TAVOLO DI FILIERA PER LE BIOENERGIE
DECRETO MINISTERIALE N. 9800 DEL 27 APRILE 2012

GRUPPO DI LAVORO

BIOMASSE - BIOCARBURANTI E BIOLIQUIDI - BIOGAS E BIOMETANO - CHIMICA VERDE

STATO DELL'ARTE DELLA BIOENERGIA IN ITALIA

MARZO 2013

INDICE

FINALITA', OBIETTIVI E DOCUMENTI PRODOTTI DAL GDL pag. 3

COMPOSIZIONE DEL GRUPPO DI LAVORO pag. 4

1. INTRODUZIONE pag. 5
1.1 La filiera Biomasse pag. 11
1.2 La filiera Biocarburanti e Bioliquidi pag. 16
1.3 La filiera Biogas e Biometano pag. 19
1.4 La Chimica Verde pag. 24

2. IL QUADRO DI RIFERIMENTO NORMATIVO pag. 27
2.1 La normativa europea pag. 27
2.2 Normativa di riferimento nazionale per l'uso energetico delle biomasse pag. 33
2.3 Normativa di riferimento nazionale per il biogas e il biometano pag. 38
2.4 Normativa di riferimento nazionale sull'uso di biocarburanti e bioliquidi pag. 45
2.5 Aspetti della normativa nazionale relativi alla chimica verde pag. 50

3. LA SITUAZIONE ATTUALE: LE MATERIE PRIME pag. 51
3.1 Biomasse legnose e biocombustibili solidi pag. 51
3.2 Residui agricoli e delle lavorazioni agroalimentari ed agroindustriali pag. 56
3.3 Materie prime per la produzione di biogas e biometano pag. 60
3.4 Materie prime per la produzione di biocarburanti e bioliquidi pag. 64
3.5 Materie prime per la chimica verde pag. 67

4. LA SITUAZIONE ATTUALE: PRODOTTI E TECNOLOGIE pag. 69
4.1 Produzione di elettricità da biomasse legnose e biocombustibili solidi pag. 69
4.2 Produzione di calore da biomasse solide pag. 70
4.3 Produzione di elettricità da impianti a biogas pag. 73
4.4 Produzione di elettricità da bioliquidi pag. 76
4.5 Produzione e mercato dei biocarburanti pag. 77
4.6 L'industria della chimica verde pag. 86

5. PROBLEMI APERTI E POSSIBILI SOLUZIONI pag. 90
5.1 Criticità e prospettive per la filiera legno-energia pag. 90
5.2 Criticità e prospettive per la filiera biogas e biometano pag. 92
5.3 Criticità e prospettive per il settore dei biocarburanti e bioliquidi pag. 93
5.4 Condizioni per lo sviluppo della Chimica Verde in Italia pag. 99

FINALITA', OBIETTIVI E DOCUMENTI PRODOTTI DAL GRUPPO DI LAVORO

Il presente documento - prodotto nell'ambito Gruppo di Lavoro "Biomasse, Biocarburanti e Bioliquidi, Biogas e Biometano e Chimica Verde del Tavolo di Filiera per le Bioenergie (istituito presso il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali con D.M. n. 9800 del 27 aprile 2012) - è frutto del contributo dei diversi partecipanti, di seguito elencati, e del successivo lavoro di sintesi e redazione da parte dei coordinatori di area (Gabriele Boccasile, Livia Carratù e Sandro Cobror) e del coordinatore del Gruppo Vito Pignatelli, coadiuvato dallo staff di ITABIA, Italian Biomass Association.

La finalità del lavoro è quella di fornire un quadro aggiornato della situazione delle diverse filiere bioenergetiche presenti in Italia e indicazioni per possibili interventi e iniziative, con l'obiettivo finale di contribuire alla definizione di un futuro "Piano di Settore per le Bioenergie".

Tale Piano costituirà per i prossimi anni il principale documento di indirizzo per assicurare una crescita costante e al tempo stesso equilibrata, nell'ambito più generale del sistema agricolo ed agro-industriale nazionale, del comparto delle agroenergie, integrando la produzione di energia rinnovabile con le tradizionali produzioni alimentari in un'ottica di multifunzionalità aziendale e/o di valorizzazione di aree a rischio di incuria e marginalizzazione.

In particolare, l'attività del Gruppo di Lavoro ha portato alla stesura di due rapporti distinti, ma in stretta relazione tra loro, ove il primo ha lo scopo di presentare l'attuale stato dell'arte del settore, con specifico riferimento ai prodotti delle diverse filiere e alle risorse, tecnologie, normativa tecnica, impianti realizzati, ecc., mentre l'altro, più sintetico, riporta le posizioni e le osservazioni espresse dai principali soggetti interessati nei riguardi della proposta di Direttiva Europea che emenda la Direttiva 98/70/CE sulla qualità dei carburanti e la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'utilizzo di energia da fonti rinnovabili, nota come "Direttiva ILUC (Indirect Land Use Change)".

COMPOSIZIONE DEL GRUPPO DI LAVORO BIOMASSE - BIOCARBURANTI E BIOLIQUIDI - BIOGAS E BIOMETANO - CHIMICA VERDE

Coordinatore del Gruppo di Lavoro: Vito Pignatelli (ITABIA/ENEA)

Coordinatori di Area tematica

Biomasse e Biogas: Gabriele Boccasile (Regione Lombardia)
Biocarburanti e Bioliquidi: Livia Carratù (MATTM)
Chimica Verde: Sandro Cobror (Federchimica)

Componenti del Gruppo di Lavoro

Adani Fabrizio (Università di Milano); Angeloni Annalisa (INEA); Barone Roberto (Burdock Italia); Benedetti Luca (GSE); Berton Marino (CIA); Boccasile Gabriele (Regione Lombardia); Bonati Guido (INEA); Bottiglia Alessandra (Assocostieri); Cagliari Ivette (UGL Agroalimentare); Caputo Paola (FIPER); Carlini Maurizio (Università della Tuscia); Carrassi Andrea (Assitol); Carratù Livia (MATTM); Cavalaglio Gianluca (CRB Perugia); Ciancaleoni Francesco (Coldiretti); Cifani Adele (UGL Agroalimentare); Clarizia Giorgio (MATTM); Cobror Sandro (Federchimica); Cocuzzoli Gioia (MSE); Corbo Orazio (Assofrantoi Confagricoltura); Croce Beppe (Legambiente); D'Amore Giuseppe (INEA); D'Andrea Stefano (ENAMA); Deias Aldo (FIPER); Del Ferraro Marcello (Assoelettrica); Del Manso Franco (Unione Petrolifera); Del Riccio Anna (Regione Molise);Di Pietro Fabio (INEA); Di Somma Maria Rosaria (Assocostieri); D'Imporzano Giuliana (Regione Lombardia/Università di Milano); Fatoni Paolo (Federlegno Arredo); Ferrante Gennaro (Assocostieri); Filatti Davide (FLAI CGIL); Finco Adele (Università delle Marche); Franceschetti Mario (Italia Nostra); Francone Massimiliano (Assoebios); Gallo Vanessa (FIPER); Garrone Claudio (Federlegno Arredo); Gattoni Piero (CIB); Giapponesi Andrea (Regione Emilia-Romagna); Gualandi Eros (Legacoop Agroalimentare); Manchisi Marco (AGESI/Italcogen); Mariani Paolo (Assofrantoi Confagricoltura); Marino Daniela (MATTM); Mattirolo Piero (Energetica); Migliorini Silvia (Assogasliquidi Federchimica); Mirabella Walter (Piattaforma Biofuels Italia); Nannetti Stefano (Regione Emilia-Romagna); Napoli Luigi (Assoelettrica); Nicolini Daniele (Assodistil); Orsolini Gianmaria (Assopetroli/Assoenergia); Pagani Patrick (Unionzucchero); Palombini Filippo (ANPA); Panella Antonio (AGCI Agrital); Panvini Antonio (CTI); Papili Roberta (Confagricoltura); Pavone Nicola (Regione Molise); Pecora Filippo (COPAGRI); Piccinini Sergio (CRPA); Pierantoni Alessandro (ANPA); Pignatelli Vito (ITABIA/ENEA); Prosperoni Adele (Coldiretti); Puntel Carmelo (FIPER); Ranzani Claudio (Assitol); Righini Walter (FIPER); Rinaldi Carlo (FIPER); Riva Giovanni (CTI); Rotundo Donato (Confagricoltura); Sanfrancesco Lara (Assodistil); Sciarra Daniela (Legambiente); Serraino Tiziana (Ministero Salute); Socci Tommaso (Regione Molise); Soverchia Carlo (Agroenergie Italia); Stella Rudy Silvio (Italcogen); Talamo Pierluigi (UILA); Tomassetti Giuseppe (FIPER); Tosin Germano (Regione Piemonte); Urania Raffaella (APER); Vascellari Valentino (Assoelettrica); Verrastro Vincenzo (IAMB); Viganò Cosetta (APER); Zagaroli Mauro (COLARI); Zezza Annalisa (INEA); Zucchelli Luca (MATTM).

TAVOLO DI FILIERA PER LE BIOENERGIE

GRUPPO DI LAVORO BIOMASSE - BIOGAS E BIOMETANO - BIOCARBURANTI E BIOLIQUIDI - CHIMICA VERDE

PARTE I - STATO DELL'ARTE DELLA BIOENERGIA IN ITALIA

1. INTRODUZIONE

Definizioni generali

Il termine "biomassa" comparve in Italia verso la fine degli anni settanta quando, dopo la prima crisi energetica e sotto la spinta di emergenze ambientali, si risvegliò l'interesse per le fonti rinnovabili ed inesauribili di energia (solare, eolico, ecc.) e le biomasse furono inserite, anche sulla scia di quanto avveniva in altre nazioni, in questo contesto.

In termini scientifici, la parola biomassa include ogni tipo di materiale di origine biologica e quindi legato alla chimica del carbonio; in altri termini ci si può riferire con questo termine ad ogni sostanza che deriva direttamente o indirettamente dalla fotosintesi clorofilliana.

Volendo accostare, se non far coincidere, la biomassa con il concetto di "rinnovabilità", è necessario escludere tutte le biomasse fossilizzate e relativi derivati, in quanto i tempi di ricostituzione (milioni di anni) vanno oltre qualsiasi logica programmatoria o previsionale.

Associati al termine biomassa, sono ormai di utilizzo comune, nel settore delle energie rinnovabili, il termine *biocombustibile,* con il quale si intende generalmente "ogni sostanza organica diversa dal petrolio, dal gas naturale, dal carbone o dai loro derivati, utilizzabile come combustibile", e il termine *bioenergia,* che rappresenta la produzione di energia proveniente dall'uso delle biomasse.

Numerose sono le definizioni di "biomassa", a volte incomplete, a volte contraddittorie, per rendersi conto della complessità del settore, della sua polivalenza e del suo intreccio con numerosi altri comparti produttivi ed ambientali quali l'agricoltura, le foreste, l'aria, il territorio e così via. Anche concetti che sono lineari per altre fonti rinnovabili di energia, quali la disponibilità e la rinnovabilità gratuita della fonte primaria, la semplicità d'uso, l'assenza di emissioni negli usi finali, non lo sono altrettanto per le biomasse.

La difficoltà di definire le biomasse in maniera univoca e chiara nasce anche dal fatto che il sistema comprende una serie di sottosistemi, dalla materia prima agli usi finali, a loro volta articolati in numerose tipologie di prodotti e usi finali. Si contano, infatti, qualche centinaio di tipi diversi di materia prima: dal legno agli effluenti zootecnici, e va ricordato che non è corretto parlare di sole biomasse "viventi", in quanto ciò escluderebbe, ad esempio, la necromassa di cui è costituito il legname di piante morte, come quelle recuperate dalle operazioni di pulizia degli alvei fluviali. Numerose sono inoltre le tecnologie di trasformazione: dalla combustione diretta all'idrolisi enzimatica, così come gli usi finali: dal riscaldamento domestico all'autotrazione.

Recentemente, alcune Direttive europee, recepite anche nella nostra legislazione (ad es.

D.Lgs. 28/2011), definiscono le biomasse come: *"la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali ed animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani"*.

Questa definizione risulta abbastanza ampia da includere le biomasse prodotte *ad hoc*, i sottoprodotti e i rifiuti che possono essere destinati ad uso energetico, ma che vanno chiaramente distinti tra loro per la specificità dei criteri di trattamento e degli eventuali incentivi da porre in essere per la loro valorizzazione.

Anche la definizione esatta di rifiuto - come quella di biomassa - è stata ed è tuttora oggetto di discussione, in particolare a livello di legislazione italiana, e ancora più discussa è la rinnovabilità che, in linea di principio, non può essere associata all'intero insieme delle sostanze presenti nei rifiuti. Più in particolare poi, andrebbe decisamente escluso dall'insieme dei "rifiuti" tutto il materiale vegetale non trattato derivante dalle attività agricole e forestali (biomasse vegetali) che, oltre a non creare impatti rilevanti sull'ambiente, conservano integralmente la caratteristica di rinnovabilità.

Il rapporto tra biomasse e territorio

L'utilizzo della biomassa come fonte rinnovabile può essere realizzato nell'ambito di due sistemi: quello in cui si recupera materia prima vegetale residuale (manutenzione forestale, residui agricoli, industria del legno, industria agro-alimentare), e quello in cui la materia prima vegetale deve essere prodotta con apposite coltivazioni energetiche prima di essere raccolta, trasformata ed impiegata.

Utilizzare biomassa significa comunque riferirsi ad un intero ecosistema, dalla fotosintesi clorofilliana che fornisce la materia prima vegetale, alle catene alimentari primarie e secondarie fonti di sottoprodotti e di residui, alle lavorazioni industriali del legno, delle fibre, ecc., e questo, naturalmente, comporta innumerevoli interazioni con il territorio, inteso non solo in senso fisico, ma anche in senso socio-economico.

Occorre, d'altra parte, tener presente che l'odierna precarietà del nostro ecosistema è dovuta alla contaminazione o all'uso distorto di tre elementi: la terra, l'aria, l'acqua, che sono essenziali anche per la disponibilità di biomassa. Un suolo povero di sostanza organica, un'atmosfera in cui sono presenti agenti tossici che avvelenano il sistema fotosintetico, una disponibilità di acqua sempre più scarsa, rendono indisponibile anche tale risorsa.

Il sistema si regge quindi su un delicato equilibrio, la cui rottura provoca, ed ha provocato anche in passato, danni enormi all'ecosistema, uno fra tutti la desertificazione di vaste aree nel mondo. Eppure per millenni la biomassa, nella sua forma più diffusa ed accessibile quale la legna da ardere, ha rappresentato l'unica fonte di energia per l'uomo, e si può ben dire che la storia delle biomasse come risorsa energetica accompagna l'evoluzione dell'uomo, almeno fino all'avvento di un'economia fortemente orientata verso lo sviluppo industriale.

A tutt'oggi le biomasse per usi energetici contribuiscono per un buon 10 - 12% al bilancio energetico mondiale, ma la quantità di materia prima consumata rappresenta circa il 40% del potenziale utilizzabile con le conoscenze e le tecnologie di cui attualmente si dispone. Su scala globale, questo potenziale corrisponde a circa 1/3 dei consumi odierni di fonti convenzionali.

In una logica di gestione del territorio, a prescindere dalle numerose e variegate fonti di approvvigionamento, si possono individuare due bacini principali di origine delle biomasse:
- le foreste
- i territori agricoli.

Lo sfruttamento energetico di questi bacini è possibile a patto che si esca dalla limitata ottica di settore e si entri in quella più ampia di sistema, in modo da assicurare la sostenibilità delle azioni che si vanno ad intraprendere. In particolare vanno analizzati i fattori critici connessi all'interazione tra sfruttamento e salvaguardia del territorio.

Le foreste

Come per il passato, ancora oggi la maggior parte delle biomasse combustibili proviene dai boschi sia direttamente, sotto forma di legna da ardere, sia indirettamente come sottoprodotti e scarti del taglio e della lavorazione del legno. Ma il valore del bosco non si limita alla mera produzione di legna da ardere, perché le foreste custodiscono vasti patrimoni di tipo naturalistico, la cui salvaguardia interessa tutta la collettività nazionale, e a loro va riconosciuta anche una funzione di tipo sociale ed ambientale.

Tale funzione, però, richiede una costante presenza dell'uomo nelle aree forestali, soprattutto in montagna, che assicuri il presidio del territorio, la manutenzione ambientale, la riproducibilità delle risorse. Negli ultimi anni, invece, si è assistito, non solo in Italia, ad un progressivo spopolamento delle aree montane, esposte perciò ad un esteso degrado. La mancanza di sensibilità verso i problemi delle foreste da parte delle collettività nazionali, e la carenza di strumenti normativi necessari perché le popolazioni residenti possano gestire responsabilmente i propri territori, hanno ulteriormente peggiorato la situazione.

I territori agricoli

Vi sono due tipi di contesti a cui fare riferimento, quelli abbandonati (non presidiati) perché in aree marginali, e quelli che entrano anche in maniera intensiva nel ciclo produttivo (territori presidiati). Entrambe le categorie presentano dei rischi.

I territori non presidiati vanno facilmente incontro a frane, alluvioni, incendi ed altri eventi, che impegnano lo Stato a ingenti stanziamenti per riparare i danni. Ripristinare comunità territoriali agro-forestali, dotandole di adeguate risorse, è un modo per assicurare una maggiore vigilanza sul territorio e qui, in particolare, le fonti rinnovabili di energia, usate in maniera integrale ed integrata, possono giocare un ruolo molto importante, contribuendo a rendere autosufficienti tali comunità dal punto di vista energetico.

I territori presidiati, quelli cioè attualmente coltivati, dove la presenza dell'uomo è massiccia, presentano a loro volta dei rischi: perdita della biodiversità a causa della selezione spinta di specie più adatte all'uso alimentare e impoverimento delle sostanza organica dei suoli per pratiche agronomiche scorrette, che tra l'altro provocano anche il rilascio di gas serra dal terreno stesso dovuto principalmente all'alterazione dell'equilibrio tra la popolazione microbica e la sostanza organica.

A valle di entrambi i bacini produttivi si collocano molteplici industrie (lavorazione del legno, agroalimentare, ecc.), che immettono nell'ambiente notevoli quantitativi di scarti di origine vegetale. Il riutilizzo di tali residui può rappresentare una soluzione ottimale per la loro valorizzazione, a beneficio delle varie filiere produttive.

Va enfatizzata la considerazione che la bioenergia in generale, e l'agroenergia in particolare, così come qualsiasi altra fonte rinnovabile di energia, non è necessariamente "positiva" nei confronti del rapporto con l'ambiente. Un cattivo sistema di produzione e di uso di fonti rinnovabili può essere dannoso per l'ambiente quanto una fonte fossile.

Il "sistema biomasse" ha, però, anche i mezzi per porre rimedio, sia pure in maniera parziale, ma non per questo meno significativa, a diffuse situazioni di degrado favorendo, ad esempio, la coltivazione di specie vegetali diversificate per scopi non alimentari, la cura di boschi spontanei non gestiti, utilizzando compost da rifiuti e residui, riforestando terreni incolti sia con forestazione di tipo convenzionale, sia con le nuove tecniche a breve ciclo di rinnovo (SRF), ecc..

Biomasse, energia, effetto serra

Il più importante contributo delle biomasse alla riduzione dell'inquinamento atmosferico riguarda le emissioni di anidride carbonica (CO_2). Com'è noto, la CO_2 prodotta durante la combustione delle biomasse è controbilanciata da quella assorbita dalle piante durante la loro crescita. Si tratta quindi di CO_2 "rinnovabile", a fronte di quella "fossile" emessa con la combustione delle tradizionali fonti energetiche. In linea di massima, quando si usano le biomasse come combustibili non si verifica alcun aumento sostanziale di carbonio atmosferico, salvo i quantitativi emessi quando una certa percentuale di combustibili fossili viene usata per la raccolta, il trasporto, ed altri processi connessi con l'uso finale delle biomasse stesse.

Questa considerazione ha determinato, negli ultimi due decenni, lo sviluppo di metodologie sempre più raffinate di analisi energetiche ed ambientali, finalizzate a valutare l'impatto delle filiere bioenergetiche in termini di produzione netta di energia rinnovabile e di contributo effettivo alla riduzione di emissioni. La ricerca di elevate efficienze per entrambi gli aspetti deve guidare le scelte delle filiere da privilegiare.

La rilevanza del ruolo delle biomasse per la riduzione della concentrazione di CO_2 in atmosfera è ampiamente riconosciuta in ambito europeo e nazionale, sia in termini di sostituzione di combustibili fossili, sia di incremento della fissazione del carbonio nella massa legnosa delle piante.

Oltre al bilancio della CO_2, le biomasse possono presentare una serie di ulteriori vantaggi rispetto ai combustibili di origine fossile, che variano in funzione dei sistemi e delle tecnologie impiegate, come ad esempio:
- l'assenza di piombo, zolfo e altri inquinanti;
- l'assenza o la bassa quantità di idrocarburi incombusti, CO, ecc.;
- la biodegradabilità dei combustibili;
- la capacità di sostituzione di componenti di combustibili liquidi tradizionali.

Le stesse associazioni ambientaliste, come ad esempio Legambiente, riconoscono alla valorizzazione delle biomasse i seguenti vantaggi:
- riduzione della dipendenza energetica da paesi terzi;
- prevenzione degli incendi boschivi;
- realizzazione di tutti quegli interventi necessari alla manutenzione e al miglioramento del bosco che altrimenti non sarebbero effettuati perché economicamente non vantaggiosi;

- realizzazione di tutti quegli interventi di ripulitura degli alvei fluviali necessari per il mantenimento di un reticolo idrografico minore efficiente;
- creazione di una filiera economica a sostegno delle aree rurali;
- utilizzo dei terreni agrari per finalità no food di tipo energetico;
- aumento della biodiversità in ambito agricolo e forestale;
- applicazione di innovazione tecnologica negli impianti di produzione di energia termica o termica ed elettrica (cogenerazione).

Le problematiche di fondo nella gestione delle biomasse

I biocombustibili per la produzione energetica derivano da biomasse di origine forestale, agricola e animale. Per sua natura la biomassa è una risorsa distribuita sul territorio, e parte di questa risorsa è in qualche modo già "disponibile" in quanto costituita da residui di vario tipo dell'attività primaria e secondaria, mentre altra potrebbe invece essere prodotta da specifiche attività di coltivazione su terreni dedicati, attività per le quali è necessario verificare ancora una serie di problematiche che riguardano il miglioramento genetico delle specie vegetali di interesse, l'ottimizzazione del ciclo produttivo, la logistica, lo stoccaggio, i processi avanzati di conversione energetica.

La penetrazione delle biomasse nel mercato dell'energia dipende non solo da un'adeguata valorizzazione della componente energetica, ma anche da una puntuale pianificazione territoriale che tenga conto di fattori quali le caratteristiche geologiche e pedoclimatiche della zona in esame, le risorse potenziali, i conti economici delle colture, il mercato dei combustibili alternativi alla biomassa a destinazione energetica, le esigenze energetiche locali, il degrado ambientale della zona, ecc. I problemi relativi alla tecnologia da adottare vanno pertanto esaminati soltanto dopo un'accurata verifica degli aspetti macroeconomici e "macroecologici" sopra esposti.

Un aspetto fondamentale da analizzare sta nella frammentazione fondiaria che limita le capacità delle singole aziende agricole di programmare interventi per nuove coltivazioni e di dotarsi delle macchine necessarie alle lavorazioni e alla raccolta dei residui. La distribuzione delle aziende e delle relative superfici per classi di estensione, infatti, mostra come nel settore agricolo risulti massiccia la presenza di micro-aziende o di aziende nelle quali la SAU (Superficie Agricola Utilizzabile) ricopre una parte esigua della superficie totale aziendale. In questo contesto, quindi, risulta essere di fondamentale importanza la realizzazione di forme associative tra proprietari, ma anche la presenza di un radicato contoterzismo per contenere i costi dei macchinari.

Non bisogna inoltre sottovalutare il fatto che, se la produzione di energia è continua durante tutto l'arco dell'anno, non lo è altrettanto la disponibilità di biomassa. La carenza di efficienti cantieri di raccolta, trasporto e stoccaggio delle biomasse comporta spesso che l'imprenditore che si affaccia al mercato della bioenergia tende al reperimento del combustibile con una logica esclusivamente commerciale, certamente lecita, ma che sottovaluta il rapporto con il territorio che potrebbe invece ampliare le ricadute positive del sistema biomasse.

Per quanto riguarda l'origine e la destinazione delle biomasse per uso energetico, si riporta in Tabella 1.1 uno schema in cui la FAO, per facilitare la gestione e il monitoraggio della produzione bioenergetica, nell'ambito del WEP (Wood Energy Program) ed altri organismi internazionali, ha classificato i diversi biocombustibili, esclusa la parte animale ed inclusa la frazione organica dei rifiuti urbani.

La valutazione della disponibilità nazionale di biomasse è resa difficoltosa non solo dalla attuale carenza di dati ufficiali attendibili (e questa difficoltà la si ritrova anche nella valutazione degli utilizzi), ma anche da un punto di vista concettuale, quando si deve ben specificare se il significato della parola "disponibilità" vada inteso come disponibilità totale di biomassa presente sul territorio (disponibilità potenziale), o come disponibilità della biomassa effettivamente ed economicamente ritraibile.

Con il graduale passaggio delle competenze programmatiche in materia di fonti rinnovabili di energia, e quindi anche di biomasse, dallo Stato alle Regioni, ci si sarebbe aspettato un forte impegno da parte delle Amministrazioni nell'avvio di studi e ricerche puntuali che consentissero di valutare meglio le effettive potenzialità del territorio e di calare quindi la programmazione settoriale in un contesto di maggiore solidità. Sorprendentemente invece i Piani Energetici delle Regioni (o similari documenti di programmazione) sono, nella maggioranza dei casi, estremamente superficiali in questo tipo di analisi e non si dispone ad oggi, in molti casi, di dati effettivamente utilizzabili.

Tabella 1.1 - Schema di classificazione dei biocombustibili proposto dalla FAO

GRUPPI PRINCIPALI	ASPETTI PRODUZIONE/ OFFERTA	ASPETTI UTILIZZAZIONE/ DOMANDA
Biocombustibili forestali	• legnosi diretti • legnosi indiretti • legnosi di recupero • altri derivati dal legno	• Solidi: legna (legna da ardere, chips, segatura, pellets), carbone di legna • Liquidi: “black liquor”, metanolo, olio da pirolisi • Gassosi: prodotti di gassificazione e gas da pirolisi
Biocombustibili agricoli	• Colture da energia • Sottoprodotti agricoli • Sottoprodotti da allevamento • Sottoprodotti agro-industriali	• Solidi: paglie, gambi, gusci, bagasse, carbone da biocombustibili agricoli • Liquidi: etanolo, metanolo, oli vegetali, biodiesel, olio da pirolisi da biocombustibili agricoli • Gassosi: biogas, gas da pirolisi da biocombustibili agricoli
Rifiuti urbani	• Frazione organica dei rifiuti urbani	• Solidi: rifiuti solidi urbani • Liquidi: olio da pirolisi da RSU • Gassosi: biogas da discarica

Fonte: FAO, Wood Energy Program, 2003, modificato

Una buona base su cui operare viene da studi commissionati dal MiPAAF, come ad esempio il “Progetto Biomasse ENAMA” o il “PNBB”. In tale ambito sono state effettuate analisi con dettaglio a livello provinciale circa i quantitativi di biomasse residuali prodotte annualmente nel settore agricolo, forestale e agroindustriale.

Le filiere che possono derivare da queste biomasse sono molteplici: le principali sono quelle legno - energia, biogas e oli vegetali puri.

1.1 La filiera Biomasse

L'insieme delle biomasse lignocellulosiche comprende tipologie di materiali vari ed eterogenei, che si differenziano notevolmente per i loro aspetti chimico-fisici e merceologici e derivano dal recupero di residui di diversa provenienza (agricoli, forestali, agroindustriali) o da colture dedicate. Un elenco dettagliato, anche se non esaustivo, delle diverse categorie e tipologie di biomasse lignocellulosiche è riportato di seguito nella Tabella 1.1.1.

Tabella 1.1.1 - Principali categorie e tipologie di biomasse lignocellulosiche

Settore di provenienza	Tipologia	Biomassa
Agricolo	Sottoprodotti	Dalle colture erbacee: paglie, stocchi e tutoli di mais
		Dalle colture arboree: sarmenti di vite, potature di olivi e di altri alberi da frutta (agrumi, meli, noccioli, peschi, ecc.,)
	Espianti	Legna da espianti di fine ciclo di vita della piante (viti, alberi da frutta ecc.)
	Colture lignocellulosiche	Tra le specie erbacee: sorgo da fibra, canna comune, miscanto, panico ecc.
		Tra le specie arboree (SRF): pioppo, eucalipto, robinia, salice ecc.
Forestale	Sottoprodotti	Cimali e ramaglie residuali da interventi di taglio
	Utilizzazioni	Legname prelevabile dai boschi secondo criteri di gestione sostenibile
Agroindustriale	Scarti di lavorazione	Gusci, noccioli, sanse esauste, vinacce, lolla di riso, scarti della prima e seconda utilizzazione dell'industria del legno

Queste biomasse possono essere utilizzate direttamente o previa trasformazione in diverse tipologie di biocombustibili solidi (legno in pezzi, paglie in balle, pellets, cippato, briquettes, ecc.), per la produzione di energia. Per una descrizione approfondita dei vari biocombustibili, che prescinde dalle finalità di questo documento, è possibile consultare numerose pubblicazioni tra cui lo studio finanziato dal MiPAAF nell'ambito del "Progetto Biomasse ENAMA".

Pretrattamenti della biomassa

Per ottimizzare le fasi di movimentazione, stoccaggio, alimentazione e conversione energetica delle biomasse spesso si ricorre ad un trattamento preliminare che, a seconda del materiale di partenza e del biocombustibile che si vuole ottenere, necessita di specifici macchinari.

I principali biocombustibili lignocellulosici destinati al processo di combustione sono la legna da ardere, il cippato, il pellet e le brichette. Per ognuno di questi esistono delle norme

tecniche dell'UNI-CEN che ne specificano le caratteristiche merceologiche e chimico-fisiche. In Tabella 1.1.2 sono riportate le principali caratteristiche di questi biocombustibili e e le relative norme di riferimento.

Tabella 1.1.2 - Principali caratteristiche dei biocombustibili solidi

Biocombustibile	**Caratteristiche merceologiche**			**Contenuto energetico**	**Normativa tecnica di riferimento**
	Massa volumica (kg/m3)	Umidità (%)	Dimensioni standard	PCI (kWh/kg)	
Legna da ardere	600 - 800	30 - 20	L 50 -100 cm D 10-15 cm	4	UNI EN 15234 - 5:2012 "Assicurazione di qualità del combustibile" UNI EN 14961 - 5:2011 "Specifiche e classificazione del combustibile"
Cippato di legno	250 - 300	35 - 30	L 1,5 - 6,5 cm S 0,3 - 0,5 cm	3,4	UNI-EN 15234 - 4:2012 "Assicurazione di qualità del combustibile" UNI EN 14961 - 4:2011 "Specifiche e classificazione del combustibile"
Pellet	630 - 650	10 - 8	D 6 - 8 mm L 5 - 40 mm	4,6	UNI-EN 15234 - 2:2012 "Assicurazione di qualità del combustibile" UNI EN 14961 - 2:2011 "Specifiche e classificazione del combustibile"
Brichette	100 - 120	12 - 15	L 30 cm D 7 - 8 cm	4,3	UNI-EN 15234 - 3:2012 "Assicurazione di qualità del combustibile" UNI EN 14961 - 3:2011 "Specifiche e classificazione del combustibile"

La legna da ardere è il prodotto delle operazioni di taglio delle piante forestali, cui segue il depezzamento e lo spacco per ottenere ciocchi di lunghezze che vanno da 50 a 100 cm e diametri di 10 - 15 cm. La legna da ardere viene poi stoccata all'aperto in cumuli, cataste o in contenitori metallici a maglie larghe, al fine di portarla ad una umidità del 20 - 30%. Il materiale di risulta delle operazioni forestali (rami, cimali e ramaglie fini) e dalle potature di alberi da frutto è invece raccolto in fascine o imballato in balle parallelepipede per facilitarne la movimentazione, il trasporto e lo stoccaggio.

Il cippato di legno proviene da lavorazioni meccaniche effettuate con macchine speciali che riducono il materiale legnoso in scaglie. L'operazione viene effettuata da macchine cippatrici o sminuzzatrici che tagliano e sminuzzano il legno con lame montate su dischi o tamburi rotanti. Le cippatrici, in relazione al loro impiego su scala industriale o aziendale, possono essere fisse o trasportabili. Rispetto alla biomassa di partenza, il cippato occupa meno spazio, riduce più velocemente il contenuto di umidità, consente, mediante coclee o altri dispositivi meccanici, l'alimentazione automatica degli impianti termici. Le scaglie di legno hanno dimensioni variabili, ma le misure ottimali sono: lunghezza e larghezza comprese tra 1,5 e 6,5 cm e spessore di 0,3 - 0,5 cm. Un cippato di livello qualitativo inferiore è quello che si ottiene dalla frantumazione del materiale legnoso con macchinari dotati di mazze o martelli. In questo caso il prodotto finale è di pezzatura disomogenea e può essere impiegato in impianti termici solo se dotati di sistemi di alimentazione a spintore.

Il pellet di legno è un combustibile di elevato livello qualitativo, ottimo per alimentare impianti termici di piccole dimensioni ad uso domestico (caldaie e stufe). Il processo produttivo consiste, a partire da particelle fini di materiale legnoso (come la segatura prodotta dalle imprese di lavorazione del legno), nell'essiccazione artificiale fino a valori di umidità intorno all'8 - 10% e successivo addensamento in piccoli cilindri (diametro 6 - 8 mm e lunghezza 5 - 40 mm). Il prodotto finito presenta ottime caratteristiche di movimentazione (si comporta quasi come un fluido), di gestione (resiste all'umidità ambientale) e di combustione (alto potere calorifico grazie al ridotto contenuto di umidità).

Le bricchette si ottengono da residui e polveri più grossolane rispetto a quelle idonee per il pellet e richiedono un processo energeticamente meno impegnativo. Si presentano come dei tronchetti di segatura pressata, in genere di 30 cm di lunghezza e 7 - 8 cm di diametro. Sono meno maneggevoli dei pellets e tendono a sfaldarsi con l'umidità. L'utilizzo, assimilabile a quello del legno in ciocchi, si limita all'uso domestico in piccole stufe. I processi per la produzione di pellets e bricchette non richiedono l'uso di alcun tipo di collante, poiché la compattazione avviene fisicamente e con l'alta temperatura generata nel processo.

Produzione di energia da biomasse solide

I principali processi di conversione termochimica per la produzione di energia da biomasse legnose sono la combustione diretta e la gassificazione.

La combustione è certamente la più consolidata tra le tecnologie per lo sfruttamento a fini energetici della biomassa. Oggi questo processo, reso altamente efficiente dal livello di maturità raggiunto dai sistemi di combustione disponibili sul mercato - anche nazionale - può essere finalizzato alla produzione di energia termica, elettrica o entrambe contestualmente per gli assetti cogenerativi.

Il processo di combustione permette, mediante una successione di reazioni chimico-fisiche, la trasformazione dell'energia intrinseca alla biomassa in energia termica. Questa, mediante scambiatori di calore, viene trasferita a fluidi vettori quali aria, acqua o oli minerali (olio diatermico) per il riscaldamento domestico o collettivo (teleriscaldamento), l'utilizzo industriale (calore di processo), oppure per azionare motori per la produzione di elettricità.

Il potere calorifico netto della biomassa, e quindi la quantità di calore che è possibile sviluppare nel processo di combustione, varia tra 2.000 - 4.000 kcal/kg (2,3 - 4,6 kWh/kg) in relazione al tipo di materiale e al contenuto di umidità. L'efficienza di conversione dei moderni sistemi di combustione determina l'effettiva capacità di utilizzare al meglio il

contenuto energetico della biomassa e questi sistemi possono essere classificati in:
- impianti di piccole e medie dimensioni per la produzione di energia termica, eventualmente in co-generazione (generalmente da pochi kWt fino a 5 MWt);
- impianti di grandi dimensioni per la produzione di energia elettrica, eventualmente in co-generazione (dai 2 MWe in su).

I dispositivi di combustione presentano caratteristiche costruttive differenti a seconda del loro impiego e dalla tipologia di biomasse utilizzate.

Principali tipologie di impianti di combustione

Riscaldamento domestico e teleriscaldamento

La generazione termica da biomasse per il riscaldamento di utenze singole o collettive si può ottenere da specifici sistemi di combustione di diversa tipologia e potenza.

A seconda della forma in cui si presenta il combustibile legnoso, della potenza del generatore, del sistema di caricamento del focolare, si possono distinguere:
- caldaie a pezzi di legna di piccola taglia a caricamento manuale
- caldaie a cippato di piccola e media taglia a griglia fissa e caricamento automatico a coclea
- caldaie a cippato di media e grossa taglia con griglia mobile e caricamento automatico a coclea o spintore
- caldaie a pellet di piccola taglia a caricamento automatico

Tutte queste tecnologie sono caratterizzate da elevati livelli di automazione, di rendimenti (> 85%) e di affidabilità.

Produzione di elettricità e cogenerazione

L'Italia detiene oggi una posizione di leadership mondiale indiscussa nelle applicazioni alla produzione di elettricità da biomassa solida con la tecnologia ORC (Organic Rankine Cycle). Le taglie tipiche sono prevalentemente al di sotto di 1 MWe di potenza, e la progressiva affermazione di questa tecnologia, in particolare nell'ultimo decennio, ha consentito di sviluppare applicazioni ORC competitive anche per taglie notevolmente inferiori al MWe, (sono ora disponibili impianti commerciali da 200 kWe) come pure per impianti di dimensioni maggiori, fino a circa 5 MWe.

Le configurazioni tipiche di un impianto a biomassa solida (combustione di corteccia, cippato, sottoprodotti di origine biologica ecc.) sono di due tipi:

a) *Assetto cogenerativo* (generazione combinata di energia elettrica e calore).
   Negli impianti di cogenerazione l'unità produce l'energia elettrica e acqua calda. L'acqua calda (di norma in questi impianti si trova intorno gli 80 °C) può essere utilizzata per diversi scopi, tra cui:
   - processi di essiccazione del legno nelle segherie o della segatura in impianti per la produzione di pellet;
   - pre-riscaldamento dell'aria per la produzione di pannelli MDF / OSB;
   - reti di teleriscaldamento;
   - refrigerazione.

b) *Assetto power only* (sola generazione elettrica).
Negli impianti di recupero del calore prodotto dalla combustione della biomassa l'unità massimizza la produzione di sola energia elettrica. L'acqua "calda" (di norma in questi impianti si trova intorno ai 30 °C) può essere utilizzata solo per applicazioni quali il riscaldamento di acqua delle piscine o serre, altrimenti viene fatta raffreddare da un sistema di air cooler per dissipazione.

Premesso che ai fini della valorizzazione ottimale della risorsa biomassa è opportuno ricorrere per quanto possibile all'utilizzo cogenerativo, è altresì vero che in alcune aree, soprattutto a forte vocazione agricola e con scarsa richiesta di energia termica l'utilizzo della biomassa solida (residui agricoli o agroforestali) anche solo per la produzione di elettricità rappresenta un'opportunità per il territorio, in alternativa allo smaltimento come rifiuto tramite conferimento in discarica o alla combustione in campo.

Al fine di poter minimizzare gli impatti derivanti dalla movimentazione di biomassa solida sul territorio è comunque opportuno che tali impianti siano di piccola taglia e distribuiti in prossimità della disponibilità di risorsa.

La gassificazione

La gassificazione è un processo di combustione parziale di materiale organico (solido o liquido) che avviene in condizione di limitata presenza di aria (ridotta ossidazione) e ad alte temperature (700 - 1.200 °C). Il processo si realizza in tre stadi successivi: l'essiccazione, la pirolisi (rottura dei legami chimici) e la gassificazione propriamente detta, ed ha termine con la trasformazione della biomassa in una miscela gassosa combustibile, denominata syngas, costituita essenzialmente da CO ed H_2, utilizzabile per la produzione di energia o, via sintesi catalitica, di biocombustibili liquidi.

Rispetto agli altri processi termochimici la gassificazione presenta diversi vantaggi consentendo di:
- utilizzare diverse tipologie di biomassa, anche di scarso o nullo valore economico, purché omogenee nella pezzatura e nella tipologia;
- impiegare per la produzione di elettricità (o di energia meccanica) comuni motori a combustione interna, facilmente reperibili sul mercato, che, con opportune modifiche, possono offrire garanzie di lunga durata ed affidabilità;
- massimizzare l'efficienza energetica di combustione, soprattutto per potenze medio-piccole. Infatti la gassificazione, al contrario della cogenerazione a vapore o con turbine a fluido organico (ORC), presenta vantaggi gestionali ed economici per taglie comprese tra 50 kWe i 200 kWe;
- ridurre, mediante l'impiego di idonei sistemi di purificazione del syngas da catrami (TAR) e particolato, le emissioni inquinanti rispetto alla semplice combustione della biomassa.

Il processo di gassificazione delle biomasse prevede tecnologie scalabili anche su taglie relativamente contenute, compatibili con la capacità di approvvigionamento di biomassa e di gestione degli impianti energetici da parte delle aziende agricole. Occorre però far presente che, seppure la ricerca e la sperimentazione sui sistemi di gassificazione ed impiego del syngas siano giunti a buoni livelli, il mercato ancora non registra l'affermazione di tali sistemi, che per numero di realizzazioni si attesta in Europa intorno al centinaio di impianti, di cui una decina in Italia
.

Attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione su queste tecnologie vengono condotte da diversi anni da parte di numerosi Istituti di ricerca ed Università. Tra quelli italiani l'ENEA, presso il proprio Centro di Ricerche della Trisaia, in Provincia di Matera, sta studiando la gassificazione di biomasse residuali locali (olivo, cerro, quercia, gusci di mandorle, noccioli di albicocche ecc.) su impianti sia a letto fisso che a letto fluido, attraverso la sperimentazione di numerosi tipi di gassificatori, utilizzati per la produzione di energia elettrica o di syngas ad elevata purezza per la successiva produzione di biocarburanti di sintesi.

1.2 La filiera Biocarburanti e Bioliquidi

Biocarburanti

Il settore dei biocarburanti è parte integrante sia della politica energetica che di quella agricola, in quanto i biocarburanti vengono utilizzati in miscela con i carburanti fossili, di cui costituiscono i naturali sostituti, ma sono per lo più legati all'agricoltura, perché prodotti a partire da materie prime di origine vegetale e animale, o da residui e rifiuti delle produzioni vegetali o sottoprodotti di origine animale, così come da scarti e rifiuti dell'industria alimentare.

Con il termine "biocarburante" si intende un carburante liquido o gassoso per i trasporti ricavato dalla biomassa, quale frazione biodegradabile dei prodotti, dei rifiuti e dei residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, compresa la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani. Questa definizione è stata introdotta a livello comunitario ed è presente nei D.Lgs. 28/2011 e D.Lgs.55/2011. A questa definizione più generale se ne sono affiancate altre che cercano di classificare i biocarburanti in base alle materie prime e alle tecnologie impiegate per loro produzione.

Sebbene non esista una definizione puntuale di tale classificazione a livello normativo, con il termine *biocarburanti di I generazione* si intendono i biocarburanti provenienti da materie prime agricole, quali ad esempio i cereali e la canna da zucchero, che hanno anche una destinazione alimentare e presentano quindi il rischio concreto di una possibile competizione per l'uso del suolo agricolo. Rientrano in questa categoria tutti i biocarburanti tradizionali, la cui produzione e applicazioni sono ormai consolidati, quali il biodiesel, il bioetanolo e il bio-ETBE.

Con il termine *biocarburanti di II generazione,* invece, si intendono i biocarburanti prodotti a partire da materie prime che non sono in competizione per l'uso del terreno con il settore alimentare. Proprio per questa caratteristica, sono inclusi in questa categoria sia i biocarburanti prodotti da materie prime lignocellulosiche tramite tecnologie avanzate che quelli prodotti a partire da rifiuti o sottoprodotti.

La produzione di biocarburanti da materie prime lignocellulosiche avviene secondo due principali modalità tecnologiche: per via biochimica, con un processo che sfrutta l'idrolisi del materiale lignocellulosico ad opera di enzimi che trasformano i polisaccaridi (cellulosa ed emicellulosa) in zuccheri semplici fermentabili ad opera di microrganismi, come i lieviti tradizionalmente impiegati per la produzione di etanolo, o per via termochimica, in cui la materia prima viene gassificata ad alta temperatura producendo una miscela gassosa (syngas) che viene poi trasformata in carburante con successive reazioni di sintesi catalitica.

La materia prima per la produzione di biocarburanti di seconda generazione - biomassa lignocellulosica - può derivare da coltivazioni dedicate o da residui. Le coltivazioni includono specie arboree come il pioppo, il salice, la robinia, l'eucalipto e specie erbacee quali canna comune, miscanto, panìco, sorgo.

Vantaggi potenziali di queste colture sono l'apporto in sostanza organica nel suolo e il contributo alla riduzione dell'erosione, nonché la possibilità di essere coltivate su suoli degradati. Per contro, alcune di queste specie richiedono significativi apporti di acqua, mentre altre possono essere invasive a scapito delle colture native e quindi avere un impatto negativo in termini di biodiversità. Così come per la biomassa di prima generazione, nel caso di colture dedicate vanno considerato gli effetti indiretti legati al cambiamento della destinazione d'uso dei suoli (ILUC).

Le biomasse residuali sono invece classificate in primarie, quando derivano direttamente dall'attività agricola o forestale, secondarie quando costituiscono il sottoprodotto dell'attività di trasformazione e terziare quando derivano dal consumo finale, come nel caso dei rifiuti solidi urbani.

Trattandosi di residui, non esiste competizione con le produzioni agricole, eccezion fatta per quelli che sono utilizzati anche per l'alimentazione del bestiame, e, a seconda dei casi, si possono avere anche altri importanti vantaggi. Ad esempio, la raccolta dei residui forestali può contribuire a rendere più sostenibile dal punto di vista economico ed ambientale la gestione dei boschi.

L'utilizzazione dei residui a scopo energetico non riguarda solo la produzione di biocarburanti, essendo in competizione con l'utilizzazione alternativa per la produzione di calore ed elettricità. Considerando che la bruciatura in campo dei residui delle coltivazioni è stata vietata per motivi ambientali, la loro raccolta funzionale all'utilizzazione energetica compensa parzialmente il costo della loro rimozione, anche se, soprattutto nel caso dei residui delle coltivazioni, a causa della bassa densità, il costo di raccolta e trasporto rimane comunque elevato.

Nella Tabella 1.2.1 è riportato un elenco delle principali tipologie di biocarburanti di II generazione producibili a partire da materiali lignocellulosici.

Tabella 1.2.1 - Principali biocarburanti di II generazione da materiali lignocellulosici

Categoria di biocarburante	Biocarburante specifico	Processo produttivo
Bioetanolo	Etanolo da cellulosa	Idrolisi enzimatica e fermentazione
Biocarburanti sintetici	Fischer-Tropsch diesel Biometanolo Dimetil etere (DME) Alcoli superiori (butanolo e altri)	Gassificazione e sintesi catalitica
Metano	Gas naturale bio-sintetico	Gassificazione e sintesi catalitica
Bioidrogeno	Idrogeno	Gassificazione e sintesi catalitica

Fonte: IEA Bioenergy, 2010

Infine, il termine di biocarburanti di terza generazione viene usato per indicare quelli derivati dallo sfruttamento di alghe unicellulari che utilizzano la luce solare per la fotosintesi. La tecnologia per la loro produzione, tuttavia, presenta ancora limitazioni ed incertezze tali da essere ancora oggetto di ricerca, e nel presente documento non si è proceduto oltre con l'analisi delle relative problematiche.

Bioliquidi

La definizione di bioliquidi è stata introdotta dalla Direttiva 2009/28/CE, dove per bioliquidi si intendono i combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti a partire dalla biomassa.

Anche se esistono alcuni esempi di produzione di energia a partire da bioetanolo o altri bioliquidi derivanti da scarti e sottoprodotti dell'industria alimentare (grassi animali di scarto) o della lavorazione del legno (tallolio), nella maggior parte dei casi i bioliquidi sono costituiti da oli vegetali ottenuti dalla spremitura di semi e piante oleaginose (OVP), grezzi o raffinati, utilizzati in alternativa ai combustibili tradizionali in centrali per la produzione di energia elettrica o termica.

Nonostante i bioliquidi siano potenzialmente ricavabili da un'ampia varietà di materie prime (solo per citarne alcune: soia, palma, girasole, colza, jatropha, etc.), ad oggi la filiera a cui in assoluto si fa maggiormente ricorso in ambito energetico è indubbiamente quella basata sull'impiego dell'olio di palma.

Peculiarità degli oli vegetali impiegati come bioliquidi

Gli OVP, utilizzati come bioliquidi, presentano alcune importanti peculiarità:
- versatilità della fonte, utilizzabile per la produzione di energia elettrica e/o termica (o anche, nel caso di veicoli - generalmente trattori o altre macchine agricole - specificamente adattati per il loro impiego, per l'autotrazione);
- programmabilità della produzione: possibilità di realizzare centrali prevalentemente in zone coperte dalla rete e di modularne la produzione in base alle esigenze; indipendenza da ore di picco/stagionalità; indipendenza dalla disponibilità in loco della risorsa (per via della trasportabilità e facilità di stoccaggio del prodotto);
- contributo alla produzione superiore a tutte le altre fonti rinnovabili (fino a oltre 8.000 ore/anno).

Perché vengono considerati insieme ai biocarburanti?

I bioliquidi ed i biocarburanti presentano numerosissime caratteristiche comuni che hanno giustificato, storicamente, la prassi di considerarli insieme. Tuttavia, le differenze negli usi di queste due tipologie di combustibili - i primi destinati ad applicazioni stazionarie, i secondi all'autotrazione - e le conseguenti diverse norme e prassi connesse al loro utilizzo, renderebbero in molti casi necessaria la separazione delle due filiere e l'elaborazione di standard specifici e normative dedicate (si veda ad esempio il caso della certificazione di sostenibilità).

1.3 La filiera Biogas e Biometano

La digestione anerobica (DA) è un processo biologico, attraverso il quale la sostanza organica presente nelle biomasse, in condizioni di assenza di ossigeno (anaerobiosi), viene trasformata in metano (CH_4) ed anidride carbonica (CO_2), i principali costituenti del biogas.

Il processo di digestione avviene in fasi distinte, ma interdipendenti tra di loro, ad ognuna delle quali sono associati diversi gruppi di microrganismi. Le reazioni biologiche avvengono all'interno di appositi reattori anaerobici (digestori), dove sono ricreate le condizioni ottimali per la buona riuscita dell'intero processo. Alla fine del processo si ottiene, oltre al biogas, un residuo (digestato) ancora ricco di sostanza organica, che viene in genere riutilizzato come fertilizzante mediante spandimento sui terreni agricoli.

Le matrici impiegate per la produzione di biogas (substrati) sono biomasse ricche in sostanza organica facilmente degradabile (carboidrati, grassi, proteine). Tradizionalmente, i principali substrati utilizzati per la produzione di biogas sono stati gli effluenti zootecnici, ma oggi l'impiego di altre biomasse (spesso anche in co-digestione con liquami e letame) con una maggiore densità energetica, quali colture dedicate, residui colturali e scarti agro-alimentari, consente di aumentare la produzione energetica e l'efficienza complessiva degli impianti.

Le principali biomasse di provenienza agricola ed agro-industriale utilizzate negli impianti di DA sono:

- Effluenti zootecnici
  La produzione di biogas da effluenti zootecnici di allevamento dipende non solo dalla specie allevata, ma anche da altri fattori quali lo stadio di accrescimento e la modalità di stabulazione. Sono principalmente impiegati gli effluenti di bovini (liquame/letame) e i liquami suini. Meno diffuso è l'utilizzo della pollina, che presenta alcune criticità (elevata concentrazione di azoto).

- Residui colturali
  Si tratta di residui provenienti dai raccolti agricoli quali foraggi, frutta e vegetali di scarsa qualità, percolati da silos e paglia che possono essere addizionati come co-substrati alle deiezioni animali.

- Colture dedicate
  In questo caso si considerano colture dedicate quelle piante specificatamente coltivate per l'avvio alla digestione anaerobica per la produzione di biogas. Nel Centro-Nord si prestano alla produzione di biogas le colture da insilato quali mais ceroso, sorgo, triticale, segale, loiessa. Nel Centro-Sud, dove la disponibilità di acqua è più limitata, si può far ricorso a cereali autunno vernini (grano, orzo, triticale), oppure a colture a ciclo primaverile-estivo, con basse esigenze idriche (sorgo, girasole). La convenienza nel loro utilizzo deve essere valutata in funzione del costo di approvvigionamento, della possibilità di stoccaggio e della disponibilità di superfici per la distribuzione del digestato.

- Scarti / sottoprodotti
  L'industria agro-alimentare lavora ingenti quantità di prodotti agricoli e produce reflui che spesso sono avviabili alla digestione anaerobica. Alcuni esempi sono il siero di latte dell'industria casearia, i reflui liquidi dell'industria di lavorazione della frutta, gli scarti organici di macellazione dell'industria di lavorazione delle carni, le acque di

vegetazione delle olive. Queste matrici possono essere addizionate come co-substrati nella digestione di liquami zootecnici. In ogni caso, per l'impiego di sottoprodotti agro-industriali è fondamentale una valutazione attenta sia degli aspetti tecnici (modalità di conservazione, di alimentazione, dosaggi, ecc.), sia di quelli normativi e autorizzativi, inclusi quelli relativi all'uso del digestato, che ne regolamentano l'impiego.

La resa energetica dei diversi substrati è strettamente legata alla quantità e alla qualità della sostanza organica in essi contenuta, che determinano la resa specifica di conversione in biogas e il suo contenuto in metano.

L'uso energetico del biogas può avvenire con diverse modalità:
- combustione diretta in caldaia, per la sola produzione di energia termica;
- combustione in un cogeneratore, per la produzione combinata di energia termica ed elettrica. Il calore prodotto può essere ulteriormente sfruttato in sistemi ad assorbimento per la produzione di energia frigorifera (trigenerazione);
- produzione di biometano (per autotrazione o immissione nella rete gas).

L'impiego attualmente più diffuso è la produzione di elettricità e di calore mediante sistemi di cogenerazione, grazie agli incentivi esistenti che premiano in particolare la produzione di energia elettrica.

Il biometano è ottenuto dal biogas mediante un processo denominato "*upgrading*" (rimozione della CO_2), associato ad un trattamento di purificazione (rimozione di H_2S, ammoniaca, acqua, particelle solide). Il gas ottenuto contiene circa il 95 - 98% di metano, è chimicamente analogo al gas naturale e, come tale, può essere immesso nella rete di distribuzione.

La destinazione finale del biometano può essere quindi l'utenza domestica, la cogenerazione in impianti centralizzati (ove il calore prodotto possa essere usato in maniera più efficiente), le stazioni di rifornimento di carburante per veicoli a metano (l'Italia possiede il più grande parco macchine a metano d'Europa e, a differenza degli altri biocarburanti, presenta il fondamentale vantaggio di non richiedere, da un punto di vista tecnico, limiti di miscelazione, potendo essere utilizzato da subito anche al 100%).

E' evidente come questa applicazione, già largamente diffusa in alcuni paesi europei (Germania, Austria, Svezia, Danimarca), consenta un impiego più flessibile ed efficiente del biogas, con un enorme potenziale di sviluppo in particolare nel nostro Paese che presenta una rete di distribuzione del gas naturale tra le più estese e capillari al mondo.

Come si è detto precedentemente, il residuo della digestione anaerobica è il digestato. Si tratta di un prodotto dalla composizione e dalla consistenza variabile, in funzione dei substrati in entrata e delle modalità di conduzione dell'impianto. Il digestato è un buon materiale fertilizzante, ad effetto concimante più o meno pronto a seconda della sua origine.

La digestione anaerobica porta alla stabilizzazione della sostanza organica e, in questo processo, anche l'azoto organico viene "liberato" e rilasciato come azoto minerale (ammonio), conferendo al digestato proprietà di fertilizzante a "pronto effetto". Se applicato secondo le corrette pratiche agronomiche di distribuzione, il digestato può essere quindi utilizzato in sostituzione totale o parziale dei fertilizzanti chimici, in accordo con quanto previsto dalla "Direttiva Nitrati" (Direttiva 91/676/CE), recepita dalla successiva normativa italiana tramite il decreto legislativo 11 maggio 1999 n. 152 e il decreto ministeriale 7 aprile 2006.

Alcuni trattamenti del digestato permettono di migliorare le caratteristiche agronomiche del prodotto. Ad esempio il digestato sottoposto a separazione solido/liquido genera una frazione chiarificata che contiene buoni livelli di azoto in forma ammoniacale, compreso quello mineralizzatosi nel corso della digestione, e una frazione solida con un'elevata percentuale di sostanza organica parzialmente stabilizzata. La frazione chiarificata può essere quindi un buon sostitutivo del concime di sintesi, a patto che venga utilizzata in periodi coincidenti con lo sviluppo colturale e limitando le emissioni ammoniacali in atmosfera, mentre la frazione solida, contenente sostanza organica che in funzione dell'efficienza del processo ha ancora una degradabilità più o meno elevata, può invece essere valorizzata come ammendante

In Italia, sulla spinta incentivante della tariffa omnicomprensiva, il biogas da effluenti zootecnici, matrici agricole e agroindustriali è divenuto una realtà significativa e importanti sono le prospettive che possono ancora essere colte, valorizzandone il potenziale e riducendo i fattori di criticità.

Alla luce dei provvedimenti legislativi approvati nel corso del 2010, fino al decreto legislativo n.28 del 3 marzo 2011 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE, le principali Associazioni del settore del biogas e della bioenergia in generale (Agroenergia, Aiel, Aper, Cia-Confederazione Italiana Agricoltori, CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione, Confagricoltura, CRPA, DAL - Distretto Agroenergetico Lombardo, Fiper ed Itabia) hanno costituito un gruppo di lavoro per formulare, con uno specifico *position paper*, delle proposte utili al raggiungimento degli obiettivi che l'Italia si è data con il Piano di Azione Nazionale (PAN) per le Energie Rinnovabili al 2020.

Queste, in sintesi, le prerogative della filiera biogas - biometano evidenziate nel *position paper*.[1]

1. Il biogas è una filiera ad elevata intensità di lavoro italiano. Il biogas, infatti, è l'unica filiera bioenergetica che utilizza prevalentemente biomasse (sottoprodotti e colture dedicate) prodotte dalle aziende agricole italiane e che vede anche una forte presenza dell'industria italiana nelle tecnologie. Ciò si traduce in una doppia opportunità di sviluppo economico: per le imprese agricole e per le imprese industriali, con ricadute positive per le relative maestranze.

2. Il biogas è una filiera "riciclona" ed efficiente nell'uso del suolo agricolo, in grado di utilizzare non solo biomasse vegetali ma anche effluenti zootecnici, sottoprodotti agricoli ed agroindustriali per l'alimentazione degli impianti. Inoltre, nel digestato residua una consistente frazione carbonica e gran parte dei nutrienti provenienti dalle matrici organiche in ingresso. E' pertanto possibile, mediante una sua utilizzazione agronomica, ripristinare la sostanza organica anche in aree a bassa densità zootecnica e ridurre in modo drastico l'utilizzo di concimi di sintesi in agricoltura

3. Il biogas è una energia "talentuosa", molto flessibile nell'uso finale in quanto può essere utilizzata nei luoghi di produzione in motori cogenerativi per generare energia elettrica e termica, ovvero raffinata a biometano ed immessa nella rete del gas ed utilizzata in luoghi e momenti diversi, sia in sistemi cogenerativi ad alto rendimento, sia per produrre energia termica, anche in associazione con pompe di calore, in utenze domestiche, scuole, ospedali, ecc., sia, infine, nell'autotrazione per l'alimentazione di

1 Position Paper "biogas e biometano", settembre 2010

autoveicoli a gas metano.

Nel documento viene evidenziato inoltre come la digestione anaerobica costituisca una filiera già oggi matura su scala industriale[2], ma con ampi margini di miglioramento sia sul piano ambientale che in termini di competitività economica in quanto:

a) il biogas può essere prodotto in ambito decentrato, vicino ai centri di produzione delle biomasse, riducendo i costi di trasporto delle stesse e permettendo nel contempo di realizzare in loco il riciclo del 100% dei nutrienti ed un sensibile incremento della restituzione di sostanza organica ai terreni agricoli utilizzati per le colture energetiche. Gli impianti a biogas possono essere anche di piccole dimensioni e realizzati con investimenti alla portata dell'imprenditoria agricola italiana, senza dover dipendere necessariamente da un'industria di trasformazione, contribuendo ad un sensibile e duraturo sviluppo delle aree rurali;

b) il biogas può essere utilizzato *in situ* in ambito cogenerativo, oppure raffinato a biometano e immesso nella rete italiana del gas naturale (la rete energetica più capillare e capiente esistente in Europa), quindi stoccato[3] e veicolato nel luogo e nel momento in cui è più efficiente il suo utilizzo per la successiva cogenerazione in energia elettrica e termica o per la produzione di energia termica ad integrazione di altre fonti rinnovabili, ovvero utilizzato nell'autotrazione come biocarburante;

c) nel processo di upgrading a biometano, si realizza una filiera "carbon negative" in quanto il biometano va a sostituire il gas naturale di origine fossile. La "C efficiency" è esaltata se, il principale gas di scarto, l'anidride carbonica, viene sequestrata mediante confinamento geologico o destinata ad utilizzo industriale. Il processo contribuisce, unitamente all'adozione di pratiche agricole capaci di incrementare il contenuto in sostanza organica dei terreni e alla riduzione delle emissioni derivanti dall'utilizzo di effluenti zootecnici e residui agroindustriali, a realizzare una filiera potenzialmente "*carbon negative*"[4].

d) il gas metano di origine biologica è uno dei combustibili a minori emissioni in atmosfera se utilizzato in ambito cogenerativo in sistemi ad elevato rendimento, in sistemi integrati (solare termico e/o pompe di calore) per la produzione di energia termica, ovvero come biocarburante;

e) a causa delle densità energetica relativamente bassa delle biomasse metanigene, che vincolano il loro trasporto a brevissime distanze, il biogas - biometano è una delle filiere bioenergetiche industrialmente più mature realizzabile con matrici

2 In Germania il settore è passato in dieci anni da una potenza di 200 MWe a circa 2.300 MWe istallati nel 2010 e 16,3 GWh prodotti (il 17% della produzione da FER, pari al 2,5% del consumo nazionale). In Germania inoltre esistono anche 50 impianti per l'upgrading e l'immissione del biometano in rete per una capacità produttiva annua pari a circa 320.000 Nm^3 di biometano/h (circa 2,7 miliardi di Nm^3 all'anno). Questi impianti, realizzati prevalentemente dagli agricoltori, sono alimentati con biomasse vegetali (circa 750.000 ha), sottoprodotti e reflui zootecnici.

3 La rete del gas, a differenza di quella elettrica, è in grado di stoccare l'energia di transito. L'Italia mediante lo stoccaggio in giacimenti geologici, possiede quindi un "accumulatore", già oggi disponibile a buon mercato, in grado di immagazzinare per giorni, settimane, mesi gas metano per una potenza pari a circa 7/8 miliardi di Nm^3, circa 70 - 80 TWh , al netto delle riserve strategiche.

4 Si definisce carbon negative una filiera in grado di rimuovere lungo tutte le fasi produttive più carbonio di quanto non ne emetta il combustibile fossile che va a sostituire.

prevalentemente locali. Unitamente alla crescita di un'industria italiana fornitrice delle relative tecnologie, tutte queste considerazioni sono elementi che consentono di caratterizzare la filiera del biogas - biometano e di annoverarla tra quelle della green economy in grado di creare nuovi posti di lavoro e favorire la crescita del PIL, sia in ambito rurale che industriale, senza trascurare la capacità di esportazione di tecnologie italiane.

Il biometano

Nel 2012 il gruppo di lavoro che aveva prodotto il documento di cui ai punti precedenti, allargato alla partecipazione di alcuni dei principali soggetti rappresentanti i diversi segmenti della filiera del biometano (dal settore agricolo a quello industriale, dal mondo della ricerca alle associazioni delle rinnovabili), ha elaborato un secondo documento propositivo [5] finalizzato a dare impulso allo sviluppo della filiera del biometano italiano prodotto da matrici agricole.

Questi, in sintesi, i principali elementi evidenziati nel secondo *position paper*.

- Il biometano, cioè il biogas opportunamente depurato, è un "idrocarburo rinnovabile" del tutto comparabile al gas naturale, utilizzabile senza necessità alcuna di miscelazione, ovvero di modifica delle apparecchiature con cui il gas naturale è oggi correntemente utilizzato.

- "Il biometano fatto bene" è quello che deriva dal biogas prodotto in azienda agricola integrando le produzioni alimentari e foraggiere con quelle energetiche, sommando le produzioni tra loro, senza escludere l'una o l'altra. La tecnologia che permette questa opzione è la codigestione tra colture dedicate "convenzionali" (insilati di mais ecc.) e biomasse di integrazione, come le colture di secondo raccolto, i sottoprodotti agricoli, gli effluenti zootecnici, i sottoprodotti delle agroindustrie, le colture non alimentari ed in particolare le colture perennanti, ecc.

- La chiave principale per realizzare il "biometano fatto bene" è quindi quella di favorire un largo utilizzo delle biomasse di integrazione, cioè quelle matrici organiche che oggi non costituiscono fatturato per le aziende agricole, ovvero la cui coltivazione non riduce il fatturato per i mercati foraggieri o alimentari (sostituzione). In tal modo si realizza in azienda agricola la coesistenza (integrazione) tra produzioni alimentari, foraggiere ed energetiche ed un effettivo incremento del reddito aziendale e, per questo tramite, del PIL dell'agricoltura italiana. Destinando a colture dedicate 400.000 ha, una superficie pari ai terreni destinati a set aside e persi dalla coltura della barbabietola negli ultimi dieci anni, ovvero pari a circa il 50% dei terreni agricoli non utilizzati italiani, unitamente ad un crescente e progressivo utilizzo delle biomasse di integrazione, le aziende agricole italiane potrebbero essere in grado di produrre entro il 2030 8 miliardi di Nm^3 di biometano/anno, equivalenti alla produzione italiana attuale di gas naturale o a quella del rigassificatore di Rovigo.

- L'effetto sul reddito agricolo delle sole biomasse di integrazione è stimabile pari a un incremento della PLV agricola di oltre 2 miliardi di euro/anno, un incremento di circa il 5% del PIL agricolo attuale. Se consideriamo gli effetti in termini di riduzione dei costi di fertilizzazione e di riduzione del costo di smaltimento degli effluenti zootecnici l'impatto economico sulle aziende agricole potrà essere ancora maggiore.

5 Il biometano fatto bene: una filiera ad elevata intensità di lavoro italiano

- "Il biometano fatto bene" si caratterizza per essere una filiera bioenergetica di gran lunga tra le più efficienti nell'uso del suolo agricolo e potenzialmente in grado di ridurre le emissioni di CO_2 sino a risultare *carbon negative*.

- Il biometano immesso in rete, ovvero trasportato con mezzi stradali, può essere utilizzato sia in sistemi cogenerativi che come biocarburante. L'Italia è il principale mercato dei veicoli a gas naturale: pertanto il biometano è l'unica opzione consistente e già oggi disponibile per la produzione di biocarburanti *made in Italy*, utilizzando materia prima italiana, che possono essere impiegati da subito senza limiti di miscelazione con il gas naturale. Un deciso sviluppo della motorizzazione a gas metano in tutti i segmenti di mercato e della rete distributiva del metano potrà contribuire a far raggiungere al nostro paese gli obiettivi del PAN con una consistente riduzione degli oneri derivanti dalla importazione di biocarburanti.

- Da un punto di vista complessivo, una produzione di 8 miliardi di m_3 di biometano potrà far risparmiare al Paese circa 5 miliardi di euro all'anno in termini di riduzione delle importazioni di gas naturale e biocarburanti.

- La produzione di biometano offre anche importanti opportunità da un punto di vista economico per tutta la filiera dal settore della meccanica agraria, così come per quello dell'industria del biogas, della cogenerazione e delle tecnologie per la distribuzione stradale e della motorizzazione a metano. La pronta emanazione di un sistema di regole e sostegni allo sviluppo della filiera italiana del biometano, al pari di quanto già avviene nei paesi d'Oltralpe, potrà quindi contribuire al mantenimento di una leadership delle tecnologie *made in Italy* nella componentistica e nei veicoli a gas metano, in cui le aziende italiane già oggi sono tra le più competitive al mondo.

1.4 La Chimica Verde

Le politiche per la "crescita sostenibile" e l'utilizzo efficiente delle risorse rappresentano chiaramente un'opportunità per la chimica sia come scienza, sia come industria, in quanto portatrici di soluzioni ai problemi, in particolare in merito alla sicurezza dei prodotti e al contenimento dell'impatto ambientale, del loro peso, dei consumi di energia e delle emissioni di CO_2 nell'intero ciclo di vita del materiale.

In un simile contesto, una delle opzioni più interessanti è la possibilità di utilizzare biomasse per produrre sostanze chimiche di base in parziale sostituzione delle tradizionali materie prime di origine fossile della petrolchimica, sia per gli elevati e crescenti costi del petrolio, sia per le caratteristiche che le biomasse offrono nella semplificazione dei processi produttivi e nel creare nuove opportunità per le aziende agricole e per le comunità rurali. Questa possibilità si aggiunge all'ormai consolidato ruolo della chimica nella produzione dei biocarburanti e biomateriali.

Appare sempre più evidente che lo sviluppo di una chimica sostenibile, sia per la parte connessa alla sostituzione di processi e prodotti, sia a quella della trasformazione in materie prime industriali delle biomasse, è un campo su cui si stanno confrontando i principali paesi europei attraverso politiche industriali miranti a creare eccellenze nazionali, in modo da sfruttare al massimo sia gli orientamenti del mercato verso la sostenibilità, sia le opportunità derivanti dal quadro di azioni comunitarie verso l'utilizzo più efficiente delle risorse.

Chimica sostenibile e chimica verde

La chimica sostenibile consiste nello sviluppo e nell'applicazione di prodotti, processi e soluzioni tecnologiche che portino ad un miglioramento della salute dei lavoratori e dei consumatori, dell'impatto ambientale e ad una riduzione del consumo di fonti energetiche e di materie prime non rinnovabili. Nella sua articolazione sociale, ambientale ed economica, la sostenibilità rappresenta il risultato dello sforzo congiunto della comunità scientifica e delle imprese, per le quali rappresenta il principale impegno di responsabilità sociale.

Il concetto di chimica sostenibile è supportato da tutta la chimica italiana, che lo ha concretizzato nell'iniziativa volontaria "Responsible Care", i cui fondamenti sono basati sull'impegno delle industrie chimiche:

- a migliorare continuamente prodotti, processi e comportamenti nelle aree della sicurezza, salute e ambiente, in modo da contribuire in maniera significativa allo sviluppo sostenibile dell'industria, delle comunità locali e della società;

- a potenziare la sicurezza e migliorare la salute dei dipendenti e della popolazione che vive nei pressi dei siti industriali (investimenti in sicurezza e in minor impatto ambientale);

- ad incrementare la protezione dell'ambiente limitando il più possibile le emissioni nell'aria (meno gas-serra e sostanze volatili), nell'acqua e nel suolo, per ridurre l'impatto ambientale delle attività industriali sul cambiamento climatico e sulle comunità adiacenti.

L'azione dell'industria nazionale per il miglioramento del programma Responsible Care e a sostegno della diffusione dei suoi principi e dei suoi valori è un punto cardine degli obiettivi degli ultimi anni, anche grazie alla cooperazione con enti, istituzioni, organizzazioni nazionali e internazionali che si adoperano a vario titolo per contribuire allo sviluppo sostenibile. Le imprese aderenti promuovono, nell'ambito della ricerca e dello sviluppo, attività nelle aree della sicurezza, della salute e dell'ambiente, al fine di sviluppare processi e prodotti più sicuri e a minore impatto ambientale.

Una politica per la chimica sostenibile richiede, in sintesi, opportune azioni che consentano l'utilizzo efficiente delle risorse, in particolare nelle seguenti direzioni:
- ciclo dei rifiuti (riuso, riciclo e valorizzazione della sostanza organica)
- adozione dell'innovazione tecnologica (tecnologie convenzionali e biotecnologie)
- sviluppo di processi e prodotti a migliorato impatto ambientale ed energetico
- sostituzione dei prodotti pericolosi (Regolamento REACH)
- mobilità sostenibile e promozione dell'offerta nazionale di biocarburanti, biolubrificanti e carburanti alternativi.

Uno degli ambiti più interessanti della chimica sostenibile è quello della cosiddetta "Chimica Verde", cioè la chimica che utilizza le biomasse come materie prime. La chimica delle biomasse è chimica organica, come quella del petrolio, basata sui gruppi funzionali, ma con un profilo di novità in quanto utilizza materie prime rinnovabili.

La trasformazione delle biomasse di origine agricola, industriale o naturale in sostanze chimiche, sia per impiego energetico, sia per impiego industriale è un processo chimico e da

queste trasformazioni si ottengono sostanze che possono essere utilizzate sia per produrre direttamente energia (biocombustibili), sia per produrre composti chimici (intermedi) che a loro volta vengono trasformati in ulteriori prodotti, al pari di quanto già succede con le fonti fossili. Le biomasse sono state la prima fonte di materie prime per la chimica fino agli anni ’20 del secolo scorso, quando la grande disponibilità di petrolio ha spostato l’approvvigionamento sulle fonti fossili.
Dalla chimica verde si ottengono quelli che vengono definiti “bio-based products”, cioè prodotti ottenuti totalmente o parzialmente da materiali di origine biologica, con esclusione delle fonti fossili e minerarie, cioè di materiali non rinnovabili.

2. IL QUADRO DI RIFERIMENTO NORMATIVO

2.1 La normativa europea

La normativa tecnica

La normativa tecnica, ossia tutto quel complesso di norme atte a caratterizzare la produzione, l'uso e la commercializzazione di un prodotto o di un processo, è il presupposto per:

- costruire per gli operatori del settore un quadro di riferimento in cui svolgere la propria attività nel rispetto di standard precisi per la qualità dei prodotti e di modalità chiaramente definite per il loro utilizzo;
- fornire alla Pubblica Amministrazione elementi per emanare norme giuridiche con forza di legge e, al tempo stesso, semplificare il quadro legislativo;
- stimolare e qualificare il mercato attraverso la certificazione dei componenti di una filiera o della filiera nel suo complesso.

Non esiste a tutt'oggi un "corpus" completo ed esaustivo di norme tecniche riguardanti la bioenergia, nonostante gli sforzi compiuti negli ultimi anni, sia a livello nazionale che europeo, dai vari Enti preposti alla normazione tecnica quali:

- l'ISO (International Organization for Normalization), che opera a livello mondiale;
- il CEN (Comité européen de Normalisation), per la normativa europea;
- l'UNI (Ente Nazionale di Unificazione) che si avvale, per questo settore, del CTI (Comitato Termotecnico Italiano - Energia e Ambiente) e, con specifico riferimento ai biocarburanti, della CUNA (Commissione Tecnica Unificazione nell'Autoveicolo).

Le ragioni di questa incompleta e non sempre soddisfacente produzione di norme tecniche sono molteplici; tra le più significative si segnalano:

1. la complessità del sistema biomasse derivante dalla molteplicità della materia prima, delle tecnologie di conversione e degli usi finali;
2. la perdurante confusione tra biomasse residuali riassorbibili in un ciclo produttivo, anche energetico, e rifiuti di cui corre l'obbligo o la volontà di disfarsi;
3. il vuoto normativo, che coinvolge il mondo agricolo e forestale, sull'utilizzo di colture espressamente dedicate all'uso energetico, nonostante documenti strategici, anche a livello europeo, assegnino a tali colture una quota consistente del futuro apporto delle biomasse ai bilanci energetici;
4. l'accavallarsi di norme nazionali ed europee, che molto spesso costringe gli Enti di normazione nazionali a ritirare o rivedere norme già emanate.

Promozione e incentivazione all'uso dei biocarburanti

Le misure normalmente adottate per promuovere la produzione e l'impiego dei biocarburanti ricadano in quattro categorie principali:

- il sostegno diretto, che può riguardare i biocarburanti, in genere attraverso incentivi fiscali, o la produzione di biomassa;
- gli obblighi di miscelazione, che impongono quote minime di consumo nell'ambito dei carburanti utilizzati nel settore dei trasporti e che hanno l'effetto di stimolare sia la domanda che l'offerta;
- le misure di protezione commerciale, come le tariffe all'importazione da paesi terzi;
- le misure di promozione e incentivazione di interventi mirati ad accrescere la produttività e l'efficienza in vari punti della catena dell'offerta e dell'utilizzazione.

Nel caso dell'Unione europea è opportuno distinguere tra le politiche adottate a livello comunitario e quelle adottate dagli Stati Membri. Per quanto riguarda il sostegno diretto, l'Unione europea, con *l'Health Check* del 2008, ha abrogato tutte le forme di sostegno esistenti nel passato che riguardavano le produzioni non alimentari sulle terre a *set aside (*dal 1993) e l'aiuto specifico per le energy crops di 45 €/ha istituito nel 2004. Il sostegno finanziario diretto ai biocarburanti è invece oggetto delle politiche nazionali, se pur nel quadro comune costituito dalla Direttiva sulla tassazione dell'Energia (2003/96/CE).

Gli obiettivi di miscelazione stabiliti dall'UE hanno avuto dapprima un carattere volontario, con la Direttiva 2003/30/CE che fissava due target al 2005 e al 2010 rispettivamente del 2 e del 5,75%, che sono stati successivamente innalzati fino al livello del 10% nel 2020 e resi obbligatori con la Direttiva 2009/28/CE.

Le misure di protezione commerciali riguardano l'applicazione delle tariffe all'importazione (dazi antidumping), come ad esempio nel caso del biodiesel prodotto in paesi extraeuropei, come Indonesia e Argentina, che attuano una politica di incentivazione all'esportazione praticando prezzi inferiori a quelli delle materie prime e operando quindi una concorrenza sleale rispetto all'analogo prodotto europeo.

Infine, le misure che agiscono su vari segmenti delle filiere di produzione - consumo riguardano le azioni per stimolare la ricerca e lo sviluppo tecnologico, la promozione degli investimenti destinati ad accrescere la capacità produttiva, la promozione dei veicoli flexifuels, lo sviluppo delle reti di distribuzione, la regolamentazione degli standard tecnici e, per la parte che interessa più direttamente, l'agricoltura, anche alcune azioni finanziate nell'ambito dei piani di sviluppo rurale.

Si riportano di seguito le principali Direttive europee di riferimento per i provvedimenti legislativi che, a livello dei singoli Stati Membri, regolamentano l'uso dei biocarburanti nel settore dei trasporti.

1. Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

La Direttiva stabilisce target nazionali obbligatori al 2020 per l'impiego di energia da fonti rinnovabili (per l'Italia 17% rispetto al consumo energetico finale totale) ed un target specifico per il settore dei trasporti, il quale prevede che ciascuno Stato Membro assicuri che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto sia almeno pari al 10% del consumo finale di energia nel settore all'interno dello Stato Membro stesso.

L'energia prodotta dai biocarburanti è presa in considerazione per il raggiungimento dei suddetti obiettivi soltanto nel caso in cui siano rispettati i seguenti criteri di sostenibilità:

a) le filiere devono essere caratterizzate da una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra pari almeno il 35% rispetto ai combustibili fossili;
b) i biocarburanti non devono essere prodotti da materie prime ottenute da terreni che:
   - presentano un elevato valore di biodiversità;
   - presentano un elevato stock di carbonio;
   - erano torbiere nel gennaio 2008.

Per quanto concerne le riduzioni dei gas serra rispetto alle filiere dei corrispondenti combustibili fossili, all'interno dell'Allegato V (parte A) vengono forniti dei valori standard, ottenuti impiegando le emissioni standard disaggregate per le diverse fasi delle filiere (parti D ed E).

I valori standard relativi alla fase di coltivazione possono essere impiegati soltanto in uno dei seguenti casi:

a) materie prime coltivate fuori della Comunità;
b) materie prime coltivate nella Comunità, nelle aree NUTS 2 individuate da ciascuno Stato Membro;
c) materie prime costituite da rifiuti o residui diversi dai residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura e della pesca.

All'interno dell'Allegato V parte C viene inoltre descritta la metodologia per il calcolo del valore reale delle emissioni di gas serra di ciascuna filiera.

2. Direttiva 2009/30/CE, che modifica la Direttiva 98/70/CE per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio, nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la Direttiva 1999/32/CE per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la Direttiva 93/12/CEE

La Direttiva ha come obiettivo la riduzione delle emissioni di inquinanti atmosferici e di gas ad effetto serra prodotte dai combustibili utilizzati nei trasporti stradali e non stradali e contiene la definizione di criteri di sostenibilità per i biocarburanti, prevedendo l'istituzione di un meccanismo che prescrive ai fornitori di combustibile di indicare tali emissioni.

La produzione di biocarburanti deve avvenire in modo sostenibile. Occorre pertanto che i biocarburanti utilizzati per conseguire gli obiettivi di riduzione dei gas a effetto serra fissati dalla presente Direttiva soddisfino criteri di sostenibilità.

La stessa Direttiva stabilisce un sistema diretto ad assicurare la riduzione delle emissioni di gas serra prodotte nel ciclo di vita dei carburanti e la definizione di criteri di sostenibilità per i biocarburanti prevedendo:

- l'obbligo per chi immette al consumo i combustibili per il trasporto di monitorare le emissioni di gas serra prodotte nel loro ciclo di vita;
- l'introduzione, per i combustibili per il trasporto, di un obiettivo di riduzione al 2020 delle emissioni di gas serra prodotte nel loro ciclo di vita;
- l'introduzione di criteri di sostenibilità che devono essere rispettati per i biocarburanti contenuti nei combustibili immessi al consumo;
- la definizione dei criteri di sostenibilità che riguardano il risparmio minimo di emissioni di gas serra rispetto al corrispondente combustibile fossile, da calcolare secondo una specifica metodologia e la localizzazione della coltivazione delle materie prime, che non deve essere né in aree ad elevata biodiversità né ad elevato stock di carbonio;
- l'introduzione, a carico del produttore o importatore di biocarburante, dell'obbligo di fornire certificazione attestante il rispetto dei criteri di sostenibilità armonizzati con la Direttiva 2009/28/CE sull'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

3. Proposta di Direttiva COM (2012) 595 definitivo che emenda la Direttive 98/70/CE sulla qualità del petrolio e del diesel e la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili che include i fattori del cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni (ILUC)

La Commissione europea propone di modificare l'attuale normativa sui biocarburanti introducendo le seguenti misure:

- limitare al 5% la quantità di biocarburanti di prima generazione che può essere conteggiata ai fini del raggiungimento del 10% di contributo alla sostituzione dei consumi di combustibili fossili con fonti rinnovabili al 2020 previsto dalla Direttiva rinnovabili;

- aumentare al 60% la soglia minima di riduzione dei gas ad effetto serra dei nuovi impianti. Questi ultimi sono considerati nuovi se diventano operativi dopo il 1 luglio 2014. Gli impianti esistenti prima di tale data dovranno produrre biocarburanti con un risparmio del 35% di gas ad effetto serra fino al 31 dicembre 2017 e del 50% in seguito;

- includere i fattori del cambiamento indiretto della destinazione dei terreni (Indirect Land Use Change - ILUC) nelle dichiarazioni dei fornitori di carburanti e degli Stati Membri sulle riduzioni delle emissioni di gas effetto serra nei biocarburanti;

- offrire incentivi di mercato per i biocarburanti di seconda e terza generazione, come ad esempio le alghe, la paglia e vari tipi di rifiuti. In tale ottica, il contributo apportato dai biocarburanti prodotti a partire dalle materie prime elencate nella parte A dell'allegato IX (materie prime non alimentari che non comportano uso di suolo, come rifiuti o alghe) è considerato pari a quattro volte il loro contenuto energetico, mentre quello dei biocarburanti prodotti a partire dalle materie prime elencate della parte B dell'allegato IX (materie prime non alimentari che comportano uso di suolo, come le colture lignocellulosiche dedicate) è considerato pari a due volte il loro contenuto energetico.

La proposta di Direttiva è stata presentata nell'autunno 2012 dalla Commissione europea sia al Gruppo Ambiente che al Gruppo Energia ed è stato deciso, data la trasversalità dell'argomento, di negoziarla in un apposito gruppo costituito *ad hoc*, e la relativa negoziazione è iniziata l'8 gennaio 2013. In Italia il dossier, la cui competenza è in parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e in parte del Ministero dello Sviluppo Economico, viene coordinato dalla Presidenza del Consiglio.

L'evoluzione delle specifiche tecniche dei carburanti

I combustibili tradizionali (benzina e gasolio) hanno subito nel tempo una continua riformulazione per rispettare le specifiche ambientali delle Direttive comunitarie, per rispondere alle esigenze prestazionali delle nuove tecnologie motoristiche e per consentire alle sofisticate tecniche di controllo delle emissioni allo scarico dei veicoli di operare correttamente. Per governare correttamente tale processo tutti i combustibili impiegati nel settore dei trasporti sono regolamentati da norme tecniche internazionalmente riconosciute quali quelle del CEN - Comitato europeo di Normazione.

L'industria motoristica considera la definizione e il rispetto di queste specifiche tecniche una condizione essenziale per accettare i carburanti e i biocarburanti nei veicoli in circolazione e garantirne il corretto funzionamento. L'industria petrolifera, che è responsabile della qualità dei prodotti venduti, rispetta rigorosamente tali specifiche che costituiscono il riferimento fondamentale per tutti gli operatori del settore.

Negli ultimi anni, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra derivanti dai combustibili fossili, le normative nazionali e comunitarie hanno imposto l'obbligo di miscelazione di biocarburanti ai combustibili tradizionali in percentuali via via crescenti.

Per garantire l'assenza di qualsiasi inconveniente sul funzionamento dei veicoli, quando vengono impiegati nuovi carburanti nel settore dei trasporti stradali, sia merci che passeggeri, deve essere garantito che:

- sia assicurata la completa intercambiabilità con i carburanti esistenti sul mercato;
- i livelli di emissioni allo scarico riferiti ai nuovi carburanti siano compatibili con gli standard emissivi attuali e futuri;
- ci sia assoluta compatibilità con le tecnologie motoristiche più avanzate e con i più moderni dispositivi di abbattimento degli inquinanti allo scarico;
- ci sia piena compatibilità con il parco veicolare esistente.

Quindi, pur costituendo la legislazione sui biocarburanti una perturbazione alla qualità dei carburanti, è stato possibile finora, attraverso la definizione delle specifiche CEN, rispettare le suddette condizioni e garantire nell'intera Europa un livello qualitativo più che accettabile per i combustibili per l'autotrazione.

In prospettiva futura, la Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili impone che entro il 2020 venga impiegato almeno il 10% di energia rinnovabile in tutte le forme di trasporto su strada.
Il target vincolante del 10% su base energetica comporta, in assenza di una diffusione significativa - che allo stato attuale appare alquanto improbabile - degli autoveicoli a trazione elettrica, una miscelazione di biocarburanti nelle benzine e nei gasoli in percentuali ben superiore al 10% in volume (almeno 12 - 13% per il biodiesel e 15 -16% per il bioetanolo).

E' evidente che tali percentuali di miscelazione di biocarburanti determineranno effetti ancora più marcati sul funzionamento dei motori di attuale e di futura generazione, valutabili solo con adeguate informazioni derivanti da indagini sperimentali.

In ambito CEN, quindi, si stanno approfondendo le conoscenze sui parametri da controllare nei carburanti e nei biocarburanti per rendere le norme EN compatibili con gli obiettivi delle Direttive e con il parco circolante al 2020.

Miscele gasolio/biodiesel

Per quanto attiene alla qualità del gasolio e delle sue miscele con il biodiesel, le specifiche tecniche di riferimento per l'uso in autotrazione sono la UNI/EN 590 per le miscele fino al 7% in volume di biodiesel (B7) e la UNI/EN 14214 per la qualità del biodiesel da utilizzare nelle miscelazioni.

Come detto in precedenza, tuttavia, un livello di miscelazione di biodiesel nel gasolio fino al 7% in volume è del tutto insufficiente per rispettare gli obblighi futuri di miscelazione previsti dalla legislazione comunitaria. Il CEN ha quindi avviato per tempo i lavori per sviluppare specifiche per miscele fino al 10% in volume di biodiesel (B10) e successivamente a percentuali ancora superiori.

Questa attività sta però riscontrando serie difficoltà ad essere attuata, sia per la posizione assunta dall'associazione europea dei costruttori di autoveicoli - ACEA, sia per le recenti proposte legislative formulate in ambito comunitario.

Le miscele gasolio/biodiesel fino al 30% in volume

A livello CEN si sta ragionando su una specifica B30 per definire la qualità di miscele contenenti biodiesel dal 10 al 30% v/v. Allo stato attuale un simile prodotto non può essere immesso nella rete di distribuzione dei carburanti, ma utilizzato esclusivamente in extra rete e in veicoli dedicati per flotte captive.

L'impiego di miscele ad elevato contenuto di biodiesel indubbiamente agevola il raggiungimento dei target fissati al 2020, anche se questo prodotto viene utilizzato solo dopo un accordo tra fornitore ed utilizzatore. In Italia esiste la Tabella CUNA 637-02 per miscele contenenti dal 25 al 30% v/v di biodiesel, che è stata recentemente rivista e costituisce un valido riferimento per i lavori del CEN.

I costruttori di veicoli relativamente a questa tipologia di combustibile hanno affermato che il range di miscelazione (dal 10 al 30% vol.) è troppo alto per garantire le omologazioni, soprattutto degli *heavy duty*, sull'intero range. L'Italia al riguardo ha proposto di prendere in considerazione un range di miscelazione più ristretto, compreso tra il 15% e il 25% di biodiesel, per agevolare l'industria motoristica nella progettazione di veicoli compatibili ed evitare di avere in Europa una specifica sul B30 che possa generare problematiche logistiche e di intercambiabilità dei carburanti.

I biodiesel paraffinici

Biocarburanti di particolare interesse ai fini del rispetto dei target al 2020 sono il Diesel Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici prodotti a partire dalla biomassa via gassificazione e successiva sintesi catalitica) e gli Oli vegetali idrotrattati (Hydrotreated Vegetable Oils - HVO) anche noti come biodiesel paraffinici. Si tratta di biocarburanti che presentano caratteristiche migliorative rispetto a quelle del gasolio (definite dalla specifica tecnica EN590), in particolare per la densità più bassa, l'elevato numero di cetano e la sostanziale assenza di zolfo e di aromatici. Dal punto di vista ambientale, le miscele di gasolio con questi biocarburanti fino al 20% rientrano perfettamente nella specifica EN590, assicurano miglioramenti alle emissioni inquinanti allo scarico e non modificano le prestazioni motoristiche dei veicoli.

Anche il CEN con una sua nota ha precisato che, mentre per il biodiesel è stato necessario elaborare una norma tecnica ad hoc per consentirne l'utilizzo corretto nel diesel, per quei prodotti che non danno origine ad alcun problema motoristico (Hydrotreated Vegetable Oils - HVO e Diesel Fischer-Tropsch) è stata sviluppata unicamente una specifica per identificare il prodotto (CEN TS 15940), che può essere impiegato senza limiti nel diesel a condizione che la miscela finale rispetti in pieno tutti i parametri della EN590.

Miscele Benzina/Bioetanolo

Le specifiche tecniche di riferimento delle miscele benzina/bioetanolo sono state recentemente riviste per tener conto delle disposizioni contenute nella Direttiva 2009/28/CE sulla qualità dei carburanti. Quest'ultima regolamenta unicamente una miscela di benzina ad alto contenuto di biofuel, indicata con la sigla E10 (max. 10% vol. di bioetanolo e 3,7% in peso di ossigeno), imponendo però che venga commercializzata anche una benzina E5 con un contenuto max. di etanolo del 5% vol. e di ossigeno del 2,7% in peso almeno fino al 2013, a protezione delle tipologie di veicoli attualmente in circolazione non compatibili con carburanti ad alto contenuto di bioetanolo.

Pertanto, a fine 2012 è stata approvata e pubblicata dal CEN la norma EN 228-2012 che nei prossimi mesi dovrà essere recepita dall'UNI come norma UNI EN 228. La norma fissa, conformemente alle disposizioni della Direttiva 2009/28/CE, le specifiche per la benzina E10 e conferma quelle per la benzina E5 che diviene un "protection grade" (benzina fino al 5% vol. di etanolo per le auto non compatibili con l'E10).

In accordo con il recepimento della Direttiva 2009/28/CE (D.Lgs. 55/2011), verrà assicurata almeno fino al 2015 la presenza dell'E5 - "protection grade" in una percentuale minima di impianti di distribuzione su base provinciale pari al 30%. E' obbligatorio etichettare le colonnine che distribuiscono E10 e riportare nei punti vendita gli elenchi delle vetture compatibili con l'E10.

Va anche ricordato che l'impiego diretto di bioetanolo in miscela con la benzina richiede la soluzione di una serie di problematiche tecniche per poter essere attuato. L'aumento della tensione di vapore, cui è collegato un aumento delle emissioni evaporative di composti organici volatili (COV), impone una riformulazione della benzina destinata alla miscelazione e modifiche dei terminali per assicurare la miscelazione in linea dell'etanolo. Inoltre, la possibile separazione delle miscele in presenza di acqua comporta la necessità di rendere completamente anidra la rete di distribuzione dei carburanti.

Miscele con un contenuto di etanolo superiore al 10% in volume

Analogamente a quanto previsto per il diesel, anche sulla benzina il CEN sta sviluppando una norma EN sulla qualità dell'etanolo da utilizzare in miscele ad elevate concentrazioni (fino all'85% vol.) oppure allo stato puro. I lavori in ambito CEN su tali miscele hanno prodotto un "working document" che delinea una road map per la definizione di questa specifica. Il documento analizza i test methods da utilizzare (numerosi metodi devono essere modificati per adattarli a miscele E85), le tecnologie motoristiche e veicolari future e tutte le possibili problematiche derivanti dall'impiego di miscele con più del 10% in volume di etanolo.

I fattori motoristici considerati riguardano l'impatto su emissioni e consumi (euro 6), la calibrazione dei motori per ottimizzarne il rendimento stante un numero di ottano RON/MON molto elevato (superiore a 100), la compatibilità con i materiali, l'effetto di eventuali impurità. Per ciò che attiene alla raffinazione, sono state invece approfondite le problematiche di blending e logistiche, la miscelazione di etanolo con altri ossigenati (eteri), la gestione della stagionalità (per le emissioni evaporative) e della filiera di distribuzione per evitare il contatto con l'acqua.

Anche per le miscele E10+ la posizione ACEA è abbastanza critica, ritenendo che questo prodotto potrà essere utilizzato solo per veicoli appositamente progettati (attualmente non disponibili) e non su quelli in circolazione o che saranno immatricolati nei prossimi anni.

2.2 Normativa di riferimento nazionale per l'uso energetico delle biomasse

In questa sede, gli aspetti prioritari che si ritiene utile affrontare sono:

- la necessità di distinguere in modo chiaro le biomasse dal quadro di riferimento che norma i rifiuti;
- la normativa tecnica riferibile agli standard qualitativi dei biocombustibili (legno, cippato, pellet, briquettes);

- la normativa che regola le emissioni in atmosfera per gli impianti di conversione energetica delle biomasse.

Nozione di rifiuto e sottoprodotto riferibile alle biomasse

L'uso delle biomasse per scopi energetici ha come esigenza prioritaria la chiara individuazione delle risorse a cui far riferimento, in tale ottica la recente normativa ha definito le biomasse come:

"*la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura a dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acqua coltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani".*

Appare evidente che il legislatore si propone di incentivare le fonti rinnovabili per la produzione di energia, e tra le fonti rinnovabili classifica le biomasse, individuando tra queste anche alcune specifiche tipologie di rifiuti. La motivazione di tale estensione della categoria "biomasse" non va ricercata tanto nella necessità di rendere disponibili maggiori quantitativi di risorse rinnovabili in sostituzione di quelle fossili, bensì in quella di gestire i sistemi energia e rifiuti nel modo più rispettoso delle loro specificità.

In questo ordine di idee rientra la scelta dell'opzione energetica per i rifiuti, per minimizzare lo smaltimento improduttivo in discarica, una volta constatato che scelte esasperate di riciclaggio per il recupero di materia si tradurrebbero in un maggior impoverimento dell'ambiente nel suo complesso. Questo filo logico porta, quindi, ad annoverare tra le biomasse residuali anche le frazioni biodegradabili dei rifiuti industriali ed urbani, siano state esse elencate o meno tra i rifiuti utilizzabili come combustibili. L'effettivo utilizzo a fini energetici di queste biomasse, anche quando valutazioni ambientali ne evidenzino la convenienza, viene però attualmente limitato da interessi commerciali che, invocando la preminenza del riciclaggio come materia, contrastano di fatto l'utilizzo di importanti componenti di rifiuti biodegradabili come combustibili.

Le più importanti biomasse residuali, quali sono state sopra definite, sono, ovviamente, costituite dai residui degli interventi forestali e delle lavorazioni agricole. La previsione di sviluppo del settore delle biomasse derivanti da interventi di carattere forestale quali fonti energetiche è motivata essenzialmente da un fattore che può essere considerato il valore aggiunto delle biomasse nei confronti delle altre fonti rinnovabili, derivante dal fatto che, prima di essere utilizzate come combustibili, esse possono essere sviluppate come mezzi di protezione ambientale in aree a rischio idrogeologico, di rigenerazione di terreni agricoli esausti, di qualificazione di località turistiche. Il tutto con possibilità di ritorni economici degli investimenti e di benefici sociali.

Le possibilità di incrementi sensibili nell'utilizzo di biomasse residuali da lavorazioni agricole o, comunque, da residui agricoli, è condizionata dalla possibilità di introdurre sul territorio italiano sistemi organizzativi, logistici e tecnici in grado di risolvere problemi di fronte ai quali in passato la nostra agricoltura ha rinunciato alla scelta di opzioni energetiche, scegliendo vie più economiche, anche se sconsigliabili da un punto di vista ambientale.

In tale quadro un altro elemento fortemente critico è dato dal fatto che per alcune tipologie di biomasse residuali ancora oggi sussistono delle incongruenze interpretative nello stabilire se queste siano rifiuti o sottoprodotti. Solo per citare alcuni esempi emblematici si pensi alle

biomasse derivanti dalla manutenzione del verde urbano o dagli espianti di apparati radicali di alberi da frutto giunti a fine ciclo, tutte ottime risorse la cui destinazione energetica è resa estremamente complessa perché, secondo la normativa vigente, va gestita secondo le procedure stabilite per i rifiuti.

La nozione di rifiuto

Il D.Lgs 152/2006, alla lettera a) dell'art. 183 del D.Lgs 152/2006, nel testo modificato dal d.lgs. 205/2010, definisce il rifiuto, come *"qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi o abbia l'intenzione o l'obbligo di disfarsi"*. Tale definizione supera la precedente versione normativa dell'art. 183 del D.Lgs 152/2006, in cui si definiva *"rifiuto: qualsiasi sostanza od oggetto che rientra nelle categorie riportate nell'Allegato A alla parte quarta del presente decreto e di cui il detentore si disfi o abbia deciso o abbia l'obbligo di disfarsi; (...)"*.

Sostanziale differenza tra le due versioni è l'assenza del rimando all'Allegato A, che è stato abrogato. Permane il principio, sancito dalla normativa comunitaria (Direttiva 2008/98 CE), che incentra la nozione di rifiuto sull'azione di chi *"si disfi o abbia l'intenzione o l'obbligo di disfarsi"*. Il comportamento in questione, in relazione alle esigenze proprie della normativa ambientale, ha dato luogo ad una vastità di dibattiti giurisprudenziali e dottrinali, nonché a specifiche prese di posizione della prassi amministrativa.

La nozione di sottoprodotto

La nozione di sottoprodotto è oggi data dal D.Lgs n. 205/2010, che, in attuazione della Direttiva 2008/98/CE, ha all'uopo inserito l'articolo 184-bis nel contesto del D.Lgs 152/2006. Le condizioni fissate dall'art. 184-*bis* del D.Lgs 152/2006 per ricondurre una sostanza alla nozione di sottoprodotto sono quattro:

I. la sostanza o l'oggetto è originato da un processo di produzione di cui costituisce parte integrante, e il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza od oggetto;
II. è certo che la sostanza o l'oggetto sarà utilizzato, nel corso dello stesso o di un successivo processo di produzione o di utilizzazione, da parte del produttore o di terzi;
III. la sostanza o l'oggetto può essere utilizzato direttamente senza alcun ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale;
IV. l'ulteriore utilizzo è legale, ossia la sostanza o l'oggetto soddisfa, per l'utilizzo specifico, tutti i requisiti pertinenti riguardanti i prodotti e la protezione della salute e dell'ambiente e non porterà a impatti complessivi negativi sull'ambiente o la salute umana.

Ai fini della qualificazione di una materia come sottoprodotto, occorre che tutte le condizioni previste dall'art. 184-*bis* siano soddisfatte.

Per quanto riguarda le biomasse lignocellulosiche, alcune tipologie assolutamente idonee ad un impiego energetico soffrono da lungo tempo di un quadro normativo confuso ed instabile. Questo è il caso, per esempio, delle potature del verde pubblico che negli ultimi anni sono state ritenute a fasi alterne rifiuti speciali o sottoprodotti in seguito a disposizioni difficilmente interpretabili della volontà del decisore politico. Nello specifico, le modifiche effettuate negli ultimi anni agli articoli 184 e 185 del decreto legislativo 152/2006 (Testo Unico Ambientale), hanno mostrato continui ripensamenti sulla possibilità di equiparare alle potature agricole o forestali quelle derivanti dalla manutenzione del verde pubblico. Avviene

infatti che, a seconda dell'opinione del legislatore, queste ultime continuano ad essere di volta in volta considerate una risorsa idonea alla valorizzazione energetica o un rifiuto assimilabile ai rifiuti urbani.

Per meglio chiarire quanto appena detto si ricorda che:

- Dal gennaio 2008 sino ad agosto 2010 (D.Lgs 4/2008), i sottoprodotti derivanti dalla manutenzione del verde pubblico e privato sono stati considerati "rifiuti urbani", quindi non impiegabili per la conversione energetica in semplici impianti termoelettrici o di teleriscaldamento, che però possono utilizzare, come sottoprodotti, i materiali vegetali provenienti da attività agricole;

- A partire dal 19 agosto 2010 (legge 13 agosto 2010, n. 129), la definizione di sottoprodotto viene ampliata fino a comprendere i: "Materiali fecali e vegetali provenienti da sfalci e potature di manutenzione del verde pubblico e privato, o da attività agricole, utilizzati nelle attività agricole anche fuori dal luogo di produzione, ovvero ceduti a terzi, o utilizzati in impianti aziendali o interaziendali";

- Dal 25 dicembre 2010 (D.Lgs. 3 dicembre 2010, n. 205 "Disposizioni di attuazione della Direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo relativa ai rifiuti"), si torna indietro e, inspiegabilmente, non si parla più di sottoprodotti, mentre il materiale proveniente dalla manutenzione del verde pubblico urbano e privato rientra ancora una volta nella definizione di "rifiuto";

Il frequente mutare del quadro normativo di riferimento, oltre ad ostacolare l'auspicato processo di crescita del settore, ha prodotto non poche difficoltà contingenti ad aziende ed operatori già attivi. Per esempio, la legge 129/2010, che consentiva l'acquisizione delle potature del verde urbano per un impiego energetico, aveva incentivato la definizione di contratti di approvvigionamento con le aziende municipalizzate locali per il ritiro e la selezione della biomassa, e si erano in tal modo attivati dei sistemi virtuosi, in particolare per gli enti pubblici, per cui ai costi di smaltimento si sostituiva il ricavato della vendita della biomassa, con concreti vantaggi economici a favore della collettività.

Altro aspetto da risolvere riguarda la pollina (deiezione da allevamenti avicoli), che può essere utilizzata in impianti energetici di combustione o gassificazione. Per tale biomassa, sono sorti numerosi problemi interpretativi nell'applicazione delle procedure autorizzative della valorizzazione energetica, in relazione al fatto che non è compresa nell'elenco delle biomasse combustibili del codice ambientale, con la conseguenza che nella maggior parte dei casi è stata richiesta l'applicazione delle procedure autorizzative relative alla combustione dei rifiuti. Va però sottolineato che la legge comunitaria 2009 (legge 96/10) con l'articolo 18 ha stabilito che la pollina sottoposta esclusivamente a trattamento di tipo meccanico/fisico, compresa l'essiccazione, se destinata alla combustione nel medesimo ciclo produttivo, è da considerare un sottoprodotto soggetto alla disciplina delle biomasse combustibili di cui alla sezione 4 della parte II (Caratteristiche delle biomasse combustibili e relative condizioni di utilizzo) dell'allegato X alla parte quinta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

Tale utilizzo deve però essere autorizzato dagli enti competenti per territorio. In virtù di ciò, ad esempio la Regione Veneto (D. G. R. 2272/2009) ha sancito espressamente l'applicabilità delle procedure autorizzative semplificate per gli impianti energetici di combustione, gassificazione e pirolisi di pollina avicola.

Fermo restando quanto previsto dall'articolo 18 della legge 96/10, con il recepimento della Direttiva 2008/98/CE (D.lgs. 205/10 che ha modificato il D.lgs. 152/06) l'utilizzo della pollina in impianti di produzione di energia dovrebbe essere sottoposto alle procedure semplificate previste dal D.lgs. 387/2003 e non a quelle della normativa sui rifiuti (in relazione a quanto stabilito dall'art. 185 del d.lgs. 152/06 la valorizzazione energetica della pollina dovrebbe essere esclusa dal campo di applicazione della normativa sui rifiuti o quantomeno essere classificata sottoprodotto ai sensi dell'art. 184 bis dello stesso decreto).

La normativa tecnica per i biocombustibili solidi

Il settore dove più numerose sono le norme tecniche emanate è quello della legna da ardere e dei relativi usi domestici. Infatti, per quanto riguarda i biocombustibili solidi, l'Italia, in particolare, vanta numerose norme riconducibili alle seguenti categorie:

- specifiche e classificazione della legna da ardere e di alcuni sottoprodotti e residui agricoli (caratteristiche chimiche, analisi elementale, classificazione, caratteristiche energetiche in particolare del legno): il repertorio UNI comprende 8 norme;
- utilizzo energetico della legna da ardere e di alcuni tipi di residui agricoli (norme su impianti di tipo domestico ed industriale): 8 norme UNI e 6 progetti di norma europei messi a punto con la partecipazione del CTI;
- conversione di biomasse in altri combustibili (norma per la gassificazione dei combustibili solidi non minerali): 1 norma UNI.

In ambito europeo il CEN ha ricevuto dalla Commissione europea l'incarico di elaborare le norme sui biocombustibili solidi. Il Comitato Tecnico istituito (TC335) fruisce della collaborazione di altri enti di ricerca europei, tra cui l'UNI che, a sua volta, ha coinvolto il CTI.

Le emissioni in atmosfera

I limiti attualmente in vigore per le emissioni in atmosfera degli impianti per la produzione di energia da biomasse mediante combustione diretta, ovvero tramite pirolisi o gassificazione, sono quelli stabiliti dal D.Lgs n. 152 del 3 aprile 2006 "Norme in materia ambientale", riportati nella Tabella 2.2.1.

Tabella 2.2.1 - Limiti di emissioni per impianti a biomassa stabiliti dal D.Lgs 152/2006 (espressi in mg/Nm^3, con un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso pari all'11%)

	Potenza termica nominale installata				
	> 35 < 150 kW	**> 150 kW ≤ 3 MW**	**> 3 ≤ 6 MW**	**> 6 ≤ 20 MW**	**> 20 MW**
Polveri totali	200	100	30	30	30
Carbonio organico totale (COT)	-	-	-	30	20 10 *
Monossido di carbonio (CO)	-	350	300	250 150 *	200 100 *
Ossidi di azoto (espressi in NO_2)	-	500	500	400 300 *	400 200 *
Ossidi di zolfo (espressi in SO_2)	-	200	200	200	200

* Valori medi giornalieri

I limiti stabiliti nel D.Lgs 152/2006 sono meno stringenti di quelli fissati dalla precedente normativa, ove la combustione delle biomasse era a tutti gli effetti trattata come quella dei rifiuti.

Si fa presente, però, che tali valori fissati a livello nazionale possono essere rivisti da parte delle amministrazioni locali (Regioni e Province) che hanno competenze in materia. Per esempio, la Regione Lazio dispone di un "Piano per il risanamento della qualità dell'aria" dove all'articolo 6 si stabiliscono per gli impianti di combustione industriali per la produzione di energia a fini termici o elettrici, indipendentemente dalla tipologia di combustibile utilizzato, i limiti di emissioni (intesi come rapporto, espresso in mg/Nm_3, tra massa di sostanza inquinante emessa e volume dell'effluente gassoso a condizioni normali), che ove non diversamente specificato si intendono come valori medi orari), riportati in Tabella 2.2.2.

Tabella 2.2.2 - Limiti di emissioni per impianti industriali di combustione nella Regione Lazio

	Impianti a focolare nuovi		**Impianti a focolare esistenti**		
Inquinante	**Combustibili liquidi e solidi ***	**Combustibili gassosi ****	**Focolari > 3 MW Combustibili liquidi e solidi ***	**Focolari ≤ 3 MW Combustibili liquidi e solidi ***	**Combustibili gassosi ****
SO_2	400	35	1.700	400	35
NO_x	200	200	250	300	200
Polveri	50	5	50	50	5
CO	100	100	100	100	100
*	I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 3% di ossigeno libero nei fumi per i combustibili liquidi, del 6% per il carbone e dell'11% per gli altri combustibili solidi				
**	I limiti di emissione sono riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 3% di ossigeno libero nei fumi. I limiti di SO_2 e polveri si intendono rispettati utilizzando gas naturale e GPL				

Si noti che per le polveri totali il valore stabilito nel Lazio è dimezzato rispetto alla norma nazionale, risultando quindi molto più stringente e imponendo così il ricorso a sistemi di abbattimento dei fumi più sofisticati e costosi.

2.3 Normativa di riferimento nazionale per il biogas e il biometano

Biogas

L'unico documento da segnalare come normativa tecnica riguardante il biogas è la norma UNI 10458, che si occupa degli impianti per la produzione di biogas specificando anche i requisiti costruttivi e le regole per l'offerta, l'ordinazione ed il collaudo. Non vi è invece alcuna normativa che riguardi l'utilizzo del biogas con motori endotermici e generatori di calore.

Al di là degli aspetti di competenza specifica della normativa tecnica, il quadro normativo di riferimento per la realizzazione e gestione di un impianto di produzione di biogas è molto

articolato e in perenne evoluzione. I punti che necessitano di soluzioni urgenti e tempestive riguardano: il regime autorizzativo, gli incentivi, la fiscalità, la definizione dei sottoprodotti e la gestione del digestato. Questi ultimi due aspetti, in particolare, generano spesso problemi di applicazione dovuti alla interpretazione non univoca della normativa nazionale da parte delle autorità preposte al rilascio delle autorizzazioni nelle diverse realtà territoriali.

Prodotti, sottoprodotti e rifiuti nella filiera biogas

Il tema delle matrici in ingresso agli impianti di biogas (prodotti, sottoprodotti, rifiuti) riveste un ruolo strategico per il settore, dal momento che l'utilizzo dei prodotti di scarto comporta una riduzione delle matrici da colture dedicate utilizzabili negli impianti. La stessa evoluzione normativa individua nell'utilizzo di effluenti e sottoprodotti un criterio per avere in futuro una priorità di incentivazione.

Al fine di fornire un quadro preliminare sulla definizione dei materiali utilizzabili per il processo di biodigestione, si riporta in estrema sintesi quanto specificato al riguardo dal Consorzio Italiano Biogas (CIB).

- Relativamente al concetto di "prodotto", si evidenzia come la normativa di riferimento (D.Lgs 387/2003 e D.Lgs 152/2006) non ne detti alcuna specifica nozione che potrà piuttosto essere desunta, dall'articolo 184-bis del D.Lgs 152/2006, come sostanza o bene originato da un processo di produzione, che costituisce lo scopo primario della relativa attività. In ogni caso, nell'ambito del presente quadro definitorio, il prodotto costituisce una sostanza o un bene che non rientra a pieno titolo nelle altre categorie di seguito definite.

- Per la definizione di "rifiuto", si richiama il disposto dell'art. 183 comma 1 lett. a) del D.Lgs 152/2006, come modificato dall'art. 10 del D.Lgs 205/2010, che definisce quale rifiuto *"qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi o abbia l'intenzione o abbia l'obbligo di disfarsi"*.

- L'attuale nozione di "sottoprodotto" è quella prevista dal D.Lgs 205/2010, che ha modificato la Parte IV del D.Lgs 152/2006 introducendo l'art. 184-*bis*. Per la normativa dei rifiuti, il sottoprodotto consiste in ogni *"qualsiasi sostanza od oggetto che soddisfa le condizioni di cui all'articolo 184-bis, comma 1, o che rispetta i criteri stabiliti in base all'articolo 184-bis, comma 2"*. Una sostanza o un oggetto, in presenza di detti requisiti, non soggiace, ai fini del suo utilizzo, alle prescrizioni normative previste per i rifiuti.

- La definizione di "sottoprodotti di origine animale" è dettata direttamente dal Regolamento CE 1069/2009 (che ha abrogato il precedente Regolamento CE 1774/2002), quale *"corpi interi o parti di animali, prodotti di origine animale o altri prodotti ottenuti da animali, non destinati al consumo umano, ivi compresi gli ovociti, gli embrioni e lo sperma"*.

- I materiali che hanno cessato la qualifica di rifiuti (definibili anche come materie prime secondarie) sono invece quelli prodotti dall'attività, debitamente autorizzata, di recupero dei rifiuti. L'attività di recupero dei rifiuti deve essere autorizzata e, all'esito della medesima, le materie trattate, per cessare la qualifica di rifiuto devono presentare le caratteristiche individuate in appositi decreti ministeriali, ad oggi non ancora emanati.

La riconducibilità all'una piuttosto che all'altra categoria potrà essere anche condizionata dalla tecnologia e dalle modalità gestionali dell'impianto, piuttosto che dalle prescrizioni dettate dall'autorizzazione che abilita alla costruzione e all'esercizio dell'impianto stesso.

A tal proposito, deve evidenziarsi come la realizzazione e la gestione di un impianto di produzione di energia elettrica da biogas, per accedere alle tariffe incentivanti, sia subordinata alla c.d. autorizzazione IAFR (Impianto a fonti rinnovabili) prevista dall'articolo 12 del D.Lgs 387/2003, ovvero, nella sussistenza dei presupposti, alla procedura autorizzativa semplificata (PAS) di cui al D.Lgs 28/2011. I predetti titoli abilitativi possono individuare puntualmente la cosiddetta "dieta" dell'impianto, specificando le sostanze ammesse al processo di digestione anaerobica. In tal caso, l'introduzione nel ciclo produttivo di una diversa sostanza soggiace, se non ad una variante dell'autorizzazione, quantomeno alla PAS. Le autorizzazioni possono poi prevedere specifiche esclusioni nelle sostanze utilizzabili nel processo di DA.

Talvolta - ed è la cosa auspicabile - la dieta dell'impianto è individuata soltanto per macro-categorie di sostanze ammesse. In tal caso, l'utilizzazione di una sostanza piuttosto che di un'altra, appartenente alla stessa macro-categoria, non comporta varianti autorizzative né dichiarazioni di sorta.

Le prescrizioni dell'autorizzazione IAFR, anche con riguardo alle sostanze utilizzabili nei processi di digestione anaerobica, devono essere osservate, pena l'applicazione delle sanzioni previste dal D.Lgs 28/2011. L'autorizzazione all'esercizio di un impianto a biogas potrà poi richiedere, sempre ai fini dell'utilizzo di specifiche sostanze nel processo di digestione, provvedimenti abilitativi ulteriori rispetto all'autorizzazione IAFR (o la PAS). E così, ad esempio, l'utilizzo di sottoprodotti di origine animale presuppone, ove necessaria, l'acquisizione dei pareri sanitari previsti dalla normativa di settore.

Ma è soprattutto l'utilizzo di rifiuti che implica il preventivo rilascio dell'autorizzazione imposta dall'articolo 208 del D.Lgs 152/2006, che potrà essere prevista come specifico allegato dell'autorizzazione IAFR. L'utilizzo dei rifiuti in mancanza dell'autorizzazione di cui all'articolo 208 del D.Lgs 152/2006 comporta pertanto l'applicazione sia del regime sanzionatorio previsto dall'articolo 192 del D.Lgs 152/2006, sia di sanzioni penali a carico del gestore e, nel contesto del relativo procedimento, il sequestro dell'impianto.

A sua volta, l'inosservanza delle prescrizioni dettate dall'autorizzazione all'utilizzazione dei rifiuti comporta l'applicazione delle sanzioni previste dall'articolo 208, comma 13, del D.Lgs 152/2006, che potrebbero condurre anche ad una sospensione dell'attività dell'impianto, ovvero ad una revoca del titolo abilitativo in questione.

Prodotti provenienti dalle attività agricole, di allevamento e agroindustriali

A questa categoria appartengono i materiali specificatamente generati da un processo di produzione che costituisce lo scopo della relativa attività. Detti materiali non sono poi riconducibili, in nessun caso, alla categoria di rifiuti, dei sottoprodotti o dei sottoprodotti di origine animale.

Queste biomasse costituiscono allo stato attuale la prevalente fonte di alimentazione degli impianti a biogas, e la componente di gran lunga più importante è quella dei prodotti provenienti dall'attività agricola e dalle altre attività ad essa connesse (attività colturale, di allevamento e/o di lavorazione agroindustriale). Il relativo elenco è ovviamente molto lungo

e, per esigenze di sintesi, può essere ricondotto alle seguenti categorie:

- biomasse vegetali da coltivazione agricola (silomais, cereali, leguminose ecc.),
- biomasse vegetali residuali da coltivazione agricola (paglie, stocchi, colletti di barbabietola ecc.),
- oli vegetali (olio di soia, colza ecc.).

Rifiuti organici

Di recente, la classificazione dei rifiuti è stata ulteriormente articolata, con l'introduzione della categoria dei *rifiuti organici*. Essi sono definiti dal testo dell'art. 183, che, a sua volta, ne ha mutuato la definizione direttamente dalla Direttiva 2008/98/CE. Sono definiti *"organici"* i rifiuti biodegradabili di giardini e parchi, i rifiuti alimentari e di cucina prodotti da nuclei domestici, ristoranti, servizi di ristorazione e punti vendita al dettaglio e rifiuti simili prodotti dall'industria alimentare raccolti in modo differenziato.

I rifiuti organici possono essere sia di natura urbana, sia rifiuti speciali. In entrambi i casi, nella sussistenza dei presupposti autorizzativi di legge, potranno essere utilmente impiegati nei processi di digestione anaerobica.

Nel corso del 2010, è stata introdotta poi, nel contesto del D.Lgs 152/2006, la nozione di *"riciclaggio organico"*, inteso come *"trattamento aerobico (compostaggio) o anaerobico (biometanazione), ad opera di microrganismi e in condizioni controllate, delle parti biodegradabili dei rifiuti di imballaggio, con produzione di residui organici stabilizzanti o di biogas con recupero energetico, ad esclusione dell'interramento in discarica, che non può essere considerato una forma di riciclaggio organico"*.

Alla predetta nozione, ancorché limitata alla gestione degli imballaggi, dev'essere attribuito un giusto rilievo, in considerazione del fatto che la medesima descrive il processo di digestione anaerobica, quale forma di recupero dei rifiuti, in termini più appropriati rispetto a quelli utilizzati dalle più generali definizioni di "recupero" e "riciclaggio", nel cui ambito si colloca l'attività dei digestori alimentati da rifiuti.

Sottoprodotti

La nozione di sottoprodotto è stata già riportata al punto 2.2, insieme alle quattro condizioni che consentono di ricondurre una qualsiasi sostanza a questa categoria.

Qualora ricorrano tutte le suddette condizioni, possono essere considerati quali sottoprodotti i seguenti materiali, con l'avvertenza che si tratta comunque di un elenco non esaustivo e proposto a titolo puramente esemplificativo:

- sottoprodotti della trasformazione del pomodoro (buccette, bacche fuori misura, ecc.)
- sottoprodotti della trasformazione delle olive (sanse, acque di vegetazione)
- sottoprodotti della trasformazione dell'uva (vinacce, graspi, ecc.)
- sottoprodotti della trasformazione delle frutta (sbucciatura, detorsolatura, spremitura di pere, mele, pesche, ecc.)
- sottoprodotti della trasformazione di ortaggi vari (legumi, mais dolce, ecc.)
- borlande
- melasso (di barbabietola, di canna da zucchero, di agrumi ecc.)
- polpe di bietola (polpe esauste essiccate, polpe suppressate fresche, polpe suppressate insilate ecc.)

- sottoprodotti della lavorazione del frumento tenero e duro (farinaccio, farinetta, crusca, tritello, ecc.)
- sottoprodotti derivati dalla lavorazione del granoturco (farinetta, glutine, amido, mais spezzato, ecc.)
- sottoprodotti derivati dalla lavorazione del risone (farinaccio, pula, lolla, ecc.)
- pannelli di germe (granoturco, lino, ecc.)
- pannello di spremitura di alga
- sottoprodotti della lavorazione degli agrumi (pastazzo);
- glicerolo (da produzione di biodiesel, e quindi da trasformazione di soli oli vegetali)
- sottoprodotti dell'industria della panificazione (sfridi di pasta, biscotti, altri prodotti da forno, ecc.).

Risulta evidente come, in casi particolari, possa essere difficoltoso stabilire se una determinata sostanza possa essere qualificata o meno come sottoprodotto. Le difficoltà di interpretazione sono talvolta ovviate, per specifiche sostanze, dal medesimo legislatore, come per l'utilizzazione delle vinacce e della pollina.

Siffatta attività è stata infatti disciplinata dal Decreto Legge 3 novembre 2008, n. 171, convertito con Legge 30 dicembre 2008, n. 205 e modificato con Legge 4 giugno 2010, n. 96 (Art. 18). Il decreto, all'Art. 2-bis, detta *"Disposizioni in materia di biomasse combustibili relative alla vinaccia esausta ed al biogas nei processi di distillazione"*, stabilendo che:

"1. Le vinacce vergini nonché le vinacce esauste ed i loro componenti, bucce, vinaccioli e raspi, derivanti dai processi di vinificazione e di distillazione, che subiscono esclusivamente trattamenti di tipo meccanico fisico, compreso il lavaggio con acqua o l'essiccazione, nonché, previa autorizzazione degli enti competenti per territorio, la pollina, destinati alla combustione nel medesimo ciclo produttivo sono da considerare sottoprodotti soggetti alla disciplina di cui alla sezione 4 della parte II dell'allegato X alla parte quinta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

2. E' sottoprodotto della distillazione anche il biogas derivante da processi anaerobici di depurazione delle borlande della distillazione destinato alla combustione nel medesimo ciclo produttivo, ai sensi della sezione 6 della parte II dell'allegato X alla parte quinta del citato decreto legislativo n. 152 del 2006".

Residui delle produzioni agro-forestali

Ad oggi, gli sfalci e le potature derivanti da attività agricola e/o forestale (paglia, sfalci e potature nonché altro materiale agricolo o forestale naturale non pericoloso), nonché gli altri materiali che abbiano siffatta provenienza esulano dal campo di applicazione della normativa sui rifiuti. Non occorre pertanto l'autorizzazione di cui all'articolo 208 del D.Lgs 152/2006, per poterli utilizzare in agricoltura o per la produzione di energia.

Dal novero dei predetti materiali devono però essere esclusi quelli provenienti dal verde pubblico e privato (giardini, parchi, manutenzione del verde stradale, cimiteri, ecc.) i quali devono essere gestiti nel mondo dei rifiuti ai sensi della parte IV del D.Lgs 152/2006. Nella formulazione attualmente vigente dell'articolo 185, è stata infatti omessa l'indicazione "verde pubblico".

Sottoprodotti di origine animale

Dall'interpretazione della norma ambientale attuale (ultima versione del decreto legislativo 152/2006) si evince che il letame e i liquami degli allevamenti zootecnici, destinati alla produzione di energia, sono fuori dal campo di applicazione della normativa rifiuti. In un impianto a biogas possono però essere utilmente impiegati anche i sottoprodotti di origine animale (SOA) diversi dal letame e dai liquami. La normativa sanitaria prevede che, in questo caso, gli impianti di biogas siano attrezzati con un'unità di pastorizzazione / igienizzazione che assicuri un trattamento termico a 70 °C per almeno 60' di questi materiali, preventivamente ridotti in particelle della grandezza di massima 12 mm. Tale utilizzazione può ovviamente avvenire anche nella forma di miscele di diverse tipologie di SOA e degli stessi con altre categorie di materiali.

Il trattamento termico non è obbligatorio per i materiali di categoria 2 e 3 già trasformati (prodotti derivati) con uno dei metodi descritti nel Reg. (UE) 142/2011 (allegato IV, capo III). Se non ci sono rischi di diffusione di malattie infettive gravi, quindi, anche il latte e i suoi derivati (sottoprodotto di categoria 3) e lo stallatico (sottoprodotto di categoria 2) sono esonerati dall'obbligo della pastorizzazione a 70 °C, comportando un notevole risparmio in termini energetici. Lo stesso esonero è previsto per gli altri SOA utilizzati per produrre biogas se i residui della digestione (digestato) sono successivamente compostati, trasformati o smaltiti a norma del reg. UE 142/2011.

Nello schema di Linee guida nazionali relative all'applicazione del regolamento sui sottoprodotti animali sono state stabilite delle deroghe (esclusione dal riconoscimento ai sensi della normativa sanitaria) per gli impianti di biogas alimentati con materie prime (latte e letame) provenienti dall'azienda titolare degli impianti stessi: questo perché i rischi sanitari del biogas e del digestato sono i medesimi dell'azienda di origine. Tale deroga vale ovviamente se il digestato viene utilizzato in loco e non commercializzato.

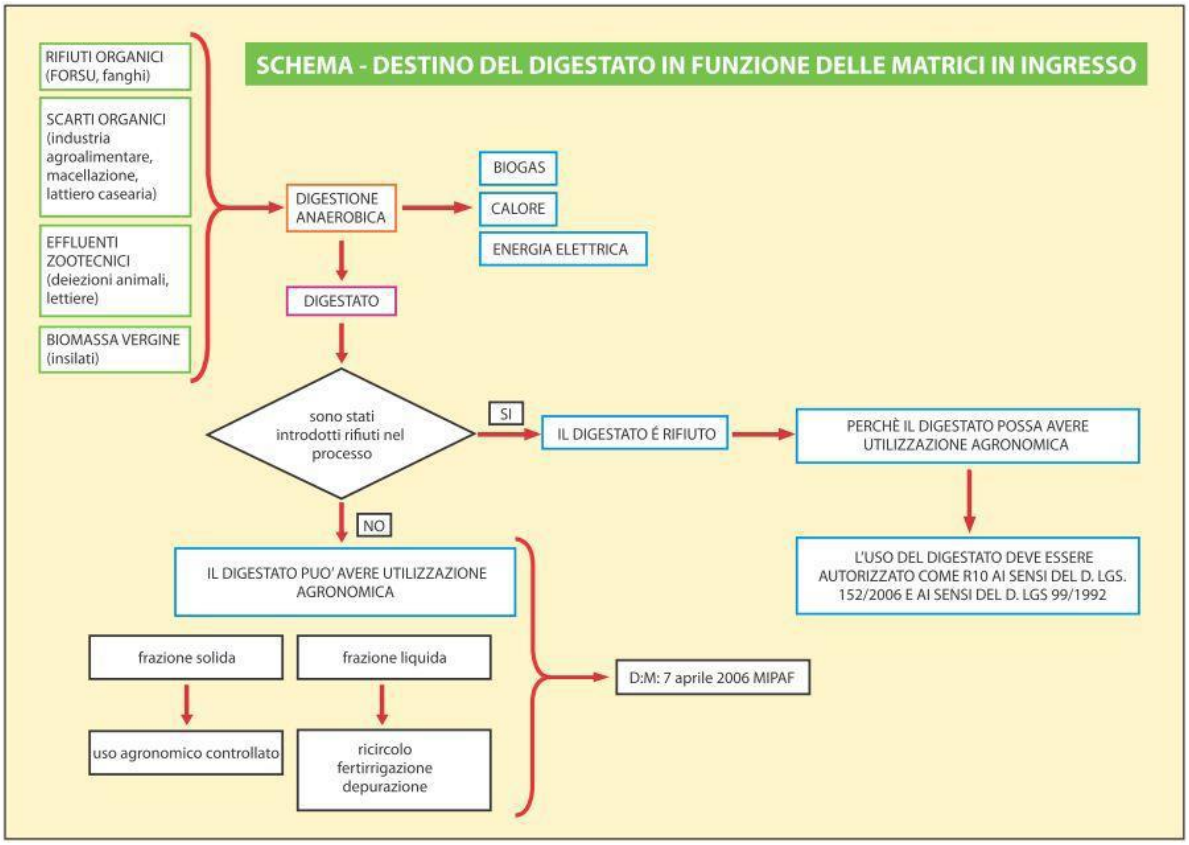
Digestato in uscita dall'impianto in relazione al materiale in ingresso

Al variare delle matrici in ingresso dell'impianto, varia anche la natura del digestato, e quindi la disciplina ad esso applicabile. In particolare deve evidenziarsi che, allorquando si introducano rifiuti nel processo di digestione anaerobica, anche il digestato finisce per essere un rifiuto e come tale dovrà essere gestito. La sua utilizzazione presuppone pertanto l'acquisizione delle idonee autorizzazioni al trattamento rifiuti (autorizzazione ex articolo 208 del D.Lgs. 152/2006). In mancanza di autorizzazione, l'utilizzazione del digestato da rifiuto è vietata ed il gestore dell'impianto dovrà provvedere al conferimento presso strutture in grado di effettuarne lo smaltimento. Nella Figura 2.3.1 è riportato uno schema inerente le possibili destinazioni del digestato in uscita dall'impianto, tratto dalle linee guida FER emanate nell'aprile del 2012 dalla Regione Lombardia.

Biometano

Il biometano figura per la prima volta nella normativa italiana con il D.lgs. 28/2011 che, di fatto, stabilisce le basi per dare l'avvio alla filiera della sua produzione ed utilizzo, rimandando a successivi decreti attuativi la definizione dei requisiti e delle caratteristiche minime che deve possedere, nonché le condizioni tecniche ed economiche necessarie per l'immissione nella rete del gas naturale.

Figura 2.3.1 - Destinazione del digestato in funzione delle matrici in ingresso



Fonte: Regione Lombardia, 2012

In particolare l'art. 20 del Decreto Legislativo 28/2011 prevedeva che:

"1. Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas emana specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi.

2. Le direttive di cui al comma 1, nel rispetto delle esigenze di sicurezza fisica e di funzionamento del sistema:

a) omissis

b) favoriscono un ampio utilizzo del biometano, nella misura in cui il biometano possa essere iniettato e trasportato nel sistema del gas naturale senza generare problemi tecnici o di sicurezza; a tal fine l'allacciamento non discriminatorio alla rete degli impianti di produzione di biometano dovrà risultare coerente con criteri di fattibilità tecnici ed economici ed essere compatibile con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza;

c) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per il collegamento alla rete del gas naturale degli impianti di produzione di biometano;

d) fissano le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione e la realizzazione della soluzione definitiva di allacciamento;

e) sottopongono a termini perentori le attività poste a carico dei gestori di rete, individuando sanzioni e procedure sostitutive in caso di inerzia;

f) stabiliscono i casi e le regole per consentire al soggetto che richiede l'allacciamento di realizzare in proprio gli impianti necessari per l'allacciamento, individuando altresì i provvedimenti che il gestore della rete deve adottare al fine di definire i requisiti tecnici di detti impianti;

g) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per l'allacciamento di nuovi impianti;

h) prevedono procedure di risoluzione delle controversie insorte fra produttori e gestori di rete con decisioni, adottate dalla stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas, vincolanti fra le parti;

i) stabiliscono le misure necessarie affinché l'imposizione tariffaria dei corrispettivi posti a carico del soggetto che immette in rete il biometano non penalizzi lo sviluppo degli impianti di produzione di biometano.

Nel documento "il biometano fatto bene" elaborato dal già citato gruppo di lavoro sul biogas - biometano, si suggerisce l'esperienza tedesca come valido riferimento per stabilire i requisiti tecnici per l'immissione del biometano in rete al fine di garantire lo sviluppo della filiera in Italia. Questo potrebbe valere almeno per un periodo iniziale, in cui le quantità immesse saranno necessariamente modeste, prima che tali requisiti possano essere eventualmente riconsiderati alla luce di valutazioni derivanti da esperienze pratiche e delle norme di standardizzazione in corso di redazione in sede europea.

In Germania, i requisiti da rispettare per l'immissione in rete del biometano (norma DVGW G260, che si applica in generale al gas naturale, e DVGW G262, che definisce i requisiti necessari per l'utilizzo nella fornitura pubblica di gas ottenuti da fonti rinnovabili), pur essendo impegnativi per i produttori di impianti di purificazione e upgrading possono tuttavia essere ampiamente soddisfatti dalla tecnologie disponibili in commercio. Inoltre, questi requisiti, proposti dal Legislatore tedesco, sono stati discussi fra tutte le parti interessate ed un accordo è stato raggiunto con gli operatori della rete del gas naturale sotto il profilo della sicurezza della rete del gas e allo scopo di introdurre una percentuale crescente di biometano nella rete stessa.

Il documento sul "biometano fatto bene", relativamente ai requisiti tecnici del biometano per l'immissione in rete, propone:

a) che siano conformi alle specifiche tecniche previste dal Codice di Rete[6], con l'obbligo di soddisfare i requisiti minimi, e che sia posto a carico del gestore di rete ogni altro onere aggiuntivo;

b) che il legislatore non adotti specifici requisiti difformi da quelli minimi previsti dal Codice di Rete riferiti al biometano, ed in particolare a quello di origine agricola, in relazione a componenti minori potenzialmente presenti nel gas (siloxani, batteri e funghi, ammoniaca, ecc.).

2.4 Normativa di riferimento nazionale sull'uso di biocarburanti e bioliquidi

Si riportano di seguito i principali provvedimenti legislativi che regolamentano in Italia l'uso

6 Gazzetta Ufficiale Della Repubblica Italiana del 19-3-2007 e Allegato 11/A (Specifica Tecnica sulle Caratteristiche Chimico-Fisiche e Sulla Presenza Di Altri Componenti nel Gas Naturale, Snam Rete Gas).

dei biocarburanti nel settore dei trasporti.

1. *Decreto Legislativo 3 Marzo 2011, n. 28. Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*

Il Decreto, in materia di biocarburanti:

- stabilisce che ai fini dell'obbligo di immissione in consumo della quota minima, i biocarburanti e gli altri carburanti rinnovabili (art. 2 quater, c. 4, del DL n. 2 del 2006, convertito nella legge n. 81 del 2006) sono i carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa;

- disciplina le modalità di incentivazione, prevedendo che la quota minima, calcolata sulla base del tenore energetico, da conseguire entro l'anno 2014 è fissata nella misura del 5% e che l'incremento per gli anni successivi sarà definito con decreto interministeriale;

- impone che, a decorrere dal 2012, i biocarburanti immessi in consumo siano conteggiati ai fini del rispetto dell'obbligo a condizione che rispettino i criteri di sostenibilità;

- prevede una maggiorazione del contributo energetico rispetto al contenuto energetico effettivo dei biocarburanti diversi da quelli ricavati da rifiuti e sottoprodotti, allo scopo di valorizzare il contributo alla riduzione delle emissioni climalteranti dei biocarburanti prodotti in luoghi vicini a quelli di consumo finale;

- attribuisce analoga maggiorazione ai biocarburanti immessi in consumo al di fuori della rete di distribuzione dei carburanti, purché la percentuale di biocarburante impiegato sia pari almeno al 25%;

- stabilisce che il contributo dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti, materie di origine non alimentare, ivi incluse le materie cellulosiche e lignocellulosiche, e alghe, è equivalente all'immissione in consumo di una quantità pari al doppio del valore energetico effettivo.

Ai fini della verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità dei biocarburanti, si applicano le disposizioni di cui al provvedimento attuativo della Direttiva 2009/30/CE.

2. *Decreto Legislativo 31 marzo 2011, n. 55. Attuazione della Direttiva 2009/30/CE, che modifica la Direttiva 98/70/CE, per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio, nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la Direttiva 1999/32/CE per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la Direttiva 93/12/CEE*

Il Decreto prevede:

- l'obbligo per i fornitori di ridurre le emissioni di GHG di almeno il 6%, rispetto ai valori di riferimento dei combustibili per i quali hanno assolto l'accisa nel 2020;

- la definizione di criteri di sostenibilità e l'introduzione di un sistema diretto ad

assicurare la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra prodotte nel ciclo di vita dei carburanti;

- che, nel caso in cui i combustibili contengono biocarburanti, essi possono essere contabilizzati, ai fini dell'obbligo, solo se sia stato accertato il rispetto dei criteri di sostenibilità e dei relativi obblighi di informazione;

- che gli operatori economici rilascino al fornitore, al momento della cessione di ogni partita di biocarburante, copia di un certificato di sostenibilità rilasciato nell'ambito del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti, ovvero di un accordo o di un sistema oggetto di una certificazione, nonché una dichiarazione, con valore di autocertificazione ai sensi del D.P.R. n. 445 e s.m.i., relativa all'origine, al luogo di acquisto e alle emissioni di gas ad effetto serra prodotte durante il ciclo di vita, per unità di energia, della stessa partita;

- che i criteri di sostenibilità dei biocarburanti si applicano indipendentemente dal fatto che le materie prime sino state coltivate all'interno o all'esterno della UE;

- che i biocarburanti, oltre a tutti gli altri criteri, devono assicurare un risparmio di GHG di almeno il 35% a decorrere dal 1 aprile 2013, per gli impianti in servizio al 23 gennaio 2008. Risparmi maggiori al 1 gennaio nel 2017 e 1 gennaio 2018. I biocarburanti prodotti da rifiuti, sottoprodotti e residui devono rispettare solo tali criteri;

- che, relativamente ad ogni partita di biocarburante ceduta al fornitore, tutti gli operatori economici appartenenti alla filiera di produzione della stessa devono aderire ad uno dei sistemi di certificazione prima indicati;

- che il sistema nazionale debba garantire che tutti gli operatori forniscano le predette informazioni, nonché un adeguato livello di verifica indipendente che accerti che i sistemi utilizzati dagli operatori siano precisi, affidabili ed a prova di frode;

- che, al fine di dimostrare che i criteri di sostenibilità siano mantenuti lungo tutta la catena di consegna, si utilizzi il bilancio di massa;

- che, in relazione alla materia prima ceduta o messa a disposizione per la produzione di biocarburanti, gli operatori economici debbano fornire le seguenti informazioni:
  a) misure adottate per la tutela del suolo, delle risorse idriche e dell'aria, per il ripristino dei terreni degradati e per evitare l'eccessivo consumo di acqua in zone di carenza;
  b) se il paese di origine della materia prima ha ratificato le convenzioni sociali della Organizzazione Internazionale del Lavoro.

3. Decreto Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 23 gennaio 2012. Sistema nazionale di certificazione per biocarburanti

Il decreto, ai sensi dell'art. 2, comma 6 del Decreto legislativo del 31 marzo 2011, n.55, prevede le modalità di funzionamento del sistema di certificazione nazionale, le procedure di adesione allo stesso, le procedure per la verifica del rispetto degli obblighi di fornire informazioni sociali e ambientali e le disposizioni che gli operatori ed i fornitori devono rispettare per l'utilizzo del sistema di equilibrio di massa.

Il sistema di certificazione nazionale dei biocarburanti ha lo scopo di assicurare la verifica dei criteri di sostenibilità delle partite di biocarburanti attraverso un sistema di rintracciabilità lungo tutta la catena di consegna delle stesse. Nel decreto è previsto che la certificazione della sostenibilità di biocarburanti e bioliquidi divenga necessaria a partire dal 1 gennaio 2012.

Il decreto stabilisce anche le disposizioni per gli operatori economici che decidono di avvalersi di sistemi volontari o accordi bilaterali o multilaterali con paesi terzi approvati dalla Commissione europea, che, ai sensi delle Direttive 2009/28/CE e 2009/30/CE, sono considerati validi ai fini della dimostrazione del rispetto dei criteri di sostenibilità.

Nelle more che il sistema di certificazione nazionale diventi operativo, il decreto prevedeva che le partite di biocarburanti prodotte nel 2011, ovvero prodotte nel 2012 con materie prime raccolte e materie intermedie prodotte nel 2011, che venivano cedute al fornitore entro il 31 agosto 2012, fossero ritenute sostenibili purché l'operatore dimostrasse al fornitore, entro il 31 agosto 2012, di essere in possesso del certificato di conformità dell'azienda rilasciato nell'ambito del sistema di certificazione nazionale o di analogo documento rilasciato nell'ambito di un sistema volontario o di un accordo ivi previsto.

Vengono infine previste disposizioni transitorie per le partite di biocarburante immesse in consumo nel periodo compreso tra il 29 marzo 2011 e il 31 dicembre 2011 ovvero immesse in consumo a partire dal 1 gennaio 2012 e ottenute da materia prima prodotta nel 2011, che potrebbero beneficiare delle maggiorazioni previste all'art. 33 comma 5 del Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011.

4. *Decreto Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 11 giugno 2012 che reca modifiche al DM 23 gennaio 2012*

Il Decreto, nel modificare il DM 23 gennaio 2012, sostituisce la definizione di operatore economico e rivede le disposizioni transitorie, stabilendo che le partite di biocarburanti prodotte nel 2010, 2011, ovvero prodotte nel 2012 con materie prime raccolte e materie intermedie prodotte nel 2009, 2010, 2011 e nel 2012, che venivano cedute al fornitore entro il 31 agosto 2012 fossero ritenute sostenibili purché l'operatore dimostrasse al fornitore, entro il 31 agosto 2012, di essere in possesso del certificato di conformità dell'azienda rilasciato nell'ambito del sistema di certificazione nazionale o di analogo documento rilasciato nell'ambito di un sistema volontario o di un accordo ivi previsto.

5. *Legge 7 agosto 2012, n. 134 "Misure urgenti per la crescita del paese"*

L'art. 34 della Legge "Disposizioni per la gestione e la contabilizzazione dei biocarburanti", chiarisce meglio la definizione di rifiuti e sottoprodotti ai fini del double counting, stabilendo che, a decorrere dal 1 novembre 2012:

- i rifiuti e i sottoprodotti dovranno essere entrambi prodotti e trasformati in biocarburanti nel territorio comunitario e non presentare altra utilità produttiva o commerciale al di fuori del loro impiego per la produzione di carburanti o di energia;

- il biocarburante prodotto da materie cellulosiche o lignocellulosiche, indipendentemente dalla classificazione di queste ultime come materie di origine non alimentare, rifiuti, sottoprodotti o residui, accede sempre al double counting;

- limitatamente alla categoria dei sottoprodotti, hanno accesso al double counting esclusivamente i residui elencati al comma 5-ter del Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, così come introdotto dal comma 3 della presente Legge, che possono essere qualificati come sottoprodotti qualora soddisfino i requisiti stabiliti dall'articolo 184 bis del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i. e siano di origine comunitaria. Entro il 30 gennaio di ogni anno l'elenco dei sottoprodotti potrà essere modificato con decreto interministeriale.

Il Legislatore pone un tetto alla possibilità per i fornitori di coprire l'obbligo di miscelazione dei biocarburanti attraverso l'impiego di rifiuti e sottoprodotti. Infatti, a decorrere dall'anno 2013, i soggetti obbligati possono adempiere al proprio obbligo annuale complessivo di immissione in consumo di biocarburanti nella misura massima del 20% con certificati di immissione in consumo di biocarburanti che sono stati prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti.

Viene anche stabilito che, a decorrere dal 1 gennaio 2013, le competenze operative e gestionali assegnate al Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali sono attribuite al Ministero dello Sviluppo Economico, che le esercita anche avvalendosi del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., e che gli oneri gestionali sono posti a carico dei soggetti obbligati. Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Economia e delle Finanze, ne è determinata l'entità in funzione delle Giga calorie di biocarburante da immettere in consumo e le relative modalità di versamento al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.

Viene inoltre introdotta una procedura autorizzativa per le importazioni di biocarburanti secondo il seguente schema:

- a decorrere dal 12 settembre 2012, l'importazione di biocarburanti prodotti in paesi non appartenenti all'Unione europea, è soggetta ad autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico, d'intesa con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, sentita l'Agenzia delle Dogane;

- i soggetti che intendono importare in Italia biocarburanti da immettere sul mercato interno, devono presentare istanza, corredata da apposita documentazione ed indirizzata al Ministero dello Sviluppo Economico ed al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;

- il Ministero dello Sviluppo Economico ed il Ministero dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare pubblicano nel proprio sito internet il "Registro delle autorizzazioni all'importazione di biocarburanti prodotti in paesi non appartenenti all'Unione europea".

Infine, per ciò che riguarda i certificati di immissione in consumo, la nuova norma stabilisce che:

- a decorrere dal 1 gennaio 2012 e fino al 31 dicembre 2014, per il caso degli incentivi sui biocarburanti prodotti in luoghi vicini a quelli di consumo finale ed in stabilimenti ubicati nell'Unione europea che utilizzano materia prima proveniente da coltivazioni effettuate nel territorio comunitario o immessi in consumo fuori rete e miscelati al 25% con il combustibile fossile, occorrono agli operatori 8 Giga calorie per ottenere un

certificato di immissione in consumo di biocarburanti per il rispetto dell'obbligo di miscelazione;

- con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con i Ministri dell'Economia e delle Finanze, dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, saranno disciplinate le modalità con le quali è riconosciuta la presente maggiorazione.

6. *Decreto Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 12 novembre 2012 che reca ulteriori modifiche al DM 23 gennaio 2012*

Il Decreto integra la definizione di operatore economico, stabilendo che non è altresì considerato operatore economico il produttore di sottoprodotti di origine animale, come definiti dal Regolamento (CE) n. 1069/2009 e s.m.i., che conferisce gli stessi agli impianti di trattamento di cui al medesimo Regolamento nel rispetto dei requisiti di tracciabilità ivi prescritti e utilizzando i documenti commerciali previsti dal Regolamento UE n. 142/2011 e s.m.i..

La normativa sui bioliquidi

- Per quel che riguarda la normativa tecnica sui bioliquidi, va rilevato il fatto che non esistono ad oggi norme ufficiali sugli oli vegetali non esterificati da usare come combustibili.

- Le problematiche relative alla sostenibilità di questi prodotti sono invece del tutto analoghe a quelle dei biocarburanti e vengono quindi affrontate insieme a queste ultime nel medesimo quadro legislativo di riferimento.

2.5 Aspetti della normativa nazionale relativi alla chimica verde

Ad oggi non esiste un quadro normativo specifico per la Chimica Verde. Sebbene molti prodotti chimici sul mercato sono da ritenersi già "verdi", dal momento che utilizzano materie prime rinnovabili di origine biologica, quali amidi, oli e grassi, ecc., i riferimenti normativi non risultano specifici in quanto prodotti "bio" ed è quindi avvertita la necessità di disegnare un nuovo quadro normativo per la Chimica Verde che ne permetta una rapida, incisiva e profittevole diffusione sul mercato.

3. LA SITUAZIONE ATTUALE: LE MATERIE PRIME

3.1 Biomasse legnose e biocombustibili solidi

Secondo quanto emerge dal Rapporto FAO sullo stato delle risorse forestali mondiali (2010), il patrimonio boschivo italiano si estende su una superficie complessiva di circa 11 milioni di ettari, pari al 36,2% dell'intero territorio nazionale.

Contrariamente a quanto viene percepito dall'immaginario collettivo, le aree occupate da formazioni forestali hanno visto negli ultimi 50 anni un incremento decisamente consistente, passando dai 5,5 milioni di ettari del 1959 ai 10,4 milioni di ettari del 2000, cioè sono praticamente raddoppiate nell'arco di quarant'anni. Tale sviluppo è avvenuto in termini quantitativi, ma non qualitativi visto che, come appare dal Piano Foresta - Legno 2012-2014 del MiPAAF, l'espansione delle foreste è avvenuta principalmente per un fenomeno di ricolonizzazione spontanea di terre agricole e pascolive abbandonate.

Queste aree, che interessano ormai più di un terzo della superficie nazionale, soffrono per una cronica inadeguatezza della gestione che ne limita le utilizzazioni anche in relazione agli esigui investimenti produttivi. Infatti, il prelievo legnoso nazionale nell'ultimo decennio, prossimo agli 8 milioni di m^3 annui (dati ISTAT), è equivalente a poco meno del 25% dell'incremento annuo (stimato in 36 Mm^3/anno), contro il 65% della media europea.

I prelievi annui di legno sono pari in Italia alla metà di quelli di Francia, Spagna e Portogallo (4 m^3/ettaro/anno) e notevolmente inferiori rispetto a Germania e Gran Bretagna (5,6 e 5,4 m^3/ettaro/anno).

Tale criticità è accompagnata anche da una concezione politica anacronistica secondo cui le risorse forestali costituiscono unicamente una riserva economico-ambientale da conservare più che da valorizzare correttamente, anche a fini produttivi, secondo il concetto di "gestione forestale sostenibile". Inoltre, l'attuale apparato normativo, base di riferimento per la gestione forestale, nato nel 1923 su concrete esigenze di conservazione e tutela del patrimonio forestale, che in quegli anni era fortemente utilizzato, non è stato adeguatamente aggiornato alle attuali e reali esigenze del territorio, sia in termini ambientali che economici.

Assistiamo quindi ad una situazione paradossale per cui l'Italia continua a sopportare gli ingenti costi del dissesto idrogeologico dovuti all'incuria delle foreste e, contemporaneamente, ricorre a massicce importazioni di legname dall'estero invece di utilizzare le risorse nazionali. In merito alle citate importazioni il nostro paese registra dei numeri da record essendo il:

- 6° importatore mondiale di legno;
- 2° importatore europeo di legno (dopo UK);
- 1° importatore di legno da Balcani e Sud Europa;
- 2° importatore europeo di legno tropicale;
- 1° importatore mondiale di legna da ardere
- 4° importatore mondiale di cippato
- 1° importatore mondiale di pellet ad uso residenziale

Recenti analisi riferite al mercato nazionale dei biocombustibili solidi per la produzione di energia termica ed elettrica rivelano un fabbisogno annuo complessivo che supera i 20 milioni di tonnellate, come riportato in Tabella 3.1.1, per un giro d'affari prossimo ai 2,3 miliardi di euro.

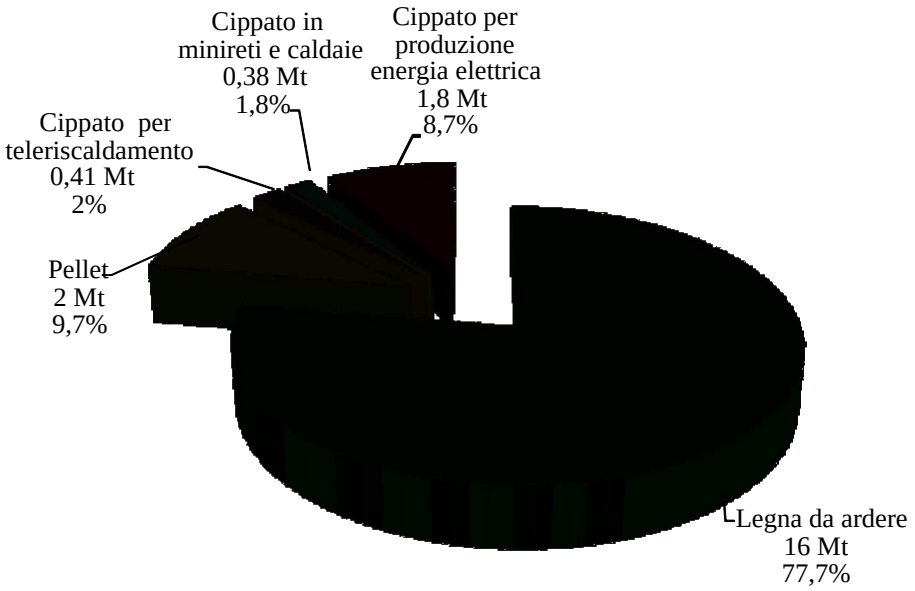
Tabella 3.1.1 - Fabbisogno annuo di legna per usi energetici in Italia

	Mt / anno	**kg / abitante / anno**	**kg / famiglia / anno**
Legna da ardere	16	263	636
Pellet	2	33	79
Cippato per teleriscaldamento	0,41	7	16
Cippato per minireti e caldaie	0,38	6	15
Cippato per produzione elettrica	1,8	30	71
TOTALE	20,6	339	817

Fonte: AIEL, 2012

Una rappresentazione grafica del peso percentuale delle diverse utilizzazioni energetiche della legna in Italia è mostrata in Figura 3.1.1

Figura 3.1.1 - Consumi di biomassa legnosa per energia in Italia



Fonte: AIEL, 2012

In considerazione di quanto detto è dunque lecito pensare che sia opportuno valorizzare la risorsa legno prelevabile dai boschi nazionali secondo criteri che rispettino gli equilibri ambientali, creando anche valide opportunità di sviluppo economico. Secondo quanto ha affermato nel marzo 2013 Franco Braga, Sottosegretario del Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, in occasione della presentazione delle "Linee guida per la valutazione del dissesto idrogeologico e la sua mitigazione attraverso misure e interventi in campo agricolo e forestale" del MiPAAF, *"Il finanziamento degli interventi e le misure proposte per la salvaguardia del territorio dal rischio idrogeologico, oltre alla manutenzione e al presidio del territorio, produrrebbe anche un consistente aumento in termini occupazionali in zone cosiddette 'marginali'. Sono state, infatti, stimate in circa 410 milioni le ore di lavoro incrementali in 10 anni, pari a circa 19.000 posti di lavoro equivalenti per anno. Contrastare il dissesto idrogeologico non è solo necessario, quindi, ma conviene"*.

Una interessante stima circa il potenziale di biomasse ad uso energetico che potrebbe derivare da un corretto sfruttamento delle foreste nostrane, è stata realizzata da Itabia nell'ambito di uno studio commissionato dal MiPAAF per la realizzazione del "Documento Propedeutico al Piano Nazionale Biocarburanti e Biomasse agroforestali per usi energetici".

In mancanza di dati puntuali, tale studio ha prodotto delle stime ricorrendo all'integrazione delle informazioni fornite dall'IFNC (Inventario Nazionale delle Foreste e dei serbatoi forestali di Carbonio) per il 2005 con quelle più recenti dell'ISTAT circa le utilizzazioni e i prelievi legnosi. La superficie totale utilizzata nel 2008, secondo l'ISTAT, non distinta per tipologia di specie e forma di governo, è di 84.013 ha, mentre la superficie totale disponibile al prelievo legnoso della sola macrocategoria "Bosco", categoria inventariale "Boschi Alti" (INFC 2005) è di 7.669.140 ha.

Il bosco ha due forme di governo: quello a *fustaia***,** dove il bosco tagliato si rigenera naturalmente per seme o artificialmente per trapianto, e quello a *ceduo*, dove i nuovi individui (polloni) provengono dalle ceppaie in cui è stato eseguito il taglio. La forma di governo a fustaia vale sia per le conifere che per le latifoglie, mentre la forma a ceduo vale solo per le latifoglie (le conifere non hanno la capacità di rigenerare polloni dopo il taglio). La tabella che segue evidenzia le superfici nazionali disponibili al prelievo legnoso distinte per specie e forma di governo.

Tabella 3.1.2 - Ripartizione percentuale delle superfici disponibili al prelievo legnoso per tipologia di bosco e forma di governo (2008)

Macrocategoria inventariale	Superfici disponibili (ha)	Ripartizione percentuale
Boschi Alti	7.669.140	
Conifere	994.970	13%
Latifoglie	5.414.170	71%
- di cui fustaie	1.926.170	25%
- di cui cedui	3.488.000	45%
Superficie indifferenziata per specie e forma di governo	1.260.000	16%

Fonte: Itabia, 2011

Metodologia seguita per la stima del potenziale di biomassa forestale

Per la stima della biomassa forestale potenzialmente disponibile attraverso una gestione migliore del bosco ci si è basati su presupposti oggettivi (superficie utilizzata, superficie disponibile, durata del turno, provvigioni, etc.) e soggettivi (destinazione energetica, ipotesi di sviluppo di breve, medio e lungo periodo, etc.).

1) Il dato ISTAT sulla superficie utilizzata non distingueva la forma di governo, per cui il primo passaggio è stato quello di suddividere la superficie utilizzata nel 2008 (ISTAT 2008) in base alla forma di governo del bosco: fustaia (che comprende sia conifere, sia latifoglie) e cedui (solo latifoglie).
   - superficie utilizzata governata a fustaia: 32.000 ha (38,1% della superficie complessiva);
   - superficie utilizzata governata a ceduo: 37.800 ha (45% della superficie complessiva);
   - superficie utilizzata di indifferenziata: 14.200 ha (16,9% della superficie complessiva).

2) Dai dati INFC 2005 è stata presa la superficie disponibile al taglio, rispettivamente per la categoria Bosco, categoria inventariale Boschi Alti, sub categoria Fustaie e Cedui. Trattandosi della superficie complessiva, questa è stata divisa per la durata del turno, per cui per le fustaie è stato considerato un turno di 70 anni, mentre per i cedui di 20 anni. Dividendo la superficie disponibile per il turno considerato è risultata la superficie disponibile annualmente:
   - superficie disponibile annualmente al prelievo per le fustaie: 45.000 ha;
   - superficie disponibile annualmente al prelievo per i cedui: 176.800 ha.

Si è proceduto quindi a valutare la differenza fra la superficie utilizzata e quella disponibile annualmente.

3) Sottraendo la superficie utilizzabile annualmente per la superficie utilizzata sono state ottenute le superficie per forma di governo che risultano disponibili ma non utilizzate annualmente:
   - differenza (Δ) fustaie = 13.000 ha/anno non utilizzati;
   - differenza (Δ) cedui = 139.000 ha/anno non utilizzati.

4) Tali superfici sono state poi ripartite, sia per fustaie sia per cedui, su scala regionale per comprendere come le singole Regioni intervengono in merito alle superficie utilizzate:

Regioni con alti indici di superficie utilizzata per le fustaie

Superficie Utilizzata (%)	Regioni
100 ≤ 80	Lombardia, Trentino, Toscana Umbria, Lazio, Molise, Campania, Basilicata, Calabria
> 80 ≤ 50	Friuli, Emilia-Romagna, Puglia, Sardegna, Veneto
> 50	Piemonte, Valle d'Aosta, Alto Adige, Liguria, Marche, Abruzzo, Sicilia

Regioni con alti indici di superficie utilizzata per i cedui

Superficie Utilizzata (%)	Regioni
100 ≤ 80	Alto Adige, Trentino e Valle d'Aosta
> 80 ≤50	Friuli, Calabria, Basilicata, Sardegna, Emilia-Romagna, Puglia, Sardegna, Veneto
> 50	Tutte le altre

5) Partendo da questi dati sono state effettuate delle ipotesi di sviluppo che si differenziano per le due forme di governo:
   - per le fustaie si è considerato di non aumentare le superfici ma il solo prelievo legnoso unitario (m^3/ha),
   - per i cedui si è considerato di aumentare le superfici sottoposte al taglio annualmente (ha/anno).

6) Questo incremento è stato considerato graduale, in quanto per essere conseguito ha bisogno di interventi di politica forestale (consorzi tra proprietari, viabilità forestale, alleggerimento della burocrazia, meccanizzazione, formazione del personale). Di conseguenza, sono state considerati tre valori di sviluppo temporale per incrementare le superficie ed il prelievo unitario:
   - sviluppo di breve periodo, che considera un +30%;
   - sviluppo di medio periodo, che considera un +50%;
   - sviluppo di lungo periodo, che considera un +100%.

7) Tali sviluppi sono stati quindi applicati alle singole forme di governo ed alle singole Regioni, trascurando quelle che già oggi hanno superfici e prelievi vicini all'optimum.

8) In ultimo, ottenendo i valori di massa legnosa, sono stati applicati valori percentuali di destinazione energetica del materiale ricavato dalle utilizzazioni:
   - 30% di materiale destinabile ad energia per le fustaie;
   - 80% di materiale destinabile ad energia per i cedui (si considera anche la legna da ardere come prodotto energetico).

Ripartizione percentuale delle tipologie di assortimento

Tipologie	Percentuale sul prelievo legnoso		
	Legname da lavoro	Legname da energia (legna da ardere e altro)	Perdite in foresta destinabili ad energia
Fustaie	69%	25%	6%
Latifoglie	20%	76%	4%

Conclusioni

Fustaie

Le superfici utilizzate dei boschi governati a fustaia risultano essere abbastanza sfruttate, tanto che il contributo in termine di superfici maggiori da utilizzare è modesto. Il contributo, in termini di sola biomassa per energia, che da questa tipologia di boschi potrebbe essere disponibile varia da 1,7 a 2,4 Mt di massa legnosa tal quale (M40).

Riepilogo superfici e biomassa legnosa disponibile per le fustaie

Fustaie	Attuale	Disponibile	Ipotesi 1	Ipotesi 2	Ipotesi 3
Superfici (ha/anno)	31.824	+ 45.200	+24.380	+27.000	+33.670
Biomassa legnosa a destinazione energetica (Mm3/anno)	0,57	+3,00	+2,19	+2,43	+3,00
Biomassa legnosa a destinazione energetica (Mt/anno, M40)	0,45	+2,4	+1,75	+1,95	+2,42

Cedui

Il discorso si inverte per quanto riguarda i cedui. In questo caso molta superficie risulta essere disponibile al taglio, ma inutilizzata, per cui, nell'ottica di una maggiore utilizzazione di questi boschi, sarebbe plausibile arrivare ad una disponibilità di biomassa legnosa con destinazione prettamente energetica variabile tra 4,4 e 13,7 Mt in un'ottica di lungo periodo.

Riepilogo superfici e biomassa legnosa disponibile per i cedui

Cedui	Attuale	Disponibile	Ipotesi 1	Ipotesi 2	Ipotesi 3
Superfici (ha)	37.806	+176.786	+46.864	+74.659	+144.148
Biomassa legnosa a destinazione energetica (Mm3/anno)	4,80	+24,50	+7,96	+12,69	+24,50
Biomassa legnosa a destinazione energetica (Mt/anno, M40)	3,36	+13,70	+4,46	+7,10	+13,72

Inoltre, del tutto assimilabili alle biomasse forestali, sia per le questioni inerenti la carenza di interventi di manutenzione, sia per il loro possibile impiego energetico, sono quelle ottenibili dalla cura degli alvei fluviali, nonché dalle potature del verde urbano. Oggi queste risorse,

ancorché qualitativamente e quantitativamente valide, non sono valorizzate nel giusto modo per carenze di tipo strategico e normativo.

3.2 Residui agricoli e delle lavorazioni agroalimentari ed agroindustriali

Il già citato studio finanziato dal MiPAAF nell'ambito del Progetto Biomasse ENAMA ha trattato in modo dettagliato il tema della valorizzazione energetica delle biomasse residuali provenienti dal settore primario, focalizzando l'attenzione sulle tipologie qualitativamente idonee e tecnicamente raccoglibili. I "punti di forza" di tale risorsa risiedono principalmente nelle caratteristiche chimico-fisiche, nella consistenza in termini quantitativi, nella distribuzione pressoché ubiquitaria e, infine, cosa importante anche se ovvia, nel fatto che la loro produzione non va ad intaccare minimamente le superfici destinate ad uso alimentare da cui deriva.

Come è ben noto, il timore di un conflitto fra scelta alimentare o energetica (food vs energy) ha creato negli ultimi anni preoccupazioni e polemiche per le ripercussioni negative sul costo degli alimenti, soprattutto in paesi deboli dal punto di vista economico. Tali problemi hanno coinvolto poco l'Europa e ancor meno l'Italia, dove resta comunque da definire la strategia da adottare per avviare una produzione nazionale compatibile con i principi di sostenibilità indicati a livello europeo e da calare nelle specificità delle realtà locali.

Esistono di contro anche alcuni punti deboli, e su questi si sta da tempo lavorando per limitarne al massimo l'impatto sul sistema. Si tratta principalmente dei costi, in taluni casi elevati, da sostenere per il recupero, il condizionamento e il trasporto dei residui di colture erbacee ed arboree (paglie e ramaglie). In questo settore, la sperimentazione svolta sulle tecniche di recupero da adottare nei differenti contesti aziendali, unita all'elevato livello di affinamento delle tecnologie raggiunte nella meccanizzazione agricola (frutto anche della ricerca industriale nazionale), sta definendo dei modelli estremamente efficienti, che si stanno affermando e diffondendo. Sono infatti sempre più numerose le aziende agricole fortemente motivate nell'intraprendere la strada della multifunzionalità, affiancando alle tradizionali attività il promettente indirizzo agroenergetico.

Dal punto di vista ambientale, è utile considerare l'attuale impiego dei residui prima di valutarne i benefici della destinazione energetica. I residui delle coltivazioni arboree attualmente vengono solo in minima parte recuperati ad uso legna da ardere, mentre per lo più sono trinciati e interrati *in loco* o, in alcuni casi, allontanati dalla coltivazione e bruciati al fine di prevenire la possibile diffusione di agenti patogeni. I residui delle colture erbacee forniscono invece in certi casi un importante apporto di sostanza organica al suolo e la loro asportazione può quindi risultare un elemento di criticità agronomica e forse anche climatica per il mancato effetto carbon sink che si ha stoccando carbonio organico nel suolo. Il loro possibile impiego a fini energetici va, quindi, valutato di volta in volta, privilegiando quelle modalità di utilizzo che riescono ad assicurare i maggiori benefici ambientali.

La disponibilità dei residui agricoli

Sulla base degli ettari di SAU destinati a colture alimentari (erbacee ed arboree), sono state stimate le produzioni annue di residui, distinguendo i quantitativi complessivi (disponibilità potenziale) da quelli realisticamente reperibili (disponibilità effettiva). Tali produzioni ammontano nel complesso a circa 12,8 milioni di tonnellate (s.s.), sommando le colture erbacee (circa 9,3 Mt/anno) ed arboree (circa 3,5 Mt/anno).

A queste stime delle disponibilità potenziali sono state in seguito apportate delle correzioni riduttive per definire i quantitativi che, in relazione ad una serie di valutazioni successive, potrebbero effettivamente essere raccolti ed utilizzati a scopi energetici. Questi valori tengono conto di elementi di tipo logistico ed economico, come il frazionamento delle aziende, la loro concentrazione in determinate aree, l'attuale impiego dei sottoprodotti, che nel loro insieme riducono sensibilmente la disponibilità potenziale di scarti convenientemente recuperabili.

Per esempio, sulla base di analisi condotte sull'intero territorio nazionale, risulta ragionevole stimare che la disponibilità effettiva di paglia di frumento, destinabile all'utilizzo energetico, sia pari al 40% del totale, mentre per le potature di fruttiferi questa è del 45-50%. In seguito a tali considerazioni sono state stimate nel complesso, tra residui di colture erbacee ed arboree, circa 5,4 Mt/anno di sostanza secca, di cui circa 3,7 Mt tra paglie, stocchi e tutoli e circa 1,7 Mt da potature.

Biomasse residuali delle colture erbacee

Come già accennato, si tratta prevalentemente delle paglie di cereali come i frumenti, l'avena, l'orzo, la segale, il riso, oltre agli stocchi e i tutoli del mais e gli stocchi del girasole. I quantitativi prodotti annualmente nelle diverse Regioni italiane sono riportati nella Tabella 3.2.1.

Tabella 3.2.1 - Produzione di residui delle colture erbacee in Italia

Regioni	Produzione totale residui (t/anno s.s.)		Regioni	Produzione totale residui (t/anno s.s.)
Piemonte	1.474.550		Lazio	249.687
Valle d'Aosta	137		Centro Italia	1.356.540
Lombardia	1.691.829		Abruzzo	115.400
Trentino A.A.	1.928		Molise	100.516
Veneto	1.496.340		Campania	161.638
Friuli V.G.	486.241		Puglia	508.453
Liguria	2.751		Basilicata	217.305
Emilia-Romagna	1.138.035		Calabria	102.191
Nord Italia	6.291.811		Sicilia	363.363
Toscana	395.079		Sardegna	139.254
Umbria	291.495		Sud Italia + Isole	1.708.120
Marche	420.279		**ITALIA**	**9.356.471**

Fonte: Progetto Biomasse ENAMA, 2012

Dall'analisi della tabella si evince che la gran parte delle produzioni di paglie ed altri residui delle colture erbacee è localizzata prevalentemente nelle Regioni del Nord, mentre per il Sud la Regione più "vocata" è la Puglia (0,5 milioni di t/anno), pur restando lontana dai livelli produttivi di Lombardia (1,7 milioni di t/anno), Veneto e Piemonte (1,5 milioni di t/anno), Emilia Romagna (1,1 milioni di t/anno), ecc.

Come si è detto in precedenza, valutazioni effettuate successivamente a partire dai dati sopra riportati hanno portato ad una stima dei quantitativi di biomassa effettivamente disponibili, corrispondenti al 40% circa del totale dei residui prodotti (Tabella 3.2.1)

Tabella 3.2.2 - Disponibilità potenziale di residui delle colture erbacee in Italia

Regioni	Produzione totale residui (t/anno s.s.)		Regioni	Produzione totale residui (t/anno s.s.)
Piemonte	589.820		Lazio	99.875
Valle d'Aosta	55		Centro Italia	542.616
Lombardia	676.732		Abruzzo	46.160
Trentino A.A.	771		Molise	40.206
Veneto	598.536		Campania	64.655
Friuli V.G.	194.496		Puglia	203.381
Liguria	1.100		Basilicata	86.922
Emilia-Romagna	455.214		Calabria	40.877
Nord Italia	2.516.724		Sicilia	145.345
Toscana	158.031		Sardegna	55.702
Umbria	116.598		Sud Italia + Isole	683.248
Marche	168.112		**ITALIA**	**3.742.588**

Fonte: Progetto Biomasse ENAMA, 2012

Biomasse residuali delle colture arboree

Le colture arboree prese in considerazione sono: ulivo, vite, melo, pero, pesco, nettarina, susino, albicocca, agrumi, nocciolo, mandorlo e actinidia. Per tutte queste il residuo è costituito dalle potature dei rami, che possono subire variazioni quantitative più o meno importanti nel tempo a seconda del tipo di intervento che si opera sulle piante di anno in anno.

Per questa tipologia di residuo, la produzione più rilevante è localizzata nel Meridione, in particolare per le potature di olivo e vite. Nel Sud per la disponibilità primeggia la Puglia (circa 776.000 t/anno), al Centro la Toscana (circa 226.000 t/anno) e al Nord l'Emilia-Romagna (circa 197.000 t/anno). Il quantitativo totale di biomassa disponibile è stimato in circa 1.650.000 t/anno (*Fonte: Progetto Biomasse ENAMA, 2012*).

Aspetti energetici ed economici

I quantitativi di biomasse residuali del settore agricolo sono tali da giustificare delle interessanti proiezioni circa i benefici che potrebbero derivare da un loro corretto impiego per la produzione di energia a livello sociale, economico ed ambientale.

Considerando solo le biomasse, che risultano essere "effettivamente disponibili", si può ragionare su un potenziale di circa 5,4 milioni di tonnellate annue di sostanza secca. Tali quantitativi potrebbero soddisfare il fabbisogno di circa 440 centrali termoelettriche della potenza di 1 MW, ponendo per ciascuna un consumo annuo di circa 12.000 tonnellate di biomassa legnosa e un funzionamento di 8.000 ore annue. Oppure, se si volesse invece privilegiare la produzione termica, si potrebbero realizzare, con lo stesso quantitativo di biomasse, circa 5.500 impianti di teleriscaldamento/teleraffrescamento della potenza termica di 1 MW, ponendo un consumo medio per ciascuna di esse di circa 1.000 t/anno per 3.000 ore di funzionamento. Questi impianti, gli uni in alternativa agli altri, potrebbero produrre circa 3,5 TWh di elettricità (senza considerare il possibile impiego del calore cogenerato) o circa 16,5 TWh termici (più un certo quantitativo di elettricità prodotta in cogenerazione).

Tutto questo solo recuperando scarti che vengono prodotti normalmente da colture alimentari

del nostro paese, senza nulla togliere alla produzione agricola tradizionale, garantendo semmai del reddito ulteriore agli agricoltori e ottimizzando la gestione del fondo.

Le filiere che si andrebbero ad attivare con la valorizzazione energetica dei suddetti quantitativi di residui agricoli, potrebbero favorire una nuova crescita economica legata principalmente ai seguenti tre segmenti di mercato:
- la vendita dell'energia,
- la vendita della biomasse,
- la vendita delle tecnologie.

Nel complesso, per il settore elettrico si potrebbe attivare un mercato prossimo ai 3 miliardi di euro, che nel tempo potrebbe (dopo l'acquisto delle tecnologie impiantistiche) attestarsi sui 2 miliardi annui per la commercializzazione della biomassa, per la vendita dell'energia e l'assistenza agli impianti. Analoghe considerazioni valgono per il settore della produzione dell'energia termica, dove si è stimato un giro di affari iniziale di circa 3,6 miliardi di euro annui, per attestarsi poi sui 2 miliardi annui.

Residui del settore agroindustriale

Per quanto riguarda l'industria agroalimentare, possiamo identificare come residui quantitativamente e qualitativamente significativi quelli che derivano dall'industria olearia, dall'industria delle bevande alcoliche, da quella della risiera e da alcune tipologie di industria conserviera, tenuto conto del fatto che alcuni di questi sono oggi (in particolare sanse e lolla di riso) già ampiamente utilizzati nell'ambito delle stesse aziende produttrici.

Partendo dal dato riguardante la produzione media di olive da olio riferibile all'intero paese, comprese le isole minori, è stata calcolata la quantità annua media di sanse vergini prodotte a livello nazionale, che è pari a circa 970 kt (30% della produzione di olive), per poi ottenere la stima relativa alle sanse esauste, pari a circa 485 kt/anno (450 kt s.s.), pressoché interamente disponibili per impieghi energetici, per una disponibilità effettiva all'incirca di 400.000 t/anno (s.s.).

Nell'industria enologica e della distillazione, la stima complessiva degli scarti prodotti a valle della distillazione delle vinacce, è di circa 380.000 t/anno (s.s.), che si ritiene possano essere effettivamente recuperati per circa 2/3.

Nel settore legato alla produzione del riso si producono complessivamente ogni anno circa 700.000 tonnellate (t.q.) di scarti tra rotture, pula e lolla. Di queste le prime due sono totalmente assorbite dal settore zootecnico per l'alimentazione animale, mentre la lolla è già oggi largamente impiegata per la produzione di energia, sia termica che elettrica, nonostante il suo alto contenuto in silicio, che può effettivamente creare problemi di incrostazioni ed impaccamenti (per i letti fluidi) in caldaia. La disponibilità di questo prodotto è comunque limitata, non superando le 280.000 t/anno, che si riducono di un 25%, pari a circa 210.000 t/anno (s.s.) per la quota realisticamente accessibile. Tali quantitativi sono inoltre concentrati in specifiche aree del Nord d'Italia, cosa che ne facilita un impiego in ambiti locali, l'unico realisticamente possibile non essendo pensabile il trasporto su lunghe distanze, e tanto meno l'importazione, in relazione al bassissimo peso specifico della lolla (100 kg/m^3).

Per quanto riguarda l'industria conserviera nel suo complesso, la quantità di scarti stimata si aggira intorno alle 310.000 t annue (s.s.), che presentano comunque il vantaggio, rispetto per esempio a sanse e lolla, di non essere oggi utilizzate in modo significativo. Queste, come

mostrato anche nella tabella che segue (Tabella 3.2.3), possono essere effettivamente disponibili in quantitativi stimati intorno all' 85 - 90% del totale, per circa 270.000 t/anno (s.s.).

Tabella 3.2.3 - Disponibilità annua di scarti e residui nel comparto agroalimentare

Industria	Disponibilità potenziale (kt/anno s.s.)	Disponibilità potenziale (kt/anno s.s.)	Usi attuali
Olearia	450	400	Energia, compost
Enologica	380	250	Energia, compost
Conserviera	310	270	Energia, compost
Risiera	280	210	Energia, zootecnia
TOTALE	1.420	1.130	

Fonte: Progetto Biomasse ENAMA, 2012

3.3 Materie prime per la produzione di biogas e biometano

Nel valutare il potenziale del biometano è indispensabile prendere in considerazione entrambe le principali filiere del biogas, cioè quella agricola e quella della FORSU.

Il valore di partenza considerato è quello proposto dall'ENEA, su elaborazioni di dati riportanti nell'Atlante delle Biomasse (2006), che prospetta un potenziale massimo di 4,55 miliardi di Nm^3 di biometano (dalle biomasse censite nel 2006). Le biomasse residuali forniscono il contributo principale (39%), ma significativa è anche la quota attribuita alle colture energetiche (23%) e ai reflui zootecnici (22%), che rivestono un ruolo importante [7].

Tabella 3.3.1 - Stima iniziale del potenziale di biometano (milioni di Nm^3)

Substrati	**Biogas**	**Biometano**
Reflui zootecnici	1.827	1.005
Scarti macellazione	43	24
FORSU	1.330	732
Biomasse residuali	3.200	1.760
Colture energetiche	1.950	1.034
Totale	8.350	4.555

Fonte: ENEA

A questi quantitativi dovrebbe essere aggiunta, inoltre, la quantità di biogas ottenibile da fanghi di depurazione di reflui urbani, stimata complessivamente in 300 milioni di Nm^3 (ENEA, 2009). Tale stima è però molto conservativa, in quanto:

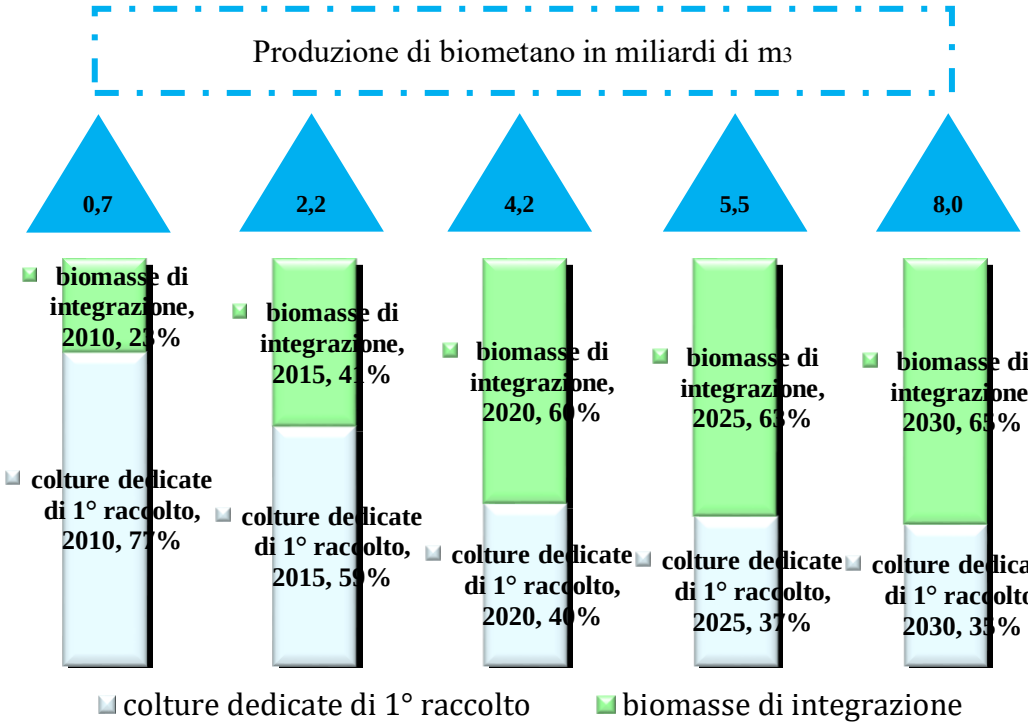
- i dati sugli impianti di depurazione sono desunti dal censimento del 2000 (che riportava un totale di 212 impianti), pertanto è probabile che il miglioramento tecnologico abbia reso possibile l'abbassamento della taglia di impianto al di sotto del limite di 50.000 Abitanti Equivalenti Serviti, considerato il minimo economicamente sostenibile, portando alla realizzazione di diversi nuovi impianti;
- per l'imprecisione dei dati del censimento, è difficile conoscere le reali condizioni dei

7 Nell'ipotesi che il contenuto medio di CH_4 presente nel biogas sia pari al 55%

fanghi trattati ed è stato pertanto utilizzato, per stimare la produzione di biogas, un valore medio calcolato..

Recenti stime sul potenziale di produzione di biometano in Italia evidenziano che per le superfici dedicabili a colture energetiche si prevede una crescita dagli attuali 85.000 ha a 400.000 ha nel 2030 (*Fonte: CIB, 2012*). Presupponendo un'inversione della percentuale di utilizzo di biomasse dedicate, rispetto alle biomasse di integrazione, dall'attuale 77% al 35% nel 2030 ed un indice di produttività per ettaro di 7.000 Nm^3 di metano, si stima un potenziale complessivo pari a 8 miliardi di Nm^3 al 2030 (Figura 3.3.1).

Figura 3.3.1 - Stima del potenziale di biometano in Italia



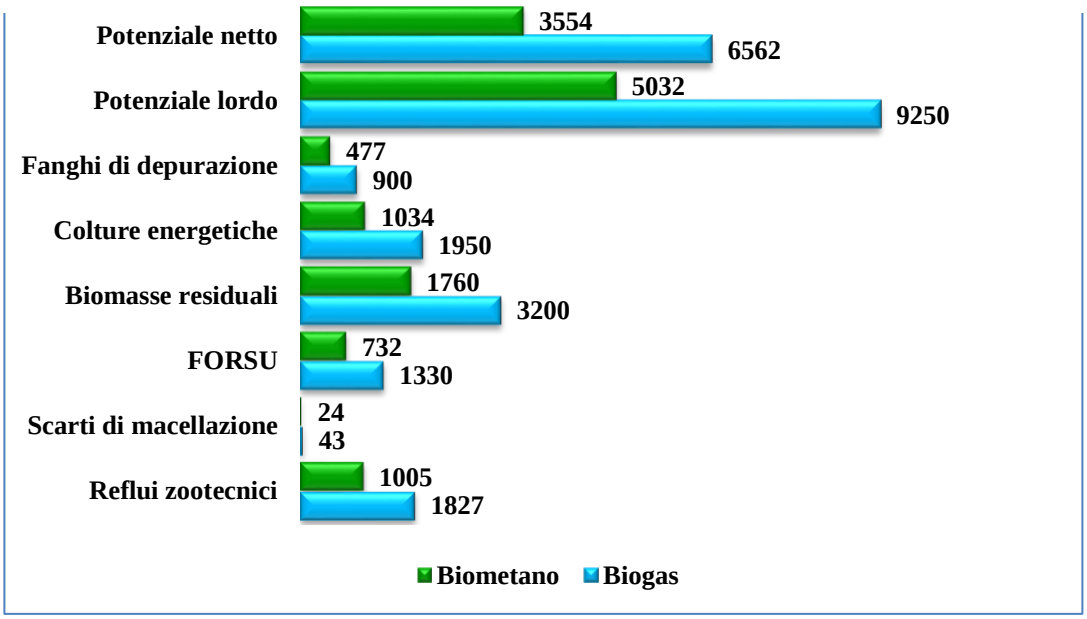
Fonte: Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione, 2012

Nel valutare il potenziale netto di produzione di biometano, occorre tuttavia tenere conto del quantitativo di biogas già impiegato ad oggi per la cogenerazione. Per stimare tale quantitativo, si è considerato che la potenza installata a fine 2012 è pari a 672 MW e che da un impianto di 1 MW sono prodotti in media circa 4 milioni di Nm^3 di biogas. Di conseguenza, i substrati attualmente impiegati corrispondono alla produzione di 2,7 miliardi di m^3 di biogas, ovvero a 1,5 miliardi di Nm^3 di biometano, per cui i relativi potenziali annui sono pari a 7,6 miliardi di Nm^3 di biogas, oppure 4,1 miliardi di Nm^3 di biometano (Figura 3.3.2).

Il biometano nel contesto energetico italiano

Il bilancio energetico nazionale evidenzia che negli ultimi dieci anni da un lato la quota di energia derivante da petrolio è notevolmente diminuita (-11%), dall'altro è aumentata la quota generata da gas naturale (+3,5%) e soprattutto quella dalle fonti rinnovabili (+6%) (*Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2012*). Il biometano può contemporaneamente incrementare la quota rinnovabile e sostituirsi al gas naturale.

Figura 3.3.2 - Il potenziale annuo del biometano (milioni di Nm3)



Fonte: Energetica, 2012

Nel periodo 2007-2011, la produzione italiana media annua di gas naturale è stata di 8.766 milioni di Nm3, rappresentando il 10% circa dei consumi lordi, mentre le importazioni sono state pari a 73.158 milioni di Nm3 [8].

Supponendo di avere un consumo lordo pari al valore medio del periodo 2007-2011, ovvero 81.764 milioni di m3, nel medio e lungo periodo si ipotizza che il biometano possa coprire il 5% (crescita moderata) o il 10% (crescita accelerata) di tale consumo. I volumi prodotti sostituiscono a tutti gli effetti volumi analoghi di gas naturale e, quindi, ne riducono l'importazione in misura rispettivamente pari a 4,1 miliardi di Nm3 e 8,2 miliardi di Nm3.

Consumi ipotizzabili di biometano per cogenerazione

Il Decreto sulla Produzione di Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili (D.M. 6 Luglio 2012) fissa per il periodo 2013 - 2015 dei contingenti annuali di potenza per ciascuna fonte rinnovabile che, nel caso delle bioenergie[9], per il 2014 e 2015 sono pari a 160 MW per i registri e 65 MW per i rifacimenti.

Considerato che allo stato attuale il biogas rappresenta il 31% della produzione elettrica da bioenergie[10] e che il settore elettrico in Italia si trova in una situazione di overcapacity, per scenari di breve e medio termine si ipotizza una quota percentuale del biogas - biometano, rispetto alle altre biomasse, pari al 50% (scenario moderato) o al 70% (scenario accelerato), come mostrato nella Tabella 3.3.2.

8 Il consumo lordo di gas è composto dalla produzione, dall'importazione, dall'esportazione e dalle scorte

9 Biomasse di cui all' *articolo 8*, comma 4, lettere a), b) e d), biogas, gas di depurazione e gas di discarica e bioliquidi sostenibili

10 Dal bilancio energetico nazionale 2011 emerge che la produzione elettrica per le bioenergie è pari a 10.832 GWh, di cui 3.404 GWh da biogas

Tabella 3.3.2 - Consumi stimati di biometano nel settore della cogenerazione

	Scenario di cresciata moderata	**Scenario di crescita accelerata**
% biometano/biomasse	20%	25%
Potenza da installare (MW)	113	158
Biogas (milioni m3)	452	632
Biometano 2014	0,27 miliardi Nm3	0,38 miliardi Nm3
Biometano 2015	0,27 miliardi Nm3	0,38 miliardi Nm3

Fonte: Althesys, 2012

Il biometano producibile è determinato dall'ipotesi che in media da 1 MW di potenza installata si producono 4 milioni di m3 di biogas e che il contenuto di metano nel biogas sia pari al 60%. Per raggiungere gli obiettivi prefissati nei vari scenari per il biennio 2014-2015 occorrono rispettivamente 0,54 e 0,76 miliardi di Nm3 di biometano.

Consumi ipotizzabili di biometano nel settore dei trasporti

Allo stato attuale i veicoli a gas (NGV) sono il 2% di quelli totali (TV) e ipotizzando che tutti gli attuali NGV usino biometano in sostituzione del gas naturale è possibile definire il fabbisogno *as is* in 0,9 miliardi di Nm3 [11] (Tabella 3.3.3). In scenari di medio e lungo termine è possibile immaginare che il grado di penetrazione presenti una crescita moderata, tale da raggiungere il 5% o una crescita accelerata, giungendo al target del 10% di sostituzione dei consumi di gas naturale. Individuati il numero dei veicoli (nuovi o da convertire), per raggiungere tali obiettivi gli scenari considerati definiscono rispettivamente un consumo di 2,3 e 4,5 miliardi di m3 di biometano.

Tabella 3.3.3 - Consumi stimati di biometano nel settore dei trasporti

	As is	**Scenario di cresciata moderata**	**Scenario di crescita accelerata**
% NGV/TV	2%	5%	10%
NGV	785.000	785.000	785.000
Δ NGV	0	1,3 milioni	3,3 milioni
Biometano	0,9 miliardi Nm3	2,3 miliardi Nm3	4,5 miliardi Nm3

Fonte: Althesys, 2012

3.4 Materie prime per la produzione di biocarburanti e bioliquidi

Materie prime per la produzione di biodiesel

Il sistema produttivo nazionale di biocarburanti di prima generazione si basa principalmente e direttamente sull'impiego di oli vegetali (olio di colza, di palma, di soia, di girasole, vari), canna da zucchero e mais.

11 Il consumo medio annuale di una singola auto è pari a 1.100 Nm3 di metano

Il mix di materie prime utilizzate per la produzione del biodiesel è variabile in funzione della qualità richiesta dai diversi operatori (le caratteristiche chimiche degli oli vegetali di partenza influenzano in modo particolare la stabilità all'ossidazione e il comportamento a freddo del biodiesel e delle miscele che lo contengono) e, a parità di caratteristiche, delle differenze di costo relative tra i vari oli o grassi.

I quantitativi dei diversi oli vegetali utilizzati in Italia per la produzione di biodiesel negli anni 2008-2009 sono riportati nella Tabella 3.4.1.

Tabella 3.4.1 - Oli vegetali utilizzati in Italia per la produzione di biodiesel (anni 2008-2009)

Materia prima di origine (olio)	**Totale 2008-2009 (t)**	**Di produzione nazionale (t)**	**Importata (t)**	**% importata sul totale**
Soia	285.574	141.688	143.886	50%
Colza	632.469	87.110	545.359	86%
Palma	97.717	9.524	88.193	90%
Girasole	83.953	8.845	75.108	89%
Vari	1.978	1.467	511	26%

Fonte: Assocostieri

Per quanto riguarda il biodiesel "double counting" (prodotto da materie prime di scarto e/o rifiuti di diversa natura), la produzione italiana, che ha raggiunto volumi significativi solo a partire dal 2012, è stata ottenuta dalle seguenti categorie di residui e sottoprodotti: oli vegetali esausti, grassi animali, e oleine da raffinazione di oli vegetali in proporzioni all'incirca paritetiche.

Nel 2012 non vi è stata alcuna limitazione alla produzione e all'utilizzo del *double counting*, e si stima che il mercato abbia utilizzato circa 250.000/300.000 tonnellate di questa tipologia di biodiesel, di cui il 50% di importazione extra UE, prodotto a partire da PFAD - Palm Fatty Acid Distillate (residuo della raffinazione dell'olio di palma) e circa 120.000/130.000 t prodotte in Italia. Dal 1° Gennaio 2013 vige, invece, una limitazione pari al massimo al 20% dell'obbligo e corrispondente, quindi, ad un potenziale di circa 140.000 tonnellate.

Una particolare tipologia di biocarburanti e bioliquidi è rappresentata da quelli ottenuti dai sottoprodotti di origine animale (SOA), disciplinati dai regolamenti europei (CE) 1069/2009 e (UE) 142/2011. Per produrre energia i SOA possono essere utilizzati tal quali o come prodotti derivati, e i campi di applicazione per l'utilizzo energetico di queste particolari materie prime comprendono il biogas, il biodiesel, la produzione termo-meccanica di biocombustibili, la combustione in caldaia e in motore endotermico. In particolare, per gli impianti di biodiesel viene utilizzato principalmente materiale di categoria 3 di origine UE (scarti di macellazione non pericolosi, come grasso e ossa, ma comunque non utilizzabili per la produzione di derrate alimentari destinate al mercato).

Materie prime per la produzione di bioetanolo

Per la produzione di bioetanolo in Italia sono state utilizzate fino ad ora solo le materie prime a doppia valorizzazione ("double counting"), ossia vinacce e fecce da vino, poiché non esistono impianti di prima generazione che lavorano direttamente la materia prima agricola (canna da zucchero, barbabietola, grano, mais) trasformandola in etanolo come avviene invece nei principali paesi produttori a livello europeo e mondiale. Anche la possibile produzione di

etanolo a partire dagli scarti degli zuccherifici in combinazione con quella dello zucchero, ipotizzata in passato, non si è mai realizzata per motivi economici e non è più proponibile perché quasi tutti gli zuccherifici che esistevano anni orsono sul territorio nazionale hanno cessato l'attività a causa della crisi strutturale del comparto.

In Italia, l'etanolo utilizzato per i trasporti viene immesso al consumo praticamente solo sotto forma del suo derivato ETBE (etere etil ter-butilico), e la produzione nazionale (48.722 t nel 2011, fonte Assocostieri) copre solo una percentuale minore dei consumi

Materie prime per la produzione di bioliquidi

Come si è detto precedentemente, i bioliquidi utilizzati in Italia sono essenzialmente oli vegetali, importati direttamente o prodotti mediante spremitura di semi o frutti oleosi in diversi impianti presenti sul territorio nazionale.

Come si evince dalla Tabella 3.4.2, la produzione nazionale di semi oleosi è costituita principalmente da soia e, con un contributo minore, da girasole.

Tabella 3.4.2 - Semi ed altre sostanze disponibili per la disoleazione nell'anno 2011

Semi e frutti oleosi di:	**Produzione nazionale (t)**	**Importazione (t)**	**Esportazione (t)**	**Disponibilità (t)**
Colza e ravizzone	33.000	16.817	9.235	40.582
Cotone	-	131.394	740	130.654
Germe di mais	39.000	88.726	73	127.653
Girasole	250.000	225.462	11.290	464.172
Sesamo	-	6.590	223	6.367
Soia	700.000	1.236.043	89.744	1.846.299
Vinacciolo	77.000	-	-	77.000
Non specificati	-	5.266	611	4.655
Canapa	-	767	49	718
Lino	-	22.096	1.545	20.551
Papavero	-	214	18	196
Senape	-	184	10	174
Copra	-	-	-17	-17
TOTALE	1.099.000	1.733.559	113.555	2.719.004

Fonte: Assitol

Per quel che riguarda più direttamente la produzione e il mercato nazionali degli oli vegetali, la Tabella 3.4.3 riporta i dati relativi, per l'anno 2011, all'estrazione di olio da materie prime nazionali, all'estrazione di olio da materie prime importate, all'olio importato e all'olio esportato, divisi per tipologia. L'ultima colonna a destra riporta il quantitativo totale dei diversi tipi di olio disponibile sul mercato italiano nell'anno di riferimento.
In fondo alla tabella ci sono i totali degli oli fluidi industriali greggi (279.389 t) e degli oli concreti industriali greggi (483.494 t). Per oli fluidi industriali altri si intende oli raffinati. L'olio utilizzato per produrre energia elettrica non viene raffinato perché si usa l'olio greggio. In particolare, la produzione italiana di energia elettrica a partire da bioliquidi deriva soprattutto dall'utilizzo degli oli concreti industriali greggi e degli oli fluidi industriali greggi.

Tabella 3.4.3 - Produzione e disponibilità di oli da semi e frutti oleosi nell'anno 2011

Oli	Materie prime importate (t)*	Materie prime di produzione nazionale (t)*	Totale materie prime (t)	Oli importati (t)**	Oli esportati (t)**	Totale olio disponibile
Arachidi	-	-	-	39.553	1.238	38.315
Colza e ravizzone	8.652	13.200	21.852	205.821	11.929	215.744
Cotone	-	-	-	4	171	-167
Germe di mais	46.124	13.820	59.944	25.316	29.161	56.099
Girasole	91.600	98.400	190.000	199.781	33.146	356.635
Sesamo	2.992	-	2.992	(1)	(1)	2.992
Soia	179.280	75.480	254.760	160.496	14.716	400.540
Vinaccioli	-	10.780	10.780	(1)	(1)	10.780
Semi non specificati	931	-	931	62.307	58.739	4.499
Lino	7.398	-	7.398	6.659	515	13.542
Legno di Cina, di tung ecc.	-	-	-	297	51	246
Ricino	-	-	-	13.542	815	12.727
Canapa	258	-	258	-	-	258
Tabacco	-	-	-	-	28	-28
Cocco	-	-	-	49.917	3.486	46.431
Palma	-	-	-	840.880	36.255	804.625
Palmisti	-	-	-	28.993	131	28.862
Frutti non specificati	-	-	-	1.768	6.896	-5.128
TOTALE	337.235	211.680	548.915	1.635.334	197.277	1.968.972
Di cui: Fluidi al. greggi	329.579	211.680	541.259	274.463	28.566	787.156
Fluidi al. altri	-	-	-	66.262	102.216	35.954
Fluidi ind. greggi	7.656	-	7.656	303.982	14.249	297.389
Fluidi ind. altri	-	-	-	69.069	5.478	63.591
Concreti al. greggi	-	-	-	266.961	703	266.258
Concreti al. altri	-	-	-	167.609	42.571	125.038
Concreti ind. greggi	-	-	-	486.988	3.494	483.494

(1) Compresi negli oli da semi non nominati
* Greggi
** Greggi e raffinati

Fonte: Assitol

Una fonte minore di materie prime utilizzate come bioliquidi è rappresentata da alcune categorie di sottoprodotti di origine animale (SOA), in particolare grassi non commestibili provenienti dalla lavorazione delle carni.

Impianti alimentati con questi bioliquidi sono presenti in diverse Regioni italiane, come si può vedere dalla Tabella 3.4.4, che riporta l'utilizzo di SOA per finalità energetiche nelle varie Regioni e Provincie Autonome nel 2012, con l'indicazione della tipologia degli impianti di conversione.

Tabella 3.4.4 - Utilizzo di SOA con finalità energetiche nelle varie Regioni e Provincie Autonome nel 2012

Regioni e PA	Biogas	Biodiesel	Motore endotermico	Altri usi
Provincia autonoma di Bolzano	X	0	0	0
Provincia autonoma di Trento	X	0	0	0
Regione Emilia Romagna	X	0	X	0
Regione Piemonte	X	0	X	X
Regione Friuli Venezia Giulia	X	0	0	0
Regione Lazio	X	X	0	0
Regione Lombardia	X	X	X	0
Regione Veneto	X	0	X	0
Regione Valle d'Aosta	0	0	0	0
Regione Liguria	0	0	0	0
Regione Umbria	0	0	0	0
Regione Molise	0	0	0	0
Regione Toscana	X	0	0	0
Regione Basilicata	0	X	0	0
Regione Campania	0	0	X	X
Regione Calabria	0	X	0	0
Regione Puglia	NP	NP	NP	NP
Regione Marche	NP	NP	NP	NP
Regione Abruzzo	NP	NP	NP	NP
Regione Sicilia	NP	NP	NP	NP
Regione Sardegna	NP	NP	NP	NP
Legenda: X = presenza di impianti 0 = assenza di impianti o impianti non funzionanti al 2012 NP = dato non pervenuto				

Fonte: Ministero della Salute

3.5 Materie prime per la chimica verde

Le materie prime da biomasse utilizzate nell'ambito della Chimica Verde possono avere provenienze diverse:

- colture agricole e residui di colture normalmente destinate a produrre cibo o fibre
- colture dedicate, specialmente se finalizzate a sfruttare aree marginali
- prodotti secondari o residui dell'industria alimentare e dell'allevamento
- biomasse di origine forestale o assimilabili (potature, manutenzione aree verdi)
- materiali raccolti in ambienti naturali o più o meno antropizzati (alghe)
- microorganismi o altri organismi coltivati in condizioni artificiali.

Considerata la scarsa disponibilità di biomasse coltivate sul territorio nazionale, buona parte delle quali viene assorbita dalla filiera alimentare, è auspicabile individuare biomasse alternative non alimentari, coltivabili in avvicendamento (ma non in sostituzione) con produzioni alimentari, oppure coltivabili su terreni agricoli attualmente non idonei o non redditizi per le classiche produzioni alimentari (pendii, terreni marginali, terreni contaminati ecc.) , oltre a prevedere un sempre maggiore ricorso ai sottoprodotti e ai residui organici.

La valorizzazione dei residui delle produzioni agroalimentari sfrutterebbe una specificità del nostro paese, carente di grandi estensioni di territorio che consentono di accedere a produzioni massive di biomasse per il settore industriale non alimentare, e consentirebbe alle aziende italiane che fanno uso di fonti rinnovabili per la produzione di chemicals e biofuels di accedere a materie prime a prezzi ridotti ed essere quindi competitive sul mercato europeo.

Secondo quanto emerge dallo studio "Progetto biomasse ENAMA" più volte citato nelle pagine precedenti, la disponibilità di biomasse residuali in Italia, ovvero gli scarti e i sottoprodotti del settore agricolo, forestale e agroindustriale, ammonta annualmente a circa 30 milioni di tonnellate in sostanza secca (si veda in proposito quanto riportato nel Capitolo 3 del presente rapporto). Questi dati sono ampiamente illustrati nello studio in questione, sia per la metodologia di stima adottata, sia per le diverse interpretazioni ed estrapolazioni possibili.

4. LA SITUAZIONE ATTUALE: PRODOTTI E TECNOLOGIE

4.1 Produzione di elettricità da biomasse legnose e biocombustibili solidi

Secondo quanto emerge dal 12° rapporto EurObserev'ER "Lo stato delle energie rinnovabili in Europa" al 2012, l'Italia si colloca per gli impianti a biomasse all'ottavo posto in ambito europeo con una produzione di energia primaria pari a 3.346 Mtep nel 2010 e al 9° posto con 3.914 Mtep nel 2011. A questo settore sono stati attribuiti, per il 2011, circa 10.600 posti di lavoro (diretti e indiretti) a cui corrisponderebbe un giro d'affari che supera di poco il miliardo di euro/anno.

In ambito nazionale, un valido strumento a cui ricorrere per avere un'idea dello stato dell'arte delle realizzazioni impiantistiche nel settore delle rinnovabili elettriche, e quindi anche della bioenergia, è quello fornito dal GSE attraverso i bollettini elaborati con cadenza semestrale. Oggi tali rapporti consentono di accedere a numerose informazioni interessanti, che fino a qualche tempo fa non venivano pubblicate se non in forma aggregata e di difficile interpretazione. I bollettini riportano infatti i dati riguardanti gli impianti fornendo elementi utili per la loro localizzazione, la potenza, l'energia prodotta, gli incentivi ottenuti, ecc.

Per quanto riguarda il settore della bioenergia vengono distinte, sulla base delle biomasse impiegate e dunque delle specifiche tecnologie per la loro conversione energetica, diverse categorie di impianti: biomasse solide, bioliquidi, biogas, oltre a gas di discarica e rifiuti. Una distinzione netta tra biomasse e rifiuti è un ulteriore elemento migliorativo delle ultime edizioni del bollettino rispetto a quelle precedenti. La più recente pubblicazione "Incentivazione delle fonti rinnovabili - Certificati Verdi e Tariffe Onnicomprensive" riporta dati aggiornati al 31 dicembre del 2012.

Dall'esame della pubblicazione emerge che a livello nazionale gli impianti alimentati a biomasse solide qualificati e in esercizio sono 192 (inclusi 4 grandi impianti di co-combustione con carbone in Sardegna, che non sono stati presi in considerazione nelle stime successive per permettere un confronto fra le diverse aree geografiche basato su dati omogenei) per una potenza complessiva di 2.476 MWe ed una produzione annua di elettricità pari 2.463 GWh.

La loro distribuzione sul territorio presenta una netta prevalenza di impianti nel Nord con 139 realizzazioni (74%), a cui corrisponde una potenza installata di 934 MWe (75%). Segue il Sud con 27 impianti (14%), per una potenza complessiva di 273 MWe (22%), e infine il Centro con 22 realizzazioni (12%) a cui corrisponde una potenza pari a 43 MWe (3%).

Questo significa che nel meridione prevalgono impianti con taglie più elevate, con una potenza installata media di 10 MWe, mentre nel Nord e nel Centro le potenze medie sono rispettivamente di circa 7 e 2 MWe.

Lo stesso bollettino riporta inoltre gli impianti qualificati IAFR, presumibilmente in via di realizzazione, che comporterebbero un incremento di 98 unità, quasi tutte di nuova costruzione con l'aggiunta di qualche rifacimento.

Inoltre, Itabia ha recentemente (2011) svolto un censimento sulle centrali termoelettriche a biomasse, frutto di verifiche puntuali, che è servito per il già citato studio del Progetto Biomasse ENAMA, commissionato dal MiPAAF. In tale lavoro, consultabile sul sito del Progetto, è riportata solo una parte degli impianti esistenti, ma con un maggior dettaglio sulle

informazioni riguardanti le società che li gestiscono, i quantitativi di biomasse utilizzate, le tecnologie, ecc., come si può vedere dalla Tabella 4.1.1

Tabella 4.1.1 - Impianti a biomasse in esercizio in Italia nel 2011

Aree geografiche	n. di impianti	Potenza installata (MWe)	Fabbisogno biomassa (t/anno)	Tecnologia adottata	Tipologia di produzione elettrica
Nord	42	233	2.509.000		
Centro	4	46	393.000		
Sud	15	157	1.616.000		
TOTALE ITALIA	61 in esercizio	436	4.518.000	37 griglia mobile 4 griglia vibrante 6 letto fluido 13 n.d.	29 produzione e.e. 32 cogenerazione

Fonte: Progetto Biomasse ENAMA, 2012

4.2 Produzione di calore da biomasse solide

La produzione di energia termica da fonti rinnovabili è un obiettivo importante da raggiungere per rispettare i traguardi stabiliti in ambito europeo e recepiti dal nostro Paese con il Piano d'Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili. Tra tutte le fonti rinnovabili, alle biomasse è stato riconosciuto il ruolo di maggior rilievo, dovendo arrivare a soddisfare oltre il 50% del target complessivo, pari a 10,5 Mtep.

In tale ottica, per avviare una corretta strategia di sviluppo del settore, oltre a definire dei meccanismi incentivati adeguati, occorre assolutamente avere chiaro l'effettivo stato dell'arte delle attuali realizzazioni, che vanno dalle piccole caldaie ad uso domestico fino alle grandi centrali di teleriscaldamento.

A differenza delle tecnologie legate alla produzione di elettricità o di biocarburanti, per gli impianti termici a biomasse non è facile reperire informazioni puntuali mancando ad oggi fonti attendibili a cui far riferimento. Pertanto i dati raccolti sono il frutto di analisi ed estrapolazioni operate nell'ambito del Progetto Biomasse ENAMA, ricorrendo alla rete di contatti degli estensori dello studio.

Per quanto riguarda gli impianti di produzione termica, e in particolare le reti di teleriscaldamento, le informazioni sono state reperite dalle banche dati di FIPER, AIEL e ITABIA, oltre a quelle ottenute da alcune Regioni o dalla stampa specializzata. L'indagine svolta presenta al 2011 un numero complessivo di impianti di teleriscaldamento (piccoli, medi e grandi) stimato in 190 unità, come riportato nella Tabella 4.2.1.

Le grandi reti di teleriscaldamento

Gli impianti di teleriscaldamento della potenza termica superiore ad 1 MW, sono presenti nelle macroaree del Nord e del Centro Italia, mentre mancano nel Sud per motivi climatici.

Tabella 4.2.1 - Impianti di teleriscaldamento a biomasse in esercizio in Italia nel 2011

Regione / Provincia autonoma	**Impianti con potenza installata > 1 MWt (centri abitati, tipicamente località montane)**	**Impianti con potenza installata < 1 MWt (agriturismi, aziende agricole, piccoli centri)**
Alto Adige	42	4
Emilia Romagna	1	3
Friuli Venezia Giulia	4	12
Liguria	2	2
Lombardia	15	4
Piemonte	11	9
Trentino	5	1
Valle D'Aosta	5	-
Veneto	6	16
Marche	1	1
Toscana	3	32
Molise	-	5
Umbria	-	2
Basilicata	-	1
Campania	-	1
Calabria	-	1
Sicilia	-	1
TOTALE ITALIA	95	98

Fonte: Progetto Biomasse ENAMA, 2012

Gli impianti afferenti alle citate reti citate sono tutti alimentati con cippato di legno delle più diverse pezzature. Nel Nord Italia prevale il cippato di conifere, anche se viene largamente utilizzato il cippato di latifoglie. I sistemi di alimentazione automatica, date le dimensioni degli impianti, sono generalmente a rastrelli e a spintore.

Le reti di teleriscaldamento a biomasse sono concentrate in modo particolare nelle Regioni dell'arco alpino, dove spicca per diffusione delle realizzazioni la Provincia Autonoma di Bolzano. Qui il teleriscaldamento si è diffuso con successo soprattutto nel corso degli ultimi dieci anni, e sono anche presenti le reti più estese, come il caso di Brunico, con il primato di una rete estesa per 120 chilometri con una caldaia della potenza di 28 MW di picco, al servizio di 1.700 utenti. Anche Lombardia e Piemonte presentano una buona diffusione di questi impianti, seguite dalla Valle d'Aosta. Non per tutti gli impianti registrati nel corso del censimento è stato possibile reperire informazioni complete, perché le fonti disponibili non sempre hanno rilevato le informazioni in modo omogeneo.

La ricerca di informazioni non solo sugli impianti di teleriscaldamento al servizio di un centro abitato, ma anche su quelli collegati a pochi o anche singoli edifici presenta maggiori difficoltà, perché non esiste un monitoraggio sistematico aggiornato nel tempo su scala nazionale. Ciò malgrado, il quadro italiano presenta alcuni dati di un certo rilievo: la lunghezza complessiva delle reti di teleriscaldamento, considerando sia gli impianti più

grandi che le reti medio-piccole, supera i 1.000 chilometri di estensione. La potenza complessivamente installata nella categoria maggiore di 1 MWt è di oltre 430 MWt.

Il teleriscaldamento di media e piccola scala (< 1 MW)

L'analisi svolta ha focalizzato l'interesse sugli impianti di potenza non superiore al MW termico, rilevando installazioni con taglie variabili da un minimo di 100 kWt ad un massimo di 980 kWt. Anche in questo caso le fonti sono state le più diverse e si sconta quindi una scarsa omogeneità delle informazioni. Oltre alla collocazione del Comune, Il dato che in larga parte è stato possibile reperire riguarda l'anno di realizzazione e la potenza dell'impianto.

Meno agevole è stato raccogliere notizie che riguardano l'effettiva potenza allacciata alla rete, il numero di utenze e l'energia prodotta. Con maggiore frequenza è stato possibile reperire il dato relativo alla lunghezza della rete. Complessivamente, sommando tutte le informazioni si raggiungono i 12,77 chilometri, ma stimando anche gli impianti per i quali non è stato riportato il dato della lunghezza della rete, si può realisticamente pensare ad un totale di oltre venti chilometri.

In genere questi impianti sono destinati a teleriscaldare gruppi di abitazioni, piccoli borghi o frazioni, oppure alcuni edifici pubblici. Sono tutti alimentati a cippato, quasi sempre attraverso un sistema a coclea. Dal punto di vista geografico è la Toscana la Regione dove si registra la maggiore diffusione (32 impianti tra realizzati e in fase di realizzazione). A questo proposito, va ricordato che questa è la Regione più forestata d'Italia. Dal 2006 la Toscana ha avviato una serie di politiche di sviluppo verso le piccole e medie reti di teleriscaldamento indirizzate soprattutto ai comuni, supportando l'investimento iniziale con un incentivo economico. Inoltre la stessa Regione ha attivato delle attività di sensibilizzazione rivolte alle imprese boschive, agli amministratori locali e ai tecnici, che hanno dato buoni risultati.

Seguono in questa graduatoria virtuosa le Regioni Veneto, Friuli Venezia Giulia e Piemonte. Anche in questa categoria, il territorio dell'Alto Adige evidenzia impianti realizzati e annovera uno dei più longevi, quello di Nova Ponente in funzione dal 1996. Nel Sud è la sola Regione Molise che presenta un risultato di un certo rilevo.

La diffusione delle "minireti" di teleriscaldamento è quasi sempre accompagnata dall'iniziativa di politiche regionali finalizzata a raggiungere tre risultati:
- aumentare la quota di energia rinnovabile, in questo caso termica;
- ridurre i costi per il riscaldamento;
- stimolare lo sviluppo delle imprese forestali e la gestione sostenibile dei boschi.

Vi sono ancora notevoli opportunità di sviluppo dei sistemi di "district heating" per diverse ragioni:
- hanno dimostrato finora degli ottimi risultati sotto il profilo economico;
- la loro dimensione si coniuga perfettamente con la valorizzazione delle risorse locali;
- possono essere strumento di crescita economica delle imprese boschive, dello sviluppo locale e della gestione sostenibile del patrimonio forestale;
- possono rappresentare un modello efficace per valorizzare energeticamente le potature delle colture arboree e la quantità di biomassa legnosa ricavabile dal così detto "fuori foresta", costituito dalla manutenzione di filari, fasce tampone, e dalla selvicoltura urbana.

Caminetti e stufe per il riscaldamento domestico

Altro settore di rilevanza notevole è quello delle piccole installazioni domestiche, che comprende sistemi più o meno moderni diffusi su tutto il territorio nazionale, e conta nel complesso un numero di apparecchi pari a circa in 5,4 milioni secondo, quanto stimato dall'Associazione Nazionale Produttori Apparecchi Domestici e Professionali (maggio 2012).

Gli apparecchi in questione sono:

- Caminetti aperti: 600.000
- Caminetti chiusi tradizionali: 960.000
- Caminetti chiusi moderni: 640.000
- Stufe a legna (vecchi modelli): 1.440.000
- Stufe a legna moderne: 960.000
- Stufe a pellet: 737.000

4.3 Produzione di elettricità da impianti a biogas

L'EurObserev'ER colloca l'Italia al terzo posto a livello europeo per produzione di energia da biogas, stimando una produzione di biogas nel nostro paese pari, nel 2011, a 1.096 ktep, di cui il 60% circa dal recupero di biogas dalle discariche e il 10% dalla depurazione delle acque reflue civili.

Negli ultimi tre anni, il numero di impianti di biogas finalizzati alla produzione di elettricità (esclusi quelli che utilizzano il biogas da discarica) è più che raddoppiato, passando dai 240 impianti in esercizio (e qualificati IAFR dal GSE) alla fine del 2009, per una potenza complessiva installata di 157 MWe, ai 989 annoverati nel bollettino degli impianti IAFR del GSE al 31 dicembre 2012, con una potenza installata totale pari a 770 MWe.

Tali impianti sono presenti per l'88,4% nelle Regioni del Nord (875, con una potenza complessiva di 689 MWe), per il 6,7% al Centro (66, con una potenza di 50 MWe) e per il 4,9% nelle Regioni del Sud (48 impianti, con una potenza complessiva di 30 MWe), come riportato nella Tabella 4.3.1.

La potenza media a livello nazionale è pari a circa 780 kWe, con taglie medie inferiori al Sud (620 kWe), e quindi al di sotto del MWe, taglia che ha costituito il limite superiore verso cui ci si è spinti negli ultimi anni, incentivati dalla tariffa omnicomprensiva (280 €/MWh) particolarmente premiante, in vigore fino alla fine del 2012.

Prendendo in considerazione anche il contributo derivante dagli gli impianti che utilizzano il biogas di captazione dalle discariche (223 impianti per 298 MWe installati,) si ottiene un dato interessante che evidenzia come già al 31 dicembre 2012 la potenza complessiva installata (1.068 MW) risulta pari all'89% dell'obiettivo fissato al 2020 nel PAN.

Lo sviluppo del settore del biogas, soprattutto in ambito agricolo, viene monitorato da diversi anni dal CRPA di Reggio Emilia, che conduce indagini specifiche sugli impianti a biogas del settore agro-zootecnico (impianti che trattano effluenti zootecnici, scarti e sottoprodotti agricoli ed agroindustriali, colture energetiche dedicate).

L'ultimo censimento reso pubblico dal CRPA ha evidenziato la presenza al 31 dicembre 2012

di 994 impianti per una potenza complessiva di 756 MWe. Dall'indagine risulta che, fra gli impianti per i quali era disponibile il dato relativo alla tipologia di alimentazione (593 su un totale di 994), il 44,7% utilizza la classica codigestione fra effluenti zootecnici e colture dedicate, il 20,1% colture energetiche e sottoprodotti agroindustriali e il 17,7% solo effluenti zootecnici.

Nell'ambito agro-zootecnico, il numero degli impianti è aumentato rispetto alla precedente indagine (maggio 2011) di 473 unità, segnando un incremento del 90,7% nell'arco di poco più di un anno e mezzo. Per quanto concerne la potenza elettrica installata, si è passati nello stesso arco di tempo da circa 350 MWe a 756 MWe.

Tabella 4.3.1 - Impianti a biogas qualificati IAFR in esercizio al 31 dicembre 2012

Regione	**n. di impianti**	**Potenza installata (MWe)**	**Produzione elettricità (GWh/anno)**
Abruzzo	7	6	30
Basilicata	7	2	16
Calabria	10	8	34
Campania	6	4	25
Molise	2	2	11
Puglia	5	3	21
Sardegna	10	5	26
Sicilia	1	< 1	2
Sud e Isole	48	30	165
Lazio	19	14	76
Marche	16	12	60
Toscana	24	18	97
Umbria	7	6	32
Centro	66	50	265
Emilia-Romagna	147	118	643
Friuli Venezia Giulia	45	35	190
Liguria	1	< 1	1
Lombardia	339	282	1.456
Piemonte	131	106	602
Trentino Alto Adige	40	11	45
Valle d'Aosta	2	< 1	< 1
Veneto	170	137	717
Nord	875	689	3.654
TOTALE ITALIA	989	770	4.084

Fonte: elaborazioni Itabia su dati GSE, Bollettino 2° Semestre 2012

Negli ultimi 10 anni il trend di crescita non è stato lineare, con una recente accelerazione dovuta principalmente all'applicazione delle ultime novità in materia di incentivazione economica. Nella Tabella 4.3.2 è possibile vedere la distribuzione degli impianti di biogas sul territorio nazionale. Risulta evidente una maggiore densità nell'area della Pianura Padana,

nella quale è, peraltro, presente anche la maggior parte delle produzioni zootecniche del nostro Paese.

La Regione leader nello sviluppo del settore è la Lombardia, con 374 impianti, come conseguenza anche di una forte politica di incentivazione economica con bandi specifici di finanziamento. Come emerso dal raffronto con precedenti indagini, gli incrementi maggiori come numero di impianti agro-zootecnici si sono registrati (dal 2007 a fine 2012) in Lombardia (326 impianti), seguita dal Veneto (134 impianti), Emilia-Romagna (113 impianti) e Piemonte (100 impianti). Il numero di impianti nelle altre Regioni del Nord e Centro-Sud dell'Italia rimane sempre più contenuto, seppur in discreto aumento rispetto al dato del 2007 (+167 impianti). Nell'ultimo anno, invece, in termini relativi, la Regione con il più elevato incremento è stata l'Emilia-Romagna (+127%), seguita dal Veneto (+93,6%) e dalla Lombardia (+78%).

Tabella 4.3.2 - Incremento del numero di impianti a biogas agro-zootecnici nelle diverse Regioni italiane fra il 2007 e il 2012

Regione	**Impianti (numero e % per Regione)**							
	Aprile 2007		**Marzo 2010**		**Maggio 2011**		**Dicembre 2012**	
Lombardia	48	31,2%	102	37,4%	210	40,3%	374	37,6%
Emilia-Romagna	30	19,5%	36	13,2%	63	12,1%	143	14,4%
Piemonte	6	3,9%	35	12,8%	72	13,8%	106	10,7%
Veneto	17	11,0%	33	12,1%	78	15,0%	151	15,2%
Altre Regioni	53	34,4%	67	24,5%	98	18,8%	220	22,1%
TOTALE ITALIA	154	100%	273	100%	521	100%	994	100%

Fonte: CRPA

Nella maggior parte degli impianti censiti la potenza elettrica installata (Tabella 4.3.3) è compresa tra 500-1.000 kWe (84,8%); seguono, a grande distanza, gli impianti nell'intervallo fra 101 e 500 kWe (8,7%), mentre quelli di taglia inferiore ai 100 kWe rappresentano ancora, in termini di potenza installata complessiva, una frazione molto piccola (0,6%) del totale.

Tabella 4.3.3 - Potenza elettrica installata totale degli impianti di biogas agrozootecnici per classe di potenza elettrica fra il 2010 e il 2012

Classe di potenza elettrica installata (kWe)	**Potenza elettrica installata (sul totale)**						**Incremento 2012/2011 (%)**
	Marzo 2010		**Maggio 2011**		**Dicembre 2012**		
	MWe	**%**	**MWe**	**%**	**MWe**	**%**	
< 100	1,4	0,9	2,8	0,8	3,9	0,6	37,4
101 - 500	20,1	13,7	31,6	9,0	60,6	8,7	91,6
501 - 1.000	92,0	62,6	272,5	77,9	588,2	84,8	115,8
> 1.000	33,4	22,7	42,7	12,2	41,3	5,9	-3,1
TOTALE	147	100	350	100	694	100	98,5

Fonte: CRPA - elaborazione effettuata sul sottoinsieme di impianti per cui era disponibile il dato della potenza installata

Nonostante l'attuale predominanza delle installazioni di maggiore potenza, il mercato si sta rapidamente orientando verso impianti di piccolissima taglia, sia per superare le difficoltà

generate dal meccanismo dei registri (al di sotto di 100 kW non è necessaria l'iscrizione a registro che limita il contingente di impianti incentivabili e passa quindi per una selezione), che per soddisfare le esigenze di tante piccole aziende zootecniche che, non avendo terreni sufficienti o la possibilità per produrre colture dedicate da insilare, possono investire nel settore solamente utilizzando i propri effluenti zootecnici.

4.4 Produzione di elettricità da bioliquidi

Tra il 2000 e il 2012, l'elettricità generata in Italia con le bioenergie è cresciuta mediamente del 19,3% l'anno, passando da 1.505 GWh a circa 12.487 GWh.

Un contributo significativo alla crescita di questa produzione è arrivato dai bioliquidi, comparto che sino al 2008 non godeva nemmeno di un monitoraggio dedicato nelle statistiche nazionali, essendo genericamente associato alla voce "biomasse", ma il cui peso è così cresciuto negli anni da arrivare a coprire nel 2010 circa un terzo della produzione totale di bioenergia, come si può vedere dai dati riportati in Tabella 4.4.1.

Come si evince dalla Tabella 4.4.2, il settore ha raggiunto circa 1.027 MWe di installazioni, costituite sia da numerosi impianti di taglia pari o inferiore a 1 MWe, che da grandi centrali di taglia superiore a 10 MWe, prevalentemente dedicate alla fornitura di energia elettrica e calore ad aziende manifatturiere, che beneficiano così di un minore costo dell'energia.

Per effetto di ciò, si è sviluppato un vasto settore dell'indotto, a valle, con l'attività di manutenzione, manifattura meccanica, componentistica meccanica ed elettrica, nonché a monte, con diversi imprenditori ed investitori italiani impegnati nella promozione di colture da olio (tradizionali o sperimentali) soprattutto in Africa e in Centro/Sud America.

Tabella 4.4.1 - Elettricità prodotta da bioenergie nel periodo compreso fra il 2010 e il 2012 (GWh)

	2010	**2011**	**2012**	**2012 / 2011 Variazione%**
Biomasse	4.307,6	4.730,2	4.745,5	0,3
- da RU biodegradabili	2.048,0	2.217,7	2.176,3	-1,9
- da altre biomasse	2.259,6	2.512,4	2.569,2	2,3
Biogas	2.054,1	3.404,7	4.619,9	35,7
- da rifiuti	1.414,8	1.528,1	1.486,9	-2,7
- da fanghi	28,2	62,5	80,6	28,9
- da deiezioni animali	221,0	361,6	518,6	43,4
- da attività agricole e forestali	390,2	1.452,5	2.533,8	74,4
Bioliquidi	**3.078,4**	**2.697,5**	**3.121,5**	**15,7**
- da oli vegetali grezzi	**2.681,6**	**2.531,2**	**2.756,0**	**8,9**
- da altri bioliquidi	**396,8**	**166,3**	**365,6**	**119,8**
Totale Bioenergie	9440,1	10.832,4	12.486,9	15,3

Fonte: GSE, 2013

Tabella 4.4.2 - Numero impianti e potenza istallata nel 2010 e nel 2011 nel settore della produzione di elettricità da bioliquidi

	2010		2011		2012		2012 / 2011 Variazione%	
	n°	MWe	n°	MWe	n°	MWe	n°	MWe
Bioliquidi	97	601,2	275	763,4	511	1.026,8	85,8	34,5
- oli vegetali grezzi	86	510,0	234	653,9	425	885,2	81,6	35,4
- altri bioliquidi	11	91,2	41	109,5	86	141,6	109,8	29,2

Fonte: GSE, 2013

La distribuzione regionale degli impianti alimentati a bioliquidi fa emergere la Puglia, che detiene il primato nazionale con una produzione di elettricità pari al 41% del totale. Nell'Italia Centrale il maggior contributo proviene dalla Toscana con il 4%, mentre tra le Regioni settentrionali primeggia l'Emilia Romagna con una quota pari al 10,5% del totale nazionale.

Tuttavia, il trend positivo registrato negli ultimi anni ha subito una battuta d'arresto nel 2011 e la quantità di elettricità generata da questi combustibili è diminuita del 12% rispetto all'anno precedente (Tabella 4.4.1). Il settore, infatti, la cui crescita in passato ha peraltro permesso di rivitalizzare contesti industriali altrimenti in sofferenza, sta affrontando dallo scorso anno una grave crisi, dovuta alla concomitanza di ragioni differenti quali:

- il notevole incremento del costo dei combustibili liquidi di origine vegetale, reperibili per lo più sul mercato internazionale;
- la riduzione del valore dell'energia elettrica prodotta e l'inaspettato crollo del valore dei Certificati Verdi;
- l'introduzione dei criteri di sostenibilità, che hanno reso più complessa ed onerosa la gestione degli impianti, oltre a creare una forte incertezza riguardo alle possibilità di reperire sul mercato un prodotto corredato di tutte le informazioni previste dal sistema nazionale di certificazione.

In un simile scenario, la decisione di produrre energia da parte dei gestori degli impianti nell'ultimo biennio è stata dettata operando scelte di breve periodo (copertura dei soli costi variabili e di minima parte dei costi fissi) a tutela della continuità dei finanziamenti in essere e del flusso circolante, e questo spiega perché il regime produttivo di questi impianti, generalmente capace di esprimere tra 7.000 e 8.000 ore di esercizio continuativo annuo, sia sceso a valori decisamente inferiori.

Diventa pertanto indispensabile prevedere misure che garantiscano la sopravvivenza delle iniziative esistenti o di cui è prevista l'entrata in esercizio nell'anno in corso. Diversamente questo settore, a dispetto di ogni obiettivo di crescita delle fonti rinnovabili nel prossimo decennio, sarà destinato ad un inesorabile declino.

4.5 Produzione e mercato dei biocarburanti

Il quadro internazionale del settore biocarburanti

Tutti i maggiori centri di ricerca a livello internazionale hanno, negli ultimi anni, prodotto modelli econometrici per analizzare l'impatto delle politiche adottate per la promozione della

produzione e del consumo di biocarburanti. Nonostante le diversità negli approcci e nelle assunzioni di base, i modelli concordano sostanzialmente sulle variabili su cui l'impatto sarà più rilevante e sulla direzione di tali effetti.

Alcuni dei modelli utilizzati appartengono sia alla classe dei modelli di equilibrio parziale (EP) mentre altri sono di equilibrio generale (CGE). I primi, che consentono una più accurata modellizzazione del settore e la stima delle funzioni a un livello maggiormente disaggregato, stimano gli effetti di breve periodo ma non prendono in considerazione quelli di aggiustamento che intervengono nell'economia, considerati invece nei modelli di equilibrio generale. Nei primi l'effetto sui prezzi, portando tutto il peso dell'aggiustamento, è in genere amplificato rispetto agli altri, in cui possono intervenire variazioni sostanziali nella produzione, nei consumi e nel commercio.

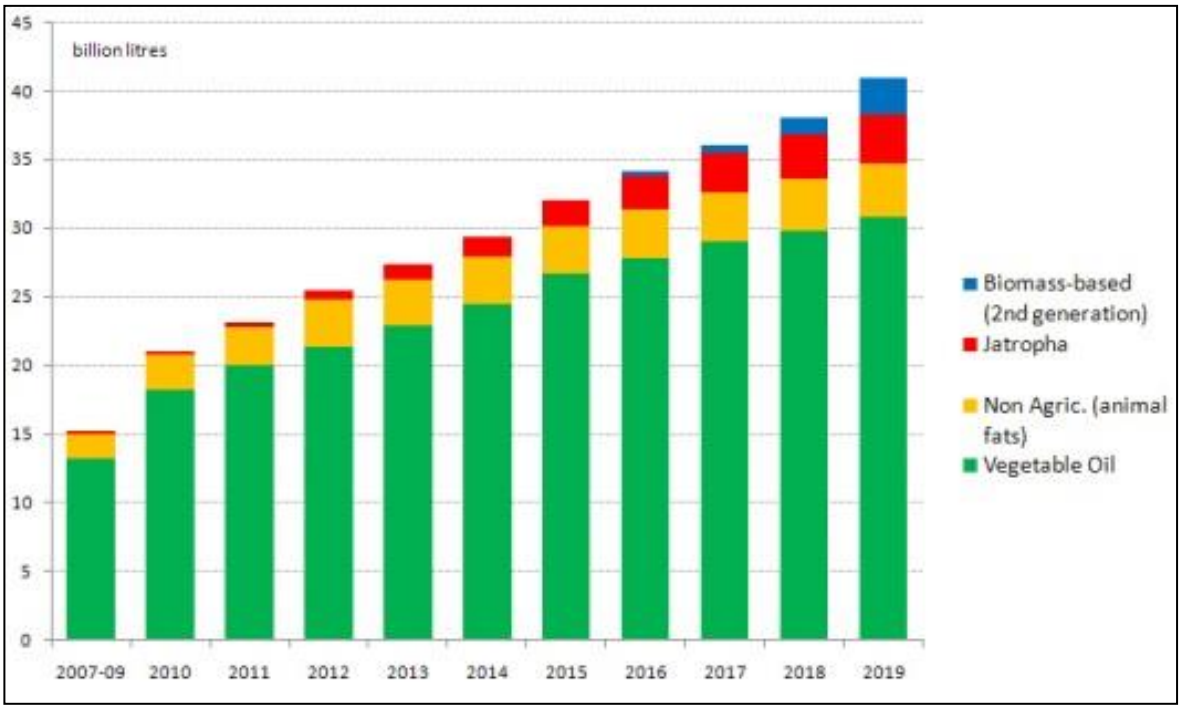
I risultati dei vari modelli non differiscono sostanzialmente e possono essere riassunti nei seguenti punti:
- forte aumento della produzione di bioetanolo e biodiesel nell'UE;
- l'UE rimane un esportatore netto di grano anche se le esportazioni diminuiscono;
- impatto limitato sulla zootecnia;
- aumento dei prezzi mondiali dei biocarburanti per effetto della maggiore domanda europea;
- aumento dei prezzi mondiali relativamente maggiore per il biodiesel rispetto all'etanolo;
- rafforzamento del ruolo del Brasile come paese esportatore di etanolo;
- rafforzamento del peso degli Stati Uniti come paese esportatore di biodiesel;
- significativi cambiamenti nella distribuzione dell'area a cereali nell'UE, che si dislocherebbe dall'Europa centrale verso le Regioni nord-orientali, nord-occidentale e verso le Regioni meridionali.

Facendo riferimento ai risultati derivanti dall'applicazione del modello IPTS/AGLINK/COSIMO (FAO-OCSE), è possibile affermare che nel prossimo futuro (2010-2019), l'etanolo sarà prodotto in misura principale dai cereali foraggeri, la cui quota comincerà a rallentare la propria crescita nel 2015, quando dovrebbe entrare a regime la politica americana sulla seconda generazione (Figura 4.5.1). Il 40% dell'etanolo, a livello mondiale, proverrà dalla canna da zucchero brasiliana mentre, alla fine del periodo, la biomassa di seconda generazione dovrebbe contare per il 7% circa. Infine tuberi, radici e molasse faranno parte dei *feedstock* utilizzati nei paesi in via di sviluppo.

Per quanto riguarda il biodiesel, la materia prima prevalente continuerà ad essere costituita dagli oli vegetali alimentari, la cui quota dovrebbe scendere però dal 90 al 75% per l'emergere dell'uso della jatropha in India e della biomassa di seconda generazione, che potrebbe raggiungere il 6,5% nel 2019 (Figura 4.5.2).

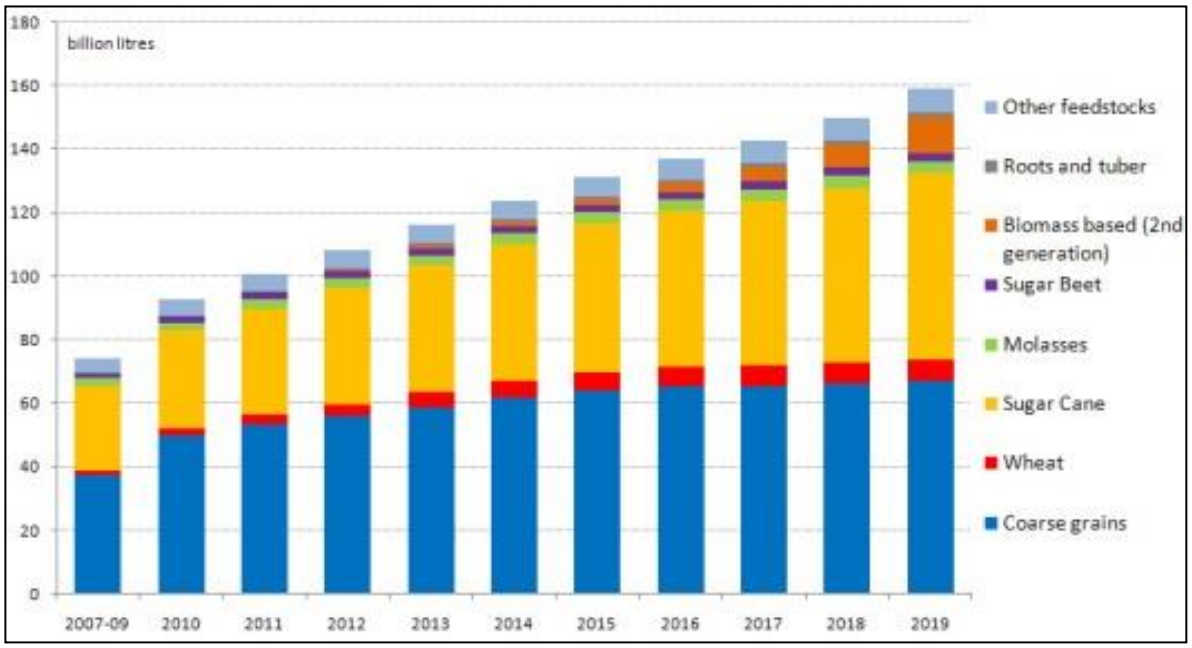
Con specifico ai Paesi dell'Unione Europea, L'IEEP (Institute for European Environmental Policy), su incarico della Commissione europea, ha stimato i cambiamenti indiretti di uso del suolo nell'UE associati con l'applicazione della RED. L'analisi si è basata sui Piani Nazionali di Azione per l'Energia Rinnovabile (PNAER) dei 27 paesi membri. L'insieme di tali piani ipotizza un'utilizzazione di biocarburanti nel 2020 di circa 30 Mtep, pari al 9,6% del consumo di energia previsto nel 2020, con un incremento considerevole rispetto ai livelli attuali (Tabella 4.5.1).

Figura 4.5.1 - Produzione mondiale di etanolo per tipo di materia prima utilizzata



Fonte: OECD-FAO Outlook 2010-2019

Figura 4.5.2 - Produzione mondiale di biodiesel per tipo di materia prima utilizzata



Fonte: OECD-FAO Outlook 2010-2011

Tabella 4.5.1 - Maggiore utilizzazione di biocarburanti nella UE in seguito all'applicazione della Direttiva RED tra il 2008 e il 2020

	Incremento dei consumi (ktep)			
	Paese	**Bioetanolo**	**Biodiesel**	**Totale Biocarburanti**
	UK	1.640	1.764	3.404
	Spagna	255	2.380	2.635
	Germania	396	1.963	2.359
	Italia	442	972	1.414
Polonia	287	895	1.182	
	Francia	160	916	1.076
	Belgio	79	484	563

			6 3
Grecia	414	136	5 5 0
R. Ceca	66	396	4 6 2
Irlanda	121	304	4 2 5
Paesi Bassi	143	252	3 9 5
Svezia	250	123	3 7 3
Romania	140	228	3 6 8
Portogallo	27	313	3 4 0
Ungheria	257	62	3 1 9
Finlandia	26	280	3 0 6
Bulgaria	42	150	1 9 2
Lussemburgo	22	150	1 7 2
Slovenia	17	154	1 7 1
Danimarca	-5	130	1 2 5
Lituania	20	85	1 0 5
Austria	25	79	1 0 4
Estonia	37	48	8 5
Slovacchia	43	22	6

			5
Lettonia	0	11	1 1
Malta	6	3	9
Cipro	0	-14	- 1 4
TOTALE	4.910	12.286	1 7 . 1 9 6

Fonte: IEEP, 2010

I piani prevedono inoltre che per il 92%, pari a 27,3 Mtep, tale energia sarà fornita da biocarburanti di prima generazione che, quindi, andranno a costituire l'8,8% dei carburanti utilizzati nel settore dei trasporti in termini energetici, che saranno costituiti per il 72%, secondo le previsioni degli Stati Membri, da biodiesel e per la parte restante da etanolo, con l'eccezione della Svezia, dove la percentuale di etanolo sale al 50% del consumo totale di biocarburanti.

L'Italia è il paese che ha previsto la maggiore utilizzazione di biocarburanti di seconda generazione (400 ktep). Nel complesso, si prevede a livello europeo l'utilizzazione di 1.239 ktep di biodiesel di nuova generazione a fronte di 583 ktep di etanolo da cellulosa.

Secondo queste analisi, gli Stati Membri prevedono di importare, mediamente, circa il 50% dell'etanolo e il 41% del biodiesel, pari rispettivamente a 3,1 e 7,7 Mtep, con ampi margini di variazione da paese a paese, anche se non è chiarito se si ipotizzi di importare la materia prima da raffinare o direttamente il biocarburante. Il Regno Unito è il Paese che prevede la maggiore incidenza delle importazioni, ipotizzate all'81% del totale.

La domanda addizionale di biocarburanti rispetto ai livelli attuali di consumo è stata poi convertita nell'impatto in termini di cambiamenti indiretti di uso del suolo, ipotizzando dei *range* di variazione in termini di fattori di conversione sulla base dei modelli esistenti presi in rassegna da uno studio europeo (JRC, 2008). Per il bioetanolo si è ipotizzato un fattore di conversione compreso tra 0,30 e 0,52 mila ettari per ktep, mentre per il biodiesel tale *range* oscilla tra 0,23 e 0,44.

Secondo lo studio, questi fattori tendono a sottovalutare l'entità dei cambiamenti indiretti in termini di emissioni perché i modelli alla base di tali stime ipotizzano livelli delle rese superiori rispetto a quelli effettivi sulle nuove terre messe a coltura. In conclusione si calcola una domanda addizionale di terra compresa tra 4,7 e 7,9 milioni di ettari cui corrisponderebbero 50 - 83 milioni di tonnellate di CO_2 equivalente di emissioni che vanno sottratte al beneficio - in termini di riduzione delle emissioni - derivante dall'utilizzazione dei biocarburanti per avere l'effetto netto che, secondo lo studio, verrebbe annullato.

Per poter fare un confronto in termini dimensionali di queste emissioni addizionali, lo studio ricorda che esse equivalgono ben al 18% delle emissioni generate dal settore agricolo nel 2007 o all'8% di quelle del settore dei trasporti nello stesso anno.

Anche se i parametri e le ipotesi utilizzate nelle stime richiedono maggiori approfondimenti, è indubbio che il tema dell'impatto degli obblighi di miscelazione dei biocarburanti sull'uso del suolo sia rilevante e fortemente condizionato dagli sviluppi tecnologici del settore e dall'utilizzazione su larga scala di tecnologie di seconda e terza generazione.

I biocarburanti in Italia: il biodiesel

A partire dal 2008, l'aumento dei consumi derivanti dagli obblighi comunitari di miscelazione ha determinato una forte crescita della produzione interna e dell'importazione del biodiesel, fino ad allora assente, come si evidenzia dalla differenza fra i quantitativi di biodiesel prodotti e quelli immessi al consumo riportati nella Tabella 4.5.2. In particolare l'Italia, con una produzione di circa 799.000 t, è stato nel 2010 il quarto produttore europeo di biodiesel dopo Germania, Francia e Spagna.

Tabella 4.5.2 - Produzione e immissione al consumo di biodiesel in Italia dal 2006 al 2010 (migliaia di t)

	2006	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
Produzione	593,8	469,7	670,4	795,1	799
Immissione al consumo	223,2	202,0	747,7	1.185,5	1.468

Fonte: elaborazione su dati Assocostieri - Unione Produttori Biocarburanti

Negli anni successivi si assiste, invece, ad una battuta di arresto, con un decremento della produzione che passa da 799.000 t nel 2010 a 620.000 t nel 2011, a fronte di una capacità produttiva degli impianti pari a 2.395.240 t/anno (Tabella 4.5.3). Attualmente sono presenti in Italia 12 impianti industriali, più uno in fase di realizzazione, con un potenziale produttivo totale di circa 2.300.000 t/anno di biodiesel. La maggiore concentrazione di impianti si ha nella Regione Lombardia, con una capacità produttiva complessiva di circa 520.000 t/anno, pari al 33% del totale, seguita dal Veneto con 505.000 t/anno.

Tabella 4.5.3 - Produzione e mercato del biodiesel in Italia nel 2011 e 2012 (t)

Anno	**Produzione nazionale**	**Importazioni**	**Esportazioni**	**Immissione al consumo**	**Capacità produttiva installata**
2011	620.000	1.019.000	158.000	1.456.000	2.395.240
2012	287.000	1.162.000	55.000	1.429.000	2.290.824

Fonte: Assocostieri - Unione Produttori Biocarburanti

Per quanto riguarda il 2012, si assiste ad un crollo della produzione a sole 287.000 t, con un decremento di quasi il 54% rispetto all'anno precedente, a fronte di un obbligo di immissione al consumo corrispondente a circa 1.400.000 t, che è stato rispettato ricorrendo a massicce importazioni da Paesi europei ed extra-europei. Le Tabelle 4.5.4 e 4.5.5 mostrano rispettivamente gli andamenti delle importazioni e esportazioni del biodiesel negli ultimi anni e la percentuale di prodotto importato sui quantitativi immessi al consumo.

La Tabella 4.5.4, in particolare, mostra che una parte della produzione di biodiesel è esportata soprattutto verso Francia, Spagna e Grecia. Le importazioni provengono sia dall'interno

dell'UE che dai Paesi terzi, prevalentemente Indonesia e Argentina, mentre quelle dagli Stati Uniti si sono azzerate dopo l'applicazione da parte dell'UE dei dazi antidumping, anche se è registrabile una certa quantità importata in elusione dei suddetti dazi attraverso il Canada e Singapore.

Tabella 4.5.4 - Importazioni ed esportazioni di biodiesel in Italia (t)

Paese	Importazione			Esportazione		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Francia	23.743	131.339	7.737	87.959	84.055	81.541
Spagna	23	92.687	202.979	14.610	44.055	41.334
Grecia	21.196	7.589	-	3.072	4.567	12.130
Slovenia	-	-	-	573	1.303	3.340
Paesi Bassi	28.186	76.186	52.218	-	1	260
Austria	2.481	1.709	27.316	8.673	132	206
Usa	45.084	5.981		17	17	129
Belgio	745	11.308	15.964	273	0	114
Germania	18.885	41.214	31.760	776	34	80
Indonesia	9.643	61.104	233.176	-	3	33
Argentina	10.972	54.012	209.183		1	6
Canada	-	3.989	5.697	4	-	4
Malesia	-	-	4.613	-	-	3
Singapore	-	4.515	10.671	-	-	-
Altri	62	54	-	361	474	1.810
TOTALE	161.020	491.687	809.780	116.318	134.642	140.990

Fonte: Eurostat

Tabella 4.5.5 - Biodiesel importato sul totale del prodotto immesso al consumo in Italia (%)

Anno	Importazioni sui quantitativi totali Immessi al consumo
2008	29%
2009	36%
2010	51%
2011	70%
2012	81%

Fonte: Assocostieri

I biocarburanti in Italia: Bioetanolo ed ETBE

Per quanto riguarda il bioetanolo, ad oggi, non esistono impianti che producono in Italia etanolo di prima generazione, ovvero partendo da colture alimentari (ad esempio cereali), ma esiste un solo un impianto che produce bioetanolo da semilavorato (alcool grezzo) di varia provenienza. Questo anche perché l'industria del bioetanolo in Italia non ha beneficiato in passato di alcun incentivo (come per esempio la defiscalizzazione, estesa su un arco temporale di diversi anni, di un "contingente" di prodotto così come è stato invece fatto per il biodiesel) e perché gli investimenti da porre in essere sono piuttosto ingenti.

Come si è detto precedentemente, in Italia il bioetanolo è immesso al consumo quasi esclusivamente sotto forma di etil ter-butil etere, o ETBE, ottenuto dalla reazione dell'etanolo, prodotto a partire dalla biomassa, con l'isobutene (prodotto di origine fossile) e considerato pertanto rinnovabile, ai fini dell'obbligo di sostituzione, nella misura del 47% in peso, corrispondente alla parte della molecola proveniente dall'alcol (EtOH). I consumi di ETBE in Italia fra il 2008 e il 2012 sono riportati nella Tabella 4.5.6, che mostra anche, per ciascun quantitativo immesso al consumo, l'equivalente in bioetanolo.

Tabella 4.5.6 - Consumi di ETBE ed equivalente in bioetanolo in Italia (kt)

Anno	ETBE	EtOH equivalente
2008	296	139
2009	389	183
2010	515	242
2011	481	226
2012	293	138

Fonte: MSE, Federchimica

La capacità produttiva di eteri e bio-eteri installata sul territorio nazionale è mostrata in Tabella 4.5.7. Gli impianti di eterificazione possono lavorare sia con metanolo (fossile o bio) che con bioetanolo. Le capacità produttive indicate nella colonna ETBE sono quindi alternative a quelle della colonna MTBE (metil ter-butil etere) e lo stesso vale per TAME (ter-amil metil etere) e TAEE (ter-amil etil etere).

Tabella 4.5.7 - Capacità produttiva installata di eteri e bio-eteri in Italia nel 2012 (kt)

Società	Sito	MTBE	ETBE	TAME	TAEE	Fossile	Bio
Ecofuel Spa	Ravenna	140	162				
Raffineria di Gela Spa	Gela	45	52				
Raffineria di Milazzo Spa	Milazzo	65	75				
ERG Raffinerie Mediterranee Spa	Priolo Gargallo	41	48				
Raffineria di Sannazzaro Spa	Sannazzaro de' Burgondi	41	48				
Raffineria di Gela Spa	Gela			65	74		
Saras Spa	Sarroch			237	270		
	TOTALE	332	385	302	344	634	728

Fonte: Federchimica

La produzione e il consumo di bio-ETBE in Italia per il 2012 sono stati stimati basandosi su dati reali dei singoli impianti, comunicati solo in forma aggregata, assumendo che l'impianto di Sarroch nel 2012 abbia prodotto solo TAME fossile ed aggiungendo le importazioni come

da dati EUROSTAT.

In particolare, per quel che riguarda la produzione nazionale di bio-ETBE, si stima per il 2012 un quantitativo di circa 180.000 t, equivalenti a circa 85.000 t di bioetanolo.

I biocarburanti in Italia: biocarburanti di seconda generazione

Allo stato attuale, i biocarburanti di seconda generazione non sono ancora prodotti commercialmente su larga scala, ma numerose attività di ricerca e progetti pilota sono in corso in Nord America, Europa, Brasile, Cina, India e Tailandia.

Secondo le stime dell'IEA (2010), quando le relative tecnologie avranno raggiunto la maturità industriale, dal 10% dei residui agricoli e forestali potrebbero essere prodotti biocarburanti di seconda generazione in quantità tali da soddisfare il 4,2 - 6% della domanda corrente di carburanti nel settore dei trasporti. Nel definire la disponibilità potenziale di biomassa per la produzione di biocarburanti di seconda generazione è necessario però tener conto di considerazioni relative alla sostenibilità economica ed ambientale di tali produzioni e quindi di fattori che includono le rese di conversione, la disponibilità locale delle materie prime, l'impatto ambientale ed economico.

Nel 2012 è stato inaugurato in Italia il primo complesso industriale costituito da un impianto di produzione di bioetanolo di seconda generazione e da una caldaia a biomasse della potenza di 15 MWe, che saranno utilizzati in massima parte nell'impianto stesso. La capacità produttiva dell'impianto è pari a 40.000 t/anno di bioetanolo, ma potrebbe arrivare fino a 60.000 t/anno. Sono state individuate, per l'alimentazione dell'impianto, una serie di materie prime compatibili con le caratteristiche della tecnologia:

- residui agricoli disponibili sul territorio: paglia di frumento, paglia di riso, stocchi e tutoli di mais;
- colture dedicate provenienti da aree marginali (canna comune, miscanto, sorgo ecc.) limitrofe all'impianto.

Attualmente, le materie prime autorizzate per alimentare l'impianto di produzione di bioetanolo sono la canna comune (Arundo donax) e la paglia di grano, mentre per la caldaia la canna e la lignina ottenuta come sottoprodotto dal processo di conversione della biomassa in etanolo.

L'impianto, una volta operante a regime, necessiterà di un quantitativo di biomassa pari a circa 200.000 t/anno (come sostanza secca), variabile in funzione della tipologia di materia prima utilizzata in alimentazione.

I biocarburanti in Italia: la qualità delle miscele con i combustibili tradizionali della rete nazionale di distribuzione dei carburanti

Il monitoraggio sulla qualità dei combustibili condotto negli ultimi anni in Italia ha evidenziato che i prodotti immessi in consumo hanno sempre rispettato le relative specifiche CEN, oltre ad essere conformi ai valori limite previsti dalle Direttive comunitarie e dai loro recepimenti nella normativa nazionale. I laboratori che hanno analizzato i campioni del monitoraggio sono accreditati secondo la norma EN ISO 17025 o certificati secondo la norma ISO 9001 e partecipano regolarmente alle prove inter laboratorio organizzate da UNICHIM, e i risultati dei controlli sono stati sempre confermati anche dagli accertamenti effettuati dai laboratori chimici dell'Agenzia delle Dogane.

Il rispetto delle specifiche CEN ha garantito su tutto il territorio nazionale il corretto impiego dei diversi prodotti nel settore dell'autotrazione, anche se non possono essere del tutto escluse problematiche di vario genere sia nella fase logistica e distributiva che nell'impiego motoristico. Ciò rappresenta una diretta conseguenza del fatto che l'utilizzo dei biocarburanti in questi settori è ancora relativamente recente e quindi non sono ancora del tutto noti i loro comportamenti in tutte le condizioni di impiego.

Considerando che a livello comunitario vengono prospettati obiettivi sempre più ambiziosi per l'impiego dei biocarburanti nel settore dei trasporti, che comportano l'uso di miscele con percentuali di incorporazione ancora più elevate e/o di nuove tipologie di prodotti, il controllo di tutti i fattori che potrebbero essere all'origine di problematiche in condizioni di impiego critiche dovrà essere sempre più accurato, imponendo un continuo aggiornamento delle specifiche per tenerne adeguatamente conto.

Previsioni sui consumi futuri di carburanti e biocarburanti

E' previsto che il PIL italiano ritorni ai livelli del 2007 solo verso il 2020, e fino al 2025 la crescita si manterrà ancora su livelli modesti. Conseguentemente, la crescita dei consumi di energia per quegli anni sarà limitata. Per quanto riguarda in particolare i carburanti, la diffusione di nuovi tipi di propulsione è stata notevolmente ridimensionata, soprattutto per motivi economici, per cui la loro presenza su larga scala è prevedibile solo dopo il 2025.

Su queste basi, nel corso del 2012 sono state elaborate le previsioni di consumi dei carburanti più diffusi per il settore trasporti nel 2020 e nel 2025 rispetto al 2010. Queste previsioni mostrano consumi significativamente più bassi per la benzina e più o meno sugli stessi livelli del 2010 per il gasolio, come mostrato nella Tabella 4.5.8.

Tabella 4.5.8 - Previsione dei consumi di benzina e di gasolio in Italia

Anno	**Milioni di tonnellate di benzina, inclusi i biocarburanti**	**Milioni di tonnellate di gasolio, inclusi i biocarburanti**
2010	10,0	25,3
2020	8,1	25,5
2025	7,9	25,1

Fonte: Assocostieri

In un simile contesto, la previsione della domanda di biocarburanti dovrebbe essere pari a 600 mila tonnellate di bioetanolo e bio-ETBE nel 2020 e leggermente più bassa nel 2025, a causa della riduzione dei consumi totali di benzina. Per il biodiesel la domanda si prevede pari a circa 2 milioni di tonnellate nel 2020 e 1,9 milioni di tonnellate nel 2025.

Tuttavia, i dati dei consumi petroliferi registrati nel corso del 2012 impongono una profonda riflessione su tali previsioni. Infatti il 2012 si chiude con una pesante flessione per i consumi petroliferi italiani, che nell'intero anno sono stati pari a circa 63,9 milioni di tonnellate, con un calo del 10,1% (-7.191.000 tonnellate) rispetto al 2011. Rispetto al 2011, la benzina ha mostrato una flessione del 10,8%, con un consumo complessivo nel 2012 di 8,4 milioni di tonnellate), mentre il gasolio ha registrato un calo del 10,4%, con un consumo di circa 23

milioni di tonnellate.

Le previsioni al 2020 e al 2025 per benzina e gasolio andrebbero quindi riviste al ribasso rispetto a quanto riportato nella Tabella 4.5.8. In tale contesto la domanda di biocarburanti dovrebbe essere nel 2020 pari a circa 500 mila tonnellate per etanolo e bio-ETBE, mentre per i biocarburanti per i veicoli diesel la domanda sarà di circa 1,8 milioni di tonnellate nel 2020 e di 1,7 milioni di tonnellate nel 2025.

Tale previsione, oltre agli effetti delle riduzioni dei consumi registrate nel 2012, tiene anche conto dell'evoluzione delle specifiche di benzina e gasolio al 2020. Infatti, come riportato nello specifico box sulla normativa tecnica, non sono al momento ipotizzabili variazioni nelle specifiche di benzina e gasolio rispetto a quelle attuali, soprattutto per la posizione dei costruttori di veicoli che non accettano, almeno fino al 2020, miscele benzina/etanolo con contenuto di etanolo superiore al 10% in volume e miscele gasolio/biodiesel con contenuto di biodiesel superiore al 7% in volume.

Di conseguenza, rispetto alla situazione attuale, mentre la domanda di bioetanolo potrà crescere fino a raggiungere i quantitativi previsti al 2020, quella di biodiesel sarà destinata a rimanere ai livelli attuali (1,2 - 1,4 milioni di tonnellate/anno) non potendo superare la concentrazione del 7% in volume. I quantitativi mancanti al raggiungimento dell'obiettivo della quota del 10% di energia rinnovabile nei trasporti al 2020 potranno quindi derivare unicamente dai biocarburanti double counting o dagli oli vegetali idrotrattati, non ponendo per questi ultimi limiti alla miscelazione nel carburante per i diesel.

4.6 L'industria della Chimica Verde

La Chimica Verde fra tradizione e innovazione

La Chimica Verde ha una lunga tradizione industriale, in particolare nella lavorazione di amidi, oli e grassi. Queste industrie sono presenti da tempo e ben radicate nel territorio, dove rappresentano un sistema di integrazione tra fornitori di biomasse, agricole e di altra provenienza, e le attività industriali vere e proprie.

I processi di integrazione nel rapporto con i fornitori di biomasse consentono di avere accesso, in un raggio di approvvigionamento contenuto, a materiali qualificati da inserire nei processi produttivi. Nel caso dell'agricoltura si tratta spesso di definire con i coltivatori procedure specifiche di coltivazione e di scelta varietale, che condizionano favorevolmente il reddito dei produttori e la loro cultura tecnica e al contempo permettono di valorizzare le risorse locali del territorio.

L'integrazione territoriale è favorita anche da dimensioni degli impianti tali da consentire un inserimento nel contesto locale in sintonia con il territorio, ben accetto dalle comunità vicine, grazie anche all'oggettivo valore economico, occupazionale e di sostenibilità ambientale, nonché di innovazione pervasiva su tutta la catena del valore a monte e a valle.

Al di là del valore importante della radicazione e dell'integrazione, le imprese di questo ambito giocano un ruolo estremamente importante nella produzione di materiali con un grado di specializzazione spesso elevato, vitali per settori industriali diversi. L'industria della carta, tessile, farmaceutica, della gomma, cosmetica, alimentare, delle materie plastiche, degli adesivi e molte altre ancora dipendono già ora da forniture derivate da biomasse, dalle quali

traggono a loro volta molteplici prodotti destinati ad usi tecnici, e spesso ad usi quotidiani.

Questo tessuto di imprese con le loro competenze e il loro radicamento costituisce la base dell'attuale sistema industriale della bioeconomia e per il suo sviluppo ulteriore in termini di innovazione e sostenibilità. Il settore conosce infatti in questo momento un profondo processo di rinnovamento che riguarda i tre livelli che lo caratterizzano: Tecnologie, Bioraffinerie, Bioprodotti.

Tecnologie

Le tecnologie chimiche convenzionali applicate alle biomasse mirano da un lato all'innovazione e dall'altro a rendere sempre più sostenibili i processi consolidati nella pratica. Le biotecnologie, nelle diverse loro accezioni, costituiscono invece l'area a più alta intensità di innovazione, a partire dalla produzione agricola.

Tra le biotecnologie industriali, quelle definite come "white biotechnology" consistono appunto nell'impiego delle moderne biotecnologie nei processi di trasformazione delle biomasse vegetali e di altre materie prime di origine biologica e nella produzione sostenibile di prodotti chimici, materiali e carburanti.

Le principali aree di ricerca, sviluppo e innovazione nel campo delle biotecnologie industriali sono state individuate in:
- Nuovi enzimi e microorganismi
- Genomica microbica e bioinformatica
- Modelli metabolici e loro ingegnerizzazione (fabbriche cellulari)
- Studio del funzionamento e ottimizzazione della biocatalisi
- Progettazione di processi di biocatalisi funzionali
- Processi di fermentazione e loro ingegnerizzazione
- Progettazione di sistemi industriali integrati, sostenibili e innovativi

Bioraffinerie

Nel contesto della Chimica Verde si è definito il concetto di bioraffinerie, in analogia al concetto di raffinazione dell'industria petrolchimica, ovvero come sistema produttivo che ottiene carburanti e altri prodotti da materie prime che, nel caso specifico, non sono di origine fossile, ma biologica.

Lo scopo delle bioraffineria è quindi quello di fornire più tipologie di prodotti, utilizzando risorse rinnovabili a base biologica come fonti di carbonio ed impiegando processi biologici e biotecnologici, in sinergia con i processi della chimica convenzionale.

Idealmente, le bioraffinerie dovrebbero adottare processi a cascata, basati su singole o molteplici biomasse come materie prime, da cui ottenere prodotti con il valore aggiunto più alto possibile, ricavando energia dai materiali a fine vita e tenendo conto delle pratiche di mitigazione ambientale, in particolare per quanto riguarda le emissioni di gas serra e il concetto di "rifiuti zero" e l'uso efficiente delle risorse.

Le bioraffinerie possono essere riunite in due categorie generali:
- bioraffinerie orientate all'energia, che comprendono gli impianti destinati alla produzione di biocarburanti;
- bioraffinerie orientate ai prodotti, che comprendono la produzione di prodotti chimici,

alimenti e mangimi, altri materiali.

Il processo di bioraffinazione non deve necessariamente essere concentrato in un unico impianto, ma può avvenire in un contesto di filiera, con delocalizzazione dei siti produttivi in funzione dell'accesso alle fonti di approvvigionamento delle materie prime e dell'impatto sul territorio. In tal modo la bioraffineria può ottenere valore aggiunto dalla trasformazione in prodotti industriali di risorse biologiche specifiche di un territorio, creando ricadute positive anche per l'ambiente e per le altre filiere produttive locali.

La delocalizzazione consente di gestire in modo ottimale la sostenibilità del sistema produttivo, specie per quanto riguarda l'accesso alle forniture di biomasse primarie, sulle quali i costi e l'impatto ambientale del trasporto hanno un peso rilevante.

Le dimensioni minori degli impianti, specie se paragonati a quelli della petrolchimica convenzionale, permettono una piena integrazione nel territorio, senza ricadute traumatiche, contribuiscono ad una maggiore flessibilità del sistema produttivo e rendono più facile l'accesso a tutti gli altri fattori di produzione, anche energetici ed idrici, necessari nel ciclo industriale. Mantenendo come obiettivo la riduzione a zero dei rifiuti, l'ipotesi che si possa trarre energia dai materiali a fine vita può a sua volta rappresentare un aspetto apprezzabile di sostenibilità e di utilizzo di fonti energetiche rinnovabili a scala locale.

Le bioraffinerie sono per altro realtà che già caratterizzano ed hanno affermato radicamento nell'industria chimica italiana. Realtà produttive industriali come le amiderie e le imprese che trasformano oli e grassi sono già ora riconducibili al concetto di bioraffineria, ed è proprio in base ai meriti e alle competenze acquisite che esse si situano nella dinamica della bioeconomia, aperte alle trasformazioni che questa esige.

Bioprodotti

La Chimica Verde offre la possibilità di creare nuove catene di valore che coinvolgano l'agricoltura, le attività forestali, la pesca e l'acquacoltura, l'industria alimentare. I prodotti che derivano dalle filiere delle biomasse sono da considerarsi comunque prodotti a base biologica, anche quando analoghi ai prodotti dell'industria chimica convenzionale, in quanto originati da materiali biologici (piante, alghe, coltivazioni, alberi, organismi marini, residui organici derivati da attività domestiche, dall'industria alimentare e dall'allevamento animale).

I biocarburanti sono tra i prodotti da biomasse quelli che hanno recentemente assunto maggiore rilievo, in funzione del raggiungimento di specifici obiettivi di sostituzione delle fonti fossili nella catena energetica. Oltre a questi, considerando i prodotti già ampiamente entrati in uso ed altri di più recente introduzione, tra i derivati chimici da biomasse possiamo annoverare:

- lubrificanti
- solventi
- polimeri
- plastiche
- filler
- prodotti chimici di base (building blocks)
- tensioattivi e detergenti
- farmaceutici, cosmetici, agrofarmaci e altri prodotti della chimica fine.

Bioprodotti ed usi energetici

La destinazione della biomasse alla produzione di prodotti chimici, in funzione delle potenzialità di valore aggiunto, può essere considerata prioritaria rispetto all'uso energetico diretto, come nel caso della combustione in centrali termiche.

Se l'utilizzo di biomasse per usi energetici può aver costituito un passaggio di rilievo nei processi di sostenibilità e di affrancamento dalle fonti non rinnovabili, il passo ulteriore deve essere quindi quello di ricavare dalle biomasse tutto il valore aggiunto, come risorse tecnologiche ed economiche, che le tecnologie attuali e i loro attesi sviluppi ci consentono.

Così come l'uso dei derivati petroliferi come combustibile non è certamente l'uso industriale migliore e meno sostituibile che se ne possa fare, dato che ne possiamo trarre materiali di ben altra importanza, altrettanto vale per le biomasse, anche se il loro uso a scopi energetici come esito finale del ciclo di estrazione di valore resta comunque apprezzabile sia in termini di sostenibilità ambientale che economica, non essendo certamente pensabile una destinazione a rifiuto.

Vi sono ulteriori aspetti dei prodotti derivati da biomasse che meritano ancora attenzione, come il fatto che alcuni di essi posseggono anche caratteristiche che ne qualificano la sostenibilità nel fine vita (compostabilità, biodegradabilità). Queste caratteristiche sono state valorizzate specialmente per i biopolimeri e ne hanno consentito l'affermazione sul mercato, sotto la spinta di considerazioni di carattere prevalentemente ambientale e sociale.

In altri casi siamo di fronte a prodotti con solo una componente originata da biomasse (ad es. compositi) che vanno ad integrarsi con prodotti di origine più convenzionale, spesso migliorandone le caratteristiche tecnologiche e non solo quelle di sostenibilità. Da una parte ciò consente di evidenziare le caratteristiche di versatilità dei prodotti bio-based, dall'altra ci ricorda che siamo di fronte a prodotti perfettamente all'altezza del ruolo tecnologico loro assegnato e capaci al contempo di avere un minore impatto ambientale.

5. PROBLEMI APERTI E POSSIBILI SOLUZIONI

5.1 Criticità e prospettive per la filiera legno-energia

Il Regolamento "Due Diligence"

Con il recepimento del regolamento (UE) n. 995/2010 del Parlamento e del Consiglio europeo (20 ottobre 2010) sono stati stabiliti gli obblighi degli operatori che commercializzano legno e prodotti da esso derivati.

L'entrata in vigore di tale regolamento (3 marzo 2012) rappresenta un'opportunità importante per mettere a punto un attento sistema volto a definire la tracciabilità della catena di approvvigionamento del legno e dei prodotti da esso derivati, inclusi quelli destinati a uso energetico (Allegato 1 del Regolamento), per un puntuale controllo della loro "provenienza legale", al fine di combattere il disboscamento illegale e il commercio legato a tale attività.

Si ritiene pertanto che questa possa essere l'occasione per strutturare l'offerta di biomassa legnosa proveniente dai boschi del nostro paese attraverso una serie di misure volte a:

- semplificare e ammodernare la legislazione vigente nell'ambito forestale, auspicando una maggiore concertazione tra i Ministeri competenti;
- favorire il recupero e la crescita professionale delle imprese boschive, dei consorzi forestali, e l'impiego di attrezzature idonee;
- promuovere le coltivazioni dedicate (Short - Medium Rotation Forestry), sia come fonte aggiuntiva di approvvigionamento di biomassa, sia come misura di mitigazione per combattere gli effetti dei cambiamenti climatici;
- ristrutturare ed estendere la viabilità forestale, agevolando l'accesso ad aree altrimenti non raggiungibili;
- consolidare il sistema della conoscenza e della ricerca;

Queste azioni possono essere supportate attraverso un nuovo sistema di incentivi, non più orientato unicamente alla produzione di energia da biomassa legnosa, quanto piuttosto all'offerta della stessa, in particolare quella derivante dalla gestione del patrimonio boschivo nazionale, che rappresenta l'anello più debole dell'intera filiera.

Diverse sono le possibili opzioni per finanziare queste attività, tra cui:

- le nuove misure destinate alla valorizzazione delle aree forestali previste dai Nuovi Piani di Sviluppo Rurale 2014 - 2020;
- le risorse risparmiate grazie alla contabilizzazione degli assorbimenti forestali per il protocollo di Kyoto, attingendo a quelle derivanti dal mercato ETS;
- fondi per le misure di mitigazione;
- grandi opere previste da Expo 2015;
- fondi per la prevenzione incendi e rischi idrogeologi e certificazione del patrimonio boschivo.

La questione dei limiti per le emissioni in atmosfera

Si propone che la premialità relativa all'impiego di tecnologie avanzate venga aumentata fino a 50 Euro/MWh, limitatamente agli impianti di nuova costruzione, per il miglioramento delle concentrazioni delle emissioni in atmosfera degli inquinanti con obbligo di monitoraggio (per impianti a biogas, biomasse e bioliquidi).

In considerazione di quanto previsto dal D.Lgs. 152/2006 si suggeriscono, in alternativa, i seguenti nuovi valori limite, espressi in mg/Nm_3, con un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso pari all'11 % (fra parentesi e in corsivo i valori corrispondenti stabiliti nel Decreto. Per gli impianti con potenza termica < 6 MW il confronto è effettuato con i valori della classe di potenza compresa fra 3 e 6 MW).

Inquinante	**Potenza termica nominale installata**			
	≤ 6 MW	**> 6 ≤ 20 MW**	**> 20 ≤ 50 MW**	**> 50 MW**
Ossidi di azoto (espressi come NO_2)	200 *(500)*	180 *(400)*	180 *(400)*	100 *(400)*
Ammoniaca (NH_3)	5	5	5	5
Monossido di carbonio (CO)	350 *(300)*	150 *(250)*	100 *(200)*	50 *(200)*
Ossidi di zolfo (espressi come SO_2)	200 *(200)*	200 *(200)*	100 *(200)*	25 *(200)*
Carbonio organico totale (COT)	- *(-)*	20 *(30)*	10 *(20)*	10 *(20)*
Polveri totali	30 *(30)*	20 *(30)*	10 *(30)*	10 *(30)*

La motivazione di questa proposta è nella possibilità di incentivare impianti a bioenergie (biogas, bioliquidi, biomasse solide) con tecnologie avanzate per la riduzione degli inquinanti convenzionali (e non solo principalmente polveri) entro limiti sempre più stringenti. E' infatti necessario un deciso miglioramento di questi impianti, in termini di impatto ambientale, che permetta una maggiore accettabilità e compatibilità sul territorio, con riduzioni importanti delle emissioni rispetto al valori limite fissati dalla normativa D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

Il maggior incentivo ha lo scopo di sostenere i maggiori costi di investimento in tecnologie di abbattimento degli inquinanti - peraltro con modalità operative ridondanti per potere garantire sempre la minimizzazione delle emissioni - ed i maggiori costi operativi per l'esercizio di tali sistemi, per i reagenti utilizzati, le maggiori spese di manutenzione e di ricambi, nonché per il controllo ed il monitoraggio ambientale e, infine, per il maggior impegno di personale necessario per una adeguata gestione degli impianti stessi.

Il valore limite molto più basso rispetto all'attuale delle emissioni di NO_2 appare conseguibile, ma a fronte di onerosi investimenti, in quanto richiede la riprogettazione dell'intero ciclo termico e di combustione. Infatti i dispositivi SCR - Selective Catalytic Reduction, necessari per conseguire tali limiti, richiedono una schema di processo che preveda determinate finestre termiche per poter operare, non sempre compatibili con le scelte progettuali fatte su impianti esistenti. Di conseguenza, si potrebbero eventualmente anche differenziare tali limiti per impianti già esistenti, o oggetto di rifacimenti, che presentano criticità per oneri maggiori, rispetto agli impianti nuovi.

Si stima che i maggiori costi di investimento in impianti ed apparecchiature di controllo e abbattimento degli inquinanti incidano per oltre 15 €/MWh, e fino a 25 €/MWh per tecnologie sofisticate, considerando inoltre il fatto che la vita utile di tali impianti è inferiore alla durata convenzionale degli impianti a biomasse. A questo si devono aggiungere i maggiori costi operativi diretti e indiretti, che incidono sui costi di produzione per circa 15 e fino a 20 €/MWh.

5.2 Criticità e prospettive per la filiera biogas e biometano

Immissione del biometano nella rete nazionale di distribuzione del gas

Alla luce dei provvedimenti legislativi approvati nel corso del 2010, fino al decreto legislativo n.28 del 3 marzo 2011 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE, le principali Associazioni del settore del biogas e della bioenergia in generale (Agroenergia, Aiel, Aper, Cia-Confederazione Italiana Agricoltori, CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione, Confagricoltura, CRPA, DAL - Distretto Agroenergetico Lombardo, Fiper ed Itabia) hanno costituito un gruppo di lavoro per formulare una serie di proposte utili al raggiungimento degli obiettivi che l'Italia si è data con il Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili al 2020.

Nel documento "il biometano fatto bene" elaborato dal già citato gruppo di lavoro sul biogas - biometano, si suggerisce l'esperienza tedesca come valido riferimento per stabilire i requisiti tecnici per l'immissione del biometano in rete al fine di garantire lo sviluppo della filiera in Italia.

Questo potrebbe valere almeno per un periodo iniziale, in cui le quantità immesse saranno necessariamente modeste, prima che tali requisiti possano essere eventualmente riconsiderati alla luce di valutazioni derivanti da esperienze pratiche e delle norme di standardizzazione in corso di redazione in sede europea.

In Germania, i requisiti da rispettare per l'immissione in rete del biometano (norma DVGW G260, che si applica in generale al gas naturale, e DVGW G262, che definisce i requisiti necessari per l'utilizzo nella fornitura pubblica di gas ottenuti da fonti rinnovabili), pur essendo impegnativi per i produttori di impianti di purificazione e upgrading possono tuttavia essere ampiamente soddisfatti dalla tecnologie disponibili in commercio. Inoltre, questi requisiti, proposti dal Legislatore tedesco, sono stati discussi fra tutte le parti interessate ed un accordo è stato raggiunto con gli operatori della rete del gas naturale sotto il profilo della sicurezza della rete del gas e allo scopo di introdurre una percentuale crescente di biometano nella rete stessa.

Il documento sul "biometano fatto bene", relativamente ai requisiti tecnici del biometano per l'immissione in rete, propone:

a) che siano conformi alle specifiche tecniche previste dal Codice di Rete[12], con l'obbligo di soddisfare i requisiti minimi, e che sia posto a carico del gestore di rete ogni altro onere aggiuntivo;
b) che il legislatore non adotti specifici requisiti difformi da quelli minimi previsti dal Codice di Rete riferiti al biometano, ed in particolare a quello di origine agricola, in relazione a componenti minori potenzialmente presenti nel gas (siloxani, batteri e funghi, ammoniaca, ecc.).

Relativamente agli oneri per l'immissione del biometano in rete, il gruppo di lavoro ritiene che:

- la soluzione tedesca[13] sia quella migliore e più semplice da adottare, almeno in una fase iniziale di avvio del settore;

12 Gazzetta Ufficiale Della Repubblica Italiana del 19-3-2007 e Allegato 11/A (Specifica Tecnica sulle Caratteristiche Chimico-Fisiche e Sulla Presenza Di Altri Componenti nel Gas Naturale, Snam Rete Gas).

13 Le opere di connessione alla rete sono a carico dell'operatore di rete che si riavvale dei costi sulla tariffa del gas, con un concorso dell'upgrader sino ad un tetto di 250.000 € nei limiti di 2km.

- la semplificazione normativa occorsa con il TICA (testo integrato delle connessioni attive), per la connessione degli impianti a fonti rinnovabili alla rete elettrica è certamente da replicare nel caso delle connessioni alla rete del gas;
- potranno essere eventualmente presi in esame degli interventi correttivi tra cui, a titolo esemplificativo:
    a. il concorso alla copertura dei costi delle opere di connessione da parte del produttore qualora superino determinati massimali;
    b. la possibilità che alcune opere di connessione siano realizzate direttamente dal produttore, nel rispetto delle normative vigenti.

5.3 Criticità e prospettive per il settore dei biocarburanti e bioliquidi

Costi

Le compagnie italiane produttrici di biodiesel si sono trovate, negli ultimi anni, ad affrontare la concorrenza sleale di prodotto finito importato da paesi come Argentina, Canada, Malesia, Brasile e Stati Uniti, che attuano una politica di incentivazione all'esportazione di biodiesel praticando, in tali casi, prezzi inferiori a quelli delle materie prime e rendendo quindi il prodotto nazionale non concorrenziale.

La Commissione Europea, nel novembre 2012, ha aperto un procedimento antidumping riguardante le importazioni di biodiesel originario di Argentina e Indonesia, dove le sovvenzioni consistono nella fornitura di fattori produttivi (semi di soia o olio di soia nel caso dell'Argentina e olio di palma, raffinato o non raffinato, nel caso dell'Indonesia) a prezzi inferiori a quelli di mercato attraverso politiche governative attuate e applicate mediante una politica fiscale sfavorevole all'esportazione di tali fattori.

La Commissione Europea ha preso atto che le importazioni in Europa del prodotto in esame sono aumentate complessivamente in termini assoluti, ed anche in termini di quota di mercato, e che il volume e i prezzi delle importazioni hanno avuto, tra l'altro, ripercussioni negative sul livello dei prezzi praticati e sulla quota di mercato detenuta dall'industria dell'Unione, con gravi effetti negativi sui risultati complessivi e sulla situazione finanziaria della stessa.

Con il Regolamento n. 79/2013 la Commissione Europea ha disposto la registrazione delle importazioni di biodiesel originario dell'Argentina e dell'Indonesia, tenuto conto delle prove relative ai prezzi all'esportazione da entrambi i paesi, basate sui dati Eurostat relativi al periodo compreso tra aprile 2011 e marzo 2012, e del fatto che le tasse all'esportazione sull'olio di soia e l'olio di palma, rispettivamente in Argentina e Indonesia, distorcono il mercato interno abbassando il prezzo delle materie prime.

Infine la Commissione ha disposto che, affinché la registrazione sia efficace ai fini di un'eventuale riscossione retroattiva dei dazi antidumping, il dichiarante è tenuto a indicare nella dichiarazione in dogana la percentuale in peso, presente nella miscela, del contenuto totale in esteri monoalchilici di acidi grassi e/o gasolio paraffinico ottenuti mediante sintesi e/o idrotrattamento, di origine non fossile (contenuto in biodiesel).

Per quanto riguarda l'Italia, con la Legge n. 134/2012, è stata introdotta una procedura autorizzativa per le importazioni di biocarburanti secondo il seguente schema:

- a decorrere dal 12 settembre 2012, l'importazione di biocarburanti prodotti in paesi non appartenenti all'Unione Europea è soggetta ad autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, d'intesa con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, sentita l'Agenzia delle Dogane;
- i soggetti che intendono importare in Italia biocarburanti da immettere sul mercato interno, devono presentare istanza, corredata da apposita documentazione ed indirizzata al Ministero dello Sviluppo Economico ed al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
- il Ministero dello Sviluppo Economico ed il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare pubblicano nel proprio sito internet il "Registro delle autorizzazioni all'importazione di biocarburanti prodotti in Paesi non appartenenti all'Unione Europea".

Bilanci energetici e ambientali

La Commissione Europea ha presentato recentemente la Proposta di Direttiva che modifica la Direttiva 98/70/CE e la Direttiva 2009/28/CE, che punta a promuovere i biocarburanti di seconda generazione prodotti a partire da materie prime alternative a quelle cerealicole e ad altre colture amidacee, zuccherine e oleaginose.

La Direttiva, attualmente in discussione, introduce, *inter alia*, un limite del 5% della quantità di biocarburanti di prima generazione che può essere conteggiata ai fini del raggiungimento sia dell'obiettivo del 10 % della quota di energia da fonti rinnovabili al 2020 nel settore dei trasporti che, insieme ai bioliquidi, di quello generale del 17 % di contributo delle fonti rinnovabili sul totale dei consumi energetici, sempre al 2020, previsti dalla Direttiva 2009/28/CE. La motivazione della proposta risiede nei migliori bilanci ambientali (in termini di risparmio di emissioni di CO_2), considerando anche le emissioni indirette dovute al cambio di destinazione d'uso dei suoli.

Se tale target fosse mantenuto, di fatto l'industria del settore verrebbe fortemente penalizzata. Un'analisi approfondita di questa problematica, con le considerazioni e le proposte di modifica e/o integrazione da parte dei principali soggetti interessati, è riportata nello specifico rapporto prodotto, insieme al presente documento, dal Gruppo di Lavoro.

Aumento della percentuale di incorporazione nelle miscele con i combustibili fossili e problemi di logistica

Un'analisi approfondita della problematica legata alla percentuale massima ammessa sia per il biodiesel che per il bioetanolo nelle miscele con i combustibili fossili è riportata nello specifico box del capitolo sulla normativa del rapporto (Parte I) sullo stato dell'arte delle filiere bioenergetiche in Italia, prodotto dal medesimo Gruppo di Lavoro.

Direttamente legato alla presenza di significative quantità di etanolo nella benzina c'è poi l'impatto di queste miscele sul sistema logistico, vale a dire sull'insieme di infrastrutture (depositi, oleodotti, autobotti, ecc.) necessarie allo stoccaggio e al successivo trasferimento alla fase di distribuzione dei prodotti petroliferi.

Le criticità sono riconducibili ad alcune caratteristiche dell'etanolo (natura idrofilica, proprietà solventi e compatibilità con i materiali comunemente in uso per manipolare, movimentare e stoccare i prodotti petroliferi), che influenzano fortemente il comportamento dei blends sulle normali attività logistiche e che impongono un sistema di distribuzione pulito

e anidro, come riportato anche nel rapporto del CONCAWE (CONservation of Clean Air and Water in Europe) "CONCAWE report no. 3/08 - Guidelines for blending and handling motor gasoline containing up to 10 % v/v ethanol", aprile 2008.

Biocarburanti da rifiuti e sottoprodotti

Per quanto riguarda le criticità/prospettive per questa specifica tipologia di biocarburanti, si riportano i seguenti punti:

- questi tipi di biocarburanti hanno sicuramente dei bilanci energetico/ambientali molto positivi (compreso il fattore ILUC, che in questo caso è nullo);
- di contro, va considerata la possibilità di frodi, nel caso dei rifiuti originari di paesi esteri e/o dei biocarburanti prodotti dagli stessi, la cui repressione è resa difficoltosa a causa dall'impossibilità di effettuare "in loco" controlli sufficientemente rigorosi;

Questo problema è già stato affrontato e parzialmente risolto dalla normativa italiana, che limita il riconoscimento del *double counting* a sottoprodotti di origine comunitaria. Inoltre, il settore industriale europeo ha lanciato e sta mettendo a punto un programma RBO (*Register of Biofuel Origination*) per la piena tracciabilità di tutte le materie prime per la produzione di biocarburanti che godono di premialità.

Biocarburanti di seconda generazione e bioraffinerie

Alla fine dell'anno 2012, le Pubbliche Amministrazioni (PdCM, MSE, MATTM, MiPAAF, MIUR e MCT), hanno firmato un protocollo di intesa che ha lo scopo di promuovere lo sviluppo e la diffusione di queste filiere innovative di produzione dei biocarburanti e delle relative tecnologie.

In tale documento vengono individuati le linee di indirizzo su cui occorre lavorare, che consistono in:

- mappatura delle biomasse a disposizione;
- individuazione delle aree più indicate per gli insediamenti produttivi, privilegiando aree industriali dismesse;
- promozione dello sviluppo e diffusione di colture energetiche poliennali che non sottraggano risorse al settore alimentare e al settore mangimistico, con particolare attenzione e quelle che possono apportare un vantaggio significativo in termini di riduzione di emissioni di gas serra.

Un punto critico resta il lungo iter autorizzativo, che occorrerà cercare di snellire, soprattutto se visto in maniera congiunta con gli obblighi degli operatori economici nel rispetto di quanto previsto dal DM 23 gennaio 2012 e s.m.i., che introduce il Sistema di certificazione dei biocarburanti e bioliquidi. Il suddetto Decreto prevede, infatti, che tutti gli operatori afferenti alle diverse fasi del ciclo aderiscano al sistema in modo da permettere un'effettiva verifica delle emissioni di gas clima-alteranti legate alla produzione di un determinato biocarburante o bioliquido e di certificare la reale sostenibilità del prodotto.

In generale, in quasi tutti i provvedimenti applicativi nazionali riconducibili ai biocarburanti, si riscontra un'eccessiva complessità delle procedure previste per gli operatori, sia per quanto riguarda il quadro autorizzativo per la realizzazione degli impianti che per quanto riguarda il sistema di certificazione dei biocarburanti prodotti. Il tutto si traduce in tempi realizzativi eccessivamente lunghi e pratiche complesse e disincentivanti.

Nello specifico, vi è complessità e frammentazione del quadro di riferimento normativo in materia di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA). In particolare, con il DPR 12/4/96 è stato conferito alle Regioni ed alle Provincie Autonome il compito di attuare la Direttiva 337/85/CEE (per determinate categorie di opere).

L'iter procedurale, i provvedimenti amministrativi ed i procedimenti sanzionatori correlati alla VIA assumono in questo modo caratteristiche differenti a seconda delle opere in progetto e dell'autorità competente: procedura di VIA di competenza statale (Titolo III, D.Lgs. 152/2006, modificato dal D.lgs. 4/2008) o procedura di VIA di competenza regionale - provinciale - comunale. In relazione ad alcune opere, il legislatore ha inoltre previsto "procedure speciali" (es. "legge obiettivo") per le quali vigono norme che si discostano dal procedimento ordinario (sia esso di competenza statale o regionale).

A promuovere ulteriormente questi biocarburanti innovativi è la bozza di Direttiva in discussione in sede di Consiglio Europeo emendante le Direttive 2009/28/CE e 2009/30/CE, riportata nel già citato rapporto dedicato. Restano comunque ferme, nel caso specifico del bioetanolo prodotto da materie prime lignocellulosiche, alcune delle criticità riscontrate per il bioetanolo di I generazione (percentuale massima di miscelazione e problemi sulla logistica del sistema di distribuzione) e la necessità di assicurare un bilancio energetico positivo.

Fermo restando che gli investimenti di tutto il comparto industriale vanno garantiti, a livello strategico è auspicabile che acquisiscano sempre maggiore rilevanza le bioraffinerie di II generazione, che hanno l'obiettivo congiunto di produrre prodotti chimici, biocarburanti di II generazione e, in misura minore, energia elettrica e termica a partire da biomasse non alimentari di diversa natura come colture lignocellulosiche dedicate, arboree e/ erbacee annuali o poliennali, scarti e residui agricoli, rifiuti organici, alghe ecc,.

Poiché attualmente non esiste una normativa specifica per quanto riguarda l'iter autorizzativo per la realizzazione di moderne bioraffinerie, sarebbe auspicabile predisporre un quadro normativo *ad hoc*, che risolva i problemi legati all'incertezza legislativa tenendo conto, *inter alia*, dei seguenti elementi:

- alta flessibilità, in termini di tipologie di biomassa in alimentazione, sia per la produzione di biocarburanti, che per la produzione di energia in cogenerazione. Poiché si tratta di grandi impianti e cospicui investimenti, è necessario consentire la produzione di energia anche in presenza di periodi di fermo degli impianti primari purché utilizzino le stesse materie prime agricole di seconda generazione;

- periodi di sperimentazione di lunghezza adeguata per stabilire i parametri della "miglior tecnologia", come previsto dalle normative europee, data la natura ancora sperimentale dei processi produttivi e dei relativi impianti.

Bioliquidi

Il Parlamento ha approvato, all'interno della Legge di Stabilità 2013, il comma 364 all'articolo unico, che mira a ripristinare le condizioni di equilibrio economico degli impianti alimentati a bioliquidi sostenibili, preservando il principio del mantenimento del budget di spesa previsto dal legislatore per questo comparto.

Tale obiettivo viene raggiunto mediante un meccanismo di rimodulazione dell'incentivo secondo il quale, per i piccoli impianti che aderiscono alla Tariffa Onnicomprensiva (TO), si

prevede un incremento del 15% dell'incentivo a fronte di una pari riduzione della producibilità incentivata in modo tale da far rimanere inalterata la spesa, mentre per gli impianti esistenti che percepiscono i Certificati Verdi vi è stata una rimodulazione del coefficiente moltiplicativo (k = 1,8 anziché k = 1,3) applicato ad una produzione ridotta.

Questo meccanismo, inoltre, si applica solo agli impianti esistenti e/o entrati in funzione entro l'anno 2012 e, pertanto, si riferisce ad un perimetro per il quale si è già tenuto conto nel budget di spesa formulato dal MSE in occasione del Decreto Ministeriale 6 luglio 2012.

Con l'approvazione nella Legge di Stabilità 2013 del nuovo regime di sostegno, il comparto dei bioliquidi è oggi in grado di proporsi come soggetto proposito per valorizzare l'aspetto agricolo e ambientale.

A seguire le linee di indirizzo che le associazioni di settore ritengono fondamentali per il suo ulteriore sviluppo e consolidamento:

- *Implementazione immediata dei risultati delle ricerche svolte in questi ultimi anni (dal laboratorio al campo) riguardo nuove varietà di semi oleosi ad alto contenuto di olio; sviluppo di colture dedicate e avvio della sperimentazione di colture arboree sostenibili dedicate alla produzione di olio in aree di non competizione con le produzioni alimentari.*
  Lo sviluppo sostenibile dell'agricoltura non destinata a scopi alimentari si può fondare sulla filiera corta e sull'utilizzo di terre marginali e si può ipotizzarne l'evoluzione con altre modalità che consentano un riequilibrio del reddito, da distribuire su tutti gli stadi della filiera. Potrebbe essere utile, inoltre, avviare la sperimentazione di nuove colture dedicate, e in particolare le colture arboree che risultano in linea con i criteri di sostenibilità, come ad esempio la coltura della *Millettia pinnata* / *Pongamia pinnata*, particolarmente adatta alle terre del Sud Italia e della Sicilia, in terreni marginali e incolti, che non solo rappresenta la pianta da cui si ricava il maggior quantitativo di olio ma ha anche una resa di biomassa solida elevata. E' essenziale, infine, per lo snellimento delle procedure a carico degli operatori economici per la stima delle emissioni di gas ad effetto serra, l'individuazione dell'elenco delle zone nel territorio nazionale classificate al livello 2 della nomenclatura delle unità territoriali per la statistica (NUTS), nelle quali le emissioni tipiche di gas a effetto serra derivanti dalla coltivazione di materie prime agricole sono inferiori o uguali alle emissioni indicate negli allegati del decreto 55/2011 e nella successiva comunicazione alla Commissione Europea.

- *Valorizzazione dei sottoprodotti della filiera vitivinicola per la produzione di energia elettrica.*
  L'avvio di una valorizzazione dell'utilizzo di alcol da feccia, come sottoprodotto della filiera vitivinicola, per produrre energia elettrica e non biocarburante, è sia di interesse complessivo per il settore vitivinicolo italiano, sia per il settore impiantistico collegato.

- *Valorizzazione del mercato alternativo degli oli esausti alimentari attraverso l'utilizzo del sistema SISTRI.*
  Occorre definire una precisa relazione produttiva e di mercato con il settore degli oli esausti alimentari attraverso l'utilizzo del modello SISTRI di tracciabilità. Il bilancio ambientale risulterebbe enormemente migliorato.

Emissioni di GHGs per le filiere nazionali di produzione di biocarburanti e bioliquidi

Nel 2009 il Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, con il supporto e il coinvolgimento anche di Assocostieri-UPB, ha commissionato al Centro Ricerche Biomasse uno studio per la definizione della metodologia di calcolo del GHG saving per alcune filiere di biodiesel, confrontando i valori ottenuti con i valori standard di riduzione delle emissioni ad effetto serra riportati nell'Allegato V alla Direttiva 2009/28/CE. Nello specifico, le filiere analizzate riguardavano il biodiesel da semi di colza italiani e da semi di colza francesi, il biodiesel da soia italiana, il biodiesel da olio di palma proveniente dalla Malesia e quello prodotto da seme di girasole nazionale.

Lo studio, presentato ufficialmente al Ministero committente nel marzo 2010, ha fornito puntuali indicazioni relative al GHG saving delle principali colture utilizzabili per la produzione di biodiesel in determinate regioni italiane.

Nel 2012, il persistere dell'assenza di una comunicazione alla Commissione dell'elenco delle aree NUTS ha portato il CTI ad intraprendere, in collaborazione con Assitol, un ulteriore studio, di cui si riportano a seguire i principali risultati provvisori, allo scopo di fotografare la situazione a livello nazionale. L'analisi è stata compiuta utilizzando la metodologia indicata dalla Direttiva 2009/28/EC RED e, come input, i dati ricavati da una indagine svolta in collaborazione con Assitol e i fattori di emissione specifici indicati da JRC e dal software Biograce. Sono stati inoltre raccolti, grazie al contributo di AGEA, dati statistici sulle superfici coltivate e sulle produzioni regionali.

I calcoli fino ad ora effettuati tengono conto solo di una parte dei questionari pervenuti nel corso dell'indagine citata. Per tale ragione sono temporaneamente escluse dal calcolo alcune regioni in cui le colture in esame sono pure presenti in modo significativo. Sulla base dei dati raccolti sono state calcolate le emissioni di gas serra relative alla fase di coltivazione (e_{ec}) delle principali filiere oleaginose nazionali. Di seguito vengono riportati i valori di e_{ec} calcolati, integrati con alcuni commenti di dettaglio.

E_{ec} per la colza

Il valore della Toscana è di poco superiore a quello indicato dalla Direttiva RED, principalmente a causa della resa media delle colture indicata nei questionari, che è risultata essere più bassa di quella considerata dalla Direttiva. Il Lazio presenta un valore migliore rispetto alle altre regioni, ma poco significativo in quanto basato su un solo questionario.

Colza*	**(g CO_{2eq}/MJ_{FAME})**
Toscana	37,5
Umbria**	34,8
Veneto***	non calcolabile
Lazio****	18,8
Default e_{ec} RED	**29**

* Valori e Regioni interessate non definitivi in quanto il lavoro è ancora in corso
** Dato poco significativo in quanto ricavato da un solo questionario
*** Non calcolabile in quanto è pervenuto un solo questionario incompleto
**** Dato poco significativo in quanto ricavato da un solo questionario

E_{ec} per il girasole

I valori sono molto più alti del valore di default indicato dalla Direttiva RED, e questo principalmente a causa del diverso livello di fertilizzazione azotata: la filiera tipica RED indica 39 kg N/ha (valore effettivamente poco rappresentativo della realtà europea, e in special modo di quella italiana), mentre quella ricavata dai questionari pervenuti supera i 100 kg N/ha. Il Lazio presenta un valore migliore rispetto alle altre regioni, ma poco significativo in quanto basato su un solo questionario.

Girasole*	**(g CO_{2eq}/MJ_{FAME})**
Toscana	39,8 (34,2)
Umbria**	38,8
Veneto***	non calcolabile
Lazio****	24,8
Default e_{ec} RED	**18**

* Valori e Regioni interessate non definitivi in quanto il lavoro è ancora in corso
** Non è stato preso in considerazione un questionario anomalo. Un altro questionario riporta delle anomalie, anche se meno evidenti. Se lo si elimina il valore medio scende a 34,2.
*** Non calcolabile in quanto è pervenuto un solo questionario incompleto
**** Dato poco significativo in quanto ricavato da un solo questionario

E_{ec} per la soia

I valori sono gli unici, tra quelli indagati nell'indagine ad essere inferiori al valore di default indicato dalla RED.

Soia*	**(g CO_{2eq}/MJ_{FAME})**
Friuli	17,1
Veneto	16,9
Lombardia**	14,4
Default e_{ec} RED	**19**

* Valori e Regioni interessate non definitivi in quanto il lavoro è ancora in corso
** Dato poco significativo in quanto ricavato da un solo questionario

Nel caso in cui questi dati iniziali venissero confermati, la soia potrebbe essere l'unica filiera a beneficiare dell'individuazione delle aree 2 NUTS a livello nazionale.

5.4 Condizioni per lo sviluppo della Chimica Verde in Italia

La visione tecnologica sul futuro

I quantitativi di biomassa tradizionale disponibili in Italia sono limitati. L'intento di accedere a fonti di materie alternative, come ad esempio gli scarti e i residui lignocellulosici, sta guidando il passaggio dalle tecnologie di prima generazione a quelle che possiamo chiamare di seconda e terza generazione, ovvero tecnologie capaci di sfruttare materiali che, per la loro

composizione e per la loro provenienza non trovano attualmente impiego in altre filiere e sono considerati veri e propri rifiuti.

Questa prospettiva di innovazione tecnologica è oggi in pieno sviluppo e vede l'Italia giocare un ruolo da protagonista a livello mondiale. Gli aspetti relativi all'approvvigionamento di biomasse da fonti di norma utilizzabili a scopi alimentari (per gli animali o per l'uomo) sono spesso percepiti come conflittuali, e questi aspetti di conflittualità possono essere superati solo promuovendo il più possibile l'uso di materiali biologici di provenienza diversa, come coltivazioni in aree non adatte alle produzioni alimentari, residui colturali, dell'industria alimentare o delle attività forestali, residui organici, altri materiali da risorse non ampiamente sfruttate come le alghe o altri materiali di origine acquatica e marina.

Al di là dell'approvvigionamento da fonti di biomasse alternative, a livello strettamente tecnologico esistono ampi margini di miglioramento, come per esempio nello sfruttamento della catalisi convenzionale, indirizzata verso processi di sintesi più selettivi e capaci di risparmiare più energia.

La frontiera che possiamo definire di terza generazione è più specificamente di natura biotecnologica e parte dalle ricerche sull'ingegneria del metabolismo microbico, che emerge come tecnologia abilitante dei progressi della chimica nel XXI secolo.

Il potenziale dei microrganismi ad essere sfruttati per la produzione di sostanze chimiche è enorme. Le capacità di indagine a livello genomico e metabolico aprono la possibilità di un utilizzo ancora più efficiente delle risorse rinnovabili. Catalisi microbica e orientamento del metabolismo dei microrganismi, integrati da strumenti di conoscenza come la genomica e dallo sviluppo delle tecnologie di fermentazione, sono le future risorse delle biotecnologie industriali come nuova dimensione della Chimica Verde.

Chimica Verde e sviluppo sostenibile

I fattori generali da valutare riguardo alle opportunità che la Chimica Verde offre in termini di sviluppo sostenibile, riassumendo una visione comune che si ritrova anche nei documenti dell'Unione Europea sulla bioeconomia nelle sue diverse declinazioni, sono:

- uso di risorse rinnovabili ed espandibili
- potenziale riduzione dei gas serra
- ciclo produttivo più sostenibile
- potenzialità di riuso e riciclo
- miglior profilo tossicologico, eco-tossicologico e di impatto ambientale
- miglioramento della biodegradabilità e della compostabilità
- supporto allo sviluppo rurale
- incremento della competitività industriale grazie a prodotti eco-efficienti basati su biomasse
- innovazione diffusa su tutta la catena del valore

La Chimica Verde, come parte rilevante di una bioeconomia che si confronta ormai su scala globale, deve fare riferimento alla strategia generale europea in questo settore ed essere fortemente integrata con le politiche comunitarie afferenti, in particolare con la Politica Agricola Comune (PAC), per la quale è stata avviata una riforma radicale.

La Chimica Verde deve avere la possibilità di accedere efficacemente a tutti i meccanismi di supporto a livello comunitario, a cominciare da quelli relativi alle attività di ricerca e

sviluppo e di cooperazione industriale.

Lo sviluppo della Chimica Verde richiede, come ogni attività nell'ambito della bioeconomia, una collaborazione motivata tra tutti i portatori di interessi:
- cittadini e consumatori
- Università e ricerca
- produttori e fornitori delle biomasse
- industria produttrice dei prodotti "bio-based"
- utilizzatori industriali e non dei prodotti finali
- Istituzioni nazionali ed europee.

Questo deve spingere ad adottare tutte le modalità di concertazione che possano rendere più efficace il rapporto tra i diversi attori, di interscambio di informazioni e di attività di comunicazione che promuovano non solo una cultura e un livello di conoscenza adeguati, ma anche la coscienza dell'accettabilità e della sostenibilità sociale dei prodotti chimici di derivazione biologica.

Un modo importante che ha l'Europa per creare posti di lavoro nei prossimi decenni, all'interno di un sistema di sviluppo sostenibile, è puntare decisamente sulla bioeconomia. Questo è il messaggio che è giunto chiaramente ai paesi dell'Unione Europea dalla recente Conferenza di Copenaghen, nel cui ambito si sono confrontati i maggiori protagonisti dei settori che costituiscono nel loro insieme la bioeconomia nel Vecchio Continente - ma anche esponenti di paesi extraeuropei, quali Sudafrica, Argentina, Cina - per ribadire con forza che le sfide che è chiamata ad affrontare la bioeconomia sono sfide globali ed è giunto il tempo per l'azione.

La visione del futuro nella strategia europea

Lo sviluppo economico nei paesi di più antica industrializzazione si è ormai orientato nella direzione della sostenibilità e dell'economia della conoscenza. Questo orientamento è stato esplicitamente recepito dall'Unione Europea con la strategia Europa 2020, una strategia di azione collettiva orientata ad una crescita:
- intelligente (basata su conoscenza e innovazione),
- sostenibile (maggiore efficienza nell'uso delle risorse rinnovabili e più competitiva)
- inclusiva (che favorisca la coesione sociale e territoriale).

Questa strategia comprende una serie di iniziative di riferimento ("flagship initiatives"), tra le quali:
- "L'Unione per l'innovazione"
- "Una politica industriale per l'era della globalizzazione"
- "Un'Europa efficiente sotto il profilo delle risorse".

La promozione della Chimica Verde si colloca perfettamente nella visione per il futuro prospettata, in particolare, dall'iniziativa "Un'Europa efficiente sotto il profilo delle risorse", ("A Resouce-Efficient Europe"), che parte dall'assunto che il ricorso a risorse rinnovabili non è più un'opzione nello sviluppo dell'Unione Europea.

Gli intenti di questa iniziativa si possono ricondurre ad un inquadramento di lungo periodo di azioni in aree diverse, fornendo il supporto necessario alle politiche relative al cambiamento climatico, ai trasporti, all'energia, all'industria, alle materie prime, all'agricoltura e alla pesca, alla biodiversità e allo sviluppo su base regionale. Lo scopo finale è quello di favorire gli

investimenti e l'innovazione e sviluppare politiche equilibrate in tal senso.

In questa visione strategica, si è evidenziata una attenzione particolare alla bioeconomia, oggetto nel 2012 di uno specifico documento della Commissione, che la identifica come strumento di innovazione e crescita sostenibile, in quanto l'uso di risorse biologiche rinnovabili può essere indirizzato verso la produzione di beni a rilevante valore aggiunto. Con l'avvertenza, chiaramente sottolineata, che questo nuovo indirizzo implica "un approccio radicalmente diverso nei confronti di produzione, consumo, trasformazione, stoccaggio, riciclaggio e smaltimento delle risorse biologiche".

Il concetto di bioeconomia, come accennato nel documento in questione, è vasto, comprendendo le attività agricole e forestali, la pesca e l'acquacoltura, l'industria alimentare e le bioindustrie (Bio-based Industries). Lo sviluppo della Chimica Verde contribuisce allo sforzo generale della bioeconomia per la competitività industriale e scientifica dell'Europa e sostiene lo sforzo di quest'ultima a favore della sostenibilità globale nei suoi aspetti economici, sociali e ambientali.

Infine, le opportunità di integrazione con la Politica Agricola Comune sono critiche per il successo della strategia industriale della bioeconomia, in quanto in tale contesto si determinano le politiche relative a:
- disponibilità di biomasse convenzionali e specifiche per la bioindustria;
- incentivazione agli agricoltori in favore di questa disponibilità e conseguente integrazione del reddito;
- costituzione di reti d'impresa tra aziende agricole e imprese industriali, con speciale attenzione alla loro articolazione locale.

Una strategia europea per ricerca e innovazione

La strategia per la bioeconomia e il conseguente piano d'azione delineato dalla Commissione, considerata la rilevanza strategica degli aspetti di innovazione e la multidisciplinarietà scientifica e tecnologica, fanno specifico riferimento al Settimo Programma Quadro per la Ricerca e lo Sviluppo Tecnologico, che si avvia alla conclusione, e al nuovo Programma Quadro per la Ricerca e l'Innovazione, Horizon 2020.
Nel contesto generale delle iniziative pratiche a favore della ricerca a livello europeo, possiamo annoverare:
- European Research Area, il cui scopo è creare uno spazio unico in Europa per le conoscenze e le tecnologie, al fine di sfruttare pienamente sinergie e complementarietà transnazionali;
- European Innovation Partnership, proposte nell'ambito dell'iniziativa prioritaria "Unione dell'innovazione" per definire un nuovo approccio alla ricerca e all'innovazione nell'UE,
- Public-Private Partnership, previste proprio nell'ambito dei programmi di ricerca e innovazione (7° Programma Quadro e ora Horizon 2020) per consentire che imprese e altri portatori di interessi si coordino per definire e organizzare i loro programmi di ricerca e innovazione, fortemente legati all'ottenimento di un rapido trasferimento al mercato delle innovazioni di prodotto e di processo.

In quest'ultimo ambito, di collaborazione tra pubblico e privato, si collocano due partenariati in fase di avvio:
- SPIRE (Sustainable Process Industry through Resource and Energy Efficiency), che si orienta all'innovazione in tutti i campi dell'uso efficiente di energia e risorse, in

un'ampia serie di processi industriali. Negli intenti di SPIRE c'è anche quello di facilitare il ricorso a materie prime di origine biologica e di migliore la domanda industriale di questi materiali.
- BIO, il cui scopo è generare una varietà di catene di valore da biomassa a prodotto finale, che portino a nuove opzioni di approvvigionamento per le piattaforme di produzione "bio-based", e quindi anche per i progetti previsti in SPIRE, di cui vuole essere complementare.

Promozione e caratterizzazione dei prodotti da biomasse

Le attività previste dalla "Lead Market Initiative" comunitaria possono essere un utile strumento per promuovere a valle il mercato dei prodotti della Chimica Verde.

La competitività di questi prodotti può essere sostenuta da strumenti come il public procurement o gli schemi di certificazione e di etichettatura specifica. Nell'adozione di questi strumenti si deve spingere la richiesta da parte del mercato di prodotti ad alto contenuto innovativo, laddove ne sia dimostrata la ricaduta positiva per il sistema, prestando particolare attenzione a mantenere condizioni di corretta concorrenza che non comportino distorsioni del mercato non giustificate dal valore dei prodotti.

Tra le varie ipotesi previste in questo ambito, di particolare rilievo appaiono:
- lo sviluppo e l'applicazione di standard qualificanti l'origine da biomasse, la sostenibilità e le altre caratteristiche specifiche dei singoli prodotti;
- la definizione di obiettivi indicativi o vincolanti per talune categorie di prodotti bio-based in generale o in specifici campi di applicazione, come gli impieghi in aree sensibili;
- la leva fiscale;
- l'incoraggiamento di attività di approvvigionamento pubblico orientate in favore di prodotti bio-based;
- strategie coerenti di comunicazione a tutti i livelli;
- patti di filiera territoriali tra agricoltori, imprese trasformatrici e comunità locali per agevolare il consenso e l'avvio di progetti di bioraffinerie.

In termini di efficienza e sostenibilità, i prodotti della Chimica Verde devono essere considerati e qualificati alla luce di criteri che facciano riferimento all'intero ciclo di vita degli stessi (Life Cycle Assessment), ed eventualmente di specifici standard di valutazione.

Trattandosi di biomasse, particolare attenzione nei criteri e negli standard andrà rivolta alla fase agricola, ovvero alla fase di produzione della materia prima e al rapporto dei biomateriali con le risorse e i fenomeni naturali fondamentali anche per la produzione di cibo quali: emissioni di gas serra, acqua, sequestro di carbonio nel suolo, ciclo dell'azoto.

Strumenti come l'indice di ecoefficienza (così come definito dal World Business Council for Sustainable Development), che combina indicatori di carattere generale con altri definiti in funzione del settore produttivo, si possono prestare bene a questo scopo, evidenziando la creazione di maggior valore con un minore impatto ambientale. In base a criteri oggettivi e riconosciuti si può giungere a definire modalità di identificazione specifiche, anche in termini di etichettatura, per i prodotti della filiera.

Sviluppo industriale della Chimica Verde

Lo sviluppo di tecnologie produttive per la Chimica Verde prevede strutture che possono avere caratteristiche diverse:
- impianti pilota
- impianti dimostrativi
- bioraffinerie di scala industriale
- reindustrializzazione di aree dismesse
- adeguamento di impianti esistenti all'uso di biomasse
- impianti con tecnologie consolidate nell'uso di biomasse.

Specialmente per le tecnologie più innovative, è evidente la necessità di partire da strutture di dimensioni minori, come gli impianti pilota e gli impianti dimostrativi, che consentano di studiare e valutare il successivo ampliamento di scala a bioraffinerie di dimensione propriamente industriale.

La trasformazione di impianti esistenti al fine di sfruttare le biomasse convenzionali o nuove biomasse che si rendano disponibili rappresenta un'ulteriore possibilità, come anche la possibilità di ottenere prodotti nuovi a partire dalle produzioni delle bioraffinerie tradizionali che lavorano biomasse convenzionali.

L'impianto delle bioraffinerie offre anche opportunità di riconvertire aree industriali in crisi o dismesse, permettendo di creare nuova occupazione e di portare vantaggi ambientali significativi per i territori limitrofi. In termini di rapporto con il territorio, infatti, se da una parte si possono prospettare impianti di dimensioni considerevoli, che rendono interessanti i progetti di reindustrializzazione di aree in declino, dall'altra lo stretto legame con la produzione agricola, la vicinanza alle fonti di approvvigionamento di biomasse e la diversificazione delle tecnologie produttive lasciano spazio a strutture e imprese di dimensioni minori e al loro consolidamento in reti con gli attori a monte e a valle dei singoli processi aziendali.

Sul versante dell'approvvigionamento, una ulteriore opportunità di riuso riguarda aree degradate e contaminate, che possono essere destinate alla produzione di biomasse con possibili effetti di risanamento ambientale e di consolidamento idrogeologico, dove di nuovo gioca un ruolo importante il coordinamento con le politiche agricole e territoriali.

Elementi per una politica di sostegno alla Chimica Verde

L'industria chimica italiana è consapevole di poter giocare un ruolo primario nella realizzazione di politiche di sostenibilità. Oltre ad essere una significativa utilizzatrice di energia, essa produce altresì intere classi di prodotti che si rivelano sempre più importanti nella formulazione di biocarburanti e di molteplici altri materiali che rientrano a pieno titolo nella prospettiva della sostenibilità e della bioeconomia allo stesso tempo.

Di notevole importanza per corrette competizioni di mercato e di prezzo (oggi spesso ancora a favore dei prodotti di origine fossile) è indubbiamente la capacità di valutazione, nelle politiche di indirizzo, delle esternalità ambientali di prodotti convenzionali e di nuovi prodotti di origine biologica. Il calcolo di tali esternalità renderebbe anche più comprensibili e trasparenti le eventuali politiche di incentivo adottate dal legislatore.

Una politica industriale moderna può avere un ruolo fondamentale per lo sviluppo armonico

della Chimica Verde nel contesto generale dell'industria chimica nazionale, offrendo una possibilità di riconfigurazione e di ristrutturazione che abbia ricadute positive sull'occupazione e lo sviluppo locale, e migliorandone nel contempo il profilo di sostenibilità. La forte interconnessione con il sistema pubblico, la necessità di integrazione con le strategie e gli strumenti comunitari, la stretta dipendenza dal sistema normativo rafforzano il ruolo che una politica industriale stimolante può giocare nell'orientare questi comparti.

In Italia esiste da sempre una Chimica Verde orientata a prodotti di uso tradizionale (amidi, oli e grassi, ecc.), a cui si affiancano ora nuove realtà e nuove iniziative industriali. Questa industria sta conducendo un grande sforzo di rinnovamento verso la messa a punto di prodotti innovativi e di nuovi processi per lo sfruttamento tanto di biomasse convenzionali, quanto per lo sfruttamento di nuove biomasse. Lo sforzo che sta compiendo richiede, però, che anche in Italia si agisca tempestivamente con una politica di sostegno adeguata, per non perdere le nuove opportunità di sviluppo economico e sociale. Così stanno facendo altri paesi, e dobbiamo confrontarci con le politiche industriali altrui in termini di concorrenza.

L'Unione Europea ha chiaramente delineato, nella prospettiva generale dell'economia della conoscenza, una Strategia sulla Bioeconomia, nel cui ambito devono collocarsi le iniziative nazionali. Mantenendo una forte coerenza con la strategia comunitaria, lo sviluppo della Chimica Verde nel nostro paese può avvenire solo nel contesto di un piano industriale organico, condiviso da tutti i portatori di interesse e tempestivamente implementato.

In primo luogo, è importante stabilire un tavolo di confronto e di coordinamento tra le istituzioni e l'industria, che consenta di definire gli attori della filiera e metterne in evidenza gli interessi e le esigenze. A partire dal tavolo di confronto, si può procedere ad analizzare l'impatto dei diversi fattori condizionanti e delle opportunità che si presentano in favore di un ulteriore sviluppo della Chimica Verde.

Politica di sviluppo e sostegno alla ricerca

Le attività di coordinamento tra i diversi attori della filiera devono partire dalla ricerca, con una ricognizione accurata delle attività pubbliche e private. L'armonizzazione e l'orientamento dei loro obiettivi, previo un preciso censimento, è funzionale al razionale sfruttamento delle risorse disponibili e all'accesso ai piani comunitari già orientati nella direzione della bioeconomia.

Il nuovo programma di sostegno alla ricerca dell'Unione Europea, "Horizon 2020", è chiaramente aperto nei confronti delle industrie bio-based ed è un'opportunità da non perdere, anche in vista della costituzione di alleanze tra pubblico e privato (Public-Private Partnership) che consentiranno l'accesso alle risorse disponibili.

La prospettiva di integrazione di ricerca pubblica e privata, che consenta una "attiva partecipazione e una convergenza con gli obiettivi di Horizon 2020" trovano altresì opportuna collocazione nella creazione di un "cluster nazionale della Chimica Verde", secondo le indicazioni del MIUR, presentate nell' "Avviso per lo sviluppo e potenziamento di cluster tecnologici nazionali" (maggio 2012).

Il documento del MIUR si ricollega in particolare a quanto riportato nella Comunicazione COM(2011) 809 della Commissione Europea, relativa alla proposta di Regolamento che istituisce il programma quadro di ricerca e innovazione (2014-2020) - Orizzonte 2020, che al paragrafo 2.3 della Parte III ("Bioindustrie sostenibili e competitive") sostiene: "L'obiettivo è

la promozione delle bioindustrie europee a basse emissioni di carbonio, efficienti sotto il profilo delle risorse, sostenibili e competitive. Le attività si concentrano sulla promozione della bioeconomia con la trasformazione dei processi e dei prodotti industriali convenzionali in prodotti e processi biologici efficienti nell'uso delle risorse e dell'energia, con lo sviluppo di bioraffinerie che utilizzano biomassa, residui biologici e biotecnologici sottoprodotti derivati dalla produzione primaria e l'apertura di nuovi mercati attraverso il sostegno alla standardizzazione, alla regolamentazione e alle attività dimostrative/sperimentali e altri, tenendo conto delle conseguenze della bioeconomia sull'utilizzazione del terreno e delle modifiche di destinazione del terreno."

Lo scopo di questo cluster è esplicitato come "sviluppo di tecnologie di trasformazione di biomasse di seconda e terza generazione (biomasse "sostenibili non food") in energia e chimica verde". Questa iniziativa, che tiene esplicitamente conto anche della Comunicazione della Commissione del 2008 per la creazione di cluster industriali che siano competitivi a livello mondiale, prevede che "imprese, università, altre istituzioni pubbliche o private di ricerca, altri soggetti anche finanziariamente attivi nel campo dell'innovazione" si aggreghino e si focalizzino su specifici ambiti scientifici e tecnologici, come appunto quello qui definito come "Chimica Verde".

Nell'ambito del cluster, i soggetti interessati devono presentare un piano di sviluppo strategico quinquennale e specifici progetti di sviluppo di attività di ricerca industriale e di attività di formazione ad esse connesse. Questa iniziativa è vista con grande favore dall'industria chimica nazionale, che vi vede uno strumento importante per la promozione della Chimica Verde.

Lo sviluppo dell'innovazione passa anche attraverso iniziative imprenditoriali di frontiera, che nascono intorno ad idee e progetti e che spesso incontrano difficoltà di accesso alle risorse finanziarie. L'incentivazione di queste forme imprenditoriali, facilitando la loro costituzione e l'accesso alle fonti di finanziamento, e agendo opportunamente sulla leva fiscale, rappresenta un importante tassello nella prospettiva della promozione di ricerca, sviluppo, innovazione e trasferimento tecnologico.

La necessità di un quadro normativo chiaro e stabile

Lo sviluppo della Chimica Verde esige un quadro normativo chiaro, stabile e definito che regoli le attività e che definisca i livelli di incentivazione. Ciò può richiedere una revisione dell'assetto regolatorio vigente, specialmente in ordine alla sua semplificazione, nei diversi ambiti in cui si sviluppa la filiera, dalla produzione primaria delle biomasse nel settore agricolo o in modo alternativo a questo, fino alle fasi finali di smaltimento, riciclo o riuso, con particolare attenzione alle norme di carattere ambientale.

Dato che la disponibilità delle biomasse di partenza è un elemento strategico, le norme che ne regolano disponibilità, tracciabilità e classificazione devono essere riviste nella prospettiva di una semplificazione tale da renderle funzionali allo sviluppo del settore, nella doverosa salvaguardia degli aspetti di sicurezza umana e ambientale.

L'accesso alle materie prime di origine biologica esige inoltre uno stretto coordinamento con l'applicazione delle politiche agricole comunitarie a livello locale. La loro applicazione, che già avviene a livello regionale, può essere più facilmente orientata a un sostegno che si configuri sulle realtà legate a un determinato territorio e che tenga in adeguato conto il livello di reddito dei produttori di biomasse, cioè gli agricoltori, così come le esigenze ambientali.

Queste ultime sono comunque sempre più influenti nella determinazione delle politiche agricole e la salvaguardia della biodiversità, l'impatto sul territorio e sugli ecosistemi, la salvaguardia del paesaggio e della stabilità idrogeologica sono tra i fattori di crescente impatto su tutto il sistema a valle.

La revisione delle normative dovrebbe proseguire inoltre verso la semplificazione delle procedure che permettono l'insediamento e la trasformazione delle attività produttive, a partire dagli impianti pilota che consentono il successivo ampliamento di scala verso una dimensione produttiva di dimensione industriale, così come all'adeguamento funzionale degli impianti esistenti. Particolare attenzione va riservata alla riconversione delle aree industriali, incentivandone il riutilizzo con specifico riguardo agli aspetti di sostenibilità sociale e ai benefici in termini di occupazione. L'attenzione alla sostenibilità dovrebbe trovare infine riscontro nei termini di valutazione e identificazione dei prodotti derivanti da biomasse, valorizzandoli attraverso le opportune "impronte" ambientali e una "etichettatura" che ne testimoni la provenienza, con esito nella creazione di liste positive a cui riferirsi per eventuali iniziative di "procurement" orientato.

In questa prospettiva è indispensabile la definizione di standard che rendano oggettiva la qualificazione dei prodotti quanto alla loro sostenibilità, premessa per una corretta informazione del mercato, cui spetta in definitiva la scelta finale. A questo scopo risulta utile l'implementazione delle Raccomandazioni sulle Lead Market Initiatives per i Prodotti bio-based dell'Unione Europea.

Considerazioni conclusive

In considerazione degli obiettivi del programma di sostegno alla ricerca dell'Unione europea *Horizon 2020* e secondo le indicazioni del MIUR, il Tavolo ritiene importante l'avvio e lo sviluppo del cluster tecnologico nazionale della Chimica Verde, recentemente costituito. Il cluster permette in prospettiva di integrare ricerca pubblica e privata in un'ottica di responsabilità sociale di impresa, e rappresenta un primo importante atto di politica di sviluppo e sostegno alla ricerca, nonché del suo trasferimento tecnologico nell'ambito delle future bioraffinerie.

Se sostegno alla ricerca e trasferimento tecnologico sono importanti fattori di successo per la Chimica Verde, altri fattori si presentano determinanti, a partire da un quadro normativo chiaro, semplice e stabile che regoli tutti i passaggi della filiera.

Il primo passaggio critico è ovviamente costituito dalla disponibilità di biomasse, che va incentivata sia in termini di produzione primaria, con una forte integrazione nella PAC, sia recuperando tutte le possibili fonti alternative di origine industriale o da altra provenienza.

Un secondo fattore critico, che deve a sua volta essere considerato in una forte prospettiva di integrazione territoriale e di filiera, è rappresentato dalla possibilità di insediamento delle bioraffinerie nei luoghi più consoni, nella misura del possibile utilizzando aree già destinate ad usi industriali, in specie aree dismesse o da riconvertire, evitando ulteriore consumo di suolo.

L'accesso al mercato dei prodotti della Chimica Verde richiede infine un quadro preciso di caratterizzazione come prodotti sostenibili, che permetta ai fruitori di identificarli come tali. Senza distorsioni di mercato che alterino le normali condizioni di concorrenza, la

valorizzazione dei prodotti della Chimica Verde dovrebbe essere funzionale ad un orientamento dei consumi, anche attraverso meccanismi di “green procurement”, che tenga conto dei vantaggi in termini di sostenibilità e di comportamento ambientale.

La Chimica Verde si presenta come il logico coronamento dello sforzo verso la sostenibilità, già ricco di successi, dell’industria della chimica da biomasse, che auspica la realizzazione di una politica di sostegno tempestiva, duratura ed efficace, impostata sul concetto di “tripla elica”: industria, ricerca, funzione pubblica.