (biocarburanti di seconda generazione, elettricità rinnovabile)?**

Oggi non esiste uno specifico sistema di incentivazione dell'utilizzo dei biocarburanti. La promozione dello sviluppo di questi ultimi è legata da un lato all'imposizione di livelli minimi obbligatori di immissione di biocarburanti sul totale di carburanti fossili immessi in consumo, dall'altro ad incentivi di tipo "tender" (quali contributi regionali o locali per lo sviluppo di specifici progetti nel settore dell'autotrazione da fonti rinnovabili) ed agevolazioni fiscali su quote contingentate di produzione (come nel caso del contingente agevolato di 250.000 ton/anno di biodiesel a cui viene applicata un'accisa ridotta).

Accanto agli sgravi fiscali sarebbe opportuno investire maggiori risorse per la ricerca e lo sviluppo dei biocarburanti di nuova generazione, che possano fornire indicazioni referenziate circa la reale sostenibilità di questi prodotti, in grado di razionalizzare la proliferazione di teorie contrastanti che oggi caratterizza il settore, e di sviluppare la produzione a costi accessibili di biocarburanti basati sulla valorizzazione di prodotti non alimentari e soprattutto di scarto. All'attività di ricerca potrà seguire l'individuazione di strumenti di supporto differenziati per tipologia di biocarburante, di tecnologia o di area geografica, sulla base delle potenzialità, della vocazione territoriale e degli obiettivi da raggiungere.

III.3 DISPONIBILITA' DI BIOMASSA

Disponibilità di biomassa

Settore di origine		Quantità di risorsa domestica	Produzione di energia primaria
A) biomasse forestali :	1. fornitura diretta di biomassa legnosa da foreste e terreni boscosi per la generazione di energia	6.500 kton/anno (ss)	2-4 MTep legna da ardere
	2. fornitura indiretta di biomassa legnosa per la generazione di energia	4.500 kton/anno industria lavorazione legno	4,3 MTep residui foreste e industria legno
B) biomasse da agricoltura e pesca:	1. coltivazioni agricole e e prodotti della pesca direttamente forniti per la produzione di energia	16.000 kton/anno	3-5 MTep
	2. sottoprodotti agricoli / residui di processo e sottoprodotti della pesca per la produzione di energia	9.300 kton/a agricoltura 3.900 kton/a industria alimentare 10.950 kton/a letami 17.140 km ³ /a liquami 585 kton/a scarti macellazione	5 MTep Scarti agricoltura e agroindustria 10-12 MTep zootecnia
C) biomasse dai rifiuti:	1. frazione biodegradabile dei rifiuti solidi urbani	8.400 kt/anno	2-3 MTep
	2. frazione biodegradabile dei rifiuti industriali (inclusa carta, cartone, pallet)	-	
	3. acque reflue	-	

(fonte: elaboraz. Aper dati Itabia 2009 – Enea 2009)

Impiego dei terreni agricoli per la produzione di coltivazioni energetiche

Utilizzo terreni agricoli per produzione di energia	Superficie
Utilizzo dei terreni per la produzione di coltivazioni legnose da SRF (salici, pioppi,)	5000 ha
Utilizzo dei terreni per altre coltivazione energetiche erbacee (scagliola, panico vergato, miscanto), sorgo	
Colza	3.535
Girasole	144.576
Soia	176.134
Sorgo	38.745
Brassica	5
arachide	164

- **Quali misure potrebbero meglio incoraggiare l'utilizzo a fini energetici di terreni agricoli inutilizzati, terreni degradati, ecc.?**

Si potrebbe prevedere una variazione al meccanismo incentivante nazionale con l'adozione di uno schema tecnico di incentivazione con premialità (bonus) aggiuntive selettive per specifici interventi. Per incentivare l'utilizzo di terreni incolti si potrebbe ad esempio prevedere di aggiungere alla tariffa base un premio aggiuntivo di alcuni centesimi di euro per kwh di energia prodotta.

- **Quali misure potrebbero assicurare una più alta produttività dei terreni agricoli attualmente utilizzati o la raccolta più di una volta l'anno dal medesimo terreno?**

L'aumento della produttività per ettaro potrebbe essere agevolato attraverso l'incentivazione alla ricerca ed applicazione delle migliori pratiche agricole e delle varietà colturali più produttive, possibilmente utilizzate in rotazione. L'individuazione delle migliori energy crops dovrebbe essere inoltre accompagnata da campagne di informazione e formazione degli agricoltori sulle colture e sulle tecniche disponibili.

Per incentivare inoltre l'aumento di produttività e la conseguente crescita delle biomasse disponibili, sarebbe opportuno ideare strumenti per intervenire sulla stabilità dei prezzi e sulla continuità delle forniture, anche di lungo periodo, delle biomasse. Per migliorare il mercato delle biomasse ad uso energetico, in particolare, sarebbe utile incentivare la crescita della disponibilità sul mercato di combustibili di qualità standardizzata.

- **Come si potrebbe incoraggiare l'utilizzo di alcune materie prime già disponibili (ad es. liquami animali)?**

L'impiego a fini energetici di scarti e residui meriterebbe di essere maggiormente agevolato poiché consente la valorizzazione di matrici altrimenti destinate a smaltimento ed il risparmio di materia prima vergine. Il principale strumento per agevolare il riutilizzo di questi scarti andrebbe sicuramente ricercato in una maggiore semplificazione e trasparenza delle procedure per l'autorizzazione e la gestione degli impianti. I principali problemi della produzione di bioenergia da scarti, residui e sottoprodotti, sono infatti la necessità di dotarsi di autorizzazioni, procedure di gestione e valori limite dedicati agli impianti di smaltimento dei rifiuti e, ancor di più, la difficoltà per gli operatori e le amministrazioni preposte al rilascio delle autorizzazioni di valutare in molti casi l'effettiva necessità o meno di tali autorizzazioni riservate ai rifiuti (si pensi ad esempio all'impiego di liquami zootecnici in impianti di digestione anaerobica ed ai vincoli all'utilizzo agronomico del digestato o delle ceneri).

- **Quali misure potrebbero migliorare le tecniche di gestione forestale al fine di massimizzare l'estrazione di biomassa in modo sostenibile?**

Una migliore conoscenza delle risorse disponibili in ciascuna regione, unita al miglioramento dell'accessibilità alle aree boschive, potrebbe indubbiamente agevolare lo sfruttamento delle biomassa forestale. Il patrimonio boschivo italiano è oggi infatti prevalentemente caratterizzato da una frammentazione di proprietà di piccola estensione, spesso difficilmente accessibili, e da un livello di conoscenza delle risorse disponibili (estensione, tipologia, ecc...) generalmente frammentario ed insufficiente. A tale lacuna si potrebbe porre rimedio attraverso l'utilizzo di sistemi organici e strutturati di mappatura e monitoraggio del patrimonio boschivo su base GIS. La conoscenza della risorsa, accompagnata da una maggiore sensibilizzazione verso i benefici ambientali ed energetici di una corretta e costante gestione boschiva, e da una maggiore chiarezza e stabilità della normativa di riferimento, potrebbero indubbiamente orientare sia la pianificazione energetica, che la promozione di attività per la gestione sostenibile e la valorizzazione energetica delle risorse locali. Tra le possibili misure dirette inoltre, si potrebbero prevedere contributi per la formazione e per l'acquisto delle attrezzature di aziende che si occupino di raccolta delle biomasse boschive.

- **Come potrebbe essere individuato l'impatto dell'utilizzo energetico della biomassa sugli altri settori basati sull'agricoltura e le foreste?**

È necessario prevedere monitoraggi, a livello provinciale, sull'utilizzo delle superfici agricole, l'incidenza delle coltivazioni ad uso energetico rispetto a quelle alimentari (o, ad esempio, per l'industria della carta e del legno), l'andamento dei prezzi nel tempo delle coltivazioni food in relazione allo sviluppo di quelle non-food.

Si ritiene in ogni caso che l'impatto negativo delle agro energie sul settore agricolo o forestale possa essere annullato da una gestione razionale delle biomasse ad uso energetico, mirata allo sfruttamento di terreni

marginali o abbandonati, all'utilizzo di colture in rotazione con quelle alimentari e non in sostituzione, allo sviluppo di tecniche per il miglioramento delle rese e, soprattutto, alla valorizzazione dei residui.

- **Che genere di sviluppo ci si attende in altri settori basati sull'agricoltura e la foresta che potrebbero avere un impatto sull'utilizzo energetico? (ci sono possibili impatti positivi, come maggiore efficienza potrebbe portare maggiore disponibilità di biomassa, o impatti negativi, come maggiore efficienza potrebbe anche portare meno sottoprodotti disponibili per la produzione di energia?)**

Senza dubbio gli sviluppi futuri del settore agricolo e forestale e di quello delle bioenergie potranno essere connessi e reciprocamente influenzati.

Negli ultimi anni si è assistito ad un sempre maggiore interesse dell'imprenditore agricolo verso la diversificazione produttiva e la multifunzionalità, che determina un'espansione del settore agricolo verso nuovi mercati.

Lo sviluppo tecnologico nei processi industriali condurrà auspicabilmente ad un incremento delle produzioni e ad una riduzione degli scarti, ma tale riduzione delle biomasse residue destinabili a valorizzazione energetica potrà essere compensata dal contemporaneo miglioramento delle tecniche agricole o di raccolta (con effetti positivi sia sull'agricoltura che sull'agroenergia) oltre che dall'incremento dell'efficienza degli impianti energetici.

Sul fronte del settore forestale è ipotizzabile uno sviluppo in grado di incidere positivamente anche sul settore energetico. Gli studi disponibili indicano che la superficie forestale italiana è interessata da diversi decenni da un processo di graduale e continua crescita, imputabile non solo ad interventi di rimboschimento, ma anche, in misura probabilmente crescente, alla ricolonizzazione naturale di terreni agricoli abbandonati. Inoltre le foreste italiane sono caratterizzate da un avanzato processo di invecchiamento e in molti casi versano in condizioni di abbandono gestionale. Il trend di crescita del patrimonio forestale, accompagnato da maggiori investimenti nelle attività di manutenzione potrà incidere significativamente sia sulla disponibilità di materia prima, ad uso energetico e non, che sulla tutela del patrimonio naturale e le condizioni idrologiche.

III.4 MECCANISMI DI FLESSIBILITA' / PROGETTI COMUNI / PROSPETTIVA EUROPEA

Stima della produzione eccedentaria o deficitaria di energia da fonti rinnovabili rispetto alle traiettorie indicative

ktoe	2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018	2020
<i>Scenario NAT</i>					
Deficit stimato	-	-	-	-	2.375 ktoe
<i>Scenario ACT</i>					
Surplus stimato	-	-	-	-	972 ktoe

- **Quali procedure dovrebbero essere stabilite per organizzare trasferimenti statistici o progetti comuni?**

Le procedure per il trasferimento statistico di energia o i progetti comuni tra i vari paesi, dovranno essere subordinate alla valutazione anzitutto dell'effettivo deficit o surplus di energia del nostro Paese, in base allo scenario di sviluppo scelto, nonché alle previsioni di deficit/surplus che presenteranno gli altri paesi, ed infine alla scelta della tipologia di trasferimento da adottare (fisico o virtuale).

Tali procedure dovranno dunque basarsi su accordi specifici tra i vari paesi importatori ed esportatori. Mediante un'attenta attività di programmazione, che permetta di prevedere con un certo grado di precisione il possibile contributo dei meccanismi di flessibilità al raggiungimento degli obiettivi (anche

intermedi), sarà possibile la stipula di contratti pluriennali aventi oggetto il trasferimento di quote di FER con Stati Membri con produzioni superiori ai loro obiettivi, conferendo così alla suddetta attività di programmazione un maggior grado di strategicità e minimizzando potenzialmente il costo del ricorso a queste misure.

Tali contratti potranno essere stipulati anche all'interno di accordi più ampi aventi oggetto attività di cooperazione economica e finanziaria con altri Paesi Membri.

Anche ai fine di garantire un più efficace raccordo con gli altri Stati Membri, sarebbe raccomandabile l'adozione di un registro ove si contabilizzino la quantità di energia oggetto degli accordi, consentendo così di evadere con la massima accuratezza ed entro i tempi previsti dalla direttiva 2009/28/CE le previste notifiche alla Commissione.

In relazione invece alla ripartizione della quote energia spettanti a ciascuno Stato Membro nell'ambito di progetti comuni tra uno o più Stati Membri, tali quote potranno essere ripartite tra Stato ospitante l'iniziativa e gli altri stati coinvolti anche sulla base di:

- copertura finanziaria dell'iniziativa, a mezzo di contributi in conto capitale o meccanismi incentivanti sulla produzione di energia, da parte degli Stati Membri coinvolti nel progetto;
- livello di indotto generato dall'iniziativa nello Stato Membro ospitante.

È infine ragionevole attendersi che parte degli eventuali trasferimenti di energia rinnovabile tra l'Italia e gli altri paesi possa fondarsi su accordi di scambio fisico dell'energia attraverso l'utilizzo di nuovi collegamenti elettrici con l'estero, per la realizzazione dei quali sono già state presentate al Ministero dello Sviluppo Economico richieste di autorizzazioni alla costruzione ed esercizio (Progetti di connessione Italia – Svizzera, Italia – Croazia, Italia – Albania, Italia – Tunisia, Italia – Montenegro).

- **In che modo i privati dovrebbero intervenire nei progetti comuni con altri Stati Membri o con paesi terzi?**

Dopo un'opportuna programmazione del ricorso ai progetti comuni, il ruolo dei soggetti privati nella realizzazione di tali iniziative potrebbe essere di primaria importanza. Anche al fine di evitare un'eccessiva dispersione delle risorse previste per lo sviluppo domestico delle fonti rinnovabili, sarà necessario individuare la quantità di energia per cui si prevede il ricorso a progetti comuni condotti da soggetti privati nazionali e, conseguentemente, prevedere l'opportuno livello di copertura finanziaria di dette iniziative.

A tal fine si possono prevedere due soluzioni alternative. La prima prevede che siano gli stessi Stati Membri, nell'ambito di accordi di settore, a stabilire aree e progetti in cui realizzare iniziative oggetto di joint projects da realizzarsi mediante il contributo di privati. Una volta individuati le aree e le tipologie di progetti, potrebbero essere previsti meccanismi ad evidenza pubblica mediante cui assegnare la realizzazione di progetti a soggetti privati. In alternativa a questa prima ipotesi, una volta stabilita e condivisa con altri Paesi Membri la potenza installabile attraverso joint projects, si potrebbe lasciare la libera iniziativa economica in mano ai soggetti privati, i quali, una volta individuate autonomamente la aree più idonee alla realizzazione di progetti, potrebbero sottoporre al vaglio di una commissione appositamente costituita la validità progettuale da un lato e l'aderenza agli accordi già presi con il paese ospitante dall'altro.

In entrambi i casi si potrebbe prevedere l'erogazione di contributi per lo sviluppo di ciascuna iniziativa che concorra al raggiungimento degli obiettivi.

- **In quali settori si potrebbero sviluppare progetti comuni sulle fonti rinnovabili nel territorio nazionale? Con quali tecnologie? Quanta potenza installata, elettrica o termica, per anno? Come dovrebbero essere identificati i siti per lo sviluppo di progetti comuni?**

Le prime stime effettuate sulla produzione di FER in Italia al 2020 e sul raggiungimento degli obiettivi previsti dalla direttiva, lasciano intendere che con ogni probabilità, già a partire dagli obiettivi intermedi, l'Italia presenterà una produzione domestica da FER inferiore rispetto a quella prevista dalla direttiva.

Pur nel rispetto della disciplina comunitaria di libera circolazione di beni, servizi e persone e garantendo la massima apertura del proprio mercato a nuovi operatori anche stranieri, non pare quindi configurarsi l'ipotesi di una previsione di sviluppo di significativi progetti comuni con altri Stati Membri all'interno del territorio Italiano.

- **Sei a conoscenza del potenziale dei progetti comuni in altri Stati Membri o in paesi terzi? (In quali settori? Per quale capacità? Qual'è il supporto previsto? Per quali tecnologie?)**

Una precisa previsione del potenziale sfruttabile negli altri Paesi Membri ai fini della realizzazione di Progetti Comuni sarà senz'altro esercizio più agevole una volta che ciascun Stato Membro avrà presentato i

propri documenti di previsione delle quote di energia scambiate attraverso meccanismi di cooperazione, previsti dalla direttiva europea.

Sebbene in assenza di tali strumenti la quantificazione precisa dei potenziali di sviluppo in altri paesi appare difficile, l'interesse manifestato negli ultimi anni da parte degli operatori italiani, oltreché i numerosi accordi intergovernativi di settore realizzati (non ultimo quello di reciprocità con l'Albania per il rilascio di CV) lasciano intendere la presenza di potenziale per progetti comuni nell'Area Balcanica.

Ancora più difficile resta prevedere il potenziale FER sviluppabile ai fini di JP in paesi fuori dall'Unione Europea. Certamente al momento risulta difficile ipotizzare uno sviluppo significativo di iniziative nell'Africa SubSahariana, data l'assenza (e l'improbabile realizzazione nei termini previsti dalla direttiva) di una interconnessione di rete che consenta il trasferimento fisico di detta energia all'interno della Comunità.

Sulla scorta di tali considerazioni, possono invece risultare più interessanti i potenziali mostrati da paesi Extracomunitari dell'area mediterranea, come quelli che la Turchia presenta sulla fonte idrica ed eolica (in tal caso si potrebbe sfruttare per il consumo dell'energia il collegamento marino Italia-Grecia).

IV. STIMA DEI COSTI E DEI BENEFICI DELLE MISURE POLITICHE DI SUPPORTO ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

- **Qual'è l'utilizzo stimato di energia da fonti rinnovabili (in migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio)?**

Si può stimare un apporto di energia da fonti rinnovabili variabile tra circa 23.260 ktoe e 25.630 ktoe, comprensive della produzione elettrica, termica e biofuels, cui si potrebbero aggiungere, nell'ipotesi in cui si attui il primo dei due scenari studiati, altre 972 ktoe derivanti dall'applicazione dell'import e delle misure di flessibilità previste dalla direttiva.

- **Quali sono i costi stimati (in €) per il raggiungimento dell'obiettivo al 2020?**

Si può stimare una spesa variabile da circa 4.422 M€ all'anno, comprensiva delle misure per il supporto dello sviluppo delle rinnovabili nazionali e l'applicazione delle misure di flessibilità necessarie a conseguire il livello di penetrazione minimo delle fonti rinnovabili del 17%, previsto dalla direttiva europea, a circa 6.214 M€ all'anno, nell'ipotesi di uno scenario di sviluppo più spinto delle rinnovabili, fino al target del 18%.

Tale costo andrebbe così suddiviso:

Policy cost - consumer expenditures due to RES support			
		NAT (National target fulfillment)	ACT (proactive support)
		Media annuale	Media annuale
Settore elettrico	M€	2.921	3.631
Settore termico	M€	1.023	2.131
Trasporti	M€	453	453
Impatto dei meccanismi di cooperazione	M€	26	0
Totale (corretto)	M€	4.422	6.214

L'attuazione della direttiva non comporterebbe dunque un significativo aggravio dei costi per il supporto delle fonti rinnovabili. Secondo le stime dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas infatti, **nell'anno 2009 l'impatto economico degli strumenti di incentivazione della produzione rinnovabile oggi presenti in Italia (CIP6/92, TO, CV, Conto energia) è stato pari a circa 4,2 miliardi di euro.**

- **Qual'è la riduzione attesa di emissioni di gas serra (t/anno) ?**

L'attuazione degli scenari previsti porterebbe ad una riduzione totale di emissioni dalle 459 alle 494 Mt CO₂ (dato cumulativo al 2020), corrispondenti a circa 30-33 MtCO₂/anno.

- **Qual'è la prospettiva di creazione di nuovi posti di lavoro?**

Nel 2005, ultimo anno su cui si posseggono dati consistenti, il settore delle rinnovabili dava lavoro a 115.000 persone, di cui 70.000 nella filiera dell'investimento (componenti, progettazione, consulenza, costruzione), 30.000 nella fase O&M (gestione e manutenzione) e 15.000 nella fase di approvvigionamento del combustibile (esclusivo appannaggio, naturalmente, della biomassa).

Proprio in nome della trasversalità e della numerosità dei settori che coinvolge (manutenzione foreste, agricoltura, raffinazione, industria alimentare, allevamento, trasporti), la biomassa è la fonte che assorbe più occupazione con ben 65.000 occupati su 115.000. Segue l'idroelettrico con 35.000 addetti dedicati, il fotovoltaico con 8.000, l'eolico con 5.000 addetti e la geotermia con 2.000.

Per quanto riguarda nello specifico l'Italia, le stime occupazionali delineano -nel caso di raggiungimento degli obiettivi - uno scenario di circa 120.000 nuovi occupati, per un totale di 235.000 addetti nel settore. Circa il 55% del potenziale aggiuntivo occupazionale riguarderà il settore della biomassa, ancora in nome della particolarità della filiera di approvvigionamento.

- **Qual'è il risparmio di combustibili fossili importati?**

Lo sviluppo delle rinnovabili ipotizzato potrebbe consentire un risparmio medio annuo variabile, a seconda dello scenario, tra 11.327 e 12.158 ktoe/a, corrispondente ad una riduzione complessiva al 2020 compresa tra 169.905 e 182.373 ktoe. Il risparmio di combustibili fossili previsto corrisponderebbe ad un risparmio in termini monetari compreso tra 68.207 e 73.197 M€ al 2020, pari ad una media di 4.547-4.880 M€/anno.

- **Quali sono i costi esterni evitati?**

Al risparmio di combustibili fossili andrebbero poi aggiunti i mancati costi legati alla produzione della quota equivalente di energia da fonte fossile (costi di costruzione, esercizio, manutenzione di impianti ecc.)

Considerando tali fattori la produzione della quota di energia rinnovabile stimata al 2020 secondo gli scenari precedentemente descritti, consentirebbe un ulteriore risparmio al 2020, variabile tra circa 5.300 e 5.850 M€.

Si ricorda infine che a tali valori andrebbero ulteriormente sommati i costi ambientali e sanitari, di difficile stima, e le sanzioni per il mancato adempimento degli obblighi comunitari in materia di fonti rinnovabili.

Prodotto da:



Via Pergolesi, 27 - 20124 Milano

T +390266989268 - 026692673

F +390267490140

Web: www.aper.it

Marzo. 2010



Quali obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili può ambire a raggiungere il nostro paese nel 2020?

Nel presente documento sono stati ipotizzati due diversi scenari. Attraverso lo sfruttamento delle risorse rinnovabili nazionali sarebbe possibile raggiungere un livello di penetrazione delle rinnovabili del 16,3%, molto vicino a quello imposto dalla direttiva n.28. Il restante deficit dovrà essere colmato attraverso il trasferimento del surplus da altri paesi. Puntando invece su una politica di sviluppo delle rinnovabili più spinta potrebbe essere possibile anche superare l'obiettivo obbligatorio del 17%, raggiungendo un target di produzione di energia rinnovabile pari al 18% del consumo interno lordo.

Elemento fondamentale per l'attuazione di questi scenari ed, in particolar modo, di quest'ultimo, è l'abbattimento delle barriere oggi esistenti: dalle procedure burocratiche lente e non trasparenti, alle problematiche di accesso alla rete, all'instabilità del quadro normativo, alle difficoltà di accesso al credito, ecc... inefficienze che riducono fortemente i benefici degli incentivi e la cui messa in evidenza è uno dei principali obiettivi di questo documento.