

Alma Mater Studiorum – Università di Bologna

DOTTORATO DI RICERCA IN

Scienze e Tecnologie Agrarie, Ambientali e Alimentari

Ciclo XXVIII

Settore Concorsuale di Afferenza: 07/C1

Settore Scientifico Disciplinare: AGR/09

*Energy Systems Optimization on
Agricultural Sector*

Presentata da: *Remo Alessio Malagnino*

Coordinatore Dottorato

Prof. Giovanni Dinelli

Relatore

Prof. Ing. Giovanni Molari

Correlatori

Prof. Ing. Paolo Zappavigna

Dott. Giuliano Vitali

Esame finale anno 2016

Indice

1. Introduzione	1
2. Produzione e impieghi dell'energia nel settore agricolo	6
2.1. Produzione e fabbisogno energetico.....	6
2.2. Fonti d'energia rinnovabili.....	9
2.2.1. Quadro normativo	10
2.2.2. Diffusione d'impianti da fonti rinnovabili in Italia	12
2.2.3. Energia rinnovabile e agricoltura.....	15
3. Impianti di produzione d'energia da fonti rinnovabili in agricoltura	19
3.1. Generatori solari fotovoltaici.....	19
3.1.1. Panoramica tecnologica.....	25
3.1.2. Tecnologie fotovoltaiche.....	25
3.1.3. Impianti fotovoltaici.....	30
3.1.4. Stato di diffusione	37
3.2. Impianti per la produzione di biometano	44
3.2.1. Panoramica tecnologica	50
3.2.1.1. Impianti e tecnologie di digestione anaerobica	50
3.2.1.2. Impianti e tecnologie di upgrading	56
3.2.2. Stato di diffusione	70
4. Modelli di ottimizzazione tecnologica d'impianti per la produzione d'energia da fonti rinnovabili.....	75
4.1. Analisi prestazionale d'impianti fotovoltaici e procedura analitica di stima della relativa resa elettrica	75
4.1.1. Introduzione.....	75

5. Conclusioni.....	136
6. Bibliografia.....	143
7. Appendice	153
7.1. <i>Analisi prestazionale d'impianti fotovoltaici e procedura analitica di stima della relativa resa elettrica: nomenclatura</i>	153
7.2. <i>Strumento di supporto decisionale per l'ottimizzazione tecnologica di un impianto per la produzione di biometano: nomenclatura.....</i>	154
8. Ringraziamenti.....	158

Lista delle Figure

Figura 1: Andamenti annui del consumo di energia primaria nel mondo in Mtep (Fonte: British Petroleum, 2015).	7
Figura 2: Consumi energetici nel settore agro-alimentare in Italia (Fonte: ENEA, 2013).	8
Figura 3: Fattore di servizio medio mensile per diverse tecnologie FER (Fonte: Wikipedia, 2015).	10
Figura 4: Impianto Fotovoltaico Grid-Connected installato su tetto di stalla per bovini da latte. (Fonte: Malagnino et al., 2015).	16
Figura 5: Spettro della radiazione solare (Fonte: Enea, 2015).	20
Figura 6: Andamento annuale della costante solare (I_0) rispetto al suo valor medio annuo (I_{sc}) (Fonte: Wikipedia, 2015).	20
Figura 7: Radiazione solare globale e relative componenti (Fonte: Enea, 2015).	21
Figura 8: Andamento della radiazione solare globale al variare delle condizioni meteo-climatiche. (Fonte: Wikipedia, 2015).	22
Figura 9: Schema della geometria di captazione solare (Fonte: http://www.volker-quaschnig.de).	23
Figura 10: Mappa tematica d'Italia della radiazione solare globale ed elettricità potenziale producibile da pannelli fotovoltaici a inclinazione ottimizzata. (Fonte: PVGIS, http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/)	24
Figura 11: Cella fotovoltaica al silicio. (Fonte: Wikipedia, 2015).	25
Figura 12: Schematizzazione della giunzione p-n in un semiconduttore. (Fonte: Wikipedia, 2015).	27
Figura 13: Le principali tipologie di moduli fotovoltaici disponibili sul mercato sono le seguenti (NREL, 2014).	28
Figura 14: Impianto Solare Cogenerativo – PVT (Fonte: www.cogenra.com).	29
Figura 15: Impianto FV a inseguimento solare (Fonte: Wikipedia, 2015).	31
Figura 16: Lay-out semplificato di un impianto FV in configurazione Stand Alone (Fonte: Enea, 2014).	32
Figura 17: Layout semplificato di un impianto fotovoltaico in configurazione Grid Connected. (Fonte: http://www.brijfootcare.in).	32
Figura 18: Variazioni percentuali di energia solare captabile annualmente da un piano fotovoltaico, comunque esposto e inclinato rispetto alla condizione orizzontale, in funzione degli angoli di Tilt (da 0° a 90°) e Azimut (da Sud a Nord). (Fonte: Malagnino et al., 2015).	34
Figura 19: Diagramma solare esemplificativo per previsione degli ombreggiamenti su campo fotovoltaico. (Fonte: PVGIS, 2015).	35
Figura 20: Mappa tematica sullo stato attuale e sulle previsioni di sviluppo del mercato fotovoltaico a livello mondiale (Fonte: EPIA, 2015).	37
Figura 21: Evoluzione della potenza e della numerosità di impianti fotovoltaici in Italia (Fonte: GSE, 2015).	38
Figura 22: Distribuzione della potenza elettrica da fotovoltaico in Italia per settore produttivo. (Fonte: GSE, 2015).	40
Figura 23: Schematizzazione di un processo di digestione anaerobica. (Fonte: Author's Elaboration).	45
Figura 24: Schema logico delle fasi biologiche del processo di digestione anaerobica. (Fonte: Wikipedia, 2015).	45
Figura 25: Schema di codigestione di biomassa di esclusiva provenienza agricola. (Fonte: Author's Elaboration).	48
Figura 26: Impianto per la produzione di biometano e per l'immissione nelle reti di distribuzione del gas naturale. (Fonte: Malagnino, 2012).	51
Figura 27: Schematizzazione di un impianto di digestione ad umido (wet). (Fonte: Bordoni et al., 2013).	52
Figura 28: Schematizzazione di impianti di digestione a secco (dry). (Fonte: Bordoni et al., 2013).	53
Figura 29: Schematizzazione di un impianto semi-dry con geometria cilindrico-orizzontale. (Fonte: www.schmack.com).	54
Figura 30: Schematizzazione di impianti di digestione anaerobica batch con e senza percolazione. (Fonte: Wikipedia, 2015).	55
Figura 31: Schematizzazione di alcuni trattamenti del biogas al variare dell'impiego finale. (Fonte: Author's Elaboration).	56

Figura 32: Layout impianto di deumidificazione biogas con separatore contro-corrente a fascio. (Fonte: Author's Elaboration).	57
Figura 33: Layout di un impianto di upgrading con tecnologia PSA. (Fonte: www.igs-global.com).	58
Figura 34: Layout di un impianto di upgrading con tecnologia PWS (Fonte: bio.methan.at).	59
Figura 35: Layout di un impianto di upgrading con tecnologia MEA/DMEA. (Fonte: MT-Energie.com).....	61
Figura 36: Sezione di membrane selettiva per upgrading. (Fonte: www.eisenmann.com).	63
Figura 37: Layout di impianto di upgrading con tecnologia a membrane selettive n serie. (Fonte: bio-methan.at).	64
Figura 38: Layout di un impianto di upgrading con tecnologia criogenica. (Fonte: Altener Programme, 2001).	65
Figura 39: Schematizzazione della connessione funzionale-produttiva esistente tra biogas e biometano. (Fonte: www.venetoagricoltura.org).	67
Figura 40: Impianti di digestione anaerobica in esercizio in diversi paesi europei al 2013. (Fonte: www.eba.eu).	70
Figura 41: Impianti per la produzione di biometano in Europa. (Fonte: www.eba.eu).	71
Figura 42: Impianto FV 1. (Fonte: Malagnino et al., 2015).	79
Figura 43: Impianto FV 2. (Fonte: Malagnino et al., 2015).	79
Figura 44: Impianto FV 3. (Fonte: Malagnino et al., 2015).	79
Figura 45: Valutazione dell'angolo d'incidenza normale β . (Fonte: Malagnino, 2015).	82
Figura 46: Flusso logico per la stima della resa energetica di un impianto fotovoltaico. (Fonte: Malagnino, 2015).	84
Figura 47: Rendimento stimato per un inverter (Danfoss TLX15) sulla base del carico orario. (Fonte: Malagnino, 2015).	86
Figura 48: Produzioni elettriche giornaliere su base media mensile registrate durante il 2012 per metro quadro di superficie FV.	89
Figura 49: Andamenti annui dei rendimenti medi mensili stimati per i pannelli FV (A) e per i sistemi di condizionamento di potenza DC/AC (B), secondo l'AEP impiegando i dati d'insolazione ARPA, durante il 2012.	91
Figura 50: Produzioni elettriche reali (Blu), stimate secondo l'AEP sui dati meteorologici ARPA (Giallo) e quelle previste da PVGIS (Rosso), degli impianti FV 1, 2 e 3 durante il 2012.	97
Figura 51: Andamenti degli scostamenti medi mensili (λ) tra le produzioni elettriche reali e quelle stimate, secondo l'AEP sui dati meteorologici ARPA (A) e dal software PVGIS (B), relative agli impianti FV 1, 2 e 3 durante il 2012.	98
Figura 52: DFM Framework. Linea nera: Flusso di prodotti agricoli; Linea marrone: Flusso di deiezioni zootecniche/digestato; Linea viola: Flusso di sottoprodotti agro-industriali; Linea blu: Flusso d'energia elettrica; Linea verde chiaro: Flusso di biometano; Linea verde: Redditi; Linea rossa: Costi.	108
Figura 53: Scenario S0: Andamenti del NPV per una distribuzione fissata e ottimizzata delle superfici aziendali al variare del prezzo medio delle colture energetiche posto un tasso d'attualizzazione del 2%. (Fonte: Malagnino et al., 2016).	120
Figura 54: Scenario S1: Andamenti del NPV dato dall'integrazione "on farm" di un impianto per la produzione di biogas al variare delle tecnologie d'insilamento e di digestione anaerobica con un tasso d'attualizzazione del 2% per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).	122
Figura 55: Scenario S1: Andamenti del NPV con l'installazione "On farm" di un digestore termofilo a umido variando il tasso d'attualizzazione tra lo 0.1% e il 5.0%	125
Figura 56: Scenario S2: Andamenti del NPV con l'installazione "on farm" di un digestore anaerobico termofilo a umido abbinato a una linea di upgrading con tecnologia PWS al variare del tasso d'attualizzazione tra lo 0.1% e il 2% per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).	127
Figura 57: Scenario S2: Andamenti del NPV con l'installazione "on farm" di un sistema d'insilamento con silobags al variare di diverse combinazioni tecnologiche di digestione anaerobica e di upgrading con un tasso d'attualizzazione dell'1% e un sussidio pari a 400 €·ha ⁻¹ per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).	128

Figura 58: Scenario S2: Andamenti del NPV con l'installazione "on farm" di un digestore termofilo a umido abbinato a una linea di upgrading con tecnologia PWS al variare del sussidio tra 300 €·ha⁻¹ e 500 €·ha⁻¹. (Fonte: Malagnino et al., 2016). 130

Figura 59: Scenario S2: Andamenti del NPV con l'installazione "on farm" di un digestore termofilo a umido abbinato a una linea di upgrading con tecnologia PWS al variare dell'incentivo per la produzione di biometano tra 0.575 €·m⁻³ e 0.675 €·m⁻³ e applicando un tasso d'attualizzazione dell'1% per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016). 131

Lista delle tabelle

<i>Tabella 1: FER ammesse a incentivi dal D. Lgs. 28/2011.</i>	9
<i>Tabella 2: Numero, potenza e produzione degli impianti alimentati da FER nel 2013 (Fonte: GSE, 2013).</i>	12
<i>Tabella 3: Energia termica da FER nel 2013 (Fonte: GSE, 2013). a: il dato disponibile non consente di distinguere fra la frazione biodegradabile dei rifiuti e la biomassa solida.</i>	14
<i>Tabella 4: Consumi di biocarburanti nel 2013 (Fonte: GSE, 2013). a: si considerano i seguenti poteri calorifici: Biodiesel 37 MJ/kg; Bioetanolo: 27 MJ/kg; ETBE: 36 MJ/kg. b: questa voce comprende anche l'olio vegetale idrotrattato. c: si considera rinnovabile il 37% del carburante, conformemente a quanto dettato dall'Allegato III della Direttiva 2009/28/CE.</i>	14
<i>Tabella 5: Tariffe incentivanti previste dal Quinto Conto Energia per impianti fotovoltaici con una potenza di picco fino a 1 MW. (Fonte: D.M. 5 luglio 2012). a: la tariffa premio è riconosciuta per l'energia prodotta ma consumata in sito.</i>	41
<i>Tabella 6: Confronto fra le tariffe incentivanti previste dai Conti Energia per impianti fotovoltaici integrati su edifici con potenza nominale compresa tra 20 e 200 kW (Fonte: www.gse.it). a: tariffa premio sull'energia consumata in sito e applicabile alla sola quota di energia autoconsumata. b: tariffa onnicomprensiva, cioè comprendente l'incentivo e la remunerazione della vendita dell'energia prodotta e applicabile alla sola energia netta immessa in rete.</i>	43
<i>Tabella 7: Valori di riferimento dei principali parametri del processo di digestione anaerobica. (Fonte: Author's Rielaboration based on Bordoni et al., 2013).</i>	46
<i>Tabella 8: Caratteristiche delle matrici avviabili a digestione anaerobica e relativa capacità metanigena (Fonte: Bordoni et al., 2013).</i>	49
<i>Tabella 9: Confronto tecnologico ed economico tra le diverse tecniche di upgrading del biogas. (Fonte: Author's elaboration based on Petersson et al., 2009, Beil et al., 2009, TUW, 2012). a: Costi riferiti al settembre 2015.</i>	66
<i>Tabella 10: Composizioni chimiche del gas naturale/biometano e del biogas. (Fonte: Malagnino, 2012).</i>	68
<i>Tabella 11: Caratteristiche tecniche degli impianti FV. Per l'impianto FV 2, le sezioni A, B e C rappresentano, rispettivamente, la falda Ovest del tetto della stalla a stabulazione fissa, le falde Est e Ovest del tetto del fienile.</i>	81
<i>Tabella 12: Coefficienti empirici per la stima del rendimento di un pannello FV al variare della tecnologia.</i>	86
<i>Tabella 13: Produzioni elettriche registrate durante il 2012.</i>	90
<i>Tabella 14: Disponibilità giornaliera medie annue di energia solare in funzione dell'inclinazione e dell'orientazione dei pannelli PV rispetto a un piano orizzontale.</i>	92
<i>Tabella 15: Nell'ordine da sinistra verso destra, per ogni pannello FV e periodo campione del 2012, sono riportati: valori orari minimi, medi e massimi, dei rendimenti stimati; differenze percentuali tra i rendimenti medi orari stimati rispetto ai valori nominali. (a: dati su base media giornaliera).</i>	94
<i>Tabella 16: Perdite annue stimate secondo l'AEP sui dati meteorologici ARPA e quelle previste da PVGIS, per gli impianti FV 1, 2 (valori mediati sulle tre sezioni) e 3.</i>	96
<i>Tabella 17: Nell'ordine da sinistra verso destra, per ogni impianto FV, sulla base dei risultati forniti dall'AEP sui dati meteorologici ARPA e dal software PVGIS, sono riportati: energia elettrica stimata annua e giornaliera per metro quadro; variazioni di energia solare captabile rispetto al piano orizzontale; efficienza globale, tenuto conto anche dell'influenza della tecnologia del pannello FV. (a: valori mediati sulle tre sezioni).</i>	98
<i>Tabella 18: Valori del BMP per diversi feedstock avviabili a digestione anaerobica. a: Schievano et al., 2009; b: Schievano et al., 2015. c: Danieli et al., 2011; d: Bordoni et al., 2013; e: Coltivazioni energetiche secondo classificazione del D.M. 6 Luglio 2012.</i>	111
<i>Tabella 19: Database delle tecnologie d'insilamento. (Fonte: Malagnino et al., 2016).</i>	111
<i>Tabella 20: Database delle tecnologie di digestione anaerobica. (Fonte: Malagnino et al., 2016).</i>	113
<i>Tabella 21: Sistema d'incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti biogas. (Fonte: Malagnino et al., 2016).</i>	115

<i>Tabella 22: Costi di un digestore anaerobico e di un cogeneratore valutati per una potenza elettrica nominale compresa tra 300 e 999 kW.</i>	115
<i>Tabella 23: Database delle tecnologie di upgrading. a: Petersson et al., 2009; b: Bekkering et al., 2010; c: Piccinini, 2014.</i>	118
<i>Tabella 24: Sistema d'incentivazione per la produzione di biometano per l'immissione nelle reti del gas naturale. (Fonte: Malagnino et al., 2016).</i>	118
<i>Tabella 25: Costi delle tecnologie di upgrading per metro cubo orario prodotto per una capacità produttiva compresa tra 100 e 330 m³ h⁻¹. (Fonte: Malagnino et al., 2016).</i>	118
<i>Tabella 26: Case study.</i>	120
<i>Tabella 27: Scenari tecnologici. (Fonte: Malagnino et al., 2016).</i>	121
<i>Tabella 28: Scenario S0: INPV, NPV cumulativi e risultati agronomici applicando un tasso di attualizzazione del 2% per un periodo di 20 anni (Fonte: Malagnino et al., 2016).</i>	121
<i>Tabella 29: Scenario S1: INPV, NPV cumulativo, tempo di ritorno economico, risultati agronomici e stime per l'approvvigionamento della peggiore e della miglior combinazione tecnologica per la produzione di energia elettrica con un tasso d'attualizzazione del 2% per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).</i> ..	124
<i>Tabella 30: Scenario S2: INPV, NPV cumulativo, tempo di ritorno economico, risultati agronomici e stime per l'approvvigionamento della peggiore e della migliore combinazione tecnologica per la produzione di biometano con un tasso d'attualizzazione dell'1% e un sussidio pari a 400 €·ha⁻¹ per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).</i>	130

1. Introduzione

La riduzione delle emissioni di CO₂ è stata una delle più importanti sfide ambientali a livello globale di questi ultimi anni (*Fargione et al., 2008*), le cui conseguenze - acidificazione della geosfera ed effetto serra - sono prevalentemente dovute al consumo di energia da fonti fossili (*Solomon, et al., 2008*). In particolare, come molti altri settori produttivi, anche l'agricoltura sta affrontando il problema della crescente dipendenza da fonti d'energia, quali il petrolio, il carbone e il gas naturale (*Karkacier et al., 2006*). Le attività agricole richiedono elevati apporti energetici (*Pelletier et al., 2011*).

L'agricoltura può rispondere direttamente a questi bisogni grazie alle notevoli risorse naturali disponibili (es. biomasse) attraverso l'adozione di sistemi di produzione d'energia da fonti rinnovabili (*Bianco et al., 2014*).

A livello globale, per soddisfare la richiesta di energia del settore agricolo, e non solo, sono state adottate innumerevoli politiche pubbliche in favore della “*Green Energy*” (*Wright, 2006*). L'applicazione di “*carbon tax*”, d'incentivi e sgravi fiscali per lo sviluppo di sistemi energetici alternativi risultano alcuni esempi di come tutti i governi a livello globale hanno cercato di realizzare le condizioni favorevoli alla diffusione delle “*Green Technologies*”. Nondimeno, per essere proficui su larga scala, questi processi devono essere combinati con una proposta di valore più generale (*Collantes, 2010*).

In tale prospettiva, l'Unione Europea ha sancito nel 2008 il suo modello di politica ambientale attraverso il pacchetto normativo “20-20-20” per il conseguimento di due obiettivi fondamentali entro il 2020: riduzione delle emissioni climalteranti del 20% e incremento della frazione di copertura energetica da fonti rinnovabili al 20% (European Parliament Directive 2009/28/EC), come l'energia solare e da biomasse (*Asif, et al., 2007*).

In particolare, il solare fotovoltaico (FV) e le bioenergie, in particolare il biogas/biometano (BP), possono certamente fornire un grande contributo al raggiungimento di questi obiettivi (IEA, 2015). In Italia, la loro diffusione non è stata sufficientemente incontrollata a causa degli elevati incentivi garantiti negli ultimi anni.

Lo sviluppo d'impianti solari fotovoltaici, per esempio, è stato fortemente facilitato fino al 2010 (*IV Conto Energia*). Da allora, gli incentivi previsti sono stati rimodulati a causa dell'eccessiva diffusione di questi sistemi in installazioni a terra con un forte consumo di superfici agricole (Malagnino et al., 2015).

Analogamente, prima del 2012, il quadro legislativo nazionale era stato particolarmente orientato verso la diffusione d'impianti per la produzione di biogas (IR, 2011): una tariffa incentivante onnicomprensiva era riconosciuta a prescindere dal tipo d'impianto (agro-industriale), dalla tipologia di biomassa impiegata e dalla potenza installata. Al contrario, il decreto ministeriale del 6 luglio 2012 ha prodotto un sistema d'incentivi più restrittivo per limitare la diffusione di grandi centrali elettriche a biogas in aree geografiche limitate (vds. Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna secondo i dati del GSE, 2015).

Più recentemente, anche il D.M. 6 dicembre 2013 ha fornito una serie d'incentivi commisurati sulla base del tipo di biomassa impiegata e della potenza installata per la produzione di biometano.

La rapida evoluzione della legislazione nazionale ha avuto senza dubbio un forte impatto sullo sviluppo economico-sostenibile di queste “*Green Technologies*”, specialmente in agricoltura.

Se in passato l'installazione di un impianto fotovoltaico o un digestore anaerobico in un'azienda agro-zootecnica poteva costituire una sicura fonte di reddito derivante dalla vendita dell'energia elettrica, oramai è necessario puntare all'ottimizzazione di tali sistemi

energetici in funzione del contesto aziendale, affinché sia massimizzata la loro marginalità sul reddito agricolo tradizionale (*Cucchiela et al., 2015*).

Per quanto riguarda il settore del solare fotovoltaico, utilizzando, per esempio, la superficie disponibile offerta dai tetti dei fabbricati agricoli che, secondo la stima dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (*IEA, 2002*), ammonta a 128 km² (superficie netta globale) sufficienti per produrre 16 TWh_{el}/anno in Italia, l'autosufficienza del settore agricolo sarebbe raggiunta (*Brofferio, 2005*). Tuttavia, in tale prospettiva è necessario considerare anche l'efficienza energetica di un impianto fotovoltaico architettonicamente integrato o, quantomeno, disporre di modelli analitici affidabili per valutare l'effettivo rendimento di un generatore FV (*Nofuentes et al., 2003*).

Anche nel caso d'impianti per la produzione di biogas/biometano, i vantaggi economici e ambientali per un'azienda agro-zootecnica sono notevoli (*Petersson et al., 2009*). In Italia, il settore energetico è ancora in uno stadio di sviluppo limitato (*IEA, 2015*), ma, come già detto in precedenza, l'attuale sistema d'incentivazione fornisce un'interessante prospettiva economica, in particolar modo per installazioni di piccola-media potenza collegate alla rete del gas naturale e con l'impiego di sottoprodotti agricoli (*IMED, 2013*).

Per questo motivo, la necessità di prevedere il rendimento energetico in base alla disponibilità aziendale di biomasse è basilare per definire l'effettiva marginalità di questi sistemi energetici alternativi sul reddito agricolo (*Malagnino et al., 2016*).

Inoltre, l'economia di scala che caratterizza un impianto per la produzione di biometano favorisce maggiormente le grandi installazioni, evidenziando, al contempo, una rilevante differenza d'efficienza delle diverse tecnologie attualmente disponibili (*Beil et al., 2009*).

Pertanto, le prospettive economiche e ambientali offerte sia da un generatore FV sia da un impianto BP sono sostanzialmente legate alla scelta della tecnologia per dato contesto

aziendale agricolo, e non più esclusivamente al solo dimensionamento impiantistico per ottenere il massimo risultato economico (*Abbott, 2010*).

Alla luce delle considerazioni sopra esposte, l'obiettivo principale di questo lavoro è stato quello di sviluppare strumenti di supporto decisionale (*Decision Support Systems – DSS*) per valutare le diverse potenzialità economiche ed energetiche offerte sia da impianti solari fotovoltaici sia per la produzione di biogas/biometano su scala agricola aziendale.

Un primo studio si è incentrato sull'analisi prestazionale d'impianti fotovoltaici installati in un'impresa agricola. Lo scopo è stato quello di analizzare l'impatto che ciascun componente ha sull'efficienza globale di un generatore fotovoltaico e, allo stesso tempo, definire una procedura analitica per l'ottimizzazione dei parametri tecnici che consentono di massimizzare la resa elettrica annua di un impianto integrato su tetto rispetto a un'installazione a terra.

Un secondo studio è stato condotto per valutare la marginalità che un impianto per la produzione di biometano ha sul reddito di un'azienda agricola: sulla base delle attuali tecnologie di upgrading del biogas e, tenuto conto degli incentivi previsti per la sua immissione nella rete del gas naturale, è stato, così, sviluppato un DSS su scala aziendale.

2. Produzione e impieghi dell'energia nel settore agricolo

In questo capitolo, lo stato di diffusione di sistemi di produzione d'energia da fonti rinnovabili è analizzato con particolare riguardo al settore agricolo. Una panoramica generale sulla produzione di energia da FER e i diversi impieghi finali sono presentati.

Nel capitolo successivo l'attenzione è posta su segmenti d'applicazione specifici quali i generatori solari fotovoltaici e gli impianti per la produzione di biometano per l'immissione nelle reti del gas naturale.

2.1. Produzione e fabbisogno energetico

Il consumo mondiale di energia primaria durante il 2014 è stato pari a 13000 Mtep con un incremento dello 0.9% rispetto all'anno precedente (*BP, 2015*). A livello continentale, il principale consumatore energetico è l'Asia, con il 41.3% della spesa energetica mondiale, seguita da America settentrionale ed Europa con frazioni di consumo totale pari rispettivamente al 21.8% e al 12.5%.

I consumi energetici mondiali sono in crescita e la domanda mondiale aumenterà di oltre un terzo da oggi al 2035 con Cina, India e Medio Oriente che assorbiranno il 60% del consumo totale (*IEA, 2012*). I combustibili fossili sono ancora preponderanti nel mix energetico mondiale (Figura 1).

Questa situazione non è in linea con gli obiettivi di contrasto ai cambiamenti climatici e il riscaldamento planetario (Fargione et al., 2008). Per questo motivo, maggiore attenzione deve essere posta su due filoni paralleli: l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili (FER). Infatti, si prevede che nel 2035 le FER possano coprire fino al 35% del fabbisogno mondiale di energia elettrica (*IEA, 2012*). I più recenti dati *Eurostat* mostrano un consumo interno lordo di

energia primaria nei 28 paesi europei di 1666 Mtep nel 2013 (*Eurostat, 2013*). Più in dettaglio, la Germania è la nazione più energivora, con 356.3 Mtep, seguita da Francia (227.8), Regno Unito (210.6) e Italia (153.5). I principali impieghi di energia primaria derivano da quattro settori produttivi: trasporto (31.7%), domestico (26.7%), industriale (25.3%) e agricolo (2.2%).

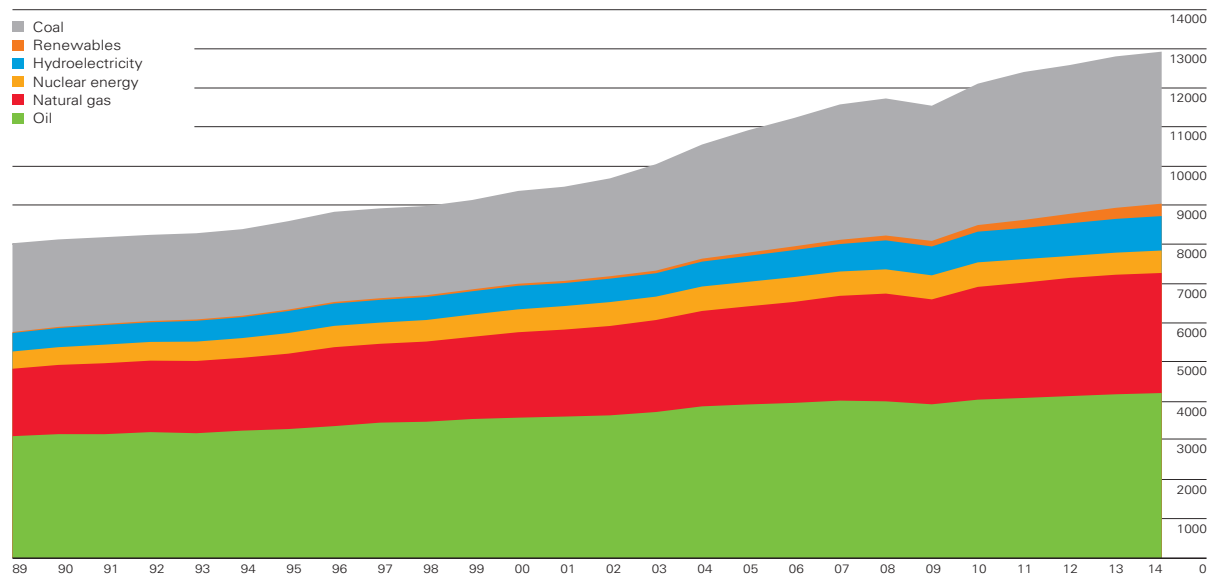


Figura 1: Andamenti annuali del consumo di energia primaria nel mondo in Mtep (Fonte: British Petroleum, 2015).

Per quanto riguarda la produzione d'energia primaria, il bilancio energetico al 2013 evidenzia una generazione lorda di circa 790 Mtep (*Eurostat, 2013*). Relativamente alle FER, i dati *Eurostat* rilevano un forte trend evolutivo delle rinnovabili nel decennio 2000-2013.

La potenza elettrica netta degli impianti europei, pari a 694.75 GW nell'anno 2000, vedeva una netta preponderanza delle fonti convenzionali con oltre il 60%, mentre la quota ascrivibile alle FER era pari al 18.8%; nel 2013, con una potenza netta salita di oltre il 25%, le fonti convenzionali mantenevano ancora il primato (54.2%), ma la quota FER aumentava fino al 30%.

Interessante l'esame dell'apporto delle singole FER al bilancio energetico europeo: nel 2000 la fonte idrica copriva quasi l'82% della potenza netta e la seconda FER in ordine

d'importanza era l'eolica con appena il 10% della potenza netta; nel 2013 gli impianti idroelettrici rappresentavano il 42% della potenza, mentre quelli eolici e solari fotovoltaici rispettivamente il 34% e 12.1%, seguiti dalle bioenergie (11.6%).

In Italia il consumo finale di energia si attestava nel 2014 sui 153.4 Mtep (*Terna, 2014*). La ripartizione fra le varie fonti energetiche, con riferimento al consumo interno lordo di energia, era la seguente: 34.4% da prodotti petroliferi, 30.5% da gas naturale, 21.2% da rinnovabili, 8.1% da solidi e 5.8% da elettricità primaria (elettricità da processi primari quali il nucleare, l'idroelettrico e la geotermia). Gli impieghi finali di energia nel 2014 sono così ripartiti fra i diversi settori: usi civili 22.1%, trasporti 34%, industria 42.1% e agricoltura 1.8%.

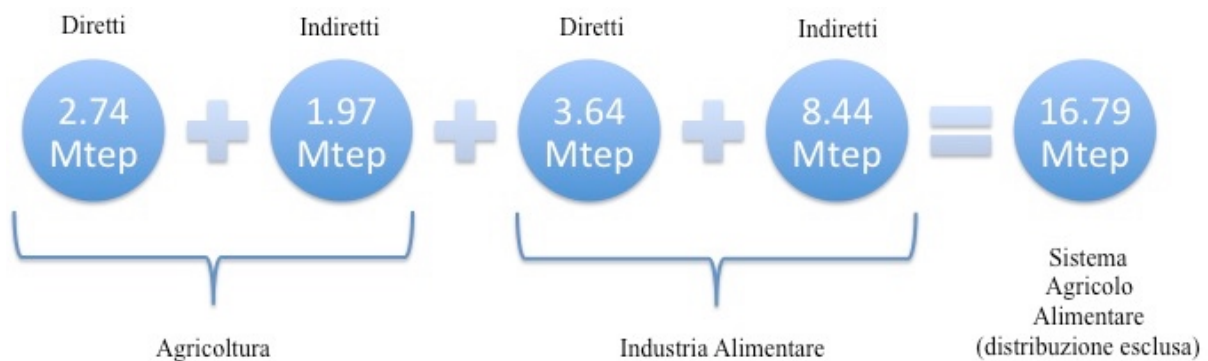


Figura 2: Consumi energetici nel settore agro-alimentare in Italia (Fonte: ENEA, 2013).

In particolare, il sistema agroalimentare italiano, cioè l'insieme dell'agricoltura e dell'agroindustria (Figura 2) ha registrato un consumo energetico totale annuo di 16.79 Mtep durante il 2013 (*ENEA, 2015*) così distribuito: 3.03 Mtep per irrigazione, lavorazione dei terreni, energia termica ed elettricità per utenze varie; 2.9 Mtep per industria alimentare; 2.25 Mtep per combustibili per serre e pieno campo, fitosanitari, fertilizzanti e plastica; 8.61 Mtep per trasporto, preparazione, conservazione, distribuzione, stoccaggio e commercializzazione.

Pertanto, dall'analisi dei dati di produzione e consumo energetico al variare del contesto geografico e produttivo, e in particolare nel settore agroalimentare, si osserva come vi sia ancora una forte dipendenza da fonti fossili in tutte le attività produttive (*Wright, 2006*).

Tuttavia l'implementazione d'impianti FER può contribuire fortemente nel ridurre tale dipendenza energetica soprattutto alla luce degli ingenti sforzi internazionali per lo sviluppo di queste tecnologie (*Malagnino et al., 2015*).

2.2. Fonti d'energia rinnovabili

Secondo il D.lgs. 28/2011 l'energia prodotta da FER è quella derivante da eolico, solare, aerotermico, geotermico, idrottermico, oceanico, idraulico, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas (Tabella 1).

Tuttavia, non tutte le fonti rinnovabili presentano efficienze e continuità d'esercizio simili (*Abbott, 2010*). Difatti è possibile sviluppare una classificazione fra le diverse FER sulla base della programmabilità della produzione energetica.

Tipo	Mezzo di produzione	Energia prodotta
Acqua	Mulini a pale, centrali idroelettriche	Elettricità
Biomassa	Materiali vegetali legno, scarti agricoli e liquami	Calore, Elettricità
Geotermia	Acqua calda sotto forma di vapore (soffione) o di getto d'acqua (geyser)	Calore, Elettricità
Sole	Collettori solari o celle fotovoltaiche	Calore, Elettricità
Vento	Mulini a vento, aeromotori o aerogeneratori	Elettricità

Tabella 1: FER ammesse a incentivi dal D. Lgs. 28/2011.

Le FER programmabili, comprendenti l'idraulica da serbatoio o da bacino e le bioenergie, funzionano solo con interventi e azioni umane, stante la disponibilità delle materie prime necessarie alla produzione. Al contrario, il funzionamento di fonti rinnovabili non programmabili, quali l'idraulica da acqua fluente, il solare e l'eolico, non può essere pianificato, poiché la produzione dipende dalla disponibilità di acqua, di vento o di sole.

Pertanto, sussistono sostanziali differenze in termini di potenzialità produttiva fra FER programmabili o meno. I parametri impiantistici che determinano tali differenze sono il

numero di ore/anno di funzionamento e la potenza effettiva degli impianti. Risulta evidente, ad esempio, che un impianto a biogas a regime può teoricamente lavorare per la quasi totalità delle ore di un anno (Figura 3), mentre un impianto fotovoltaico ha un'operatività limitata dalle ore di luce nell'arco dell'anno e dalle condizioni climatiche, potendo raggiungere un numero di ore utili teoriche l'anno molto minore (Malagnino, 2015).

Altra differenza rilevante è la potenza media effettiva dell'impianto, che per il biogas può essere teoricamente molto vicina a quella massima, mentre per il fotovoltaico è sempre nettamente minore di quella di picco e molto variabile durante l'anno.

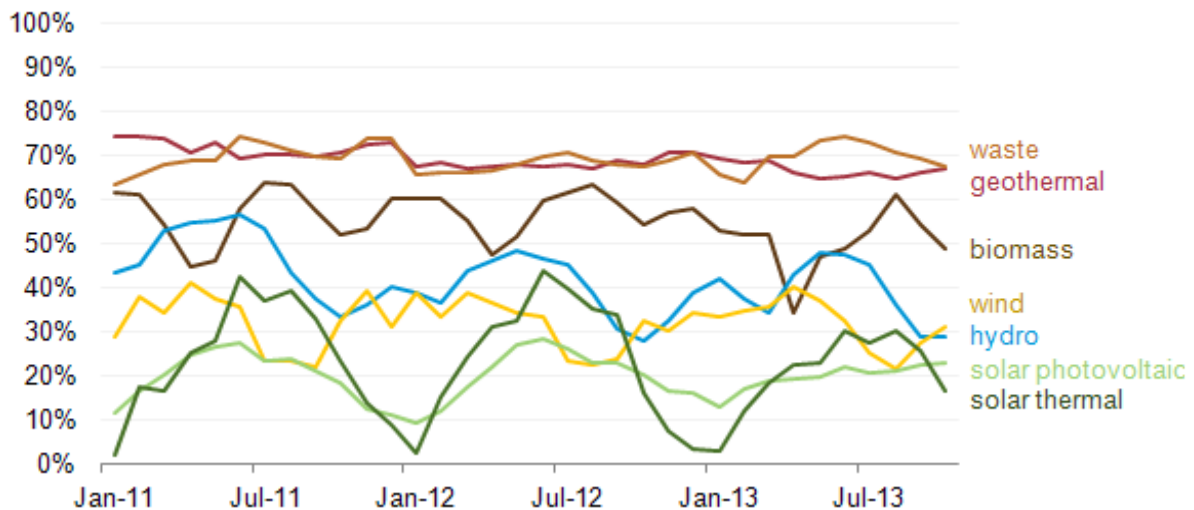


Figura 3: Fattore di servizio medio mensile per diverse tecnologie FER (Fonte: BP, 2015).

La massima potenza, infatti, sarà disponibile solo nelle migliori condizioni di clima e d'insolazione, cioè per poche ore l'anno. Ciò significa che un impianto di biogas potrà produrre molta più energia di un impianto fotovoltaico di pari potenza nominale. In termini economici una diversa redditività delle due soluzioni impiantistiche è dunque inevitabile fatto salvo il ricorso a sistemi d'incentivazione non basati sulla "Grid Parity" (Wright, 2006).

2.2.1. Quadro normativo

Dal punto di vista dello sviluppo delle tecnologie FER, il Protocollo di Kyoto, sottoscritto l'11 dicembre 1997 da oltre 160 paesi industrializzati, rappresenta il più importante atto della

comunità internazionale per combattere il riscaldamento globale del pianeta. Questo trattato ha fissato degli obblighi per i paesi firmatari; in particolare, è stata richiesta una riduzione delle emissioni di gas climalteranti in misura non inferiore al 5% delle emissioni registrate nel 1990. Il Protocollo ha anche previsto dei meccanismi di compensazione basati sull'acquisto di crediti di emissioni, attuati tramite strumenti diversi, fra cui l'Emissions Trading (mercato delle emissioni) e il Clean Development Mechanism (meccanismo per lo sviluppo pulito).

A livello europeo, gli obiettivi energetici sono raccolti nel noto Pacchetto Clima-Energia “20-20-20”. Gli obiettivi da raggiungere entro il 2020 risultano: riduzione di almeno il 20% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto all’anno 1990; riduzione del 20% dei consumi energetici rispetto alle proiezioni “inerziali” per il 2020 (fatte nel 2007), attraverso l’aumento dell’efficienza energetica e il contestuale incremento al 20% della quota del consumo energetico europeo soddisfatta da FER.

Con il Pacchetto Clima-Energia ogni Stato membro ha visto definiti i propri obiettivi di politica interna energetica. A livello nazionale, infatti, hanno rilevanza strumenti quali il Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN) e la Strategia energetica nazionale (SEN).

Il PAN definisce le azioni da implementare per il raggiungimento dell'obiettivo, al 2020, del 17% dei consumi lordi nazionali da soddisfare con energia prodotta da FER attraverso una ripartizione nei tre settori energetici dell'elettrico, del termico e dei trasporti. Al contrario, la nuova SEN è lo strumento di programmazione della politica energetica nazionale per i vari comparti produttivi.

Infine, per quanto riguarda lo sviluppo delle FER, a questi strumenti normativi è stata affiancata una serie di altri decreti ministeriali e legislativi di regolamentazione alle FER, distinguendole tra solare fotovoltaico e altre fonti, con sistemi d’incentivazione disgiunti (*IMED, 2011; IMED, 2012; IMED, 2013*).

2.2.2. Diffusione d'impianti da fonti rinnovabili in Italia

Le FER ricoprono un ruolo di primo piano nell'ambito del sistema energetico nazionale. Il rapido aumento della produzione energetica di alcune FER (elettrica, termica e trasporti) è da attribuirsi alle politiche incentivanti messe in atto in molti paesi e al trend decrescente dei costi delle relative tecnologie, a sua volta stimolato dalla diffusione delle stesse rinnovabili (IEA, 2015).

Lo stato delle FER in Italia è descritto dal Rapporto Statistico annuale pubblicato dal Gestore dei Servizi Energetici; l'ultimo disponibile è quello riguardante l'anno 2013. Durante il 2013, i consumi complessivi di energia da FER in Italia sono stati pari a 20.7 Mtep con un aumento del 5.7% rispetto all'anno precedente.

Per quanto riguarda il settore elettrico, in particolare, grazie ai quasi 600000 impianti installati sul territorio nazionale (per una potenza totale di circa 50 GW) sono stati prodotti circa 112 TWh di energia elettrica (9.6 Mtep).

Fonti Rinnovabili	Potenza (MW)	Produzione da fonti rinnovabili			
		Effettiva		Da Direttiva 2009/28/CE	
		TWh	ktep	TWh	ktep
Idraulica	18366	52.8	4537.7	45.0	3868.0
Eolica	8561	14.9	1280.9	14.1	1214.1
Solare	18053	21.6	1856.3	21.6	1856.3
Geotermica	773	5.7	486.6	5.7	486.6
Bioenergie	4033	17.1	1469.5	17.0	1458.3
Biomasse solide	1604	5.9	506.0	5.9	506.0
Biogas	1388	7.4	640.4	7.4	640.4
Bioliquidi	1041	3.8	323.1	3.6	311.9
Totale	49786	112.0	9631.0	103.3	8883.2

Tabella 2: Numero, potenza e produzione degli impianti alimentati da FER nel 2013 (Fonte: GSE, 2013).

La principale fonte rinnovabile è stata quella idraulica (44% della produzione da FER), seguita da quella solare fotovoltaica (21%), dalle bioenergie (16%), dalla fonte eolica (14%) e da quella geotermica (6%), (Tabella 2).

Al contrario, nel settore dell'energia termica (Tabella 2), nel 2013 sono stati consumati circa 10.6 Mtep di energia termica da fonti rinnovabili, di cui 9.8 Mtep in modo diretto (attraverso stufe, camini, pannelli solari, pompe di calore, impianti di sfruttamento del calore geotermico) e 0.8 Mtep come consumi di calore derivato (principalmente attraverso sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomasse).

Tuttavia è ancora limitato lo sfruttamento della risorsa geotermica e di quella solare, mentre il contributo delle pompe di calore è di grande rilievo (2.5 Mtep). In tale settore energetico, la fonte più importante è però la biomassa solida (7.5 Mtep) impiegata soprattutto nel settore domestico (6.7 Mtep).

Per quanto riguarda il settore dei trasporti (Tabella 4), sono stati immessi in consumo circa 1.25 Mtep di biocarburanti (oltre 1.4 milioni di tonnellate), in gran parte costituiti da biodiesel (94%).

Nel 2013 i consumi energetici finali lordi si sono attestati poco sopra i 124 Mtep, valore più basso dell'ultimo decennio. La frazione di copertura di tali consumi da FER è pari, pertanto, al 16.7%, un valore vicino al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17%) e all'obiettivo individuato dalla Strategia Energetica Nazionale (19-20%).

Inoltre, con riferimento alla produzione lorda di energia elettrica da rinnovabili registrata nel 2000, pari a circa 50.000 GWh, la fonte idraulica generava circa il 90% del totale, mentre, nel 2011, a fronte di una produzione lorda salita a 82961 GWh, la fonte idroelettrica manteneva il primato con il 55% circa, ma una fetta consistente era apportata da bioenergie (13%), solare (13%) ed eolico (11.9%).

Il Rapporto Statistico del GSE fornisce un parametro con il quale valutare l'efficienza di un sistema FER: si tratta del numero di ore di utilizzazione, ovvero l'intervallo medio durante il quale gli impianti hanno generato elettricità.

Fonti Rinnovabili	Consumi diretti (ktep)	Produzione di calore derivato (ktep)		Totale (ktep)
		Impianti di sola produzione termica	Impianti di cogenerazione ^a	
Solare	168	-	-	168
Biomassa solida	6725	74	527	7515
Frazione biodegradabile dei rifiuti	189	-	-	-
Bioliquidi	-	-	21	21
Biogas	45	-	201	246
Geotermica	119	16	-	135
Geotermica a bassa temperatura, aerotermica e idrotermica	2519	-	-	2519
Totale	9765	90	748	10603

Tabella 3: Energia termica da FER nel 2013 (Fonte: GSE, 2013). a: il dato disponibile non consente di distinguere fra la frazione biodegradabile dei rifiuti e la biomassa solida.

Biocarburante	Biocarburanti sostenibili		Biocarburanti totali	
	Quantità (tonnellate)	Energia ^a (ktep)	Quantità (tonnellate)	Energia ^a (ktep)
Biodiesel ^b	1332733	1178	1332748	1178
Bioetanolo	2267	1	2274	1
ETBE ^c	82597	71	84904	73
Totale	1417508	1250	1419926	1252

Tabella 4: Consumi di biocarburanti nel 2013 (Fonte: GSE, 2013). a: si considerano i seguenti poteri calorifici: Biodiesel 37 MJ/kg; Bioetanolo: 27 MJ/kg; ETBE: 36 MJ/kg. b: questa voce comprende anche l'olio vegetale idrotrattato. c: si considera rinnovabile il 37% del carburante, conformemente a quanto dettato dall'Allegato III della Direttiva 2009/28/CE.

I valori medi annuali, per singola FER, si ottengono dal rapporto lordo fra produzione generata e potenza efficiente installata. Per l'anno 2013 i valori sono di 3799 h per le bioenergie e di 1325 h per il solare fotovoltaico.

Il rapporto fra le ore di utilizzazione e quelle disponibili totali dell'anno origina il coefficiente di utilizzazione, che è pari al 43% per le bioenergie e al 15% per il solare.

Pertanto, quest'ultima osservazione spiega la notevole diffusione di tali tecnologie nel settore agro-zootecnico o, in altre parole, l'interesse di integrare il reddito agricolo con una fonte di guadagno costante data dalla vendita dell'energia prodotta da sistemi FER efficienti.

2.2.3. Energia rinnovabile e agricoltura

Oltre che la motivazione espressa al Par. 2.2.2, il settore delle FER sta suscitando un interesse crescente nel comparto agricolo anche per altre ragioni.

In primo luogo, la possibilità di ridurre i costi di produzione in quanto, per esempio, nel settore bovino da latte si registrano consumi energetici totali di 8-16 MJ per litro di latte prodotto cui corrisponde un'incidenza sul costo di produzione fino al 5.5% (*Zappavigna, 2010*).

Un'altra motivazione è legata alla disponibilità di prodotti e sottoprodotti agricoli che possono essere convenientemente impiegati nei cicli di produzione di energia da talune fonti rinnovabili quali biomasse, biocombustibili e biogas (*De Menna et al., 2016*).

A tal proposito, *Checchi et al., 2015*, ha dimostrato come in un allevamento equino con 60 cavalli stabulati impiegando le deiezioni aziendali possa essere sviluppata una potenza di circa 18 kW attraverso l'applicazione di un impianto di digestione anaerobica.

Inoltre, la disponibilità di superfici di tetti di edifici rurali e di terreni adatti all'installazione d'impianti che sfruttano l'energia solare (Figura 4), costituisce un altro motivo d'interesse del comparto agricolo verso le FER.

Risulta evidente come tale interesse sia soprattutto stimolato, da un lato, dalla possibilità di accedere a incentivi pubblici e, dall'altro, dalla difficile situazione economica e dalle crisi ricorrenti del mercato dei prodotti agricoli (*Malagnino et al., 2015*). Per questa serie di motivi, le rinnovabili che stanno suscitando il maggiore interesse negli operatori agricoli

italiani sono il fotovoltaico e il biogas cui si è affiancato nell'ultimo biennio anche il biometano (Malagnino et al., 2016).



Figura 4: Impianto Fotovoltaico Grid-Connected installato su tetto di stalla per bovini da latte (Source: Malagnino et al., 2015).

L'interesse nei confronti della tecnologia fotovoltaica può essere attribuito a:

- Produzione diretta e istantanea di energia elettrica senza organi in movimento;
- Produzione di energia nei momenti di maggior richiesta (ore diurne);
- Sviluppo di tecnologie con rendimenti delle celle in crescita (Ransome, 2007);
- Sistemi modulari facilmente integrabili in strutture edilizie esistenti;
- Semplicità d'installazione e di utilizzo;
- Scarse richieste di manutenzione ed elevata vita utile dell'impianto (non meno di 30 anni);
- Scarsi problemi di smaltimento finale;
- Incentivi economici pubblici particolarmente elevati con i primi Conti Energia (GSE, 2013).

Per il settore agricolo gli elementi vincenti sono probabilmente l'elevato incentivo, la semplicità di utilizzo e le modeste richieste d'interventi di manutenzione. Inoltre, i punti di forza del fotovoltaico nei confronti del biogas si possono così riassumere:

- Costi d'investimento più bassi, a parità di potenza dell'impianto;
- Minori costi di esercizio annui, per le ridotte manutenzioni e per il modesto consumo energetico di funzionamento;
- Tecnologia molto semplice e affidabile, che risulta poco esigente in termini di ore di lavoro da parte del gestore/proprietario;
- Produzione di elettricità nel periodo del giorno a massima richiesta e a più alto costo.

D'altro canto, un impianto di biogas può produrre in un anno da cinque a sette volte la stessa quantità di energia elettrica generata da un impianto fotovoltaico di pari potenza, essendo maggiore il numero di ore/anno di funzionamento ed essendo nettamente più alta la potenza media effettiva (Par. 2.2.2).

3. Impianti di produzione d'energia da fonti rinnovabili in agricoltura

In questo capitolo, l'attenzione è posta sull'analisi tecnologica e sullo sviluppo delle due filiere energetiche di maggior interesse agricolo: solare fotovoltaico e biogas/biometano. L'analisi dei due settori energetici è simmetrica: in primo luogo, un'analisi tecnica è sviluppata sulla base delle tecnologie disponibili e, in seguito, una panoramica sullo stato di sviluppo di ciascuna filiera energetica è proposta tenuto conto dell'evoluzione normativa a livello nazionale.

3.1. Generatori solari fotovoltaici

Si definisce energia solare l'energia raggiante emessa dal sole. L'energia di fusione nucleare generata dal sole, (principalmente nella regione centrale, fino a circa un terzo del raggio solare), a temperature di 15 milioni di gradi e densità di $10 \div 140 \text{ Mg} \cdot \text{m}^{-3}$, si trasmette per via radiativa fino a circa $2/3$ del raggio solare impiegando circa 10 milioni di anni, quindi in un paio di mesi per convezione fino al guscio esterno.

Durante il tragitto verso la superficie, lo spettro della radiazione gamma di fusione si abbassa progressivamente in conseguenza della perdita di energia della radiazione per interazione con la massa presente, emergendo per circa il 46% come luce visibile (con picco nel giallo-verde), per circa il 46% come radiazione infrarossa e per l'8% nell'ultravioletto, X, gamma (Figura 5). Infatti, applicando la legge di Planck e quella di Wien, una radiazione ondulatoria di lunghezza d'onda λ_d ha energia $E = h \cdot c / \lambda_d$ e temperatura $T = 0.0144 / \lambda_d$. Pertanto la radiazione di fusione nascente ($E \sim 1 \div 10 \text{ MeV}$), da temperature dell'ordine di $10^{10} \div 10^{11} \text{ K}$, all'equilibrio con la temperatura del sole ($15 \cdot 10^6 \text{ K}$), ha una lunghezza d'onda di $10^{-3} \mu\text{m}$ e

un'energia pari a 1.3 keV, appartenendo ancora alle frequenze gamma, mentre la radiazione solare che dalla superficie solare raggiunge la terra (0.5 μm) ha un'energia pari a 2.5 keV, ovvero si è “raffreddata” fino ad una temperatura di 28600 K.

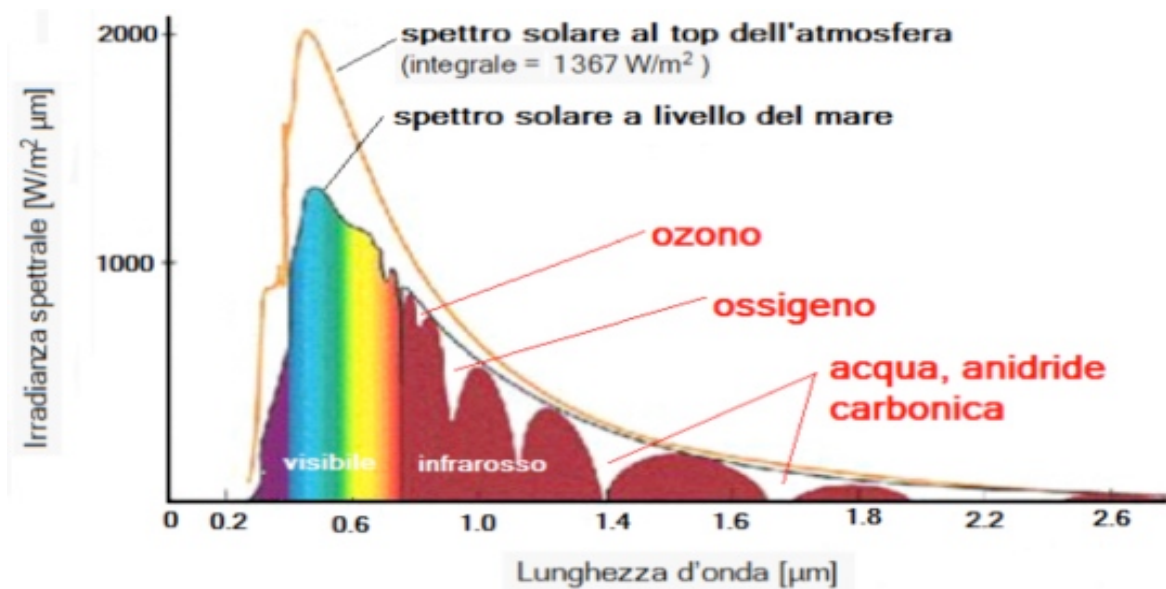


Figura 5: Spettro della radiazione solare (Fonte: Enea, 2015).

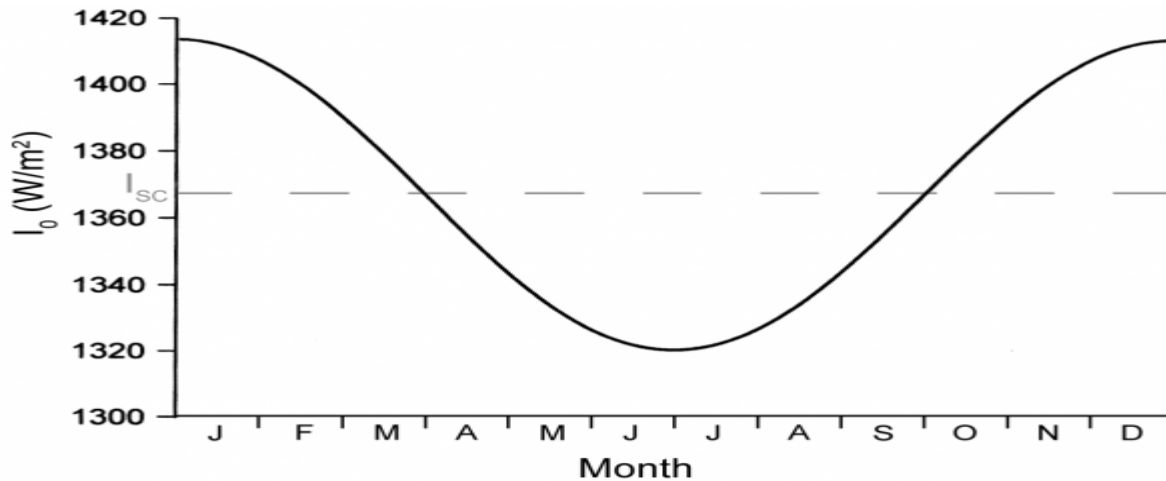


Figura 6: Andamento annuale della costante solare (I_0) rispetto al suo valor medio annuo (I_{sc}) (Fonte: Enea, 2015).

Tuttavia, dopo altri fenomeni di assorbimento da parte dell'atmosfera terrestre, la potenza che il sole indirizza verso la Terra è pari a 174 PW o, in altre parole, di 174 milioni di miliardi di Watt. L'energia emessa dal Sole raggiunge la fascia esterna dell'atmosfera terrestre con un'intensità incidente di $1.367 \text{ kW} \cdot \text{m}^{-2}$, considerando una superficie perpendicolare ai raggi

solari. Questa densità energetica è detta Costante Solare (I_{sc}), benché sia variabile da un minimo di 1.321 (Luglio) a un massimo di 1.412 $\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$ (Gennaio) a causa della variazione della distanza Sole-Terra (orbita terrestre eccentrica), oltre ad una lieve variazione della luminanza solare di poche parti su mille da un giorno all'altro (Figura 6).

Tuttavia, l'azione di filtro dell'atmosfera terrestre nei confronti della radiazione solare comporta diversi effetti dissipativi:

- Albedo: parte della radiazione che è riflessa verso lo spazio (circa il 39%);
- Assorbimento: parte della radiazione assorbita dall'atmosfera che è convertita in calore e irraggiato nuovamente nello spazio (circa il 44%);
- Scattering: parte della radiazione solare che è diffusa dall'atmosfera (circa il 17%).

Pertanto l'effettiva massima potenza sulla superficie terrestre è pari a $10^3 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ in condizioni di cielo sereno e con il sole allo zenit.

A tale potenza e alla temperatura di 25 °C si riferiscono, infatti, i test di laboratorio dei moduli fotovoltaici (Standard Test Conditions – STC).

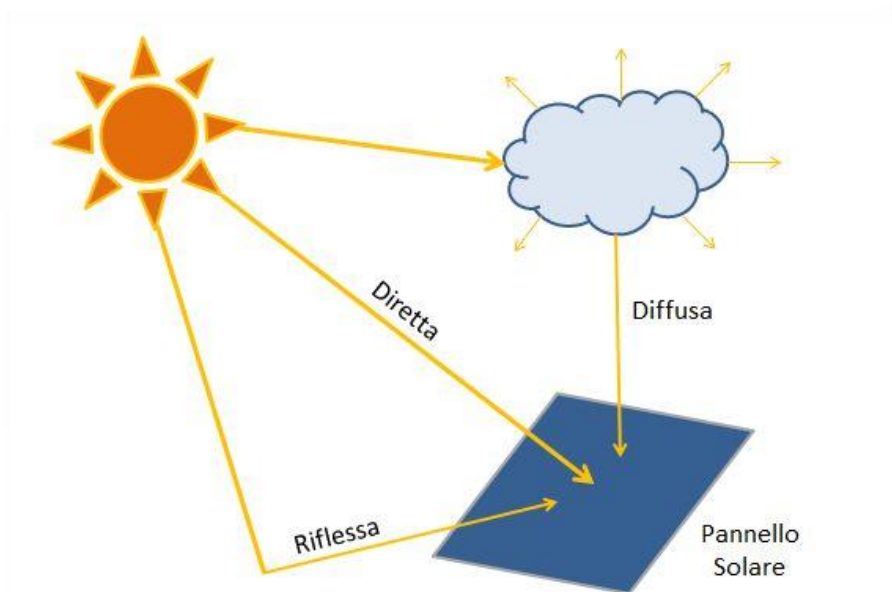


Figura 7: Radiazione solare globale e relative componenti (Fonte: Enea, 2015).

La radiazione solare che può raggiungere una superficie generica posta sulla Terra al livello del mare si distingue in tre componenti (Figura 7): diretta, che colpisce la superficie con un ben definito angolo d'incidenza, diffusa, che colpisce la superficie dopo aver subito una deviazione dall'ambiente circostante (es. nuvole), e riflessa, che colpisce la superficie dopo essere stata riflessa da un'altra superficie sulla Terra (terreno, acqua, neve, edificio, ecc.).

L'entità delle diverse quote di radiazione solare dipende da numerosi fattori, fra i quali le condizioni meteorologiche (Figura 8), l'inclinazione della superficie captante rispetto all'orizzontale e la presenza di superfici riflettenti.

Con cielo sereno, il 90% della radiazione è diretta, mentre con cielo molto coperto con nebbia fitta la radiazione può essere completamente diffusa (Malagnino, et al., 2015).

Radiazione solare	Condizioni atmosferiche							
	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
globale	1000 W/m ²	600 W/m ²	500 W/m ²	400 W/m ²	300 W/m ²	200 W/m ²	100 W/m ²	50 W/m ²
diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

Figura 8: Andamento della radiazione solare globale al variare delle condizioni meteo-climatiche. (Fonte: Enea, 2015).

La quantificazione dell'energia solare potenzialmente disponibile è in generale realizzata facendo riferimento all'irraggiamento, espresso in kW·m⁻², o all'irradiazione espressa in kWh·m⁻², ottenibile come integrale dell'irraggiamento esteso a un intervallo di tempo stabilito. Grande influenza su tali parametri hanno la latitudine del sito e l'esposizione della superficie, cioè l'angolo azimutale rispetto al Sud e l'angolo d'inclinazione rispetto all'orizzontale (Figura 9). La latitudine è rappresentata dall'angolo fra la verticale del punto considerato sulla superficie terrestre e il piano equatoriale. Per l'Italia, assume un valore

massimo di 47°05'31'Nord (cima Testa Gemella Occidentale, Alpi Aurine) e un minimo di 35°29'24'Nord (punta Pesce Spada, isola di Lampedusa).

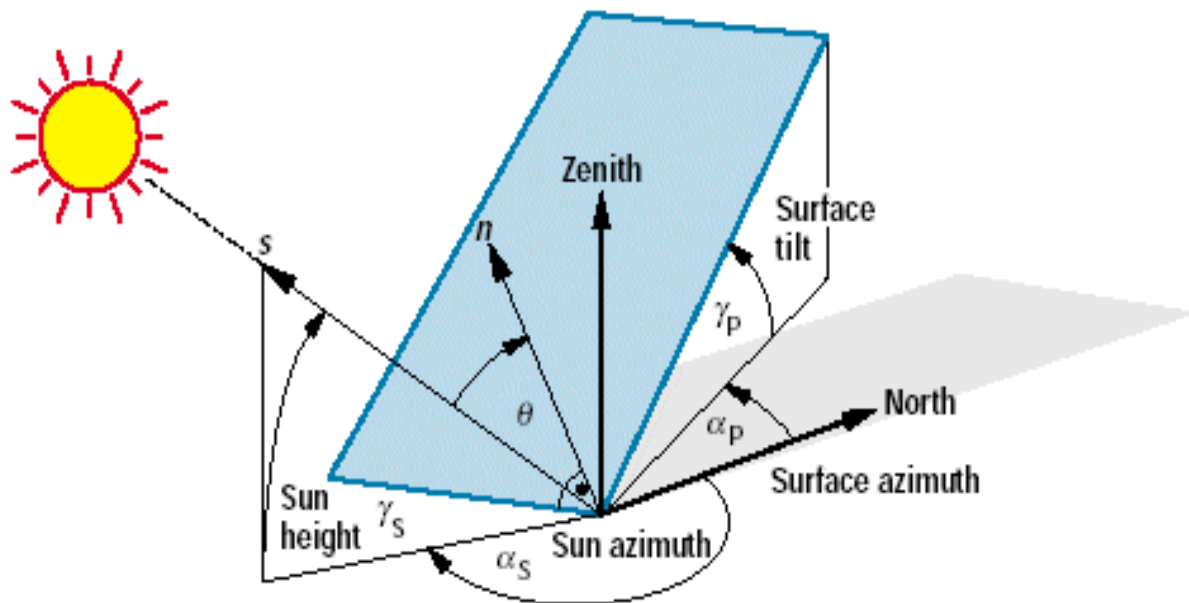


Figura 9: Schema della geometria di captazione solare (Fonte: <http://www.volker-quaschnig.de>).

La Figura 10 riporta una carta tematica d'Italia che evidenzia la radiazione solare globale annua ($\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$) su moduli fotovoltaici esposti in modo ottimale.

Alla colorazione più scura, presente sulla Sicilia, corrispondono valori uguali o superiori a $2000 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$, mentre la colorazione verde chiaro, presente nelle valli alpine, indica valori di circa $1200 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$.

La pianura padano-veneta mostra una radiazione totale annua di $1400\text{-}1450 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$. Già questi semplici dati, relativi alla sola Italia, mostrano la grande variabilità del potenziale solare al variare della latitudine.

L'energia solare è oggi utilizzabile con sistemi commercialmente disponibili attraverso due modalità: produzione diretta di energia termica per il riscaldamento dell'acqua a temperature variabili tra i 40 e i 250°C , ma anche fino a 1.000°C o produzione diretta di energia elettrica con caratteristiche tali da poter essere utilizzata dal produttore e/o essere riversata in rete.

**Global irradiation and solar electricity potential
Optimally-inclined photovoltaic modules**

Italy

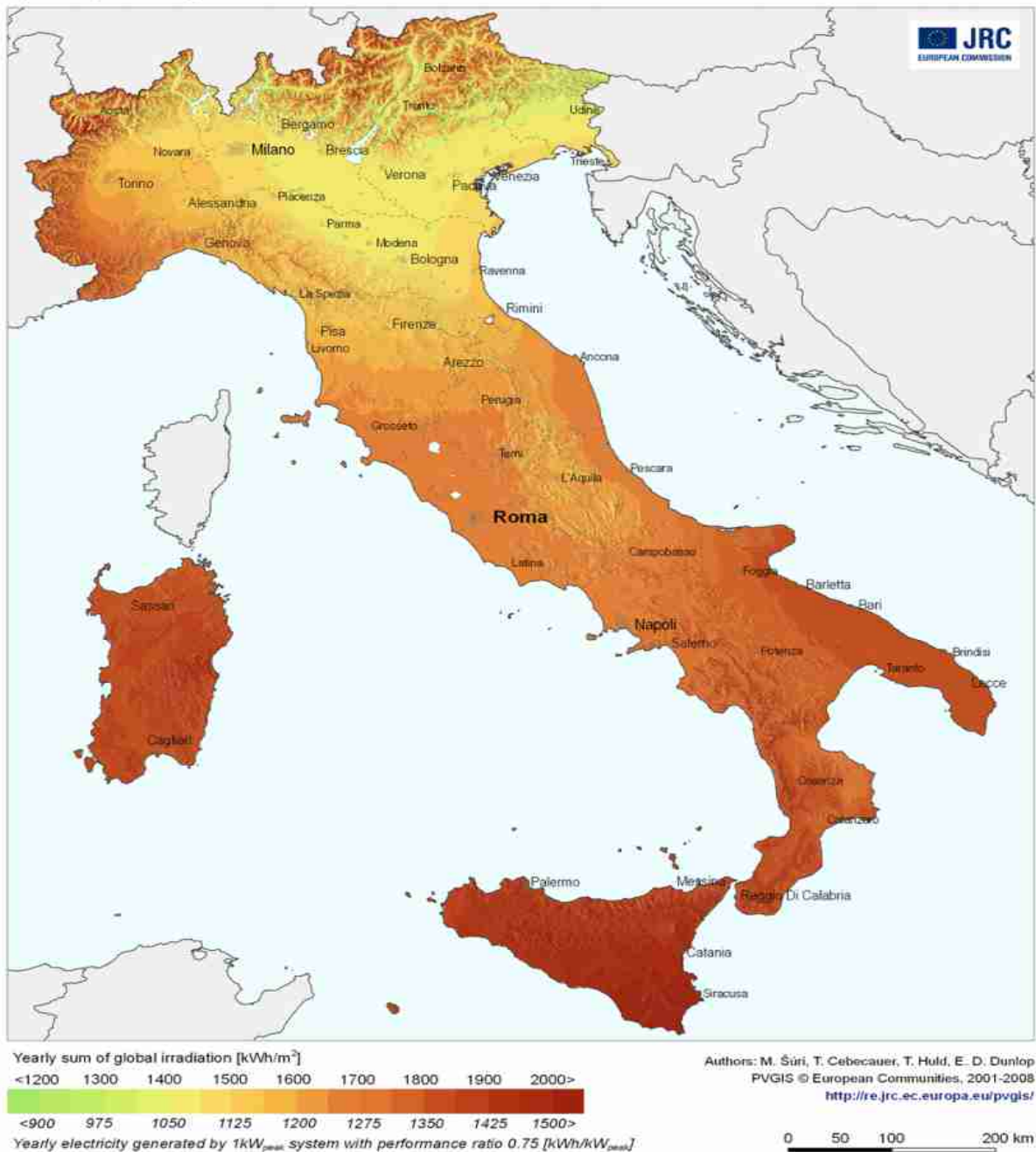


Figura 10: Mappa tematica d'Italia della radiazione solare globale ed elettricità potenziale producibile da pannelli fotovoltaici a inclinazione ottimizzata. (Fonte: PVGIS, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>)

Entrambe le opzioni destano grande interesse e hanno caratteristiche tali da poter contribuire in modo significativo al contenimento dei consumi energetici nazionali e mondiali.

A titolo informativo, il solare termico può fare fronte ai fabbisogni di acqua calda sanitaria, che nel residenziale rappresentano almeno il 10÷15% dei consumi energetici del settore, mentre in taluni comparti zootecnici può fornire acqua calda tecnologica come, ad esempio,

l'acqua necessaria ogni giorno nella sala di mungitura (*Zappavigna, 2010*). Al contrario, il solare fotovoltaico produce energia di alta qualità (elettricità) il cui consumo, con particolare riferimento ai comparti del residenziale e dei servizi, è in continuo aumento, soprattutto nei mesi estivi (*GSE, 2013*).

3.1.1. Panoramica tecnologica

3.1.1.1. Tecnologie fotovoltaiche

Lo sfruttamento della radiazione solare per la produzione di energia elettrica è possibile grazie all'effetto fotovoltaico, scoperto nel 1839 dal giovane fisico francese *A. E. Becquerel*; questi verificò che in alcuni materiali l'intensità della corrente elettrica aumentava quando questi venivano esposti alla radiazione solare. Nel 1953 il fisico *G. Pearson* dei Bell Laboratories (USA), costruì una cella solare al silicio e successivamente due suoi colleghi (*Darryl Chapin e Calvin Fuller*) realizzarono la prima cella in grado di produrre sufficiente energia elettrica per alimentare normali dispositivi elettrici casalinghi.



Figura 11: Cella fotovoltaica al silicio. (Fonte: Enea, 2015).

La teoria fisica che spiega l'effetto fotovoltaico fu pubblicata da *A. Einstein* nel 1905. Quando una radiazione elettromagnetica colpisce un materiale può cedere energia agli elettroni più

esterni degli atomi del materiale e, se questa è sufficiente, l'elettrone è libero di allontanarsi dall'atomo di appartenenza (*Parker, 1990*). L'assenza dell'elettrone è chiamata lacuna. L'energia minima necessaria all'elettrone per allontanarsi dall'atomo, in altre parole per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione, deve essere superiore alla banda proibita del materiale. Il meccanismo di funzionamento delle celle fotovoltaiche si basa sull'utilizzo di materiali semiconduttori. Attualmente, il più utilizzato è il silicio (Figura 11).

Nel caso di materiali isolanti, il salto energetico potenziale è troppo elevato perché sia sufficiente l'energia del fotone incidente, mentre, nei materiali conduttori, l'energia del “band gap” è limitata e quindi a temperatura ambientale vi è una continua produzione/distruzione di coppie elettrone-lacuna (*Ransome, 2007*).

Al contrario, quando un flusso luminoso investe invece il reticolo cristallino di un semiconduttore, un certo numero di elettroni passa nella banda di conduzione mentre un egual numero di lacune migra nella banda di valenza. Si rendono pertanto disponibili flussi di carica che si traducono in una corrente elettrica continua.

Un campo elettrico interno alla cella è necessario per tener fissati un eccesso di anioni in una parte del semiconduttore e un eccesso di cationi nell'altro. Pertanto, attraverso il processo di drogaggio di un semiconduttore con atomi trivalenti come il boro e del quinto gruppo come il fosforo, si ottengono rispettivamente una struttura di tipo p (con un eccesso di lacune) e una di tipo n (con un eccesso di elettroni), (*Stout, 1990*).

Lo strato drogato con elementi del quinto gruppo, che hanno altrettanti elettroni di valenza contro i tre di quelli del terzo gruppo, rileva una carica negativa debolmente legata costituita da un elettrone in eccesso per ogni atomo drogante.

Nello strato drogato con elementi del terzo gruppo, quindi con tre elettroni esterni, si manifesta un eccesso di carica positiva derivante dalle lacune degli atomi droganti (Figura

12). Il primo strato a carica negativa è chiamato strato n, l'altro, a carica positiva, strato p. La zona di separazione è detta giunzione p-n.

Il materiale drogato è globalmente neutro, perché tale processo è realizzato con atomi neutri; quello che cambia è l'eccesso di elettroni nei legami covalenti, da una parte, e il difetto degli stessi dall'altra.

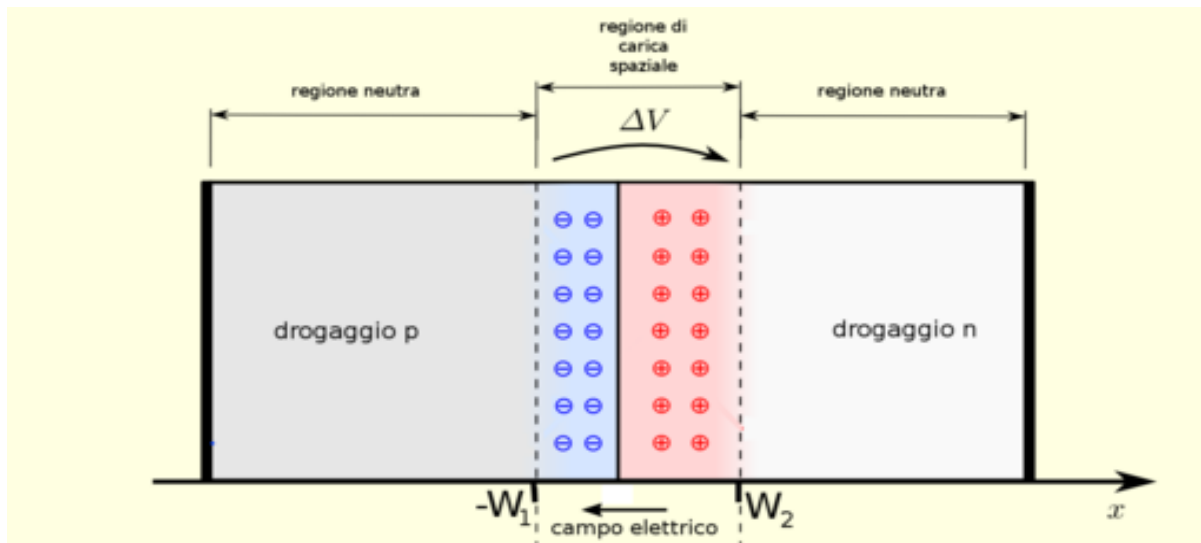


Figura 12: Schematizzazione della giunzione p-n in un semiconduttore. (Fonte: Wikipedia, 2015).

I due materiali così ottenuti, se messi a contatto, generano un flusso di diffusione di elettroni dalla zona n alla zona p e di lacune in direzione opposta, fino al raggiungimento dell'equilibrio elettrostatico, che determina un eccesso di carica positiva nella zona n, un eccesso di elettroni nella zona p e una regione intermedia detta depletion region (McEvoy et al., 2012).

Il risultato è un campo elettrico interno al dispositivo (built-in) che si estende a ridosso della regione di svuotamento. Pertanto, la giunzione dalla parte n, se irradiata con fotoni, è sede di generazione di coppie elettrone-lacuna sia nella zona n che nella zona p.

Il campo elettrico di built-in divide gli elettroni in eccesso (ottenuti dall'assorbimento dei fotoni da parte del materiale) dalle lacune, e li spinge in direzioni opposte gli uni rispetto agli altri. Un conduttore esterno connesso con la giunzione con un conduttore esterno cortocircuita

il flusso di elettroni parte dallo strato n, a potenziale maggiore, verso lo strato p, a potenziale minore fintanto che la cella risulta irradiata.

I progressi del settore fotovoltaico sono stati notevoli e hanno portato alla costruzione di celle, moduli e campi fotovoltaici sempre più efficienti e meno costosi (Figura 13), con un successo commerciale crescente, fino al vero e proprio boom di questi ultimi anni (Castellano, 2014).

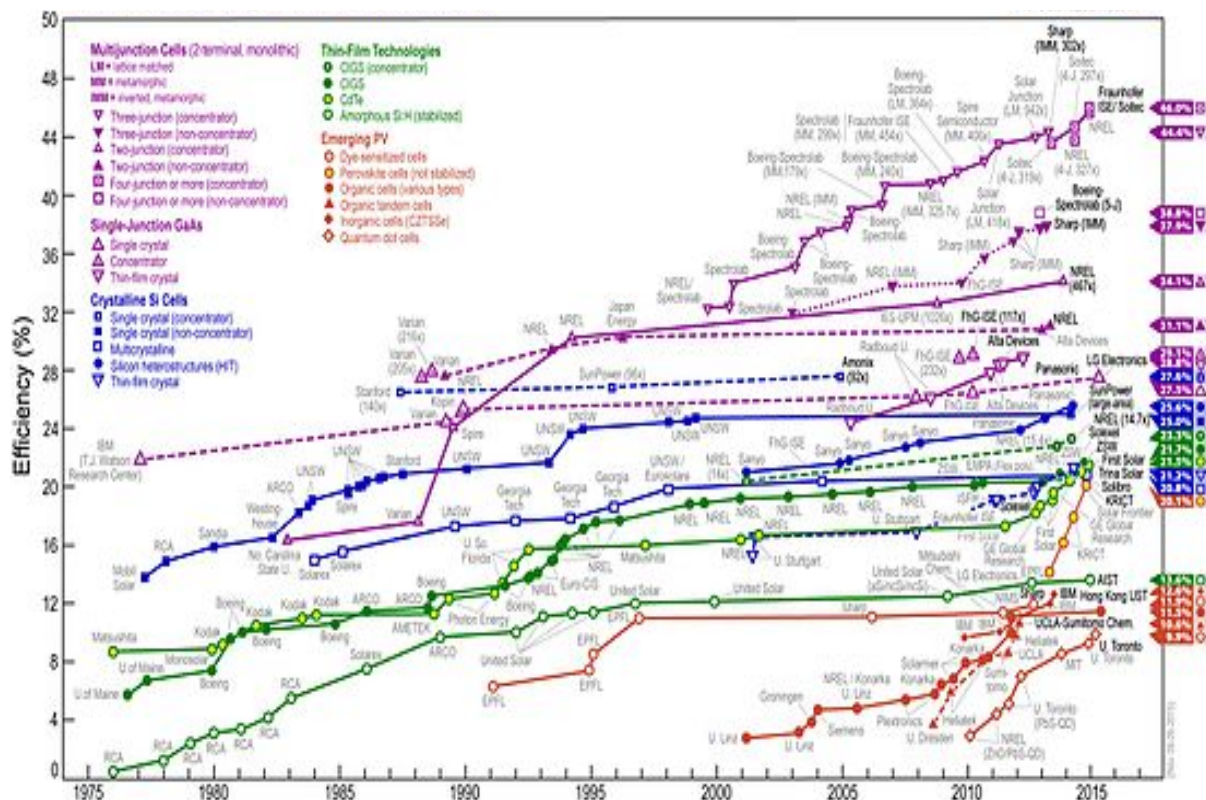


Figura 13: Sviluppo temporale della tecnologia fotovoltaica negli ultimi quaranta anni. (Fonte: NREL, 2014).

Le principali tipologie di moduli fotovoltaici disponibili sul mercato sono le seguenti (NREL, 2014):

- Silicio monocristallino (c-Si), con rendimento elevato (16-20%), ma con processo di produzione costoso;
- Silicio policristallino (c-Si), con minor efficienza (12-14%), ma più economici;
- Silicio amorfo (a-Si), con rendimento ancora inferiore (6-9%), ma adatto a condizioni di maggior irraggiamento diffuso (presenza di nuvole/nebbia);

- Tellururo di cadmio (CdTe) e solfuro di cadmio (CdS), con bassi costi, crescente diffusione, discreti livelli d'efficienza (9-13%) soprattutto alle alte temperature;
- Diseleniuro di indio e rame (CIS) e diseleniuro di indio, rame e gallio (CIGS), con basso costo e rendimenti (10-14%) ormai prossimi a quelli delle celle policristalline.

Le diverse tecnologie hanno differente capacità di sfruttare al meglio le componenti della radiazione solare e questo aspetto è uno dei più importanti, unitamente all'orientamento e all'inclinazione dei moduli, per la progettazione di un impianto fotovoltaico (*Malagnino, 2015*).

La produzione commerciale degli ultimi anni è migliorata soprattutto sotto il profilo dell'affidabilità dei componenti e ha evidenziato una significativa riduzione dei costi (*Swanson, 2006*).

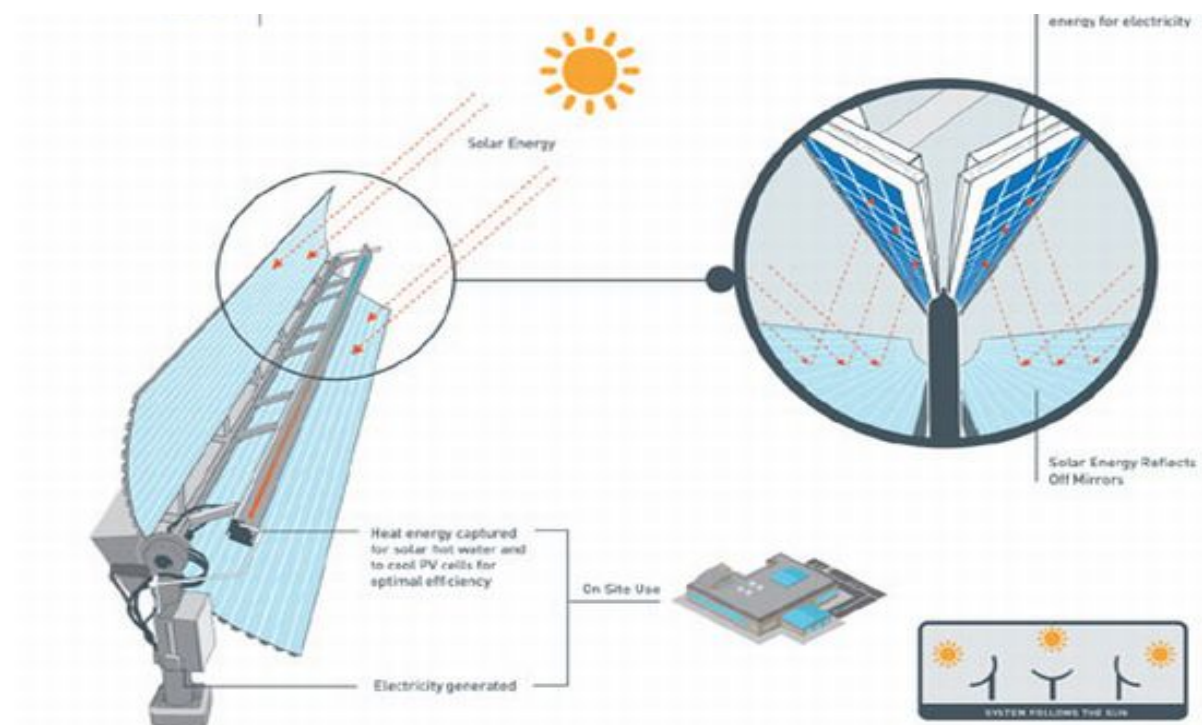


Figura 14: Impianto Solare Cogenerativo – PVT (Fonte: www.cogenra.com).

Fra le novità più promettenti si evidenzia la tecnologia dell'eterogiunzione, sulla quale operano diverse multinazionali con specifici brevetti. Uno di questi è il sistema HIT

(Heterojunction with Intrinsic Thin layer) della *Sanyo*, composto da un multistrato con un nucleo di silicio monocristallino racchiuso da sottili strati di silicio. Le principali qualità di questi moduli fotovoltaici sono l'ottimo rendimento (17-18%) e la buona efficienza anche alle alte temperature (forte insolazione estiva) o in condizioni di radiazione diffusa.

Altra novità è costituita dai pannelli solari ibridi in grado di convertire contemporaneamente la radiazione solare in elettricità e calore (*NREL, 2014*).

Questi sistemi, detti PVT (PhotoVoltaic and Thermal), uniscono in un unico impianto le caratteristiche di un pannello fotovoltaico e di un collettore solare termico. Il principale beneficio di questi impianti è dato dalla presenza di uno scambiatore di calore per la produzione di acqua calda sanitaria, posto nella parte posteriore del modulo fotovoltaico che, in condizioni estive, realizza un miglioramento dell'efficienza dei moduli fotovoltaici attraverso una riduzione della temperatura di funzionamento delle celle (Figura 14).

Una particolare tecnologia d'impianto fotovoltaico è quella a concentrazione, nella quale l'irraggiamento solare è concentrato attraverso sistemi ottici riflettenti sulle celle fotosensibili (*NREL, 2014*).

Questi sistemi raggiungono rendimenti più elevati rispetto agli impianti tradizionali ma con costi superiori (*Brofferio, 2005*).

3.1.1.2. Impianti fotovoltaici

Gli impianti fotovoltaici possono essere distinti in base all'impiantistica in fissi e a inseguimento (Figura 15). Questi ultimi sono dotati di "Tracking System", ovvero particolari strutture mobili di sostegno abbinata a una specifica sensoristica (es. piranometri sferici), in grado di modificare automaticamente l'orientamento dei moduli al variare della posizione giornaliera e stagionale del sole (correzione rispettivamente degli angoli d'altezza solare e

declinazione). Ciò si traduce in un incremento delle ore annue di funzionamento ai massimi livelli d'insolazione rispetto ai sistemi fissi (*Stout, 1990*). Si osserva come nel comparto agricolo interessino specialmente gli impianti fissi per installazioni su tetto o a terra data l'abbondante disponibilità di superfici che rende conveniente l'impiego di tecnologie più semplici e meno costose (*Malagnino et al., 2015*).



Figura 15: Impianto FV ad inseguimento solare (Fonte: Wikipedia, 2015).

Un'altra distinzione, in base al tipo di configurazione, è quella fra impianti isolati (Stand Alone) e connessi alla rete elettrica (Grid Connected).

Gli impianti isolati forniscono elettricità in zone non elettrificate, come ad esempio nei rifugi alpini o in abitazioni rurali sparse. A tal proposito, l'impianto è abbinato a un sistema di accumulo dell'energia prodotta allo scopo di renderne l'utilizzo prolungato oltre il tramonto (Figura 16).

In particolare, s'impiegano accumulatori costituiti da batterie ricaricabili tra le quali: piombo-acido AGM (*Absorbent Glas Mat*), al Gel o al litio, adatte a operare in condizioni di scarica profonda (*Deep-Cycle*) e/o in ripetuti cicli di carica/scarica (*NREL, 2014*).

Inoltre il funzionamento dell'accumulatore è controllato da un regolatore di carica per la stabilizzazione dell'energia immagazzinata in base alle diverse condizioni di carico. Al

contrario, gli impianti “Grid Connected” possono immettere tutta o parte dell'energia elettrica prodotta nella rete di distribuzione, essendo collegati in bassa o media tensione (Figura 4).

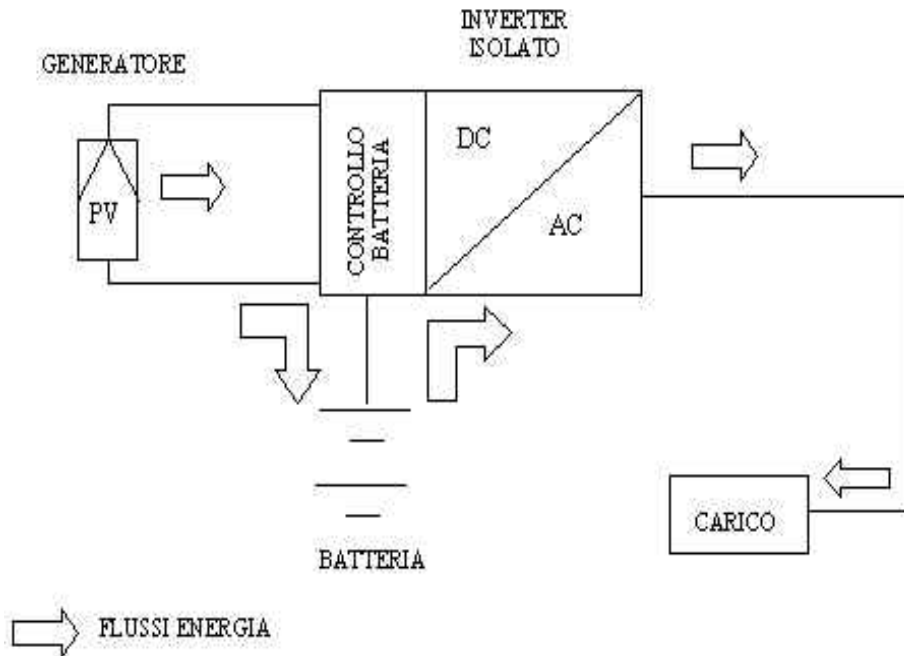


Figura 16: Lay-out semplificato di un impianto FV in configurazione Stand Alone (Fonte: Enea, 2014).

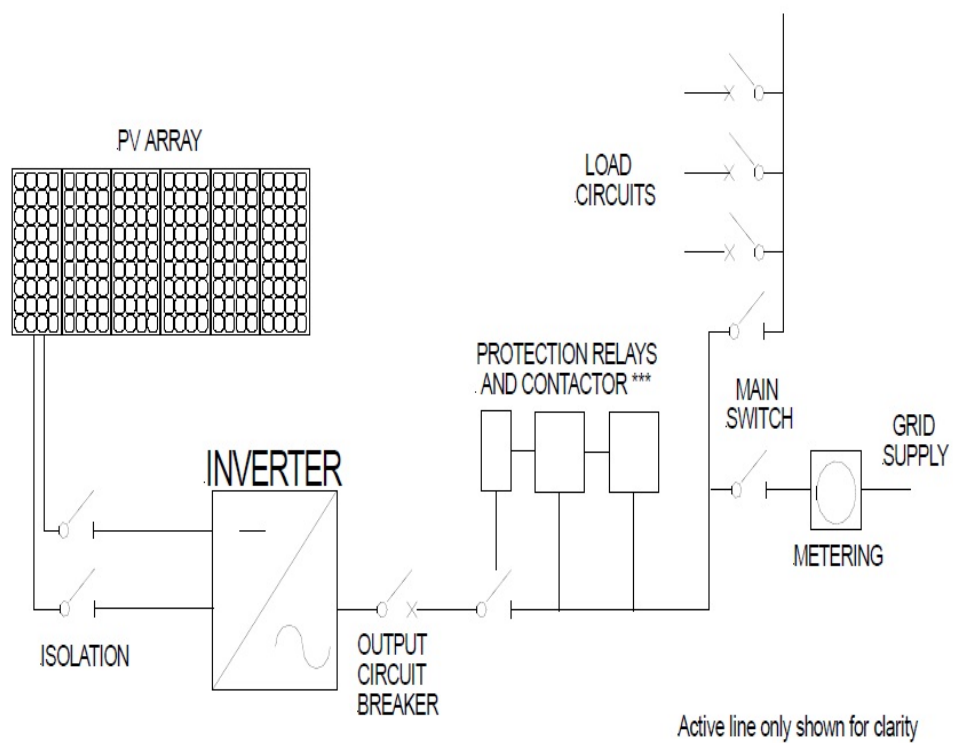


Figura 17: Layout semplificato di un impianto fotovoltaico in configurazione Grid Connected. (Fonte: <http://www.brijfootcare.in>).

Questa tipologia d'impianto fotovoltaico prevede la seguente componentistica (Figura 17):

- Generatore dato dall'insieme dei moduli fotovoltaici connessi elettricamente in serie/parallelo, installato su un edificio, su altra struttura (serra, tettoia, pensilina) o a terra;
- Quadri elettrici di campo;
- Inverter CC/CA per il controllo e il condizionamento dell'impianto;
- Quadri elettrici di consegna, distribuzione e contabilizzazione (interfaccia rete).

L'inverter converte l'energia elettrica proveniente dal generatore fotovoltaico da corrente continua (CC) in ingresso, a corrente alternata (CA) in uscita, per l'utilizzo diretto o per l'immissione in rete attraverso la regolazione del funzionamento dell'impianto verso la massima potenza possibile nelle diverse condizioni operative (funzione MPPT, Maximum Power Point Tracker).

Un meccanismo di autoregolazione molto importante è quello che consente l'immediato distacco degli inverter dalla rete nel caso di blackout elettrico (es. interruttore magnetotermico).

Oggigiorno, il mercato offre grandi inverter centralizzati, per potenze del generatore da 100 a 500 kW e oltre, inversori modulari con moduli estraibili e inverter di stringa, di dimensioni più ridotte (3-40 kW), ma adatti anche per grandi impianti multi-inverter (*NREL, 2014*).

La nuova frontiera è tuttavia rappresentata dai micro-inverter di ridottissime dimensioni per pilotare anche un solo modulo per potenze di poche centinaia di Watt.

L'energia solare che un generatore fotovoltaico può raccogliere dipende da numerosi fattori, alcuni dei quali sono già stati menzionati in precedenza (Par. 3.1): latitudine del sito, angolo azimutale rispetto al Sud, angolo di Tilt; riflettanza degli elementi vicini al generatore, potenza di picco delle celle, temperatura dei moduli e caratteristiche elettriche e di configurazione dell'impianto.

L'angolo azimutale rispetto a Sud è la deviazione angolare verso Ovest o verso Est dell'asse immaginario passante per il centro del generatore fotovoltaico, parallelo al bordo laterale dei moduli, nell'ipotesi di stesso orientamento per tutto il campo (Parker, 1977). Per convenzione, si considera un angolo positivo verso Ovest e negativo verso Est, assumendo l'asse vincolato a Nord e libero a Sud.

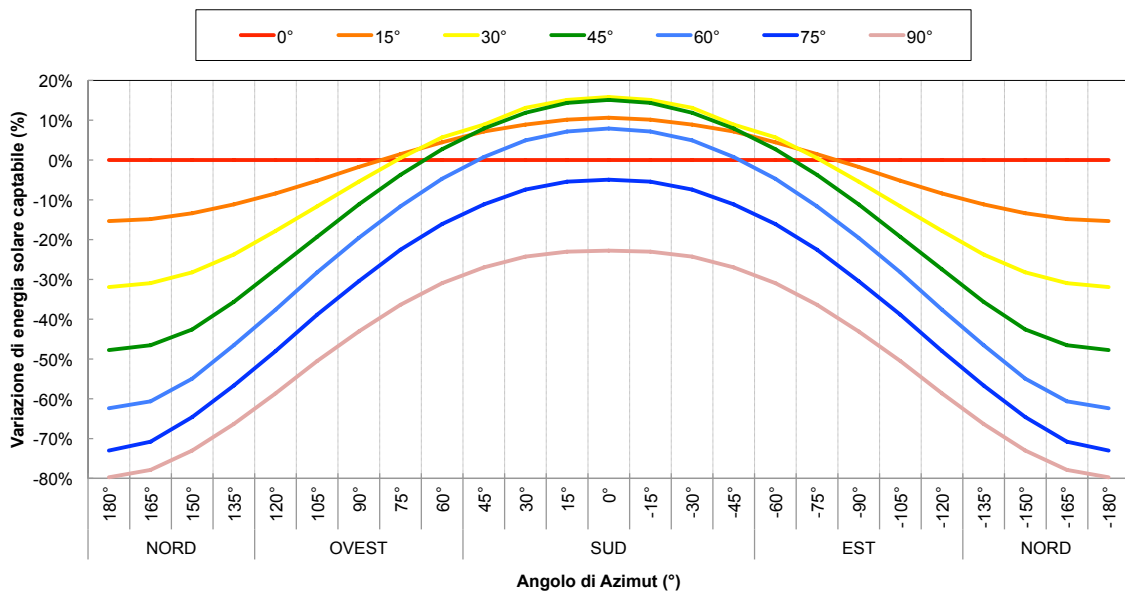


Figura 18: Variazioni percentuali di energia solare captabile annualmente da un piano fotovoltaico, comunque esposto e inclinato rispetto alla condizione orizzontale, in funzione degli angoli di Tilt (da 0° a 90°) e Azimut (da Sud a Nord). (Fonte: Malagnino et al., 2015).

La maggiore energia solare potenziale si ottiene orientando il generatore verso Sud (azimut nullo); al crescere dell'angolo di azimut diminuisce la potenzialità dell'impianto, (Figura 18).

L'angolo di tilt è rappresentato dall'inclinazione dei moduli fotovoltaici rispetto al piano orizzontale; l'angolo ottimale per massimizzare la resa annua di energia solare dipende dalla latitudine e dall'angolo di azimut.

Nelle condizioni della pianura emiliana si consigliano i 32-33° con angolo di azimut nullo: nelle comuni situazioni di un'azienda zootecnica della pianura padana, questa inclinazione, corrispondente al 62.5% di pendenza, è realizzabile con facilità negli impianti a terra, perché i tetti delle strutture zootecniche hanno falde con pendenze nettamente inferiori, comprese nel

range 12-35% cui corrisponde un'inclinazione di circa 7-20°, (Malagnino, 2015). La producibilità elettrica di un generatore FV è anche influenzata dalla riflettanza del terreno (nel caso d'impianti a terra) e/o degli elementi costruttivi o naturali posti nelle vicinanze (King, 2004).

Inoltre, una forte influenza sulla resa energetica di un generatore FV è data dalla potenza di picco di una cella che è la potenza erogabile nelle condizioni standard (STC) e quindi non sempre costante.

Tuttavia, un altro aspetto tecnologico ancor più rilevante è dato dalla temperatura operativa dei moduli, che può comportare un calo di rendimento delle celle quando supera certi livelli (Ransome, 2007). Il parametro utilizzato per misurare l'efficienza delle celle da questo punto di vista è il Nominal Operating Cell Temperature (NOCT). Il NOCT è la temperatura raggiunta dalle celle in un modulo con il lato posteriore libero e sottoposto a un irraggiamento di 800 W/m^2 con una temperatura dell'aria di 20°C e una velocità del vento di un metro al secondo. Il NOCT può variare da 35 a 55°C ed è dipendente da elementi intrinseci al modulo (materiali, modalità di assemblaggio).

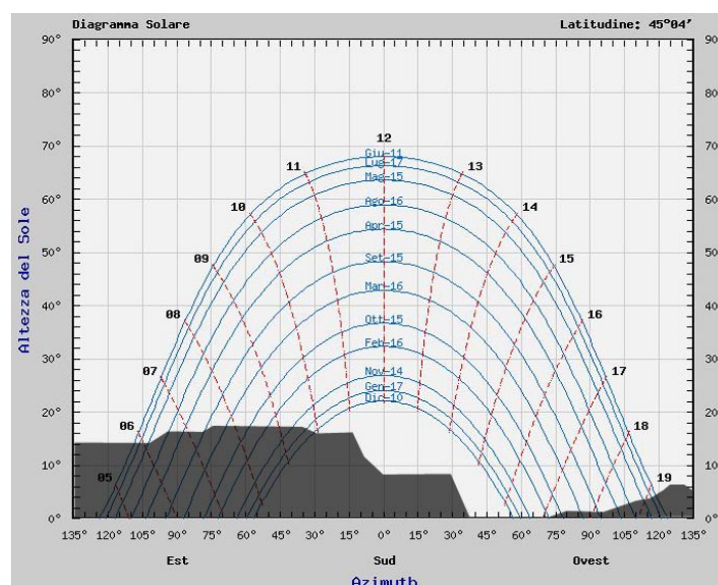


Figura 19: Diagramma solare esemplificativo per previsione degli ombreggiamenti su campo fotovoltaico. (Fonte: PVGIS, 2015).

Nelle installazioni su tetto, soprattutto nelle situazioni d'integrazione architettonica totale, ci possono essere problemi per la scarsa o nulla ventilazione della faccia inferiore dei moduli, con conseguente aumento della temperatura operativa delle celle durante la stagione calda, ben sopra il valore del NOCT caratteristico (*Malagnino et al., 2015*).

Un'intercapedine di aria libera fra estradosso del manto di copertura e intradosso dei moduli, può consentire una buona ventilazione per effetto camino (*Zappavigna et al., 2012*).

Inoltre, durante l'installazione di un impianto fotovoltaico, occorre tener conto degli ombreggiamenti clinometrici, dovuti alla presenza di montagne, colline, boschi, edifici o altre strutture poste a grande distanza dal generatore fotovoltaico.

In questo caso in cui è lecito ipotizzare che l'effetto di questi elementi sia uguale su tutta la superficie fotosensibile, l'analisi può essere affrontata avvalendosi dei diagrammi solari, che sono la rappresentazione grafica del moto apparente del sole in un certo luogo e per i diversi mesi dell'anno (Figura 19).

Al contrario, gli ombreggiamenti locali sono quelli causati da strutture artificiali fisse o da elementi naturali posti nelle vicinanze del generatore fotovoltaico (edifici, alberi, pali, comignoli, ecc.). In questo caso, l'effetto ombreggiante cambia al variare della stagione e dell'ora del giorno.

Infine, un altro fattore tecnico di estrema influenza sulla resa energetica di un impianto fotovoltaico è quello dei cablaggi elettrici; questi devono essere brevi e ben protetti.

Gli inverter dell'impianto devono essere installati preferibilmente all'aperto o in ambienti ben ventilati e a essi dedicati; ciò deriva dalla necessità di limitare gli effetti del magnetismo (*McEvoy et al., 2012*). Infatti, mentre i generatori fotovoltaici creano campi magnetici molto modesti, perché la corrente prodotta è continua e il voltaggio è limitato, gli inverter generano campi magnetici alternati.

3.1.2. Stato di diffusione

Fra le diverse fonti di energia rinnovabili disponibili, il solare fotovoltaico ha avuto certamente la maggiore crescita a livello mondiale grazie all'innovazione tecnologica, al progressivo abbassamento del costo degli impianti e dei sistemi d'incentivazione che sono stati adottati in molti paesi (Frascarelli et al., 2011). Con riferimento al 2015 e ai dati dell'European Photovoltaic Industry Association, la potenza fotovoltaica cumulativa mondiale ha superato i 178 GW (Figura 20), dei quali circa 89 GW nella sola Europa (EPIA, 2015).

I paesi che maggiormente si sono distinti nello sviluppo del mercato fotovoltaico europeo sono la Germania e l'Italia, attualmente al primo e al secondo posto nella classifica della potenza installata, rispettivamente con 38.2 e 18.3 GW.

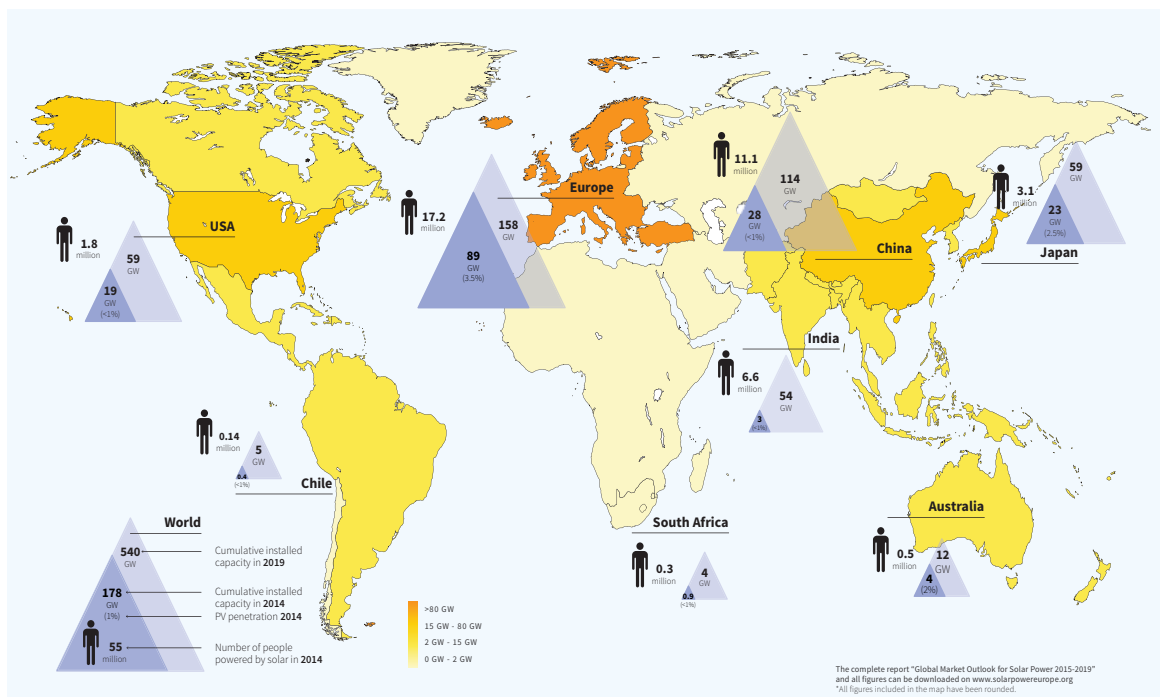


Figura 20: Mappa tematica sullo stato attuale e sulle previsioni di sviluppo del mercato fotovoltaico a livello mondiale (Fonte: EPIA, 2015).

EurObserv'ER fa però notare, nel suo recente Photovoltaic Barometer del 2015, che dopo l'anno "euforico" del 2011, con 22 GW di nuove installazioni in Europa, dal 2012 fino ad

oggi, il mercato ha subito un forte rallentamento con soli 6.9 GW installati nel 2014, cioè con un calo nell'ultimo triennio del 32.3% (*EurObserv'ER, 2015*).

Tale circostanza è confermata anche dal report statistico sulle fonti rinnovabili redatto dal GSE agli inizi del 2015 (*GSE, 2015*). Secondo le elaborazioni del GSE, al 31 dicembre 2013 gli impianti fotovoltaici installati in Italia risultavano 591029 con una potenza complessiva pari a 18.05 GW. Inoltre, con riferimento alla Figura 21, si osserva come dal 2008 al 2011 il numero degli impianti fotovoltaici è andato più che raddoppiando di anno in anno. Alla fine del 2012 sul territorio nazionale erano installati oltre 480000 impianti, che hanno quasi raggiunto la quota di 600000 impianti a fine 2013. Pertanto, nel 2013, in virtù della conclusione del meccanismo d'incentivazione del Conto Energia, si è registrato un incremento di numero (+22.8%) e potenza (+8.2%) degli impianti più contenuto rispetto ai tassi di crescita osservati negli anni precedenti.

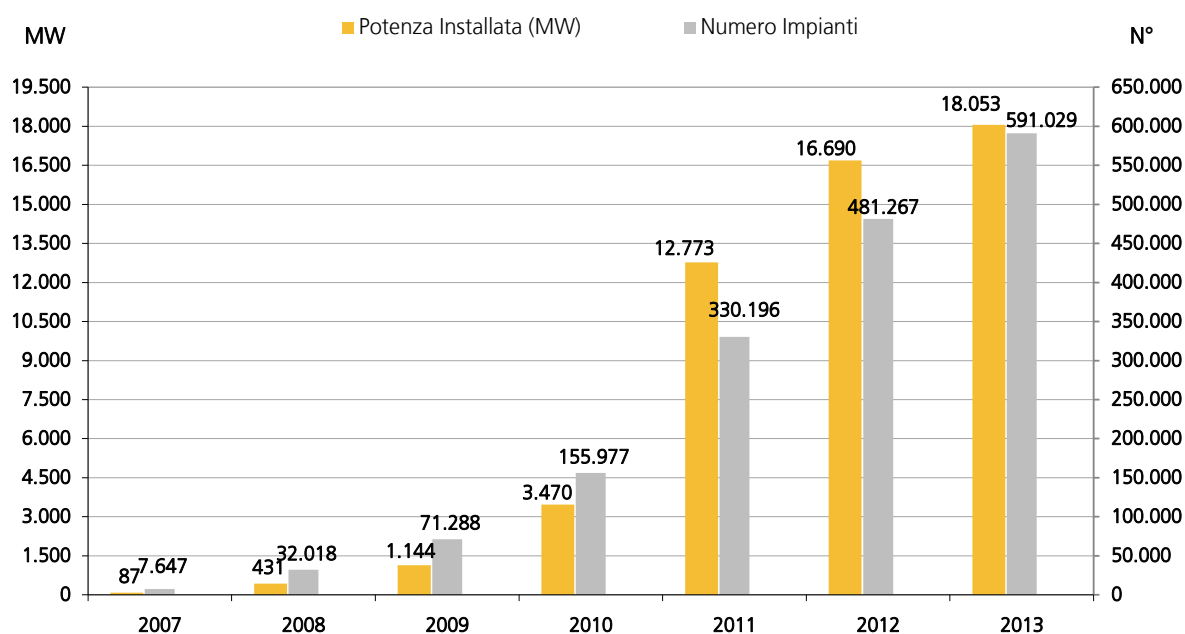


Figura 21: Evoluzione della potenza e della numerosità di impianti fotovoltaici in Italia (Fonte: GSE, 2015).

A livello regionale, la Lombardia è la regione con il maggior numero d'impianti fotovoltaici, 84338, seguita dal Veneto con 80110. La Puglia si caratterizza per la maggior potenza installata arrivando a 2.5 GW, seguita a distanza dalla Lombardia con 1.9 GW. In termini di

produzione elettrica, invece, la Puglia durante il 2013 ha realizzato 3715 GWh, circa il 17% del totale nazionale, seguita da Emilia Romagna (1979 GWh) e Lombardia (1933 GWh).

In Italia il 72% della potenza installata deriva da pannelli solari al silicio policristallino, mentre il 21% deriva da silicio monocristallino; modesta la quota rimanente, attribuita a tipologie a film sottile o di altro genere (7%). Dal punto di vista della tipologia d'installazione, la realtà nazionale è alquanto disomogenea: a fronte di una media generale che vede prevalere gli impianti su edifici, con il 49% della potenza, seguiti a breve distanza da quelli a terra (41%), molte regioni del Sud mostrano una prevalenza marcata degli impianti a terra (Puglia 76%, Basilicata 71%, Molise 66%), mentre le regioni del Nord evidenziavano la presenza quasi esclusiva d'impianti su edifici (Trentino Alto-Adige 90%, Valle d'Aosta 84%, Lombardia 80%). Gli impianti su serre/pensiline sono molto diffusi in Sardegna (32% della potenza regionale) e in Calabria (23%).

Per gli impianti a terra il GSE indica anche la superficie di suolo occupata, che mediamente risulta di poco inferiore a 19 m²/kW contro i 0.9 m²/kW per gli impianti integrati sui tetti degli edifici. Gli impianti fotovoltaici a terra italiani occupano una superficie totale di terreno di 13843 ha (circa 138 km²), pari allo 0.045% della superficie totale nazionale.

La valutazione della distribuzione degli impianti per settore produttivo vede il primato di quello industriale, con il 54% della potenza installata, al quale fanno seguito il terziario (20%) e i settori domestico e agricolo con una quota simile pari al 13% (Figura 22). Se si analizza lo stesso dato a livello regionale, si può osservare come in alcune realtà l'incidenza del settore agricolo è superiore al livello medio nazionale: Basilicata 35%, Trentino Alto-Adige 23%, Liguria ed Emilia-Romagna 19%, Sardegna 18%. Inoltre, si osserva come, nel settore agricolo, la principale fascia di potenza installata sia compresa tra i 20 e 1000 kW (33%).

Pertanto, dal quadro appena esposto si può affermare che: (a) il fotovoltaico ha attraversato, a livello nazionale, un periodo di forte sviluppo, grazie alla normativa d'incentivazione

favorevole (es. Conti Energia dal 2005 al 2010); (b) i costi d'investimento sono in forte calo, anche a seguito della progressiva diminuzione degli incentivi (vds. il D.M. 5 luglio 2012 - V Conto Energia) lasciando solo la possibilità di detrazione fiscale del 50% in 10 anni sul costo d'investimento iniziale; *EPIA* ha stimato un decremento dei prezzi per il settore residenziale (impianto medio da 3 kW) da 2.31 €·W⁻¹ del 2012 a meno di 1.30·€W⁻¹ del 2022.

Ciò non potrà che risultare positivo, nell'ottica del conseguimento della reale competitività economica della tecnologia rispetto al costo dell'energia elettrica prodotta con fonti fossili tradizionali, ovvero il raggiungimento della *grid-parity*, *Swanson, 2006*; (c) lo sviluppo attuale e futuro è legato in modo significativo alla realizzazione d'impianti di piccole e medie dimensioni realizzati su edifici come sarà visto nel prossimo capitolo (*Malagnino, 2015*).

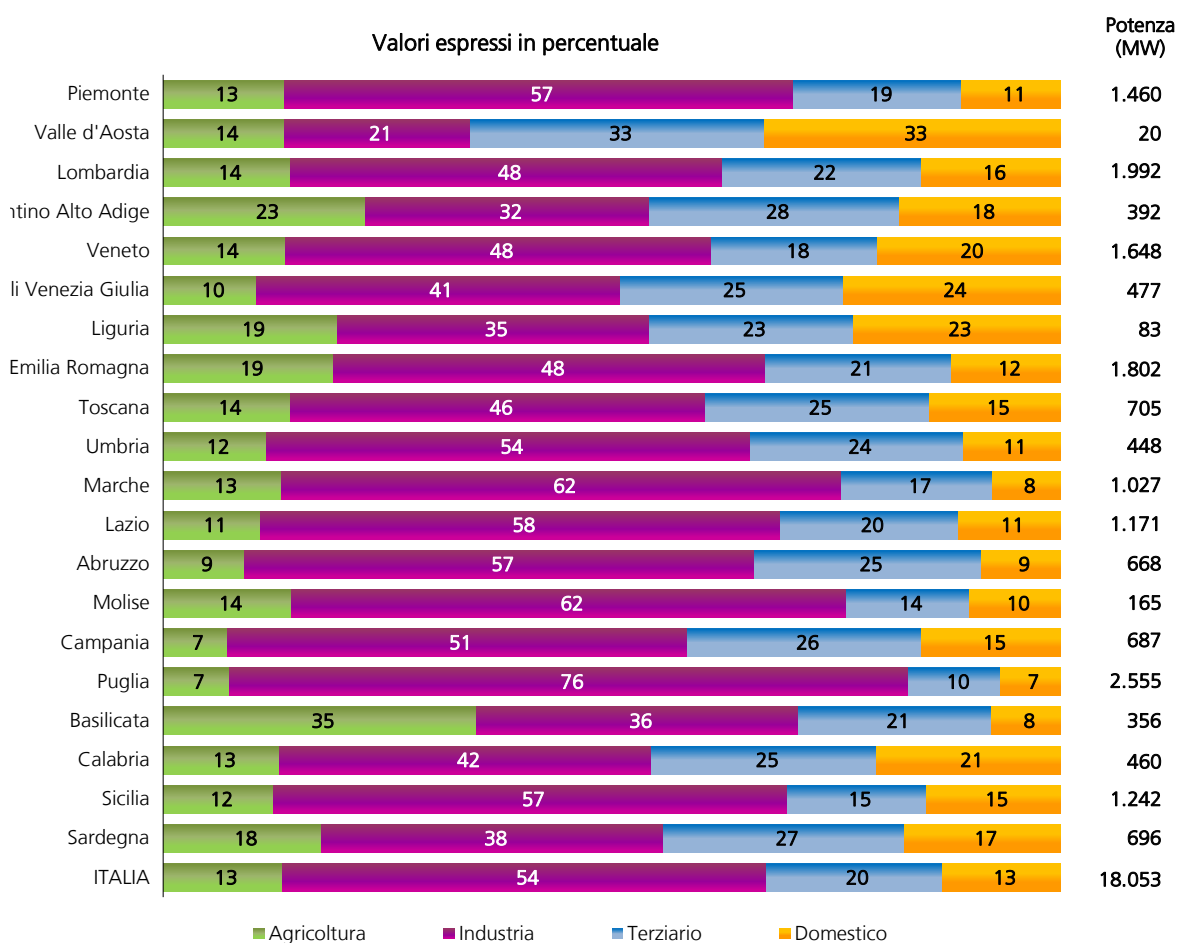


Figura 22: Distribuzione della potenza elettrica da fotovoltaico in Italia per settore produttivo. (Fonte: GSE, 2015).

Per quanto riguarda la prima considerazione (a) il corpus normativo italiano relativo al fotovoltaico è stato ripetutamente cambiato nell'arco di pochi anni.

Il primo strumento normativo a livello nazionale, denominato Conto Energia, è stato introdotto a partire dal 2005 e si basava sul sostegno della produzione di elettricità. Dal 2005 a oggi si sono succeduti cinque Conti Energia.

L'ultimo in ordine di tempo è stato il D.M. 5 luglio 2012 che disciplina le modalità d'incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica da applicarsi a decorrere dal 28 febbraio 2013 al 6 luglio 2013. Il Conto Energia riconosceva un incentivo alla produzione totale di energia elettrica di un impianto fotovoltaico per 20 anni, con tariffe differenziate in base alla potenza e al tipo d'impianto. La tariffa riconosciuta è onnicomprensiva, cioè comprendente la quota d'incentivo e il prezzo riconosciuto per la vendita dell'energia prodotta al GSE. Sulla quota di energia consumata in sito, è invece attribuita una tariffa premio per l'autoconsumo. Nella Tabella 5 sono riportate le tariffe per impianti fino a 1 MW di potenza espresse in €/MWh.

Potenza (kW)	Impianti su edifici		Altri impianti	
	Tariffa onnicomprensiva	Tariffa premio ^a	Tariffa onnicomprensiva	Tariffa premio ^a
1≤P≤3	182	100	176	94
3<P≤20	171	89	165	83
20<P≤200	157	75	151	69
200<P≤1000	130	48	124	42

Tabella 5: Tariffe incentivanti previste dal Quinto Conto Energia per impianti fotovoltaici con una potenza di picco fino a 1 MW. (Fonte: D.M. 5 luglio 2012). a: la tariffa premio è riconosciuta per l'energia prodotta ma consumata in sito.

Gli impianti fotovoltaici “su edificio” erano soltanto quelli installati su “un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti, dispositivi tecnologici e arredi che si trovano al suo interno”, distinguendoli dalla categoria “altri impianti”.

Gli impianti installati su edifici rurali, serre e tettoie, incentivati nell'ambito di tale normativa, beneficiano di una tariffa corrispondente alla media aritmetica fra le tariffe previste, per una determinata potenza, per gli impianti su edifici e per gli altri impianti.

Al contrario, in questo momento le uniche forme d'incentivazione disponibili risultano i meccanismi dello scambio sul posto e del ritiro dedicato dell'energia, secondo le modalità stabilite dall'AEEG, che risultano meno favorevoli (*GSE, 2015*).

Lo scambio sul posto è una particolare procedura erogata dal GSE che consente “la compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione” (*GSE*).

Tale procedura, benché più complessa da gestire (officina elettrica, UTF, tassa mensile, ecc.), risulta più conveniente per gli impianti nei quali la quota di autoconsumo è elevata.

Il ritiro dedicato è una modalità semplificata di vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa. Il ritiro è operato dal GSE, che a sua volta rivende l'energia sul mercato elettrico.

Il prezzo minimo garantito che è riconosciuto al produttore è fissato in base al prezzo medio zonale orario, ovvero al “prezzo medio mensile per fascia oraria –formatosi sul mercato elettrico– corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto” (*GSE*).

I prezzi minimi garantiti sono annualmente aggiornati dall'AEEG, distinti per fonte energetica rinnovabile; per l'anno 2015 e per la fonte fotovoltaica il prezzo è pari a 39 €/MWh.

Le opzioni dello scambio sul posto e del ritiro dedicato, con la rinuncia agli incentivi, consentono di beneficiare della detrazione d'imposta del 50% sul valore dell'impianto, con recupero in 10 anni per impianti con potenza nominale fino a 20 kW. Si osserva dunque come per le potenze d'interesse industriale, e in particolare per il settore agricolo, questi sistemi

d'incentivazione possono risultare marginalmente applicabili.

Per questi motivi, e relativamente alla redditività di un impianto fotovoltaico (considerazione *b*), il grande successo che questo settore energetico ha ottenuto nel contesto agricolo in questi ultimi anni è da ascrivere essenzialmente agli incentivi pubblici del Conto Energia. Il progressivo calo dei costi d'installazione degli impianti, determinato in buona parte dalla riduzione dei prezzi dei moduli fotovoltaici (*EPIA, 2015*), ha portato al repentino abbassamento delle tariffe incentivanti e quindi modificando fortemente il quadro economico all'interno del quale si deve valutare la redditività dell'investimento di questa tecnologia.

In particolare, per meglio comprendere questa situazione, è sufficiente realizzare un confronto fra i diversi livelli tariffari previsti dai Conti Energia che si sono alternati fino ad oggi (Tabella 6).

Conto Energia	Tariffa (€/kWh)	Destinatari
Secondo	0.384	Impianti parzialmente integrati
Terzo	0.341	Impianti entrati in esercizio dal 30/04/2011 al 31/08/2011
Quarto	0.307	Impianti entrati in esercizio nel mese di settembre 2011
Quinto	0.075 ^a -0.157 ^b	Impianti entrati in esercizio nel 2° semestre di applicazione del V Conto Energia

Tabella 6: Confronto fra le tariffe incentivanti previste dai Conti Energia per impianti fotovoltaici integrati su edifici con potenza nominale compresa tra 20 e 200 kW (Fonte: www.gse.it). a: tariffa premio sull'energia consumata in sito e applicabile alla sola quota di energia autoconsumata. b: tariffa onnicomprensiva, cioè comprendente l'incentivo e la remunerazione della vendita dell'energia prodotta e applicabile alla sola energia netta immessa in rete.

Con riferimento alla classe di potenza più interessante per il comparto agro-zootecnico, cioè quella compresa tra i 20 e 200 kW di potenza nominale, e considerando esclusivamente gli impianti integrati architettonicamente, si evidenziano riduzioni tariffarie dell'11.2% dal Secondo al Terzo Conto Energia, del 10% dal Terzo al Quarto e del 48.9% fra Quarto e Quinto (*GSE, 2015*).

Si osserva inoltre che in quest'ultimo caso la riduzione è più consistente alla luce dell'incorporazione nella tariffa onnicomprensiva prevista dal Quinto Conto Energia anche

del ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica prodotta. La redditività garantita da un impianto fotovoltaico tuttavia non è del tutto annullata allo stato attuale del regime d'incentivazione (tariffa onnicomprensiva pari a 0.157 €/kWh).

Infatti, considerando, per esempio, un impianto fotovoltaico al policristallino installato sulla falda Sud di una porcilaia per una potenza totale di circa 100 kWp è possibile ancora ottenere una certa marginalità, anche se certamente inferiore rispetto a quelle potenzialmente ottenibili con gli incentivi precedenti. Più nel dettaglio, tenuto conto di una vita tecnica utile dell'impianto di trenta anni, di un costo d'investimento iniziale pari a 1400 €/kWp con ammortamento decennale, e un livello medio annuo d'irraggiamento di circa 150 kWh/m², tipico delle latitudini dell'area padana (PVGIS, 2015), è possibile ottenere un reddito netto medio annuo oltre i 10000 € per tutta la durata tecnica dell'impianto.

3.2. Impianti per la produzione di biometano

Il processo biologico alla base della produzione di biometano è la digestione anaerobica (Ward et al., 2008).

La digestione anaerobica è un processo biologico per mezzo del quale la sostanza organica contenuta nei materiali di origine vegetale e animale è trasformata in biogas, costituito principalmente da metano (CH₄) e anidride carbonica (CO₂), e in digestato, che trova impiego come ammendante (Malagnino et al., 2016).

Sulla base del tipo di sostanza organica digerita e delle condizioni di processo, La percentuale di metano varia tra il 50% e l'80% (Giuliano et al., 2013). I microrganismi anaerobici che operano questa trasformazione presentano basse velocità di crescita e basse velocità di reazione (Khanal, 2008).

Per questo motivo, è necessario mantenere le condizioni ottimali dell'ambiente di reazione

per favorire il metabolismo (Figura 23).

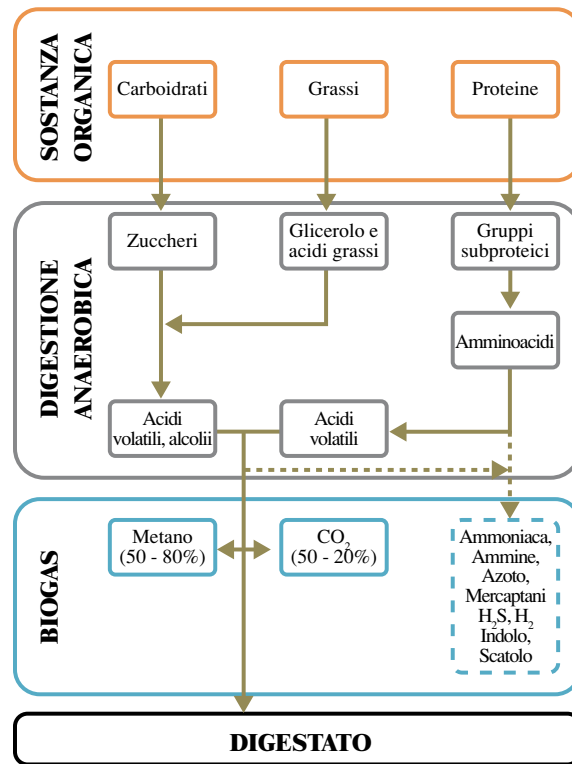


Figura 23: Schematizzazione di un processo di digestione anaerobica. (Fonte: Author's Elaboration).

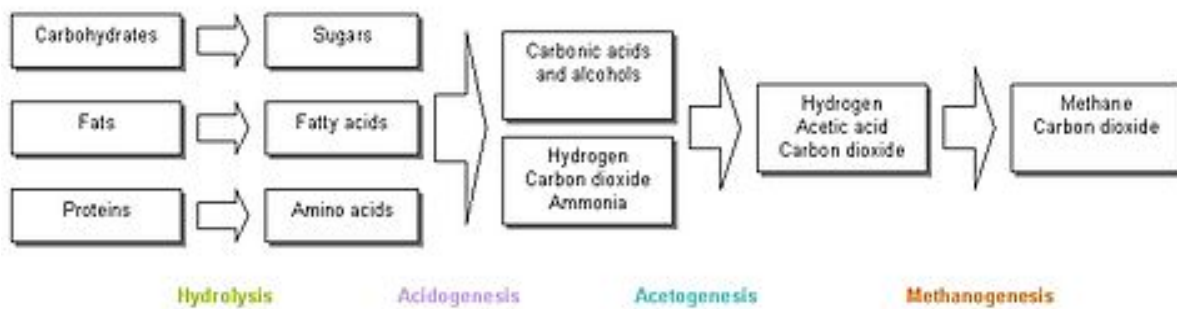


Figura 24: Schema logico delle fasi biologiche del processo di digestione anaerobica. (Fonte: Danieli et al., 2011).

La digestione anaerobica è un processo molto complesso derivante dall'attività di differenti gruppi batterici che agiscono progressivamente e, spesso, in modo sovrapposto (Figura 24). Più in dettaglio, nella prima fase, i batteri idrolitici decompongono i composti organici complessi (carboidrati, proteine e grassi) in sostanze più semplici. Nella seconda fase tali sostanze sono convertite in un primo stadio in acidi organici mediante reazioni di acidogenesi e, successivamente, in acetato (COOH-CH_3), anidride carbonica (CO_2) e idrogeno (H_2)

attraverso processi di acetogenesi (o fermentazione). Nell'ultima fase, i batteri metanigeni trasformano i prodotti della fase precedente in metano e anidride carbonica. La digestione anaerobica è una sequenza di azioni metaboliche che necessita anche del rispetto di alcuni parametri affinché, dal processo, si ottenga metano in quantità economicamente soddisfacente (Ward et al., 2008).

Bassi livelli di rese in biogas possono essere imputabili a una serie di fattori: basse temperature, tempi di ritenzione troppo brevi per fissata temperatura, scorretta gestione idrodinamica del reattore (zone morte – reologia di reazione), rilevante presenza di sostanze antibiotiche (Tabella 7). La digestione anaerobica può essere, infatti, condotta in condizioni mesofile (a temperature di circa 35 °C), termofile (a circa 55 °C) o, più raramente, a freddo (digestione psicrofila). La temperatura di reazione determina anche la durata del processo (tempo di residenza o di ritenzione idraulica).

Parametro di processo	Valore di riferimento
Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> • Termofilo: 50 ÷ 55 °C • Mesofilo: 30 ÷ 35 °C • Psicrofilo: < 20 °C
pH	6.6 ÷ 8.0 (ottimale tra 7 e 7.5)
Tempo di residenza idraulica (HRT)	Maggiore del tempo di proliferazione batterica che è funzione della biodegradabilità del substrato e delle condizioni di processo.
Acidità Volatile	< 15 meq/l
Alcalinità	> 50 meq/l
Rapporto C/N della biomassa	25 ÷ 35

Tabella 7: Valori di riferimento dei principali parametri del processo di digestione anaerobica. (Fonte: Author's Rielaboration based on Bordoni et al., 2013).

I tempi di ritenzione sono mediamente compresi tra 15 e 50 giorni se il processo avviene in mesofilia, tra 14 e 16 se avviene in termofilia e di 60-120 giorni in condizioni psicrofile (Reale et al., 2009). La fase metanigena del processo di digestione anaerobica è la più lenta e, di conseguenza, condiziona l'intera trasformazione. Inoltre, è assolutamente necessario

mantenere un equilibrio tra la quantità di acido acetico prodotta e quella metabolizzata e trasformata in metano: un allontanamento da questo equilibrio determinerebbe un'eccessiva acidificazione del substrato, una tossicità per i batteri metanigeni e un rallentamento del processo fino all'arresto biologico (*Khanal, 2008*).

D'altro canto è anche necessario bilanciare il flusso di materiale digerito e di materiale fresco ancora da decomporre; i valori di carico organico devono essere indicativamente compresi tra 2 e 6 kg_{sv}/m³ di digestore al giorno.

Altri equilibri da soddisfare per l'implementazione ottimale del processo risultano: rapporto carbonio fosforo tra 120 e 160, rapporto carbonio potassio tra 45 e 100 e la concentrazione di ioni minerali (Ca, Mg, K) al di sotto dei 1000 mg/l (*Ward et al., 2008*).

Tuttavia, la resa in biogas dipende anche dalla tipologia di biomassa utilizzata (*Schievano et al., 2009*). Nel corso degli ultimi anni i processi di digestione anaerobica hanno avuto un notevole sviluppo. Numerose sono state le esperienze di utilizzo di differenti biomasse, tra le quali colture dedicate, sottoprodotti agro-industriali e deiezioni animali in ambito agro-zootecnico (*Danieli et al., 2011*).

La varietà di substrati utilizzabili ha portato allo sviluppo di processi di digestione monomatrice e di codigestione. Tuttavia, la scelta delle biomasse da avviare a fermentazione anaerobica, è realizzata seguendo differenti logiche gestionali (*Schievano et al., 2015*): (i) Scelta di dare priorità di utilizzo a un refluo o rifiuto aziendale; (ii) Possibilità di reperire biomasse dedicate; (iii) Possibilità di reperire sottoprodotti idonei a costi contenuti; (iv) Il costo della matrice organica utilizzabile; (v) La produttività in termini di biogas delle matrici disponibili. Su queste basi, le filiere di approvvigionamento d'impianti biogas e/o biometano, attualmente praticate, risultano: reflui zootecnici, biomasse da colture dedicate e sottoprodotti/rifiuti (Figura 25).

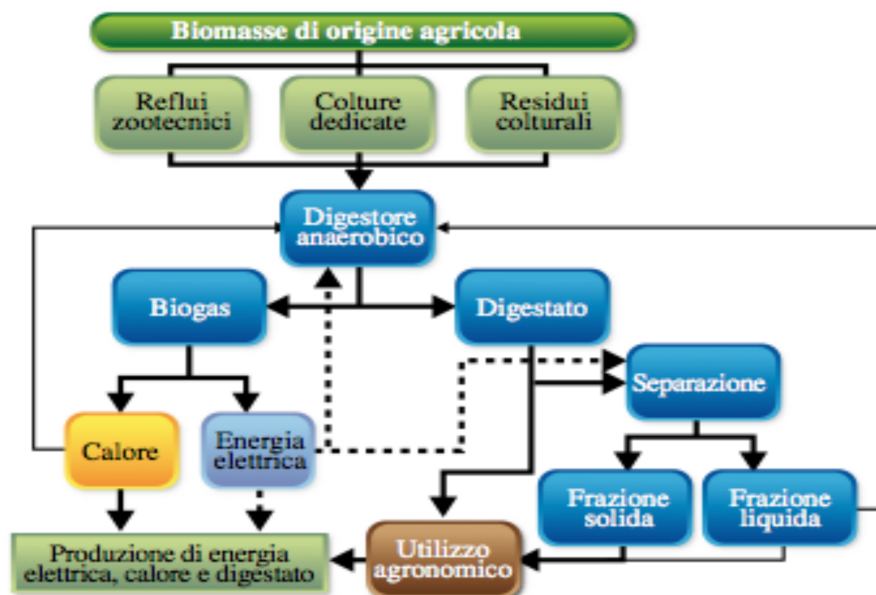


Figura 25: Schema di codigestione di biomassa di esclusiva provenienza agricola. (Fonte: Author's Elaboration).

In particolare, per le più comuni matrici impiegabili in processi di digestione anaerobica, la potenzialità di produzione di metano, a parità di tecnologia utilizzata, dipende da: (i) La percentuale di sostanza secca presente nelle matrici tal quali; (ii) La percentuale di solidi volatili presenti nella sostanza secca; (iii) La resa in biogas caratteristico della specifica sostanza organica; (iv) La percentuale di metano presente nel biogas (Khanal, 2008).

In termini generali il rendimento in biogas – e quindi energetico – del processo è molto variabile e dipende dall'insieme dei fattori sopra citati. Inoltre, durante la digestione anaerobica si ottiene un calo di circa il 45-50% dei solidi volatili della matrice organica in ingresso (Ward et al., 2008).

In particolare, la Tabella 8 rivela un quadro che, nel suo complesso, è caratterizzato da una notevole variabilità generale. Le produzioni di metano sul tal quale variano da 1 a 200 m³ per tonnellata, con differenze consistenti anche tra i vari raggruppamenti di matrici. Dall'osservazione di queste differenze emerge che il potenziale metanigeno delle biomasse non è l'unico aspetto da prendere in considerazione nell'organizzazione di un processo di digestione anaerobica.

Substrati	Sostanza Secca (%)	Solidi Volatili (% _{ss})	Azoto (% _{ss})	Biogas (m ³ Mg ⁻¹ _{sv})	CH ₄ in biogas (% _v)	CH ₄ (m ³ Mg ⁻¹ _{tq})
<i>Deiezioni Zootecniche</i>						
Liquame bovino da latte	10÷16	75÷85	3.0÷4.8	300÷450	60÷65	14÷40
Liquame bovino da carne	7÷10	75÷85	3.9÷5.3	300÷450	60÷65	9÷25
Liquame vitelli carne bianca	0.6÷2.9	60÷75	7.4÷17.7	300÷450	60÷65	1÷6
Liquame suino	1.5÷6.0	65÷80	4.0÷13.3	450÷550	60÷65	3÷17
Liquame da ovaiole	19÷25	70÷75	4.5÷7.0	300÷500	60÷65	24÷61
Letame bovino	11÷25	65÷85	1.2÷2.8	200÷300	60÷65	9÷41
Letame suino	20÷28	75÷90	1.8÷2.0	450÷550	60÷65	41÷90
Letame avicolo	60÷80	75÷85	4.3÷6.7	400÷500	60÷65	108÷221
Pollina pre-essiccata	40÷80	60÷70	3.4÷6.4	450÷550	60÷65	65÷200
Letame ovino	22÷40	70÷75	1.9÷3.5	240÷500	60÷65	22÷98
<i>Colture dedicate</i>						
Insilato di mais	20÷35	85÷95	1.1÷2.0	350÷550	53÷55	32÷101
Insilato di sorgo	18÷37	87÷93	1.4÷19.9	550÷650	53÷55	46÷123
Segale integrale	30÷35	92÷98	3.8÷4.2	500÷600	53÷55	73÷113
Barbabietola da zucchero	21÷25	90÷95	2.4÷2.8	450÷550	55÷60	47÷78
Colletti e foglie di barbabietola	14÷18	75÷80	0.2÷0.4	350÷450	50÷55	18÷36
Ervasilo	25÷35	70÷95	2.0÷3.4	300÷500	53÷55	28÷91
Trifoglio	19÷21	79÷81	2.6÷3.8	300÷500	50÷55	23÷47
<i>Sottoprodotti agroindustriali e rifiuti</i>						
Residui lavorazione succhi	25÷45	90÷95	1÷1.2	500÷600	55÷60	62÷154
Scarti lavorazione ortofrutta	5÷20	80÷90	3.0÷5.0	350÷500	50÷60	7÷54
Melasso	80÷90	85÷90	1.3÷1.7	300÷450	50÷55	102÷200
Residui lavorazione delle patate	6÷7	85÷95	5.0÷13.0	500÷600	50÷53	13÷21
Bucchette di pomodoro	27÷35	96÷97	3.1÷3.2	300÷400	50÷55	39÷75
Residuo distillazione dei cereali	6÷8	83÷88	6.0÷10.0	400÷500	50÷55	10÷19
Trebbie di birra	20÷25	70÷80	4.0÷5.0	300÷400	50÷55	21÷44
Siero	4÷7	80÷92	0.7÷1.0	330÷400	50÷55	5÷14
Polpa di cellulosa	12÷14	89÷91	5.0÷13.0	450÷550	50÷55	24÷39
Paglia	85÷90	85÷89	0.5÷1.0	450÷550	53÷55	172÷242
Acque di vegetazione	3.5÷3.9	70÷75	4.0÷5.0	400÷500	50÷55	5÷8
FORSU	40÷75	50÷70	0.5÷2.7	300÷450	50÷60	30÷142
Scarti della ristorazione	9÷37	80÷95	0.6÷5.0	650÷800	50÷60	23÷169
Contenuto stomacale suino	12÷15	75÷86	2.5÷2.7	650÷800	60÷65	35÷67
Contenuto ruminale	18÷20	90÷94	2.0÷3.0	650÷800	60÷65	63÷98
Sangue Suino	6÷20	93÷95	14.7÷17.0	600÷850	60÷70	20÷113
Scarti in incubatoio	44÷48	41÷45	5.0÷5.5	600÷800	60÷65	65÷112
Uova rotte	21÷25	95÷97	7.5÷8.5	600÷850	60÷65	72÷134

Tabella 8: Caratteristiche delle matrici avviabili a digestione anaerobica e relativa capacità metanigena (Fonte: Bordoni et al., 2013).

Infatti, i liquami, sebbene abbiano una capacità metanigena inferiore da tre a cinque volte rispetto a quella delle altre matrici, rappresentano il materiale più utilizzato per alimentare

impianti per la produzione di biogas grazie alla loro composizione chimica più idonea (Schievano et al., 2015).

Per contrapposizione, l'elevata capacità metanigena di sottoprodotti/rifiuti contrasta con la maggior complessità impiantistica e gestionale del processo biologico a causa di maggior inquinanti presenti nel biogas in uscita quali: vapore acqueo, acido solfidrico e ammoniaca (Ward et al., 2008). Per questi motivi, anche il biogas ha una composizione media molto variabile in funzione del tipo di biomassa impiegata con conseguente mutevolezza del relativo potere calorifico inferiore (da 10 a 27 MJ/m³) che ne rende l'impiego diretto alquanto complesso.

La presenza di elementi indesiderati nel biogas comporta dunque la necessità di implementare opportuni trattamenti prima del suo impiego finale (Beil et al., 2009), come sarà chiarito nel prossimo paragrafo.

3.2.1. Panoramica tecnologica

Un impianto per la produzione di biometano per l'immissione nella rete del gas naturale è costituito da: digestore anaerobico, linea di purificazione e upgrading, e da un sistema di condizionamento, odorizzazione e compressione per l'immissione in rete (Figura 26). Nel seguito sono esaminate nello specifico le diverse tecnologie attualmente disponibili per ognuna di queste componenti impiantistiche.

3.2.1.1. Impianti e tecnologie di digestione anaerobica

Nel corso degli anni sono state realizzate diverse esperienze e applicazioni riguardanti la digestione anaerobica, utilizzando diverse tipologie di biomasse residuali o dedicate sottoposte a un ampio insieme di possibili pre-trattamenti fisici, biologici o chimici, prima del

processo di digestione (*Ward et al., 2008*). Ciò ha portato allo sviluppo di differenti tipologie di processi e tecnologie (*Al Seadi et al., 2008*).

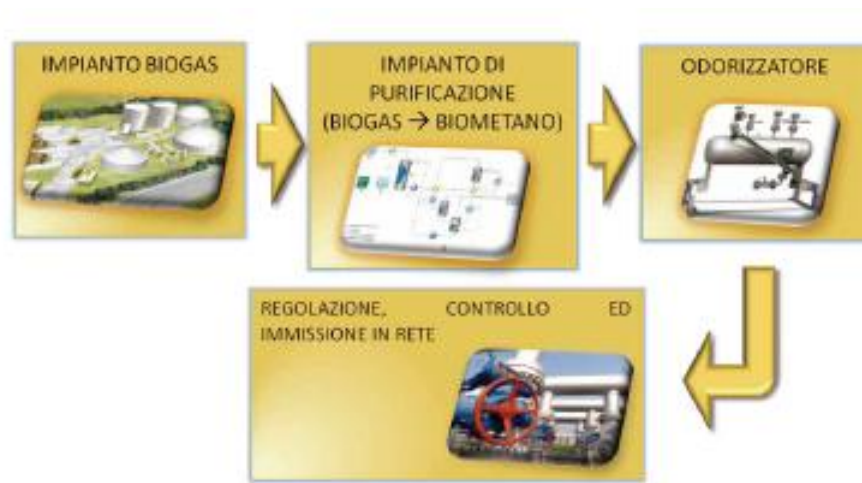


Figura 26: Impianto per la produzione di biometano e per l'immissione nelle reti di distribuzione del gas naturale. (Fonte: Malagnino, 2012).

In particolare, sulla base del tenore di sostanza secca del substrato di alimentazione, le tecniche di digestione anaerobica possono essere suddivise in tre gruppi principali:

- Digestione a umido (wet), quando il substrato in digestione ha un contenuto in sostanza secca inferiore al 10%. Questa è la tecnica più diffusa, in particolare con i liquami zootecnici (*Giuliano et al., 2014*);
- Digestione a secco (dry), quando il substrato in fermentazione ha un contenuto in sostanza secca superiore al 20%;
- Digestione a semisecco (semi-dry), quando il substrato presenta valori intermedi di sostanza secca tra i livelli precedenti.

Un altro elemento di differenziazione dei processi di digestione anaerobica è riferito al confinamento delle fasi biologiche: monostadio, quando tutto il processo anaerobico avviene in un unico reattore, e bistadio, quando si ha un primo reattore nel quale il substrato organico è idrolizzato e sottoposto alla fermentazione acida mentre la fase metanigena avviene in un secondo reattore (*Ward et al., 2008*). Una terza suddivisione dei processi di digestione

anaerobica è basata sul tipo di alimentazione del reattore che può essere continua (quando le matrici sono miscelate all'interno del reattore) o discontinua secondo un "flusso a pistone" (quando il substrato è spinto, lungo l'asse longitudinale, facendo sviluppare fasi di processo via via diverse). Tuttavia, tenuto conto della prima classificazione citata in precedenza, nel processo di digestione a umido (Figura 27), il reattore più diffuso è il classico completamente miscelato (*Completely stirred tank reactor – CSTR*).

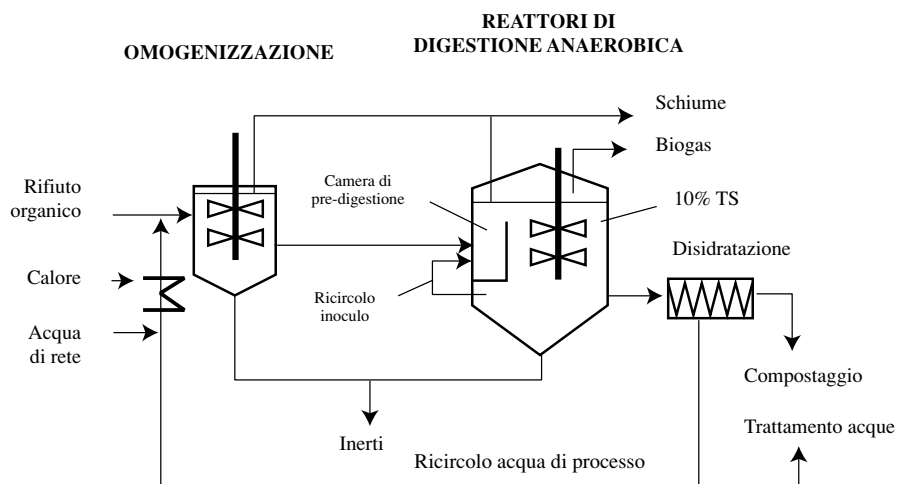


Figura 27: Schematizzazione di un impianto di digestione ad umido (wet). (Fonte: Bordoni et al., 2013).

La biomassa, prima di essere introdotta nel digestore, subisce una diluizione per ottenere un buon grado di omogeneizzazione con l'aggiunta di liquami e/o acqua di processo. In tale processo, si opera in genere con carichi organici tra i 2 e i 5 kg_{sv} per metro cubo giorno; quantitativi maggiori possono portare a cali della resa di biogas, probabilmente a causa della diffusione di sostanze inibenti (Ward et al., 2008).

Al contrario, la digestione a secco (dry), operando con tenori di sostanza secca oltre il 20%, è applicata in particolare per la fermentazione della FORSU. In questo tipo di sistema, il materiale impiegato è più concentrato e viscoso con la conseguenza che la tecnologia dei reattori e dei sistemi di trasporto, pompaggio e miscelazione deve essere opportunamente scelta (Danieli et al., 2011). Normalmente, l'unico pretrattamento previsto è una vagliatura grossolana per rimuovere frazioni con dimensioni oltre i 40 mm affinché non sia persa gran

parte della sostanza organica biodegradabile. Il tipo di reattore comunemente impiegato è quello a pistone (*Plug-Flow reactor – Pfr*). Con riferimento alla Figura 28, tra le principali tecnologie impiegate nella digestione a secco si ricordano i processi *Dranco*, *Kompogas* e *Valorga* (*Bordoni et al., 2013*).

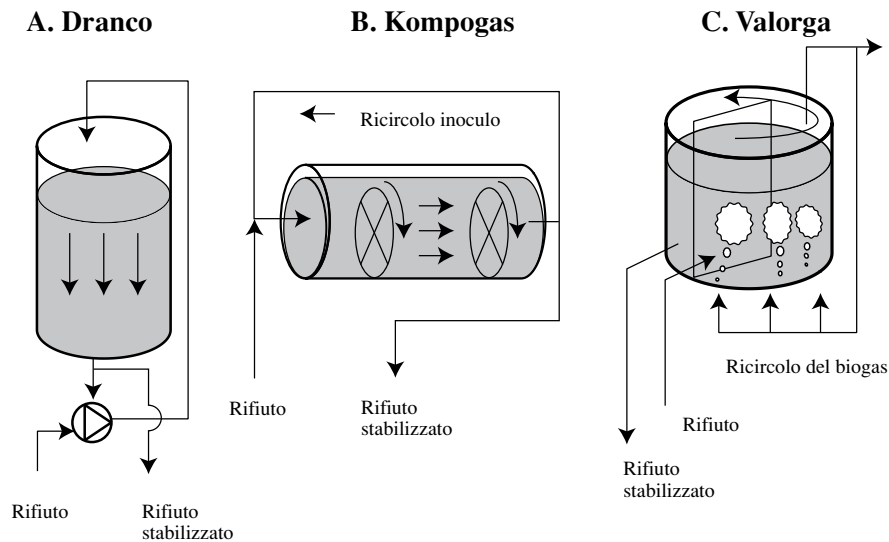


Figura 28: Schematizzazione di impianti di digestione a secco (dry). (Fonte: Bordoni et al., 2013).

A livelli intermedi di tenori di sostanza secca del substrato in ingresso, si colloca il processo di digestione a semi-secco (Semi-dry) che, normalmente, impiega matrici con un tenore tra il 12% e il 18%. Dal punto di vista tecnologico, questo sistema presenta alcuni aspetti interessanti come la semplicità dei sistemi di pompaggio e miscelazione, e la possibilità di trattare la FORSU senza pre-trattamenti particolarmente impegnativi (*Al Seadi et al., 2008*).

Anche in questo tipo di processo, il reattore comunemente più utilizzato è quello completamente miscelato (Figura 27), in grado di operare in regime sia mesofilo sia termofilo e nel quale la miscelazione del materiale è effettuata attraverso miscelatori meccanici, con l'ausilio o meno di sistemi di miscelazione a ricircolo di biogas.

Tuttavia, i volumi dei reattori sono di norma minori rispetto ai sistemi wet ma, in alcuni casi, occorre il contrario. Infatti, la necessità di diluire rifiuti con tenori di sostanza secca maggiore

del 20-25% può comportare un aumento delle dimensioni dei reattori stessi dovuto a un aumento della produzione di acque di processo con conseguente aumento dei costi di esercizio per il mantenimento della temperatura ottimale di digestione (Beil et al., 2009).

Un'altra tipologia impiantistica, utilizzata nella digestione semi-dry, prevede il reattore cilindrico orizzontale, con sistema di rimescolamento, coibentato e operante in mesofilia e/o termofilia (Figura 29).

Questo tipo di reattore è impiegato, in particolare, quando si digeriscono miscele di biomasse a più alto tenore di sostanza secca.

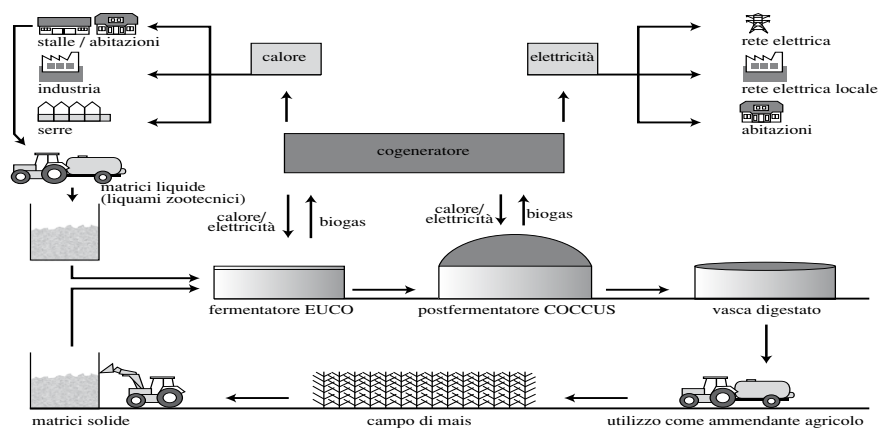


Figura 29: Schematizzazione di un impianto semi-dry con geometria cilindrico-orizzontale. (Fonte: www.schmack.com).

A titolo esaustivo, un'altra tecnologia di digestione anaerobica è offerta dai sistemi batch a secco, applicati soprattutto al trattamento dei letami con impiego in monodigestione e/o codigestione di colture dedicate.

Recentemente sono stati sviluppati sistemi batch a contenitore con percolazione e a sacco, ovvero senza percolazione (Figura 30). Nel processo con percolazione, il reattore è accoppiato a un contenitore per la raccolta e il riscaldamento del percolato, che è successivamente ricircolato, mentre, nel caso di processo senza percolazione, s'impiega un sacco di materiale plastico laminare che è riempito di una miscela, composta di substrati freschi e già digeriti, con funzione di inoculo.

Anche se dal punto di vista tecnologico questi sistemi risultano molto semplici e robusti, alcuni problemi possono derivare dall'intasamento dei fori di ricircolo del percolato presenti sul fondo del reattore (Ward et al., 2008).

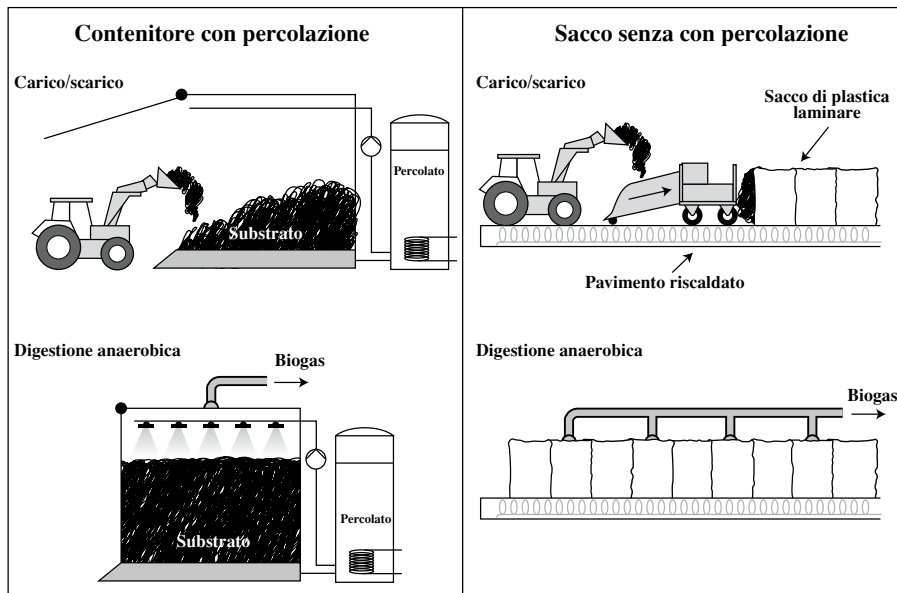


Figura 30: Schematizzazione di impianti di digestione anaerobica batch con e senza percolazione. (Fonte: Wikipedia, 2015).

Inoltre, indipendentemente della tecnologia di digestione anaerobica, un impianto di produzione di biogas presenta generalmente problemi ricorrenti di manutenzione in conseguenza di alcune cause principali (Al Seadi et al., 2008):

- Corrosività del biogas dovuta alla formazione di acido solfidrico. La corrosione può interessare, infatti, sia le parti a diretto contatto con il gas (es. tubazioni, gasometro, ecc.) che l'intera area dell'impianto.

Per questi motivi, è necessario impiegare materiale anticorrosione escludendo l'alluminio, il rame e il ferro non protetti;

- Formazione di condense a causa dello sbalzo termico del biogas uscente dal reattore. Perciò è consigliabile realizzare condotte in leggera pendenza con pozzetti di accumulo e relativo rubinetto di spurgo;

- Formazione d'incrostazioni nelle tubazioni, in particolare, di quelle di uscita del digestato, di aspirazione delle pompe centrifughe e degli scambiatori di calore;
- Esposizione al gelo da evitare con parziale riempimento delle condotte previa rottura.

Sulla base di queste problematiche, nella conversione energetica del biogas, è necessaria l'implementazione di diversi trattamenti per modificarne le caratteristiche prima dell'impiego finale (Figura 31). A oggi, le tecnologie di desolfurazione e conversione del biogas in energia elettrica e termica (motori a combustione interna o esterna, combustione diretta in caldaia o in turbine a vapore o a gas) risultano le più diffuse (GSE, 2015).

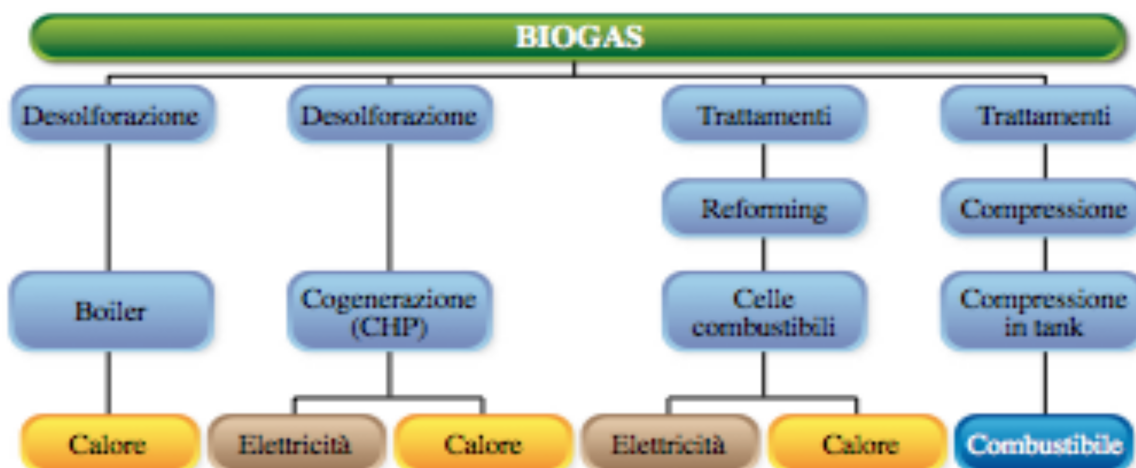


Figura 31: Schematizzazione di alcuni trattamenti del biogas al variare dell'impiego finale. (Fonte: Author's Elaboration).

3.2.1.2. Impianti e tecnologie di upgrading

Un altro possibile impiego del biogas è dato però dalla sua conversione in biometano attraverso una serie di trattamenti di raffinazione che, rispetto a quelli praticati per il suo utilizzo in cogenerazione, risultano più "spinti" e dunque più complessi e costosi (Munoz et al., 2015).

Il biogas è convertito in biometano attraverso un processo di rimozione dell'anidride carbonica (CO₂) denominato *upgrading*, associato a un trattamento di purificazione suddiviso

in diverse fasi – deidratazione, desolfurazione, rimozione di componenti indesiderate – la cui sequenza dipende dalla specifica tecnologia di upgrading implementata (Petersson et al., 2009).

La deidratazione o deumidificazione consiste nella rimozione di vapore d'acqua ($H_2O_{(g)}$) presente nel biogas in uscita dall'impianto di digestione anaerobica e che può condensare nelle condotte del gas, causando fenomeni di corrosione. Questo primo trattamento può avvenire per mezzo di sistemi di raffreddamento tra i quali macchine frigorifere, tubazioni interrato o trappole di condensa (Figura 32) oppure compressione, assorbimento in soluzioni a base di glicoli o ricorrendo a sali igroscopici, adsorbimento su ossido di silicio (SiO_2) o carbone attivo (Petersson et al., 2009). Al contrario, la desolfurazione consiste fondamentalmente nella rimozione di acido solfidrico (H_2S), che può avvenire agendo sulla fase liquida del materiale presente nel digestore ovvero sul biogas da sottoporre o sottoposto a upgrading.

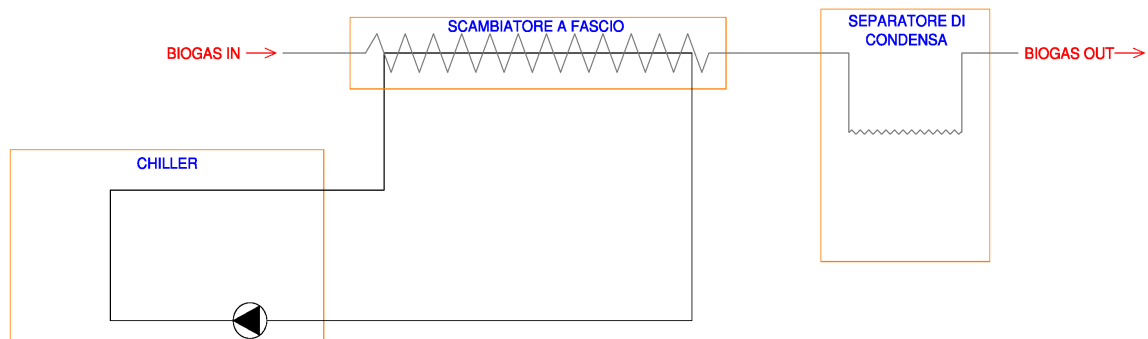


Figura 32: Layout impianto di deumidificazione biogas con separatore contro-corrente a fascio. (Fonte: Author's Elaboration).

Nel primo caso si applicano metodi di precipitazione chimico-fisica, aggiungendo alla fase liquida molecole tra le quali cloruro ferroso ($FeCl_2$), cloruro ferrico ($FeCl_3$) o solfato di ferro ($FeSO_4$), (Khanal, 2008). La desolfurazione operata sul biogas può essere condotta direttamente nel digestore anaerobico, in un reattore dedicato o nella stessa colonna di upgrading, contestualmente al processo di rimozione della CO_2 .

I processi adottati sono essenzialmente: trattamenti biologici di ossidazione condotti nel digestore mediante l'aggiunta controllata di ossigeno per favorire l'azione di batteri ossidanti appartenenti ai generi *Thiobacillus* e *Sulfolobus* (Ward et al., 2008), l'adsorbimento su carboni attivi, l'assorbimento chimico con ossido ferrico o di chelati ferrici (Miltner et al., 2009). Quest'ultimo è particolarmente indicato per il trattamento del biogas derivante da reflui bovini caratterizzato da un elevato contenuto di acido solfidrico (Beil et al., 2009). L'eliminazione di altri elementi indesiderati riguarda sostanze quali polveri, mercaptani e ammoniacca.

Quest'ultima attraverso un processo denominato "nitro-denitro" può essere strippata e successivamente complessata dal prodotto dell'ossidazione dell'acido solfidrico con la formazione di solfato di ammonio $[(NH_4)_2SO_4]$, impiegabile come fertilizzante (Petersson et al., 2009).

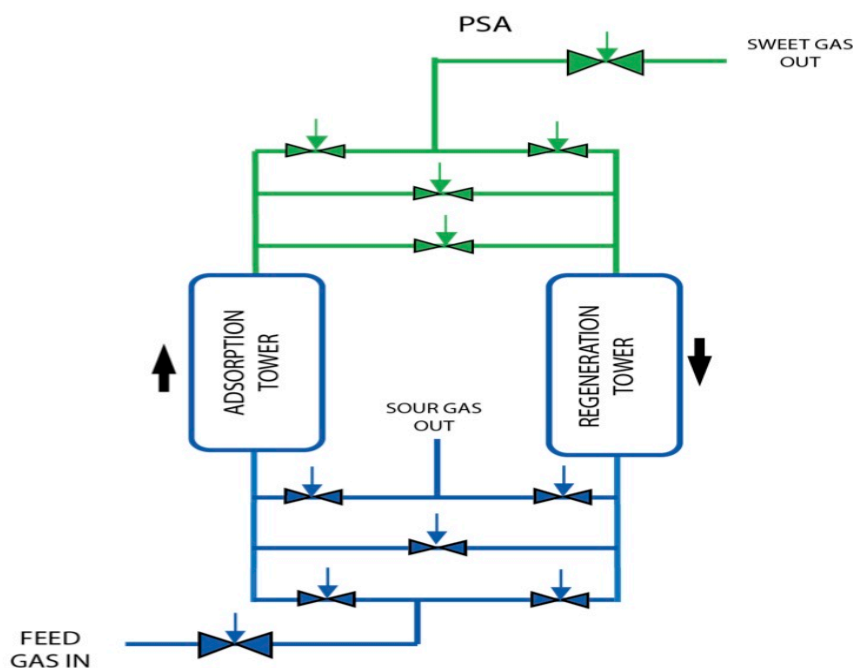


Figura 33: Layout di un impianto di upgrading con tecnologia PSA. (Fonte: www.igs-global.com).

Il principale processo di purificazione del biogas, ovvero l'upgrading, può avvenire applicando diverse tecnologie. I metodi attualmente più diffusi per rimuovere la CO_2 sono di

tipo fisico (adsorbimento a pressione oscillante (PSA), lavaggio con acqua a pressione (PWS), lavaggio fisico con solventi organici, membrane) o di tipo chimico come, per esempio, il lavaggio con monoetanolamina (MEA), (Malagnino et al., 2016).

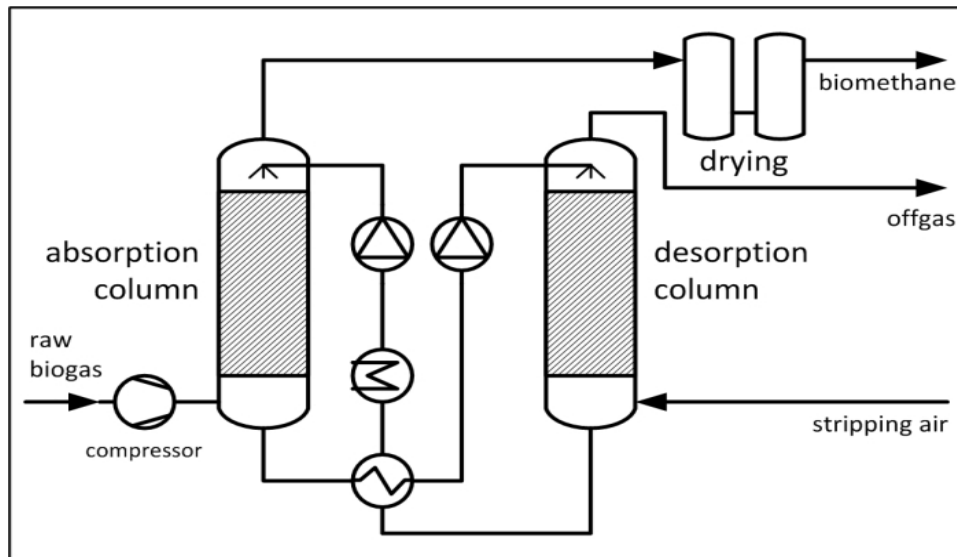


Figura 34: Layout di un impianto di upgrading con tecnologia PWS (Fonte: bio.methan.at).

L'impianto di tipo PSA opera un processo di separazione a secco della CO₂ dal CH₄ per mezzo di colonne entro cui vi è materiale adsorbente (carbone attivo o zeoliti) e in cui sono applicate pressioni che variano da 6 a 10 bar (Figura 33).

A tali pressioni l'anidride carbonica è adsorbita dal filtro molecolare a carboni, il quale è in seguito rigenerato attraverso una diminuzione progressiva della pressione di esercizio.

Tale principio di funzionamento determina la struttura dell'impianto, che è costituito da quattro a nove colonne operanti in parallelo. In particolare, il biogas sottoposto ad alte pressioni è flussato attraverso una prima unità. La CO₂ (così come piccole quantità di CH₄) è assorbita fino alla saturazione dei carboni molecolari mentre il flusso di biogas è diretto in un'altra unità in modo da permettere la rigenerazione dei carboni della precedente colonna.

La pressione è ridotta e la CO₂ adsorbita estratta. Una successiva riduzione della pressione determina il desorbimento della minima quantità di CH₄ rimanente affinché questo flusso di

gas sia recuperato e ricircuitato con il biogas non trattato. Infine, per completare la rigenerazione è applicato del vuoto per creare della pressione negativa (*Beil et al., 2009*).

I limiti di questa tecnologia consistono nel trattamento preparatorio del biogas grezzo allo scopo di eliminare sia l'acido solfidrico, che potrebbe legarsi in maniera irreversibile al materiale adsorbente, sia il vapore acqueo, che ne può compromettere la struttura (*Munoz et al., 2015*). Viceversa, i pregi di tale impianto consistono nella semplicità di costruzione, nelle dimensioni compatte e ridotte e nella possibilità d'impiego in impianti di digestione anaerobica di piccola taglia sino a 250 Nm³ di biogas da trattare per ora (*Petersson et al., 2009*).

La tecnica basata sul PWS è la più comune tecnologia di upgrading. Il principio su cui si basa consiste nella maggiore solubilità dell'anidride carbonica rispetto al metano, in particolare a basse temperature. In effetti, questo principio accomuna gli impianti PWS ai sistemi a lavaggio chimico e a lavaggio fisico con solventi organici: la differenza sostanziale risulta il tipo di materiale impiegato per assorbire l'anidride carbonica (*Petersson et al., 2009*).

Nel caso degli impianti PWS, il biogas è fatto fluire attraverso una colonna di trattamento riempita di materiale plastico per aumentare la superficie di contatto fra fase gassosa e liquida (Figura 34).

All'interno di questa colonna, il biogas incontra un flusso di liquido in controcorrente che, in uscita, sarà arricchito in anidride carbonica, mentre il gas in uscita sarà più concentrato in metano (*Richter, 2010*). Il fluido residuo nella colonna è rigenerato tramite depressurizzazione o tramite stripping con aria in un'altra colonna e ricircolata in quella di assorbimento. Lo stripping con aria non è consigliato quando è presente un'alta concentrazione di H₂S, perché l'acqua è facilmente contaminata da zolfo elementare che può causare problemi operativi, come incrostazioni e intasamenti delle tubature (*Beil et al., 2009*).

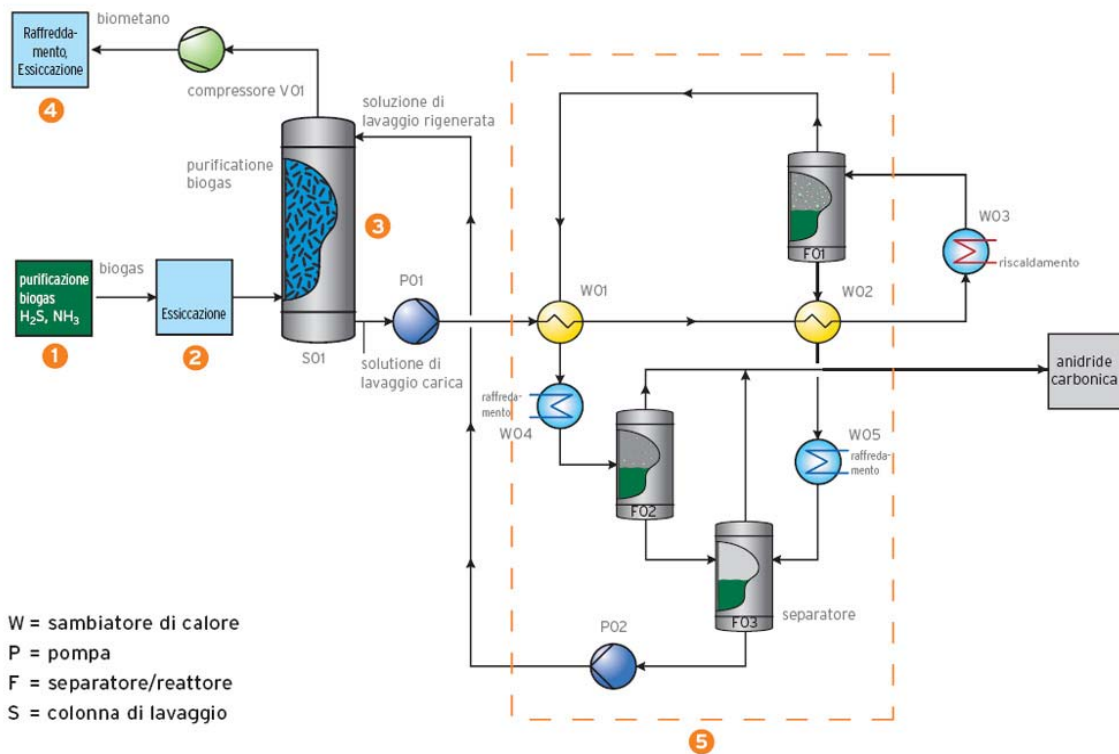


Figura 35: Layout di un impianto di upgrading con tecnologia MEA/DMEA. (Fonte: MT-Energie.com).

Un'ulteriore tecnologia di upgrading è rappresentata dagli scrubber chimici che fanno ricorso a soluzioni amminiche tra le quali: monoetanolammina (MEA) e dimetiletanolammina (DMEA). Il biogas deumidificato e desolfurato sale attraverso una torre dove sono presenti dei corpi di riempimento con un elevato rapporto tra superficie e volume (Figura 35). Controcorrente – dall'alto verso il basso- scorre una soluzione amminica acquosa che, per mezzo di un sistema di distribuzione situato in cima della torre, è spruzzata uniformemente sulla sezione della colonna e sul letto di corpi di riempimento. I corpi di riempimento presentano la maggior superficie di contatto per un intensivo interscambio fra lo stato gassoso e quello liquido, nel quale il biossido di carbonio è assorbito dalla soluzione di lavaggio amminico uscendo dallo stadio gassoso.

L'assorbimento chimico del gas, al confronto con il processo di assorbimento fisico (es. PSA), nel quale la forza motrice è rappresentata da un'alta pressione parziale del componente gassoso da separare rispetto all'assorbente, possiede il vantaggio specifico che la capacità di

assorbimento del gas da separare da parte della soluzione di lavaggio è molto più elevata e per ciò si deve far circolare solo una piccola quantità di soluzione di lavaggio (bassi costi energetici, apparati più piccoli, ecc.).

La conduzione del processo in assenza di pressione risparmia inoltre una compressione ad alto consumo energetico e permette una tecnologia impiantistica a basso costo e un funzionamento non sottoposto a forte usura, da cui risultano notevoli vantaggi economici (*Petersson et al., 2009*). Al contrario della CO₂ le molecole di metano, per il loro carattere apolare, non si sciolgono nel liquido di lavaggio e abbandonano la torre come gas, biometano, senza rilevanti riduzioni.

L'alta capacità di separazione dell'adsorbimento chimico (processo di lavaggio amminico) con perdite di metano trascurabili nello scarico dei gas (biossido di carbonio) e una massima purezza del gas prodotto (biometano) – garantisce un'ottima resa di metano ed evita costi aggiuntivi per un ulteriore trattamento del gas prodotto e dei gas di scarico.

Alla base della colonna è raccolta la soluzione amminica esausta e pompata, con l'aiuto di una pompa centrifuga, al processo di rigenerazione, per il recupero della capacità di assorbimento di CO₂. La temperatura di esercizio del lavaggio amminico è di circa 40 °C. Dato che il liquido di lavaggio è dato da una soluzione amminica acquosa, il gas prodotto si satura di vapore acqueo durante la salita nella torre secondo la temperatura di regime.

L'umidità assoluta del gas raggiunge circa i 51 g/m³ in stato di saturazione a una temperatura del gas di 40 °C. Prima della consegna del gas prodotto a un impianto di alimentazione di biometano, la parte acquosa deve essere separata e ricondotta al processo di lavaggio, in modo da non alterare la composizione del liquido di lavaggio (*Beil et al., 2009*).

Altra tecnologia di assorbimento selettivo del biossido di carbonio è data dal lavaggio con solventi organici. Si tratta di un processo fisico di upgrading molto simile al PWS dal punto di

vista impiantistico (Figura 34). La principale differenza tra i due sistemi è che, rispetto al PWS, la CO_2 è assorbita da un solvente organico (aspolyethylene glicol, famiglia dei glicoli polietilenici, PEG).

Il vantaggio di usare un solvente organico rispetto all'acqua risiede nel fatto che l'anidride carbonica è più solubile nel PEG che in acqua. Per questa ragione, a parità di capacità di upgrading, il flusso della fase liquida può essere inferiore con conseguente riduzione delle dimensioni d'impianto. Anche in questa tipologia d'impianto d'upgrading, la soluzione di PEG è rigenerata attraverso riscaldamento e/o depressurizzazione (Pettersson et al., 2009). Tuttavia, poiché è necessaria molta energia per rigenerare il solvente organico dall'idrogeno solforato è consigliabile separarlo prima del processo di adsorbimento.

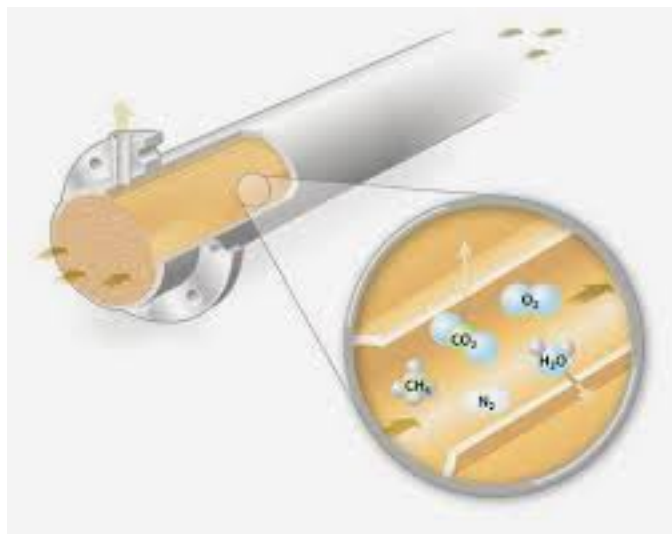


Figura 36: Sezione di membrane selettiva per upgrading. (Fonte: www.eisenmann.com).

Le membrane a secco per l'upgrading di biogas sono costituite da materiali permeabili alla CO_2 , all' $\text{H}_2\text{O}_{(g)}$ e all' $\text{NH}_3_{(g)}$, meno permeabili all' H_2S e all' O_2 e impermeabili all' N_2 e al CH_4 . La membrana a secco lavora sia ad alte pressioni, oltre i 20 bar, sia basse (8÷10 bar). Solitamente le membrane sono in forma di fascio di fibre cave, Figura 36, in cui il processo di separazione è realizzato in due fasi (Miltner et al., 2009). Infatti, prima di entrare nel fascio di fibre cave, il biogas subisce un trattamento di filtrazione allo scopo di eliminare $\text{H}_2\text{O}_{(g)}$ e

contaminanti, quali gocce di olio e aerosols, che svolgono un'azione deleteria sulle performances delle membrane.

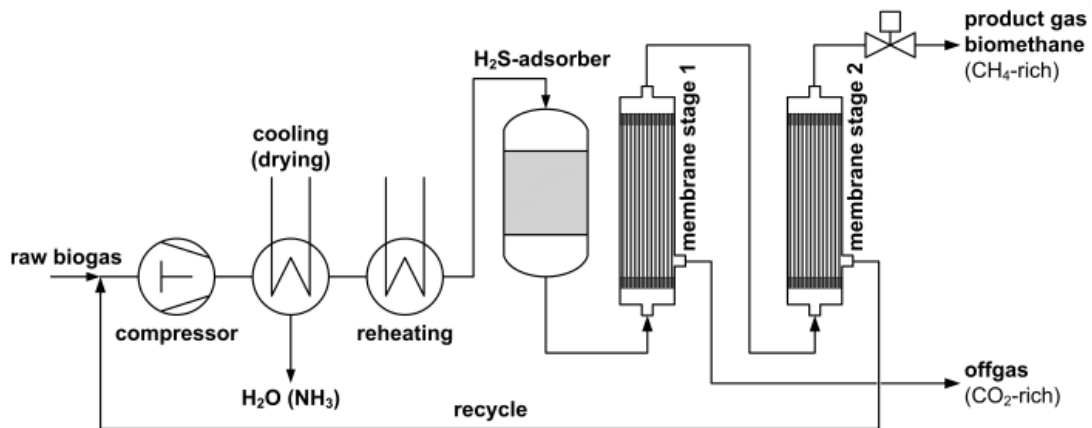


Figura 37: Layout di impianto di upgrading con tecnologia a membrane selettive n serie. (Fonte: bio-methan.at).

Oltre a ciò, anche l'acido solfidrico è solitamente rimosso mediante carboni attivi prima che il biogas entri nelle fasce cave (Beil et al., 2009).

Tuttavia, una quota di metano può passare attraverso la membrana, in particolare se la concentrazione di metano nel biogas da trattare è molto elevata. Per questo motivo e, allo stesso tempo, ottenere alte concentrazioni di metano nel gas purificato, possono essere implementate configurazioni in serie di membrane selettive operanti a cascata (Figura 37).

Tuttavia, questo comporta però maggiori perdite di metano nel flusso gassoso che permea le membrane stesse. Se questo flusso è impiegato per esempio in un cogeneratore in miscela con il biogas grezzo, è possibile utilizzare il metano perso nel processo e allo stesso tempo ridurre i costi d'investimento e di consumo di energia per il processo di purificazione (Petersson et al., 2009).

Il metodo di separazione tramite membrane selettive è diffuso specialmente per l'upgrading del gas di discarica in installazioni di grandi dimensioni, mentre, allo stato attuale, risulta ancora scarsamente applicato per quanto riguarda l'ambito agro-zootecnico (Petersson et al., 2009). Un'altra tecnologia di upgrading è data dai metodi criogenici. Il metano ha un punto di

ebollizione pari a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ a pressione atmosferica, mentre per la CO_2 è pari a $-78\text{ }^{\circ}\text{C}$. Questo significa che l'anidride carbonica può essere separata dal biogas sotto forma di liquido, raffreddando il biogas a elevate pressioni. Il metano può essere separato in fase liquida o gassosa in funzione del sistema realizzato.

Quando il metano è condensato, anche l'azoto, che ha un punto di ebollizione inferiore, è separato e ciò risulta vantaggioso in particolare quando si opera con biogas da discarica di rifiuti urbani. Inoltre, la CO_2 separata può essere venduta come gas tecnico.

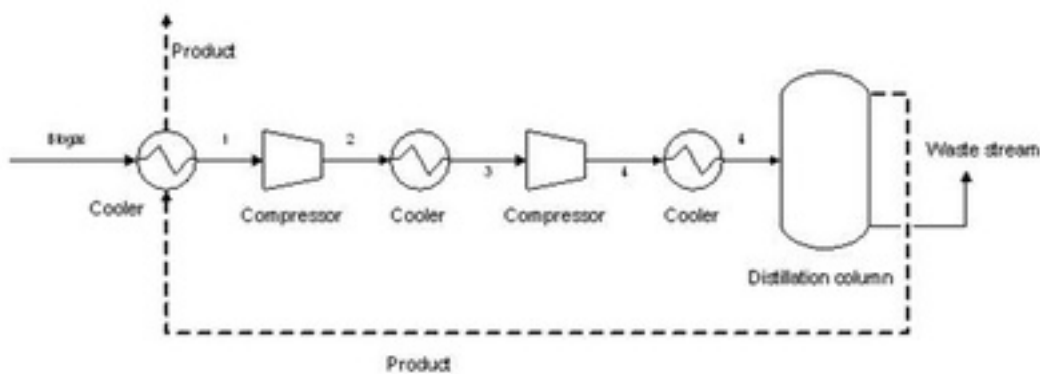


Figura 38: Layout di un impianto di upgrading con tecnologia criogenica. (Fonte: Altener Programme, 2001).

Nel processo criogenico, per evitare il congelamento e altri problemi, l'acqua e l'acido solfidrico devono essere preventivamente rimosse (Figura 38). Il principio di questo processo si basa sulla compressione e successivo raffreddamento del biogas tramite scambiatori di calore seguiti da una fase di espansione, per esempio in una turbina. Dopo la rimozione della CO_2 come liquido, il gas è raffreddato ulteriormente per condensare anche il metano. Attualmente, questa tecnologia di upgrading è ancora in fase di sviluppo trovando applicazioni solamente su scala prototipale.

Inoltre, considerando esclusivamente le tecnologie di upgrading più mature, un confronto con validità universale è alquanto difficile da realizzare perché molti parametri impiantistici dipendono fortemente dal contesto locale di applicazione. Sulla base di quest'osservazione, la tecnologia di upgrading è scelta attraverso la definizione del trade-off ottimale tra

l'economicità dell'impianto di upgrading e le potenzialità richieste per data composizione del biogas da trattare (Tabella 9).

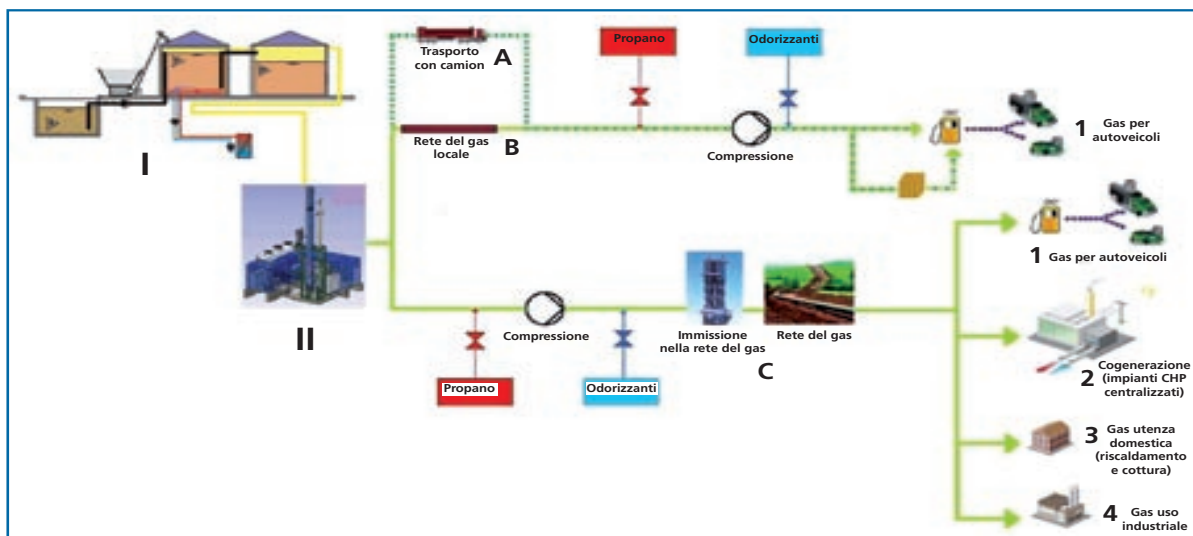
<i>Parametro</i>	<i>PSA</i>	<i>PWS</i>	<i>Scrubbing Organico</i>	<i>Scrubbing Amminico</i>	<i>Membrane Selettive</i>
Contenuto di metano (% _{vai})	95÷99	95÷99	95÷99	99	95÷99
Recupero di metano (%)	98	98	96	99	80÷99.5
Slip metano (%)	2	2	4	1	0.5÷20
Pressione di consegna (bar)	4÷7	4÷8	4÷8	-	4÷7
Richiesta energia elettrica (kWh/m ³ CH ₄)	0.46	0.46	0.49÷0.67	0.27	0.25÷0.43
Richiesta energia termica (kWh/m ³ CH ₄)	-	-	0.2 (70÷80 °C)	0.4 (120÷160 °C)	-
Necessità di desolfurazione	Si	Dipende dal processo	Si	Si	Si
Necessità di materiali di consumo	Carboni attivi	Agenti antivegetativi + essiccante	Solvente Organico	Soluzioni ammine	-
Campo di carico parziale (%)	85÷115	50÷100	50÷100	50÷100	50÷105
Numero d'impianti realizzati	>20	>20	2	3	-
Costo d'investimento ^a (€/m ³ /h _{CH₄})	3700÷10400	3500÷10100	3500÷9500	3500÷9500	3500÷7600
Costo d'esercizio ^a (€/m ³ /h _{CH₄})	0.092÷0.128	0.091÷0.140	0.090÷0.138	0.112÷0.144	0.065÷0.158

Tabella 9: Confronto tecnologico ed economico tra le diverse tecniche di upgrading del biogas. (Fonte: Author's elaboration based on Petersson et al., 2009, Beil et al., 2009, TUW, 2012). a: Costi riferiti al settembre 2015.

Si osserva che la tecnologia a membrana offre la possibilità di proporzionare il layout dell'impianto in base al sito d'installazione con l'applicazione di diverse configurazioni di membrana, di sistemi a stadi multipli e più varianti al compressore (Petersson et al., 2009). Si citano infine altri processi di upgrading innovativi di tipo biologico quali il Chemoautotrofico e fotosintetico (Munoz et al., 2015).

In generale però, per data tecnologia di upgrading, al termine del processo di purificazione, il biometano ottenuto deve contenere almeno il 98% di CH₄ per risultare chimicamente molto simile al gas naturale (Richter, 2010). Le possibili destinazioni finali del biometano sono equivalenti a quelle del gas naturale: stazioni di rifornimento poste nei pressi dell'impianto di produzione di biogas (la distanza è direttamente correlata allo sviluppo e alla struttura della rete di distribuzione del gas), cogenerazione in impianti centralizzati (ove in particolare il

calore prodotto dal cogeneratore possa essere usato in maniera più efficiente), utenze domestiche (riscaldamento e cottura), utenze industriali. È dunque evidente come in questo modo il biometano possa rappresentare un vettore energetico più flessibile, e quindi più efficiente, rispetto al biogas (*Figura 39*).



I = IMPIANTO DI PRODUZIONE DI BIOGAS; II = IMPIANTO DI PRODUZIONE DI BM (PURIFICAZIONE E UPGRADING)
 A, B, C = GRADI DI SVILUPPO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS (A = MIN; B = MEDIO; C = MAX)
 1, 2, 3, 4 = UTILIZZI DEL BM (1 = CARBURANTE PER AUTOTRAZIONE; 2 = COGENERAZIONE IN IMPIANTI CENTRALIZZATI;
 3 = UTENZE DOMESTICHE; 4 = UTENZE INDUSTRIALI)

Figura 39: Schematizzazione della connessione funzionale-produttiva esistente tra biogas e biometano. (Fonte: www.venetoagricoltura.org).

In particolare, occorre notare che, per l'impiego in rete, il biometano uscente dalla linea di upgrading, deve essere sottoposto a un altro processo di raffinazione consistente di tre step: condizionamento chimico, odorizzazione e infine ulteriore compressione (Figura 39). L'entità di tale complesso di trattamenti dipende sia dal salto di pressione da realizzare tra l'uscita del sistema di upgrading e la linea di distribuzione del gas naturale, sia dalla composizione chimica media del gas naturale entro cui il biometano deve mescolarsi (Tabella 10).

Nella fase di condizionamento del biometano, non essendo costante la composizione chimica del gas da trattare a causa della variabilità delle biomasse alimentate all'impianto di digestione anaerobica (Ward et al., 2008), se ne adegua il potere calorifico inferiore attraverso l'aggiunta di propano in misura tale da ottenere un valore prossimo a 10.7 kWh/m^3

(Malagnino, 2012), e modulandone la somministrazione attraverso una misurazione continua in gascromatografia (Beil et al., 2009).

			GN gr. H GUS	GN gr. H M. del Nord	GN gr. L Olanda	Biogas da fanghi	Biogas da scarti agricoli	Biogas da discarica
Metano	CH ₄	%vol	98.31	86.54	83.35	65÷75	45÷75	45÷55
HC superiori	C _x H _y	%vol	0.81	10.64	4.75	< 300 mg/Nm ³		
Anidride carbonica	CO ₂	%vol	0.08	1.53	1.27	20÷35	25÷55	25÷30
Monossido di C	CO	%vol	0.00	0.00	0.00	< 0.2	< 0.2	< 0.2
Azoto	N ₂	%vol	0.81	1.10	10.64	3.4	0.01÷5.00	10÷25
Ossigeno	O ₂	%vol	0.05÷3.00	0.05÷3.00	0.05÷3.00	0.5	0.01÷2.00	1÷5
Idrogeno	H ₂	%vol	0.00	0.00	0.00	tracce	0.5	0.00
Acido Solfidrico	H ₂ S	mg/Nm ³	5.00	5.00	5.00	< 8000	10÷30000	< 8000
Mercaptani		mg/Nm ³	6.00	6.00	6.00	0.00	< 0.1÷30	n.a.
Zolfo	S	mg/Nm ³	30.00	30.00	30.00	n.a.	n.a.	n.a.
Ammoniaca	NH ₃	mg/Nm ³	0.00	0.00	0.00	tracce	0.01÷2.50	tracce
Silossani		mg/Nm ³	0.00	0.00	0.00	< 0.1÷5.0	tracce	< 0.1÷5.0
Benzene, toluene		mg/Nm ³	0.00	0.00	0.00	< 0.1÷5.0	0.00	< 0.1÷5.0
CFC		mg/Nm ³	0.00	0.00	0.00	0.00	20÷1000	n.a.
Oli		mg/Nm ³	0.00	0.00	0.00	tracce	tracce	0.00
Umidità relativa		%	60.00	60.00	60.00	100.00	100.00	< 100.00
Temperatura		°C	12.00	12.00	12.00	35÷60	35÷60	0÷25

Tabella 10: Composizioni chimiche del gas naturale/biometano e del biogas. (Fonte: Malagnino, 2012).

Nella stessa operazione è anche regolato l'indice di Wobbe del biometano prima dell'immissione in rete. Questo parametro è definito come il rapporto tra il potere calorifico superiore e la radice quadrata della gravità specifica di un gas (Pettersson et al., 2009), e fornisce una misura dell'interconnessione e dell'inter-operabilità tra fluidi combustibili di natura differente (es. gas naturale e biometano) smistati attraverso la medesima infrastruttura distributiva.

Nella fattispecie, il biometano per essere immesso nella rete di distribuzione del gas naturale deve essere caratterizzato da un valore dell'indice di Wobbe compreso tra 47.31 e 52.33 MJ/Sm³, ovvero la fascia caratteristica per il gas naturale in Italia (GSE, 2015). Inoltre, in questa fase, altri processi di purificazione possono essere svolti (es. rimozione di composti

alogenati o silossani) dipendentemente dal tipo di linea di upgrading impiegato (*Munoz et al., 2015*). La realizzazione del processo di odorizzazione del biometano è giustificata dal punto di vista della sicurezza perché tale fluido è naturalmente inodore e dunque non percepibile in caso di fuoriuscite accidentali (*AEEG, 2015*).

Per renderne percepibile la presenza, ogni metro cubo di biometano prodotto è “odorizzato” da un composto chimico come il tetraidrotiofene (THT) o una miscela di mercaptani (TBM) in misura rispettivamente pari a 32 e 8 mg (*Malagnino, 2012*). Il biometano condizionato e odorizzato è nuovamente compresso alla pressione di esercizio della rete di connessione: a tal proposito, si prevede un allacciamento in bassa o media pressione (fino a circa 5 bar) per limitare i costi di compressione e distribuzione (*Marangoni et al., 2013*).

Il biometano, una volta immesso in rete, è del tutto equivalente al gas naturale dimostrandosi dunque ampiamente più flessibile ed efficiente del biogas. In particolare, per il settore agro-zootecnico, può essere d’interesse l’impiego differito nel tempo del biometano per autotrazione (es. trattori, ecc.) ma anche in cogenerazione distribuita per produzione di energia elettrica e calore per alimentare ad esempio essiccatoi, caseifici, ecc. (*Cucchiella et al., 2015*).

Si osserva come l’efficienza energetica dell’intero ciclo produttivo del biometano può essere molto elevata grazie alle tecnologie disponibili, sia per la produzione del biogas che per l’upgrading del biometano, ampiamente rodiate (*Richter, 2010*). Tuttavia, occorre tener presente che l’efficienza, e dunque la redditività di un impianto per la produzione di biometano è fortemente influenzata dal contesto applicativo (*Munoz et al., 2015*). La disponibilità e la qualità delle biomasse da fermentare risultano, infatti, i fattori decisivi nella scelta della più efficiente combinazione tecnologica dal punto di vista tecnico ed economico (*Malagnino et al., 2016*).

3.2.2. Stato di diffusione

Il biogas è correntemente impiegato come combustibile per la produzione centralizzata di calore, vapore ed elettricità, ma anche come substrato per celle a combustibile, combustibile per autotrazione o sostituto del gas naturale per impieghi domestici e industriali attraverso una preventiva immissione nella rete del gas naturale (Andriani et al., 2014).

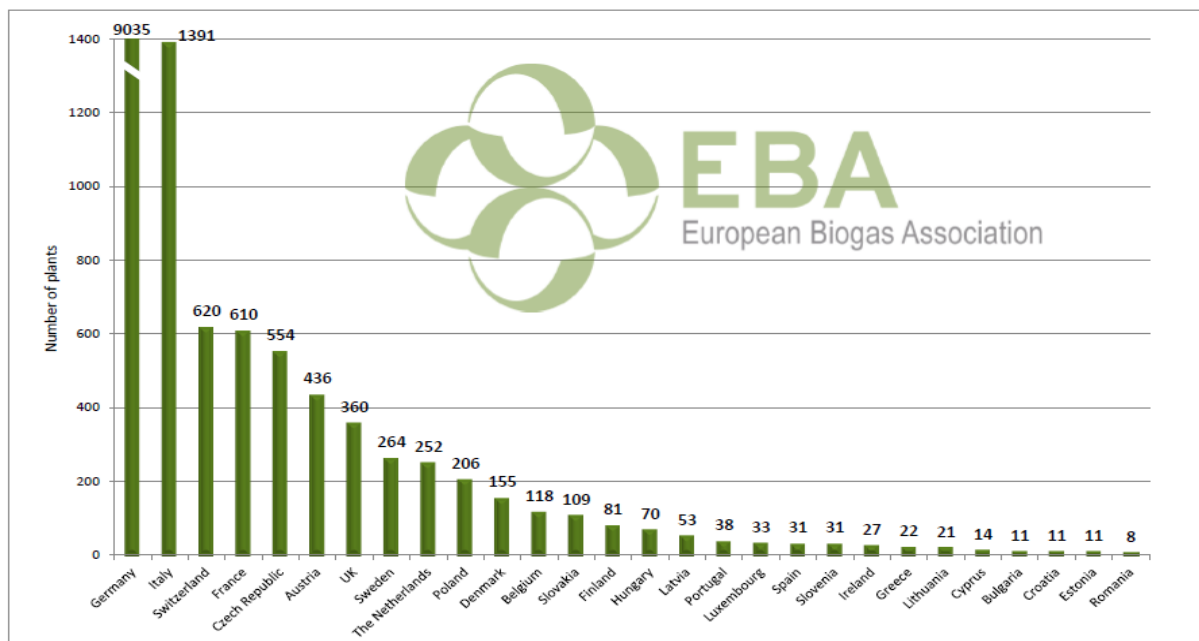


Figura 40: Impianti di digestione anaerobica in esercizio in diversi paesi europei al 2013. (Fonte: www.eba.eu).

L'Italia è il terzo produttore di biogas al mondo, dopo Germania e Cina, e il contributo principale alla produzione di quest'energia pulita arriva dal settore zootecnico (IEA, 2015). In questo contesto, la produzione di biogas in Europa ammonta a 13.4 Mtep, con un incremento del 10% rispetto al 2012, ovvero 52.3 TWh di elettricità e calore (EurObserv'ER, 2014). Inoltre, l'attuale rete europea di 14563 digestori anaerobici, (Figura 40), si espanderà fino a produrre circa 20 milioni di m³ entro il 2030 (circa il 3% del consumo europeo di gas naturale) secondo l'ultima proiezione dell'European Biogas Association (EBA, 2013). Anche in Italia, la crescita del settore nell'ultimo quinquennio ha portato alla presenza di oltre 1300 impianti per una potenza installata di 1000 MWe con una produzione di 7400 GWh di energia

elettrica (GSE, 2015). Ciò grazie alla serie di normative molto favorevoli in vigore fino al 2012 (De Menna et al., 2016), anno in cui con l'introduzione del D.M. 6 luglio 2012, il sistema d'incentivazione è risultato più restrittivo in termini economici prevalentemente con impianti alimentati da risorse agricole dedicate (IMED, 2012). Le principali conseguenze di questo cambiamento di politica energetica sono state due: (i) riduzione dei costi d'installazione per i nuovi impianti per far fronte, come nel caso del solare fotovoltaico, al calo della domanda (Cucchiella et al., 2015); (ii) maggior interesse nell'investire in settori, come quello del biometano, in piena crescita (Malagnino et al., 2016).

Tuttavia, lo sviluppo del settore del biometano in Italia è stato frenato da ritardi normativi. Di fatti, secondo le statistiche dell'European Biogas Association, risultano operativi in Italia solamente due impianti sperimentali contro le oltre 150 installazioni presenti in Germania (Figura 41). Inoltre, si osserva come il settore europeo del biometano è molto sviluppato contando 282 impianti totali con una produzione di 1303 miliardi di m³ annui al 2013.

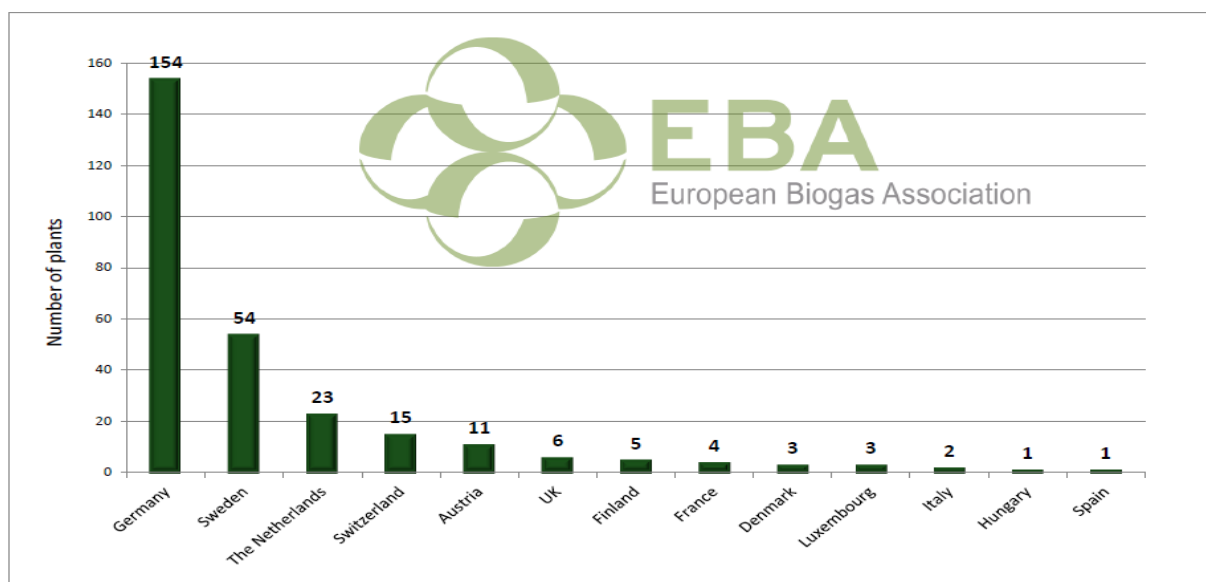


Figura 41: Impianti per la produzione di biometano in Europa. (Fonte: www.eba.eu).

Con riferimento alle norme comunitarie, occorre ricordare che la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili stabilisce due obiettivi vincolanti per gli stati membri entro il 2020: il primo prevede l'aumento del 20% della quota di fonti

rinnovabili sul consumo comunitario di energia negli usi finali, con un obiettivo differenziato per ciascuno stato, che per l'Italia è stato fissato al 17%. Il secondo obiettivo prevede il raggiungimento del 10% di utilizzo di biocarburanti nel consumo totale nei trasporti per tutti gli stati membri. Sulla base dello scenario descritto, il legislatore nazionale ha emanato, con il D. Lgs. 3 marzo 2011 n. 28, specifiche disposizioni per lo sviluppo della produzione di biometano, ritenendo che tale tecnologia possa utilmente contribuire al raggiungimento degli obiettivi fissati dalla direttiva 28/2009. Solo nel finire del 2013, le disposizioni del D. Lgs. 28/2011 sono state attuate con il Decreto interministeriale del 5 dicembre 2013, che stabilisce innanzitutto che cosa si intende per "rete", ampliandone la definizione a "tutte le reti e i sistemi di trasporto e distribuzione del gas naturale e del biometano" comprese: le reti i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi, altre reti di trasporto, i sistemi di trasporto mediante carri bombolai e i distributori di carburanti per autotrazione sia stradali, che a uso privato, compreso l'uso agricolo, anche non connessi alle reti di trasporto e distribuzione.

Il decreto si applica ai nuovi impianti entrati in esercizio dopo il 18 dicembre 2013 ed entro 5 anni, riconoscendo tre modalità d'incentivo della produzione a seconda se il biometano sia utilizzato per l'immissione nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale per gli usi domestici e il riscaldamento, serva alla produzione di energia elettrica e calore, ovvero sia utilizzato nei trasporti. Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano anche, a determinate condizioni, agli impianti biogas esistenti che sono convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano.

Per quanto riguarda il contesto agricolo, nel caso d'impianti di proprietà d'impresе agricole, singole e associate, gli incentivi del decreto biometano sono cumulabili con altri incentivi pubblici sia in conto interesse sia in conto capitale non eccedenti il 40% del costo dell'investimento. A seguito delle novità introdotte dalle Leggi 9/2014 (Destinazione Italia) e 116/2014, il Ministero dello Sviluppo economico ha emanato il Decreto 10 ottobre 2014, che

aggiorna le condizioni, i criteri e le modalità di attuazione dell'obbligo d'immissione in consumo di bio- carburanti e stabilisce le quote da immettere obbligatoriamente in consumo per gli anni successivi al 2015, introducendo anche una quota minima destinata ai biocarburanti avanzati. Per la prima volta in Europa è quindi introdotta una forma di premialità per le tipologie di biocarburante di nuova generazione, maggiormente efficienti, che derivano da materie prime non alimentari o che valorizzano rifiuti, residui e sottoprodotti. In quest'ambito anche il biometano prodotto dalle matrici previste dal Decreto è riconosciuto come biocarburante avanzato.

Nel corso dell'ultimo anno tutte le istituzioni coinvolte nella gestione della complessa filiera del biometano hanno lavorato alla realizzazione delle diverse norme attuative necessarie. Il Comitato Termotecnico Italiano (CTI) ha emanato il 22 dicembre 2014 le linee guida per la qualificazione degli operatori economici (organizzazioni) della filiera di produzione del biometano ai fini della tracciabilità e del bilancio di massa (UNI/TS 11567). L'AEEG ha emanato a febbraio 2015 la delibera 46/2015/R/gas che ha stabilito le direttive tecniche per la connessione d'impianti di biometano alle reti del gas naturale e le disposizioni in merito alla determinazione delle quantità ammesse agli incentivi. A conclusione di questo percorso, nel mese di agosto 2015, il GSE ha emanato le linee guida per gli operatori che chiederanno l'accesso agli incentivi e ai certificati d'immissione in consumo, prevedendo anche la possibilità di richiedere la qualifica degli impianti già nella fase progettuale. Pertanto, con questo provvedimento sono stati definiti gli ultimi elementi necessari alla programmazione degli investimenti che dovrebbero consentire l'effettiva realizzazione anche in Italia dei primi impianti di produzione di biometano in ambito agricolo.

In tale prospettiva, sulla scorta di quanto osservato al Par. 3.2.1.2, l'ottimizzazione tecnologica ed economica di un impianto per la produzione di biometano su scala aziendale è decisiva (*Malagnino et al., 2016*).

4. Modelli di ottimizzazione tecnologica d'impianti per la produzione d'energia da fonti rinnovabili

In questo capitolo, due diversi studi d'impianti da fonti rinnovabili sono proposti in ambito agro-zootecnico. Il primo studio è stato focalizzato sull'analisi prestazionale d'impianti solari fotovoltaici installati in una stessa azienda zootecnica. L'obiettivo è stato quello di definire i principali parametri impiantistici da ottimizzare per massimizzare il rendimento energetico di un generatore fotovoltaico su tetto rispetto a un'installazione a terra attraverso la realizzazione di un modello analitico di stima della relativa resa elettrica annua (*Malagnino, 2015*).

Il secondo studio ha avuto come obiettivo lo sviluppo di un DSS per valutare l'impatto economico sul reddito aziendale dell'integrazione on-farm di un impianto di digestione anaerobica per la produzione di biometano e per l'immissione nella rete di distribuzione del gas naturale (*Malagnino et al., 2016*).

4.1. Analisi prestazionale d'impianti fotovoltaici e procedura analitica di stima della relativa resa elettrica

4.1.1. Introduzione

Come molti altri settori produttivi, anche l'agricoltura sta affrontando il problema della crescente dipendenza da fonti di energia quali l'elettricità, il petrolio e il gas naturale (*Karkacier et al., 2006*). Infatti, le attività agricole e d'allevamento comportano alti consumi di energia (*Pelletier et al., 2011*). Allo stesso tempo, l'agricoltura può rispondere direttamente a questi bisogni grazie alla disponibilità interna di risorse naturali (es. biomasse), attraverso l'impiego di piccoli impianti di produzione d'energia da fonti rinnovabili (*Bianco et al., 2014; Castellano, 2014*).

La produzione di elettricità da impianti fotovoltaici (FV), che è la più comune fonte rinnovabile, evidenzia un grande potenziale per le imprese agricole e, in particolare, per le aziende zootecniche grazie alla notevole disponibilità di superfici e gli elevati consumi d'energia elettrica (*Kraatz, 2007; Bayod-Rujila et al., 2011*).

Per queste ragioni, i generatori FV sono stati altamente impiegati sia come impianti integrati sui tetti degli edifici sia come installazioni a terra. Questi ultimi hanno comportato, comunque, un grande consumo di superficie agricola a causa del favorevole sistema d'incentivi pubblici (*Frascarelli et al., 2011*). Dal 2009 al 2010, infatti, la potenza installata degli impianti a terra è cresciuta del 146% come anche il consumo di terreno agricolo (*GSE, 2010*). Tuttavia, dal 2011 con l'introduzione del Decreto Ministeriale del 5 maggio 2011 (*IV Conto Energia*), seguito dal Decreto Legge del 24 gennaio 2012 (*Decreto Liberalizzazioni*), la diffusione d'impianti FV a terra in aree agricole è stata meno incoraggiata rispetto a quella delle installazioni a parziale o totale integrazione architettonica.

Ciò ha causato un'inversione di tendenza molto forte. Di fatti, a livello nazionale durante il 2012, la potenza totale elettrica da FV era composta per il 43% da installazioni a terra, per il 48% da impianti integrati, per il 6% da serre e pensiline, e per il restante 3% da altre tipologie impiantistiche. Nel 2012, rispetto all'anno precedente, c'è stato un cambio in tale distribuzione che, durante il 2011, vedeva contribuire gli impianti FV a terra e quelli integrati rispettivamente per il 49% e per il 41% sul totale della potenza elettrica installata (*GSE, 2012*).

Tuttavia, l'impiego di superfici coperte come sede d'impianti FV comporta alti costi d'investimento a causa dell'ulteriore spesa per le strutture di supporto necessarie per garantire un'adeguata ventilazione dei moduli (*Huld et al., 2011*).

Inoltre, impiegando la superficie disponibile dei tetti degli edifici zootecnici che, secondo la stima dell'*International Energy Agency (IEA, 2002)*, ammonta a 128 km² e quindi sufficiente

a produrre 16 TWh elettrici annui in Italia, l'indipendenza energetica del settore agricolo sarebbe raggiunta (*Brofferio, 2005*).

Inoltre, è utile considerare un altro problema legato alla diffusione sostenibile della tecnologia fotovoltaica, che è l'attuale efficienza energetica di un impianto FV nella prospettiva futura di un'azienda agricola energeticamente autosufficiente. A questo scopo, è necessario utilizzare modelli analitici affidabili (*Nofuentes et al., 2003*) per stimare la resa energetica di sistemi FV. Questo tema è stato ampiamente discusso nella letteratura scientifica. Si possono trovare complessi modelli di simulazione di generatori FV, come quelli sviluppati da *Diez-Mediavilla et al. (2013)*, *Hamad et al., (2010)*, *Alonso-Abella et al., (2004, 2006)*, *Ransome et al. (2002)* e *Kroposki et al. (1994)*, metodi statistici di georeferenziazione per aree geografiche definite (*Steffen et al., 2013*), procedure semplificate di stima del rendimento energetico, (*King et al., 2003*; *Abete et al., 2003*), o sistemi di valutazione più intuitivi (*Aguilar et al., 2006*).

Anche il mercato dei software tecnico-commerciali offre una vasta gamma di prodotti con differenti gradi di complessità e precisione in base alla specificità dell'applicazione (*McEvoy et al., 2012*). Attualmente, il software di simulazione d'impianto FV più diffuso è il Photovoltaic Geographical Information System (*PVGIS*), sviluppato dal Centro di Ricerca Europeo dell'Unione Europea (*EU Joint Research Center, Commissione Europea, 2012*).

In generale, gli studi che sono stati condotti e i software disponibili impiegano diversi algoritmi per stimare il rendimento energetico di sistemi FV, ma l'incertezza di alcuni input, la conoscenza parziale dei dati tecnici e/o la modellazione inesatta dell'impianto o uno dei suoi componenti, possono in qualche modo ridurre la precisione di stima, che diminuisce con l'aumentare del numero di step e la complessità del modello previsionale (*Ransome, 2007*). In effetti, questi modelli forniscono risultati attendibili solo in specifiche aree geografiche. Inoltre, lo stato-of-the-art rivela l'assenza di un'analisi delle prestazioni sulle potenzialità offerte dai diversi sistemi FV (integrati e montati a terra) all'interno di un contesto geografico

ben definito. Pertanto, lo scopo di questo lavoro è di analizzare l'influenza che ciascun componente ha sull'efficienza globale di un generatore fotovoltaico e definire i parametri impiantistici da ottimizzare al fine di massimizzare la resa elettrica annuale di un impianto integrato architettonicamente rispetto a un'installazione a terra, ed entrambi installati nella stessa area geografica.

4.1.2. Materiali e Metodologie

Per eseguire un'analisi prestazionale delle potenzialità energetiche offerte dai diversi sistemi fotovoltaici (sia integrati che installati a terra), tre impianti FV sono stati considerati: tutti risultano "Grid-Connected" e installati con tre differenti modalità nella stessa azienda zootecnica di bovine da latte.

4.1.2.1. Descrizione degli impianti fotovoltaici

L'insieme dei tre impianti FV è eterogeneo sia dal punto di vista costruttivo (tecnologia, sistema di condizionamento di potenza con DC/AC inverter, ecc.) sia strutturale (orientamento, strutture di supporto, ecc.), sebbene tutti i diversi generatori siano riconducibili a sistemi ad asse fisso. La Tabella 11 riporta le caratteristiche tecniche delle tre installazioni.

L'impianto FV 1 è installato sulla falda Sud di una stalla a stabulazione libera, in aderenza alla superficie di falda secondo la modalità di totale integrazione architettonica (Figura 42).

Analogamente, anche l'impianto FV 2 segue il modello della totale integrazione architettonica ed è diviso in tre sezioni: una falda del tetto di una stalla a stabulazione fissa e due falde di un fienile (Figura 43).

L'impianto FV 3, installato a terra, ha una geometria ottimizzata per il funzionamento annuale e occupa una superficie totale di 0.8 ha (Figura 44).



Figura 42: Impianto FV 1. (Fonte: Malagnino et al., 2015).



Figura 43: Impianto FV 2. (Fonte: Malagnino et al., 2015).



Figura 44: Impianto FV 3. (Fonte: Malagnino et al., 2015).

<i>Impianto</i>		<i>FV 1</i>	<i>FV 2</i>	<i>FV 3</i>	
Anno di avvio		2009	2009	2011	
Sito d'installazione		Stalla a stabulazione libera	Stalla a stabulazione libera e fienile	Campo di 0.8 ha	
Tipo d'installazione		Integrato su tetto	Integrato su tetto	A terra	
Angolo di Tilt (°)	17	Sezione	A	15	32
			B	6	
			C	6	
Angolo di Azimut (°)	7 O	Sezione	A	99 O	0 S
			B	81 E	
			C	99 O	
Potenza Installata (kW _p)		99.20	98.25	479.52	
Superficie Totale (m ²)		719.65	702.23	3309.05	
Pannello FV	Tipo	Hyundai HIS-M200F (Si policristallino); www.hyunday.com	Hyundai HIS-M203F (Si policristallino); www.hyunday.com	Sunowe SF185 (Si monocristallino); www.sunowe.com	
	Potenza (kW _p)	200	203	185	
	Area (m ²)	1.4503	1.4503	1.2766	
	Rendimento Nominale (%)	13.8	14.0	14.5	
Inverter	Tipo	6 Danfoss TLX 15k; 1 Danfoss TLX 10k; www.danfoss.com	6 Danfoss TLX 15k; www.danfoss.com	24 Albatech APL20; www.albatech.com	
	Configurazione	Centralizzato	Multi-stringa (Master-Slave)	Dedicato per stringa	
	Rendimento Europeo (%)	97.5	97.5	97.0	
Sistema di monitoraggio		Weblogger	Weblogger	SolarLog1000	
Tipo di connessione		Bassa tensione	Bassa tensione	Media tensione	

Tabella 11: Caratteristiche tecniche degli impianti FV. Per l'impianto FV 2, le sezioni A, B e C rappresentano, rispettivamente, la falda Ovest del tetto della stalla a stabulazione fissa, le falde Est e Ovest del tetto del fienile.

4.1.2.2. Procedura analitica di stima della resa elettrica di un impianto fotovoltaico

In primo luogo, per ogni impianto FV esaminato, un archivio delle performances registrate durante il 2012 e due database meteo-climatici sono stati realizzati per implementare una procedura analitica di stima delle relative rese elettriche. Per la nomenclatura adottata in

seguito si veda l'Appendice 7.1.

Le prestazioni, misurate a intervalli di 10 minuti per gli impianti FV 1 e FV 2 durante il 2012 dai rispettivi sistemi di monitoraggio, sono state calcolate come energia elettrica giornaliera cumulata ($E_{R,C}$) e potenza istantanea (P_R). Poi, queste registrazioni sono state temporalmente sincronizzate, dati i molti gaps causati da interventi manutentivi, mentre i dati mancanti non sono stati sostituiti. Sia per l'impianto FV 1 (eccetto il periodo 12-31/12) sia per il FV 2 (eccetto i periodi 17/08-10/11 e 13-31/12), la potenza media oraria ($\bar{P}_R(h)$) e l'energia elettrica prodotta ($E_R(h)$) sono state aggregate su base temporale attraverso le seguenti relazioni:

$$\bar{P}_R(h) = \frac{1}{6} \sum_{i=0}^5 P_R \left(h + \frac{i}{6} \right) \text{ con } \begin{cases} h = 0, 1, \dots, 22, 23 \\ \forall P_R \left(h + \frac{i}{6} \right) > 0 \end{cases} \quad (1)$$

$$E_R(h) = E_{R,C}(h) - E_{R,C}(h - 1) \quad (2)$$

Per quanto riguarda l'impianto FV 3, sono stati disponibili solamente i dati di produzione elettrica su base giornaliera.

Inoltre, non essendo disponibili dati meteo-climatici dai sistemi di monitoraggio degli impianti FV, sono state impiegate le registrazioni della stazione dell'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale (ARPA), più vicina al sito d'impianto. In particolare, impiegando la piattaforma DEXTER dell'ARPA ER, è stata scelta una stazione meteorologica distante 6.1 km dagli impianti FV (Latitudine $44^\circ 39'$ e Longitudine $10^\circ 42'$), e posta alle seguenti coordinate geografiche: latitudine $44^\circ 38'$ and long. $10^\circ 38'$. I parametri meteorologici impiegati risultano l'irradianza totale solare su piano orizzontale (R_o), la temperatura dell'aria (T_a) e la velocità del vento (v). Allo stesso tempo, i dati d'irradianza solare su piani orizzontali ed orientati, contenuti nel database (CM-SAF) implementato in PVGIS, sono stati impiegati. A mero titolo informativo, si osserva che le serie storiche di irradianza solare (su

piano orizzontale e/o orientato) contenute nel database CM-SAF PVGIS, si riferiscono a giorno medio mensile per l'anno solare tipo e derivano da elaborazioni di immagini satellitari collezionate in un periodo di 12 anni. Al contrario, i dati d'irradianza solare su piano orizzontale, derivanti dal database ARPA, sono stati rielaborati tenuto conto delle differenti geometrie di captazione esaminate (Coffari, 1977; Parker, 1990) e delle effemeridi solari (Woolf, 1968; Cooper, 1969). Infatti, nota l'irradianza totale su piano orizzontale, la relativa componente normale ad un piano inclinato ed orientato risulta:

$$R_n = R_s \cdot \sin(90 - \beta) = R_s \cdot \cos(\beta) \text{ con } R_s = R_o / \sin(\varepsilon) \quad (3)$$

dove l'angolo d'incidenza normale β è dato dal triangolo isoscele (P_1OP_2), Figura 45, dalla seguente relazione:

$$\overline{P_1P_2} = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2 + (z_1 - z_2)^2} \rightarrow \frac{\overline{P_1P_2}}{2} = 1 \cdot \sin \frac{\beta}{2} \rightarrow \beta = 2 \sin^{-1} \left(\frac{\overline{P_1P_2}}{2} \right) \quad (4)$$

con: $k = 1 \cdot \cos(90 - \vartheta)$; $x_1 = k \cdot \sin \gamma$; $x_2 = k \cdot \cos \gamma$; $z_1 = \sqrt{1 - k^2}$; $m = 1 \cdot \cos \varepsilon$;

$y_1 = m \cdot \sin \alpha$; $y_2 = m \cdot \cos \alpha$; $z_2 = \sqrt{1 - m^2}$.

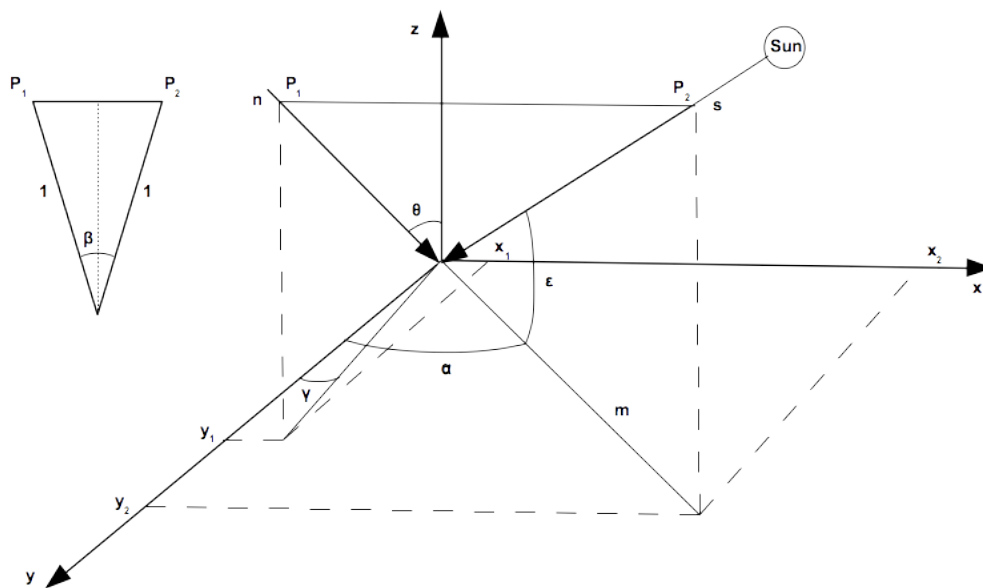


Figura 45: Valutazione dell'angolo d'incidenza normale β . (Fonte: Malagnino, 2015).

L'eq. 3 permette di osservare come durante l'alba e il tramonto, con il sole molto basso e con i piani PV poco inclinati, i raggi solari possono colpire il pannello sotto la parte fotosensibile (a causa di un problema di sincronizzazione temporale tra il database ARPA e quello di produzione reale), dando origine a valori di R_n non corretti. In questi casi, a valori non nulli di produzione elettrica misurata corrispondono valori nulli d'irradianza solare stimata. Tale circostanza si è riscontrata, considerando le ore di effettivo soleggiamento durante il 2012, con le seguenti frequenze relative percentuali: FV 1: 0.92%; FV 2-A: 1.45%; FV 2-B: 0.00%; FV 2-C: 1.08%; FV 3: 0.81%. Il valore errato è stato pertanto sostituito secondo la seguente:

$$R_n(h) = R_n(h - 1) - [R_n(h - 2) - R_n(h - 1)] \quad (5)$$

Data la non linearità dell'irraggiamento solare nel tempo, per valutare il peso di questa correzione sulla produzione giornaliera ($E_{S,A}$) è stata condotta un'analisi di sensibilità variando il valore corretto di R_n del $\pm 40\%$. Si ottiene una variazione di $E_{S,A}$ del $\pm 1.6\%$ su base media annua per tutti gli impianti FV e, per ogni stagione, pari a: Primavera: $\pm 0.5\%$; Estate: $\pm 0.4\%$; Autunno: $\pm 1.9\%$ e Inverno: $\pm 3.7\%$. Il valore invernale più elevato è giustificato dal minor numero di ore di soleggiamento giornaliero rispetto al periodo estivo. Per quanto riguarda i dati d'irraggiamento normale R_n mancanti, questi sono stati integrati calcolando la media dei valori del giorno precedente e quello successivo alla stessa ora:

$$R_n(h) = \frac{R_n(h-24) + R_n(h+24)}{2} \quad (6)$$

La procedura teorica proposta (AEP), sviluppata in ambiente Matlab[®] secondo il flusso logico mostrato in Figura 46, fornisce una stima dell'energia elettrica prodotta da un impianto FV mediante la seguente relazione (King et al., 2004):

$$E_S(h) = R_n(h) \cdot A \cdot \eta_{S,p}(h) \cdot \eta_{S,BOS}(h) \quad (7)$$

con

$$\eta_{S,BOS}(h) = \eta_v \cdot \eta_t \cdot \eta_c \cdot \eta_i(h) \quad (8)$$

La stima di R_n è ottenibile dal database Arpa o dal software PVGIS. Inoltre, la resa elettrica di un impianto FV è stata valutata attraverso tre macro-voci di perdita: inefficienze di pre-conversione, dissipazioni nel pannello FV e nel sistema di condizionamento di potenza DC/AC prima dell'immissione nella rete di distribuzione. La prima perdita è imputabile a eventi non sistematici di non facile valutazione (es. neve, nuvole, polvere), mentre per le restanti due macro-voci si è fatto riferimento separatamente a ogni singolo componente impiantistico di ciascun generatore esaminato: pannello FV e sistema di condizionamento di potenza DC/AC.

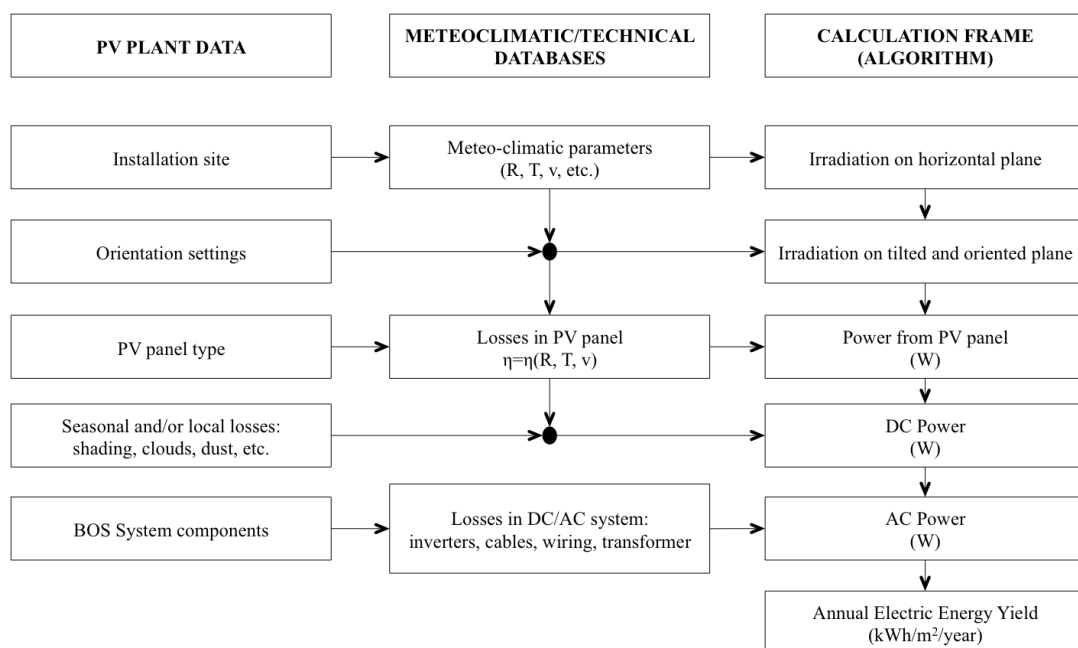


Figura 46: Flusso logico per la stima della resa energetica di un impianto fotovoltaico. (Fonte: Malagnino, 2015).

Il rendimento di un pannello FV ($\eta_{S,p}$) varia in funzione delle condizioni ambientali di esercizio. Pertanto, il rendimento nominale, riferito alle condizioni standard di prova (STC) è stato corretto in funzione delle condizioni operative reali. A tal fine, è stato impiegato il modello proposto da King *et al.*, (2004), che considera le influenze sul rendimento effettivo del pannello date dall'irraggiamento normale alla superficie, dalla temperatura di

funzionamento e da fenomeni di riflessione. Il rendimento di un pannello FV, analogamente all'algoritmo del software PVGIS per pannelli al silicio cristallino (Huld et al., 2011), risulta:

$$\eta_{S,p}(h) = \eta_{N,p} \cdot \text{eff}_{rel}(R'_n(h), \Delta T(h)) = \eta_{N,p} \cdot \left\{ 1 + k_1 \cdot \ln(R'_n(h)) + k_2 \cdot \ln^2(R'_n(h)) + \Delta T(h) \cdot [k_3 + k_4 \cdot \ln(R'_n(h)) + k_5 \cdot \ln^2(R'_n(h)) + k_6 \cdot (\Delta T(h))^2] \right\} \quad (9)$$

dove: $R'_n(h) = \frac{R_n(h)}{1000}$, $\Delta T(h) = T_p(h) - T_{STC}$ con $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$.

I coefficienti k_i , con $i = 1, \dots, 6$, dipendono dal tipo di tecnologia FV. I valori impiegati, desunti dalla letteratura (Huld et al., 2010), riguardano pannelli in C-Si, Tabella 12.

<i>FV</i>	k_1	k_2	k_3 [$^\circ\text{C}^{-1}$]	k_4 [$^\circ\text{C}^{-1}$]	k_5 [$^\circ\text{C}^{-1}$]	k_6 [$^\circ\text{C}^{-1}$]
<i>C-Si</i>	-0.001716	-0.040289	-0.004681	0.000148	0.000169	0.000005
<i>CIS</i>	-0.005521	-0.038492	-0.037010	-0.000899	-0.001248	0.000001
<i>CdTe</i>	-0.103251	-0.040446	-0.001667	-0.002075	-0.001445	-0.000023

Tabella 12: Coefficienti empirici per la stima del rendimento di un pannello FV al variare della tecnologia.

Inoltre, non essendo disponibile la temperatura del pannello (T_p), è stato impiegato un modello empirico che tiene conto di T_a , R'_n e v , parametri contenuti nel database ARPA, per stimare il regime termico operativo del pannello. Pertanto, la temperatura oraria del pannello FV risulta:

$$T_p(h) = 0.943 \cdot T_a(h) + 0.028 \cdot R'_n(h) - 1.528 \cdot v(h) + 4.3 \quad (10)$$

L'eq. 10 è applicabile sia nel caso d'impianti FV a terra che integrati architettonicamente sui tetti, (Skoplaki et al., 2009), e differisce dal modello implementato in PVGIS che considera esclusivamente l'influenza dell'irraggiamento sulla temperatura del pannello non contemplando l'effetto rinfrescante del vento. Infine, per l'impianto FV 2, essendo presenti tre sezioni con diversa orientazione, l'eq. 9 è stata calcolata come media pesata dei rendimenti dei tre collettori effettivamente presenti ponderati sulle rispettive superfici.

Per la determinazione dell'efficienza $\eta_{S,BOS}$, relativa al sistema di condizionamento della potenza elettrica DC/AC (BOS: Balance Of System), sono stati considerati i seguenti fattori di perdita, secondo l'eq. 8:

- η_v : Obsolescenza tecnica dell'impianto e perdite per non-uniformità di funzionamento dei moduli, delle stringhe o dell'intero campo FV, con una perdita annua fino al 3% (*Rus-Casas et al., 2014*). I valori impiegati per gli impianti esaminati, visti i rispettivi istanti d'inizio produzione (Tabella 11) e considerando anche le perdite per fenomeni di riflessione con una riduzione d'efficienza annua dello 0.6÷1.5% (*McEvoy et al., 2012*), risultano: FV 1 e 2: 94%; FV 3: 97%;
- η_t : Perdite nel trasformatore di tensione a valle del generatore stimate in un unico rendimento su base media annua pari al 98.5% (valore dichiarato dal gestore di rete);
- η_c : Dissipazioni ohmiche nei cavi/cablaggi a monte (DC) e a valle (AC) dell'inverter valutate in un unico rendimento di impianto su base media annua pari al 97%, per ogni impianto e anno considerato (*Rus-Casas et al., 2014*);
- η_i : Perdite dovute al funzionamento dell'inverter al variare del carico di lavoro rispetto al punto di massima potenza. Infatti, più il carico aumenta, tanto più η_i cresce.

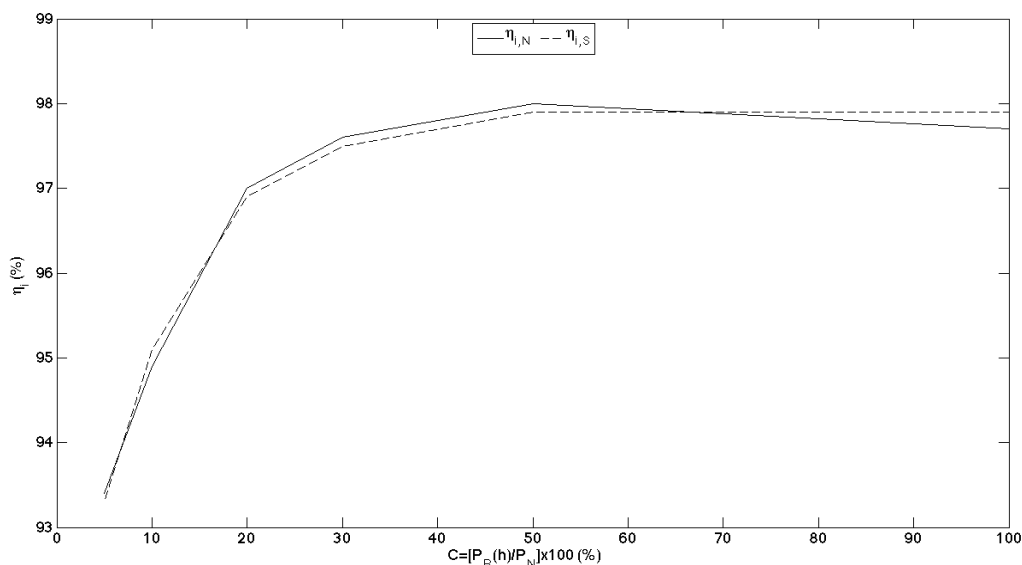


Figura 47: Rendimento stimato per un inverter (Danfoss TLX15) sulla base del carico orario. (Fonte: Malagnino, 2015).

Per gli impianti FV 1 e 2, sulla base delle specifiche tecniche, è stata realizzata una regressione non lineare atta a fornire in automatico tutti i possibili valori:

$$\eta_i(h) = a - b \cdot e^{-c \cdot C(h)} \quad (11)$$

con $C(h) = [P_R(h)/P_N] \cdot 100$, carico orario percentuale di lavoro dell'inverter, e P_N relativa potenza nominale in kW. Avendo come coefficienti, $a = 0.97915$; $b = 0.07567$; $c = 0.09923$ si ottiene un $R^2 = 0.992$, con un errore percentuale massimo dello 0.22% (Figura 47). Invece, nel caso dell'Impianto FV 3, non essendo disponibili i dati circa la potenza reale erogata (vds. Par. 4.1.2.1), è stato utilizzato il rendimento dichiarato dal costruttore per il relativo inverter pari al 97% con una tensione nominale di 700 Volt in ogni stringa.

4.1.2.3. Analisi comparativa delle prestazioni

La stima dell'energia elettrica producibile dagli impianti FV è stata realizzata considerando due differenti modelli estimativi (AEP e PVGIS). La produzione elettrica, stimata sulla base della procedura AEP e tenuto conto del database d'irraggiamento ARPA ($E_{S,A}$), è stata determinata applicando l'eq. 7 con $R_n(h) = R_{A,n}(h)$, alle ore di effettivo soleggiamento nel periodo esaminato e considerando le perdite di conversione secondo l'eq. 8. Al contrario, la produzione elettrica stimata da PVGIS ($E_{S,P}$), è stata impiegata direttamente ad eccezione dell'impianto FV 2 del quale sono state determinate le produzioni dei singoli sottocampi in funzione delle rispettive geometrie e poi l'energia elettrica totale.

I risultati così ottenuti, circa l'energia elettrica producibile, sono stati confrontati in forma aggregata nell'anno disponibile, determinando le variazioni mensili e annuali tra la produzione reale di ogni impianto e quella stimata secondo le due modalità suddette. Pertanto, per rendere confrontabili i risultati, è stato determinato lo scostamento tra la produzione

elettrica stimata fornita da ogni modello estimativo e quella reale, mediante la seguente equazione:

$$\lambda = \frac{E_S - E_R}{E_R} \quad (12)$$

L'eq. 12 è stata valutata sia su base mensile sia annuale al fine di valutare eventuali stagionalità nelle stime date da ogni modello previsionale circa la resa energetica di ogni impianto FV considerato (Miller et al., 2012).

4.1.3. Risultati e Discussione

4.1.3.1. Rese elettriche reali

Le produzioni elettriche rilevate nel 2012 sono state pari a 109.6 MWh, 76.2 MWh e 694.3 MWh, rispettivamente per gli impianti FV 1, 2 e 3 (Tabella 13). Per l'impianto FV 2 si tratta di un consuntivo parziale (Par. 4.1.2.1). In termini di energia elettrica per giorno e per metro quadro di superficie fotosensibile, l'installazione a terra ha prodotto mediamente il 27% in più rispetto a quelle integrate.

<i>FV Plant</i>	<i>E_R (MWh/year)</i>	<i>$\bar{E}_R(d)$ (kWh/m²/day)</i>
1	109.6	0.458
2	76.2	0.446
3	694.3	0.574

Tabella 13: Produzioni elettriche registrate durante il 2012.

Tuttavia durante il corso dell'anno si sono verificate notevoli fluttuazioni delle prestazioni dei tre impianti dovute all'alternarsi delle stagioni e delle condizioni ambientali di esercizio specialmente in inverno (Figura 48).

Infatti, i mesi di maggiore e minore produzione elettrica per tutti gli impianti sono stati luglio e dicembre in coincidenza dei periodi di massimo e minimo irraggiamento solare nel corso

dell'anno.

Inoltre, questi ultimi, ad eccezione del bimestre settembre-ottobre, hanno prodotto differenti quantità di energia elettrica seppur di pari potenze (Figura 48) con l'impianto FV 2 penalizzato dalla configurazione impiantistica complessa e dall'esposizione delle diverse sezioni rispetto al FV 1.

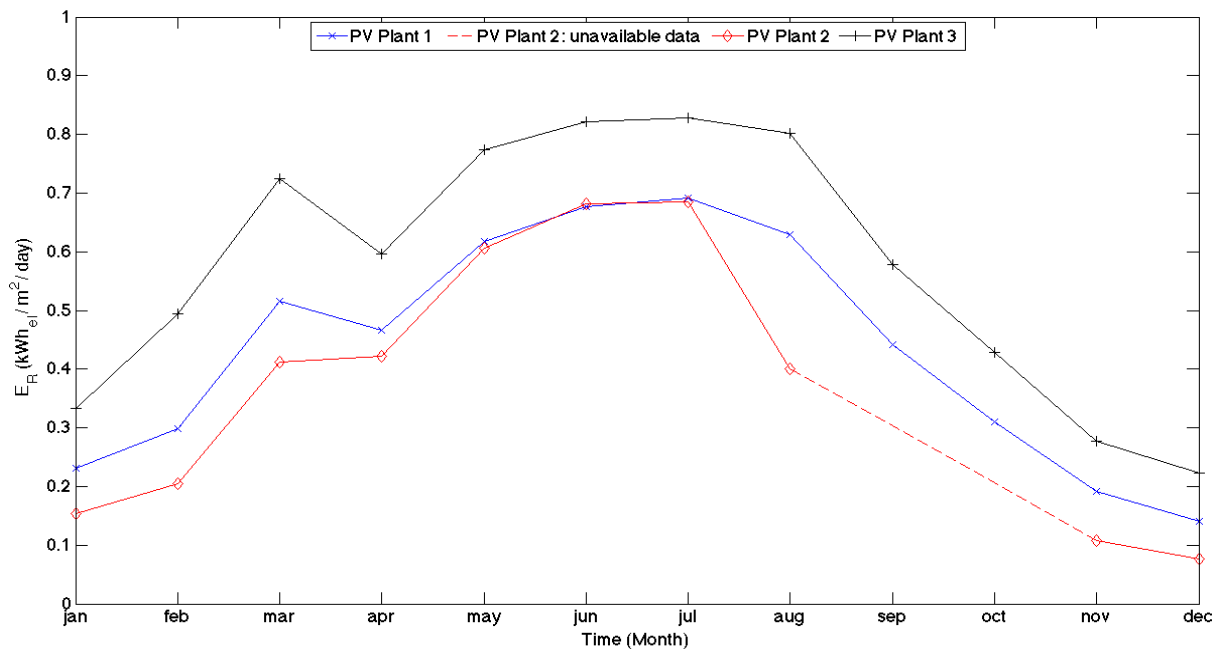


Figura 48: Produzioni elettriche giornaliere su base media mensile registrate durante il 2012 per metro quadro di superficie FV.

Dal confronto stagionale emerge che l'impianto FV 3 è stato il più produttivo in inverno grazie alla miglior geometria di captazione ($0.35 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$), mentre, tra quelli integrati su tetto, l'impianto FV 1 ha prodotto circa il doppio del FV 2 a causa di strati di neve e ghiaccio formatosi sulle sezioni B e C del fienile, quasi orizzontali.

In estate, l'impianto FV 3, pur restando il più efficiente grazie alla migliore ventilazione offerta dall'installazione a terra, ha rilevato il più piccolo incremento inter-stagionale (inverno-estate) di produzione elettrica ($+0.48 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$) per via dell'inclinazione non ottimale dei pannelli per il periodo estivo.

Gli impianti FV 1 e 2 viceversa hanno realizzato incrementi inter-stagionali più elevati ($+0.50$ e $+0.49 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ rispettivamente).

4.1.3.2. Rese elettriche stimate

Nel seguito sono riportati e discussi i risultati circa la stima dell'energia elettrica prodotta dagli impianti FV forniti dall'AEP sulla base dei dati d'insolazione ARPA per la stima di R_n , e i rendimenti stimati dei singoli componenti di ciascun generatore FV.

Disponibilità di energia solare nel sito d'installazione

La Tabella 14 riporta i risultati ottenuti circa la disponibilità di energia captabile annualmente per ogni sezione e/o impianto FV in funzione della relativa esposizione. La miglior disposizione è quella dell'impianto FV 3 con un incremento di energia solare captabile, rispetto alla condizione orizzontale, variabile dal 23.5%, secondo i dati ARPA, al 16.5% sulla base dei dati contenuti in PVGIS. Anche nel caso dell'impianto FV 1, data dall'elevata pendenza della falda di tetto, l'energia solare captabile, rispetto alla condizione orizzontale, risulta maggiore del 12% secondo i dati PVGIS, e, del 18% secondo le misurazioni ARPA.

<i>FV Plant/Section</i>	<i>ARPA Database (kWh/m²/day)</i>	<i>CM-SAF-PVGIS (kWh/m²/day)</i>
1	4.497	4.501
2	A	3.932
	B	3.941
3	C	3.884
	Horizontal plane	4.702
	3.809	4.028

Tabella 14: Disponibilità giornaliere medie annue di energia solare in funzione dell'inclinazione e dell'orientazione dei pannelli PV rispetto a un piano orizzontale.

Viceversa, il confronto tra l'impianto FV 1 e la sezione FV 2-A, (Tabella 11), evidenzia come la prima installazione generi un incremento di energia captabile maggiore del 14% rispetto alla seconda esposizione nonostante abbiano simili angoli di Tilt. Infatti, in impianti monodirezionali (es. integrati su tetto mono-falda o a terra) un angolo di Tilt elevato produce un incremento di energia solare captabile rispetto alla condizione orizzontale solo se l'angolo di azimut è prossimo allo zero (Sud), mentre l'effetto è opposto con orientazioni est-ovest, (Liberati et al., 2012). Al contrario, per impianti FV integrati su tetto a capanna, il modello

proposto da *Liberati et al.* propone, per qualsiasi orientazione, un angolo di Tilt minimo al fine di sfruttare energeticamente tutta la superficie disponibile. Infatti, nel caso delle sezioni FV 2B e 2C, quasi piane, le variazioni di energia solare captabile rispetto alla condizione orizzontale sono minime (+1.5% e +0.1%, in media secondo i due database, Tabella 14).

Rendimenti stimati dei pannelli fotovoltaici

I pannelli dell'impianto FV 3 hanno garantito le migliori prestazioni durante l'intero 2012 (Figura 49-a) grazie alla tecnologia al silicio monocristallino e al miglior raffreddamento estivo dato dall'installazione a terra (*Miller et al., 2012*).

Tra i collettori integrati su tetto, i pannelli del generatore FV 2 hanno mostrato le efficienze più basse durante tutta l'annata e, in particolare, durante le stagioni invernale e autunnale. Il generatore FV 1 si è collocato invece in posizione intermedia grazie ad una buona orientazione, specialmente per l'inverno e l'autunno, mentre nel periodo estivo è risultato non abbastanza raffreddato secondo la stima data dell'eq. 10.

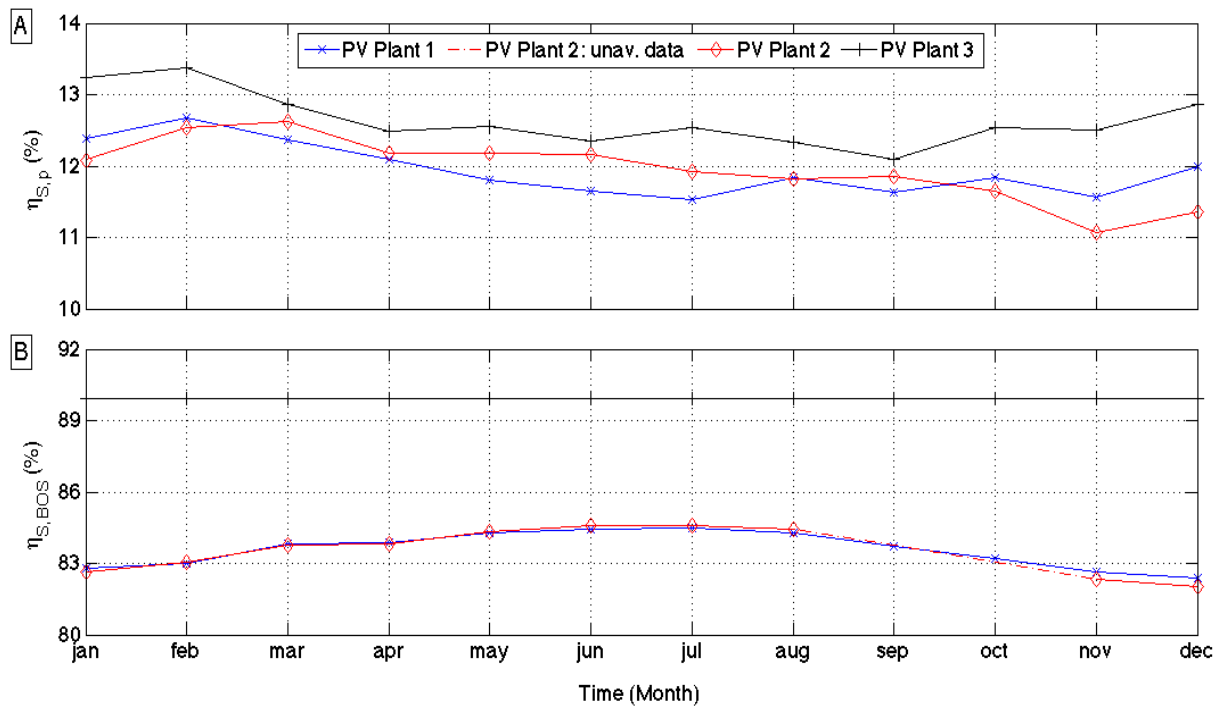


Figura 49: Andamenti annui dei rendimenti medi mensili stimati per i pannelli FV (A) e per i sistemi di condizionamento di potenza DC/AC (B), secondo l'AEP impiegando i dati d'insolazione ARPA, durante il 2012.

Queste considerazioni sono state anche avvalorate da un'analisi prestazionale di dettaglio condotta su quattro settimane campione dell'annata esaminata, Tabella 15.

FV Panel	Week	η_{ps} (%)			$\frac{(\eta_{ps} - \eta_{pN})}{\eta_{pN}} \cdot 100\%$
		Min	Mean	Max	
1	01/01-07/01	3.5	12.4	13.9	-10.1
	10/03-16/03	1.5	12.5	13.7	-9.4
	21/06-27/06	6.2	11.6	12.6	-15.9
	01/12-07/12	1.4	11.6	13.9	-15.9
2	01/01-07/01	1.2	10.5	14.1	-25.0
	10/03-16/03	1.1	11.7	13.8	-16.4
	21/06-27/06	2.8	11.6	12.8	-17.1
	01/12-07/12	1.1	9.9	13.9	-29.3
3 ^a	01/01-07/01	2.8	13.3	14.1	-8.3
	10/03-16/03	12.6	13.0	13.9	-11.1
	21/06-27/06	12.4	12.5	12.7	-13.8
	01/12-07/12	7.9	12.3	13.8	-12.4

Tabella 15: Nell'ordine da sinistra verso destra, per ogni pannello FV e periodo campione del 2012, sono riportati: valori orari minimi, medi e massimi, dei rendimenti stimati; differenze percentuali tra i rendimenti medi orari stimati rispetto ai valori nominali. (a: dati su base media giornaliera).

Infatti, in primavera e in inverno, i rendimenti orari stimati dei pannelli degli impianti FV 1 e 3 hanno rilevato valori medi non eccessivamente ridotti rispetto ai valori nominali, mentre maggiori scostamenti rispetto alle potenzialità dichiarate dal costruttore con riduzioni fino al 16%, sono stati riscontrati in estate e autunno.

Di contro, il rendimento stimato dei pannelli dell'impianto FV 2 si è attestato su valori tipici dei periodi caldi (riduzione d'efficienza di circa il 16.8% a causa di riscaldamento fino a 70°C).

Al contrario, sia in inverno sia in autunno il rendimento stimato dei pannelli dell'impianto FV 2 ha presentato efficienze alquanto basse probabilmente causate da due fenomeni concomitanti: un'elevata componente d'irradiazione solare diffusa, tipicamente invernale, amplificata nel caso di superfici quasi piane (vds. Tabella 11) e un maggior riscaldamento invernale dei pannelli dell'impianto FV 2.

Rendimenti stimati dei sistemi di condizionamento di potenza DC/AC

Le stime di perdita annua nei sistemi di condizionamento di potenza degli impianti FV sono risultate comprese in un range variabile dal 10% al 17%, confermando sostanzialmente il tipico rendimento del sistema d'inversione (BOS), pari all'80÷90%, previsto per impianti FV "grid connected" (Diez-Mediavilla et al., 2013). Infatti, la Figura 49-b mostra come il rendimento del sistema di condizionamento DC/AC dell'impianto FV 3 sia costante perché valutato su base media annua (Par. 4.1.2.2).

Al contrario, gli andamenti dei rendimenti $\eta_{S,BOS}$ relativi agli impianti FV 1 e 2 presentano una certa stagionalità: nel periodo da aprile ad agosto, nel quale si concentra circa il 70% della produzione elettrica annua, i valori dei rendimenti $\eta_{S,BOS}$ sono in media pari all'84% grazie al costante irraggiamento dei pannelli e, quindi maggior carico di esercizio degli inverter, mentre, nel resto del 2012, risultano pari a circa l'82.5% nel caso dell'impianto FV 2 e all'83% nel caso dell'impianto FV 1, sebbene questi generatori siano dotati del medesimo inverter (Tabella 11).

Questa differenza può derivare dalla maggior continuità di funzionamento dell'impianto FV 1 garantita dall'elevata pendenza di falda che facilita la rimozione di strati nevosi e/o sui pannelli rispetto alle sezioni FV 2-B e 2-C quasi orizzontali.

Inoltre, dal confronto stagionale dei rendimenti medi del sistema di condizionamento DC/AC dell'impianto FV 3 con quelli relativi agli impianti FV 1 e 2, visti in precedenza, si evidenzia una maggiore efficienza del primo (a terra), e in media maggiore del 6.5% rispetto alle installazioni integrate architettonicamente.

Tuttavia, ciò è dovuto a: (i) maggior tasso di obsolescenza degli impianti FV 1 e 2 (più vecchi di due anni): ogni anno di esercizio produce una riduzione dello 0.6÷1.5% sul rendimento complessivo d'impianto (McEvoy et al., 2012) con un contributo parziale nel parametro

$\eta_{S,BOS}$ del 2÷2.5%; (ii) rendimento nominale considerato per l'inverter dell'impianto FV 3 (Par. 4.1.2.2), maggiore del 4% rispetto alle stime degli impianti FV 1 e 2.

4.1.3.3. *Analisi comparativa e validazione della procedura analitica di stima*

Le stime delle rese elettriche annue e delle efficienze energetiche, globali e di ogni singolo componente di ciascun impianto FV, fornite dall'AEP sono state confrontate in forma aggregata nell'anno disponibile con le previsioni del software PVGIS. L'analisi è stata suddivisa in due fasi: dapprima sono state confrontate le perdite annue stimate secondo le due modalità suddette e, in seguito, sono state validate le previsioni di resa elettrica rispetto alle produzioni reali registrate in ogni impianto FV.

Perdite di conversione stimate nell'anno d'esercizio

La Tabella 16 mostra le perdite annue stimate secondo l'AEP implementata sui dati meteorologici ARPA e quelle fornite dal software PVGIS per i tre impianti FV.

<i>FV Plant</i>	<i>1</i>		<i>2</i>		<i>3</i>	
	<i>AEP</i>	<i>PVGIS</i>	<i>AEP</i>	<i>PVGIS</i>	<i>AEP</i>	<i>PVGIS</i>
Energy Losses (%Convertible solar energy)						
Panel (Temperature, low irradiation, etc.)	13.42	13.70	14.61	12.89	12.79	9.60
BOS (Inverter, cables, wiring, reflection, etc.)	16.37	16.00	16.47	16.88	10.09	16.30
TOTAL	27.60	27.20	28.67	27.20	23.94	24.10

Tabella 16: Perdite annue stimate secondo l'AEP sui dati meteorologici ARPA e quelle previste da PVGIS, per gli impianti FV 1, 2 (valori mediati sulle tre sezioni) e 3.

Le stime fornite dall'AEP sui dati d'irradianza ARPA e quelle di PVGIS sono abbastanza concordi nel caso dell'impianto FV 1, mentre, per i generatori FV 2 e 3, la prima previsione eccede la seconda rispettivamente dell'1.72% e del 3.19%, nonostante l'algoritmo di PVGIS non consideri direttamente l'effetto del vento (*Skoplaki et al., 2009*). Questi modesti scostamenti sono stati causati da una sovrastima delle temperature medie estive di esercizio

dei pannelli data dall'eq. 10 rispetto alle previsioni fornite da PVGIS (inferiori del 14% e del 17% rispetto alle prime).

Infatti, attraverso l'implementazione del modello analitico contenuto in PVGIS, si sono stimate dissipazioni termiche estive inferiori dell'1.22% (FV 1), dell'1.81% (FV 2) e dello 0.84% (FV 3) rispetto a quelle fornite dall'eq. 10, mentre, su base annua, tali scostamenti sono stati rispettivamente pari a: 0.61%, 0.85% e 0.45%.

Pertanto, questo confronto ha confermato un alto livello di concordanza delle previsioni dei due modelli estimativi nel caso degli impianti integrati su tetto, ma, nel caso dell'impianto FV 3, ha rilevato uno scarto del 2.7% (Tabella 16) non altrimenti giustificabile se non dal più intenso raffrescamento estivo previsto da PVGIS.

Per quanto riguarda le perdite nel sistema di condizionamento di potenza elettrica DC/AC (BOS), le previsioni dei due modelli sono abbastanza concordi nel caso degli impianti FV 1 e 2, evidenziando uno scostamento del $\pm 0.40\%$ (Tabella 16). Viceversa, per l'impianto FV 3, risulta una maggior perdita di sistema prevista da PVGIS, superiore di circa il 6%, rispetto a quella fornita dall'AEP. La causa di questa differenza può essere attribuita a quanto osservato al Par. 4.1.3.2. E' interessante, comunque, osservare che l'impianto FV 3 non presenta livelli di efficienza totale tanto più elevati rispetto agli impianti FV 1 e 2, secondo entrambe le previsioni. Infatti, confrontando l'impianto FV 3 con il FV 1, la differenza di perdita totale stimata tra i due generatori varia dal 3.1% al 3.7%.

Pertanto gli impianti FV integrati su tetto, se ben dimensionati, possono raggiungere livelli di efficienza globale teoricamente prossimi a quelli degli impianti a terra; all'opposto, quelli integrati su più falde presentano perdite superiori almeno dell'1÷2% causate da condizioni operative diverse in ogni sezione e/o sottocampo fotosensibile come nel caso dell'impianto FV 2.

Validazione delle rese elettriche stimate dall'AEP e dal software PVGIS

Le previsioni fornite sia dall'AEP sui dati ARPA sia da PVGIS rilevano come la miglior prestazione annua in termini di energia elettrica specifica sia quella dell'impianto FV 3. In altre parole, il generatore FV 3 garantisce una producibilità elettrica maggiore dal 6% al 12% rispetto a quelle previste per le installazioni integrate FV 1 e 2 (Tabella 17).

FV plant	AEP				PVGIS			
	$E_{S,A}$ (MWh/year)	$\bar{E}_{S,A}(d)$ (kWh/m ² /day)	Incremento energia solare (% _{piano orizzontale})	Efficienza globale (%)	$E_{S,P}$ (MWh/year)	$\bar{E}_{S,P}(d)$ (kWh/m ² /day)	Incremento energia solare (% _{piano orizzontale})	Efficienza globale (%)
1	121.7	0.509	18.06	76.21	112.1	0.470	11.74	76.55
2 ^a	84.9	0.497	2.88	75.34	77.6	0.455	1.49	76.61
3	675.1	0.560	23.44	79.53	620.1	0.493	16.31	79.39

Tabella 17: *Nell'ordine da sinistra verso destra, per ogni impianto FV, sulla base dei risultati forniti dall'AEP sui dati meteorologici ARPA e dal software PVGIS, sono riportati: energia elettrica stimata annua e giornaliera per metro quadro; variazioni di energia solare captabile rispetto al piano orizzontale; efficienza globale, tenuto conto anche dell'influenza della tecnologia del pannello FV. (a: valori mediati sulle tre sezioni).*

Al contrario, queste ultime, se confrontate sull'intero anno tranne i mesi di settembre e ottobre (Figura 50), hanno realizzato produzioni elettriche reali inferiori rispetto alle diverse stime realizzate. Per le possibili cause si rimanda al Par. 4.1.3.1.

Tuttavia, l'impianto FV 1, seppur di pari potenza rispetto al FV 2, ha prodotto più di quest'ultimo, sia secondo le rese elettriche reali, come già osservato, che in base alle stime fornite dai due modelli estimativi, grazie alla migliore orientazione dei pannelli e configurazione del sistema di condizionamento DC/AC.

L'impianto FV 3 presenta secondo le diverse previsioni il più piccolo incremento inter stagionale inverno-estate tra i generatori FV esaminati: +0.383 e +0.442 kWh/m²/day rispettivamente secondo l'AEP e il software PVGIS a causa di un'inclinazione eccessiva per il periodo estivo.

Lo stesso incremento valutato per gli impianti FV 1 e 2 e per ogni modello estimativo riporta a valori in linea con quelli reali visti al Par. 4.1.3.1.

Pertanto, dalle considerazioni precedenti si evince che, seppur l'impianto FV 3 sia stato il più produttivo durante l'annata esaminata grazie all'orientazione ideale per il funzionamento annuale e alla miglior ventilazione estiva, anche le installazioni integrate, FV 1 e 2, possono raggiungere livelli di generazione elettrica per metro quadro teoricamente competitivi (Tabella 17).

Tuttavia, alla luce dell'analisi condotta sulle prestazioni reali (Par. 4.1.3.1), la differenza tra la resa elettrica dell'impianto FV 3 e quella media delle installazioni integrate FV 1 e 2, si è attestata attorno al 27%. Conseguentemente, un'incertezza, variabile dal 15% (AEP) al 21% (PVGIS), si registra sulla stima della perdita di resa elettrica annua passando dall'installazione a terra a quelle integrate architettonicamente.

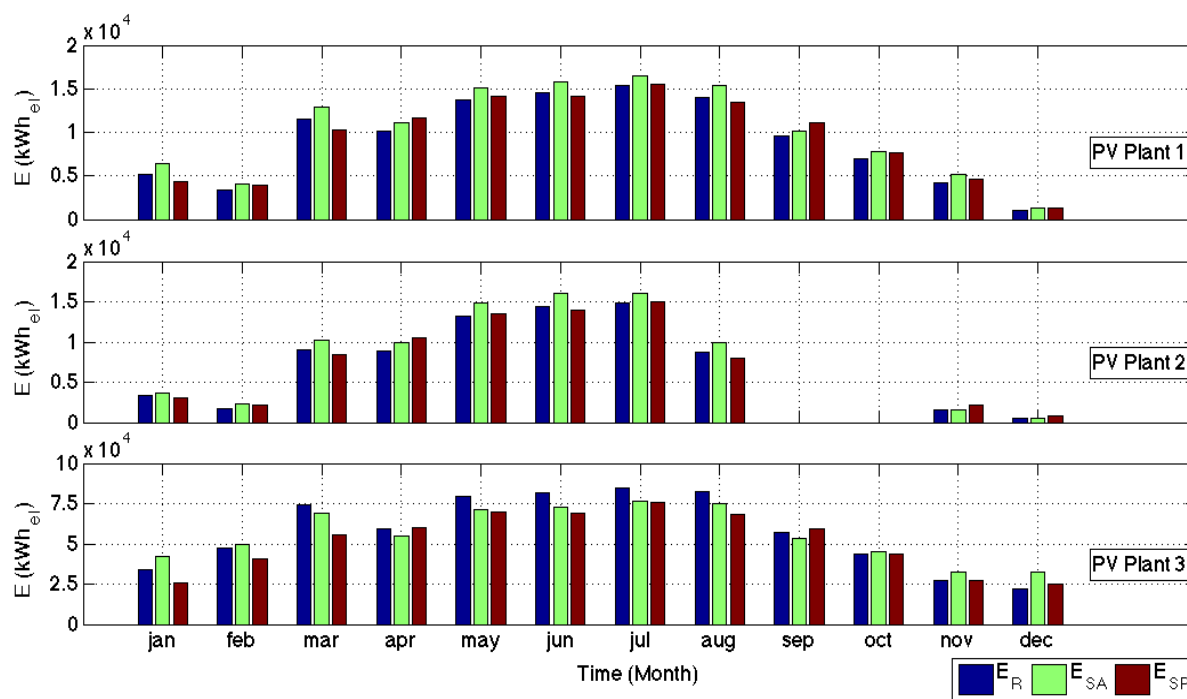


Figura 50: Produzioni elettriche reali (Blu), stimate secondo l'AEP sui dati meteorologici ARPA (Giallo) e quelle previste da PVGIS (Rosso), degli impianti FV 1, 2 e 3 durante il 2012.

Infatti, valutando per singolo impianto la coincidenza tra l'energia elettrica attesa e quella effettivamente prodotta (Figura 51), si osserva come l'AEP sui dati meteorologici ARPA ha prodotto una sovrastima nel caso degli impianti FV 1 e 2, in media pari all'11.25%, mentre la previsione è stata più precisa nel caso del FV 3 (per difetto del 2.76%). Di contro, Il software

PVGIS ha fornito stime più accurate per gli impianti FV 1 e 2, e in forte sottostima per il FV 3 (10.60%). In particolare, per ogni modello estimativo considerato e impianto FV, i valori massimi e minimi mensili del parametro $\lambda_{R,S}$ si hanno in inverno e in autunno, (Figura 51), a causa della maggior variabilità delle condizioni d'insolazione locale e, quindi, di esercizio dei generatori FV durante questi periodi.

Durante l'estate, $\lambda_{R,S}$ per entrambi i modelli, si è attestato invece in valor assoluto su livelli mensili più contenuti grazie a condizioni ambientali di esercizio più stabili ad eccezione dell'impianto FV 3 che ha prodotto effettivamente in estate almeno il 10% in più rispetto a tutte le stime realizzate, probabilmente, come già osservato, grazie a un miglior raffreddamento dei pannelli a terra.

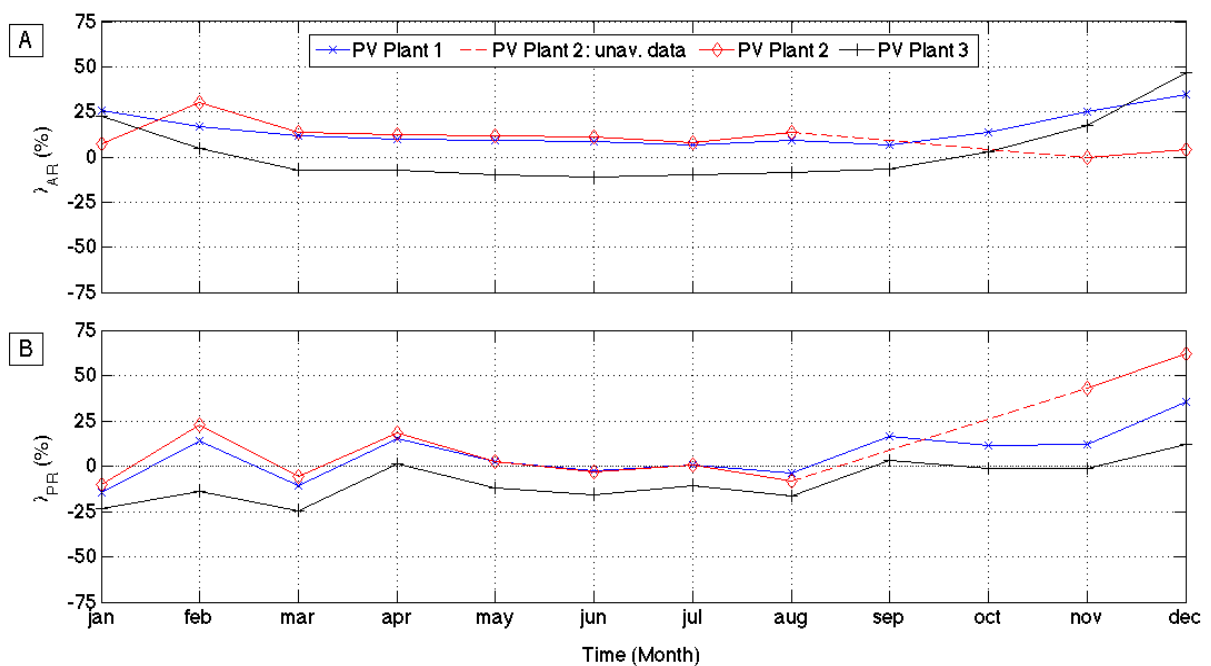


Figura 51: Andamenti degli scostamenti medi mensili (λ) tra le produzioni elettriche reali e quelle stimate, secondo l'AEP sui dati meteorologici ARPA (A) e dal software PVGIS (B), relative agli impianti FV 1, 2 e 3 durante il 2012.

Al contrario, le perdite totali fornite da entrambi i modelli estimativi sembrano essere sufficientemente concordi per ogni impianto FV. Pertanto, un'incertezza generale può essere osservata sulla stima delle rese elettriche durante l'anno esaminato a causa di perdite di conversione.

L'esistenza di fattori di variabilità dell'intensità solare, non considerati nei due modelli, ha, infatti, generato scostamenti tra previsioni e rese elettriche reali in valore assoluto compresi nel range 1.91÷11.43%, e quindi da ritenersi abbastanza accettabili poiché l'adozione di dati meteorologici rilevati a distanza dal sito d'installazione comporta un'incertezza fino al 6% (*Ransome et al., 2002; Ransome, 2007*).

Questi scostamenti tuttavia dovrebbero essere valutati sull'intera vita tecnica d'impianto per tener conto anche delle incertezze sulla previsione a lungo termine della resa elettrica di un impianto FV causate dalle variabilità interannuali del soleggiamento e delle perdite di conversione (*Miller et al., 2012*).

4.1.3.4. Principali parametri d'impianto per la massimizzazione della resa elettrica di un impianto fotovoltaico

Il confronto tra l'impianto FV 3 a terra con le installazioni integrate architettonicamente, FV 1 e 2, evidenzia come l'ottimizzazione dell'orientazione di un generatore FV – definita dagli angoli di Tilt e Azimut –, piuttosto che l'efficienza dei pannelli FV e del sistema di condizionamento di potenza, permette di massimizzare la resa annuale di energia elettrica producibile.

Tuttavia, l'orientazione di un impianto FV integrato sul tetto di una stalla per bovine da latte è influenzata da altri aspetti tecnici come il mantenimento di condizioni meteo-climatiche interne idonee a prevenire qualsiasi forma di stress termico per il bestiame ivi stabulato (*Zappavigna et al., 2002*). Infatti, ciò può comportare una riduzione della produzione di latte specialmente in aree umide e calde come quella Mediterranea (*Shoshani et al., 2013*). Inoltre, per massimizzare la ventilazione naturale all'interno dell'edificio (effetto camino in inverno ed effetto vento in estate), la stalla deve essere orientata con l'asse longitudinale lungo la

direzione Est-Ovest con una pendenza del tetto compresa tra 14 e 20 gradi (*Ferrari et al., 2006*).

Al contrario, l'ottimizzazione dell'orientazione di un generatore FV comporta sia la massimizzazione dell'energia solare captabile e convertibile in elettricità (*Liberati et al., 2012*) sia la riduzione per via passiva dell'effetto schermante dovuto a un possibile deposito di polvere o neve sui pannelli (*McEvoy et al., 2012*), fermo restando la necessità di installare sistemi automatici di pulizia.

Alle latitudini dell'Italia settentrionale, un generatore FV ottimizzato per il funzionamento annuale è caratterizzato da un angolo di Tilt compreso tra i trenta e i trentacinque gradi con un angolo di Azimut nullo come l'impianto FV 3.

Pertanto, dal punto di vista del controllo microclimatico interno, un ben orientato edificio zootecnico ha un angolo di Tilt più piccolo rispetto all'inclinazione ottimale per massimizzare l'energia solare captabile da un generatore FV eventualmente integrato sul relativo tetto. Tuttavia, per quanto riguarda l'angolo di Azimut, le due condizioni ottimali coincidono (orientamento a Sud).

Inoltre, esaminando la Tabella 17, si può osservare che le stime fornite sia dall'AEP sia da PVGIS evidenziano come, da un lato, le perdite annue di conversione siano simili per tutte le tipologie di generatori FV (tenuto conto anche dell'effetto della tecnologia FV) e, dall'altro, il meglio orientato e dimensionato impianto FV 1 garantisca una produzione elettrica specifica maggiore rispetto all'impianto FV 2.

Nel primo caso, infatti, il quasi perfetto orientamento a Sud e l'elevato angolo di Tilt del tetto garantiscono un incremento dell'energia solare captabile, rispetto a quell'incidente su un piano orizzontale, di soli cinque punti percentuali inferiore a quella stimata per l'impianto FV 3, considerando anche la differenza d'efficienza globale tra i due generatori (circa il 3%).

Conseguentemente, si è rilevata una differenza media di soli 0.04 kWh/m²/day tra le rese elettriche stimate dai due modelli estimativi per i dei due generatori FV. Pertanto, si evidenzia come, nel caso dell'impianto FV 1, un generatore integrato sul tetto di una stalla progettata secondo gli attuali standard costruttivi circa il controllo passivo del microclima interno, può risultare competitiva anche con installazioni FV a terra.

Nel secondo caso, la suddivisione su più sezioni dell'impianto FV 2 implica sia una minor disponibilità d'energia solare, notevolmente inferiore rispetto al caso dell'installazione a terra FV 3, sia una resa elettrica di 0.05 kWh/m²/day più bassa a causa di una maggior perdita di conversione globale di circa il 4% rispetto a quest'ultima installazione (Tabella 17).

4.1.4. Conclusioni

Questo lavoro si è focalizzato sull'analisi comparativa delle performances di tre impianti FV installati nella stessa azienda zootecnica di bovine da latte.

In tale prospettiva, una procedura analitica di stima (AEP) è stata sviluppata per stimare le relative rese elettriche.

Le stime fornite dall'AEP sono state comparate con quelle realizzate dal software PVGIS e validate rispetto alle reali rese elettriche di ciascun impianto FV esaminato.

Questo confronto ha permesso di valutare l'impatto che ciascun componente d'impianto ha sull'efficienza globale dei diversi generatori FV e di definire quali siano i principali parametri tecnici da ottimizzare per massimizzare l'energia elettrica annua producibile da un impianto integrato architettonicamente rispetto a un'installazione a terra nell'ottica di una diffusione sostenibile della tecnologia FV nel settore agro-zootecnico.

In primo luogo, l'analisi delle rese elettriche reali registrate nell'anno d'esercizio esaminato ha permesso di stabilire come il tipo d'installazione, la componentistica di ogni generatore FV

e le condizioni ambientali abbiano effettivamente influenzato le reali prestazioni di ogni impianto esaminato.

Infatti, grazie all'orientazione ottimale e al miglior raffrescamento estivo offerto dall'installazione dei pannelli FV a terra, l'impianto FV 3 ha prodotto una quantità d'energia elettrica annua maggiore del 27% rispetto a quanto realizzato dai generatori integrati su tetto (FV 1 e 2).

Al contrario, la migliore orientazione e configurazione dell'impianto FV 1 ha garantito una produzione elettrica per metro quadro del 3% più elevata di quella prodotta dall'impianto FV che è stato penalizzato dal layout multi-sezione con differenti orientamenti.

In secondo luogo, i risultati forniti dai due modelli estimativi (AEP e PVGIS) hanno rilevato una divergenza media nella stima del rendimento elettrico non superiore all'11.5% considerando tutti gli impianti FV esaminati. Ciò è stato causato da un'incertezza sulle reali condizioni ambientali amplificata dall'impiego di dati climatici non rilevati nel sito d'installazione o, comunque ottenuti attraverso misurazioni indirette come nel caso del database CM-SAF, comportando una riduzione dell'accuratezza di stima fino al 6% (*Ransome, 2007*).

Conseguentemente, la produzione elettrica per metro quadro valutata per l'impianto FV 3 ha mostrato in media un disavanzo variabile dal 6% (PVGIS) al 12% (AEP) rispetto a quelle stimate nel caso delle installazioni integrate.

Dal punto di vista dell'efficienza globale, l'impianto FV 3 ha rilevato un rendimento elettrico pari al 79.5% secondo i due modelli estimativi, mentre le installazioni integrate su tetto hanno mostrato efficienze variabili dal 75.9% (FV 2) al 76.4% (FV 1).

La differenza è stata causata da: (i) valore del rendimento nominale del pannello dell'impianto FV 3 maggiore dello 0.7% rispetto a quelli dei pannelli al policristallino dei

generatori FV 1 e 2 oltretutto più adatti a raccogliere radiazione diffusa (*Huld et al., 2012*); (ii) la più bassa dissipazione termica stimata per i pannelli a terra (più bassa del 2÷3% di quelle previste per i collettori integrati su tetto meno raffrescati nel periodo estivo sia dall'AEP sia dal software PVGIS); (iii) la miglior efficienza del sistema di condizionamento di potenza DC/AC dell'impianto FV 3 con inverter dedicati per stringa (in media il 3% più performante di quelle valutate per gli impianti FV 1 e 2, secondo entrambi i modelli estimativi).

Inoltre, nel caso di un impianto multi-sezione (es. FV 2), l'installazione di un sistema di condizionamento di potenza in configurazione master-slave con inverter dedicati per ogni sezione è essenziale per garantire alti livelli d'efficienza globale al variare delle condizioni d'esercizio. In caso contrario, il rendimento d'impianto può ridursi ulteriormente in conseguenza di una minor quantità d'energia solare convertibile fino all'1% secondo la stima dell'AEP sviluppata.

Per questi motivi, i principali parametri tecnici da ottimizzare per massimizzare la resa elettrica annua per metro quadro di un impianto FV architettonicamente integrato sul tetto di un edificio – se confrontato con un'installazione a terra – sono stati identificati negli angoli di Tilt e Azimut dei pannelli fotosensibili.

Infatti, accertata una variabilità dell'efficienza globale di un generatore FV compresa tra il 3% e il 4% al variare della tecnologia FV e dell'impiantistica – oltretutto riducibile, ad esempio attraverso l'impiego dell'AEP sviluppata – l'ottimizzazione dell'orientazione dei pannelli FV per data località geografica permette di massimizzare l'energia solare annua captabile e convertibile in elettricità (per le latitudini del Nord Italia, i valori ottimali degli angoli di Tilt e Azimut risultano rispettivamente pari a 30÷35° e 0° Sud).

Tuttavia, tenuto conto del tipico calo estivo della produzione di latte per stress da caldo che colpisce i bovini da latte allevati nell'area mediterranea, l'orientazione di un generatore FV

eventualmente integrato sul tetto di una stalla è influenzata anche dalla necessità di garantire un'adeguata ventilazione naturale all'interno dell'edificio risultando ottimale con orientamento Est-Ovest e pendenza di falda del tetto compresa fra quattordici e venti gradi.

Pertanto una stalla ben orientata dal punto di vista del controllo ambientale interno presenta un valore dell'angolo di Tilt più basso di quello ottimale per massimizzare la captazione d'energia solare.

Al contrario, per quanto riguarda l'angolo di Azimut, le due condizioni risultano coincidere con l'orientamento a Sud.

Tuttavia, l'impianto FV 1, che risulta installato sul tetto di una stalla per bovine da latte ben orientata dal punto di vista del controllo microclimatico interno, ha rilevato una stima di energia solare convertibile del 18% maggiore rispetto a quanto collezionabile in condizione di pannelli orizzontali grazie all'elevata pendenza di falda del tetto e al quasi perfetto orientamento a Sud dell'edificio.

Nel caso del generatore FV 3 a terra, data l'esposizione ottimale per il funzionamento annuale, un incremento di energia solare captabile rispetto alla condizione orizzontale è stato stimato in media pari al +20%.

Si osserva dunque che un impianto FV, integrato sul tetto di una stalla dimensionata in accordo con i più recenti standard costruttivi concernenti il controllo climatico interno per via passiva, può risultare competitivo in confronto ad un generatore a terra dal punto di vista dell'energia elettrica annua producibile per metro quadro di superficie fotosensibile.

Infine, si osserva come gli impianti FV integrati architettonicamente, oltre che raggiungere livelli di efficienza energetica confrontabili con quelli delle installazioni a terra, risultano anche più sostenibili di questi ultimi poiché installati su di superfici già disponibili comportando dunque un minor impatto ambientale (*Malagnino, 2015*).

4.2. Strumento di supporto decisionale (DSS) per l'ottimizzazione tecnologica di un impianto per la produzione di biometano

4.2.1. Introduzione

Il settore agricolo italiano sta attraversando una fase di ridotta crescita economica causata dalla critica marginalità delle attività agricole convenzionali (*Rapporto INEA, 2014*) conseguenza di un aumento del consumo d'energia (*Pelletier et al., 2011*) e della crescente spesa nella gestione ambientale dei reflui zootecnici, *Venglovsky et al., 2009*. Tuttavia, la notevole disponibilità di biomasse che caratterizza un'azienda agricola (*Cucchiella et al., 2015*), può spingere nell'investimento in sistemi energetici da fonti rinnovabili (FER) e, in particolare, negli impianti di produzione di biometano (BP), (*Molino et al., 2013*).

Un impianto BP può costituire una fonte economica addizionale, derivante non solo dalla vendita dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione (CHP), (*Hahn et al., 2014*), ma anche dalla distribuzione del biometano per autotrazione (*Bordelanne et al., 2011*), o per l'immissione nelle reti del gas naturale (GNG), (*Jury et al., 2010*), e può rappresentare un'interessante fonte di reddito per l'azienda dato dal risparmio sulla componente di spesa energetica (*Pantaleo et al., 2014*). Inoltre, dal punto di vista ambientale, il processo di digestione anaerobica (DA) è utile per ridurre le emissioni inquinanti dell'attività agricola (*Carchesio et al., 2014*).

Tuttavia, la convenienza economica di un BP è fortemente influenzata dalla tipologia d'azienda ove è considerata l'installazione (*Petersson et al., 2009*). L'economia di scala, oggi orientata all'upgrading, favorisce, infatti, le installazioni di grande taglia (*Bauer et al., 2013*), mentre, approcciarsi al biogas, è problematico per aziende di piccole dimensioni, quali in media sono le aziende italiane, (*ISTAT, 2010*), obbligate al ricorso di fonti di finanziamento esterno ogni qualvolta considerino di investire e innovare (*Pascucci et al., 2011*).

In tale prospettiva, il Trade-off ottimale tra la Farm Size e la BP Size appare di difficile valutazione (*Miltner et al., 2009*).

Per questi motivi, la disponibilità di Decision Support Systems (DSS) nelle scelte degli investimenti aziendali di un'impresa agricola può essere utile per valutare la convenienza economica nell'installare un impianto BP e, allo stesso tempo, definire la miglior combinazione tecnologica da impiegare (*Petersson et al., 2009*).

Tra i metodi di supporto decisionale, uno dei più diffusi è quello basato sulla programmazione lineare (LP), che nell'ambito della produzione di biogas ha già trovato applicazioni territoriali finalizzate all'ottimizzazione dell'approvvigionamento di biomasse in generale (*Balaman et al., 2014; Amiri et al., 2013; Fiorese et al., 2012; Karmakar et al., 2010, Cucchiella et al., 2015*), oppure focalizzati soprattutto sulla cogenerazione (*Bortoluzzi et al., 2014; Hochloff, 2014; Ren et al., 2010*) e la produzione di biometano per autotrazione (*Uhlemair et al., 2014*), nonché su analisi ambientali delle filiere energetiche del biogas, del biometano e del bioetanolo (*Gebrezgabher et al., 2010; Fedriksson et al., 2006*).

A scala aziendale, diversi sono i DSS tools basati su LP (*Janssen et al., 2010; Louhichi, et al., 2010; Van Ittersum et al., 2003-2009; Guerra et al., 2014*). **Si tratta di modelli bio-economici che integrano aspetti economici a tecnico-produttivi.**

L'analisi dello stato dell'arte evidenzia tuttavia l'assenza di uno strumento che includa opzioni tecnologiche "On Farm", in particolare inerentemente il biogas, a causa della variabilità della struttura aziendale da riprodurre (*Patrizio et al., 2015*).

Pertanto, l'obiettivo del seguente lavoro è stato lo sviluppo, a partire da un modello di ottimizzazione aziendale pre-esistente, di un DSS per valutare su scala aziendale la marginalità derivante dall'integrazione On-Farm di un impianto BP per la produzione di biometano da immettere in GNG.

4.2.2. Materiali e Metodologia

4.2.2.1. Dynamic Farm Model

La metodologia si basa sul modello bio-economico DFM – Dynamic Farm Model – (Signorotti et al., 2013) sviluppato con la piattaforma per Linear Programming (LP), GAMS[®]. DFM permette di rappresentare un'azienda generica attraverso una combinazione logica di processi agronomici e tecnologici, i cui coefficienti tecnici, agronomici ed economici, sono stati ottenuti dal database della Rete di Informazione Contabile Agricola - RICA (INEA, 2015). Per quanto riguarda la modellazione dei processi zootecnici (fertilità ed alimentazione) si è fatto riferimento ad Antogiovanni, 2004. In questo studio, a DFM sono state aggiunte le espressioni per tener conto dell'integrazione On-farm di un impianto BP in termini di tre differenti tecnologie (Figura 52): insilamento, impianto DA con CHP o, in alternativa, abbinato a una linea di upgrading connessa a GNG. Il processo produttivo del biometano è stato dunque suddiviso in tre moduli logici sequenziali attivati da tre differenti variabili di controllo v_1 , v_2 e v_3 . Per la nomenclatura si veda l'appendice 7.2.

4.2.2.2. Modulo tecnologico d'insilamento

In questo studio, tre diverse filiere di approvvigionamento (yg) sono state considerate per l'alimentazione di un impianto BP: deiezioni zootecniche (yx), sottoprodotti agricoli (yb) e colture dedicate (yig), distinte in food e no-food (Tabella 18). Nel processo d'insilamento di quest'ultime biomasse, sono state considerate le perdite di sostanza secca dipendenti sia dal livello iniziale d'umidità sia dalla tecnica d'insilamento praticata (Barwicki et al., 2011; Ward et al., 2008). Per questi motivi, un valore iniziale di sostanza secca costante è stato assunto per ogni tipologia di biomassa insilabile, mentre tre diverse tecnologie d'insilamento (st) sono state considerate. I relativi livelli di perdita in sostanza secca e densità di stoccaggio sono

riportati in Tabella 19 (Dhuyvetter et al., 2005).

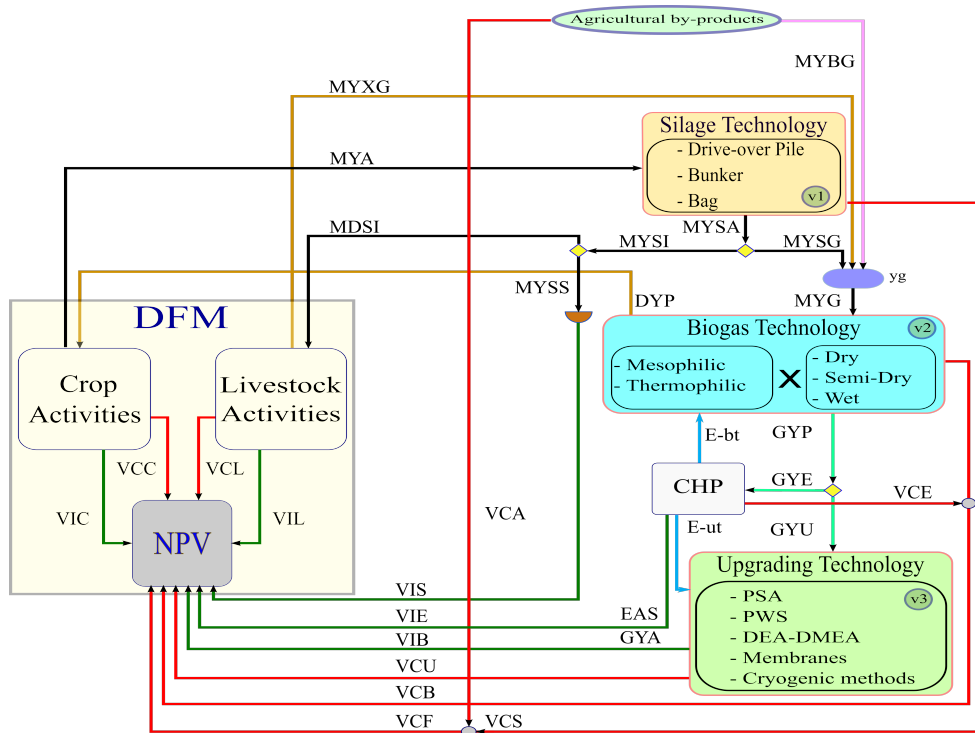


Figura 52: DFM Framework. Linea nera: Flusso di prodotti agricoli; Linea marrone: Flusso di deiezioni zootecniche/digestato; Linea viola: Flusso di sottoprodotti agro-industriali; Linea blu: Flusso d'energia elettrica; Linea verde chiaro: Flusso di biometano; Linea verde: Redditi; Linea rossa: Costi. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Biomass Category (yg)	Feedstock type	BMP (m ³ CH ₄ ·Mg ⁻¹ DM)
Livestock Manure (yx)	Pig Manure ^a	161.9
	Cattle Manure ^a	88.9
Energy Crops (yi)	Food (yi ₁) ^e	
	Maize Silage ^a	509.6
	Triticale Silage ^b	372.7
	No Food (yi ₂) ^e	
	Sorghum Silage ^a	486.9
Agricultural By-products (yb)	Waste Potatoes ^a	412.0
	Recovered Cattle Fats ^c	820.6
	Slaughtering Wastewater ^c	391.2
	Glycerine ^a	389.7
	Whey ^d	172.7
	Bakery Residues ^a	643.2
	Mixed Waste Fruit ^a	318.6
	Sugar Beet Leaves ^c	371.0
	Molasses ^a	330.6
	Cereals Distillation Residues ^d	207.1
	Cereals Distillation Residues and Molasses ^d	271.4
	Brewers Grains ^d	144.4
	Cellulosic Pulp ^d	242.3

Tabella 18: Valori del BMP per diversi feedstock avviabili a digestione anaerobica. a: Schievano et al., 2009; b: Schievano et al., 2015. c: Danieli et al., 2011; d: Bordoni et al., 2013; e: Coltivazioni energetiche secondo classificazione del D.M. 6 Luglio 2012. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Silage Technology (<i>st</i>)	DM_{st} : Losses (%)	Storage density ($Mg \cdot m^{-3}$)	$c_{i,st}$: Investment Cost ($\text{€} \cdot Mg^{-1}$)	$c_{o,st}$: Operating Cost ($\text{€} \cdot Mg^{-1}$)
Drive-Over Pile	22	0.75	0.18	0.35
Bunker	20	0.75	0.22	0.34
Bag	12	0.45	0.31	0.40

Tabella 19: Database delle tecnologie d'insilamento. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Per ogni tecnologia d'insilamento ed esprimendo tutto in $Mg_{DM} \cdot y^{-1}$, la massa d'insilato annuo da colture dedicate ($MYSA$), partendo da quella disponibile (MYA) espressa in $Mg_{DM} \cdot y^{-1}$, risulta:

$$MYSA_{yig,st} = v_1 \cdot MYA_{yig} \cdot (1 - DM_{st}) \quad (13)$$

dove, l'insilamento On-Farm è attivato solo quando $v_1 = 1$. Con riferimento a Figura 52, $MYSA$ è impiegabile per l'alimentazione animale ($MDSI$), vendibile sul mercato ($MYSS$) e/o avviabile a DA ($MYSG$). Risultano pertanto i seguenti bilanci di massa:

$$MYSA_{yig,st} = MYSI_{yig,st} + MYSG_{yig,st} \quad (14)$$

$$MYSI_{yig,st} = MDSI_{yig,st} + MYSS_{yig,st} \quad (15)$$

e risulta anche: $VIS = \sum_{yig} p_{yig} \cdot MYSS_{yig,st}$, con p_{yig} prezzo di vendita dell'insilato yig in $\text{€} \cdot Mg_{DM}^{-1}$. Al contrario, la biomassa totale avviabile a DA (MYG), espressa in $Mg_{DM} \cdot y^{-1}$, comprendendo anche i contributi derivanti da deiezioni zootecniche ($MYXG$) e sottoprodotti agro-industriali ($MYBG$) risulta:

$$MYG_{yg} = MYSG_{yig,st} + MYXG_{yx} + MYBG_{yb} \quad (16)$$

Per tener conto dell'efficienza di conservazione e, poiché il costo specifico dell'insilato aumenta tanto più si riduce la densità di stoccaggio (Rossi et al., 2008), per ogni tecnologia è stata pertanto adottata una densità nominale di stoccaggio (Tabella 19).

I costi d'investimento e gestione per unità di massa insilata in silobag o bunkers sono stati dedotti attraverso le indicazioni fornite dai costruttori, mentre, per i mucchi semplici, i relativi costi sono stati dedotti da quelli delle trincee escludendo le voci di spesa di opere murarie e corrispondente manutenzione. Pertanto il costo annuo (VCS) dell'insilamento della massa MYA_{yig} , espressa in $Mg \cdot y^{-1}$, risulta:

$$VCS_{yig,st} = MYA_{yig} \cdot (c_{i,st} + c_{o,st}) \quad (17)$$

$$VCF_{bt,p} = \sum_{yig} VCS_{yig,st} + \sum_{yb} VCA_{yb} \quad (18)$$

dove nel costo totale annuo di biomasse avviabili a DA (VCF) si tiene conto anche l'eventuale acquisizione dal mercato extraaziendale di sottoprodotti (yb), (Figura 52).

4.2.2.3. Modulo tecnologico di digestione anaerobica

Per tener conto dell'influenza della tecnologia DA sull'efficienza di produzione di un impianto BP (Reale et al., 2009; Giuliano et al., 2013) sono state considerate le combinazioni di due regimi termici, mesofilia e termofilia, con tre livelli crescenti di sostanza secca (Tabella 20).

Biogas Technology (bt)	DM Regime (%)	Temperature (°C)	Hydraulic Retention Time (Day)	Organic Loading Rate ($Mg_{ODM} \cdot m^{-3} \cdot day^{-1}$)	η_{bt} : Biomethane Yield (%)
Mesophilic – Wet	8	35	30	3.0	75
Mesophilic – Semi-Dry	15	35	30	6.0	70
Mesophilic – Dry	22	35	30	6.5	60
Thermophilic – Wet	8	55	20	3.5	80
Thermophilic – Semi-Dry	15	55	20	10.5	75
Thermophilic – Dry	22	55	20	12.5	65

Tabella 20: Database delle tecnologie di digestione anaerobica. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Al variare della tecnologia DA (bt), il metano producibile annualmente (GYP), espresso in $m^3 \cdot y^{-1}$, è pari a:

$$GYP_{bt} = v_2 \cdot \eta_{bt} \cdot \sum_{yg} (MYG_{yg} \cdot BMP_{yg}) \quad (19)$$

dove l'impianto DA On-Farm è attivato solo quando $v_2 = 1$. Inoltre, con riferimento alla Figura 52, per il digestato si è previsto un impiego finale come ammendante per i terreni aziendali (MOD) sulla base della vigente Normativa Nitrati (*IMAF, 2006*). Al contrario, il metano prodotto annualmente, espresso in $m^3 \cdot y^{-1}$, può essere invece impiegato in due modi: cogenerazione (GYE) o upgrading per immissione in GNG (GYU). Il bilancio del metano è dunque:

$$GYP_{bt} = (1 - v_3) \cdot GYE_{bt} + v_3 \cdot GYU_{bt} \quad (20)$$

nella quale, se $v_3 = 0$, è valutata la combinazione dell'impianto BP con CHP, mentre, se $v_3 = 1$, tutto il metano prodotto è avviato a upgrading.

Nel caso di produzione di energia elettrica in CHP sono stati considerati i sussidi previsti dal D.M. 6 luglio 2012 sulla base della percentuale in massa di prodotti/sottoprodotti *no food* impiegati annualmente e in funzione della relativa potenza elettrica installata. Tuttavia, tenuto conto della maggior diffusione d'impianti BP da 999 kW (*EurObserv'ER, 2014*) e della maggior incentivazione prevista per impianti da 300 kW (*IMED, 2012*), sono state considerate queste due taglie di potenza. Inoltre, un vincolo sull'alimentazione dell'impianto è stato considerato nell'eventualità di maggior ricorso alle matrici ($yx, yb, yg2$), (Tabella 21). Il ricavo (VIE) è dunque pari a:

$$VIE_{bt,P} = EAS_{bt} \cdot f_{P,MFU} \cdot (1 - E_{bio}) \quad (21)$$

con

$$EAS_{bt} = GYE_{bt} \cdot LHV \cdot \eta_{el} = P \cdot 8760 \cdot \varphi \quad (22)$$

$$MFU_p \cdot MYG_{yg} \leq (MYBG_{yb} + MYXG_{yx} + MYSG_{yg_2}) \quad (23)$$

dove si è assunto: potenza elettrica installata (P) pari a 300 o 999 kW; rendimento elettrico del cogeneratore (η_{el}) per tali livelli di potenza pari rispettivamente a 0.38 e 0.42; autoconsumo percentuale annuo di energia elettrica (E_{bio}) pari al 5% di quella effettivamente prodotta nel caso di impianti operanti in termofilia e pari al 3% per quelli mesofili (fattore stimato dall'autore da analisi prestazionali su impianti BP con tali potenze installate); fattore di servizio (φ) pari a 0.89; potere calorifico inferiore del metano (LHV) pari a $9.92 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-3}$ (Bordoni et al., 2013).

P : Power (kW)	MFU_p : Minimal Feeding Byproducts Use (% _{mm})	f_p : Feed-in-Tariff (€·kWh ⁻¹)
300	0	0.180
	70	0.236
999	0	0.140
	70	0.178

Tabella 21: Sistema d'incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti biogas. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Dal punto di vista economico, si è assunto che la tecnologia DA influenzi solamente i costi d'esercizio di un impianto BP in termini d'approvvigionamento di biomasse (Ragazzoni, 2013).

Quest'ultima voce di costo, data l'integrazione On-farm dell'impianto BP, coincide con i costi d'insilamento secondo l'eq. 18 più le eventuali spese per altri sottoprodotti agricoli acquisiti dal mercato (y_b). Al contrario, i costi d'investimento e gestione per unità di potenza installata in un impianto BP sono stati definiti secondo i risultati forniti dal modello non lineare proposto da Chinese et al., (2014), distinguendo i costi del digestore anaerobico da quelli d'approvvigionamento e del cogeneratore (CHP).

Tuttavia, essendo DFM un modello lineare, i costi d'investimento e d'esercizio medi annui sono stati stimati attraverso una serie di regressioni lineari del tipo $c = aP + b$, (Tabella 22) definite sull'intervallo di potenza 300÷999 kW.

Power (kW)	Digester				CHP			
	$c_{i,D,P}$: Investment Cost		$c_{o,D,P}$: Operating Cost		$c_{i,CHP,P}$: Investment Cost		$c_{o,CHP,P}$: Operating Cost	
	a (€·kW ⁻²)	b (€·kW ⁻¹)	a (€·kW ⁻²)	b (€·kW ⁻¹)	a (€·kW ⁻²)	b (€·kW ⁻¹)	a (€·kW ⁻²)	b (€·kW ⁻¹)
300÷999	-2.185	5170.8	-0.075	187.1	-0.343	957.8	-0.078	185.2

Tabella 22: Costi di un digestore anaerobico e di un cogeneratore valutati per una potenza elettrica nominale compresa tra 300 e 999 kW. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Il costo (VCB) di un impianto BP, destinato alla produzione di elettricità in CHP, dunque risulta:

$$VCB_{bt,P} = P \cdot (c_{i,D,P} + c_{o,D,P}) + (1 - v_3) \cdot VCE_P + VCF_{bt,P} = P \cdot [c_{i,D,P} + c_{o,D,P} + (1 - v_3) \cdot (c_{i,CHP,P} + c_{o,CHP,P})] + VCF_{bt,P} \quad (24)$$

Nel caso di impianto BP abbinato a una linea di upgrading per la produzione di biometano ($v_3 = 1$), l'eq. 25 si riduce a:

$$VCB_{bt,P} = P \cdot (c_{i,D,P} + c_{o,D,P}) + VCF_{bt,P} \quad (25)$$

risultando assenti le componenti del costo capitale ed esercizio legate all'unità cogenerativa.

4.2.2.4. Modulo tecnologico di upgrading

Le tecnologie di upgrading considerate sono state: adsorbimento a pressione oscillante (PSA), lavaggio ad acqua sotto pressione (PWS) e chimico (MEA, DMEA), metodi di separazione, mediante membrane selettive, e criogenici (Wellinger et al., 2005; Beil et al., 2009; Miltner et al., 2009; Petersson et al., 2009; Richter, 2010; Ryckebosch, et al., 2011; Niesner et al., 2013; Bauer et al., 2013).

La Tabella 23 riporta il database tecnologico delle diverse impiantistiche esaminate. Con riferimento alla Figura 52 e tenuto conto del rendimento di upgrading (η_{up}), la quantità netta di biometano producibile annualmente (GYA), al variare della tecnologia di upgrading, risulta:

$$GYA_{ut,bt} = \eta_{up} \cdot \delta_{up} \cdot GYU_{bt} \quad (26)$$

Per quel che riguarda il sistema d'incentivazione per la produzione di biometano da immettere in GNG, si è fatto riferimento al D. M. 5 dicembre 2013 (*IMED, 2013*). Un quadro d'incentivazione è stato definito assumendo un prezzo medio annuo del gas naturale (p_{NG}) di $0.37 \text{ €} \cdot \text{m}^{-3}$ (Tabella 24).

Il reddito derivante dalla vendita e dall'incentivo per l'immissione del biometano nella rete del gas naturale (VIB) dunque risulta:

$$VIB_{ut,bt,Q} = GYA_{ut,bt} \cdot f_{Q,MFU} \cdot (1 - E_{ut}) \quad (27)$$

dove E_{upg} rappresenta il consumo energetico di ciascuna tecnologia (ut) espresso in percentuale dell'energia primaria generabile dalla completa combustione del biometano prodotto annualmente da ogni sistema di upgrading (Tabella 23).

Nel caso di produzione di biometano per immissione in GNG, il vincolo espresso dall'eq. 23 è stato previsto per tener conto del più alto incentivo destinato a impianti BP alimentati esclusivamente a prodotti/sottoprodotti *no food* (*IMED, 2013*): in tale prospettiva al posto di MFU_p , è stato esaminato il vincolo normativo dato da MFU_Q (Tabella 24).

I costi d'investimento e d'esercizio delle tecnologie di upgrading considerate sono stati stimati per due diverse capacità orarie di produzione di biometano sulla base del documento tecnico del *Technische Universität Wien, 2012*, e del lavoro di *Piccinini, 2014*.

In particolare, per ogni tecnologia di upgrading, i costi medi annui sono stati definiti attraverso una serie di regressioni lineari, del tipo $c = a Q_{CH_4} + b$, definite su due valori di portata oraria (Q_{CH_4}) crescenti di metano e pari, rispettivamente, a 100 e $330 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ (Tabella 25). A quest'ultime corrispondono, infatti, le potenze elettriche erogabili da due impianti DA con CHP pari a 300 e 999 kW rispettivamente. A queste spese si devono tuttavia aggiungere i

costi di compressione e distribuzione per l'immissione in GNG del biometano prodotto in quanto le reti di distribuzione GNG, e nella fattispecie le condotte di terza e quarta specie in media pressione, funzionano a circa 5 bar (Ghelli et al., 2010).

Upgrading Technology (<i>ut</i>)	Pressure Delivery (Bar)	η_{ut} : Upgrading Yield (% _{v,v})	δ_{ut} : Annual Service Factor (%)	E_{ut} : Energy Consumption (%)
PSA ^a	4.0	98.0	94.0	6.9
PWS ^a	4.0	98.0	96.0	5.9
MEA-DMEA ^a	1.0	99.9	91.0	8.8
Selective Membranes ^b	9.0	90.0	98.0	5.4
Cryogenic Methods ^c	9.0	94.0	98.0	6.4

Tabella 23: Database delle tecnologie di upgrading. a: Petersson et al., 2009; b: Bekkering et al., 2010; c: Piccinini, 2014. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Q_{CH_4} : Flow (m ³ ·h ⁻¹)	MFU_Q : Minimal Feeding Byproducts Use (% _{mm})	f_Q : Feed-in-Tariff (€·m ⁻³ _{CH4})
0÷1000	0	0.412
	100	0.625

Tabella 24: Sistema d'incentivazione per la produzione di biometano per l'immissione nelle reti del gas naturale. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Upgrading Technology (<i>ut</i>)	$c_{i,U,Q}$: Investment Cost		$c_{o,U,Q}$: Operating Cost	
	a [€·(m ⁻³ ·h) ⁻²]	b (€·m ⁻³ ·h)	a [€·(m ⁻³ ·h) ⁻²]	b (€·m ⁻³ ·h)
PSA	-9.54	9577	-0.00005	0.11
PWS	-9.14	9280	-0.00007	0.12
MEA-DMEA	-8.94	8787	-0.00006	0.12
Selective Membranes	-7.75	7743	-0.00005	0.10
Cryogenic Methods	-9.94	9951	-0.00007	0.13

Tabella 25: Costi delle tecnologie di upgrading per metro cubo orario prodotto per una capacità produttiva compresa tra 100 e 330 m³ h⁻¹. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Pertanto, per quanto concerne i costi annui di compressione limitatamente alla componente di esercizio si rivela un valore di circa 0.05 €·m⁻³ (Amiri et al., 2013), mentre per quella di

capitale si può far riferimento ad un valore pari a $0.064 \text{ €}\cdot\text{m}^{-3}$ (Murphy et al, 2009). Si ottiene dunque un costo annuo complessivo di compressione e distribuzione pari a $0.114 \text{ €}\cdot\text{m}^{-3}$ che è prossimo al valore più generale adottato in DFM (c_{cd}), pari a $0.146 \text{ €}\cdot\text{m}^{-3}$, secondo quanto proposto da Marangoni et al.: quest'ultima stima si riferisce, infatti, a impianti BP con una produzione oraria di biometano da 100 fino a $1000 \text{ m}^3\cdot\text{h}^{-1}$ e allacciati a GNG attraverso una diramazione non oltre 1 km a causa dell'elevato costo di connessione pari a $70\cdot 10^3 \text{ €}\cdot\text{km}^{-1}$ (Börjesson et al., 2012). In definitiva, il costo totale di una linea di upgrading (VCU), destinata alla produzione di biometano per l'immissione in GNG, risulta:

$$VCU_{ut, bt, Q} = VCB_{bt, P} + Q_{CH_4} \cdot (c_{i, U, Q} + c_{o, U, Q}) + GYA_{ut, bt} \cdot c_{cd} \quad (28)$$

dove: $VCB_{bt, P}$ è dato dall'eq. 25, Q_{CH_4} risulta compreso nell'intervallo $100\div 330 \text{ m}^3\cdot\text{h}^{-1}$ di metano prodotto ($P = 300 \div 999 \text{ kW}$), e c_{cd} rappresenta il costo per metro cubo di metano per l'adeguamento di pressione per l'immissione in GNG.

4.2.2.5. Funzione obiettivo

All'interno di DFM (Figura 52), è implementata una funzione obiettivo (NPV) del tipo:

$$NPV = \sum_{i=0}^n \frac{[\sum VI - \sum VC]}{(1+c)^i} \quad (29)$$

dove ogni flusso di cassa aziendale è attualizzato sulla base di un fattore di attualizzazione $(1+c)^{-i}$ valutato su n anni secondo un saggio d'interesse c . Per tener conto dell'installazione On-Farm di un BP impianto, ai ricavi VI e ai costi VC sono aggiunti ulteriori termini economici definiti attraverso lo stato logico sequenziale delle variabili di controllo v_1, v_2 e v_3 .

In particolare, oltre al caso in cui risulti $v_1 = v_2 = v_3 = 0$ (nessuna tecnologia (st, bt, ut) testata), se risulta $v_1 = 1$ e $v_2 = v_3 = 0$, l'installazione di un sistema di insilamento (st) è valutata economicamente su scala aziendale attraverso la vendita diretta dell'insilato prodotto

e/o il suo impiego come alimento per il bestiame. Al contrario, se $v_1 = v_2 = 1$ e $v_3 = 0$, l'eq. 29 consente di valutare l'impatto economico sul reddito aziendale dato l'integrazione On-Farm di un sistema d'insilamento (*st*) combinato con un impianto BP (*bt*) per la produzione di elettricità in CHP. Infine, nel caso in cui sia $v_1 = v_2 = v_3 = 1$, è possibile stimare l'incidenza economica data dall'installazione in serie di un sistema d'insilamento (*st*) seguito da un impianto BP (*bt*) abbinato ad una linea di upgrading (*ut*) per la produzione di biometano da immettere in GNG.

4.2.2.6. Case Study e Scenari

Il settore del biometano, sviluppatasi principalmente in Germania, Svezia e USA (*GreenGasGrid, 2014*), sta iniziando a diffondersi anche in Italia alla luce del recente D. M. 5 dicembre 2013 che ne ha definito il sistema d'incentivazione e delle prime normative tecniche circa le metodiche per l'allacciamento alla rete GNG (*AEEG, 2015*). In particolare in regioni come l'Emilia Romagna, ulteriori fattori favorevoli di sviluppo del settore risultano: la capillarità della rete GNG (*AEEG, 2014*), l'elevata concentrazione di aziende agro-zootecniche (*Patrizio et al., 2015*), e la morfologia del territorio pianeggiante con una più agevole connessione dell'installazione (*Colonna et al., 2011*).

Farm	SEM (ha)	Crop Typology (Cultivar)
	200	Energy Crops (triticale, sorghum and maize)

Tabella 26: Case study. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Per questi motivi, è stato analizzato un Case Study (Tabella 26), determinato sulla base dei dati economici del 6° Censimento Generale dell'Agricoltura relativamente alla Provincia di Bologna (*ISTAT, 2010*). La struttura aziendale è di grandi dimensioni con produzione prevalente di colture energetiche (mais, sorgo e triticale). Si tratta di un'azienda tipica della pianura essendo pari al 3.15% del numero totale d'impresе agricole presenti in tale area. Dal

punto di vista economico, questa struttura aziendale è potenzialmente quella maggiormente interessata dall'applicazione di un impianto BP di grande taglia (Colonna et al., 2011).

Technology	S0: Traditional Farming	S1: Electric Production	S2: Biomethane Production
Scenario	Without any technology	Silage + DA Plant + CHP	Silage + DA Plant + Upgrading

Tabella 27: Scenari tecnologici. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Il Case Study è stato testato secondo tre scenari differenti (S0-S1-S2) su un periodo di 20 anni pari all'attuale durata degli incentivi previsti sia per la produzione di elettricità sia di biometano (IMED, 2012-2013). Con riferimento alla Tabella 27, nel primo scenario (S0), DFM è impiegato per l'ottimizzazione tecno-economica delle attività agro-zootecniche aziendali senza l'introduzione di alcuna tecnologia e nell'ipotesi che l'insilamento non sia realizzato internamente all'azienda. Al contrario, nello scenario S1, la marginalità data dall'integrazione On-Farm di una catena energetica per la produzione di elettricità in CHP, è valutata variando sia le tecnologie d'insilamento sia quelle concernenti l'impianto BP al fine di individuare la più conveniente combinazione tecnologica. Analogamente, nelle condizioni dello scenario S2, DFM è impiegato per definire dal punto di vista economico aziendale, la più promettente combinazione tecnologica per la generazione di biometano da immettere in GNG.

Inoltre, solamente per questi ultimi due scenari, è valutata la marginalità data dal più alto incentivo previsto dalle normative vigenti (IMED, 2012-2013) per un impianto BP prevalentemente alimentato con deiezioni animali e/o prodotti/sottoprodotti agro-industriali (Tabelle 21-24): in tale prospettiva, anche l'affitto di terreni extraaziendali e l'acquisto di sottoprodotti sul mercato sono stati testati in tutti i Cases Study secondo le condizioni degli scenari S1 e S2. Infine, in quest'ultimo scenario è stato considerato un sussidio economico destinato alla coltivazione delle superfici aziendali di colture energetiche *no food* e compreso nel range 300÷500 €·ha⁻¹.

4.2.3. Risultati e Discussione

Nei paragrafi successivi sono riportati e discussi i risultati forniti da *DFM* applicato al Case Study A e testando ogni scenario. A tal fine si è tenuto conto di un indicatore economico (I_{NPV}) per confrontare le diverse alternative d'investimento. I_{NPV} è stato definito per ogni condizione economica come il rapporto tra il livello del NPV e la somma della superficie agricola richiesta (On farm e Rental) espresso in $\text{€}\cdot(\text{ha}\cdot\text{year})^{-1}$.

4.2.3.1. Scenario S0: Agricoltura tradizionale

La Tabella 28 riporta le stime economiche nello scenario S0 nei casi di distribuzione della superficie aziendale fissata e ottimizzata. In questo scenario, il ricorso all'affitto di altre superfici non è stato analizzato.

Inoltre, per le colture considerate, sono stati considerati i prezzi di vendita praticati in Provincia di Bologna al dicembre 2015: 20.2 $\text{€}\cdot\text{Mg}^{-1}$ (Mais), 19.1 $\text{€}\cdot\text{Mg}^{-1}$ (Triticale) e 17.2 $\text{€}\cdot\text{Mg}^{-1}$ (Sorgo).

Variable		Scenario: S0	
		Fixed Farm Surface Distribution	Optimized Surface Distribution
I_{NPV} [$\text{€}\cdot(\text{year}\cdot\text{ha})^{-1}$]		797.5	1097.5
NPV (10^6 €)		3.19	4.39
Surface ($\text{ha}\cdot\text{year}^{-1}$)	On farm	200	200
	Rental	0	0
Crop Distribution	Type	Maize-Sorghum-Triticale	Triticale
	Surface (ha)	Maize (67) – Sorghum (66) – Triticale (67)	Triticale (200)

Tabella 28: Scenario S0: I_{NPV} , NPV cumulativi e risultati agronomici applicando un tasso di attualizzazione del 2% per un periodo di 20 anni (Fonte: Malagnino et al., 2016).

In queste condizioni il reddito aziendale deriva unicamente dalla vendita dei prodotti agricoli: nel caso di superfici fissate, il reddito aziendale è, infatti, dato dalla somma dei ricavi derivanti dal commercio dei singoli prodotti agricoli (mais, sorgo e triticale). Tenuto conto

delle superfici assegnate (es. un terzo del totale aziendale, Tabella 28), il reddito aziendale risulta pari a circa $3.19 \cdot 10^6$ €. Al contrario, nel caso di distribuzione ottimizzata della superfici aziendali, il reddito aziendale, a parità di superficie complessiva, ammonta a $4.39 \cdot 10^6$ €. Ciò grazie all'adozione di una singola coltura, il triticale che, rispetto al mais e al sorgo, è caratterizzato da un più elevato margine operativo per ettaro coltivato (Schievano et al., 2015).

Per quanto riguarda la marginalità sul reddito aziendale, l'ottimizzazione delle superfici coltivate produce un valore massimo del reddito specifico medio annuo pari a $1097.5 \text{ €} \cdot (\text{ha} \cdot \text{year})^{-1}$, risultando dunque maggior del 37.6% rispetto alla condizione di equa distribuzione delle superfici tra le diverse coltivazioni (Tabella 28).

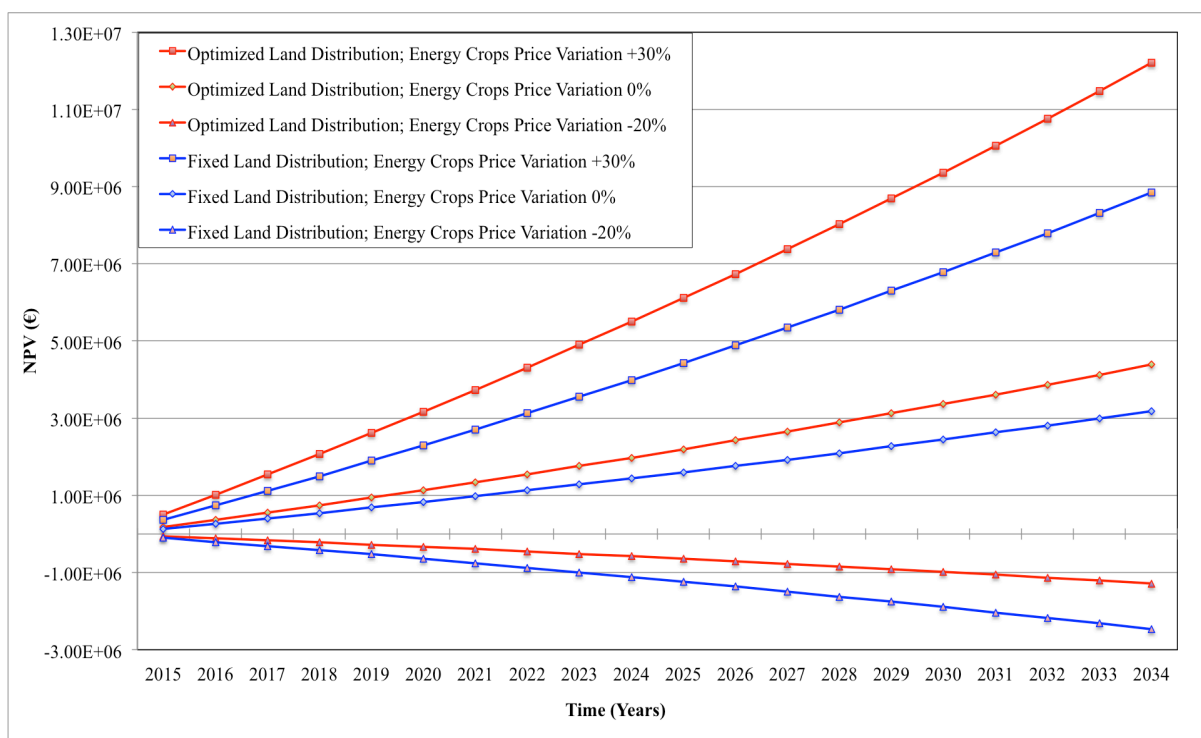


Figura 53: Scenario S0: Andamenti del NPV per una distribuzione fissata e ottimizzata delle superfici aziendali al variare del prezzo medio delle colture energetiche posto un tasso d'attualizzazione del 2% (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Si osserva, inoltre, come i valori dei prezzi di vendita del mais, del triticale e del sorgo, possano influenzare fortemente il reddito aziendale su di un periodo così ampio (Figura 53). Nell'ipotesi che la variazione dei prezzi di vendita risulti costante e uniforme nel tempo per tutte le colture aziendali (Signorotti et al., 2013), incrementando per esempio il prezzo di

vendita di tutte le colture esaminate del 30%, il reddito aziendale cumulato ventennale risulta triplicato sia con distribuzione delle superfici aziendali fisse che ottimizzate. Al contrario, in tutte le condizioni esaminate, una riduzione media del 20% dei prezzi di vendita comporta un bilancio aziendale negativo.

4.2.3.2. Scenario S1: Impianto biogas per la produzione d'energia elettrica

La Tabella 29 mostra le previsioni economiche del Case Study A nello scenario S1 considerando, dal punto di vista economico, la migliore e la peggiore combinazione tecnologica ottenibile integrando un sistema d'insilamento con un digestore anaerobico abbinato a un'unità cogenerativa per la produzione di energia elettrica con una potenzialità massima di 999 kW elettrici. In questo scenario, il ricorso all'affitto di superfici extraaziendali è stato considerato, mentre sono riportate esclusivamente le combinazioni tecnologiche che hanno fornito un valore di I_{NPV} positivo.

Variable		Scenario: S1	
		Worst Technology Combination	Best Technology Combination
Technology Combination		Pile Silage + AD Mesophilic Dry Reactor	Bag Silage + AD Thermophilic Wet Reactor
I_{NPV} [$\text{€} \cdot (\text{year} \cdot \text{ha})^{-1}$]		157.3	1263.8
NPV (10^6 €)	Sale for Agricultural	0.0	0.0
	Electricity	0.6	5.1
T (year)		9	6
Surface ($\text{ha} \cdot \text{year}^{-1}$)	On farm	200	200
	Rental	0	0
Crop Distribution	Type	Maize - Sorghum	Maize - Sorghum
	Surface (ha)	Maize (132) – Sorghum (68)	Maize (87) – Sorghum (113)
AD Feeding Type	Energy Crops	Maize Silage	Maize Silage
	By-products	Sorghum Silage Recovered Cattle Fat	Sorghum Silage Recovered Cattle Fat
AD Feeding Composition (%)	Energy Crops	30	30
	By-products	70	70

Tabella 29: Scenario S1: I_{NPV} , NPV cumulativo, tempo di ritorno economico, risultati agronomici e stime per l'approvvigionamento della peggiore e della miglior combinazione tecnologica per la produzione di energia elettrica con un tasso d'attualizzazione del 2% per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Tutte le combinazioni tecnologiche testate portano ad alcune considerazioni comuni. In primo luogo, passando dallo scenario S0 al S1, si osserva come la principale fonte di ricavo aziendale deriva dalla vendita di energia elettrica piuttosto che di prodotti agricoli, e come l' I_{NPV} possa aumentare almeno del 15.1% con l'installazione di un impianto BP (Tabelle 28-29).

In secondo luogo non è considerato economicamente conveniente sia la vendita degli insilati prodotti sia il ricorso all'affitto di superfici extraaziendali a causa dell'onerosità di tale scelta rispetto alla coltivazione "On Farm". Per esempio, per un ettaro coltivato a mais, passando da una superficie aziendale a un'affittata, il costo colturale aumenta di circa il 25%, variando da circa 1800 €·ha⁻¹ a 2200 €·ha⁻¹, in linea con quanto stimato da *Schievano et al., 2015*.

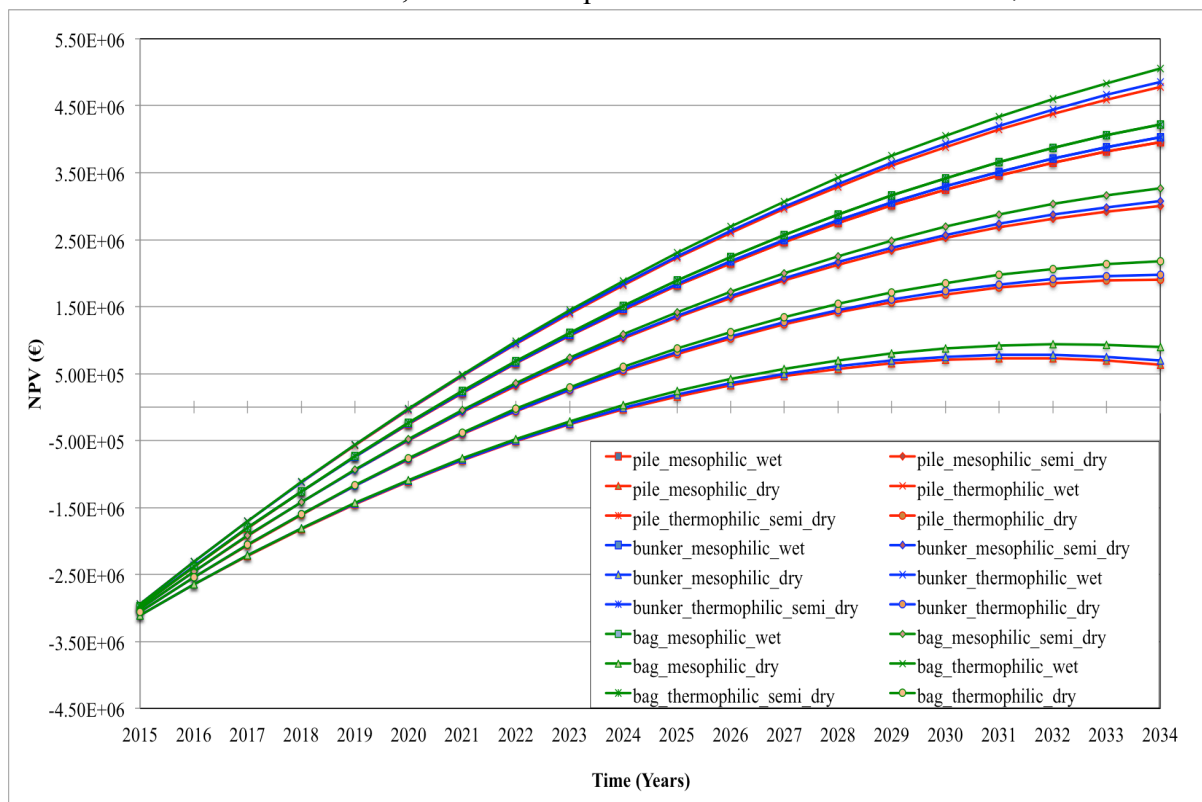


Figura 54: Scenario S1: Andamenti del NPV dato dall'integrazione "on farm" di un impianto per la produzione di biogas al variare delle tecnologie d'insilamento e di digestione anaerobica con un tasso d'attualizzazione del 2% per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

La miglior combinazione tecnologica è fornita dall'installazione in azienda di un sistema d'insilamento con l'impiego di bags e di un impianto BP termofilo operante a umido (Figura 54). Questa combinazione garantisce, infatti, un I_{NPV} pari a 1263.8 €·(ha·year)⁻¹ e un tempo di

ritorno economico pari a circa 6 anni (Tabella 29). L'impiego di silobag è giustificato dal basso valore di perdita in sostanza secca della biomassa trasformata, (Tabella 19), rispetto alle altre tecnologie di conservazione (*Dhuyvetter et al., 2005*). Ciò compensa anche il maggior costo specifico d'insilamento della prima tecnologia rispetto al ricorso a semplici mucchi o trincee, prestandosi altresì ad installazioni di grande taglia (*Rossi et al., 2008*). Per quanto riguarda l'investimento in un impianto BP termofilo a umido, questa scelta è motivata dalla maggior efficienza di produzione di biogas offerta da questa tecnologia rispetto alle altre analizzate (Tabella 20). Quest'ultimo risultato conferma anche la maggior diffusione di questa tipologia impiantistica (*Schievano et al., 2015*) nonostante il maggior autoconsumo di energia elettrica e termica rispetto alle altre alternative tecnologiche (es. digestori mesofili, vds. Par. 4.2.2.3).

Per gli stessi motivi si può osservare come la combinazione tecnologica meno conveniente dal punto di vista economica sia composta di un sistema d'insilamento mediante semplici mucchi coperti e di un impianto BP operante in mesofilia con regime idraulico a secco (Figura 54). In questo caso si rileva un valore del reddito aziendale per ettaro pari a solo $157.3 \text{ €} \cdot (\text{ha} \cdot \text{year})^{-1}$ cui corrisponde un tempo di ritorno economico dell'investimento ben oltre i 9 anni (Tabella 29). Le principali cause sono due. Da un lato, l'insilamento di biomasse in semplici mucchi coperti comporta elevate perdite in sostanza secca quantunque il basso costo specifico di trasformazione (Tabella 19), mentre, dall'altro, l'adozione di un digestore anaerobico mesofilo a secco garantisce una bassa resa metanigena rispetto a sistemi termofili (*Giuliano et al., 2013*).

Dal punto di vista dell'ottimizzazione delle attività agricole aziendali, le alternative d'investimento analizzate confermano come la coltivazione di triticale non risulti conveniente dal punto di vista economico in questo scenario a causa di un elevato costo colturale pari a

circa $15 \text{ €} \cdot \text{Mg}^{-1}$, (*Signorotti et al., 2013*) cui non corrisponde tuttavia una resa metanigena elevata ($372.7 \text{ m}^3_{\text{CH}_4} \cdot \text{Mg}^{-1}_{\text{DM}}$).

Il mais e il sorgo risultano invece colture che ben si prestano all'alimentazione di un impianto BP (Tabella 29). La prima energy crop è, infatti, la biomassa più conveniente in termini di spesa economica per metro cubo di biogas producibile, (*Chinese et al., 2014*). Al contrario, il sorgo è caratterizzato da un valore del potere metanigeno più basso (Tabella 18), ma, poiché è considerato un sottoprodotto industriale (D.M. 6 luglio 2012), può essere utilizzato illimitatamente nell'approvvigionamento di un impianto BP (*Schievano et al., 2015*).

Quest'ultima osservazione giustifica anche la composizione della dieta stimata dal *DFM* per un impianto BP (Tabella 29).

Per tutte le alternative economiche valutate nello scenario S1, risulta un approvvigionamento in massa dell'impianto BP composto per il 30% da mais insilato e per il restante 70% da sorgo insilato e grasso bovino recuperato. A ciò corrisponde, infatti, l'incentivo massimo previsto attualmente per impianti BP con una potenza installata di 999 kW (Tabella 21).

Si osserva come il grasso recuperato garantisce un'elevata resa metanigena (*Ward et al., 2008*). E' inoltre caratterizzato da un costo del metro cubo di metano producibile in media più basso del 25% se confrontato con quello dell'insilato di mais o di triticale ottenuti da coltivazioni su superfici in affitto (*Marangoni et al., 2013*).

Per questa ragione, il ricorso a colture energetiche, quali il mais e il sorgo, è previsto economicamente conveniente da *DFM* solo attraverso l'uso di superfici aziendali e variabile in funzione della combinazione tecnologica da 87 ha a 132 ha per il mais e da 68 ha a 113 ha per il sorgo. Pertanto alla luce di queste considerazioni, si osserva come, passando dallo scenario S0 all'S1, l'ottimizzazione delle attività aziendali conduce a una distribuzione delle superfici aziendali differenti quantunque i risultati economici ottenibili in quest'ultimo

scenario risultino più elevati rispetto al primo. Tuttavia, una forte influenza su queste stime economiche è data dal valore del tasso d'attualizzazione. Considerando, per esempio, la miglior combinazione tecnologica prevista, composta di un sistema d'insilamento in bags d'insilato di mais e sorgo, e di un impianto BP termofilo operante a umido (Tabella 29), il valore del reddito aziendale può cambiare notevolmente al variare del tasso d'attualizzazione (Figura 55).

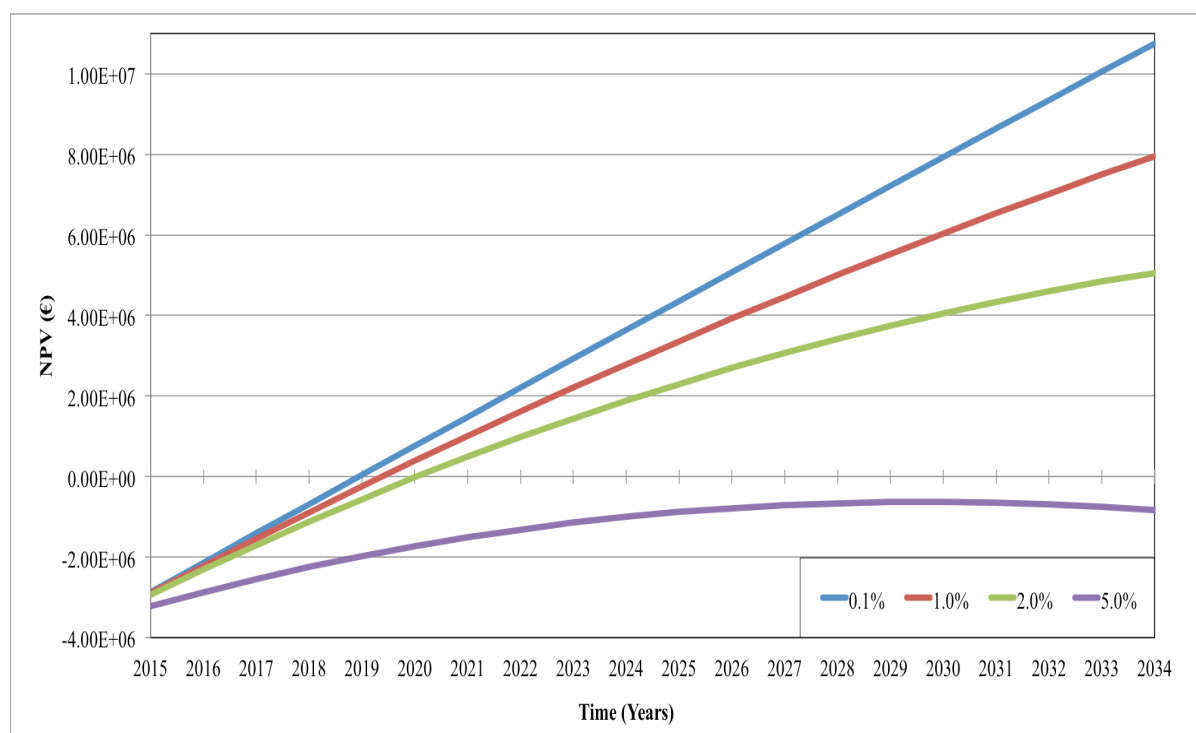


Figura 55: Scenario S1: Andamenti del NPV con l'installazione "On farm" di un digestore termofilo a umido variando il tasso d'attualizzazione tra lo 0.1% e il 5.0% per un periodo di 20 anni (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Infatti, passando da un valore del tasso d'attualizzazione del 2% allo 0.1%, l'NPV cumulato ventennale risulta raddoppiare mentre, un incremento di tre punti percentuali rispetto al valore di base esaminato, determina un investimento economicamente non conveniente anche considerando la più efficiente combinazione tecnologica per un impianto BP per la produzione di energia elettrica. Quest'ultimo comportamento è causato dal ricavo massimo percepibile dalla produzione di energia elettrica che, per impianti BP con una potenza installata non oltre 1 MW, risulta pari a $0.178 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$.

Pertanto, all'aumentare del tasso d'attualizzazione, se da un lato il conseguente incremento dei costi aziendali può essere ridotto attraverso il processo d'ottimizzazione sviluppato da *DFM*, i ricavi derivanti dalla vendita d'energia elettrica sono asintoticamente limitati. Ne deriva che nello scenario S1 e per il Case Study A, l'integrazione "On Farm" di un impianto BP può essere economicamente conveniente solo con un valore del tasso d'attualizzazione non oltre il 3%.

4.2.3.3. Impianto per la produzione di biometano

In Tabella 30 sono riportate le previsioni economiche del Case Study A nello scenario S2 applicando un tasso d'attualizzazione pari all'1% e considerando solo le combinazioni tecnologiche con un valore di I_{NPV} positivo. In particolare, è riportato il caso più remunerativo e quello meno conveniente valutati tra le varie combinazioni tecnologiche ottenibili accoppiando un sistema d'insilamento a un digestore anaerobico seguito da una linea di upgrading con una potenzialità massima di $330 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ di metano.

I risultati forniti dal *DFM* in queste condizioni conducono ad alcune osservazioni comuni. Infatti, passando dallo scenario S0 all'S2, come visto anche per l'S1, il principale ricavo aziendale non è dato dalla vendita dei prodotti agricoli bensì dal sistema d'incentivazione per la produzione di biometano da immettere in GNG grazie agli incentivi stimati sia sulla base della produzione effettiva di biometano (D.M. 5 dicembre 2013) sia sulla base della superficie aziendale destinata alla coltivazione di colture energetiche *no food* (Fiorese et al., 2012).

Inoltre, si osserva che, anche nello scenario S2, il ricorso all'affitto di superfici extraaziendali e la vendita d'insilati aziendali risultano non economicamente conveniente (Piccinini, 2014). Tuttavia si osserva come nello scenario S2, l'applicazione di un tasso d'attualizzazione dell'investimento oltre l'1% generi valori dell'NPV più bassi rispetto agli scenari S0 e S1 (Figura 56).

Variable		Scenario: S2	
		Worst Technology Combination	Best Technology Combination
Technology Combination		Pile Silage + AD Thermophilic Dry Reactor + MEA/DMEA Upgrading line	Bag Silage + AD Thermophilic Wet Reactor + PWS Upgrading line
I_{NPV} [$\text{€} \cdot (\text{year} \cdot \text{ha})^{-1}$]		53.7	2011.3
NPV (10^6 €)	Sale for Agricultural	0	0
	Biomethane	0.21	8.04
T (year)		13	6
Surface ($\text{ha} \cdot \text{year}^{-1}$)	On farm	200	200
	Rental	0	0
Crop Distribution	Type	Sorghum	Sorghum
	Surface (ha)	Sorghum (200)	Sorghum (200)
AD Feeding Type	Energy Crops	-	-
	By-products	Sorghum Silage Recovered Cattle Fat	Sorghum Silage Recovered Cattle Fat
AD Feeding Composition (%)	Energy Crops	0	0
	By-products	100	100

Tabella 30: Scenario S2: I_{NPV} , NPV cumulativo, tempo di ritorno economico, risultati agronomici e stime per l'approvvigionamento della peggiore e della migliore combinazione tecnologica per la produzione di biometano con un tasso d'attualizzazione dell'1% e un sussidio pari a $400 \text{ €} \cdot \text{ha}^{-1}$ per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

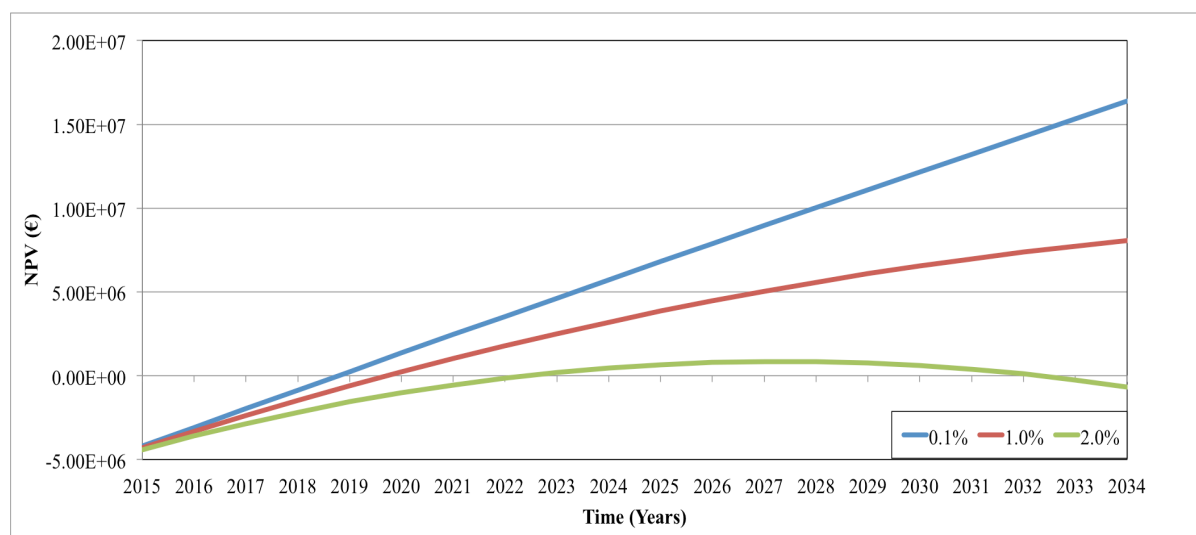


Figura 56: Scenario S2: Andamenti del NPV con l'installazione "on farm" di un digestore anaerobico termofilo a umido abbinato a una linea di upgrading con tecnologia PWS al variare del tasso d'attualizzazione tra lo 0.1% e il 2% per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Ciò a causa del maggior esborso iniziale dato dall'installazione in azienda di un modulo di upgrading piuttosto che di un cogeneratore per la conversione del biogas prodotto per data combinazione tecnologica (insilamento e digestore anaerobico). Si passa da un costo

d'investimento iniziale per un cogeneratore di 999 kW pari a 600000 € a oltre i 2800000 € richiesti per una linea di upgrading per l'elaborazione di circa 330 m³h⁻¹ di biogas (TUW, 2012; Piccinini, 2014). Ne deriva che per valori del tasso d'attualizzazione non oltre l'1%, il parametro I_{NPV}, valutato nello scenario S2, può raddoppiare rispetto alle stime dello scenario S0 (Tabelle 28-30).

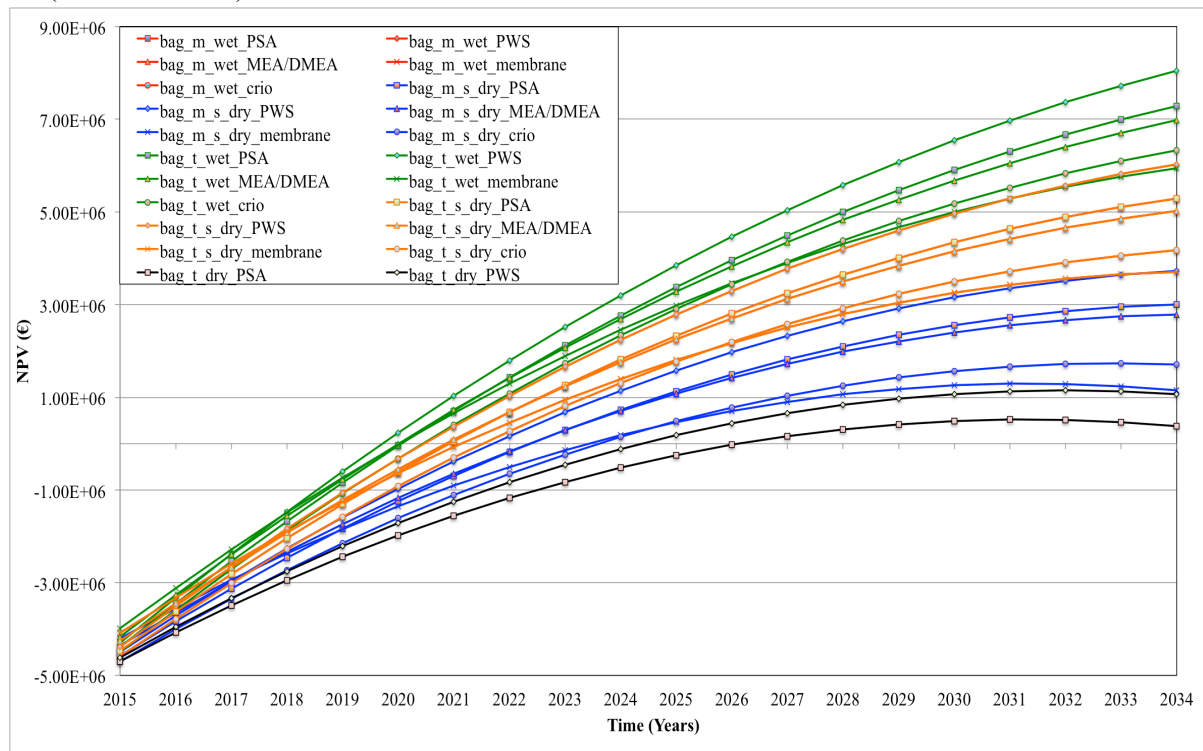


Figura 57: Scenario S2: Andamenti del NPV con l'installazione "on farm" di un sistema d'insilamento con silobags al variare di diverse combinazioni tecnologiche di digestione anaerobica e di upgrading con un tasso d'attualizzazione dell'1% e un sussidio pari a 400 €·ha⁻¹ per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

I risultati forniti dal *DFM* per lo scenario S2 evidenziano ulteriormente come l'installazione in azienda di un sistema d'insilamento con silo-bags per alimentare un digestore termofilo operante a umido e abbinato a un modulo d'upgrading con tecnologia PWS risulti la più remunerativa soluzione tecnologica per la produzione di biometano (Figura 57). Pertanto, al variare dell'impiego finale del biogas - produzione di elettricità o biometano -, questa combinazione tecnologica risulta la più redditiva sia nello scenario S1 sia in quello S2. In particolare, un impianto BP termofilo a secco alimentato con sorgo insilato in bags e abbinato a un sistema di raffinazione PWS può garantire un I_{NPV} pari a 2011.3 €·(ha·year)⁻¹ cui corrisponde un tempo di ritorno economico di 6 anni (Tabella 30).

L'applicazione di un sistema d'insilamento in silobag per alimentare un impianto BP termofilo a umido trova spiegazione secondo quanto descritto al Par. 4.2.3.2, mentre per giustificare il ricorso ad un modulo di upgrading PWS si può far riferimento alle Tabelle 23-25. In particolare, il processo di water scrubbing, se confrontato con le altre tecnologie esaminate, è caratterizzato da un livello di purificazione del biometano pari a circa il 98% (*Miltner et al., 2009*) risultando inferiore solo ai rendimenti di tecnologie impieganti solventi organici quali MEA-DMEA (*Petersson et al., 2009*).

Nondimeno, la tecnologia PWS offre altri due vantaggi (*Richter, 2010*): da un lato, la semplicità del processo di funzionamento, cui corrisponde un ridotto ricorso ad attività manutentive, garantisce un'operatività elevata (Tabella 23), e, dall'altro lato, rispetto a tutte le altre tecniche di raffinazione, è caratterizzata dal più basso valore di autoconsumo energetico (*Piccinini, 2014*). Per questi motivi, anche se dal punto di vista economico (Tabella 25) la tecnologia PWS richiede un investimento quantitativamente simile agli altri sistemi di upgrading esaminati, risulta la più conveniente tecnica di produzione di biometano da abbinare a qualsiasi accoppiamento tecnologico ottenibile tra le diverse tipologie d'insilamento e di digestore anaerobico esaminate.

Per esempio, osservando la Figura 57, per fissata tecnologia d'insilamento (bags) e al variare della tipologia di digestore anaerobico, i risultati economici migliori risultano quelli offerti dall'applicazione di un modulo di upgrading PWS. Con riferimento sempre alla Figura 57, è possibile inoltre osservare come non sia economicamente conveniente produrre biometano con l'impiego di digestori anaerobici operanti in mesofilia e/o a secco a causa del basso rendimento di produzione di biogas (*Ward et al., 2008*); difatti, per data tecnologia d'insilamento, il *DFM* ha prodotto in media valori positivi dell'NPV solo per il 73.3% delle combinazioni tecnologiche possibili, ovvero nei casi in cui si è previsto l'impiego di digestori termofili a umido e/o in regime semi-dry.

A tal proposito si osserva ancora in Tabella 30, come l'adozione di un impianto a secco, seppur funzionante in regime termofilo e abbinato a una linea d'upgrading con un rendimento molto elevato (Tabella 23), costituisca un investimento poco favorevole: si registra, infatti, un basso valore del parametro I_{NPV} ($53.7 \text{ €} \cdot (\text{ha} \cdot \text{year})^{-1}$) cui corrisponde un tempo di ritorno economico stimato oltre i 13 anni quantunque l'approvvigionamento del digestore risulti simile a quella della miglior combinazione tecnologica testata.

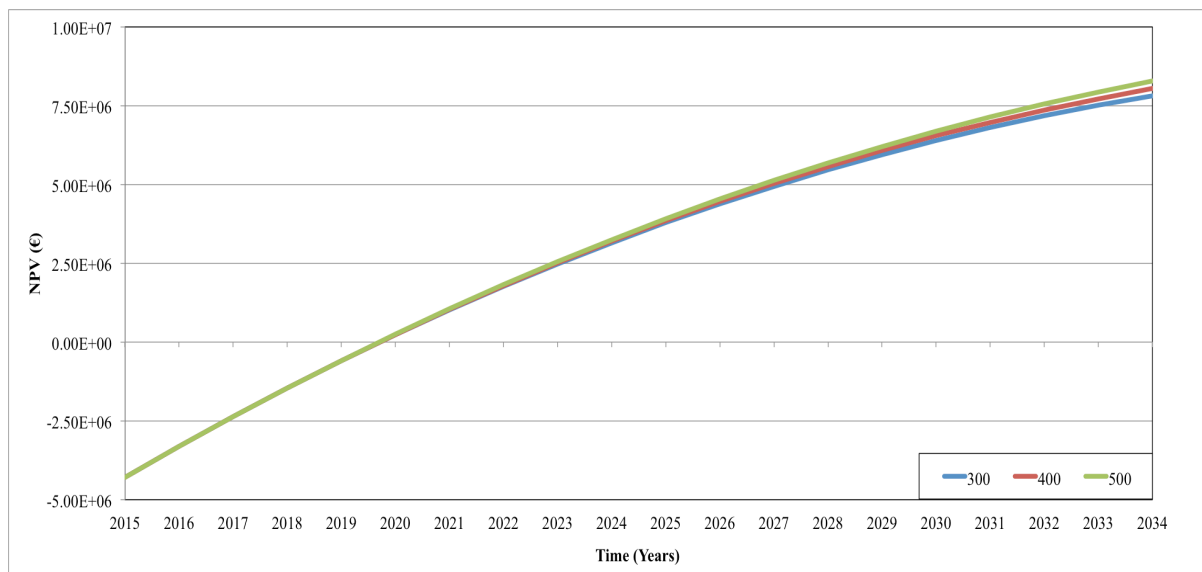


Figura 58: Scenario S2: Andamenti del NPV con l'installazione "on farm" di un digestore termofilo a umido abbinato a una linea di upgrading con tecnologia PWS al variare del sussidio tra $300 \text{ €} \cdot \text{ha}^{-1}$ e $500 \text{ €} \cdot \text{ha}^{-1}$ e applicando un tasso d'attualizzazione dell'1% per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

A tal proposito, anche nello scenario S2, le alternative d'investimento analizzate confermano come sia la coltivazione del triticale sia quella del mais non risultino conveniente dal punto di vista economico. In particolare, in questo scenario anche il mais non è consigliato giacché non utilizzabile per l'ottenimento dell'incentivo massimo previsto (Tabella 24). Al contrario, come osservato al Par. 4.2.3.2, il sorgo, può essere utilizzato illimitatamente nell'approvvigionamento di un impianto BP (Schievano et al., 2015). Infatti, per tutte le possibili casistiche d'investimento considerate nello scenario S2, risulta un approvvigionamento in massa dell'impianto BP composto per il 100% da sottoprodotti con la coltivazione a sorgo di tutta la superficie aziendale, Tabella 30. In dettaglio, risultano

impiegati sorgo e grasso recuperato in percentuali variabili rispettivamente dal 54.2% al 62.5% e dal 37.5% al 44.8%.

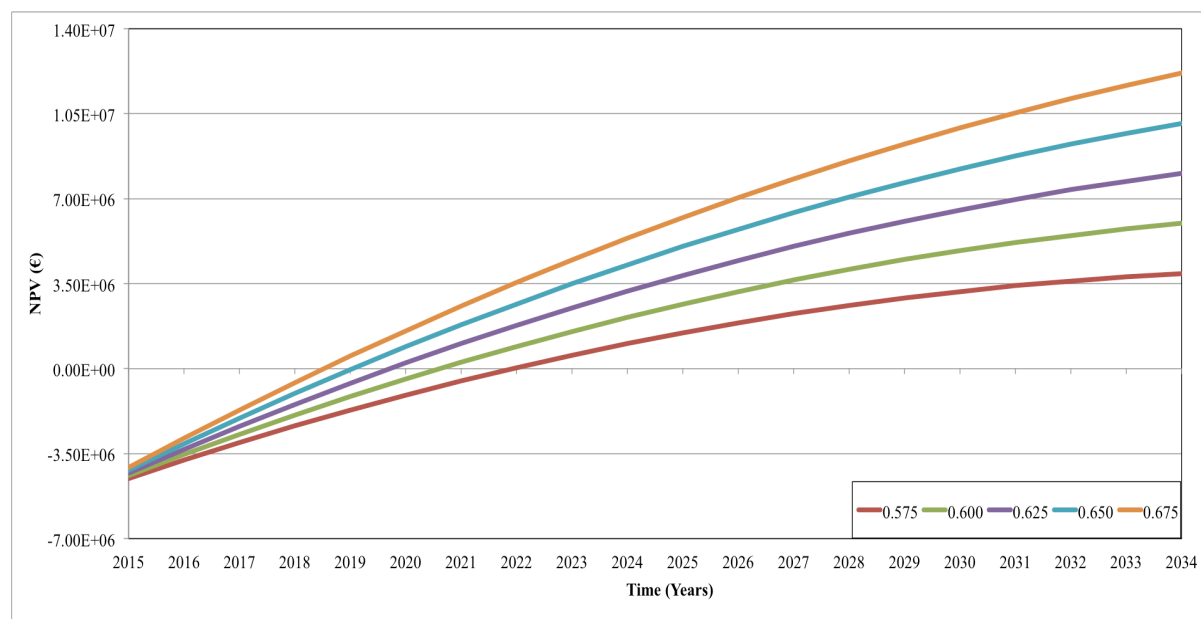


Figura 59: Scenario S2: Andamenti del NPV con l'installazione "on farm" di un digestore termofilo a umido abbinato a una linea di upgrading con tecnologia PWS al variare dell'incentivo per la produzione di biometano tra 0.575 €·m⁻³ e 0.675 €·m⁻³ e applicando un tasso d'attualizzazione dell'1% per un periodo di 20 anni. (Fonte: Malagnino et al., 2016).

Inoltre, per fissata combinazione tecnologica, si osserva come le previsioni economiche fornite dal DFM, per il Case Study A nello scenario S2, dipendono dai ricavi associati alla produzione del biometano da immettere in GNG. In particolare, risultano determinanti due aspetti: l'eventuale fornitura di un sussidio addizionale per favorire la coltivazione del sorgo e, più in generale di quelle colture assimilate nel D.M. 6 luglio 2012 a sottoprodotti industriali, e l'andamento del prezzo del gas naturale, su cui si basa l'ammontare dell'incentivo per metro cubo di biometano prodotto, previsto dal D.M. 5 dicembre 2013.

A tal proposito, tenuto conto di un tasso d'attualizzazione pari all'1% nell'investimento in un impianto BP per la produzione di biometano e considerando la miglior combinazione di tecnologie esaminata (Tabella 30), si può osservare quanto segue:

- A una variazione del $\pm 25\%$ del sussidio per coltivazioni energetiche *no food*, (Figura 58), corrisponde una variazione del parametro I_{NPV} pari a $\pm 61 \text{ €} \cdot (\text{ha} \cdot \text{year})^{-1}$;

- A una variazione del $\pm 8\%$ del prezzo del gas naturale, e quindi dell'incentivo, (Figura 59), corrisponde una variazione del parametro I_{NPV} pari a $\pm 1032 \text{ €} \cdot (\text{ha} \cdot \text{year})^{-1}$.

Pertanto, si osserva come, passando dallo scenario S0 all'S2, non solo l'ottimizzazione delle attività aziendali conduce a una distribuzione differente delle superfici aziendali, ma i risultati economici ottenibili risultano potenzialmente maggiori di quelli ottenibili dall'agricoltura tradizionale e anche di quelli stimati nel caso di produzione e vendita di elettricità (S2). Infatti, le stime fornite da *DFM* evidenziano come l'integrazione "On Farm" di un impianto BP per la produzione di biometano da immettere in GNG può rappresentare un investimento interessante per un imprenditore agricolo.

In tale prospettiva, alcuni fattori economici risultano tuttavia determinati: il tasso d'attualizzazione, che deve essere contenuto entro l'1%, il prezzo del gas naturale, oltre i trenta centesimi di euro per metro cubo (*Cucchiella et al., 2015*), e l'eventuale sussidio addizionale per favorire le coltivazioni energetiche *no food*.

4.2.4. Conclusioni

L'obiettivo di questo studio è stato quello di sviluppare, a partire da un modello d'ottimizzazione aziendale pre-esistente, un DSS per stimare la marginalità sul reddito aziendale data dall'installazione On-Farm di un impianto BP per la produzione di biometano da immettere in GNG.

Il *DFM*, sviluppato in LP, è stato applicato a un Case Study A (azienda agricola di grandi dimensioni dedicata alla coltivazione di colture energetiche), al fine di valutarne il reddito aziendale secondo tre differenti scenari d'investimento: agricoltura tradizionale (S0), installazione di un impianto BP per la produzione di energia elettrica (S1) e, in alternativa, per la generazione di biometano (S2).

Nello scenario S0, le stime fornite dal *DFM* hanno evidenziato una redditività aziendale, data dalla vendita diretta dei prodotti agricoli, non oltre gli 800 €·(ha·year)⁻¹ con un tasso d'attualizzazione del 2%; al contrario, un'ottimizzazione della distribuzione delle superfici aziendali può condurre a un reddito per ettaro del 30% più elevato. Tuttavia, si osserva come una minima variazione del prezzo medio di vendita delle colture energetiche considerate possa produrre una notevole variazione sul reddito aziendale.

Nelle condizioni dello scenario S1, l'installazione "On farm" di un impianto BP per la produzione di energia elettrica ha rilevato una marginalità sul reddito aziendale più elevata (1263 €·(ha·year)⁻¹) per due ragioni: l'installazione di una combinazione tecnologica efficiente, formata da sistema d'insilamento mediante silobags e da un reattore DA termofilo a umido (*Ward et al., 2008*); il ricorso a coltivazioni *no food*, quali il sorgo, su superfici esclusivamente aziendali, e l'acquisto di sottoprodotti industriali nel rispetto di quanto previsto dal D.M. 6 luglio 2012 (*IMED, 2012*).

Per gli stessi motivi e sulla base del sistema d'incentivazione ipotizzato per la produzione di biometano da immettere in GNG, lo scenario S2 è risultato ancor più promettente dal punto di vista economico. Infatti, una marginalità sul reddito aziendale oltre i 2000 €·(ha·year)⁻¹ è stata stimata prevedendo l'installazione "On farm" di una linea di upgrading PWS al posto di un'unità cogenerativa.

Tuttavia, in questo scenario, il mantenimento di un tasso d'attualizzazione non oltre l'1% e di un prezzo medio del gas naturale ben oltre i trentasette centesimi di euro per metro cubo risultano condizioni necessarie affinché l'investimento possa essere ammortizzato entro i primi sei anni a causa dell'elevato costo d'impianto che caratterizza una linea di upgrading collegata alla rete GNG (*Piccinini, 2014*).

Infine, alla luce dei risultati forniti dal *DFM*, si può osservare come il tasso d'attualizzazione, il prezzo medio del gas naturale e qualsiasi altro contributo d'incentivazione alla produzione

di biometano da immettere in GNG, siano fattori economici decisivi per valutare la marginalità sul reddito aziendale derivante dall'installazione "On farm" di un impianto BP, specialmente qualora la struttura agricola sia di piccole dimensioni come quelle italiane (ISTAT, 2010).

La possibilità di disporre di una risorsa energetica programmabile e rinnovabile può bilanciare l'intermittenza di produzione di altre fonti (es. solare fotovoltaico) e, allo stesso tempo, produrre una riduzione dell'inquinamento atmosferico e un incremento per lo sviluppo economico locale (Cucchiella et al., 2015).

A tal proposito, tenuto conto anche della grande eterogeneità che caratterizza il tessuto agricolo italiano in termini di processi agronomici e zootecnici (Chinese et al., 2014), DFM può risultare uno strumento di supporto decisionale utile per valutare un investimento in tecnologie rinnovabili, quali il biometano, grazie all'architettura su scala aziendale e alla modularità dei processi tecnologici in esso implementati.

5. Conclusioni

L'obiettivo di questo lavoro è stato quello di sviluppare strumenti di supporto decisionale (Decision Support Systems – DSS) per valutare le diverse potenzialità economiche ed energetiche offerte sia da impianti solari fotovoltaici sia per la produzione di biogas/biometano su scala agricola aziendale.

In primo luogo, un'analisi prestazionale di tre impianti fotovoltaici installati in un'azienda zootecnica è stata condotta: trattasi di due impianti integrati su tetto e di un'installazione a terra. Una procedura analitica di stima (AEP) è stata sviluppata per stimare la resa elettrica di ogni impianto esaminato: l'AEP è stato concepito quale strumento di supporto decisionale per valutare le potenzialità energetiche offerte dalle diverse impiantistiche fotovoltaiche oggi disponibili (*Malagnino, 2015*). In tale prospettiva, le stime fornite dall'AEP sono state comparate con quelle realizzate dal software PVGIS e validate rispetto alle reali rese elettriche di ciascun impianto fotovoltaico esaminato.

I risultati forniti dai due modelli estimativi (AEP e PVGIS) hanno rilevato una divergenza media nella stima del rendimento elettrico, rispetto alle condizioni reali, non superiore all'11.5% considerando tutti gli impianti esaminati: ciò a causa di un'incertezza data dall'impiego di dati climatici non rilevati nel sito d'installazione (*Ransome, 2007*). Dal punto di vista dell'efficienza globale, l'impianto a terra ha rilevato un rendimento elettrico pari al 79.5%, secondo i due modelli estimativi, mentre le installazioni integrate su tetto hanno mostrato efficienze variabili dal 75.9% al 76.4%. Tale differenza è stata originata dalla più efficiente componentistica (pannelli e inverter) e dalla miglior orientazione dell'impianto a terra. Per questi motivi, i risultati forniti dall'AEP hanno indicato come principali parametri tecnici da ottimizzare per massimizzare la resa elettrica annua di un impianto architettonicamente integrato sul tetto di un edificio – se confrontato con un'installazione a

terra – gli angoli di Tilt e Azimut dei pannelli fotosensibili. Inoltre, poiché lo stress termico estivo produce un calo della produzione di latte nei bovini (*Liberati et al., 2012*), si è osservato come l’orientazione di un generatore integrato sul tetto di una stalla sia anche influenzata dalla necessità di garantire un’adeguata ventilazione naturale all’interno dell’edificio (*Zappavigna et al., 2002*). Una stalla ben orientata dal punto di vista del controllo ambientale interno presenta, infatti, un valore dell’angolo di Tilt più basso rispetto alla condizione di massima captazione d’energia solare, mentre risultano coincidere queste condizioni per quanto riguarda l’orientamento dell’edificio (*Ferrari et al., 2006*).

Dal primo studio si è dunque stabilito come un impianto fotovoltaico integrato sul tetto di una stalla, dimensionata in accordo con i più recenti standard costruttivi concernenti il controllo climatico interno, può essere competitivo dal punto di vista dell’efficienza energetica rispetto a un generatore a terra (*Malagnino, 2015*). Per questo motivo, l’installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto di un edificio zootecnico risulta non solo più sostenibile dal punto di vista ambientale ma energeticamente equivalente a quella di un’installazione a terra (*McEvoy et al., 2012*). Nondimeno, per un imprenditore agricolo, la valutazione preliminare della resa energetica ottenibile attraverso l’impiego di un DSS, quale l’AEP, può risultare utile per definire quale sia la miglior soluzione tecnologica fotovoltaica in cui investire.

La tecnologia fotovoltaica può, infatti, rappresentare una buona opportunità d’investimento per le aziende zootecniche, sia per la possibilità di garantirsi un reddito integrativo sia per ottenere una riduzione della bolletta elettrica (*Karkacier et al., 2006*), con produzione di energia da consumarsi nelle diverse attività d’allevamento, anche alla luce di un futuro progressivo aumento dei costi energetici da fonti tradizionali (*Zappavigna, 2010*). Tuttavia, alcuni ostacoli si sono recentemente delineati alla possibilità delle aziende di investire nel fotovoltaico e, più in generale, nelle fonti d’energia rinnovabili (*Malagnino, 2015*), tra i quali: (i): un quadro normativo e d’incentivazione incerto e continuamente mutevole (es. i 5 Conti

Energia che si sono succeduti in pochi anni); (ii): l'incertezza sul futuro del fotovoltaico dato dal raggiungimento del tetto massimo di spesa cumulativa annua prevista dal Quinto Conto Energia e non rinnovata da altro decreto d'incentivazione (*Enea, 2015*); (iii): la difficoltà sempre maggiore da parte delle imprese agricole di accedere al credito (*Malagnino et al., 2016*). Nondimeno, secondo molti osservatori (*EurObserv'ER, 2015*), il fotovoltaico è ormai maturo per proseguire il suo sviluppo senza gli incentivi pubblici: ne è prova l'andamento attuale del mercato, che registra costi d'installazione degli impianti sempre più bassi e un buon andamento delle vendite, seppure su livelli inferiori agli anni della massima espansione (*Swanson, 2006*).

Le aziende zootecniche hanno potenzialità notevoli di sfruttamento della tecnologia fotovoltaica date le notevoli superfici agricole e coperte in esse presenti. Risulta dunque prioritario l'utilizzo dei tetti delle strutture, perché si ottengono i seguenti vantaggi: (i) miglioramento costruttivo delle coperture con la contestuale rimozione dell'amianto ove presente; (ii): i ricoveri zootecnici migliorano dal punto di vista delle prestazioni ambientali (*Liberati et al., 2012*); difatti, i moduli fotovoltaici integrati sul tetto riducono fortemente l'effetto del surriscaldamento dell'intradosso delle coperture in estate, con grandi benefici per gli animali stabulati; (iv): non si sottrae terreno agricolo alla normale attività di coltivazione.

Su quest'ultima questione è stata fatta molta demagogia; se è vero, infatti, che un generatore fotovoltaico occupa per un tempo limitato - da 20 a 30 anni - un po' di terreno agricolo è altrettanto vero che le cause della perdita definitiva di terreni agricoli sono ben altre (es. urbanizzazione selvaggia, espansione della rete viaria, ecc.). Ne deriva tuttavia che per un'azienda zootecnica è certamente conveniente l'investimento su impianti fotovoltaici posti su edifici. A tal proposito, un'indagine svolta dal CRPA (Rossi et al., 2008; Malagnino et al., 2015), finalizzata alla stima della potenzialità dei tetti fotovoltaici nel settore zootecnico della regione Emilia Romagna, ha stimato una producibilità di elettricità pari a 2096 GWh annui:

una quantità d'energia elettrica ben oltre il fabbisogno elettrico annuale di tutti gli allevamenti bovini, suinicoli, ovicaprini e avicoli regionali.

Nondimeno, anche il settore del biogas sta contribuendo efficacemente al soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'intero settore agro-zootecnico (*De Menna et al., 2016*): basti pensare al continuo trend di crescita del numero d'installazioni presenti sul territorio nazionale che si è verificato nell'ultimo lustro (*EurObserv'ER, 2014*). Inoltre, l'installazione in un'azienda agricola di un impianto per la produzione di biogas fornisce oggi un aiuto economico decisivo per il sostentamento del reddito agricolo tradizionale (*Malagnino et al., 2016*).

Tuttavia, alla luce dell'evoluzione normativa d'incentivazione al settore (*IMED, 2012-2013*), particolarmente favorevoli per la produzione di biometano (*Piccinini, 2014*), e tenuto conto della varietà di tecnologie di upgrading attualmente disponibili (*Malagnino, 2012*), si ravvisa, anche in questo caso, la necessità di predisporre strumenti di supporto decisionale all'investimento in tali tecnologie da parte degli imprenditori agricoli.

In tale prospettiva, sulla base di un DSS pre-esistente su scala aziendale (*Signorotti et al., 2013*), un *Dynamic Farm Model (DFM)* è stato sviluppato per stimare la marginalità sul reddito aziendale, data dall'installazione *On-Farm* di un impianto per la produzione di biometano; contemplando diverse combinazioni tecnologiche di insilamento, di digestione anaerobica e di raffinazione del biometano (*Cucchiella et al., 2015; Piccinini, 2014; Niesner et al., 2014; Bauer et al., 2013; Beil et al., 2009*), il *DFM* è stato applicato a un'azienda agricola generica definita sulla base dei dati ISTAT relativi alla Provincia di Bologna (*ISTAT, 2010*), secondo tre differenti scenari d'investimento su arco temporale di venti anni: agricoltura tradizionale, installazione di un digestore anaerobico abbinato a un cogeneratore per la produzione di elettricità con una potenzialità di 999 kW e, in alternativa, a una linea di upgrading per la generazione di biometano con una portata oraria massima di 330 m³.

In uno scenario di agricoltura tradizionale dato dalla coltivazione e dalla vendita di mais, sorgo e triticale, il *DFM* ha rilevato un valore di redditività aziendale non oltre gli 800 €·(ha·year)⁻¹ con un tasso d'attualizzazione del 2%. Al contrario, l'installazione *On farm* di un digestore anaerobico in codigestione più un cogeneratore per la produzione di energia elettrica ha prodotto una marginalità sul reddito aziendale più elevata (1263 €·(ha·year)⁻¹) per due ragioni: (i) l'installazione di una combinazione tecnologica molto efficiente quale quella formata da sistema d'insilamento mediante silobags (*Dhuyvetter et al., 2005*), e da un reattore DA termofilo a umido (*Ward et al., 2008*); (ii) il ricorso a coltivazioni no food, quali il sorgo, su superfici esclusivamente aziendali, e l'acquisto di sottoprodotti industriali per l'ottenimento del massimo incentivo previsto (*IMED, 2012*). Per gli stessi motivi, le stime fornite dal *DFM* hanno mostrato come la possibilità di investire in un impianto per la produzione di biometano possa essere ancor più promettente dal punto di vista economico. Infatti, una marginalità sul reddito aziendale oltre i 2000 €·(ha·year)⁻¹ è stata stimata prevedendo l'installazione "On farm" di una linea di upgrading con tecnologia *Pressure Water Scrubbing* al posto di un'unità cogenerativa (*Richter, 2010; Petersson et al., 2009*). Tuttavia, in questo scenario, un tasso d'attualizzazione non oltre l'1% e un prezzo medio del gas naturale, superiore alla cifra di 0.37 €·m⁻³, sono risultate condizioni necessarie per un ritorno dell'investimento entro i primi sei anni a causa dell'elevato costo d'impianto che caratterizza una linea di upgrading collegata alla rete GNG (*Piccinini, 2014*).

Dai risultati forniti dal *DFM*, si può osservare come il tasso d'attualizzazione, il prezzo medio del gas naturale e qualsiasi altro contributo d'incentivazione alla produzione di biometano da immettere in GNG, siano fattori economici decisivi per valutare la marginalità sul reddito aziendale derivante dall'installazione "On farm" di un impianto BP, specialmente qualora la struttura agricola sia di piccole dimensioni come quelle italiane (*ISTAT, 2010*). La possibilità di disporre di una risorsa energetica programmabile e rinnovabile può bilanciare

l'intermittenza di produzione di altre fonti (es. solare fotovoltaico) e, allo stesso tempo, produrre una riduzione dell'inquinamento atmosferico e un incremento per lo sviluppo economico locale (Cucchiella et al., 2015). A tal proposito, tenuto conto anche della grande eterogeneità che caratterizza il tessuto agricolo italiano (*Chinese et al., 2014*), il *DFM* può rappresentare un utile strumento di valutazione previsionale di un investimento in tecnologie rinnovabili, quali il biometano, grazie all'architettura su scala aziendale e alla modularità dei processi tecnologici in esso implementati.

In definitiva, gli studi condotti sugli impianti di produzione d'energia da fonti rinnovabili, quali il solare fotovoltaico e il biometano, hanno consentito di realizzare DSS applicabili su scala agricola aziendale. In effetti, i recenti sistemi d'incentivazione di entrambi i settori energetici analizzati (*IMED, 2012-2013*) favoriscono maggiormente la diffusione distribuita di piccole installazioni e caratterizzate dall'impiego di strutture preesistenti nel caso d'impianti fotovoltaici e di biomasse residuali, già disponibili in un'azienda agricola, per l'alimentazione di un digestore anaerobico (*Malagnino, 2012*). In tale prospettiva, la strategia energetica nazionale in ottica di promozione alla diffusione di fonti rinnovabili nel settore agricolo è stata modificata nel corso degli ultimi anni verso l'applicazione di modelli d'incentivazione su piccola scala, tenuto conto anche dell'eterogeneità, in termini di dimensioni e di processi agricoli e zootecnici, delle imprese agricole italiane (*Cucchiella et al., 2015*). Pertanto, l'applicazione di modelli previsionali per stimare le potenzialità energetiche di sistemi fotovoltaici e d'impianti per la produzione di biometano su piccola scala, dunque aziendale, può risultare una strategia efficace, anche per il raggiungimento degli obiettivi nazionali definiti dal pacchetto "Clima Energia" su vasta scala.

6. Bibliografia

- Abbott, D., 2010. Keeping the Energy Debate Clean: How Do We Supply the World's Energy Needs? *Proceedings of the IEEE*, 98(1): 42-66.
- Abete, A., Napoli, R., Spertino, F., 2003. A simulation procedure to predict the monthly energy supplied by grid connected PV systems. *Proc. 3rd World Conference Photovoltaic Energy Conversion*. IEEE, Osaka, Japan, 3:2427-30.
- Agenzia per la Protezione Ambientale (ARPA) della Regione Emilia Romagna. Sistema Dexter Idro-Meteo-Clima. Available from: <http://dexter-smr.arpa.emr.it/Dexter/Login>.
- Aguilar, J.D., Pérez-Higueras, P.J., de la Casa, J., Rus-Casas, C., 2006. Cálculo de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a la red: aplicación docente. *Congreso de Tecnologías Aplicadas a la Enseñanza de la Electrónica TAEE*, Madrid, Spain.
- Al Seadi, T, Rutz, D., Prassl, H., Kottner, M., Finsterwalder, T., Volk, S., Janssen, R., 2008. *Biogas Handbook*. University of Southern Denmark Esbjerg, Niels Bohrs Vej 9-10, DK-6700 Esbjerg, Denmark. ISBN 978-87-992962-0-0.
- Alonso-Abella, M., Chenlo, F., 2004. A model for energy production estimation of PV grid connected systems based on energetic losses and experimental data. On site diagnosis. pp 2447-50 in 19th Eur. Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, France.
- Alonso-Abella, M., Chenlo, F., 2006. Sistemas fotovoltaicos conectados a red: estimación de la energía generada [I-II]. *Era Solar*. 131-2:36- 47, 52-66.
- Alterner Programme, 2001: Adding biomass to the gas grid. *Available from: http://www.dgc.eu/pdf/alterner.pdf*.
- Amiri, S., Henning, D., Karlsson, B.G., 2013. Simulation and introduction of a CHP plant in a Swedish biogas system. *Renewable Energy*. 49:242-249.
- Andriani, D., Wresta, A., Atmaja, T., Saepudin, A., 2014. A review on optimization production and upgrading biogas through CO₂ removal using various techniques. *Applied Biochemical Biotechnology* 172:1909-28.
- Antogiovanni, 2004. *Nutrizione degli animali in produzione zootecnica*, Edagricole, Bologna, 2004.
- Asif, M., Muneer, T., 2007. Energy supply, its demand and security issues for developed and emerging economies. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 11:1388-1413.
- Autorità per l'Energia elettrica, il gas e il sistema idrico – AEEG 2014. *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta. Stato dei servizi*. Vol. 1, Roma.
- Autorità per l'Energia elettrica, il gas e il sistema idrico – AEEG 2015. Direttive per le connessioni impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi. *Delibera 46/2015/R/gas*. Available from: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/046-15.htm>.
- Balaman, S.Y., Selim, H., 2014. A network design model for biomass to energy supply chains with anaerobic digestion systems. *Applied Energy*, 130:289-304.

- Barwicki, J., Gach, S., Ivanovs, S., 2011. Input analyses of maize harvesting and ensilaging technologies. *Agronomy Research Biosystem Engineering Special Issue 1*, 31-36.
- Bauer, F., Persson, T., Hulteberg, C., Tamm, D., 2013. Biogas upgrading - technology overview, comparison and perspectives for the future. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* 7(9): 499-511.
- Bayod-Rùjila, A., Ortega-Bielsa, A., Martinez-Garcia, A., 2011. Photovoltaics on flat roofs: energy considerations. *Energy* 36:1996- 2010.
- Beil, M., Hoffstede, U., 2009. Overview on (biogas) upgrading technologies. *European Biomethane Fuel Conference*. Goteborg/Sweden, 34.
- Bekkering, J., Broekhuis, A.A., van Gemert, W.J.T., 2010. Optimisation of a green gas supply chain. *Bioresource Technology* 101, 450-456.
- Bianco, I., Pascuzzi, S., Anifantis, S.A., Scarascia-Mugnozza, G., 2014. Study of a pilot photovoltaic-electrolyser-fuel cell power system for a geothermal heat pump heated greenhouse and evaluation of the electrolyser efficiency and operational mode. *Journal of Agricultural Engineering* 45:111-8.
- Bordelanne, O., Montero, M., Bravin, F., Prieur-Vernat, A., Oliveti-Selmi, O., Pierre, H., Papadopoulo, M., Muller, T., 2011. Biomethane CNG hybrid: A reduction by more than 80% of the greenhouse gases emissions compared to gasoline. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, n. 3:617-624.
- Bordoni, A., Romagnoli, E., Foppa Pedretti, E., Toscano, G., Rossini, E., Cozzolino, E., Riva, G., 2013. La filiera del biogas. Aspetti salienti dello stato dell’arte e prospettive. Laboratorio Biomasse, Università Politecnica delle Marche, Ancona (Italia) Available from: <http://www.laboratoriobiomasse.it/media/docs/downloads/103-1.pdf>.
- Börjesson, M., Ahlgren, E.O., 2012. Cost-effective biogas utilisation – A modelling assessment of gas infrastructural options in a regional energy system. *Energy*, 48 (1):212-226.
- Bortoluzzi, G., Gatti, M., Sogni, A., Consonni, S., 2014. Biomethane Production from Agricultural Resources in Italian Scenario: Techno-economic Analysis of Water Wash. *Chemical Engineering Transactions*, 37:259-264.
- British Petroleum - BP, 2015. Statistical Review of World Energy, June 2015. Available from: <http://www.bp.com>.
- Brofferio, S., 2005. Potenzialità, costi e incentivi per l’energia fotovoltaica in Italia. pp. 8 in National Conference Energy Politics in Italy, Conference Proceedings, Bologna, Italy.
- Carchesio, M., Tatàno, F., Lancellotti, I., Taurino, R., Colombo, E., Barbieri, L., 2014, Comparison of biomethane production and digestate characterization for selected agricultural substrates in Italy. *Environmental Technology*, 35, 2212-2226.
- Castellano, S., 2014. Photovoltaic greenhouses: evaluation of shading effect and its influence on agricultural performances. *Journal of Agricultural Engineering* 45:168-75.
- Checchi, A., Malagnino, R.A., Casazza, S., 2015. *Biogas production in horse farming*. XXXVI CIOSTA & CIGR SECTION V, Saint Petersburg, I, pp. 575-578.

- Chinese, D., Patrizio, P., Nardin, G, 2014. Effects of changes in Italian bioenergy promotion schemes for agricultural biogas projects : Insights from a regional optimization model. *Energy Policy*, 75, 189–205.
- Coffari, E., 1977. The sun and the celestial vault. In: A.A.M. Sayigh (ed.), *Solar energy Engineering*. Academic Press, New York, USA.
- Collantes, G., 2010. Do green tech policies need to pass the consumer test? The case of ethanol fuel. *Energy Economics*, 32:1235-1244.
- Colonna, N., Pignatelli, V., Alfano, V., 2011. The state of biogas in Italy potential, targets and strategies in the nREAP framework. *Proceedings form the transnational forum “Biogas –Targets, Potential & promotion within Central Europe*. Varsaw.
- Cooper, P.I., 1969. The absorption of radiation in solar stills. *Solar Energy* 12:333-46.
- Cucchiella, F., D’Adamo, I., Gastaldi, M., 2015. Profitability Analysis for Biomethane: A Strategic Role in the Italian Transport Sector. *International Journal of Energy Economics and Policy* 5(2):440-449.
- Danieli, L., Aldrovandi, A., 2011. Sostituire le colture energetiche con le biomasse ad hoc. *Informatore Agrario*. 38, 25-28.
- De Menna, F., Malagnino, R.A., Vittuari, M., Seddaiu, G., Deligios, P.A., Solinas, S., Ledda, L., Molari, G., 2016. Potential biogas production from artichoke by-products in Sardinia, Italy. *Energies*, 9, 92-102.
- Dhuyvetter, K.C., Harner, J.P., Boomer, G., Smith, J.F., Rodriguez, R., 2005. Bunkers, Piles, or Bags: Which is the most economical? Available from: <http://www.agmanager.info/livestock>.
- Díez-Mediavilla, M., Dieste-Velasco, M.I., Rodríguez, A.M.C., García, C.T., Alonso, T.T., 2013. Performance of grid-tied PV facilities: a case study based on real data. *Energy Conversion Management* 76:1396-408.
- Enea, 2015. Rapporto Annuale Efficienza Energetica RAEE. Available from: <http://www.enea.it/it/pubblicazioni/pdf-volumi/raee-2015.pdf>.
- EurObserv’ER *Photovoltaic Barometer*, 2015. Available from: <http://www.eurobserv-er.org/photovoltaic-barometer-2015>.
- EurObserv’ER *Biogas Barometer*, 2014. Available from: <http://www.eurobserv-er.org/biogas-barometer-2014>.
- European Biogas Association (EBA), 2013. Proposal for a European biomethane roadmap. Available from: <http://european-biogas.eu/wp-content/uploads/2013/11/GGG-Biomethane-roadmap-final.pdf>.
- European Commission, EC, 2013. The common agricultural policy (CAP) and Agriculture in Europe. Available from: http://ec.europa.eu/index_en.htm.
- European Commission (Joint Research Centre). 2015. Photovoltaic geographical information system (PVGIS). Available from: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.html>.
- European Parliament Directive 2009/28/EC of the European Parliament and the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources; Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC (2009).

- European Photovoltaic Industry Association – EPIA, 2015. Global Market Outlook for Solar Power 2015-19. *Available from:* <http://www.solarpowereurope.org/home>.
- Eurostat, 2013. Rapporto Statistico Consumo Elettrico EU 27. *Available from:* <http://ec.europa.eu/eurostat>.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2009. Biogas – an introduction. Media Cologne Kommunikationsmedien GmbH, 2° Edizione, 28 pp.
- Fargione, J., Hill, J., Tilman, D., Polasky, S., Hawthorne, P., 2008. Land clearing and the biofuel carbon debt. *Science* 319(5867): 1235-1238.
- Fedriksson, H., Baky, A., Bernesson, S., Nordberg, A., Noren, O., Hansson, P.A., 2006. Use of on-farm produced biofuels on organic farms – Evaluation of energy balances and environmental loads for three possible fuels. *Agricultural Systems*, 89:184-203.
- Ferrari, P., Rossi, P., Gastaldo, A., 2006. Come creare il clima ottimale nella stalla. *Informatore Agrario* 39:12-6.
- Fiorese, G., Guariso, G., 2012. Energy from Agricultural and Animal Farming Residues: Potential at a Local Scale. *Energies*, 5:3198-3217.
- Frascarelli, A., Ciliberti, S., 2011. La diffusione del fotovoltaico in Italia e l’impatto sull’agricoltura. *Agriregionieuropa*, anno 7 n. 24. *Available from:* <http://agriregionieuropa.univpm.it>.
- Gebrezgabher, S.A., Meywissen, M.P.M., Prins, B.A.M., Oude Lansink, A.G.J.M., 2010. Economic analysis of anaerobic digestion - A case of Green power biogas plant in The Netherlands. *NJAS – Wageningen Journal of Life Sciences*, 57:109-115.
- Ghelli, G.M., Ghelli, G., 2010. Tecnica delle reti e degli impianti acqua e gas. Collana Edilizia e Urbanistica, V Edizione, Maggioli Editore.
- Giuliano, A., Bolzonella, D., Pavan, P., Cavinato, C., Cecchi, F., 2013. Co-digestion of livestock effluents, energy crops and agro-waste: Feeding and process optimization in mesophilic and thermophilic conditions. *Bioresource Technology*, 128, pp. 612-618.
- *GreenGasGrids*. 2014. *Available from:* <http://www.greengasgrids.eu>.
- GSE Rapporto Statistico. *Energia da fonti rinnovabili. Anno 2013*; Rome, 2015; Vol. 25.
- Guerra, C.A., Pinto-Correia, T., Metzger, M.J., 2014. Mapping Soil Erosion Prevention Using an Ecosystem Service Modeling Framework for Integrated Land Management and Policy. *Ecosystems*, 17 (5):878-889.
- Hahn, H., Krautkremer, B., Hartmann, K., Wachendorf, M., 2014. Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 29:383-393.
- Hamad, A.A., Alsaad, M.A., 2010. A software application for energy flow simulation of a grid connected photovoltaic system. *Energy Conversion Management* 51:1984-9.
- Hochloff, P., Braun, M., 2014. Optimizing biogas plants with excess power unit and storage capacity in electricity and control reserve markets. *Biomass and Bioenergy*, 65:125-135.
- Huld, T., Friesen, G., Skoczek, A., Kenny, R.P., Sample, T., Field, M., Dunlop, E.D., 2011. A power-rating model for crystalline silicon PV modules. *Solar Energy Mater.* 95:3359-69.

- Huld, T., Gottschalg, R., Beyer, H.G., Topic, M., 2010. Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. *Solar Energy* 84:324-38.
- Huld, T., Muller, R., Gambardella, A., 2012. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy* 86:1803-15.
- International Energy Agency - IEA 2015. Energy and Climate Change Report. *Available from:* <http://www.iea.org/etp>.
- International Energy Agency - IEA 2012. World Energy Outlook 2012. *Available from:* <http://www.iea.org/etp>.
- International Energy Agency - IEA 2002. Potential for building integrated photovoltaics. In: Photovoltaic power system program summary. IEA, Paris, France, p 8.
- Istituto Nazionale di Economia Agraria - INEA. 2015. Rete di Informazione Contabile Agricola. Rome (Italy). *Available from:* <http://www.rica.inea.it/public/it/index.php>.
- Istituto Nazionale di Economia Agraria - INEA. 2014. Rapporto sullo stato dell'agricoltura. Collana Pubblicazioni Congiunturali e Ricerche Macroeconomiche. Rome (Italy).
- Istituto Nazionale di Statistica – ISTAT. 2010. 6° Censimento Generale dell'Agricoltura. Rome (Italy). *Available from:* <http://censimentoagricoltura.istat.it>.
- Italian Ministry of Agriculture and Forestry (IMAF), 2006. D.M. 7 aprile 2006. Criteria and general technical standards for Regional Discipline of livestock manure agronomic use; n.152.
- Italian Ministry of Economic Development (IMED), 2012. D.M. 6 Luglio 2012. *Incentives for electric renewable energy sources apart from PV*; pp. 1–65.
- Italian Ministry of Economic Development (IMED), 2013. D.M. 5 Dicembre 2013. *Incentives forms for biomethane production and GNG injection*; n. 295.
- Italian Regulation, 2011. D. Lgs. 28, 3 Marzo 2011. *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*.
- Italian Regulation, 2011. Ministero Dello Sviluppo Economico - Decreto 5 maggio 2011. Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici. (11A06083). In: G.U. Ser. Gen. n. 109, 12/5/2011. *Available from:* <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2011/05/12/11A06083/sg>.
- Italian Regulation, 2012. Decreto-Legge 24 gennaio 2012, n. 1 (Raccolta 2012). Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività. (12G0009). In: G.U. Ser. Gen. n. 19, 24/1/2012 - Suppl. Ord. n. 18. *Available from:* <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2012/01/24/012G0009/sg>.
- Janssen, S., Louhichi, K., Kanellopoulos, A., Zander, P., Flichman, G., Hengsdijk, H., Meuter, E., Andersen, E., Belhouchette, H., Blanco, M., Borkowski, N., Heckeley, T., Hecker, M., Li, H., Oude Lansink, A., Stokstad, G., Thorne, P., Van Keulen, H., Van Ittersum, M.K., 2010. A generic bio-economic farm model for environmental and economic assessment of agricultural systems. *Environmental Management*, 46 (6):862-877.

- Jury, C., Benetto, E., Koster, D., Schmitt, B., Weltring, J., 2010. Life Cycle Assessment of biogas production by monofermentation of energy crops and injection into the natural gas grid. *Biomass and Bioenergy*, n. 34: 54-66.
- Karkacier, O., Gokalp, G.Z., Cicek, A. 2006. A regression analysis of the effect of energy use in agriculture. *Energy Policy* 34:3796-800.
- Karmakar, S., Nketia, M., Lague, C., Agnew, J., 2010. Development of expert system modeling based decision support system for swine manure management. *Computers and Electronics in Agriculture*, 71:88-95.
- Khanal, S.K., 2008. Anaerobic Biotechnology for Bioenergy Production. Principles and Applications. John Wiley & Sons, Inc. ISBN: 978-0-813-82346-1.
- King, D.L., Boyson, W.E., Kratochvil, J.A., 2003. Energy-based performance modeling for photovoltaic systems. pp 131-2. in N.C. for Phovoltaics and Solar Program Review Meeting, Denver, CO, USA.
- King, D.L., Boyson, W.E., Kratochvil, J.A., 2004. Photovoltaic array performance model. Sandia report SAND2004-3535. Sandia National Lab., Albuquerque, NM, USA.
- Kraatz, S., Berg, W.E., 2007. Energy demand for milking dairy cows. p.12 in ASABE Annual International Meeting, Technical Papers n. 10, Minneapolis, MN, USA.
- Kroposki, B., Emery, K., Myers, D., Mrig, L., 1994. A comparison of photovoltaic module performance evaluation methodologies for energy ratings. *IEEE PV Spec. Conf.* 1:858-62.
- Liberati, P., Zappavigna, P., 2012. Evaluation of solar energy on the roofs of livestock houses. *Journal of Agricultural Engineering* 43:165-9.
- Louhichi, K., Kanellopoulos, A., Janssen, S., Flichman, G., Blanco, M., Hengsdijk, H., Heckelei, T., Berentsen, P., Lansink, A.O., Ittersum, M.V., 2010. FSSIM, a bio-economic farm model for simulating the response of EU farming systems to agricultural and environmental policies. *Agricultural Systems*, 8:587-597.
- Malagnino, R.A., 2015. Performance Analysis of Photovoltaic Plants installed in dairy cattle farm. *Journal of Agricultural Engineering*, 2, 68-83.
- Malagnino, R.A., Vitali, G., Bazzani, G.M., Molari, G., 2016. A DSS Tool for Biomethane Technology Optimization on agricultural sector: The case of the Emilia Romagna Region. (Article in Press).
- Malagnino, R.A., 2012. Master Thesis, Impianti per la generazione distribuita di biometano e per l'immissione nelle reti di distribuzione del gas naturale. *Available from:* <http://amslaurea.unibo.it/3939>.
- Malagnino, R.A., Zappavigna, P., 2015. Impianti Fotovoltaici, Cosa influenza il rendimento energetico. *Informatore Zootecnico* 2:34-45.
- Marangoni, A., D'Adamo, I., Mattiolo, P., 2013. Il Biometano. Potenzialità, economics e prospettive di sviluppo. Rapporto annuale Althesys, Osservatorio Agroenergia. Milano (Italy). Available from: http://www.bts-biogas.com/uploads/media/Osservatorio_Biometano_07-02-2013.pdf.
- McEvoy, A.J., Markvart, T., Castañer, L., 2012. Practical handbook for photovoltaics: fundamentals and applications. Academic Press (Elsevier), Waltham, MA, USA.

- Miller, A., Lumby, B., 2012. Utility scale solar power plants: a guide for developers and investors. Guidelines book written for IFC. World Bank Group, New Delhi, India.
- Miltner, M., Makaruk, A., Bala, H., Harasek, M., 2009. Biogas Upgrading for Transportation Purposes – Operational Experiences with Austria’s First Bio-CNG Fuelling Station, *Chemical Engineering Transactions* 18:617-22.
- Molino, A., Nanna, F., Ding, Y., Bikson, B., Braccio, G., 2013. Biomethane production by anaerobic digestion of organic waste. *Fuel*, 103:1003-1009.
- Munoz, R., Meier, L., Diaz, I., Jeison, D., 2015. A review on the state-of-the-art of physical/chemical and biological technologies for biogas upgrading. *Reviews in Environmental Science and Biotechnology*. 33pp.
- Murphy, J.D., Power, N.M., 2009. Technical and economic analysis of biogas production in Ireland utilising three different crop rotations. *Applied Energy* 86:25-36.
- National Renewable Energy Laboratory – NREL, 2014. Renewable Energy Data Book. Available from: <http://www.nrel.gov>.
- Niesner, J., Jecha, D., Stehlík, P., 2013. Biogas Upgrading Technologies: State of Art Review in European Region. *Chemical Engineering Transactions (AIDIC)*, 35:517-522.
- Nofuentes, G., Aguilera, J., Rus-Casas, C., Santiago, R.L., 2003. A short assessment on the profitability of PV grid-connected systems using classical investment project analysis. Proc. 3rd World Conf. Photovoltaic Energy Conversion. IEEE, Osaka, Japan, 3:2632-5.
- Pantaleo, A., Candelise, C., Bauen, A., Shah, N., 2014. ESCO business models for biomass heating and CHP: Profitability of ESCO operations in Italy and key factors assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30:237-253.
- Parker, B.F., 1990. Solar energy in agriculture. In: B.A. Stout (ed.), *Energy in world agriculture*. Elsevier Science Ltd Publishing, Amsterdam, the Netherlands, 4:1-38.
- Pascucci, S., de Magistris, T., 2011. The effects of changing regional Agricultural Knowledge and Innovation System on Italian farmers’ strategies. *Agricultural Systems*, 104:746-754.
- Patrizio, P., Leduc, S., Chinese, D., Dotzauer, E., Kraxner F., 2015. Biomethane as transport fuel – A comparison with other biogas utilization pathways in northern Italy. *Applied Energy* 157:25-34.
- Pelletier, N., Audsley, E., Brodt, S., Garnett, T., Henriksson, P., Kendall, A., Kramer, K.J., Murphy, D., Nemecek, T., Troell, M, 2011. Energy intensity of agriculture and food systems. *Annual Review Environmental Resources* 36:233-46.
- Petersson, A., Wellinger, A., 2009. Biogas Upgrading technologies - developments and innovations. IEA-Task 37, 20.
- Piccinini, S., 2014. Dal biogas al biometano: le prospettive. Seminario in Sostenibilità economica e ambientale del biogas negli allevamenti. CRPA, Reggio Emilia (Italy). Available from: http://www.crupa.it/media/documents/crupa_www/Convegna/014/20140610_biogas-colombaro2_MO/Piccinini_10_6_2014.pdf.
- Ragazzoni, A., 2013. Biogas, analisi di redditività al variare di taglia e dieta. *Informatore Agrario*. n.11, 17-21.

- Ransome, S.J., 2007. How well do PV modelling algorithms really predict performance?, 22nd European PVSEC, Milano, Italy. Available from: http://steveransome.com/PUBS/2007Milan_4EP_1_1_paper.pdf.
- Ransome, S.J., Woohlgemuth, J.H., Poropat, S., Morgan, R., 2002. KWh/kWp dependency on PV technology and balance of systems performance. IEEE PV Spec. Conf. 9:1420-3.
- Reale, F., Stolice, R., Gaeta, M., Ferri, M., Sarnataro, M., Vitale, V., 2009. Analisi e stima quantitativa delle potenzialità di produzione energetica da biomassa digeribile a livello regionale. Studio e sviluppo di un modello per unità energetiche. Ricerca sistema elettrico. ENEA, Report RSE/2009/RSE185. Available from: http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/celle-a-combustibile/rse182.pdf.
- Ren, H., Zhou, W., Nakagami, K., Gao, W., 2010. Integrated design and evaluation of biomass energy system taking into consideration demand side characteristics. *Energy*, 35:2210-2222.
- Richter, U., 2010. BIOMETANO. La tecnologia per la produzione di biometano. A cura di TS Energy Group. 6° INFO BIOGAS. Montichiari (BS).
- Ryckebosch, E., Drouillon, M., Vervaeren, H., 2011. Techniques for transformation of biogas to biomethane. *Biomass and Bioenergy*, n. 35: 1633-1645.
- Rossi, P., Gastaldo A., 2008. I costi di costruzione delle strutture accessorie per l'allevamento. I Supplementi di Agricoltura. n. 37, Reggio Emilia.
- Rus-Casas, C., Aguilar, J.D., Rodrigo, P., Almonacid, F., Pérez-Higueras, P.J., 2014. Classification of methods for annual energy harvesting calculations of photovoltaics generators. *Energy Conversion Management* 78:527-36.
- Schievano, A., D'Imporzano, G., Adani, F., 2009. Substituting energy crops with organic wastes and agro-industrial residues for biogas production. *J. Environ. Manage.* 90, 2537–41.
- Schievano, A., D'Imporzano, G., Orzi, V., Colombo, G., Maggiore, T., Adani, F., 2015. Biogas from dedicated energy crops in Northern Italy: electric energy generation costs. *GCB Bioenergy*, 3, 899-908.
- Shoshani, E., Hetzroni, A., 2013. Optimal barn characteristics for high-yielding Holstein cows as derived by a new heat-stress model. *Animal* 7:176-82.
- Signorotti, C., Canavari, M., Vitali, G., Albertazzi, S., Bazzani, G., Cantore, N., Baldoni, G., Spadoni, R., Regazzi, D., 2013. Cropping Patterns for Conventional and Organic Farming: a Farm-Level Linear Programming Model (MAD) in: Developing Integrated and Reliable Modeling Tools for Agricultural and Environmental Policy Analysis, (MAICh) Chania, Greece, pp. 1-18.
- Skoplaki, E., Palyvos, J.A., 2009. Operating temperature of photovoltaic modules: a survey of pertinent correlations. *Renewable Energy* 34:23-9.
- Solomon, S., Plattner, G.K., Knutti, R., Friedlingstein, P., 2008. Irreversible climate change due to carbon dioxide emissions. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. PNAS 160(6): 1704-1709.

- Steffen, R.E., Sung, J.S., Yong, H.A., Ford, G., 2013. Modeling energy generation by grid connected photovoltaic systems in the United States. *J. Build. Constr. Plant. Res.*, 1:39-44.
- Stout, B.A., 1990. *Handbook of Energy for World Agriculture*. Agricultural Engineering Department, Texas A & M University, Texas, USA. Elsevier Book Publications, ISBN:978-1-85166-349-1.
- Swanson, R.M., 2006. A vision for crystalline silicon photovoltaics. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 14:443-53.
- Technische Universität Wien, 2012. Dal Biogas al Biometano, Tecnologie di Upgrading. Documento tecnico elaborato nell’ambito del progetto europeo “Bio-methane Regions Program”. Available from: <http://bio.methan.at>.
- Terna, 2014. Dati Statistici sull’energia elettrica in Italia. Available from: http://www.terna.it/default/Home/Archivio_Documenti.aspx.
- Uhlemair, H., Karschin, I., Geldermann, J., 2014. Optimizing the production and distribution system of bioenergy villages. *International Journal Production Economics*, 147:62-72.
- Van Ittersum, M.K., Brouwer, F., 2009. Integrated assessment of agricultural and environmental policies-concepts and tools. *Environmental Science and Policy*. 12 (5):543-545.
- Van Ittersum, M.K., Leffelaar, P.A., Van Keulen, H., Kropff, M.J., Bastiaans, L., Goudriaan, J., 2003. On approaches and applications of The Wageningen crop models. *European Journal of Agronomy*. 18:201-234.
- Venglovsky, J., Sasakova, N., Placha, I., 2009. Pathogens and antibiotic residues in animal manures and hygienic and ecological risks related to subsequent land application. *Bioresource Technology*, 100:5386-5391.
- Ward, A. J., Hobbs, P. J., Holliman, P. J., Jones, D. L., 2008. Optimisation of the anaerobic digestion of agricultural resources. *Bioresour. Technol.*, 99, 7928–40.
- Wellinger, A, Lindberg, A., 2005 Biogas Upgrading and Utilisation. *IEA Bioenergy Task 24: Energy From Biological Conversion of Organic Waste*. Available from: <http://www.biogasmax.eu/media>.
- Woolf, H.M., 1968. On the computation of solar elevation angles and the determination of sunrise and sunset times. National Aeronautics and Space A. Report NASA TM-X-164.
- Wright, L., 2006. Worldwide commercial development of bioenergy with a focus on energy crop-based projects. *Biomass & Bioenergy* 30:706-714.
- Zappavigna, P., 2010. Consumi di energia in stalla, quanto si può risparmiare. *L’Informatore Agrario*, 66 (Supplemento 48).
- Zappavigna, P., Liberati, P., 2002. Thermal behavior of animal houses in hot climate: experimental approaches to the theoretical approach. Paper no. 024110. pp. 1-10 in ASAE Ann. Int. Meeting, CIGR XV World Congress, July 28-31, Chicago, IL, USA.

7. Appendice

7.1. Analisi prestazionale d'impianti fotovoltaici e procedura analitica di stima della relativa resa elettrica: nomenclatura

<i>Parametro</i>	<i>Unità di Misura</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Simbologia</i>
ε	Gradi (°)	Angolo di elevazione solare	
α		Angolo di Azimut solare	
θ		Angolo di Tilt	
γ		Angolo di Azimut	
β		Angolo di Incidenza Normale	
R	kWh/m ²	Irradianza Solare	o: Globale su piano orizzontale s: Globale su piano inclinato e orientato n: Componente normale A: ARPA P: PVGIS
E	kWh	Energia Elettrica	R: Reale R, C: Reale Cumulata Giornaliera S: Stimata A: ARPA P: PVGIS
P	kW	Potenza Elettrica	R: Reale Istantanea R̄: Reale media oraria
A	m ²	Superficie fotosensibile	
η	-	Rendimento	p: Pannello FV N: Nominale S: Stimato BOS: DC/AC system S: Stimato v: Obsolescenza Tecnica t: Trasformatore di Tensione c: Perdite in cablaggi, cavi, ecc. i: Inverter
eff_{rel}	-	Efficienza relativa del pannello FV	
R'_n	Wh/m ²	Irradianza normale su piano inclinato e orientato riferita alle condizioni STC (1000 W/m ² con AM 1.5 e T 25°C)	
v	m/s	Velocità del vento	
T	°C	Temperatura	p: Pannello FV STC: Standard Test Conditions a: Aria
ΔT		Differenza tra la temperatura di esercizio del pannello FV e quella riferita alle condizioni STC	
λ	-	Differenza percentuale tra la produzione elettrica reale e quella stimata	

7.2. Strumento di supporto decisionale per l'ottimizzazione tecnologica di un impianto per la produzione di biometano: nomenclatura

<i>Parametro</i>	<i>Unità di Misura</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Simbologia</i>
c_{cd}	$\text{€}\cdot\text{m}^{-3}$	Costo di compressione e distribuzione del metano prodotto da un impianto per la produzione di biometano	
$c_{i,CHP,P}$	$\text{€}\cdot\text{kW}^{-1}$	Costo d'investimento di un CHP di potenza P	CHP: Cogenerative Heat Power
$c_{i,D,P}$	$\text{€}\cdot\text{kW}^{-1}$	Costo d'investimento di un digestore anaerobico di potenza P	
$c_{i,st}$	$\text{€}\cdot\text{Mg}_{\text{DM}}^{-1}$	Costo d'investimento della tecnologia d'insilamento	<i>st</i> : Tecnologia d'insilamento
$c_{i,U,Q}$	$\text{€}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{h}$	Costo d'investimento di una linea di upgrading di portata oraria di metano Q	<i>ut</i> : Tecnologia di upgrading
$c_{o,CHP,P}$	$\text{€}\cdot\text{kW}^{-1}$	Costo d'esercizio di un CHP di potenza P	CHP: Cogenerative Heat Power
$c_{o,D,P}$	$\text{€}\cdot\text{kW}^{-1}$	Costo d'esercizio di un digestore anaerobico di potenza P	
$c_{o,st}$	$\text{€}\cdot\text{Mg}_{\text{DM}}^{-1}$	Costo d'esercizio della tecnologia d'insilamento	<i>st</i> : Tecnologia d'insilamento
$c_{o,U,Q}$	$\text{€}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{h}$	Costo d'esercizio di una linea di upgrading di portata oraria di metano Q	<i>ut</i> : Tecnologia di upgrading
DM_{st}	(%)	Perdita di sostanza secca nel processo d'insilamento	<i>st</i> : Tecnologia d'insilamento
E_{bio}	(%)	Autoconsumo di energia elettrica in un impianto di digestione anaerobica con CHP	CHP: Cogenerative Heat Power
E_{ut}	(%)	Autoconsumo energetico percentuale di una linea di upgrading	<i>ut</i> : Tecnologia di upgrading
$f_{P,MFU}$	$\text{€}\cdot\text{kWh}^{-1}$	Incentivo per la produzione e vendita di energia elettrica	Vds. Tabella 21
$f_{Q,MFU}$	$\text{€}\cdot\text{kWh}^{-3}$	Incentivo per la produzione e vendita di metano per immissione in rete gas naturale (GNG)	Vds. Tabella 24
I_{NPV}	$\text{€}\cdot(\text{ha}\cdot\text{y})^{-1}$	Valore attuale netto medio annuo per ettaro coltivato	
p_{ng}	$\text{€}\cdot\text{m}^{-3}$	Prezzo del gas naturale	
p_{yig}	$\text{€}\cdot\text{Mg}_{\text{DM}}^{-1}$	Prezzo di vendita d'insilato	<i>yig</i> : Coltura dedicata
Q_{CH_4}	$\text{m}^3\cdot\text{h}^{-1}$	Portata oraria di metano prodotta da una linea di upgrading	
v_1	-	Variabile di controllo attivazione modulo tecnologico d'insilamento	
v_2	-	Variabile di controllo attivazione modulo tecnologico di digestione anaerobica	
v_3	-	Variabile di controllo attivazione modulo tecnologico d'upgrading	
δ_{up}	(%)	Fattore di servizio annuo di una linea di upgrading	<i>ut</i> : tecnologia di upgrading

Parametro	Unità di Misura	Descrizione	Simbologia
η_{bt}	(%)	Rendimento di digestione anaerobica	<i>bt</i> : tecnologia di digestione anaerobica
η_{el}	(%)	Rendimento elettrico di un cogeneratore CHP	CHP: Cogenerative Heat Power
η_{up}	(%)	Rendimento di upgrading	<i>ut</i> : Tecnologia di upgrading
<i>BMP</i>	$m^3 \cdot Mg_{DM}$	Potere metanigeno	<i>yg</i> : Biomassa avviabile a digestione anaerobica
<i>c</i>	(%)	Tasso d'attualizzazione	
<i>EAS</i>	$kWh \cdot y^{-1}$	Energia elettrica annua vendibile	<i>bt</i> : Tecnologia di digestione anaerobica
<i>GVA</i>	$m^3 \cdot y^{-1}$	Metano annuo vendibile	<i>ut</i> : Tecnologia di upgrading
<i>GVE</i>	$m^3 \cdot y^{-1}$	Metano annuo avviabile a cogenerazione	<i>bt</i> : Tecnologia di digestione anaerobica
<i>GVP</i>	$m^3 \cdot y^{-1}$	Metano annuo generabile a livello aziendale	<i>bt</i> : Tecnologia di digestione anaerobica
<i>GYU</i>	$m^3 \cdot y^{-1}$	Metano annuo generabile a upgrading	<i>bt</i> : Tecnologia di digestione anaerobica
<i>LHV</i>	$kWh \cdot m^{-3}$	Potere calorifico inferiore del metano	LHV: Lower Heating Value
<i>MDSI</i>	$Mg_{DM} \cdot y^{-1}$	Massa d'insilato annuo da colture dedicate destinabile ad alimentazione animale	<i>yg, st</i> : Coltura dedicata insilata secondo tecnologia <i>st</i>
<i>MYA</i>	$Mg_{DM} \cdot y^{-1}$	Massa annua di colture dedicate disponibili	<i>yg</i> : Coltura dedicata
<i>MYBG</i>	$Mg_{DM} \cdot y^{-1}$	Massa di sottoprodotti agro-industriali avviabili a digestione anaerobica	<i>yb</i> : Sottoprodotto agro-industriale
<i>MYG</i>	$Mg_{DM} \cdot y^{-1}$	Massa di sostanza secca avviabile a digestione anaerobica	<i>yg, st</i> : Coltura dedicata insilata secondo tecnologia <i>st</i>
<i>MYSA</i>	$Mg_{DM} \cdot y^{-1}$	Massa d'insilato annuo da colture dedicate	<i>yg, st</i> : Coltura dedicata insilata secondo tecnologia <i>st</i>
<i>MYSG</i>	$Mg_{DM} \cdot y^{-1}$	Massa d'insilato annuo da colture dedicate destinabile a digestione anaerobica	<i>yg, st</i> : Coltura dedicata insilata secondo tecnologia <i>st</i>
<i>MYSI</i>	$Mg_{DM} \cdot y^{-1}$	Massa d'insilato annuo da colture dedicate utilizzabile in azienda	<i>yg, st</i> : Coltura dedicata insilata secondo tecnologia <i>st</i>
<i>MYSS</i>	$Mg_{DM} \cdot y^{-1}$	Massa d'insilato annuo da colture dedicate vendibile sul mercato	<i>yg, st</i> : Coltura dedicata insilata secondo tecnologia <i>st</i>
<i>MYXG</i>	$Mg_{DM} \cdot y^{-1}$	Massa di deiezioni zootecniche avviabili a digestione anaerobica	<i>yx</i> : Deiezione zootecnica
<i>n</i>	y	Intervallo di tempo dell'investimento	
<i>NPV</i>	€	Valore Attuale Netto cumulato	
<i>P</i>	kW	Potenza elettrica di un CHP	CHP: Cogenerative Heat Power

<i>Parametro</i>	<i>Unità di Misura</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Simbologia</i>
<i>T</i>	y	Tempo di ritorno economico dell'investimento	
<i>VCA</i>	€·y ⁻¹	Costo annuo per l'acquisto di sottoprodotti agro-industriali	<i>yb</i> : Sottoprodotto agro-industriale
<i>VCB</i>	€·y ⁻¹	Costo annuo di un impianto di digestione anaerobica	<i>bt, P</i> : Tecnologia di digestione anaerobica di potenza P
<i>VCF</i>	€·y ⁻¹	Costo annuo d'approvvigionamento di un digestore anaerobico	<i>bt, P</i> : Tecnologia di digestione anaerobica di potenza P
<i>VCS</i>	€·y ⁻¹	Costo annuo d'insilamento	<i>yig, st</i> : Coltura dedicata insilata secondo tecnologia st
<i>VIB</i>	€·y ⁻¹	Ricavo annuo da produzione di biometano da immettere nella rete del gas naturale (GNG)	<i>ut, Q</i> : Tecnologia di upgrading per una portata oraria Q di metano
<i>VIE</i>	€·y ⁻¹	Ricavo annuo da produzione e vendita di energia elettrica	<i>bt</i> : Tecnologia di digestione anaerobica
<i>VIS</i>	€·y ⁻¹	Ricavo annuo da vendita d'insilato	<i>yig</i> : Coltura dedicata
<i>φ</i>	(%)	Fattore di servizio annuo di un CHP	CHP: Cogenerative Heat Power

8. Ringraziamenti

Un percorso triennale di crescita umana e professionale si conclude con questo elaborato. Desidero ringraziare il Prof. Giovanni Molari per il Suo continuo e inesauribile sostegno, il Prof. Paolo Zappavigna per le conoscenze e l'esperienza profusami, il Dott. Giuliano Vitali per la Sua disponibilità. Un sentito ringraziamento va al compianto Prof. Adriano Guarnieri che, nella Sua eleganza, semplicità e vasta cultura, è stato un carissimo e prezioso punto di riferimento umano e scientifico, come il Prof. Cesare Sacconi. Un pensiero di profonda gratitudine, soprattutto per il supporto umano, al Dott. Antonio Checchi.

Ringrazio tutti coloro che hanno condiviso il mio percorso (Daniela, Michele, Mirko, Lavinia, Erica, Massimiliano, Riccardo, Fabio, Matteo, Marta) e che vi hanno contribuito come la Dott.ssa Martelli, i Prof. Bentini, Liberati e Toscano, e tutti i tecnici e lavoratori della Sezione di Ingegneria Agraria (Maria, Davide, Maurizia, ecc.).

Non da ultimi, infinita gratitudine va alla mia famiglia (genitori, nonni e zii), a mio fratello Alfonso e, in particolare, a Giusy, compagna di vita sempre vicina con tutta la Sua famiglia.