



con il contributo di



XII Rapporto Agricoltura LA SFIDA DELLE BIOENERGIE

Tendenze e scenari per le energie rinnovabili in agricoltura

EXECUTIVE SUMMARY

Roma, 14 dicembre 2011

La diffusione delle bioenergie

Il sistema energetico internazionale sta attraversando una **fase di incertezza** dovuta sia alla crisi economica, sia ad alcuni avvenimenti che stanno modificando i paradigmi produttivi degli ultimi decenni (le rivolte nei Paesi arabi o l'incidente nella centrale nucleare di Fukushima in Giappone, solo per citarne alcuni). Questi eventi stanno portando sempre più Paesi ad accelerare ed ad **investire maggiormente nel settore delle fonti rinnovabili**, al fine di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e contenere le emissioni di gas serra responsabili dell'ormai conclamato cambiamento climatico.

L'Unione Europea è in prima linea in questa sfida, anche perché al momento non arriva a produrre nemmeno la metà dell'energia che consuma: **nel 2009 i Paesi europei erano costretti ad importare dall'estero più del 50%** delle risorse atte a soddisfare il proprio fabbisogno energetico, con alcuni Paesi, tra cui l'Italia, addirittura oltre l'80%.

Di conseguenza, il comparto delle fonti di energia rinnovabili sta vivendo **uno sviluppo molto importante** attraendo la maggior parte degli investimenti dell'industria energetica. Per raggiungere l'obiettivo del 20% nel 2020 di consumi da fonti rinnovabili sul totale dei consumi interni lordi (così come deciso dal Consiglio Europeo nel 2009), mancavano nel 2008 circa 10 punti percentuali (si era all'11,7%); discorso simile per l'Italia (nel 2009 aveva una quota dell'8,9%) per conseguire il proprio obiettivo (17%).

Per quanto riguarda le **biomasse, esse ricoprono un ruolo fondamentale nella composizione dei consumi energetici, contribuendo a quasi il 70% dei consumi lordi da fonti rinnovabili** con circa 105 Mtep di consumo primario¹. Seguono l'energia idroelettrica (18,5%), l'eolico (7,5%), l'energia geotermica (3,8%) e l'energia solare e fotovoltaica (1,6%).

Considerando i singoli Paesi, si osserva come l'impiego di biomasse e biogas sia particolarmente diffuso nei Paesi del Nord e del Centro Europa, ricchi di risorse forestali. Nel dettaglio il quadro è il seguente:

- Le **biomasse solide** rappresentano in assoluto la fonte di energia rinnovabile più diffusa. Nel 2009 nell'Ue-27 sono stati utilizzati 73,2 Mtep di energia primaria da biomasse solide, pari a quasi la metà dell'energia complessivamente prodotta da fonti rinnovabili. In Europa il Paese leader è la Germania, con oltre 11 Mtep nel 2009 ed un'incidenza sulla produzione totale superiore al 15%;
- Nel 2009 l'Ue ha prodotto 8,3 Mtep di energia primaria da **biogas**, di cui più della metà (52%) da impianti di biogas agricolo, che utilizzano deiezioni animali, colture energetiche, scarti colturali. Il **biogas agricolo è la fonte che sta suscitando maggiore interesse**, in quanto opportunità di diversificazione del reddito per gli agricoltori. Il primato spetta alla Germania, che nel 2009 ha prodotto, soprattutto mediante l'utilizzo di colture energetiche, 4,2 Mtep di energia primaria, pari a metà della produzione comunitaria; seguono il Regno Unito (1,7 Mtep), la Francia (0,5 Mtep) e l'Italia (0,4 Mtep). In questi ultimi prevale ancora, alla data considerata, il recupero di biogas dalle discariche per rifiuti urbani, mentre in Germania, ma anche nei Paesi Bassi e in Austria, prevalgono gli impianti di biogas agricolo. Da sottolineare come stiano iniziando a **svilupparsi anche la cogenerazione e gli impianti termici**;
- Lo sfruttamento dei **bioliquidi** è sicuramente quello su cui finora si è investito di meno in ambito comunitario. La gran parte della produzione primaria di energia da bioliquidi

¹ Cioè non ancora trasformate (con conseguenti perdite di trasformazione) in una delle forme di consumo finale: elettrico, termico e trasporti.

avviene, ancora una volta, in Germania (con 1,2 Mtep pari a circa il 58% del totale Ue), seguita a grande distanza dall'Italia con quasi 0,3 Mtep;

- Nella produzione di **biodiesel** il primato spetta nuovamente alla Germania, che, con 2 Mtep prodotti, rappresenta quasi il 30% della produzione comunitaria; seguono la Francia (1,9 Mtep), l'Italia (0,7 Mtep) e la Spagna (0,65 Mtep). La Germania è anche il primo produttore di **bioetanolo** con quasi 0,6 Mtep, seguita a distanza dalla Francia (0,3 Mtep) e dalla Spagna (0,2 Mtep).

Relativamente **all'Italia**, l'apporto complessivo fornito delle bioenergie è quantificabile in circa 6,2 Mtep di consumi interni lordi, i quali danno origine ai seguenti consumi energetici finali (2009):

	Produzione primaria (ktep)	Import netto + var. stock (ktep)	Consumi lordi (ktep)	Consumi finali		
				Energia elettrica (GWh)	Energia termica (ktep)	Energia per trasporti (ktep)
Biomasse solide	2.760	877	3.637	2.828	2.643	0
Biogas	444	0	444	1.740	174	0
Bioliquidi	289	0	289	1.448	7	0
Biocarburanti	Biodiesel	713	349	0	0	1.062
	Bioetanolo	117	0	117	0	117
RSU biodegradabili	686	0	686	1.616	0	0
Totale	5.009	1.226	6.235	7.631	2.824	1.179

Fonte: elaborazioni Nomisma su dati Eurostat, Gse, EurObserv'er.

Per quanto concerne gli impianti, alla fine del 2010 erano in esercizio:

- **78 impianti** per la produzione di **energia elettrica da biomasse solide**, per una potenza complessiva installata pari a **1.437 MW**;
- **510 impianti a biogas**, di cui **313 alimentati da biogas agricolo** ed, in misura minore, da biogas da fanghi da depurazione, e 197 da ricondursi ai biogas da discarica, per una potenza installata pari a **483 MW**, di cui **209** da riferirsi ad impianti a biogas derivanti principalmente dalle attività agricole e forestali e 272 da attribuirsi ad impianti a biogas da discarica; nel corso del 2010, si è rafforzato il peso del biogas agricolo, che ha rappresentato circa l'80% della nuova potenza installata;
- **149 impianti** di produzione di **energia elettrica da bioliquidi** per un totale in termini di potenza installata pari a 619 MW, circa il 60% in più rispetto ai livelli raggiunti nel 2009;
- almeno **128 impianti di teleriscaldamento** (stima Itabia del 2008);
- **14** impianti di produzione di **biodiesel** in funzione e 2 in fase di realizzazione;
- **2** impianti di produzione di **bioetanolo**.

Il quadro normativo

Nell'aprile 2009 viene approvato da parte del Consiglio Europeo il **cosiddetto pacchetto "Clima-Energia"**, che prevede tre obiettivi per il 2020: soddisfare con fonti rinnovabili il 20% del consumo finale di energia (e contemporaneamente il 10% dei consumi di carburanti); ridurre le emissioni di gas serra del 20%; aumentare del 20% l'efficienza energetica.

La **Dir. 2009/28/CE**, nell'ambito dell'obiettivo relativo alle fonti rinnovabili, ha stabilito un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili nei tre settori principali:

elettrico, riscaldamento/raffreddamento e trasporti, con obiettivi differenti per ogni Paese membro: per l'Italia consiste nel 17% del consumo finale lordo.

L'ultimo biennio è stato contrassegnato da due provvedimenti nazionali fondamentali: il **Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN)**, che definisce le strategie per il raggiungimento degli obiettivi nazionali; il **D. Lgs. 28/2011** di recepimento della Dir. 2009/28/CE, che individua il quadro normativo per il perseguimento degli obiettivi, **rimandando ad una serie di successivi decreti diverse misure applicative, su cui purtroppo si stanno già accumulando ritardi.**

Nel mese di novembre 2011 ha visto la luce - anche se manca ancora l'intesa della Conferenza Stato-Regioni affinché sia pienamente operativo - il tanto **atteso D. MSE relativo al *burden sharing***, il provvedimento che suddivide a livello regionale gli obblighi assegnati dall'Ue al nostro Paese e che permetterà di adeguare i Piani Energetici Regionali.

Il tema delle fonti rinnovabili s'inquadra nel più generale contesto della programmazione energetica nazionale: si attende **la redazione del documento di Strategia Energetica Nazionale** quale strumento di indirizzo e programmazione.

Da un punto di vista autorizzativo, la costruzione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è soggetta all'**Autorizzazione Unica (AU)**, un iter semplificato al quale prendono parte tutte le Amministrazioni interessate. Per gli impianti di potenza inferiore a certe soglie (200 kWe per biomasse; 250 kWe per biogas), si può ricorrere alla **Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)**. Infine vi è la semplice Comunicazione al comune di **Attività Edilizia Libera (CAEL)** per gli impianti a biomasse e biogas di potenza inferiore ai 50 kWe.

Vi sono poi le **Linee Guida Nazionali**, approvate con il D. MSE 10/09/2010, che specificano il quadro entro cui le Regioni gestiscono le autorizzazioni e forniscono indicazioni necessarie per assicurare un corretto inserimento nel paesaggio degli impianti.

Tuttavia sussistono ancora **criticità autorizzative** sia in merito alla non corretta **classificazione come rifiuto** di alcune biomasse agricole in entrata (effluenti zootecnici) ed in uscita (digestato) dagli impianti di digestione anaerobica, nonché sui **tempi di allaccio alla rete elettrica** nelle aree critiche ove si assiste ad una saturazione reale o, talvolta virtuale, della rete che di fatto rallenta o addirittura blocca lo sviluppo della microgenerazione.

Relativamente ai meccanismi di incentivazione i regimi sono stati modificati e rimessi in discussione varie volte; allo stato attuale convivono diversi regimi:

1. Nella produzione di **energia elettrica**: tariffe "CIP6", Certificati Verdi (CV) e Tariffe Onnicomprensive (<1 MWe) (tutti in progressivo esaurimento); nuovi sistemi dal 2013 basati su tariffe *feed-in* e *feed-in premium* per impianti di taglia <5 MWe e su aste al ribasso per impianti >5 MWe; Conto Energia per il solare fotovoltaico e termodinamico;
2. Nella produzione di **energia termica** e nel favorire una maggiore **efficienza energetica**: Titoli d'Efficienza Energetica; incentivi per impianti termici di piccole dimensioni realizzati dal 2012; sgravi fiscali per il teleriscaldamento e per altre misure;
3. Nella produzione di **energia per i trasporti**: plafond defiscalizzati di biocarburanti; certificati di immissione in consumo di biocarburanti nei carburanti fossili e obblighi di miscelazione; incentivazione superiore (*double counting*) per alcune matrici (es. biocarburanti II generazione);
4. Nella produzione di **energia rinnovabile in generale**: contributi comunitari per l'investimento in impianti; inserimento del reddito derivante nel reddito agrario; incentivi per l'immissione di biometano nella rete del gas naturale da definire con decreto.

I sistemi di sostegno all'energia da biomasse in Europa: comparazione degli incentivi ed esperienze di successo

Nonostante le differenze tra i diversi Stati membri, un'analisi comparativa dei sistemi di incentivazione per la **produzione di energia elettrica** da fonti rinnovabili evidenzia come due siano le principali categorie di meccanismi di sostegno consolidate: meccanismi di prezzo (tariffe *feed-in* e *feed-in premium*) e di quantità (i certificati verdi). La maggioranza dei Paesi ha adottato il meccanismo di prezzo, adottando in alcuni casi sia la *feed-in* che la *feed-in premium*, lasciando la scelta ai produttori; in diversi casi (es. Germania, Francia ecc.) esiste una **tariffa base, migliorabile** anche di diversi €cent attraverso **bonus** legati all'efficienza e al livello d'innovazione. Il meccanismo di quantità, attraverso i certificati verdi, è presente in soli sei paesi dell'UE.

Per quanto riguarda **l'incentivazione dell'energia termica** non è stata oggetto tradizionalmente di grande attenzione, sebbene le biomasse possano giocare un ruolo fondamentale. Attualmente gli incentivi si distinguono in: sussidi agli investimenti in quasi tutti i Paesi; agevolazioni finanziarie, presenti in otto Paesi; incentivi fiscali, adottati da otto Paesi; tariffe *feed-in premium*, fissate solo in Francia e Lussemburgo.

Nel **settore dei trasporti**, la maggior parte dei Paesi ha promosso l'introduzione dei biocarburanti attraverso due assi principali: la definizione di percentuali annue obbligatorie di biocarburanti; l'esenzione dal pagamento per i biocarburanti delle imposte previste per benzina e diesel per quantitativi di biocarburanti, attuata nella quasi totalità dei Paesi. Alcuni membri incentivano i biocarburanti anche attraverso programmi di ricerca e di innovazione.

Nel panorama complessivo spiccano alcuni casi d'eccellenza:

1. La **filiera del biogas in Germania**: grazie ad un sistema incentivante basato su tariffe base e bonus premianti (che giunge nella migliore delle ipotesi fino a 26,7 €cent/kWh), gli impianti di biogas agrozootecnico sono aumentati notevolmente; negli ultimi anni è necessario utilizzare anche l'energia termica e si sta sviluppando il biometano;
2. La **filiera delle biomasse legnose in Austria**: rappresenta un caso di eccellenza nella produzione di energia elettrica e termica, grazie all'elevato tasso di forestazione e ai sistemi di incentivazione. Data la naturale vocazione delle biomasse ad essere impiegate per la produzione di energia termica, il legislatore ha mostrato particolare attenzione al sostegno di questo uso;
3. La **filiera del biodiesel in Francia**: si è deciso di stimolare l'impiego dei biocarburanti già dal 1992, per sostenere l'agricoltura. E' stato un modello anche per gli altri *partner* comunitari. Sebbene nel corso degli anni tale incentivazione sia stata ridotta, con la Dir. 2009/28/CE ha ripreso vigore ed ora si distingue per la proposta di istituire un sistema di certificazione comunitario per la sostenibilità dei biocarburanti;
4. La **filiera del biogas/biometano in Svezia**: la Svezia ha fatto grandi progressi nell'utilizzo del biogas ed è all'avanguardia nella purificazione del biogas a biometano per l'uso termico e come carburante per autotrazione. Lo sviluppo è stato sostenuto attraverso programmi governativi di investimento.

La sostenibilità economica ed ambientale degli impianti a biomasse in agricoltura

Previa l'assunzione di alcune ipotesi semplificatrici, sono stati analizzati una serie di casi, ottenuti da interviste ad operatori, di investimenti in impianti di piccola taglia di generazione elettrica o di cogenerazione elettrica e termica, indirizzati a imprese agricole o a gruppi di imprese agricole che utilizzano le proprie biomasse, ricadenti nella fattispecie di reddito agrario e nel regime d'incentivazione della Tariffa Onnicomprensiva.

I casi, illustrati in tabella, hanno dimostrato che l'incentivazione offerta dalla Tariffa Onnicomprensiva **appare congrua al livello di rischiosità dell'investimento**: in condizioni normali i margini reddituali non sono particolarmente elevati e sono spesso dipendenti da fattori esterni, come, in positivo, la valorizzazione del calore o, in negativo, la possibile riduzione delle ore di funzionamento per imprevisti.

(€/kWh ceduto in rete)	Costo investimento	Costo materia prima	Costo operativo	COSTO TOTALE	RICAVO TOTALE	MARGINE
IMPIANTO BIOGAS 250 KW						
100% effluenti aziendali	€ 0,083	€ 0,000	€ 0,104	€ 0,187	€ 0,280	€ 0,093
50% silomais - 50% effluenti aziendali	€ 0,083	€ 0,087	€ 0,104	€ 0,274	€ 0,280	€ 0,006
100% silomais	€ 0,083	€ 0,173	€ 0,104	€ 0,361	€ 0,280	-€ 0,081
IMPIANTO BIOGAS 999 KW						
100% silomais	€ 0,066	€ 0,150	€ 0,066	€ 0,283	€ 0,280	-€ 0,003
50% silomais - 50% effluenti	€ 0,066	€ 0,112	€ 0,066	€ 0,244	€ 0,280	€ 0,036
IMPIANTO OLIO VEGETALE 999 KW						
Solo energia elettrica	€ 0,017	€ 0,255	€ 0,029	€ 0,301	€ 0,280	-€ 0,021
Con valorizzazione calore	€ 0,017	€ 0,255	€ 0,029	€ 0,301	€ 0,319	€ 0,018
IMPIANTO BIOMASSE LEGNOSE 999 KW						
Solo energia elettrica	€ 0,052	€ 0,137	€ 0,045	€ 0,234	€ 0,280	€ 0,046

- a) Livello annuo d'utilizzo dell'impianto pari a 8.000 ore;
b) Tempo di vita dell'impianto pari a 15 anni;
c) Tariffa Onnicomprensiva di 0,28 €/kWh ceduto in rete;
d) Tasso d'inflazione per costi pari al 2%;
e) Tasso di attualizzazione 5%;
f) Autoconsumi 7-10%.
g) Voci di costo rapportate al singolo kWh ceduto in rete e raggruppate in tre ambiti:
i. Costo investimento: il costo dell'impianto "chiavi in mano", cioè considerate tutte le spese accessorie;
ii. Costo materia prima: al prezzo di costo per le biomasse coltivate in azienda; pari a zero nel caso di effluenti zootecnici aziendali; al prezzo di approvvigionamento se gli effluenti provengono da altre aziende;
iii. Costi operativi: tutti i costi relativi al funzionamento dell'impianto stesso: manodopera, manutenzione, assicurazioni ecc..

Inoltre, per massimizzare il rendimento economico di un impianto a biomasse, è necessario utilizzare l'impianto per il maggior tempo possibile e usufruire al massimo di matrici organiche di provenienza aziendale. **Acquistare le materie prime dall'esterno** o semplicemente approvvigionarsi dall'esterno, anche nell'ipotesi in cui ci sia il solo costo di trasporto (cioè la matrice sia ceduta a titolo gratuito) **potrebbe avere un impatto decisamente negativo** sulla redditività dell'impianto.

Più in generale emerge come la Tariffa Onnicomprensiva sia un **meccanismo certo e semplice, adatto alle aziende agricole**, le quali hanno dimensioni economiche non elevate e sono focalizzate su un altro *core business*. Da un punto di vista agronomico, inoltre, gli agricoltori italiani hanno ancora poca esperienza nell'individuare tipologie di colture e tecniche adatte a massimizzare il rendimento in termini energetici. Necessitano di **alcuni anni di stabilità** per riuscire ad incidere su rese energetiche/gestione dei costi connessi. Infine, come si è visto, la possibilità di valorizzare economicamente il calore di risulta, oltre a rendere molto più efficiente il processo termodinamico, migliora sensibilmente il conto economico.

Sul piano ambientale, gli stessi impianti mettono in luce capacità di **riduzione potenziale per kWh prodotto che varia dal -64 al -96%** rispetto ai combustibili fossili; se, invece, si importasse la materia prima da Paesi in cui vi è stato l'abbattimento di pre-esistenti foreste tropicali si potrebbe avere un incremento delle emissioni di gas serra del 230%.

Impatti macroeconomici e potenzialità agricole per le bioenergie in Italia

Da un punto di vista macroeconomico **l'impatto sull'intero sistema Paese delle bioenergie** – confinando il perimetro dell'analisi costi-benefici alla produzione di energia elettrica – è **nettamente positivo**. Ipotizzando due scenari, uno di sviluppo ordinario (BAU, *Business As Usual*), che riprende gli obiettivi del PAN e un secondo di sviluppo accelerato (ADP, *Accelerated Deployment Policy*), si evidenzia come **il costo**, quantificabile intorno ai 5-7 miliardi di euro per l'intero decennio 2010-2020, **sia ampiamente controbilanciato dal valore delle emissioni evitate al prezzo dei certificati ETS** (benefici totali compresi fra 11 e 14,2 miliardi di euro) e da altri benefici in termini di maggiore occupazione e crescita dell'indotto associato, nonché del risparmio in termini di minori costi associati al *fuel risk*, cioè il costo che, in presenza di energia prodotta da matrici nazionali, non si dovrà sostenere nei prossimi anni per coprirsi dal rischio di prezzo dei combustibili fossili.

In tale contesto, gli agricoltori saranno incentivati a contribuire sempre di più alla produzione nazionale di energia. Se venissero utilizzate al massimo tutte le potenzialità in termini di matrici e di superfici – senza interferire nelle filiere *food* e tralasciando modalità supplementari che pure potranno essere praticate ma che esulano dall'attività tradizionale agricola (come l'installazione nei campi di impianti fotovoltaici e di piccoli impianti eolici ecc.) - emerge un apporto teorico annuale pari a oltre 8,3 Mtep di consumi energetici finali. In uno scenario ottimistico, di forte adesione del mondo agricolo alle bioenergie, con cui si possa riuscire a produrre almeno il 50% del potenziale, l'agricoltura potrebbe raggiungere una sorta di "autosufficienza energetica", arrivando a produrre più di quanto consuma e contando, la sua produzione, nei consumi finali nazionali **per il 3% del totale. Tale contributo rappresenterebbe quasi il 20% (3 punti percentuali su 17) dell'obiettivo nazionale assegnatoci dall'Ue.**

Uno sviluppo di tale portata non interferirà con le produzioni agroalimentari, a patto di distribuire gli sforzi su tutte le matrici disponibili e su tutto il Paese. Nonostante al momento **non vi siano gli estremi per un conflitto tra food ed energy**, vi sono stati, come nel caso della provincia di Cremona, alcuni impatti sui prezzi degli affitti dei terreni legati ad una proliferazione troppo veloce degli impianti di biogas. Tuttavia, **le superfici a silomais** (la coltura principalmente utilizzata sia nei digestori che nelle stalle) **sono ancora inferiori a quelle del 2000**; sembra esserci piuttosto un processo di ritorno del silomais su superfici che negli ultimi anni erano state lasciate a riposo o destinate ad altro. In sostanza, appaiono **eccessivi i toni** con cui viene affrontato il tema della possibile sottrazione di superfici al segmento *food*, tanto più se si pensa come vi siano **quote importanti di superfici non utilizzate** sia al nord sia, soprattutto, nelle aree centro-meridionali del Paese, dove si potrebbe avere un buon sviluppo delle bioenergie.

Linee strategiche per lo sviluppo delle bioenergie agricole in Italia

Il percorso normativo avviato negli ultimi anni, sebbene debba essere ancora perfezionato, ha però indicato uno scenario di maggiore certezza. **Il ruolo delle biomasse nella produzione di energia elettrica, termica e di biocarburanti, sarà certamente il più rilevante**: dal PAN si evince che le bioenergie nel 2020 dovranno contribuire per quasi il 19% nella produzione elettrica rinnovabile, per oltre il 54% nella produzione termica e addirittura l'87% nell'energia per trasporti.

Il comparto agricolo italiano ha tutto per proporsi in un ruolo di primo piano; l'analisi condotta nel presente lavoro ha dimostrato come il matrimonio tra agricoltura e bioenergie - il cui figlio naturale sono le cosiddette "agroenergie" - prometta grandi risultati sia in termini di contributo al raggiungimento degli obiettivi nazionali per contrastare il cambiamento climatico, sia nel non meno importante obiettivo di sostenere i redditi agricoli. In tale percorso i principali fattori impattanti appaiono i seguenti:

1. **Uno sviluppo governato del territorio:** potenziali conflitti tra *food* ed *energy* vanno evitati attraverso una maggiore e più incisiva attività di programmazione (il *burden sharing* sarà fondamentale), che tenga conto della **localizzazione degli impianti**, al fine di non avere un'eccessiva concentrazione di potenza in areali ristretti;
2. **Un sistema di tariffazione su misura:** è fondamentale che i nuovi regimi d'incentivazione dell'energia elettrica, che verranno applicati a partire dal 2013, siano **commisurati ai costi specifici degli impianti**, con valori maggiori per i piccoli impianti e minori per quelli più grandi. Per stimolare i produttori a fare meglio si potrebbero prevedere una **tariffa base ed una serie di bonus aggiuntivi per kWh** prodotto/impresso in rete abbinati a comportamenti virtuosi quali ad esempio il recupero del calore, l'uso prevalente di sottoprodotti, residui o coltivazioni da filiera corta, l'utilizzo di coltivazioni di secondo raccolto ecc. Un sistema finalizzato, tramite il combinato di tariffa base e bonus, ad **avvicinare il più possibile il nuovo livello d'incentivazione a quello attuale**, dato che a tariffa vigente (0,28 €cent/kWh), le marginalità attese sono abbastanza positive in prossimità delle taglie maggiori (1 MW), ma più instabili (soprattutto se ci si deve approvvigionare in parte dall'esterno) negli impianti di taglia minore, cioè quelli più adatti alle aziende agricole. Al fine di garantire maggiore certezza, nel futuro occorrono, inoltre, **piani pluriennali di tariffazione**.
3. **Non solo elettricità dalle bioenergie:** oltre all'energia elettrica, anche l'energia termica da biomasse, i cui processi di produzione sono decisamente più efficienti rispetto all'energia elettrica, dovrà garantire un apporto rilevante agli obiettivi nazionali. È fondamentale, quindi, che **l'introduzione di incentivi per i piccoli impianti termici** e **l'avvio della filiera biogas-biometano** siano completati al più presto. Per quanto riguarda le altre modalità, il D. Rinnovabili ha arrestato il fenomeno di rapida crescita di parchi fotovoltaici su superfici agricole, introducendo regole più stringenti e un modello che sarà sicuramente più sostenibile. Relativamente ai mini-eolici o ai mini-idrici, potrebbero essere anch'essi posti nel reddito agrario;
4. **Chiarezza sulla classificazione delle biomasse:** una forte criticità per il settore delle bioenergie è rappresentata dalla **non sempre corretta classificazione delle biomasse utilizzate** per la produzione energetica in ambito agricolo nonché dei materiali residuali di tali produzioni. Affinché gli impianti detenuti da aziende agricole siano economicamente sostenibili devono essere **considerati come sottoprodotti le materie residuali delle produzioni agricole ed agroindustriali, ed in particolare sia gli effluenti zootecnici** (peraltro già considerati tali se distribuiti direttamente in campo), nonché il materiale di risulta della digestione anaerobica (**digestato**). Anche perché la penalizzazione di queste matrici ha come effetto implicito quello di scoraggiare il riutilizzo di materie residuali e favorire l'utilizzo di colture dedicate;
5. **Più filiere bioenergetiche locali, meno emissioni: impianti di potenza medio-piccola** e basati, se non alimentati per intero dall'azienda agricola, su **piani di approvvigionamento che privilegiano fornitori locali**, permettono riduzioni di emissioni di gas serra elevate e certe rispetto alle fonti fossili; filiere incentrate su biomasse d'importazione potrebbero invece addirittura aumentare le emissioni;
6. **Semplicità per autorizzazioni e accesso reti:** negli ultimi anni sono state adottate importanti semplificazioni delle autorizzazioni per gli impianti a FER che andranno testate e monitorate; inoltre, con l'approvazione delle Linee Guida Nazionali, le Regioni completeranno le proprie normative autorizzative. Un altro forte elemento di criticità degli ultimi anni è stato quello delle **reti elettriche**, sia rispetto ai tempi d'allaccio che alla saturazione delle reti stesse: **occorre tornare ad investire sulle reti** in base ai concetti di *smart grid*. Sarà necessario, inoltre, far tesoro delle criticità, sia autorizzative che delle reti, **in vista dell'immissione in rete del biometano**.