

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrica

Dipartimento di Elettrotecnica



**Virtual Power System: coordinamento
locale tra generazione e carico**

Relatore: Dr. Ing. Marco MERLO
Correlatore: Ing. Davide FALABRETTI

Tesi di Laurea Specialistica di:
Mirco DE FANTI
Matr. 739533

Anno Accademico 2010 – 2011

INDICE

Introduzione.....	8
Capitolo 1. Fonti rinnovabili e sistema di incentivazione.....	11
1.1 – Impianti a fonte eolica.....	15
1.2 – Impianti a fonte idraulica.....	18
1.3 – Impianti a fonte geotermica.....	20
1.4 – Impianti di cogenerazione.....	21
1.5 – Impianti a biomasse.....	23
1.6 – Impianti alimentati a biogas.....	25
1.7 – Impianti fotovoltaici.....	32
1.71 – L'effetto fotovoltaico.....	34
1.72 – L'energia solare.....	36
1.73 – Modello elettrico del generatore fotovoltaico.....	37
1.74 – Tipologia di celle.....	40
Capitolo 2. Virtual Power System.....	47
2.1 – Meccanismi di remunerazione.....	53
Capitolo 3. Sistemi di coordinamento per i VPS.....	56
3.1 – Scelta tipologie impiantistiche di regolazione.....	58
3.11 – Stoccaggio della risorsa primaria nel VPS.....	58
3.12 – Sistemi di accumulo dell'energia.....	62
Capitolo 4. Studio di una applicazione pilota del VPS.....	67
4.1 – Composizione del sistema.....	70
4.2 – Impianti fotovoltaici.....	71

4.3 – Impianto biogas.....	77
4.4 – Impianti utilizzatori.....	86
4.5 – Centro di controllo.....	87
Capitolo 5. Modelli energetici semplificati per la rappresentazione degli impianti fotovoltaici.....	90
5.1 – Modello basato sulla regressione lineare.....	91
5.2 – Modello basato sulla regressione non lineare.....	97
5.3 – Scelta del modello.....	102
5.4 – Utilizzo delle curve di irraggiamento storiche.....	102
Capitolo 6. Applicazione sperimentale del VPS.....	105
6.1 – Applicazione del VPS per il Conto Energia.....	113
6.2 – Inserimento nel VPS del carico.....	119
6.3 – Verifica funzionamento in Conto Energia con carico.....	123
6.4 – Conclusioni.....	126
6.41 – Analisi finali sulla regolazione del VPS in ottica Conto Energia 2011-2013.....	127
Conclusioni.....	129
Bibliografia.....	131

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1.1 – Andamento PIL/domanda elettrica 1990-2020.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 1.2 – Andamento prezzi del petrolio ed energia elettrica.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 1.3 – Sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia al netto dell'idroelettrico....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 1.4 – Mappa della ventosità annua a 75 metri s.l.m. (Fonte RSE).....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 1.5 – Ciclo termico semplice e a recupero.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 1.6 – Esempio di impianto con biogas di discarica.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 1.7 – Esempio di impianto con biogas da digestore.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 1.8 – Successione delle fasi all'interno di un digestore.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 1.9 – m³ di biogas da una tonnellata di biomassa secca.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 1.10 – Composizione di un generatore fotovoltaico.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 1.11 – Tipica applicazione grid-connected e stand alone.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 1.12 – Irraggiamento annuo in Italia.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 1.13 – Effetto della radiazione solare su una giunzione p-n.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 1.14 – Spettro della radiazione luminosa.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 1.15 – Composizione della radiazione solare.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 1.16 – Modello elettrico di una cella.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 1.17 – Efficienza cella fotovoltaica.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 1.18 – Composizione di una cella cristallina di prima generazione.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 1.19 – Previsione di crescita fino al 2013.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 2.1 – Evoluzione della rete, da prevalenza passiva ad attiva.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 2.2 – Flussi di rete in totale assenza di generazione distribuita.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 2.3 – Effetto della penetrazione della generazione distribuita.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 2.4 – Flussi di rete a livelli ottimali della generazione distribuita.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 2.5 – Flussi di rete a livelli eccessivi della generazione distribuita.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 2.6 – Forma della potenza di uscita in una giornata variabile.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 2.7 – Esempio di composizione di un sistema centralizzato di gestione.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 3.1 – Gasometro in funzione.....</i>	<i>59</i>

<i>Figura 3.2 – Schema costruttivo di un gasometro gonfiabile.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 3.3 – Schema costruttivo di una batteria piombo-acido.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 3.4 – Schema costruttivo di una batteria Na-S.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 3.5 – Power system storage for wind-generator.....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 3.6 – Fase di installazione di una delle 17.760 batterie SAFT dell'Alaskan BESS di ABB.....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 3.7 – Schema multifunzionale di una batteria “a flusso”.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 3.8 – Esempio di una composizione commerciale di una batteria “a flusso”.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 4.1 – Localizzazione del sito.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 4.2 – Mappa di Suzzara con collocazione degli impianti.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 4.3 – Vista dall'alto dell'impianto fotovoltaico da 13,65 kWp.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 4.4 – Stima producibilità per l'impianto fotovoltaico da 13,65 kWp.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 4.5 – Schema elettrico impianto fotovoltaico 1.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 4.6 - Vista dall'alto dell'impianto fotovoltaico da 64,8 kWp.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 4.7 – Stima producibilità per l'impianto fotovoltaico da 64,8 kWp.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 4.8 – Schema elettrico impianto fotovoltaico 2.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 4.9 - Vista dall'alto dell'impianto fotovoltaico da 15,38 kWp.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 4.10 – Stima producibilità per l'impianto fotovoltaico da 15,38 kWp.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 4.11 – Schema elettrico impianto fotovoltaico 3.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 4.12 – Vista dall'alto dell'impianto biogas.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 4.13 – Cupole gasometriche montate sulle vasche dei digestori.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 4.14 – Sezione di depurazione del biogas.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 4.15 – Gruppo di produzione.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 4.16 – Curva di rendimento del generatore.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 4.17 – Esempio di digestore cilindrico con cupola gasometrica.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 4.18 – Calcolo eseguito per la determinazione profili mensili per fasce... </i>	<i>86</i>
<i>Figura 4.19 – Esempio di profilo settimanale ottenuto per il mese di gennaio.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 4.20 – Schema descrittivo del VPS.....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 5.1 – Curva di regressione lineare a confronto con i campioni reali.....</i>	<i>94</i>

<i>Figura 5.2 – Campioni raggruppati per ordine di errore.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 5.3 – Curva di regressione non lineare a confronto con i campioni reali... 99</i>	<i>99</i>
<i>Figura 5.4 – Campioni raggruppati per ordine di errore.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 5.5 – Grafico di sintesi dei risultati ottenuti.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 6.1 – Somma previsione fotovoltaica(rossa) e biogas(blu) in ingresso al programma.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 6.2 – Effetti della retroazione sul biogas (curva blu) per effetto della reale produzione degli impianti fotovoltaici (curva gialla).....</i>	<i>108</i>
<i>Figura 6.3 – Percentuale delle ore in cui la previsione non è stata rispettata.....</i>	<i>108</i>
<i>Figura 6.4 – Andamento dell'errore della potenza complessiva del sistema.....</i>	<i>109</i>
<i>Figura 6.5 – Ingrandimento periodo febbraio-marzo 2009.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 6.6 – Zoom del periodo giugno-luglio 2009.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 6.7 – Livello del gas contenuto nella cupola gasometrica.....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 6.8 – Percentuale delle ore in cui la previsione non è stata rispettata secondo il Conto Energia.....</i>	<i>113</i>
<i>Figura 6.9 – Andamento dell'errore della potenza complessiva del sistema in Conto Energia.....</i>	<i>114</i>
<i>Figura 6.10 – Zoom dell'errore in potenza.....</i>	<i>114</i>
<i>Figura 6.11 – Andamento del livello nella cupola gasometrica.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura 6.12 – Percentuale delle ore in cui la previsione non è stata rispettata....</i>	<i>119</i>
<i>Figura 6.13 – Andamento dell'errore della potenza complessiva del sistema.....</i>	<i>120</i>
<i>Figura 6.14 – Ingrandimento dell'errore in potenza con influenza del carico.....</i>	<i>120</i>
<i>Figura 6.15 – Margini percentuali consentiti per la variazione del carico.....</i>	<i>121</i>
<i>Figura 6.16 – Percentuale consentita di variabilità del carico.....</i>	<i>122</i>
<i>Figura 6.17 – Percentuale di ore che non hanno rispettato il programma secondo il Conto Energia.....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 6.18 – Margini percentuali consentiti per la variazione del carico.....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 6.19 – Percentuale consentita di variabilità del carico.....</i>	<i>124</i>
<i>Figura 6.20 – Andamento del livello del biogas nella cupola gasometrica.....</i>	<i>125</i>
<i>Figura 6.21 – Ingrandimento dei profili di due settimane tra marzo e aprile.....</i>	<i>126</i>

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1.1 – Tariffe applicabili per l'anno 2011.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabella 2.1 – Perdite convenzionali nel sistema elettrico italiano.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabella 3.1 – Sintesi del preventivo ricevuto.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabella 3.2 – Principali tecnologie di accumulo elettrochimico.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabella 4.1 – Parametri di funzionamento del motore primo con $T_{H_2O} = 50^{\circ}C$.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabella 4.2 – Tabella sintetica del rendimento del generatore.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabella 5.1 – Risultati riferiti ai campioni non nulli.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabella 5.2 – Risultati riferiti ai campioni non nulli in un anno.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabella 5.3 – Valori di letteratura per i coefficienti della regressione non lineare</i>	<i>97</i>
<i>Tabella 5.4 – Tabella dei coefficienti stimati.....</i>	<i>98</i>
<i>Tabella 5.5 – Risultati riferiti ai campioni non nulli.....</i>	<i>100</i>
<i>Tabella 5.6 – Risultati riferiti ai campioni non nulli in un anno.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabella 6.1 – Tabella di dimensionamento dell'impianto con $P_{med} = 77,36kW$ e produzione $34,4Nm^3/h$.....</i>	<i>116</i>
<i>Tabella 6.2 – Tabella di dimensionamento dell'impianto con $P_{med} = 70kW$ e produzione $31,1Nm^3/h$.....</i>	<i>117</i>

Introduzione

Negli ultimi anni si sta assistendo a una profonda rivoluzione nelle fonti energetiche impiegate per la produzione di energia elettrica in Italia: ad una riduzione (di difficile quantificazione) di prodotti petroliferi corrisponde infatti una sostenuta crescita di energia rinnovabili, quali l'eolica, la fotovoltaica, le biomasse ecc.

Nei decenni passati la generazione elettrica, è sempre stata accentrata in grandi impianti, afferenti alla rete di alta tensione, con l'obiettivo di massimizzare l'efficienza di conversione; dunque una produzione centralizzata in pochi impianti realizzati allo scopo di soddisfare il carico distribuito sul territorio ed una rete di distribuzione appositamente sviluppata per questo utilizzo, con flussi di potenza unidirezionali dalle reti in altissima e alta tensione, verso le reti di distribuzione in media tensione fino agli utilizzatori finali collegati alla bassa tensione.

Negli ultimi anni, si sta assistendo invece ad una inversione di tendenza: una maggior diffusione di impianti di piccola taglia (per lo più connessi alle reti di bassa tensione o media tensione), dislocati sul territorio e quindi più vicini alle unità di consumo, la cosiddetta “*Generazione Distribuita*” (GD).

La generazione distribuita è motivata dalla ricerca del maggior sfruttamento delle risorse distribuite sul territorio (eolico, solare, biomasse, ecc.) con basso impatto ambientale, e dalla realizzazione di impianti ad alto rendimento che sfruttano la produzione congiunta di elettricità e calore (cogenerazione).

Occorre a questo punto valutare gli effetti positivi di una generazione elettricamente vicina al consumo, ma anche i problemi legati alla presenza di connessioni attive sulle reti di distribuzione e la aleatorietà che tipicamente caratterizza le fonti di energia rinnovabili. La rapida espansione di queste fonti, infatti, rende critico il servizio del gestore di rete, il quale dovrà incrementare la riserva di produzione per far fronte agli eventuali sbilanciamenti da esse introdotti (che in termini di mercato si traduce in un aggravio dei costi dei servizi), nonché alle ulteriori criticità

derivanti da un funzionamento attivo della rete di distribuzione (possibilità di inversione dei flussi di potenza, isola indesiderata, scatti intempestivi, sovratensioni, ecc.).

Tutte le problematiche di gestione e i miglioramenti in termini di efficienza riconducibili alla generazione distribuita costituiscono la base per la definizione di un sistema, oggetto dello studio di tesi, che permetta la massima penetrazione delle fonti rinnovabili senza impattare negativamente sul sistema elettrico, ed allo stesso tempo consenta di posticipare o dove possibile evitare investimenti sull'ammodernamento delle reti.

L'obiettivo è quello di realizzare un aggregato virtuale di utenze che, mediante un insieme di punti di immissione e di consumo appartenenti alla stessa porzione di rete (ovvero sottesi alla stessa cabina primaria), siano in grado complessivamente di comportarsi nei confronti del sistema come un unico punto, caratterizzato da un profilo di scambio con la rete più prevedibile possibile. Tale sistema, a cui in letteratura ci si riferisce con il termine di “*Virtual Power System (VPS)*”, sarà costituito da un insieme di impianti di produzione da fonti rinnovabili controllabili e non, e da un aggregato di carichi, non controllabili, il tutto gestito da un sistema centralizzato. Gli impianti verranno inseriti in una rete di comunicazione basata su internet o altri mezzi di comunicazione (in funzione delle tecnologie disponibili sul territorio), permettendo quindi di conoscere in tempo reale lo stato di ciascun impianto (in termini di immissioni e prelievi) e di interagire con essi. Scopo dell'approccio è compensare la non prevedibilità della generazione non programmabile e del carico mediante la modulazione di opportuni impianti di GD. Alcune tipologie di impianto, infatti, permettono lo stoccaggio della risorsa primaria utilizzata; questa potrà quindi essere utilizzata successivamente per la modulazione della potenza immessa in rete.

Qualora invece non sia disponibile alcun tipo di impianto modulabile si possono valutare sistemi di accumulo dell'energia elettrica, che verrà stoccata quando prodotta in eccesso dalle FER e poi utilizzata quando la fonte di energia rinnovabile manca o non è sufficiente.

Il lavoro viene realizzato su reali impianti siti nel comune di Suzzara in provincia di Mantova, nell'ambito del progetto ALPENERGY.

Ai fini della realizzazione del VPS lo scopo di questo elaborato è quello di individuare i margini operativi per la modulazione, analizzare la fattibilità del progetto e valutare possibili interventi da effettuare sugli impianti.

Il lavoro di tesi inizia con un primo capitolo finalizzato a fornire una panoramica sulle fonti rinnovabili e le modalità di incentivazione ad esse relative, a seguire si riporta un approfondimento dedicato alle motivazioni che spingono verso l'adozione dei VPS in riferimento allo sviluppo e alla penetrazione della GD.

Segue un capitolo descrittivo dei vari sistemi di accumulo e modulazione al fine di perseguire gli obiettivi che si propone il VPS fornendo così le basi per poter successivamente comprendere la composizione del sistema in analisi.

Al fine di prevedere il più possibile la produzione fotovoltaica un capitolo è dedicato all'analisi di alcuni modelli previsionali con l'obiettivo di ottenere un programma orario di energia scambiata, il quale deve poi essere rispettato effettuando le opportune correzioni in tempo reale.

Infine il lavoro termina con una valutazione degli obiettivi e dei risultati ottenuti e con l'analisi di eventuali modifiche da apportare agli impianti; viene inoltre commentato il nuovo meccanismo di incentivazione previsto nel conto energia 2011-2013 per i sistemi a profilo di scambio prevedibile, come possibile finanziamento economico della gestione degli impianti secondo l'approccio VPS.

1. Fonti rinnovabili e sistema di incentivazione

In termini generali è riconosciuto che la domanda di energia elettrica è costantemente in aumento, analisi che può essere correlata al PIL, come da *Figura 1.1*, evidenziando una crescita storica monotona, ad eccezione dell'anno 2009, a causa della crisi economica [1].

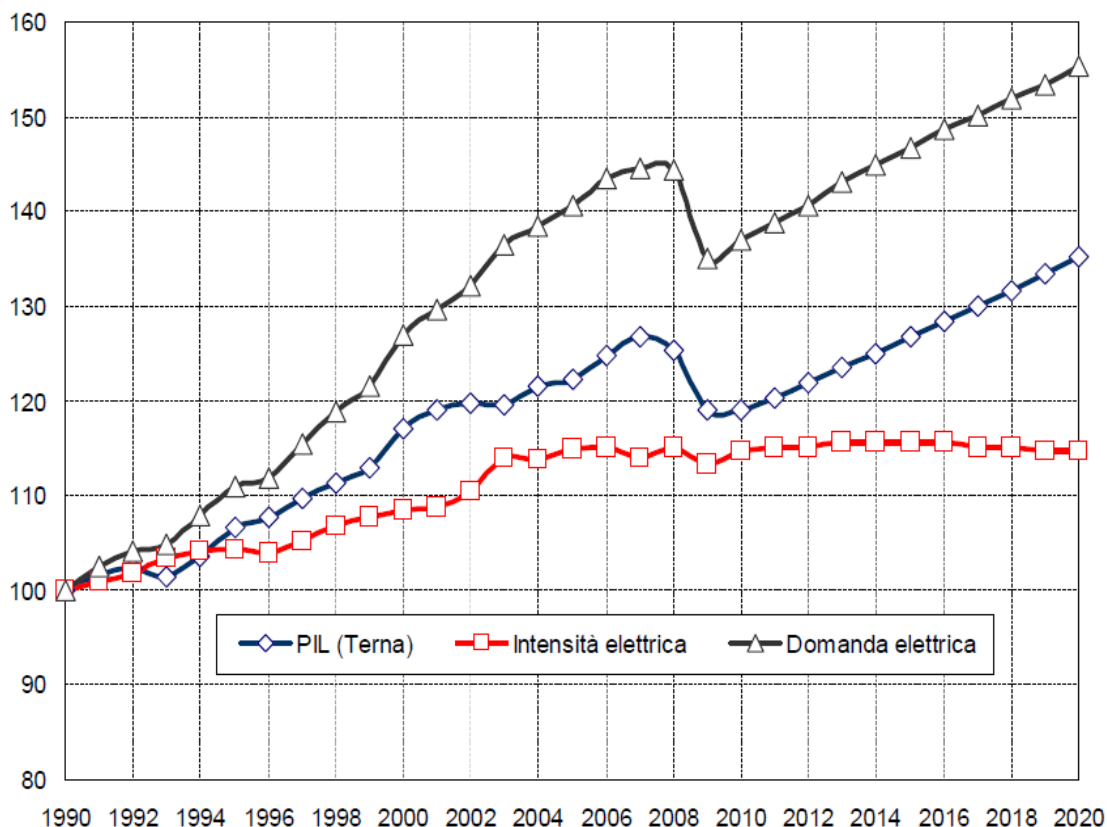


Figura 1.1 - Andamento PIL/domanda elettrica 1990 - 2020, fatto 100 = 1990

Lo sviluppo di nuove fonti energetiche si rende necessario per far fronte al crescente fabbisogno limitando al tempo stesso le emissioni inquinanti. A tal proposito la Comunità Europea con la direttiva 2001/77/CE (attualmente dalla 2009/28/CE) riconosce la priorità di promuovere le fonti rinnovabili con l'obiettivo di tutelare l'ambiente, permettere uno sviluppo sostenibile e creare occupazione locale, definendo come rinnovabili le fonti: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas [2]. Dette fonti sono in forte crescita e sono molto importanti

per il mix produttivo di un paese. Il loro utilizzo, anche se ancora poco rilevante rispetto al totale fabbisogno, consente di evitare la generazione di energia con combustibili fossili (carbone e petroliferi) e quindi la produzione di CO₂.

Va inoltre ricordato che i prodotti petroliferi sono soggetti a fluttuazioni di prezzo e la loro continuità di fornitura è legata alle mediazioni internazionali. Per effetto dell'aumento di prezzo di tali prodotti negli ultimi anni è aumentato anche quello dell'energia (vedi curva gialla in *Figura 1.2*) rendendo così più interessanti le fonti rinnovabili le quali, come si può notare dal grafico in *Figura 1.3*, sono in fase di forte sviluppo.

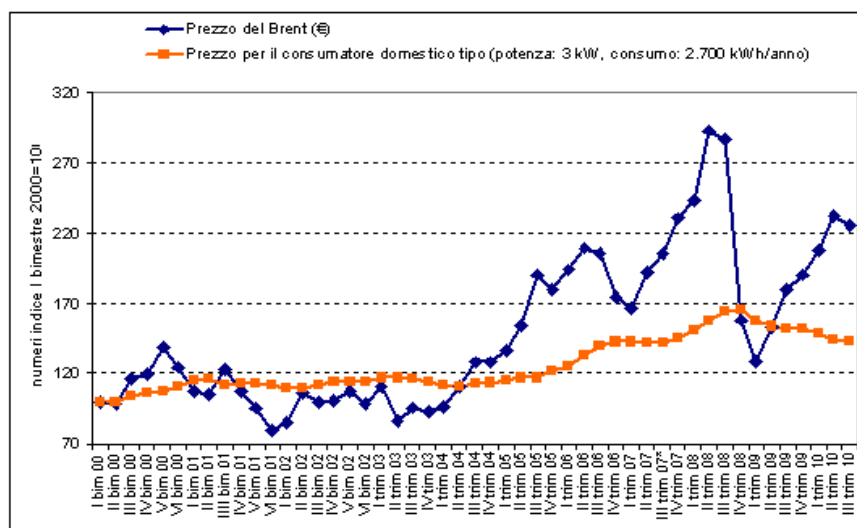


Figura 1.2 - Andamento prezzi del petrolio ed energia elettrica

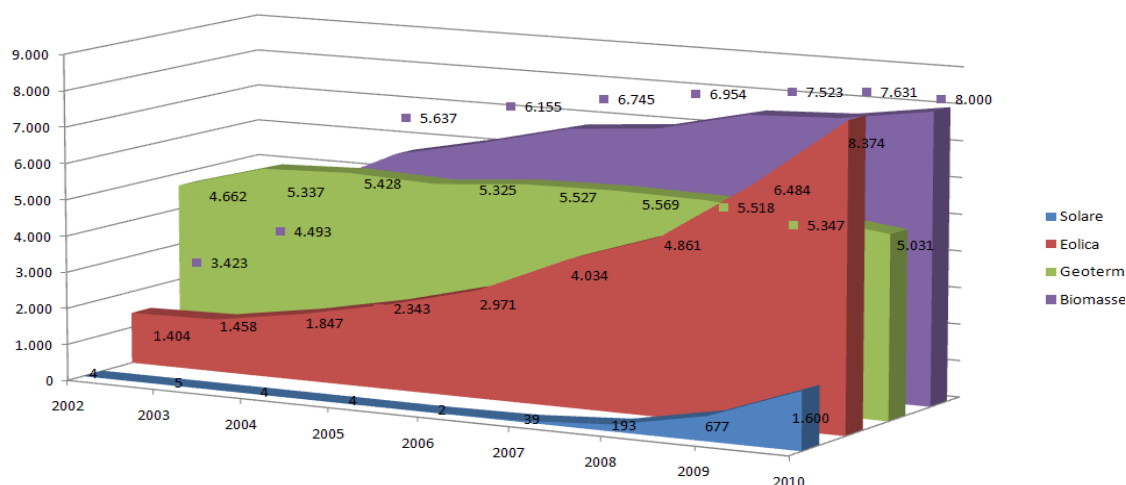


Figura 1.3 - Sviluppo delle fonti più promettenti in Italia al netto dell'idroelettrico

In *Figura 1.3* si può notare il rapido sviluppo che ha interessato eolico e biomasse e che sta manifestando il settore fotovoltaico^{1 2}.

Le fonti rinnovabili sono, per la loro natura diffuse, e quindi contribuiscono ad identificare una particolare modalità di produzione detta generazione distribuita (GD); la Delibera 328 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) riporta le seguenti definizioni.

- *Generazione distribuita (GD)*: l'insieme di impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA.
- *Piccola generazione (PG)*: l'insieme di impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW (è un sottoinsieme della GD).
- *Microgenerazione (MG)*: l'insieme di impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 50 kWe (è un sottoinsieme della GD e della PG).

Come si nota, nella definizione la Delibera non fa alcun accenno al livello di tensione a cui questi impianti devono essere connessi; in genere però l'allacciamento avviene alla rete di distribuzione in bassa o media tensione.

Ai livelli più elevati di tensione, si connettono gli impianti tradizionali di generazione non rinnovabile, i quali sono caratterizzati da potenze elevate e concepiti con l'obiettivo di “seguire” il carico, ovvero far sì che per ciascun utilizzatore sia garantita la produzione istantanea dell'energia necessaria al suo funzionamento.

Con le rinnovabili invece la situazione cambia radicalmente in quanto queste ultime sono concepite per produrre sempre al massimo in funzione della disponibilità della fonte; ciascuna di esse pertanto, presenta caratteristiche diverse in merito a

1 L'idroelettrico non è presente nel grafico in quanto il suo peso energetico è rilevante rispetto alle fonti appena citate ed il suo andamento è legato agli apporti annuali di acqua.

2 Dati provvisori riferiti al 30/11/2010.

variabilità e controllabilità della produzione da cui nasce l'esigenza di implementare un sistema che ne permetta la regolazione e la gestione. Si ritiene pertanto utile un approfondimento per poterle utilizzare in modo ottimale.

A tal proposito segue una breve descrizione di alcune fonti considerate come GD, in particolare quelle che hanno mostrato un maggior incremento negli ultimi anni in Italia e che quindi figurano come candidate ideali per far parte di un sistema centralizzato di coordinamento locale; per ciascuna viene introdotto il relativo sistema di incentivazione adottato in Italia che ne promuove la diffusione e ne consente la remunerazione economica.

Particolare attenzione sarà posta nella descrizione della tipologia di impianti che verranno utilizzati nel sistema implementato per lo studio presentato nella tesi.

1.1 - Impianti a fonte eolica

Un impianto eolico consente di generare energia elettrica attraverso uno o più aerogeneratori, i quali attraverso delle pale captano l'energia cinetica del vento. Le pale trasferiscono l'energia meccanica, attraverso un apposito moltiplicatore di giri, al generatore che erogherà potenza in funzione della velocità del vento. Le turbine eoliche sono montate su una torre, sufficientemente alta per catturare maggiore energia dal vento evitando la turbolenza creata dal terreno o da eventuali ostacoli.

La potenza istantanea di uscita è proporzionale al cubo della velocità del vento; per tale motivo ogni turbina è caratterizzata da una propria velocità detta di cut-in, ovvero la velocità minima necessaria per poter operare. Tale valore, per un aerogeneratore ad asse orizzontale, è tipicamente di 3-5 m/s. La potenza nominale viene erogata solitamente tra i 12 ed i 14 m/s, mentre oltre i 20-25 m/s la turbina viene frenato dal sistema di controllo per ragioni di sicurezza.

Il costi parametrici di questi impianti sono di 1700 €/kW ed, in Italia, registrano un numero di utilizzazione medio di 1.580 ore all'anno [1].

Nella penisola italiana i luoghi adatti a questo tipo di installazioni sono principalmente al sud e lungo le coste (*Figura 1.4*).

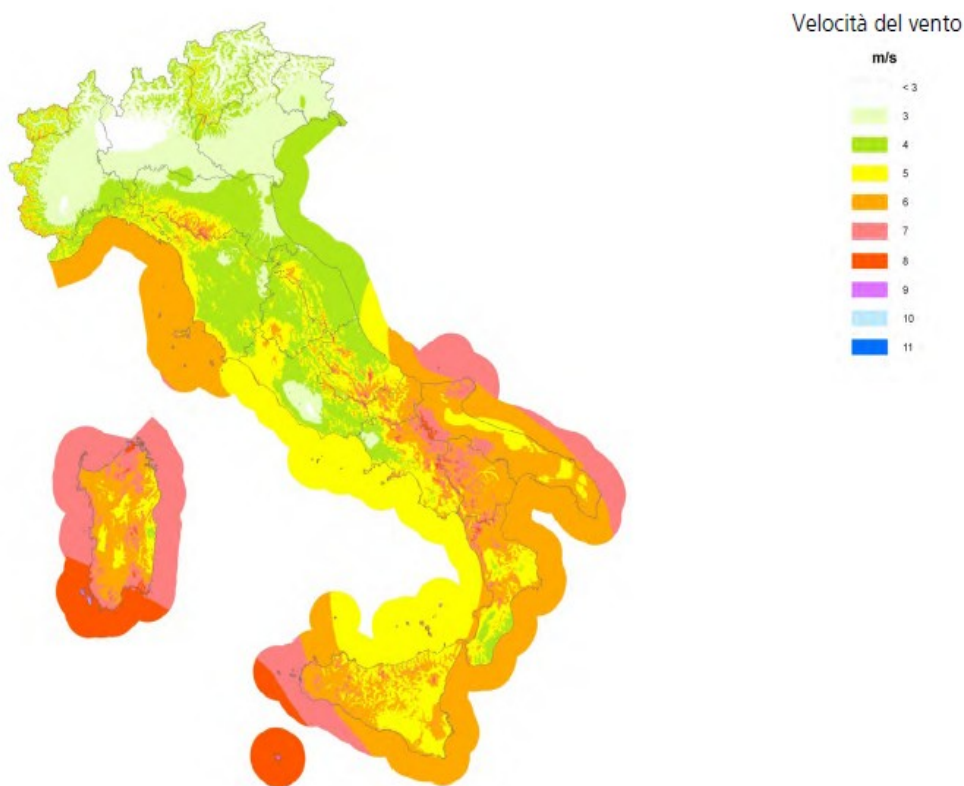


Figura 1.4 - Mappa della ventosità annua a 75 metri s.l.m. (Fonte RSE)

Nel 2009 la produzione è stata di 6.543 GWh, + 34,6% rispetto al 2008, mentre la potenza installata complessiva ha registrato un aumento del 38,5% portandosi a 4.898 MW [3].

Il meccanismo di incentivazione, per questa fonte, viene applicato all'energia prodotta e prevede che per il suo ottenimento occorra innanzitutto ottenere la qualificazione IAFR (Impianto Alimentato da Fonte Rinnovabile) da parte del GSE, dopodiché si dovrà optare per una delle due soluzioni possibili:

- la Tariffa Onnicomprensiva (TO) viene così definita poiché riconosce all'energia immessa in rete sia la parte afferente all'incentivazione dell'impianto che quella relativa alla remunerazione derivante dalla vendita dell'energia. E' applicabile agli impianti eolici entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 di potenza nominale attiva non superiore a

200 kW. La durata dell'incentivo TO è pari a 15 anni, attualmente del valore di 0,30 €/kWh ed aggiornata ogni 3 anni [4].

- I Certificati Verdi introdotti dal Decreto Legislativo 79/99, sono emessi dal GSE su richiesta del produttore titolare di impianti IAFR entrati in esercizio a partire dal 1° aprile 1999. Sono titoli annuali negoziabili che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e rappresentano un beneficio per il produttore poiché sono utilizzabili per ottemperare all'obbligo di immissione nel sistema elettrico di una quota di energia elettrica da fonte rinnovabile. La durata dell'incentivo CV è pari a 15 anni se l'impianto è entrato in esercizio in data successiva al 31/12/2007. Il prezzo di riferimento dei CV nel 2010 è stato di 112,82 €/MWh. Tale valore va moltiplicato per il coefficiente legato alla fonte: 1 per impianti eolici di taglia superiore di 200 kW, 1,5 per eolico off-shore [5].

Il parco eolico italiano è caratterizzato quasi solamente da impianti con potenze superiori ai 200 kW e quindi legati ai CV. Il comparto del mini-micro eolico invece, è ancora in fase di sviluppo.

Le stime per il 2020 vedono il settore in crescita con previsioni di aumento della capacità installata del 275% [1].

1.2 - Impianti a fonte idraulica

Gli impianti idroelettrici convertono l'energia potenziale dell'acqua in energia elettrica sfruttando dislivelli topografici esistenti in natura. La potenza di un impianto idroelettrico è legata al dislivello sul quale opera e dalla portata d'acqua:

$$P = \eta \times 9,81 \times Q \times H$$

dove P è la potenza in kW, η è rendimento del gruppo turbina-alternatore, Q è la portata in m³/s e H il salto netto espresso in m.

A queste due grandezze infatti è legata la scelta ed il tipo di turbina idraulica da installare.

Le turbine convertono l'energia cinetica e potenziale posseduta dall'acqua in energia meccanica, che sarà poi convertita in elettrica dal generatore collegato meccanicamente sullo stesso albero.

Si possono riconoscere tre tipologie principali:

- impianti a serbatoio; prendono il nome dal “serbatoio di regolazione” stagionale che li caratterizza. Questi impianti hanno durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore.
- impianti a bacino; sono quelli che hanno un serbatoio classificato come “bacino di modulazione” settimanale o giornaliero, con durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore.
- impianti ad acqua fluente; sono quelli che non hanno serbatoio o che hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di 2 ore. Sono generalmente posizionati sui corsi d'acqua o sui canali di bonifica e la loro produzione dipende dalla portata del fiume o del canale, senza capacità di regolare il flusso d'acqua in arrivo all'impianto. Sono ricondotti a questa categoria anche gli impianti su acquedotto potabile, che nascono in sostituzione delle valvole dissipatrici di carico [5].

Gli impianti a serbatoio e a bacino possono essere utilizzati come accumulatori di energia per coprire il carico durante il periodo di maggiore richiesta di potenza;

quelli ad acqua fluente invece, utilizzando direttamente la portata utile disponibile nell'alveo del corso d'acqua, non consentono la modulazione.

Gli impianti idroelettrici sono caratterizzati da affidabilità e flessibilità di funzionamento in quanto la tecnologia è matura ed ampiamente collaudata, la componentistica ha una vita lunga e i malfunzionamenti sono di norma rari. La gestione degli impianti richiede generalmente poco personale, in quanto è possibile garantirne il funzionamento interamente tramite comando remoto.

Al netto degli impianti di pompaggio, nel 2009 gli impianti erano 2.249 con una potenza installata lorda di 17.721,5 MW che hanno immesso in rete 49.137,5 GWh di energia. Gli impianti ad acqua fluente sono quelli che maggiormente contribuiscono alla produzione totale idroelettrica da apporti naturali, ben il 42% del totale proviene da questi impianti sebbene rappresentino solo il 27% della potenza complessiva. Il fenomeno è facilmente comprensibile grazie al confronto delle ore di utilizzazione: 4.373 per gli impianti ad acqua fluente, 2.966 per gli impianti a bacino ed infine 1.708 per quelli a serbatoio.

Il costo di realizzazione di questi impianti varia in funzione delle opere da eseguire e mediamente è di 5.000 €/kW [1].

Nell'ultimo decennio la potenza installata non è variata di molto (+1,3% in numerosità e + 0,7% in potenza) e le nuove realizzazioni riguardano per lo più impianti di piccola taglia ad acqua fluente [3], si parla di mini e micro idroelettrico. Nel futuro si prevede che verranno realizzati soprattutto piccoli e mini impianti idroelettrici, in linea con quanto accaduto negli ultimi anni. Gli aspetti legati all'impatto ambientale non trascurabile e al già avvenuto sfruttamento dei principali corsi d'acqua, rendono di fatto molto limitata la possibilità di realizzare nuovi impianti di grande taglia. Inoltre vi sono aspettative di un calo di produzione idroelettrica associate all'applicazione integrale da parte delle Regioni dei vincoli del Deflusso Minimo Vitale (DMV) alla portata derivabile o intercettabile per scopi energetici e/o irrigui.

La producibilità idroelettrica massima sfruttabile può essere stimata all'incirca pari a 40 TWh/anno, valore che potrebbe essere raggiunto ed eventualmente superato con la realizzazione di impianti di generazione distribuita (mini-idroelettrico).

Il pregio delle micro centrali idroelettriche distribuite sul territorio non consiste tanto nel contributo energetico che possono dare al fabbisogno elettrico nazionale, quanto piuttosto nel valore dell'utilizzo della risorsa idrica a livello locale in termini di economia sostenibile.

1.3 - Impianti a fonte geotermica

Un impianto geotermoelettrico ha la funzione di trasformare in energia elettrica l'energia termica presente nel fluido geotermico (vapore d'acqua, oppure una miscela di acqua e vapore) che si forma grazie al contatto dell'acqua con strati di roccia calda.

I bacini sfruttati per la produzione elettrica sono caratterizzati da temperature superiori ai 150°C e profondità da poche decine a qualche centinaio di metri.

Le emissioni in atmosfera di questi tipi di impianti dipendono dalle caratteristiche del fluido geotermico ma, per unità di energia prodotta, sono comunque decisamente inferiori a quelle derivanti da impianti alimentati con combustibile fossile.

Nel territorio italiano questo tipo di impianti si trova prevalentemente in Toscana, a fine 2009 erano registrati 32 impianti funzionanti con un totale di 737 MW di potenza installata e 5.342 GW di energia immessa in rete. Nell'ultimo decennio si è registrato un aumento di produzione del 2% medio annuo mentre la potenza installata è rimasta pressoché costante [3].

Gli impianti esistenti sono incentivati o tramite meccanismo dei CV con $k = 0,9$, oppure tramite CIP6.

1.4 - Impianti di cogenerazione

Un'altra tipologia di impianto considerata come fonte rinnovabile è la cogenerazione. Questi impianti, sebbene utilizzino gas metano o altri combustibili convenzionali, sono valorizzati per il fatto che la produzione combinata di energia elettrica e calore in uno stesso impianto, detta CHP (*Combined Heat and Power*), consente di raggiungere elevati rendimenti complessivi e quindi apportano un beneficio al sistema.

Gran parte dell'energia elettrica generata in Italia e nel mondo, infatti, proviene da impianti motori termici, nei quali calore ad alta temperatura viene prima convertito in energia meccanica e quindi in energia elettrica per mezzo di generatori elettrici. La conversione da calore ad energia meccanica avviene sfruttando un ciclo termodinamico e, per il secondo principio della termodinamica, il rendimento di conversione massimo teorico è fissato dal rendimento del ciclo di Carnot. La parte che non viene convertita in lavoro utile deve quindi essere dispersa nell'ambiente in quanto è il prodotto di scarto (*Figura 1.5a*).

Un valore tipico esemplificativo del rendimento può essere del 35%, ciò significa che fatta 100 l'energia chimica contenuta nel combustibile solo 35 parti vengono convertite in lavoro, mentre 65 vengono di fatto perdute (quota Q_2 in *Figura 1.5a*).

La cogenerazione nasce dunque dal tentativo di recuperare in maniera utile tutto o parte di questo calore Q_2 che deve necessariamente essere scaricato da un impianto motore termico.

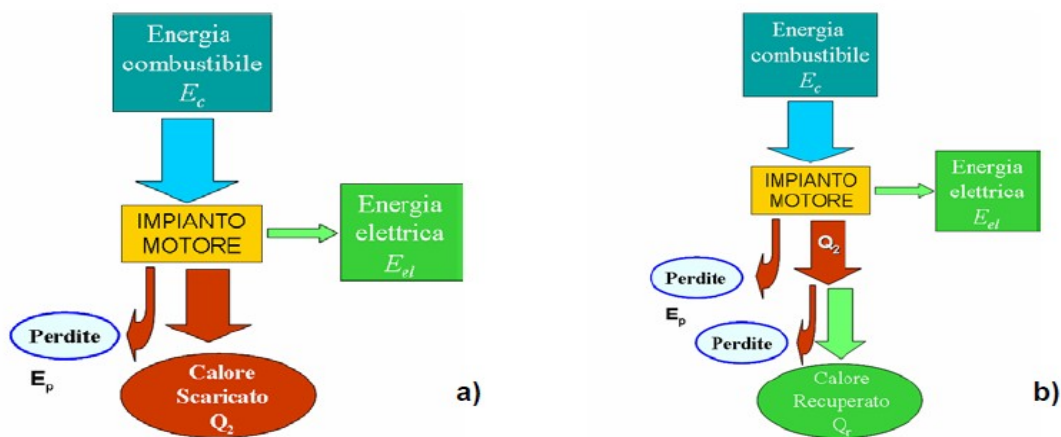


Figura 1.5 - Ciclo termico semplice e a recupero

In *Figura 1.5b* è possibile vedere schematicamente come il calore prima scaricato ora viene, al netto delle perdite, recuperato e nominato Q_R ; tale calore potrà a questo punto essere utilizzato per riscaldare ambienti o generare vapore per altri processi produttivi.

La cogenerazione può dunque notevolmente incrementare l'efficienza nell'utilizzo dei combustibili, consentendo minori emissioni di sostanze inquinanti e di gas ad effetto serra ed ottenendo quindi un progresso in direzione dello sviluppo sostenibile.

Per questo motivo, il Parlamento Europeo ha riconosciuto la cogenerazione come una tecnologia tra quelle necessarie per soddisfare il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto.

In generale un sistema cogenerativo è costituito da un impianto motore primo e da recuperatori di calore (scambiatori di calore), solitamente tali impianti sorgono in prossimità di utilizzatori termici, in quanto, a causa delle elevate perdite di trasmissione, non risulta tecnicamente semplice né economicamente conveniente trasmettere il calore a grandi distanze.

A livello domestico sono in fase di sviluppo alcune tecnologie innovative, o comunque oggi ancora non pienamente affermate a livello commerciale, quali:

- microturbine;
- motori Stirling;
- celle a combustibile.

Queste ultime entrano invece nella categoria della GD e vengono pertanto installate nell'edificio stesso dove verranno poi utilizzate elettricità e calore.

Gli impianti a cogenerazione sono attualmente incentivati con le stesse modalità delle tipologie di impianto descritte precedentemente, ovvero Certificati Verdi e Tariffa Onnicomprensiva, previa avvenuta verifica che l'impianto soddisfi i criteri definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Deliberazione n.42/02 e s.m.i.).

Rispetto all'anno 2008 gli impianti esistenti e riconosciuti dal GSE conformi alle richieste della delibera n.42/02 erano 431 con una potenza installata di 9.900 MW.

Gli impianti esistenti sono per lo più suddivisi tra i settori industriali (raffinazione petrolifera, carta, chimica, siderurgica, ecc...), agricoltura (serre), terziario (istituti ospedalieri, aeroporti, alberghi, impianti sportivi ecc...) [6].

Le stime di sviluppo del settore vedono, secondo un rapporto del GSE, per il 2020 un potenziale di crescita per settore di 1.414 MW.

Per la microgenerazione (impianti con $P < 50\text{kWe}$) invece non è possibile fare una stima verosimile in quanto dipende da diversi fattori che comprendono aspetti tecnici, amministrativi e burocratici, di mercato e decisionali [6].

1.5 - Impianti a biomasse

Il termine biomassa intende “la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”. Nelle centrali termoelettriche alimentate da biomasse solide o liquide avviene la conversione dell'energia termica contenuta nella biomassa in energia elettrica senza l'utilizzo di processi che comportano un'ossidazione parziale della biomassa.

Le taglie delle centrali possono variare dalle medie centrali termoelettriche alimentate da biomasse solide, solitamente da cippato di legno, sino ai piccoli

gruppi elettrogeni alimentati da biocombustibili liquidi.

Escludendo la fase preliminare di trattamento della biomassa, gli impianti termoelettrici alimentati a biomasse possono essere anche abbastanza simili a quelli alimentati con combustibili tradizionali e, come per questi, è possibile avere differenti cicli termici. Le tipologie impiantistiche più diffuse sono le seguenti:

- impianti tradizionali con forno di combustione della biomassa solida e caldaia che alimenta una turbina a vapore accoppiata ad un generatore;
- impianti con turbina a gas alimentata dal syngas (miscuglio di gas) ottenuto dalla gassificazione di biomasse;
- impianti a ciclo combinato con turbina a vapore e turbina a gas;

- impianti termoelettrici ibridi, che utilizzano biomasse e fonti convenzionali (il caso più frequente è la co-combustione della biomassa e della fonte convenzionale nella stessa fornace);
- impianti alimentati da biomasse liquide (oli vegetali, biodiesel), costituiti da motori accoppiati a generatori.

Il prezzo per ciascun chilowatt di potenza installato, di questo tipo di generazione è di circa 4.500€ ed anche in questo caso il numero delle ore di utilizzazione è molto elevato [1].

La programmabilità di questa fonte è quasi totale dal momento che opera una combustione diretta della materia prima; nel caso in cui invece sia utilizzata anche come teleriscaldamento, quindi la produzione è legata alle esigenze di energia termica.

Questo tipo di applicazione è tipica delle zone montane in cui si sfrutta l'alimentazione a cippato.

Gli incentivi delle fonti a biomasse sono gli stessi previsti per il biogas per i quali si rimanda al relativo paragrafo (1.6).

Un significativo sviluppo di questi impianti si è registrato tra il 2001 ed il 2005, in concomitanza con l'avvento dei meccanismi di incentivazione. La produzione registrata al 2009 è stata di 2.828 GWh mentre la previsione di crescita annua varia tra il 5 ed il 13% [3].

1.6 – Impianti alimentati Biogas

Il biogas è costituito essenzialmente da metano (CH_4 , 50÷75% in volume), anidride carbonica (CO_2 , 25÷45%) e vapor d'acqua (H_2O , 2÷7%), nonché da altri gas presenti in concentrazioni minori, tra cui l'acido solfidrico (H_2S). Viene prodotto mediante un processo di digestione anaerobica di sostanze organiche.

Il potere calorifico del biogas è funzione del suo contenuto in CH_4 . In media può essere considerato pari a 4.700÷5.700 kJ/Nm³ [7].

Il prodotto di digestione può essere utilizzato in diversi modi, che possono essere classificati per complessità tecnologica crescente.

- Allo stato grezzo, per la produzione di energia termica. Tale utilizzazione è stata predominante negli impianti costruiti per tutti gli anni '80, fino all'emanazione nel 1992 della cosiddetta CIP 6 che ha incentivato la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
- Dopo opportuna purificazione, utilizzato in cogeneratori con motori a combustione interna (ciclo Otto, ciclo Diesel adattato a gas) per la produzione combinata di energia elettrica ed energia termica. Da 1 m³ di biogas è possibile così produrre circa 1,8÷2 kWh di energia elettrica e 2÷3 kWh di energia termica. Questa è la forma di utilizzazione attualmente più diffusa in Europa e in Italia.
- Dopo una purificazione spinta e compressione sino a raggiungere caratteristiche simili a quelle del gas naturale compresso (CNG), con un contenuto di CH_4 pari al 95% si ottiene il biometano, che può essere immesso

nella rete di distribuzione. La destinazione finale può essere l'utenza domestica (riscaldamento e cottura), la co-generazione in impianti centralizzati (ove il calore prodotto possa essere usato in maniera più efficiente), le stazioni di rifornimento di carburante, poste più o meno nei pressi dell'impianto di produzione di biogas in funzione dello sviluppo e della struttura della rete di distribuzione del gas.

- Dopo opportuna purificazione, utilizzato in turbine a gas, motori a vapore, impianti multi-fuel, motori Stirling.
- Dopo una ulteriore purificazione e reforming, può essere destinato alla produzione di idrogeno (H₂) da utilizzare in celle a combustibile (fuel cells) per la produzione combinata di energia elettrica ed energia termica ad alta efficienza (>60%) e a minori emissioni.

Il biogas può derivare da diversi settori produttivi, come nel seguito sintetizzato.

- Settore agricolo: reflui zootecnici (es. liquami suini, bovini e, con opportune precauzioni, deiezioni avicole), residui colturali (es. paglia, pula di riso, colletti di barbabietole, ecc.), colture energetiche dedicate (es. mais, sorgo, silomais, erba, ecc.).
- Settore agroindustriale: scarti organici di macellazione, siero, sottoprodotti orto-frutticoli, fanghi e reflui dell'industria enologica.
- Settore industriale: acque reflue e/o fanghi ottenuti dalla loro depurazione.
- Settore civile: acque reflue e/o fanghi ottenuti dalla loro depurazione, frazioni organiche di rifiuti solidi urbani (FORSU) trattate in maniera specifica, ovvero da discarica.

A seconda della provenienza delle materie prime l'energia prodotta dall'impianto viene valorizzata in modo diverso.

Le discariche, ed in particolare gli impianti destinati allo smaltimento dei rifiuti urbani, costituiscono una fonte rilevante di biogas.

Il processo di produzione consiste principalmente in due fasi, una aerobica, che comporta la produzione di anidride carbonica e acqua a seguito di una rapida degradazione di rifiuti che può andare da alcune ore ad alcuni giorni, ed una anaerobica, più lenta, che subentra una volta esaurito l'ossigeno e comporta la produzione di metano. Negli impianti alimentati da biogas prodotto dalle discariche controllate di rifiuti urbani, di cui un esempio è riportato in *Figura 1.6*, i componenti principali sono i seguenti:

- sezione di estrazione del biogas da discarica (pozzi di captazione, linee di trasporto);
- collettori di raggruppamento;
- sezione di aspirazione e condizionamento del biogas da discarica (collettore generale, separatori di condensa, filtri, aspiratori);
- sezione di produzione dell'energia elettrica (gruppi elettrogeni) e torcia (dispositivo di sicurezza per bruciare l'eventuale biogas non combusto nella sezione di produzione energetica).

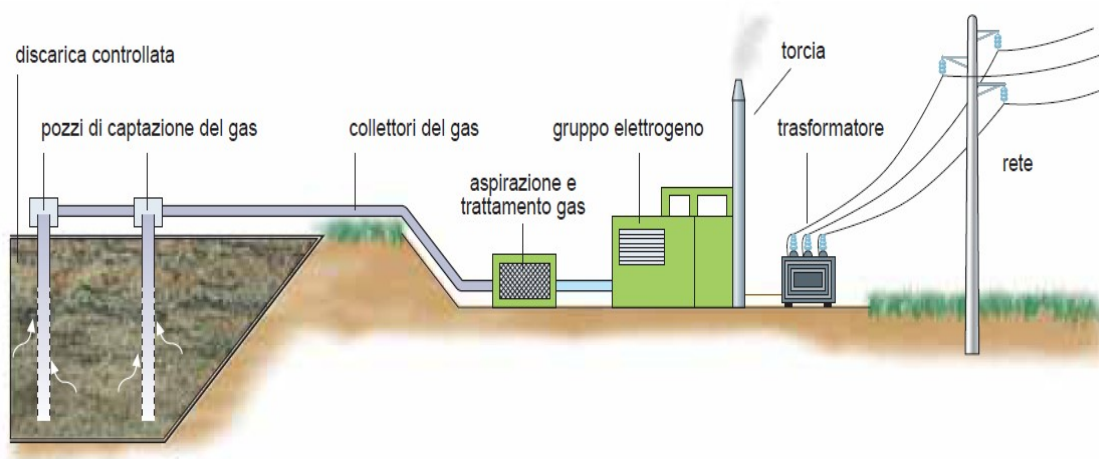


Figura 1.6 - Esempio di impianto con gas di discarica

Per quanto riguarda invece gli impianti biogas alimentati da digestore, mentre il processo chimico produttivo del biogas è il medesimo di quello che avviene in discarica, la differenza sta invece nella materia prima utilizzata. Vengono sfruttati infatti materiali organici di origine vegetale e deiezioni animali provenienti

rispettivamente da colture dedicate o allevamenti. Vista la differenza nei materiali di partenza il prodotto finale sarà leggermente diverso nella composizione chimica, ma con le stesse caratteristiche energetiche del biogas prodotto in discarica.

In entrambi i casi l'obiettivo è quello di ottenere sottoprodotti solidi, liquidi e gassosi più puri rispetto alla fonte di partenza, in modo da poter essere combustibili completamente in una seconda sezione dell'impianto.

Lo schema impiantistico riportato in *Figura 1.7* prevede, diversamente da quanto accade per un impianto da discarica, al posto della sezione di estrazione, una sezione di produzione (digestore) e raccolta (gasometro) del biogas, poi inviato ai gruppi elettrogeni per produrre energia elettrica.

Nel caso in cui siano presenti più vasche di raccolta della biomassa, la prima avrà una temperatura più alta, circa 45-50°C (processo termofilo), ed il materiale ci starà per qualche settimana, la seconda invece avrà una temperatura di circa 38°C (processo mesofilo) dove il digestato vi starà per circa 100 giorni.

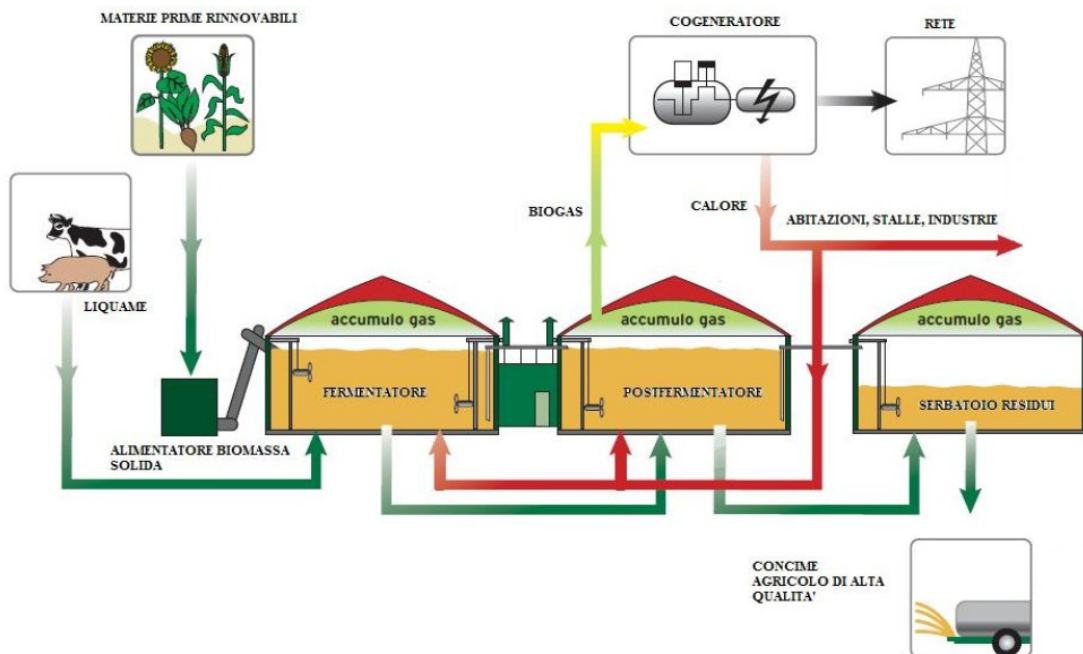


Figura 1.7 – Esempio impianto biogas da digestore

Spesso sono presenti prevasche dotate di sistemi di miscelazione/omogeneizzazione che devono sfibrare la biomasse in modo da renderla maggiormente ‘digeribile’.

All'interno del digestore invece, si susseguono le quattro (o tre nel caso di idrolisi separata) fasi del processo anaerobico (*Figura 1.8*).

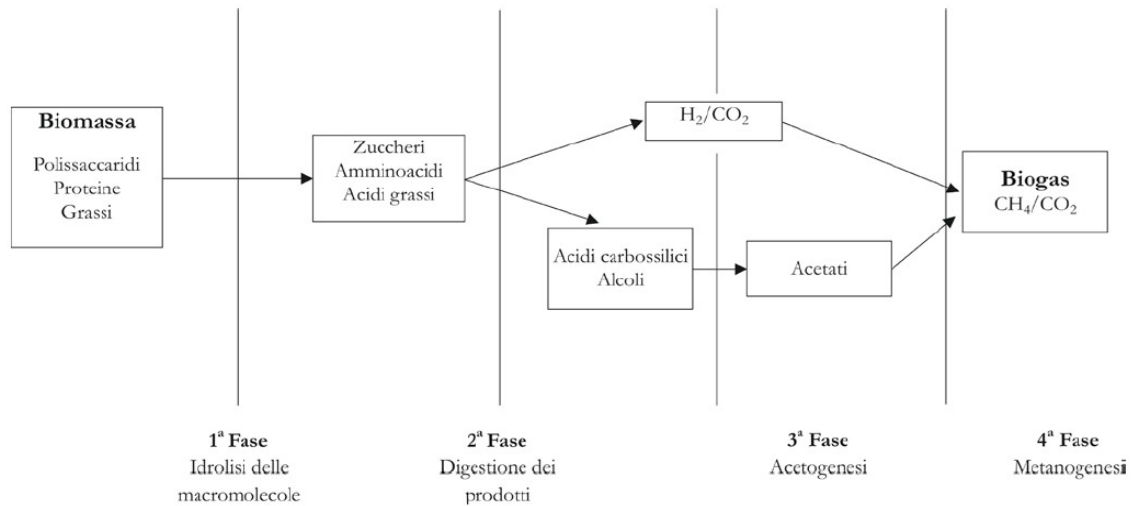


Figura 1.8 - Successione delle fasi all'interno del digestore

I processi di digestione, termofilo e mesofilo, avvengono ad opera di batteri attivi, ovvero esseri viventi che necessitano di una dieta equilibrata, pertanto l'alimentazione deve contenere un corretto equilibrio tra azoto, fosforo e potassio; quantità eccessive o insufficienti di questi elementi potrebbe causarne la morte.

La digestione del materiale organico biodegradabile implica l'uso di molte differenti specie di batteri occorrenti in natura, ognuna delle quali ha un ruolo differente in una differente fase del processo di digestione. Lo stretto controllo delle condizioni operative di un digestore è essenziale per assicurare la crescita batterica e l'effettivo verificarsi del biochimismo necessario per il buon fine della digestione stessa.

Solo il processo finale, la metanogenesi, porta alla formazione di metano dalle molecole di CO_2 e H_2 , le altre fasi sono solo di preparazione; alla fine del processo digestivo i principali sottoprodotti sono essenzialmente tre: il *biogas*, un digestato *acidogenico* e un digestato *metanogenico*.

Il biogas che si forma all'interno del reattore sale verso l'alto e si accumula nella zona superiore, sopra il pelo libero della miscela. Da qui viene prelevato e, dopo essere stato desolfurato biologicamente o chimicamente, esso viene inviato al cogeneratore che produce energia elettrica e termica.

Nella miscela rimangono:

- il digestato acidogenico; un materiale organico stabile composto prevalentemente da lignina e cellulosa;
- Il digestato metanogenico; il terzo sottoprodotto della digestione anaerobica e, in relazione alla qualità del materiale sottoposto a digestione, può rappresentare un fertilizzante eccellente e ricco di nutrienti.

La produzione di biogas per tonnellata di materia prima, varia a seconda della biomassa utilizzata (*Figura 1,9*).

Materiale	Resa biogas m ³ /t sost.secca
Liquame e letame bovino	200-300
Liquame e letame suino	260-450
Liquame e letame avicolo	200-400
Letame ovino	240-500
Letame equino	200-400
Insilato mais	350-400
fieno medica/trifoglio	400-500
Paglia cereali	200-600
Stocchi di mais	300-700
Scarti vegetali	300-350
Siero latte	330
Melasse	300

Figura 1.9 - m³ di biogas da una tonnellata di biomassa secca [8]

Al termine del processo di produzione del biogas inizia la fase di conversione in energia elettrica e termica ad opera del gruppo di conversione, solitamente motore a scoppio o microturbina. L'energia elettrica viene ceduta alla rete mentre l'energia termica, detratta della quantità necessaria a mantenere il processo di fermentazione nelle sue condizioni ottimali, rimane a disposizione per eventuali utilizzi all'interno dell'azienda o per il teleriscaldamento.

L'energia elettrica prodotta dalla digestione anaerobica viene considerata una forma di energia verde. Dato che il gas non viene rilasciato direttamente nell'atmosfera e l'anidride carbonica deriva da fonte organica caratterizzata da breve ciclo del carbonio, il biogas con la sua combustione non contribuisce all'aumento delle concentrazioni atmosferiche di CO₂ e grazie a ciò viene considerato una fonte energetica a basso impatto ambientale.

A tal proposito la Comunità Europea sul biogas, nella direttiva 2009/28/CE esprime:

“L’utilizzo di materiale agricolo come concimi, deiezioni liquide nonché altri rifiuti animali e organici per la produzione di biogas offre, grazie all’elevato potenziale di riduzione nelle emissioni di gas a effetto serra, notevoli vantaggi ambientali sia nella produzione di calore e di elettricità sia nell’utilizzo come biocarburanti. A motivo del carattere decentralizzato e della struttura d’investimento regionale, gli impianti di biogas possono contribuire in misura notevole allo sviluppo sostenibile delle zone rurali, offrendo agli agricoltori nuove possibilità di reddito.”

Gli impianti a biogas hanno dei costi di realizzazione che si aggirano sui 4000-5000 €/kW e sono caratterizzati da un numero di ore di utilizzazione che superano le 7000 ore/anno [1].

Una caratteristica molto importante di questa tipologia di generazione è la sua programmabilità, per quanto possibile, della produzione; ovvero se dotati a monte del gruppo generatore di un sistema di accumulo del biogas, essi possono modulare la propria potenza erogata, in modo da seguire profilo predeterminato di produzione senza che la fonte primaria (combustibile) venga sprecata.

L’incentivo applicato a queste fonti è del tutto simile a quello erogato per la generazione eolica, ovvero prevede che gli impianti fino a 1 MW possano scegliere tra il meccanismo dei Certificati Verdi (CV), descritti in precedenza, con conseguente scelta del meccanismo di valorizzazione dell’energia, oppure per la remunerazione tramite “Tariffa Onnicomprensiva” (TO) della durata di 15 anni al termine dei quali il proprietario dell’impianto dovrà scegliere il meccanismo di valorizzazione dell’energia.

Per gli impianti più grandi, invece, la scelta è obbligata verso il sistema dei CV.

Il coefficiente applicato ai CV vale 1,3 per impianti da discarica e 1,8 per impianti con biogas da prodotti agricoli, allevamento e forestali.

Per quanto riguarda invece la TO è di 0,18 €/kWh per prodotti da discarica e 0,28 €/kWh per prodotti da digestore [5].

La produzione nel 2009 di energia elettrica è stata di 1.616 GWh da biogas di discarica e 1.740 GWh con biogas da digestore, con un aumento rispetto al 2008

rispettivamente del 3,86% e del 8,75% [9].

La crescita di questo tipo di fonte è costante negli anni ed anche per il futuro si prevede un incremento in linea con il trend registrato negli ultimi anni. La costruzione di questi impianti è infatti stata legata più a necessità di smaltimento dei rifiuti o degli scarti (agricoli o industriali) che a veri e propri investimenti.

1.7 - Impianti Fotovoltaici

L'effetto fotovoltaico consente di convertire direttamente la radiazione solare in energia elettrica. Le più comuni installazioni sono realizzate mediante il collegamento serie/parallelo di più pannelli fotovoltaici, realizzati a loro volta con più celle collegate tra loro ed applicate fisicamente su un vetro che ne consente la protezione dagli agenti atmosferici. I pannelli sono incorniciati da un apposito telaio in alluminio che ne impedisce la rottura e ne agevola il fissaggio. In *Figura 1.10* viene schematizzata la composizione di un generatore.

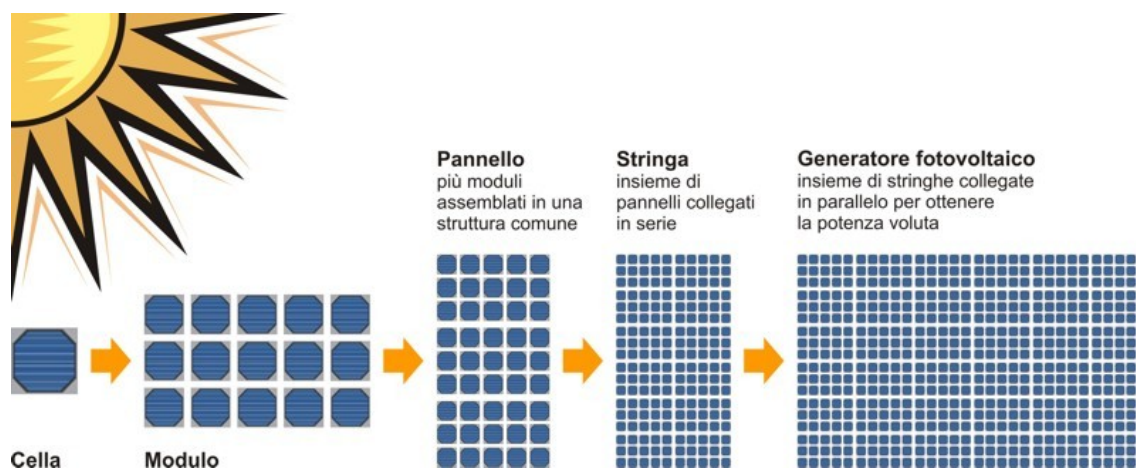


Figura 1.10 - Composizione generatore fotovoltaico

La tensione e la corrente ai capi delle stringhe che compongono l'impianto sono di natura continua, e dunque per poter essere collegate alla rete pubblica necessitano di un dispositivo di conversione c.c.-c.a. (inverter).

Gli impianti fotovoltaici hanno applicazioni tipiche che vanno da qualche Watt fino a qualche MegaWatt. Possono essere di tipo stand-alone per servire utenze isolate oppure grid-connected per le normali applicazioni a servizio di utenze oppure al solo scopo di produrre energia per la vendita.

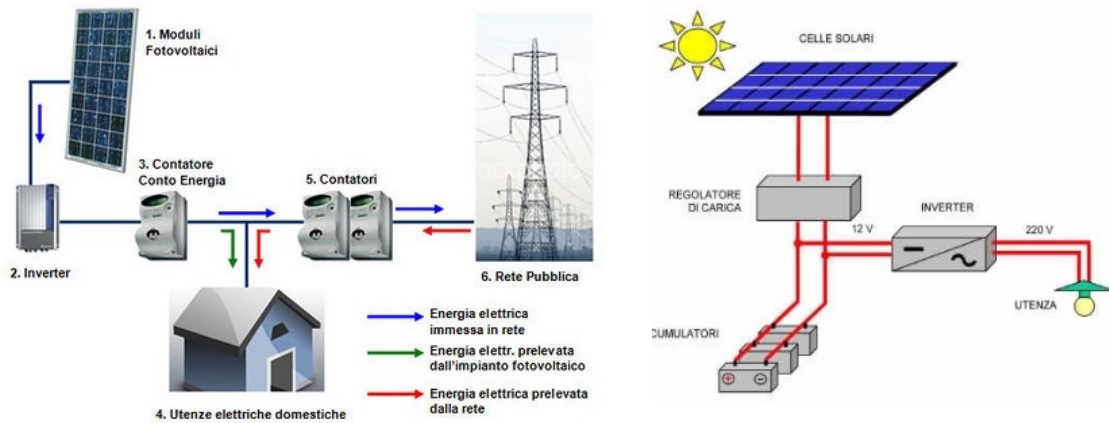


Figura 1.11 - Tipica applicazione grid-connected, da sinistra, e stand-alone

Per la produzione di energia i pannelli necessitano di essere esposti per più tempo possibile alla radiazione solare. Alle nostre latitudini la massima esposizione si verifica con orientamento sud ed inclinazione 35° . La producibilità media in Italia, per chilowatt-picco installato varia da nord (1000 kWh/kWp annui) a sud (1400 kWh/kWp annui) come si può vedere in *Figura 1.12*.

La superficie occupata dai pannelli per un kWp installato varia a seconda della tecnologia adottata e va da un minimo di 6 m^2 per applicazioni con silicio monocristallino ad oltre 12 m^2 per il silicio amorfo.

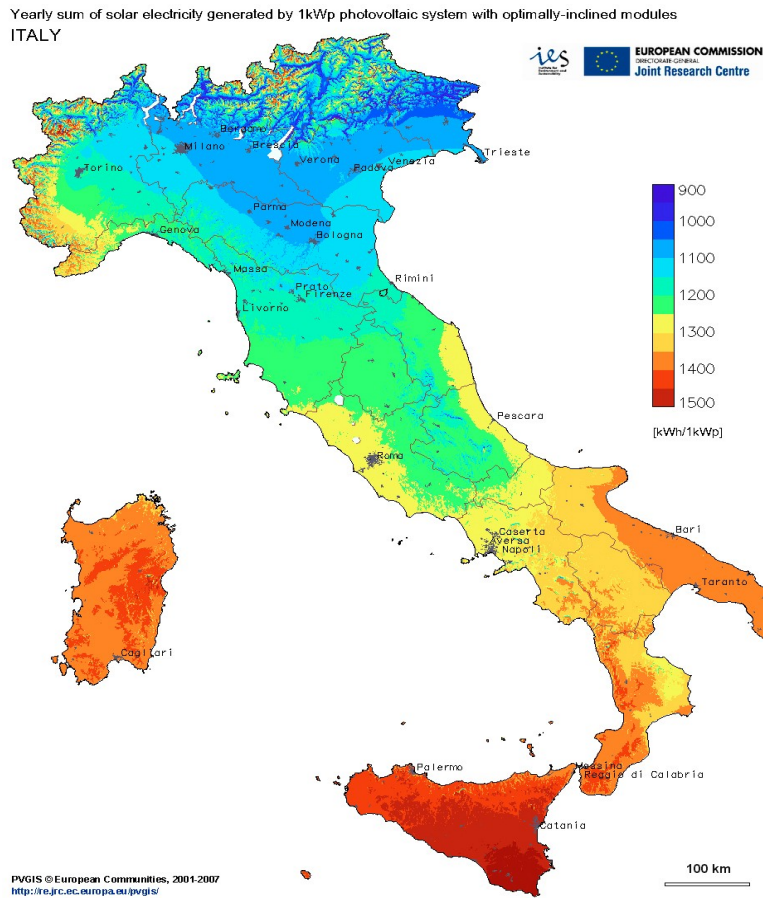


Figura 1.12 - Irraggiamento annuo in Italia

1.71 - L'effetto fotovoltaico

Le celle convertono la luce solare in energia elettrica grazie all'effetto fotovoltaico, il quale si verifica nel momento in cui un elettrone, presente nella banda di valenza di un materiale semiconduttore, passa alla banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone incidente ad energia sufficiente.

L'effetto fotovoltaico è una sottocategoria del fenomeno fotoelettrico, con il quale si descrive il fenomeno della cessione di energia della radiazione elettromagnetica agli elettroni più esterni degli atomi del materiale esposto alla radiazione. L'energia del fotone incidente deve superare il band-gap del materiale. Nei materiali isolanti l'energia necessaria è troppo elevata, mentre nei conduttori l'energia del band-gap è molto piccola e nel conduttore, a temperatura ambiente, si verifica una continua formazione e distruzione di coppie elettroni-lacune. Quando un flusso luminoso,

invece, invece del reticolo cristallino di un semiconduttore, si verifica la transizione in banda di conduzione di un certo numero di elettroni al quale corrisponde un egual numero di lacune che passa in banda di valenza. Si rendono pertanto disponibili dei portatori di carica, che possono essere sfruttati per generare una corrente elettrica. Per fare ciò occorre creare un campo elettrico all'interno del semiconduttore, realizzando una zona con assenza di elettroni (o eccesso di lacune) ed una con eccesso di elettroni, dette rispettivamente drogate tipo p e tipo n. Tale operazione viene fatta inserendo atomi del III gruppo. Tra le due zone si crea una separazione, detta giunzione p-n o regione di svuotamento, ai capi della quale si osserva un campo elettrico.

Se a questo punto viene illuminata con fotoni la parte n, si creano delle coppie elettrone-lacuna sia nella parte n che nella parte p ed il campo elettrico permette di dividere gli elettroni in eccesso (ottenuti dall'assorbimento dei fotoni) dalle lacune, li spinge in direzioni opposte e impedisce loro di invertire il senso di marcia. Chiudendo il circuito esternamente con un conduttore, si permette la circolazione degli elettroni dallo strato n allo strato p.

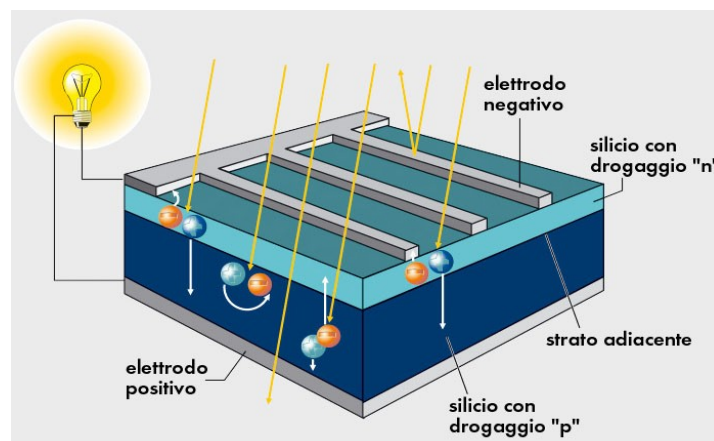


Figura 1.13 - Effetto della radiazione solare su una giunzione p-n

1.72 - L'energia solare

L'irraggiamento solare medio che colpisce la Terra è di circa 200W/m^2 , che moltiplicato per la superficie terrestre esposta istante per istante alla luce solare da una potenza di 50 milioni di GW e supera di circa diecimila volte quella usata dall'umanità. L'energia solare è però diffusa, ovvero occorrono rilevanti superfici per raccoglierne quantità significative.

La radiazione solare non è concentrata su un'unica frequenza, ma è distribuita su un ampio spettro di ampiezza non costante, ed il massimo dell'energia è concentrata nella banda della radiazione visibile (48%). Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione solare subisce fenomeni di:

- riflessione/rifrazione, dovuta all'albedo (valore medio sulla terra 40%);
- assorbimento, ad opera dei vari gas atmosferici in misura variabile in funzione della frequenza, così che al suolo lo spettro solare risulta irregolare rispetto a quello rilevato alle soglie esterne dell'atmosfera (crea differenze tra lo spettro AM0 e AM1);
- diffusione, ovvero ha cambiato angolo di incidenza dopo aver colpito almeno una particella.

Spettro della radiazione solare

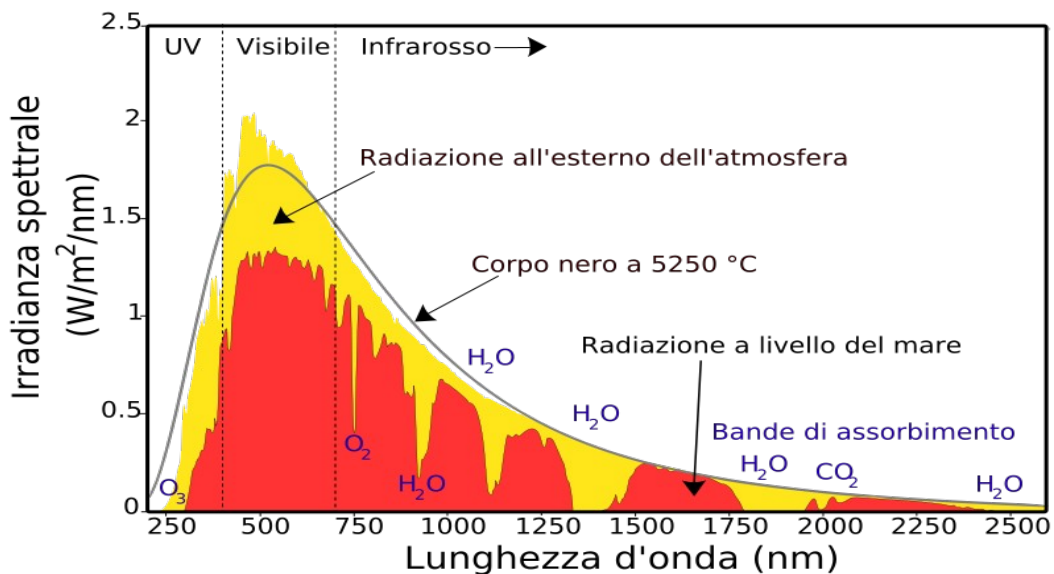


Figura 1.14 - Spettro della radiazione luminosa

Prima di essere filtrata la radiazione solare vale 1366W/m^2 e solo metà raggiunge la superficie terrestre senza subire modifiche e prende il nome di “Radiazione Netta”.

La “Radiazione Globale”, data dalla somma di radiazione Diretta + Diffusa + Riflessa, è quella che viene poi convertita dai moduli ed ha un valore di 1000W/m^2 in una giornata soleggiata estiva. La “Radiazione Diretta” è la parte proveniente direttamente dal disco solare comprese le componenti che vengono poi riflesse dalla superficie colpita.

La radiazione diffusa su base annua è il 55% di quella globale.

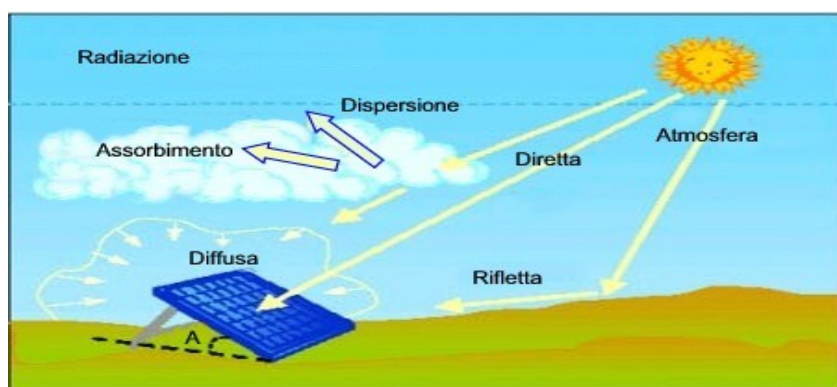


Figura 1.15 - Composizione della radiazione solare

1.73 - Modello del generatore fotovoltaico

La cella solare può essere studiata mediante il modello più semplice che la considera come un generatore di corrente in parallelo ad un diodo ideale, con corrente prodotta direttamente proporzionale alla luce che colpisce la cella (Figura 1.16). Il generatore è caratterizzato da una V_{OC} (open circuit) quando i suoi terminali sono isolati, ed una I_{SC} (short circuit) quando invece sono collegati con impedenza nulla.

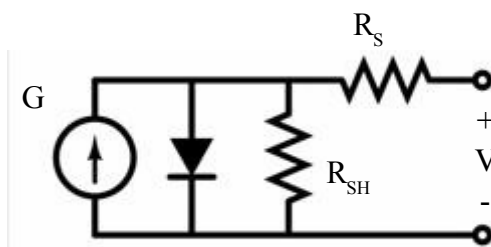


Figura 1.16 - Modello elettrico di una cella

Quando la cella non è colpita dalla luce solare diventa un dispositivo passivo e si comporta come un semplice diodo.

La densità di corrente che attraversa la cella è $j_{SC} = I_{SC}/A$, dove A è l'area della cella; J_{SC} è un parametro spesso usato per comparare le celle.

Nel caso in cui la cella venga collegata ad un carico la densità di corrente sarà minore di quella di corto circuito per effetto della tensione che si forma ai capi del carico, la quale fa circolare una corrente che si richiude internamente alla cella e che quindi non raggiunge il carico, questa corrente è chiamata “dark current”.

$$J_{ph} = J_{SC} - J_0 \left(e^{\frac{qV}{mk_B T}} - 1 \right)$$

In queste condizioni la cella opera nel quarto quadrante, dove la tensione è positiva e la corrente è negativa facendo sì che anche la potenza abbia segno negativo; il generatore sta quindi erogando potenza utilizzando la luce come fonte.

Questo dispositivo però, è reale e si deve tener conto degli effetti resistivi, per tal motivo la precedente relazione diventa:

$$J_{ph} = J_{SC} - J_0 \left(e^{\frac{qV + J_{ph} A R_S}{mk_B T}} - 1 \right) - \frac{V J_{ph} A R_S}{R_{SH}}$$

dove R_S è la resistenza serie che comprende la resistenza dei contatti elettrici e degli strati di silicio, mentre in R_{SH} sono concentrate tutte le perdite per effetto delle correnti di dispersione che si richiudono internamente alla cella.

Le principali caratteristiche che descrivono la cella sono:

- VOC: tensione ai capi della cella quando la corrente circolante è nulla

$$V_{oc} = \frac{\eta k_B T}{q} \ln \frac{I_L}{I_0} ;$$

- I_{sc}: corrente che circola in un circuito esterno a resistenza nulla quando la cella è esposta alla luce;

- MPP (Maximum Power Point) : punto in cui l'area racchiusa dal rettangolo con altezza I_{mpp} e larghezza V_{mpp} è massima;
- Fill Factor: fattore di riempimento dell'area disegnata dal MPP rispetto a quella disegnata dalla curva $V_{OC} I_{SC}$;
- Efficienza: rapporto tra la potenza massima in uscita e la potenza della luce incidente

$$\eta = \frac{V_{mpp} I_{mpp}}{P_{light}} = \frac{I_{SC} V_{OC} FF}{P_{light}}$$

La potenza di una cella fotovoltaica varia al variare della sua temperatura e della radiazione solare e per poter fare dei confronti sono state definite delle condizioni standard di riferimento, quindi si è definito il cosiddetto watt di picco (Wp) relativo alla potenza fornita dalla cella alla temperatura di 25°C sotto una radiazione di 1000W/m² spettro AM 1,5.

Di tutta l'energia che investe la cella solare sotto forma di radiazione luminosa, solo una parte viene convertita in energia elettrica disponibile ai suoi morsetti; fenomeno attribuibile a molteplici effetti che possono essere raggruppati in quattro categorie nel seguito esposte.

- *Riflessione*; alcuni fotoni che incidono su una cella vengono riflessi dalla superficie della stessa mentre altri incidono sulla griglia metallica dei contatti.
- *Fotoni troppo o poco energetici*; per rompere il legame tra elettrone e nucleo occorre una certa energia, e non tutti i fotoni incidenti possiedono energia sufficiente. Alcuni fotoni invece troppo energetici generano coppie elettrone-lacuna, dissipando calore.
- *Ricombinazione*; durante il percorso verso la giunzione alcune cariche possono trovare quelle di segno opposto e ricombinarsi.
- *Resistenze parassite*; anche se durante la fabbricazione viene effettuato un processo di lega tra Silicio e Alluminio dei contatti, resta una certa resistenza

all'interfaccia, che provoca una dissipazione che riduce la potenza trasferita al carico.

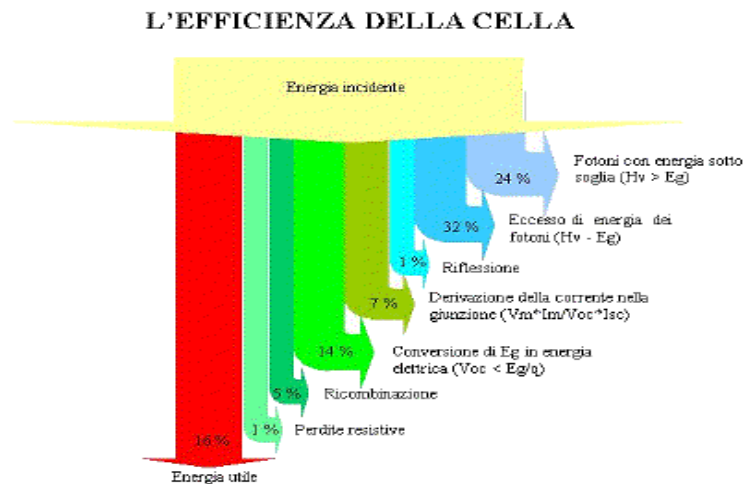


Figura 1.17 - Efficienza cella fotovoltaica

L'energia elettromagnetica contenuta nella radiazione solare crea, sulla cella esposta, una coppia elettrone-lacuna solo se tale energia è più grande dell'energia bandgap (E_g) del materiale utilizzato per la cella. Inoltre più ampio è lo spettro raccolto dal materiale, più alta sarà l'efficienza della cella.

La scelta del materiale, dunque, gioca un ruolo fondamentale nell'efficienza.

1.74 - Tipologia di celle

La tecnologia fotovoltaica, detta di “prima generazione” ebbe inizio a Murray Hill, New Jersey – USA, presso i laboratori della *Bell System* nel 1953, quando fu inventata la “nuova fotocella a giunzione p-n in silicio” da parte dei tre ricercatori, *Daryl Chapin*, *Calvin Fuller* e *Gerald Pearson*. La notizia ufficiale fu data nel 1954 sul *Journal of Applied Physics* (*Chapin, Fuller, Pearson, 1954*). L'attuale sistema industriale di produzione delle celle e dei moduli fotovoltaici costituisce il risultato di oltre mezzo secolo di sviluppo della tecnologia, di cui i tre inventori avevano gettato le basi negli anni '50. Il livello di R&D nel settore delle celle è infatti molto

elevato e pertanto molte aziende hanno sviluppato diversi tipi di celle solari raggruppabili in tre categorie, dette di prima, seconda e terza generazione di seguito brevemente descritte.

Tecnologia fotovoltaica di prima generazione

Questa tipologia di modulo a singola giunzione, conosciuta come “silicio cristallino”, si presenta come quella con più elevate quote di mercato, avendo coperto nel 2008 il 78% della totale produzione.

Il silicio cristallino consente di realizzare pannelli fotovoltaici di elevata qualità e dotati di buona efficienza di conversione grazie all'ampio range di assorbimento spettrale offerta da questa tecnologia.

La *Figura 1.18* mostra un'immagine schematica di una sezione di un'odierna cella fotovoltaica al silicio. Si possono distinguere le parti principali che compongono il dispositivo per la conversione diretta della radiazione solare in elettricità. La tecnologia di realizzazione delle celle è basata sulla formazione di una giunzione singola p-n per diffusione termica di opportuni elementi chimici, generalmente boro e fosforo, all'interno di una fetta di silicio.

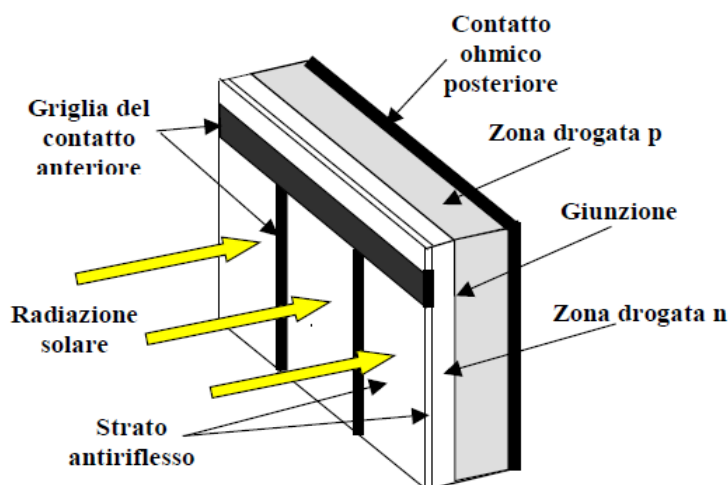


Figura 1.18 - Composizione di una cella cristallina di prima generazione

Le celle cristalline vengono poi collegate elettricamente e incapsulate frontalmente con vetro e posteriormente con materiale isolante (solitamente E.V.A. *Ethylene vinyl acetate*). La struttura viene poi resa più forte mediante un telaio in alluminio.

Le celle che appartengono alla tipologia di prima generazione sono:

- Celle al silicio monocristallino; celle ottenute da cristalli di silicio puro, lo stesso materiale e processo utilizzato dall'industria dell'elettronica (metodo *Czochralski*), il quale comporta elevati costi di realizzazione legati al grado di purezza raggiunto. Questo tipo di celle sono pertanto caratterizzate da rendimenti elevati (efficienza di cella fino al 23% in laboratorio) ma anche da *energy pay back time* di circa tre anni. Nonostante le elevate efficienze raggiunte in laboratorio con questa tecnologia i moduli commerciali hanno efficienza media del 13,4%, il che ci mostra le difficoltà di ottenere nei processi a basso costo i gradi di purezza, e dunque di efficienza, ottenuti in laboratorio.

- Celle al silicio policristallino; prodotte principalmente riutilizzando il silicio di “scarto” dell'industria elettronica; rispetto alla tipologia precedente, sono le più diffuse avendo il maggior rapporto “rendimento accettabile”/prezzo dovuto al più basso costo della materia prima e del processo produttivo. Le celle multicristalline hanno raggiunto in laboratorio efficienze del 18,7%, dunque minori rispetto al silicio monocristallino. I moduli che utilizzano questa tecnologia raggiungono efficienze medie invece del 13,2%, molto simile alla tipologia precedente.

- Celle all'Arseniuro di Gallio; ottenute da un composto di Gallio ed Arsenico, risultano essere più resistenti ai danni provocati dalla radiazione solare rispetto a quelle in silicio. Dati gli elevati costi e gli ottimi pregi viene attualmente utilizzata per applicazioni spaziali.

Tecnologia fotovoltaica di seconda generazione

La seconda generazione di celle fotovoltaiche è conosciuta come “thin film” ed hanno l'obiettivo di abbattere i costi di produzione che sono il punto debole dei moduli di prima generazione. Sono realizzate da sottili strati di materiale fotovoltaico a basso costo depositato direttamente su vetro o altri materiali.

Le celle di seconda generazione presentano efficienze minori rispetto al silicio cristallino, ma in costante aumento. Questo segmento infatti è in rapida espansione, portando la loro quota di produzione dal 5% nel 2004 al 22% nel 2008 [10].

Per la realizzazione delle celle che costituiscono questi pannelli vengono adottate diverse tecnologie e diversi materiali. A livello commerciale sono tre le tecnologie che si sono affermate:

- Silicio amorfo; costituisce la parte prevalente dei moduli thin film e prevede la realizzazione dei moduli mediante l'utilizzo di silicio come quelli di prima generazione, ma con la differenza che in questo caso la struttura del materiale non è cristallina, ma gli atomi sono disposti in modo casuale. Questa tipologia di cella ha un rendimento minore delle celle cristalline (7%) ma si adatta bene anche in presenza di irraggiamento diffuso (cielo coperto). L'energia spesa per produrle è molto piccola, infatti, pur avendo un basso rendimento, il loro *pay-back time* è di circa 1,5 anni.
- Celle al tellururo di Cadmio (CdTe); vengono realizzate mediante un composto semiconduttore che presenta un energy gap di 1,45eV e può essere applicato per deposizione con vari metodi, classificandosi dunque come candidato ideale per la realizzazione di celle a film sottile. Le più comuni celle solari al tellururo di cadmio presentano una eterogiunzione (giunzione tra materiali con gap diversi) di tipo n-CdS e p-CdTe con la parte n depositata su di un ossido conduttore che fa da rivestimento al vetro. L'efficienza massima registrata nei laboratori NREL è stata del 16,5% mentre

le rese tipiche dei moduli commerciali sono confinate tra l'8 e l'11% [10].

- Celle CIS/CIGS; sono composti da deseleniuro di indio e rame per i CIS, con aggiunta di gallio invece per i CIGS. Permettono con gli stessi materiali di comporre celle con bandgap compresi tra 1,01eV e 2,04eV a seconda della composizione. Nei laboratori NREL hanno raggiunto efficienze prossime a 19,2% mentre a livello commerciale si trovano moduli di questo tipo che hanno un'efficienza di 14,2%.

Queste due generazioni di moduli, nelle diverse varianti, hanno tutte un comportamento descrivibile mediante il modello elettrico descritto all'inizio del presente paragrafo.

Esiste un'altra tipologia di moduli che sta emergendo, sono i così detti moduli di terza generazione che sono di natura organica e sviluppati finora solo nei laboratori. Essendo questi ultimi non prodotti e commercializzati non sono stati presi in considerazione data l'elevata improbabilità allo stato attuale di trovare questi impianti.

Le applicazioni più tipiche restano quelle in silicio policristallino con prezzi contenuti nella fascia 3.500€ - 5.000 €/kWp per installazioni domestiche mentre per installazioni molto grandi a terra può scendere fino a 2.600 €/kWp [1]. Tali prezzi sono comunque molto variabili quando si tratta di impianti su edifici, in quanto al puro costo dell'impianto vanno aggiunti i costi degli interventi edili e strutturali, ove necessario, con i relativi oneri per ponteggi e permessi.

La riduzione dei costi dei materiali, il generoso meccanismo di incentivazione attivo in Italia e l'aumento del prezzo dell'energia hanno dato una forte spinta alla crescita del settore portando la potenza installata sul territorio nazionale da 292,1 MW nel 2008 a 971,8 MW del 2009 ovvero + 232% in un anno [3].

La produzione da conversione fotovoltaica è passata da 193 GWh nel 2008 a 676 GWh nel 2009, + 248%.

Il meccanismo di incentivazione adottato in Italia per questa fonte è chiamato “Conto Energia” e dal 1° gennaio 2011 è attiva la terza versione che sarà valida fino al 31 dicembre 2013. La potenza incentivabile è di 3.000 MW con una durata di 20 anni [11].

L'incentivo viene erogato dal GSE dopo l'avvenuta certificazione che l'impianto rispetta i requisiti tecnici necessari. La tariffa, per ciascun chilowattora prodotto, riconosciuta agli impianti è legata alla data di entrata in esercizio dell'impianto, alla potenza dello stesso ed alla suo grado di integrazione architettonica (*Tabella 1.1*).

Intervallo di potenza	Tariffa Corrispondente					
	A		B		C	
	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	
	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
$3 < P \leq 20$	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
$20 < P \leq 200$	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
$200 < P \leq 1000$	0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
$1000 < P \leq 5000$	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
$P > 5000$	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

Tabella 1.1 - Tariffe applicabili per l'anno 2011 [11]

Per gli anni successivi al 2011 la tariffa deve essere decurtata del 6% annuo [11].

Grazie alle agevolazioni che il nostro paese offre, l'associazione europea per l'industria fotovoltaica stima una buona crescita del settore (*Figura 1.19*), tenuto conto degli ottimi risultati già ottenuti. Basti infatti pensare che la potenza complessiva delle realizzazioni registrate nel 2009 ha portato l'Italia al secondo posto nel mondo per potenza di nuova installazione da fonte fotovoltaica.

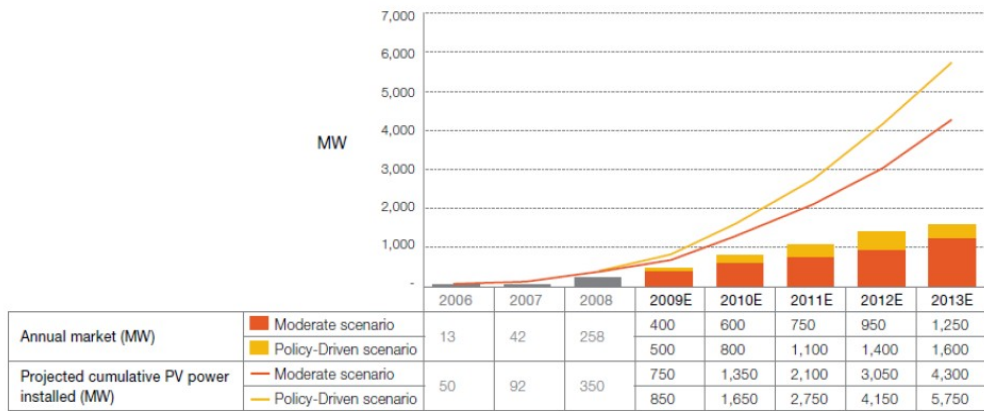


Figura 1.19 - Previsione di crescita fino al 2013 [9]

2. Virtual Power System

Per effetto dell'incremento della generazione distribuita (GD), la rete elettrica sta evolvendo verso una nuova configurazione, che vede una produzione sempre più vicina, elettricamente, al consumo (*Figura 2.1*).

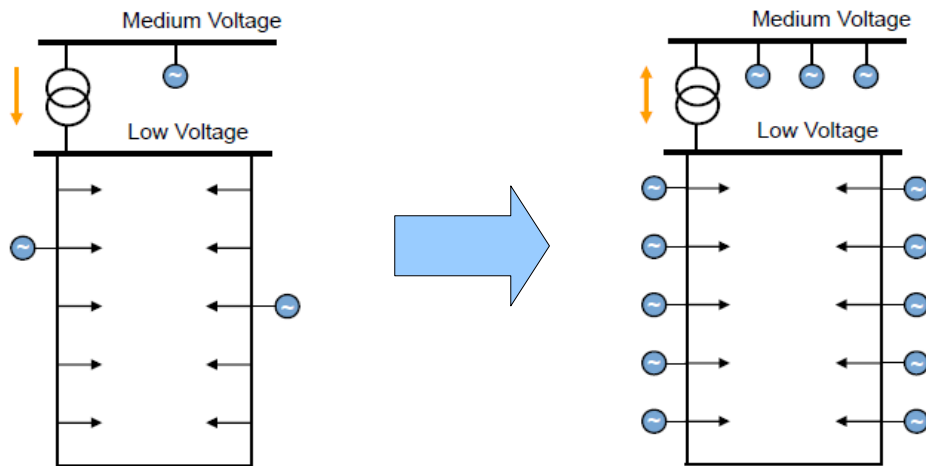


Figura 2.1 – Evoluzione della rete, da prevalenza passiva ad attiva

La GD, consente quindi una riduzione dei transiti sulla rete primaria portando notevoli vantaggi al sistema in termini di efficienza e riduzione delle perdite, ma, nel caso risulti eccessiva, rischia di causare criticità ed inefficienze al sistema. A tal proposito degli studi [12] mostrano che ad elevati tassi di penetrazione della GD i benefici si riducono per effetto dei vincoli della rete di distribuzione, inizialmente concepita come puramente passiva, ovvero con energia transitante dalle reti a livello di tensione più elevato verso quelle a tensione più bassa, come mostrato in *Figura 2.2*.

Rispetto a tale presupposto, per la configurazione attuale della rete, l'AEEG con la delibera 111/06 nella tabella 8 dell'allegato A [13], ha definito delle perdite convenzionali con lo scopo di quantificare i livelli di efficienza tipici di ogni porzione della rete elettrica nazionale, dai livelli di tensione più elevati fino alla distribuzione pubblica. Tali parametri sono stati di seguito riassunti in *Tabella 2.1*.

Il percorso dell'elettricità dalla centrale al consumatore

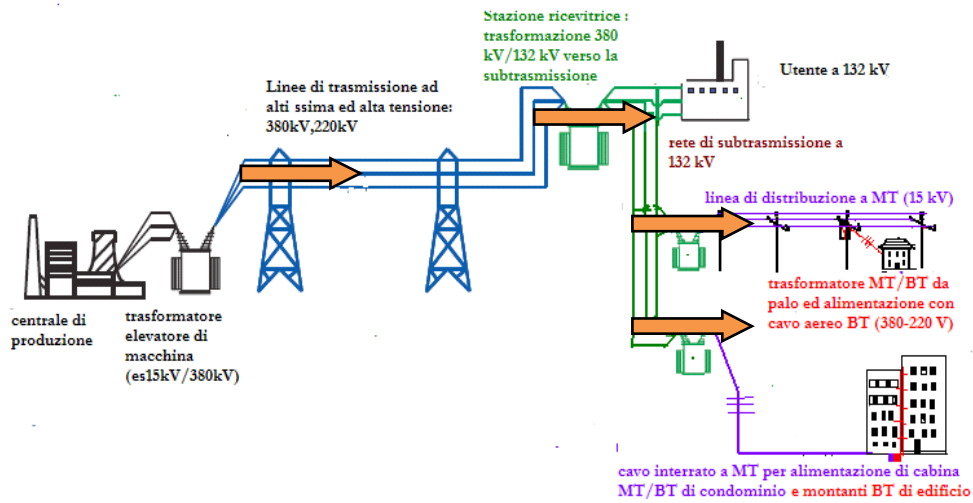


Figura 2.2 - Flussi di rete in totale assenza della generazione distribuita

Rete elettrica	Perdite convenzionali
AAT	0,90%
AT	2,00% di cui: 0,4% trafo AAT/AT 1,6% rete AT
MT	2,20% di cui: 0,7% trafo AT/MT 1,5% rete AT
BT	5,70% di cui: 1,9% trafo AT/MT 3,8% rete AT

Tabella 2.1 - Perdite convenzionali nel sistema elettrico italiano (Delibera AEEG 111/06)

I vantaggi legati allo sviluppo della GD sono evidenti fintanto che l'energia assorbita dai carichi proviene da generatori appartenenti alla stessa porzione di rete, nel momento in cui la generazione diventa eccessiva, ovvero nel caso superi la richiesta dei carichi collegati alla medesima linea, si ottiene l'effetto opposto, ovvero si verifica un'inversione di flusso (la potenza si muove verso reti a tensione maggiore). Il concetto può essere meglio compreso dall'osservazione del grafico in *Figura 2.3*.

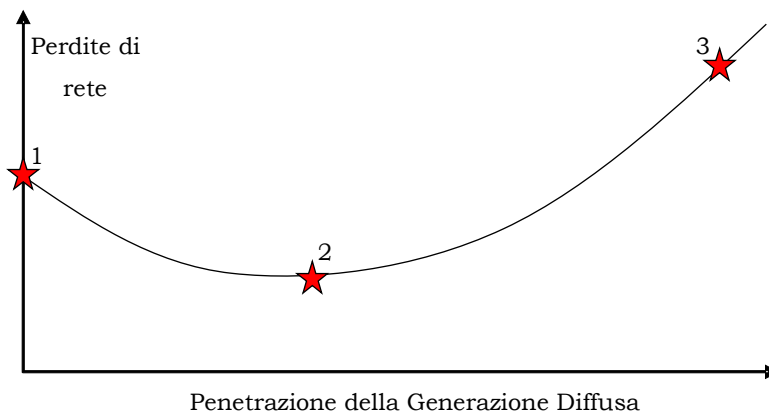


Figura 2.3 - Effetto della penetrazione della generazione distribuita

Il punto 1 in *Figura 2.3*, identifica lo stato della rete passiva, ovvero in totale assenza di generazione distribuita, nel quale il flusso di potenza è unidirezionale verso le utenze e raffigurato in *Figura 2.2*.

Il punto 2 invece, identifica il livello di penetrazione della GD ottimale, ovvero i consumi sono in buona parte o totalmente coperti dalle fonti locali e di conseguenza le perdite elettriche risultano minimizzate; situazione descritta in *Figura 2.4*.

Il percorso dell'elettricità dalla centrale al consumatore

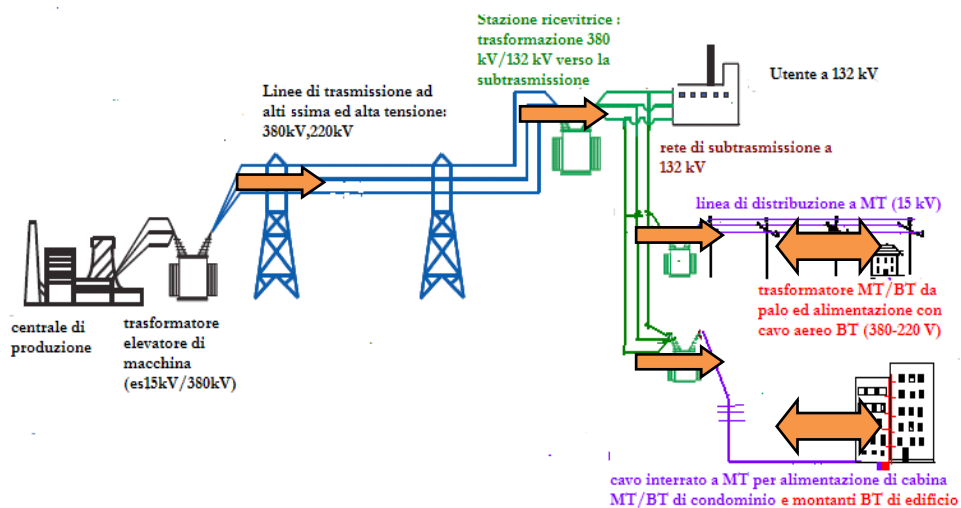


Figura 2.4 - Flussi di rete a livelli ottimali della generazione distribuita

Il punto 3 in *Figura 2.3* indica infine gli effetti di una eccessiva diffusione della GD che portano i flussi di potenza a fluire verso le reti ai livelli di tensione più elevati (*Figura 2.5*).

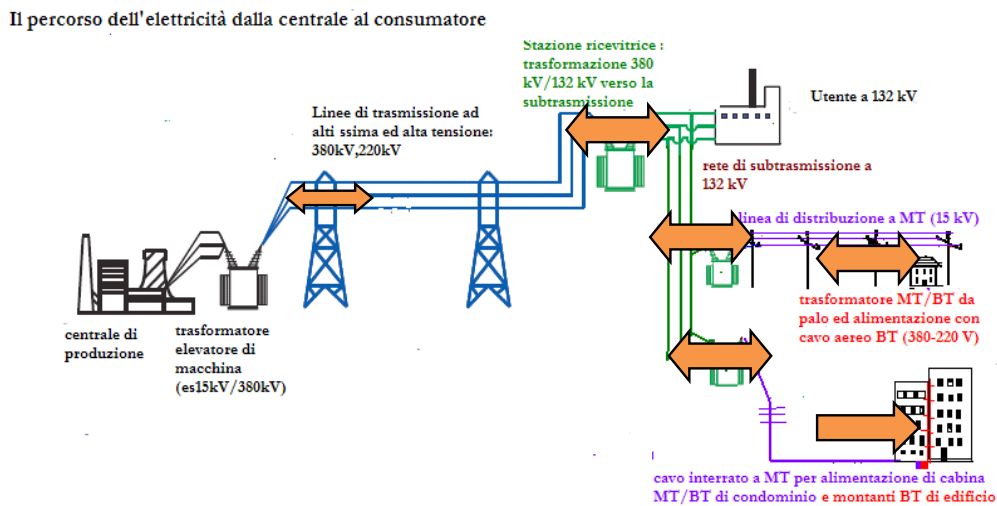


Figura 2.5 - Flussi di rete a livelli eccessivi della generazione distribuita

Le problematiche fin qui descritte non sono le uniche legate alla GD, ma come visto nella descrizione delle fonti rinnovabili, se ne aggiungono altre legate al fatto che non tutte le fonti sono in grado di erogare costantemente una potenza nota o di modularla, eolico e fotovoltaico ad esempio, sono legate a fonti di natura aleatoria, il vento ed il sole rispettivamente.

A tal proposito un impianto fotovoltaico, in una giornata con condizioni variabili, potrebbe erogare una potenza di uscita sul lato AC con un andamento nel tempo, come è mostrato in *Figura 2.6*, molto aleatorio.

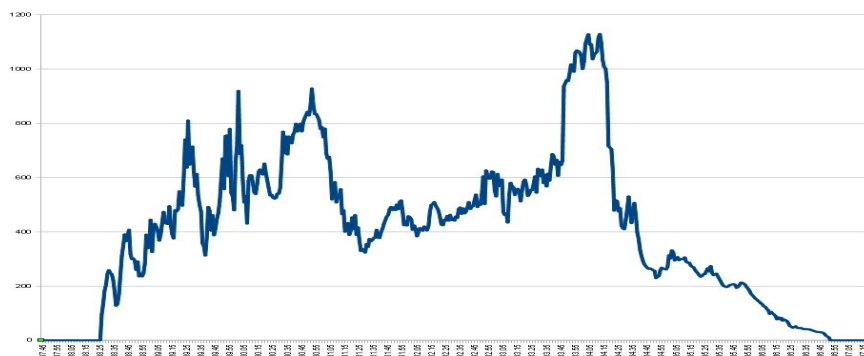


Figura 2.6 – Forma della potenza di uscita in una giornata variabile

La connessione di fonti aleatorie alla rete potrebbe rivelarsi problematica dal punto di vista della distribuzione, dove variazioni non controllate e non prevedibili dei profili di scambio, possono causare dei problemi sommandosi alle aleatorietà già presenti legate ai prelievi.

L'adozione di un Virtual Power System mira a risolvere questi problemi realizzando un'aggregazione di punti, sia di consumo che di immissione, appartenenti alla stessa porzione di rete, che siano in grado di operare in modo coordinato permettendo di avere complessivamente nei confronti del sistema elettrico un profilo più prevedibile possibile in modo da non essere più fonti di aleatorietà da compensare. Questi sistemi quindi, si pongono l'obiettivo di garantire il bilanciamento dell'energia prodotta e consumata non solo a fine anno, ma, sincronizzando su orizzonti temporali sempre più stretti la produzione con il consumo e ottimizzando il contributo delle fonti rinnovabili rispetto a quelle fossili.

Il concetto di VPS, prevede quindi di:

- bilanciare a livello locale generazione e consumi consentendo di ridurre gli oneri sulle reti di trasmissione dovuti alle perdite di trasporto;
- sincronizzare produzione e consumo (su archi temporali sempre più stretti) consentendo poter ritardare o evitare investimenti per lo sviluppo delle reti esistenti dal momento che risulteranno più efficienti e meglio gestite;
- ridurre gli oneri di dispacciamento grazie alla sincronizzazione locale tra generatori e carichi;
- aumentare il livello di penetrazione delle rinnovabili grazie alla gestione intelligente della rete.

I vari nodi che costituiscono un VPS necessitano di inviare e ricevere informazioni da un centro di controllo che poi li coordina e li gestisce.

Al fine di ottenere i benefici sopra descritti il centro di controllo deve essere in grado di prevedere il comportamento delle fonti aleatorie, rilevarlo in tempo reale ed infine effettuare manovre correttive agendo sugli altri nodi (di produzione, di carico o di accumulo) che consentano una modulazione.

Nel primo capitolo sono state descritte le fonti più affermate e le loro caratteristiche in modo da comprendere quali andrebbero inserite nel progetto per eliminarne la variabilità e quali invece consentono di essere retroazionate per effettuare le manovre correttive. A tal proposito si è visto dalla descrizione che solo gli impianti idroelettrici a bacino/serbatoio, gli impianti a biogas/biomasse e gli impianti di cogenerazione sono modulabili, mentre eolico e fotovoltaico, come detto, portano aleatorietà al sistema.

Anche le utenze passive possono essere inserite all'interno di un VPS e a seconda delle caratteristiche del profilo possono essere un altro elemento da “compensare” oppure se consentono una minima controllabilità possono diventare parte attiva nella regolazione.

Il VPS è legato alle caratteristiche del territorio, ovvero dovrebbe sfruttare le fonti presenti sul sito, coordinarle e farne ottenere il massimo beneficio per il sistema elettrico; se invece viene realizzato mediante fonti a combustibile fossile i suoi benefici saranno limitati.

La modulazione di generazione e carico, uniti ad un eventuale sistema di accumulo, sono componenti fondamentali per la realizzazione di un VPS in quanto sono le uniche possibilità per far coincidere produzione e domanda.

2.1 – Meccanismi di remunerazione

Rispetto al concetto di VPS sintetizzato nel paragrafo precedente, appare evidente che i benefici apportati dalla sua implementazione vanno per lo più a vantaggio del gestore della rete e del distributore locale anziché alle utenze che lo compongono. Nasce quindi la necessità di trovare opportune forme di incentivazione con l'obiettivo di rendere economicamente fattibile il VPS stesso; l'attuale disciplina del mercato elettrico non prevede infatti tale forma di controllo. Una delle possibili forme di incentivazione del VPS è identificato dal “sistema con profilo di scambio prevedibile” introdotto nel “Nuovo Conto Energia 2011/2013” che ne permetterebbe il finanziamento.

Per questa applicazione è prevista una maggiorazione del 20% della tariffa incentivante degli impianti fotovoltaici.

Per ottenere l'incentivazione il sistema deve rispondere alla descrizione fatta nel testo del Decreto Ministeriale del 6 agosto 2010 [11] dove viene riportato:

Sistema con profilo di scambio prevedibile è il sistema:

- a) *costituito da uno o più impianti fotovoltaici gestiti dal soggetto responsabile unitariamente con un aggregato di punti di immissione, punti di prelievo e di eventuali sistemi di accumulo dell'energia, trattati su base oraria e sottesi ad un'unica cabina primaria;*
- b) *realizzato con uno o più impianti fotovoltaici di potenza nominale complessiva superiore a 200 kW e inferiore a 10 MW. Tale potenza nominale deve essere almeno pari alla somma delle potenze nominali degli eventuali impianti di produzione diversi dagli impianti fotovoltaici, nonché alla somma delle potenze disponibili dei punti di prelievo;*
- c) *che ha un profilo di scambio con la rete elettrica che rispetta un programma orario tra le 08:00 e le 20:00, comunicato il giorno prima dal soggetto responsabile al GSE con un margine di errore del 10% in ciascun giorno;*
- d) *con profilo di scambio comunicato rispettato per almeno 300 giorni all'anno.*

Attualmente i sistemi con profilo di scambio prevedibile, descritti nel nuovo Conto Energia, non possono accedere alla tariffa incentivante per essi prevista in quanto l'AEEG, con una nota al Ministero dello Sviluppo Economico [14], ha dichiarato che i benefici apportati da tali sistemi sono limitati se non nulli. Tale affermazione viene motivata dal fatto che il GSE effettua delle previsioni zonali sulle immissioni da fonti non programmabili; dette previsioni già permettono di ottenere alcuni

benefici per il dispacciamento e rispetto a questi risulta complesso stimare il miglioramento conseguibile con lo scambio prevedibile. Il premio attribuito ai sistemi con profilo di scambio prevedibile del 20% non è quindi applicabile perché ritenuto eccessivo rispetto ai benefici ottenibili.

L'autorità ha poi esposto una serie di complicazioni legate alla necessità di aggiornare la disciplina del mercato elettrico al fine di renderla compatibile con il VPS.

Il profilo di scambio prevedibile, va precisato, è solo una delle possibili applicazioni di un Virtual Power System, in quanto richiede di conoscere a priori e poi rispettare un programma di scambio con la rete; il VPS invece, gestendo i vari nodi della rete ha possibilità di utilizzo ben più ampie. Se per esempio la generazione è commisurata al carico si potrebbe ipotizzare di far funzionare il sistema con profilo di scambio nullo con la rete, ottenendo quindi un funzionamento in isola virtuale. In questo caso, se tutti i nodi sono allacciati in unico punto di connessione, il vantaggio economico per l'utenza complessiva sarebbe immediato dal momento che non dovrebbe più acquistare energia dalla rete e la potenza contrattuale sarebbe drasticamente ridotta; quando invece sono allacciati in punti diversi, ma comunque nella stessa rete locale, il vantaggio per i nodi non è immediato ed un incentivo deve essere corrisposto al fine di remunerare gli utenti del VPS, in accordo con quanto detto all'inizio del paragrafo.

Se generazione e carico sono invece sbilanciati, il VPS consente comunque una gestione ottimale della produzione, massimizzandola nelle ore di picco e prelevando dalla rete nelle altre ore; applicazione molto interessante per industrie, ospedali, alberghi ed altri edifici dotati di sistemi di auto-produzione dell'energia.

I benefici descritti si hanno solo quando i vari elementi che costituiscono un VPS sono sottesi alla medesima cabina primaria. Viceversa si creerebbe una situazione che va di fatto a scontrarsi con alcuni degli obiettivi proposti, ovvero evitare che i flussi di potenza vadano verso porzioni di rete a tensione più elevata.

Altre possibili applicazioni possono essere trovate nell'aggregazione di più impianti di piccola taglia (tipico nella generazione rinnovabile) che da soli non potrebbero accedere alla borsa elettrica, ma che grazie all'aggregazione in un unico Virtual Power Plant (sottocategoria del VPS) possono così partecipare alle contrattazioni e vendere la loro energia nel mercato libero. Il centro di controllo di un VPS le può infatti gestire come se fossero un unico impianto offrendo inoltre la possibilità di intervenire attivamente sulla regolazione della tensione e sulla qualità della fornitura.

Alcune sperimentazioni di queste applicazioni, sono già state avviate in Germania con un progetto del RWE e con il progetto FENIX dove un sistema SCADA, in particolare il sistema DEMS (Distributed Energy Management System) di Siemens (vedi esempio in *Figura 2.7*), vengono gestiti e resi dispacciabili un aggregato di impianti a fonte rinnovabile ed in assetto cogenerativo [15, 16].

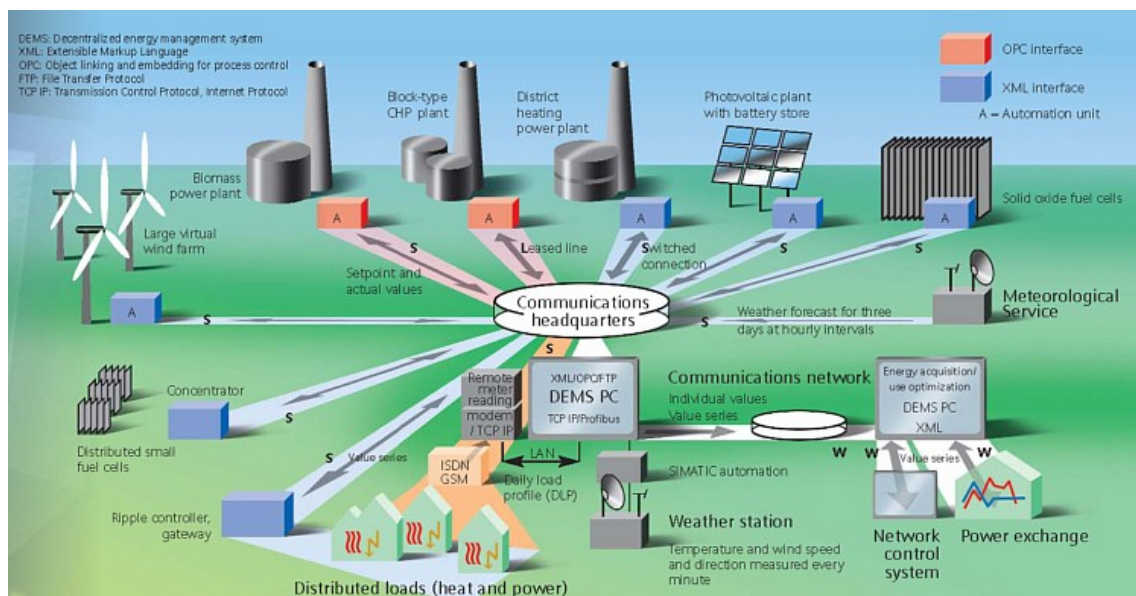


Figura 2.7 - Esempio di composizione di un sistema centralizzato di gestione[15]

3. Sistemi di coordinamento per i VPS

Al fine di realizzare un Virtual Power System risulterebbe molto vantaggioso poter disporre di una sorta di “polmone” che si interponga tra la domanda di energia elettrica e la generazione (tipicamente aleatoria) di energia elettrica.

Una possibilità è offerta dalla modulazione, ovvero far coincidere potenza generata e potenza assorbita tramite un controllo remoto, il quale verrà impartito da un sistema centralizzato, che dopo aver ricevuto le informazioni sull'energia scambiata dai vari nodi, invierà agli impianti modulabili l'eventuale ordine di variare la potenza erogata o assorbita. Con questo metodo si fa cioè variare l'erogazione di potenza degli impianti nei quali la risorsa primaria, se non immediatamente utilizzata, può essere accumulata prima della conversione senza causare una mancata produzione, oppure, dove possibile, si fa variare la potenza assorbita dalle utenze passive.

La modulazione della generazione, come brevemente anticipato nel primo capitolo, può essere attuata per esempio dagli impianti di seguito riportati.

- Impianti biogas; stoccaggio del gas prodotto dalla fermentazione delle biomasse in gasometri per essere poi inviato al generatore quando richiesto.
- Impianti biomasse; l'apporto in caldaia della biomassa può essere variato per modulare la potenza di uscita.
- Impianti idroelettrici con bacino o serbatoio; se l'acqua raccolta è accumulata in un bacino o diga si può modularne la portata per variare la produzione e seguire il carico limitatamente alle necessità imposte dal deflusso minimo vitale.

Allo stesso modo la modulazione della potenza può essere attuata anche mediante controllo mirato dei carichi; a tal proposito occorre effettuare una valutazione, per ciascun utente, di quali consumi possono essere traslati nel tempo (es. il condizionamento potrebbe essere accettabile per l'utente che venga traslato di

qualche minuto senza compromettere il comfort e mantenendolo ad un livello accettabile).

In alternativa è possibile accumulare l'energia prodotta in eccesso dalle fonti rinnovabili per poterla poi restituire alla rete quando il carico ne ha bisogno.

A tal proposito la tecnologia ci mette a disposizione varie soluzioni di accumulo, di seguito presentate, la cui miglior scelta è legata alle specifiche dei carichi (caratteristiche del profilo), alla funzione obiettivo che si vuole raggiungere (peak-shaving, profilo prevedibile ecc), ma soprattutto alle risorse presenti sul territorio in cui il VPS viene realizzato.

L'energia dunque può essere accumulata in vari modi ed in varie forme, le più importanti sono di seguito riportate.

- Batterie: accumulo sotto forma di energia chimica nelle tre principali forme.
 - Installazioni fisse con batterie dedicate.
 - G2V; nei momenti in cui la potenza generata supera la richiesta, tale potenza in eccesso viene assorbita tramite un aumento della corrente di carica dei veicoli PHEV collegati alla rete e viceversa.
 - V2G; utilizzo delle vetture PHEV parcheggiate e collegate alla rete per fornire energia a quest'ultima durante i picchi di carico.

- Flywheel: accumulo di energia cinetica mediante volano che ruota a velocità elevate.

- Aria compressa: immagazzinata in ex-miniere o caverne nelle ore off-peak, al momento di estrarre l'energia viene riscaldata e mandata in turbina per la conversione.

- Pompaggio idroelettrico: accumulo di energia cinetica in bacini nelle ore di basso carico poi rilasciata nelle ore di punta.

- SMES (Superconducting Magnet Energy Storage): energia magnetica immagazzinata in una grande bobina superconduttrice mantenuta a una temperatura di esercizio vicina allo zero assoluto e collegata alla rete mediante un convertitore DC-AC.

Al fine di coordinare tutti i processi in tempo reale, la rete deve essere in grado di far comunicare i vari dispositivi attraverso le reti di comunicazione presenti sul territorio (solitamente internet, GPRS o PLC) in modo che un software di gestione centralizzato possa dirigere in modo ottimale i flussi di potenza e garantire la fornitura. Tali reti prendono il nome di “Smart Grid”.

3.1 – Scelta tipologie impiantistiche di regolazione

In ottica di progettazione di un VPS con nuovi impianti di produzione, il primo passo da fare è quello di verificare se gli impianti di generazione modulabili realizzabili sul territorio sono sufficienti a compensare le variazioni di quelli aleatori e del carico; nel caso in cui il sito di realizzazione non disponga delle risorse o caratteristiche che ne consentano una economica realizzazione usando fonti rinnovabili, non è pensabile di poter retroazionare il sistema solo mediante le utenze, ma si deve in questi casi ricorrere all'utilizzo dei sistemi di accumulo per la regolazione.

Nel caso in cui invece si operi su impianti esistenti è opportuno verificare se gli impianti modulabili già realizzati siano, con la loro configurazione, in grado di raggiungere gli obiettivi del VPS oppure se necessitino di modifiche per ampliarne la capacità di modulazione; nel caso non ve ne siano occorre anche in questo caso valutare sistemi di accumulo di altra natura.

3.11 – Stoccaggio della risorsa primaria nel VPS

Può risultare conveniente valutare, a valle di una verifica dell'esistenza nel sito di impianti che consentano l'accumulo della fonte primaria, un eventuale ampliamento degli stessi.

Anticipando quanto dettagliato nel capitolo 4, si evidenzia come nel sito preso in esame nel lavoro di tesi, vi sia già presente un impianto a biogas; tale risorsa risulta interessante in termini di risorsa di modulazione.

Gli impianti a biogas, come visto nel precedente capitolo, hanno una produzione del

gas combustibile che viene accumulata nella cupola gasometrica del digestore prima di essere inviato al gruppo di generazione. La capacità di tale cupola, è solitamente dimensionata per far sì che le piccole variazioni nei processi digestivi non causino un fermo del gruppo di conversione, e quindi dimensionata con l'obiettivo di ridurre al minimo i costi di realizzazione dell'impianto.

Ai fini dell'implementazione del VPS è di interesse lo sfruttamento dell'accumulo dell'impianto biogas presente per poter attuare la regolazione della produzione.

Se l'impianto biogas, con il suo stoccaggio esistente dato dalle cupole gasometriche, non dovesse risultare in grado di mettere in atto la modulazione necessaria, è possibile prendere in considerazione la possibilità di aggiungere un gasometro pneumatico ed espandere la capacità di accumulo consentendo una migliore autonomia nella regolazione.

Il gasometro (*Figura 3.1*) si presenta come una struttura gonfiabile di forma emisferica o semicilindrica mantenuta gonfia grazie all'aria. La struttura deve infatti essere munita di una apposita soffiante ad aria che mantiene in pressione il telo che la costituisce.



Figura 3.1 - Gasometro in funzione

La membrana coprente è solitamente in poliestere e PVC che ne conferiscono rispettivamente resistenza meccanica e tenuta stagna.

A seconda della tipologia costruttiva, il gasometro può essere a doppia o tripla

membrana. La prima è posta direttamente a contatto con il gas da contenere e costituisce il vero serbatoio che avrà volume variabile in funzione del livello di gas contenuto. Il gas all'interno viene mantenuto a pressione costante qualsiasi sia la quantità stoccata e la sacca formata da questa prima membrana “segue” il volume del gas.

La seconda invece realizza la copertura esterna, a volume fisso ed è quella che a contatto con l'aria ne conferisce la caratteristica forma di un pallone. Tra le due, vi è poi la camera che contiene aria alla stessa pressione del gas e va a compensare le variazioni di livello della prima membrana. L'introduzione di gas quindi fa ridurre la quantità di aria presente nel cuscinetto e viceversa.

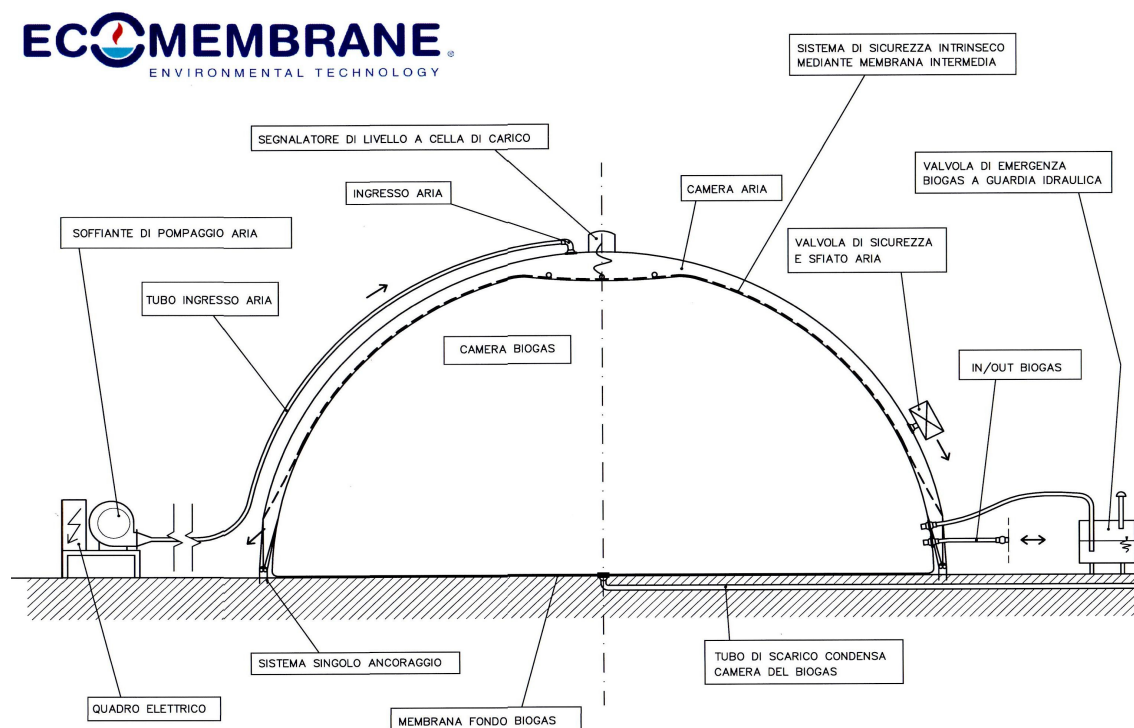


Figura 3.2 – Schema costruttivo di un gasometro gonfiabile [17]

Per i gasometri invece dotati di tripla membrana il principio di funzionamento rimane lo stesso ma il gas è contenuto in una sorta di sacca interna e ciò permette di

poterla ispezionare in quanto il personale può accedere nella sala dove è contenuta l'aria ed effettuare le manutenzioni senza dover svuotare il gasometro.

Questi sistemi di accumulo lavorano a pressioni molto basse, tra i 12 ed i 20 mbar per cui il volume occupato è tutto volume utile per la regolazione.

Al fine di poter valutare il costo di un eventuale espansione della capacità d'accumulo di biogas è stato richiesto ad una azienda del settore¹ un preventivo di fornitura (riassunto in *Tabella 3.1*) per alcuni gasometri di varie taglie.

Capacità [m ³]	Prezzo
500	€ 60.000,00
2000	€ 110.600,00

Tabella 3.1 - Sintesi del preventivo ricevuto

Da questi due prezzi è quindi possibile ricavare una stima del prezzo al kWh immagazzinato in modo da poterlo confrontare con gli altri sistemi di accumulo successivamente presi in considerazione.

Considerato che da un Nm³ di biogas è possibile ottenere da 1,8 a 2 kWh² elettrici [7] possiamo ricavare il prezzo minimo e massimo al chilowattora di accumulo:

$$P_{kWh-MAX} = \frac{60.000 \text{ €}}{1,8 \frac{kWh}{Nm^3} \cdot 500 Nm^3} = 66,67 \frac{\text{€}}{kWh}$$

$$P_{kWh-Min} = \frac{110.600 \text{ €}}{2 \frac{kWh}{Nm^3} \cdot 2000 Nm^3} = 27,65 \frac{\text{€}}{kWh}$$

I valori trovati sono riferiti al netto degli autoconsumi dovuti ai servizi ausiliari (quali soffiatore e quadro di comando), sono esclusi montaggio, opere edili e trasporto.

¹ Ecomembrane s.r.l. Environmental Technology di Cremona [17]

² Dato indicativo ricavato dalla letteratura, il valore esatto riferito all'impianto in oggetto sarà ricavato successivamente.

3.12 – Sistemi di accumulo dell'energia

Tra i sistemi descritti all'inizio del capitolo soltanto due non sono legati a caratteristiche territoriali, i volani e le batterie e dunque utilizzabili per l'implementazione di un qualsiasi VPS.

I volani si prestano per lo più al livellamento di carico, infatti grazie alla loro capacità di scaricarsi molto rapidamente sono in grado di far fronte a brusche variazioni di carico.

Per quanto riguarda le batterie invece ne esistono di molteplici tipologie con caratteristiche e prezzi diversi, e meglio si prestano alle applicazioni richieste dai VPS.

Di seguito (in *Tabella 3.2*) vengono riportate le più comuni e le più sviluppate.

Tipo batteria	Energia specifica [Wh/kg]	Densità di energia [Wh/l]	Potenza specifica [W/kg]	N° cicli	Temperatura di esercizio [°C]	Autoscarica [% mese]	Stato dell'arte	Rendimento ciclo carica /scarica *	Prezzo attuale [€/kWh]**	Prezzo per produz. Larga scala [€/kWh]**
Piombo acido	30 – 40	60 – 80	80 - 400	300 – 800	-18 ÷ +70	2 – 3%	Produzione	70 – 90%	90	60
Ni-Cd	35 – 50	40 – 80	50 – 200	500 – 2000	-40 ÷ +60	10 – 20%	Produzione	90,00%	400	85
Ni-MH	50 – 80	150 – 300	150 – 250	600 – 1500	-20 ÷ +50	15 – 30%	Produzione	70,00%	450	115
Li-ion	100 – 150	150 – 160	300 – 600	400 – 1200	-10 ÷ +60	10 – 15%	Sviluppo	90,00%	400	250
Zn-Br	50 -70	15 – 35	100	500		n.d. (pompe)	Sviluppo	75,00%	300	75
Li-ion polymer	130 – 160	200 – 300	100 – 300	300 – 600	60 ÷ 100	5 -10%	Sviluppo	98,00%	200	80
Na-S	90 – 150	100 – 120	14 @ 300°C	> 2500	300	< 1%	Sviluppo	85,00%	450	150
Na-Ni-Cl	100	160 – 250	150 @ 335°C	3000	270 ÷ 350	18% gg	Prototipo	90,00%	550	140
Zinco-Aria	300 – 400	1500	100	300 – 500 **	0 ÷ 50	< 1%	Prototipo		300	115
Vanadio Redox	10 – 30	15 – 25	5 – 10	10000	25	n.d. (pompe)	Prototipo	85,00%	130	50

* Valore solo indicativo dovuto alla difficoltà di avere una esatta stima dal momento che ogni tipo di batteria ha caratteristiche di carica / scarica diverse. Tale valore andrebbe dunque completato con indicazioni in merito al ciclo eseguito ed alla temperatura delle batterie.

** Deve essere presa in considerazione la rigenerazione della cella. Attualmente in fase di studio.

*** Valore bibliografico riferito ai costi di fornitura ed al netto delle perdite del sistema di conversione.

Tabella 3.2 - Principali tipologie di accumulo elettrochimico [18]

Per essere adottate in installazioni fisse le batterie devono essere affidabili e durevoli ed allo stesso tempo avere costi ridotti. Viceversa volumi e pesi hanno importanza secondaria.

Fra le soluzioni industriali quelle che meglio si prestano a questo tipo di applicazioni sono sintetizzate nel seguito.

➤ **Piombo acido:** tecnologia ormai matura, con più di 150 anni di storia, la cui riduzione dei costi di produzione è legata esclusivamente all'incremento dei volumi di produzione. Gli attuali costi, i più bassi tra gli accumuli elettrochimici, le permettono di essere la scelta preferita e finora adottata per questi usi. Un adeguato controllo e monitoraggio ne permettono un uso efficiente razionale e durevole. Ampiamente utilizzate sia in applicazioni stand-alone di piccole potenze che in grid-storage con potenze anche oltre il MW. Una delle più grandi e documentate installazioni di questa tipologia è da 20 MW - 16,7 MWh utilizzata in Portorico per stabilizzare la frequenza, fu costruita nei primi anni '90 con un costo di circa 1.250 \$/kW – 1.785 \$/kWh con batterie piombo-calcio ed una capacità di 14 MWh. Dopo dieci anni di funzionamento è stato eseguito un repowering con nuove celle al piombo acido con elettrodi tubolari, ottenendo l'attuale sistema da 16,7 MWh di capacità con un costo di 570 \$/kW – 688 \$/kWh [19, 20].

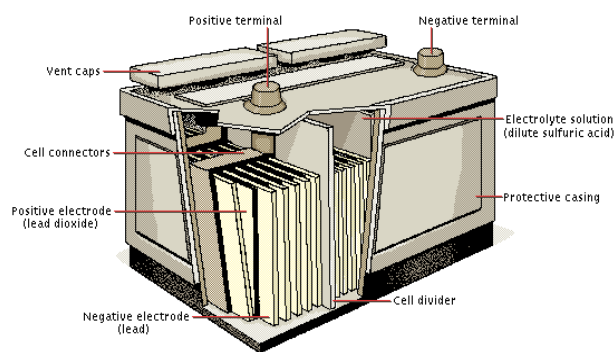


Figura 3.3 - Schema costruttivo di una batteria piombo-acido

➤ **Solfuro di sodio (Na-S):** batteria con elettrolita ceramico e i due elettrodi al sodio, il tutto inglobato in un contenitore termicamente isolato necessario in quanto la cella opera a temperature oltre i 300°C. Le soluzioni industriali ad

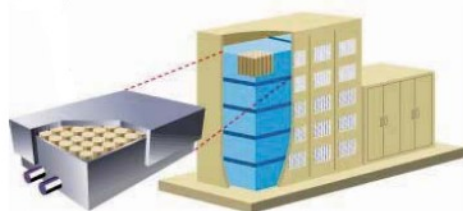


Figura 3.4 - Schema costruttivo di una batteria Na-S

oggi in uso prevedono moduli standard da 50 kW - 300 kWh che vengono poi composti per realizzare le unità della capacità desiderata, completate di relativi convertitori. Questa tecnologia offre elevata affidabilità, buon rendimento e tempi di risposta dell'ordine del millisecondo rendendola ideale per

applicazioni di rete come il livellamento delle rinnovabili ed il peak-shaving. Attualmente il costo di questa tecnologia è ancora piuttosto elevato, ma si ritiene che una produzione su larga scala ne consentirà una maggiore accessibilità anche per capacità minori tipiche dell'uso domestico.



Figura 3.5 - Power system storage for wind-generator (Rokkasho village, Aomori)

Attualmente nel mondo si ha una capacità installata di circa 300 MW in 215 siti fino a potenze di 34 MW per la modulazione dei generatori eolici. Il rapporto di una recente installazione in Virginia di uno di questi sistemi, da 1,2 MW e 7,2 MWh, ha fatto registrare costi di installazione di 2.500 \$/kW e 416 \$/kWh [21].

- Nichel Cadmio: batteria molto utilizzata e diffusa fino a qualche anno fa per piccole applicazioni a batterie ricaricabili. Sono state di seguito sostituite dalle batterie Nichel Metal Idrato, in quanto il cadmio è un metallo pesante e se disperso nell'ambiente è inquinante. Nelle applicazioni fisse è ancora diffusa grazie al suo elevato numero di cicli di carica e scarica eseguibili. Uno dei principali pregi di queste batterie è la loro capacità di scaricarsi rapidamente ed in profondità senza rovinarsi. Tale caratteristica le rende ideali per applicazioni in cui viene richiesta



Figura 3.6 - Fase di installazione di una delle 13.760 batterie SAFT dell'Alaskan BESS di ABB

molta potenza per poco tempo. Uno degli impianti più importanti realizzato con questo tipo di cella si trova in Alaska ed ha una potenza installata di 27 MW con una capacità di 18,4 MWh. Il sistema è utilizzato come back-up in caso di interruzioni finché non si avvia la generazione locale. Grazie alla rapidità di scarica consentita e alla loro contenuta riduzione delle prestazioni alle basse temperature, la scelta dei progettisti del sistema è ricaduta su questo tipo di batterie, le quali sono in grado di fornire, in tale applicazione, i 27 MW di picco per 15 minuti. I costi documentati di tale impianto sono di 1.295 \$/kW e 1.900 \$/kWh [22].

- Vanadio Redox: batteria così detta “a flusso” in quanto usa per il funzionamento due fluidi al vanadio (uno positivo e l'altro negativo) contenuti in 2 diverse taniche e portati all'interno della cella mediante pompe.

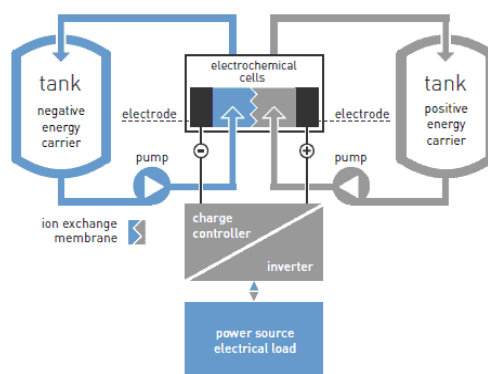
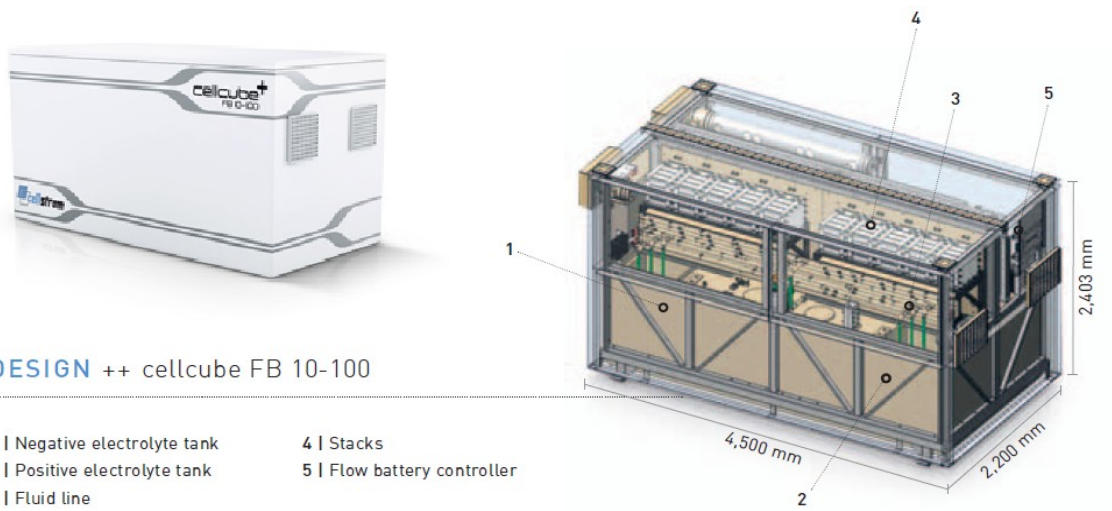


Figura 3.7 - Schema funzionale di una batteria "a flusso"

Il sistema è piuttosto complesso ed ingombrante ma consente una elevatissima durata, affidabilità e buon rendimento. La capacità di questo tipo di batterie è legata alla grandezza delle taniche mentre la potenza, al dimensionamento della cella e dei convertitori. Nonostante siano ancora in fase di sviluppo trovano già applicazioni commerciali in modulazione di rinnovabili ed UPS grazie alla loro elevata velocità di risposta, tra le più documentate applicazioni si trovano installazioni fino a 1,5 MW e capacità di 12 MWh. Sono già in commercio soluzioni con taglie commerciali da 10 kW e 100 kWh.

Una applicazione con notevole capacità è stata installata alla “*Sorne Hill Wind Farm (Irlanda)*”. Tale impianto risulta essere in grado di fornire 2 MW per 6 ore ed ha registrato costi di installazione pari a 4.700 \$/kW e 780 \$/kWh [23].



DESIGN ++ cellcube FB 10-100

- | | |
|-------------------------------|-----------------------------|
| 1 Negative electrolyte tank | 4 Stacks |
| 2 Positive electrolyte tank | 5 Flow battery controller |
| 3 Fluid line | |

Figura 3.8 - Esempio di composizione commerciale di una batteria "a flusso"

4. Studio di una applicazione pilota del VPS

Il lavoro di tesi si concentra sull'analisi di un possibile sviluppo in una applicazione pilota di VPS, che coinvolge alcuni impianti sparsi nel comune di Suzzara, un paese di circa 20.000 abitanti sito sulla riva destra del fiume Po nella provincia di Mantova.

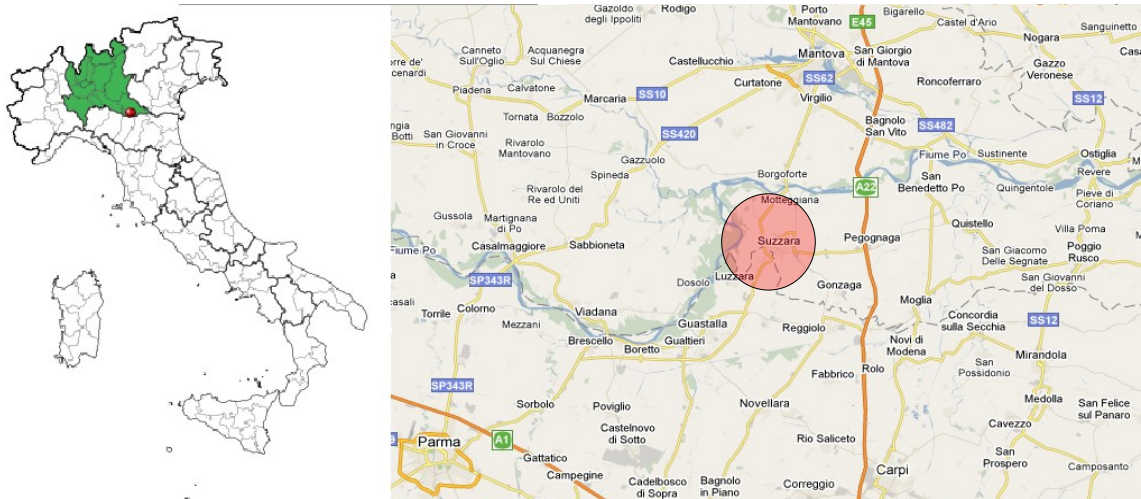


Figura 4.1 - Localizzazione del sito

In questo comune l'Agenzia Agire di Mantova ha coinvolto alcuni impianti di generazione alimentati da fonte rinnovabile ed altri punti di consumo con l'obiettivo di inserirli all'interno del progetto di sviluppo europeo denominato ALPENERGY che ha l'obiettivo di migliorare l'accesso e lo sfruttamento delle fonti rinnovabili distribuite sul territorio.

L'Agenzia Agire [24] si occupa di consulenza per la gestione intelligente delle risorse energetiche, favorisce lo sviluppo sostenibile, promuove la diffusione delle fonti rinnovabili e si occupa in generale di servizi e progetti legati alle tematiche energetiche. In quest'ottica Agire è quindi partner attivo del progetto ALPENERGY, per il quale realizza una delle sei applicazioni pilota di sviluppo intelligente delle rinnovabili che saranno implementate sul territorio dell'intero arco alpino.

ALPENERGY è un progetto europeo di cooperazione territoriale che riunisce produttori di energia, agenzie di sviluppo, istituti di ricerca ed amministrazioni locali di cinque diversi paesi dello spazio alpino (Italia, Francia, Svizzera, Germania e Slovenia) per affrontare la centrale questione della fornitura di energia rinnovabile. In questo progetto il Virtual Power System è il tema principale in quanto rappresenta una valida soluzione ai problemi legati all'energia rinnovabile ed alla sua diffusione. In quest'ottica ALPENERGY si concentra sugli aspetti tecnici ed economici per introdurre un efficiente modello che ha come scopo la standardizzazione delle tecnologie e delle procedure. Si propone di fornire nuove conoscenze e opportunità commerciali per gli agricoltori, per le imprese tradizionali e innovative, sostenendo in tal modo la competitività delle imprese del territorio e rendendo lo spazio alpino una vetrina per le altre zone montane del mondo. A tal proposito nei paesi aderenti realizzerà le sei applicazioni pilota del VPS [25].

All'interno del progetto, la Fondazione Politecnico di Milano è il coordinatore scientifico del sub-consorzio italiano. Attraverso la collaborazione con vari Dipartimenti del Politecnico di Milano, essa si occupa dello sviluppo e del trasferimento di nuove conoscenze e strumenti utili al mondo dell'impresa e della pubblica amministrazione. In tale contesto si inserisce il lavoro di laurea qui proposto.

Nel territorio di Suzzara grazie ad un responsabile della società Agire, sono stati individuati alcuni impianti su cui verrà implementata l'applicazione del VPS per la Provincia di Mantova, che attualmente è alla fase iniziale dello sviluppo.

La scelta del sito in cui effettuare è frutto di un'analisi della mappa degli impianti a fonte rinnovabile, della rete elettrica e delle utenze, in modo da trovare un luogo in cui siano già presenti impianti che abbiano caratteristiche (collocazione e taglia) compatibili con le esigenze e necessità emerse nella definizione del VPS (capitolo 2).

L'area di Suzzara, ben si presta, come molte altre zone in Italia, all'installazione di impianti fotovoltaici, mentre grazie alla sua collocazione nel cuore della Pianura Padana, è caratterizzata dalla presenza di molti allevamenti zootecnici e quindi ideale per lo sviluppo di impianti biogas.

Il luogo trovato si è rivelato dunque terreno ideale per l'implementazione del VPS in quanto è alimentato da un'unica cabina primaria, inoltre in questo comune è presente un impianto biogas della potenza comparabile con quella degli impianti fotovoltaici e delle possibili utenze. Il VPS è risultato quindi ad una prima analisi bilanciato e pertanto la scelta del luogo di implementazione è caduta su questa cittadina.

4.1 - Composizione del sistema

Nel territorio comunale di Suzzara gli impianti individuati ed inseriti nel progetto sono:

- n° 3 impianti fotovoltaici con una potenza complessiva di 93,83 kWp (cerchi viola in *Figura 4.2*);
- un impianto biogas della potenza massima di 100 kW (cerchio giallo);
- due istituti scolastici con potenza massima complessiva di 113 kW (cerchi rossi).

Tutti gli impianti risultano essere sottesi alla medesima cabina primaria identificata nella mappa in *Figura 4.2* da un cerchio azzurro.

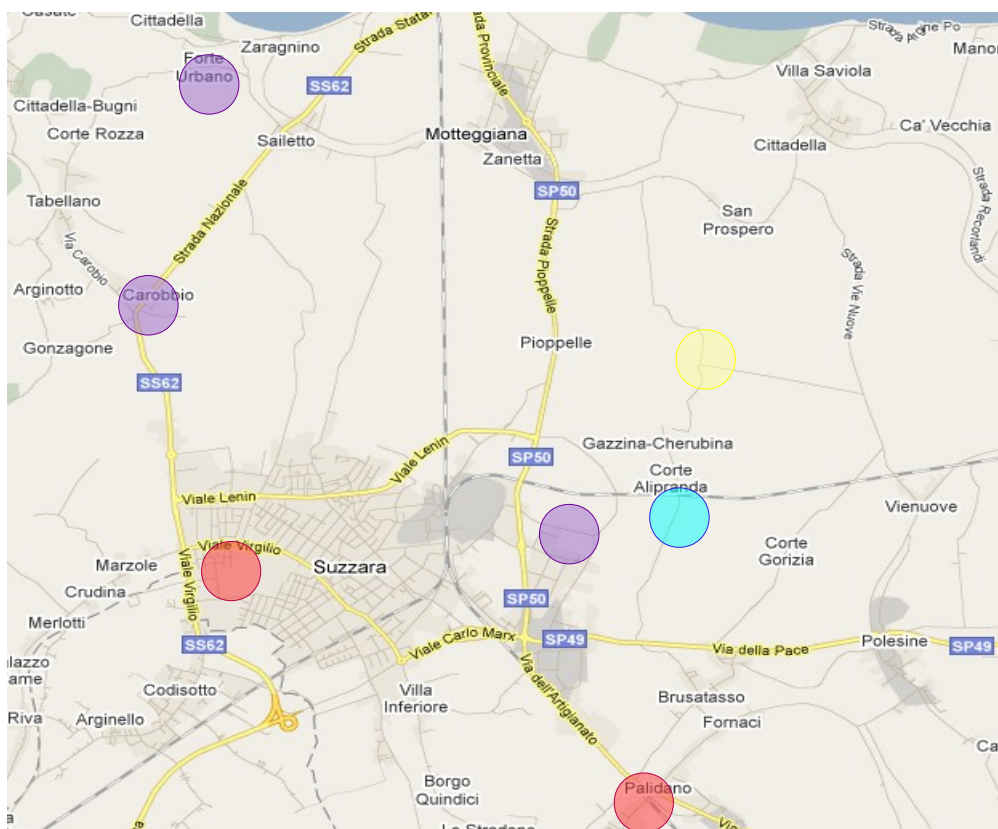


Figura 4.2 - Mappa di Suzzara con collocazione degli impianti

4.2 - Impianti fotovoltaici

Impianto fotovoltaico 1, installato su copertura residenziale, con potenza di picco di 13,65 kW, realizzato mediante 78 moduli policristallini da 175 Wp. Situato a 5 km in linea d'aria dal centro del comune di Suzzara, presenta un orientamento azimut di 22° SSW ed un tilt di 18°.



Figura 4.3 - Vista dall'alto dell'impianto fotovoltaico da 13,65kWp

Producibilità annua stimata con PVGIS: 16.000 kWh; in Figura 4.4 si riporta dettaglio del calcolo di stima.

PVGIS stime di generazione elettricità solare

Luogo: 44°59'29" Nord, 10°44'44" Est, Quota: 22 m.s.l.m.,

Potenza nominale del sistema FV: 13.7 kW (silicio cristallino)
 Stime di perdite causata dalla temperatura: 13.9% (usando temperatura esterna locale)
 Stima di perdite causate da effetti di riflessione: 2.9%
 Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%
 Perdite totali del sistema FV: 28.1%

Sistema fisso: inclinazione=18 gradi, orientamento=22 gradi				
Mese	Ed	Em	Hd	Hm
Gen	18.30	567	1.69	52.5
Feb	32.50	909	3.05	85.4
Mar	44.70	1390	4.38	136
Apr	52.60	1580	5.30	159
Mag	62.00	1920	6.48	201
Giu	66.10	1980	7.08	212
Lug	68.50	2120	7.38	229
Ago	59.70	1850	6.40	198
Set	49.60	1490	5.14	154
Ott	32.20	998	3.19	98.8
Nov	22.30	670	2.13	63.9
Dic	17.10	530	1.59	49.3
Anno	43.90	1330	4.49	137
Totale per l'anno		16000		1640

Ed: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)

Em: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)

Hd: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Hm: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Figura 4.4 - Stima producibilità per l'impianto fotovoltaico da 13,65 kWp [26]

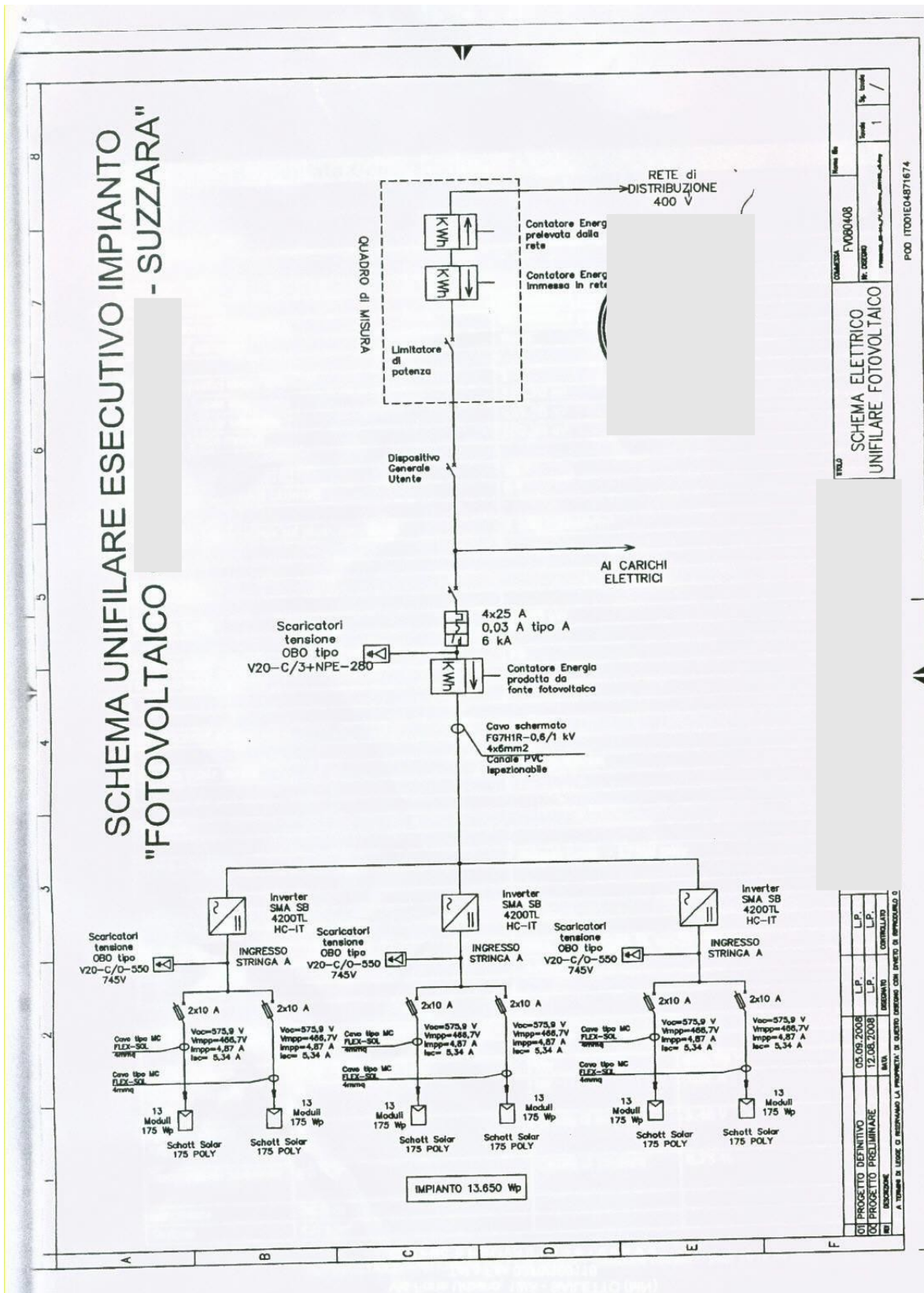


Figura 4.5 - Schema elettrico impianto fotovoltaico 1

Impianto fotovoltaico 2, realizzato su copertura industriale utilizzando 480 moduli in silicio policristallino da 135 Wp ciascuno, sviluppando complessivamente una potenza di picco di 64,8 kW. L'impianto si trova a 3 km dal centro di Suzzara ed ha un orientamento SSE di 58°.



Figura 4.6 - Vista dall'alto dell'impianto fotovoltaico da 64,8 kWp

Non conoscendo l'esatta inclinazione dei pannelli è stato ipotizzata la posa orizzontale; la stima di producibilità annua è risultata essere di 68.600 kWh.

PVGIS stime di generazione elettricità solare

Luogo: 44°59'29" Nord, 10°44'44" Est, Quota: 22 m.s.l.m.,

Potenza nominale del sistema FV: 64.8 kW (silicio cristallino)

Stime di perdite causata dalla temperatura: 12.7% (usando temperatura esterna locale)

Stima di perdite causate da effetti di riflessione: 3.8%

Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%

Perdite totali del sistema FV: 27.8%

Sistema fisso: inclinazione=0 gradi, orientamento=0 gradi				
Mese	Ed	Em	Hd	Hm
Gen	61.20	1900	1.25	38.6
Feb	117.00	3280	2.34	65.5
Mar	182.00	5630	3.70	115
Apr	233.00	7000	4.87	146
Mag	290.00	8990	6.27	194
Giu	317.00	9500	7.03	211
Lug	323.00	10000	7.23	224
Ago	269.00	8340	5.96	185
Set	207.00	6210	4.45	133
Ott	124.00	3850	2.59	80.3
Nov	75.60	2270	1.57	47.0
Dic	53.70	1670	1.12	34.7
Anno	188.00	5720	4.04	123
Totale per l'anno		68600		1470

Ed: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)

Em: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)

Hd: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Hm: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Figura 4.7 - Stima producibilità impianto fotovoltaico da 64,8 kWp [26]

SCHEMA A BLOCCHI IMPIANTO

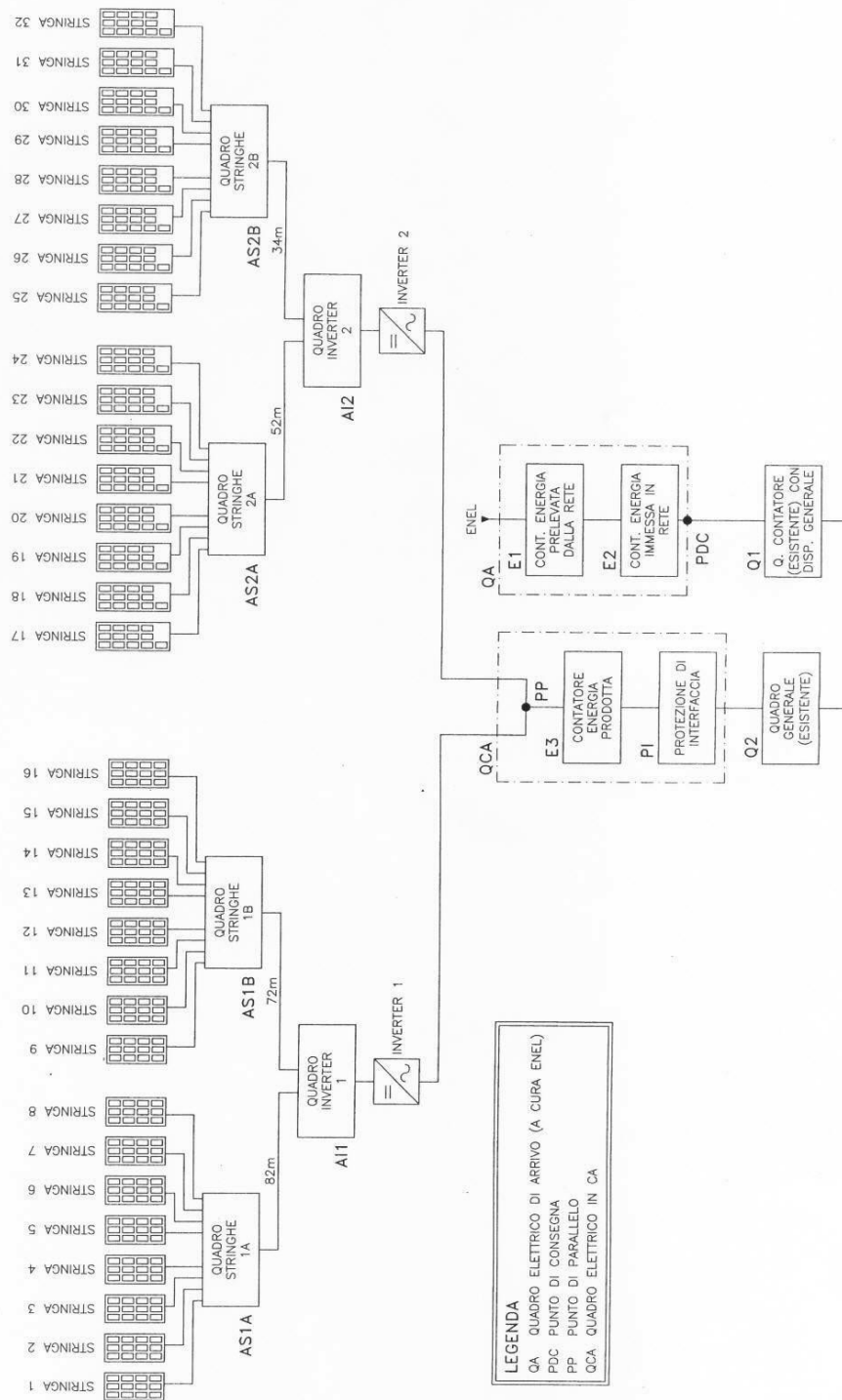


Figura 4.8 - Schema a blocchi della composizione dell'impianto fotovoltaico 2

Impianto fotovoltaico 3, di tipo residenziale della potenza di 15,38 kWp realizzato con 75 moduli da 205 Wp e 3 inverter da 5 kW ciascuno. Situato a circa 2 km da Suzzara presenta un orientamento rivolto verso SSE di 52° ed un'inclinazione di 6°.



Figura 4.9 - Vista dall'alto dell'impianto fotovoltaico da 15,38 kWp

Producibilità annua stimata con PVGIS: 16.800 kWh; si riporta dettaglio del calcolo di stima.

PVGIS stime di generazione elettricità solare

Luogo: 44°59'29" Nord, 10°44'44" Est, Quota: 22 m.s.l.m.,

Potenza nominale del sistema FV: 15.4 kW (silicio cristallino)

Stime di perdite causata dalla temperatura: 12.9% (usando temperatura esterna locale)

Stima di perdite causate da effetti di riflessione: 3.5%

Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%

Perdite totali del sistema FV: 27.7%

Sistema fisso: inclinazione=6 gradi, orientamento=-52 gradi				
Mese	Ed	Em	Hd	Hm
Gen	16.00	497	1.35	41.8
Feb	30.00	840	2.51	70.2
Mar	45.00	1390	3.87	120
Apr	56.50	1690	4.98	150
Mag	69.30	2150	6.34	196
Giu	75.30	2260	7.07	212
Lug	77.10	2390	7.29	226
Ago	64.90	2010	6.08	189
Set	50.90	1530	4.62	139
Ott	31.20	967	2.73	84.7
Nov	19.70	592	1.70	51.0
Dic	14.40	446	1.23	38.1
Anno	45.90	1400	4.16	126
Totale per l'anno		16800		1520

Ed: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)

Em: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)

Hd: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Hm: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Figura 4.10 - Stima producibilità per l'impianto fotovoltaico da 15,38 kWp [26]

SCHEMA UNIFILARE	
Connessione Trifase in BT, protezione di interfaccia (P)	
Integrata in ciascun convertitore c.c./c.a.	
DATI GENERALI	
ESPOSIZIONE	FRONTI SUD-EST
INDICAZIONE	IN VERTICALE
PROTEZIONE	PROTEZIONE CONTRO IL FULMINE
DATI DISCONTI	
CONNESSIONE	TRIFASE IN BT
USUARI	8 UTILI
INDICAZIONE	VIA SAN CHIARONE 12A
PROTEZIONE	CONTRO IL FULMINE
DESCRIZIONE DI	
DESCRIZIONE	CONNESSIONE
PROTEZIONE	CONTRO IL FULMINE
INDICAZIONE	TRIFASE IN BT
USUARI	8 UTILI
INDICAZIONE	VIA SAN CHIARONE 12A
PROTEZIONE	CONTRO IL FULMINE
DESCRIZIONE	CONNESSIONE
PROTEZIONE	CONTRO IL FULMINE
INDICAZIONE	TRIFASE IN BT
USUARI	8 UTILI
INDICAZIONE	VIA SAN CHIARONE 12A
PROTEZIONE	CONTRO IL FULMINE

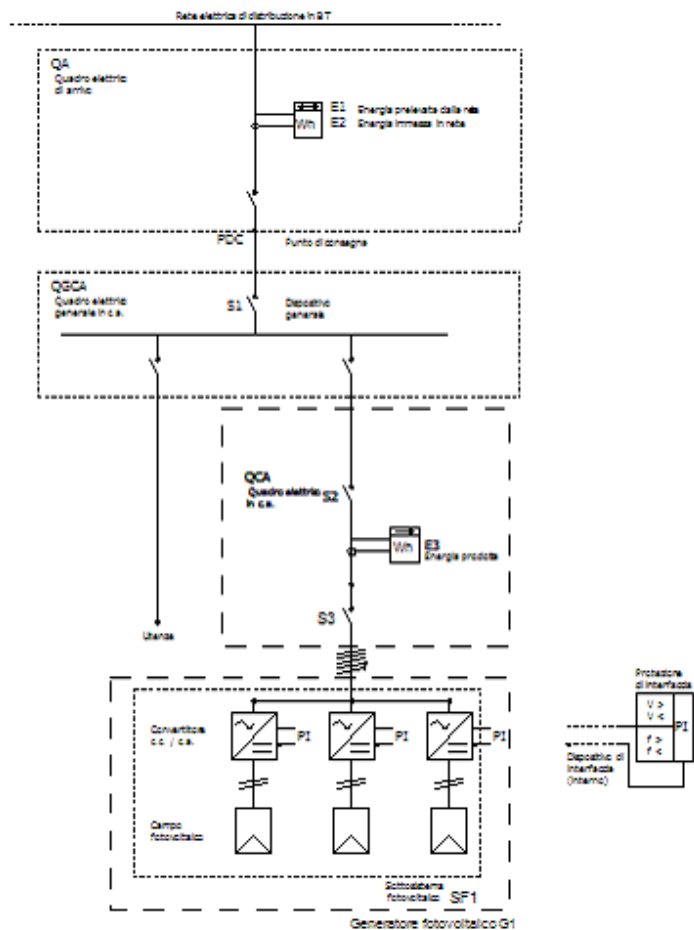


Figura 4.11 - Schema impianto fotovoltaico 3

Viste le modeste potenze di picco sviluppate ed il loro posizionamento geografico, questi tre impianti sono allacciati a reti diverse di bassa tensione, ma sono comunque sottesi alla medesima cabina primaria.

4.3 – Impianto biogas

L'impianto è situato all'interno di una azienda agricola con sede a Suzzara, a 3,5 km dal centro. Si tratta di una struttura adibita ad allevamento di bestiame, nella quale le deiezioni animali vengono raccolte e portate in apposite vasche di raccolta dove vengono stoccati fino al momento dell'utilizzo per la conversione. La produzione di biogas, quindi, è completamente derivata da residui zootecnici.



Figura 4.12 - Vista dall'alto dell'impianto biogas

Descrizione del processo

Gli scarti zootecnici vengono separati nelle due parti, liquida e solida. La parte liquida viene direttamente introdotta nella prima vasca di digestione, mentre la parte solida viene frantumata in piccole parti per favorire l'azione dei batteri che operano la digestione e poi mandata nella medesima vasca di accolta.

All'interno della prima vasca avviene la vera e propria digestione che deve avvenire a temperature tra i 20 ed i 45°C per favorire l'azione batterica. Tale vasca presenta una volumetria di circa 2000 m³ ed è coperta da un gasometro a singola membrana

che deve operare alla pressione costante di 12 mbar. Attraverso il principio dei vasi comunicanti, il liquame viene trasferito dalla prima ad una seconda vasca dalle stesse dimensioni dove la digestione continua ed i liquami rimangono fino al momento del loro prelievo. Questa seconda vasca ha una copertura realizzata mediante un gasometro a doppia membrana che consente, tramite una soffiante, di variare la volumetria interna, e quindi la quantità di gas contenuto, senza variare la pressione.



Figura 4.13 - Cupole gasometriche montate sulle vasche dei digestori

Il gas viene da qui prelevato, pulito dalla frazione umida e compresso per essere poi condotto al gruppo di produzione e iniettato nel motore a combustione.



Figura 4.14 - Sezione di depurazione del biogas

Composizione gruppo produzione

Il gruppo di produzione è composto da un motore primo che converte l'energia chimica del combustibile in energia meccanica, accoppiato ad un generatore che completa la conversione assorbendo l'energia meccanica dall'albero del motore, convertendola in energia elettrica.

Motore primo: MAN Biogas Engine E0836LE202 6 cilindri in linea, specifico per miscele 60% CH₄, 40% CO₂.

- P_{MAX} (con liquido di raffreddamento a regime entro 50°C) 110 kW @ 1500 giri/min;
- P_{MAX} (con liquido di raffreddamento a regime entro 80°C) 85 kW @ 1500 giri/min;
- rendimento meccanico di conversione 39,3% @ 83kW;
- consumo di combustibile 42kg/h @ 83 kW corrispondenti a circa 34Nm³/h di biogas.

Il motore consente il funzionamento a 1500 giri/min in un range che si estende dal 50 al 100% della potenza nominale (vedi *Tabella 4.1*).

Carico	50,00%	75,00%	100,00%
Potenza all'asse [kW]	55	83	110
Efficienza meccanica	37,10%	39,30%	40,50%
Consumo di combustibile [kg/h]	30	42	54
Consumo di combustibile [Nm ³ /h]	24,5	34,4	44,1

Tabella 4.1 - Parametri di funzionamento del motore primo con T_{H2O} = 50°C



Figura 4.15 - Gruppo di produzione

Generatore a magneti permanenti: della ditta MECCALTE s.p.a. Modello ECP 34-1L/4 cl.F 50 Hz, 4 poli della potenza nominale di 118 kVA con la curva di rendimento riportata in *Figura 4.16*.

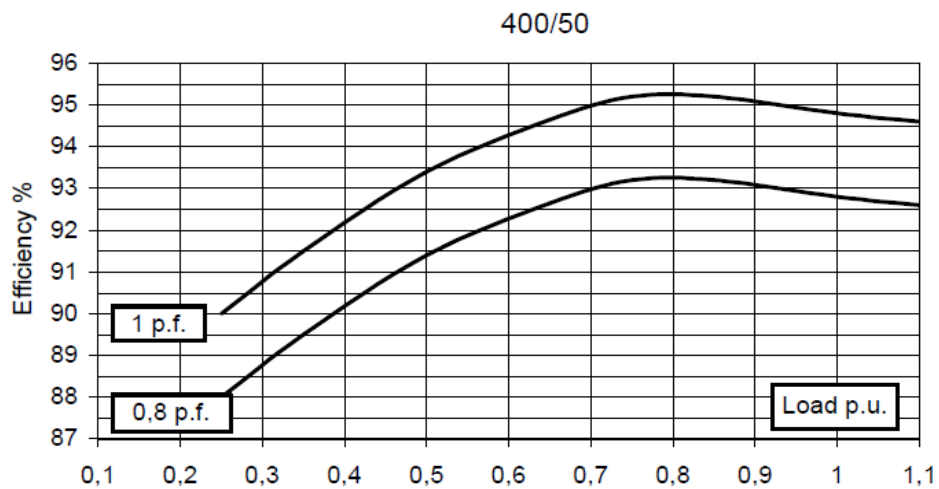


Figura 4.16 - Curva di rendimento del generatore

Attualmente la potenza media erogata dell'impianto è di 50 kW, potenza alla quale il gruppo consuma circa la stessa quantità di biogas che viene prodotta. Tale regolazione non è frutto di automatismi ma di prove effettuate manualmente dal gestore dell'impianto il quale ha individuato empiricamente il livello di potenza da mantenere per consentirne un funzionamento più continuo possibile.

Per poter comprendere meglio i limiti operativi e le possibilità di regolazione si è reso necessario un sopralluogo dell'impianto in presenza del titolare e del responsabile del progetto ALPENERGY per l'applicazione di Suzzara.

In tale sede il proprietario ha illustrato in modo dettagliato le caratteristiche del gasometro, che consente la modulazione e l'accumulo, del motore e dell'attuale regime funzionamento.

Il primo dato interessante emerso durante la visita, è stata la possibilità di valutare accuratamente la capacità della cupola gasometrica posta sulla seconda vasca (si rimanda al capitolo della modulazione per la comprensione in dettaglio del funzionamento di tale cupola), il margine operativo di tale serbatoio, anche se complessivamente la vasca ha una dimensione rilevante, è limitato dal volume del pallone che effettua la spinta pneumatica, e quindi al massimo 300 m³. In realtà il pallone non può essere gonfiato totalmente perché in tal caso si incorre nel rischio che i fori di presa del gas vadano ad aspirare troppo vicino al pelo libero dei liquami (vedi immagine esemplificativa di una vasca con cupola gasometrica in *Figura 4.17*); a tale scopo si devono tenere almeno 70 m³ di margine. La capacità effettiva di accumulo diventa quindi di $300 - 70 = 230$ m³. Il livello del biogas viene misurato attraverso la lunghezza di una catenella collegata sulla cima del pallone. Tale misura viene poi riportata elettricamente all'interno del locale di controllo tramite un trasduttore e tradotta in un dato percentuale. Con l'attuale funzionamento il proprietario dell'impianto controlla periodicamente il livello del gas sul display e in funzione di tale dato effettua le correzioni sulla potenza erogata. Nel caso in cui il livello dell'accumulo scenda sotto la soglia minima, il gruppo di produzione viene automaticamente fermato, mentre se supera la soglia massima una apposita valvola permette la fuoriuscita del biogas in eccesso liberandolo nell'ambiente.

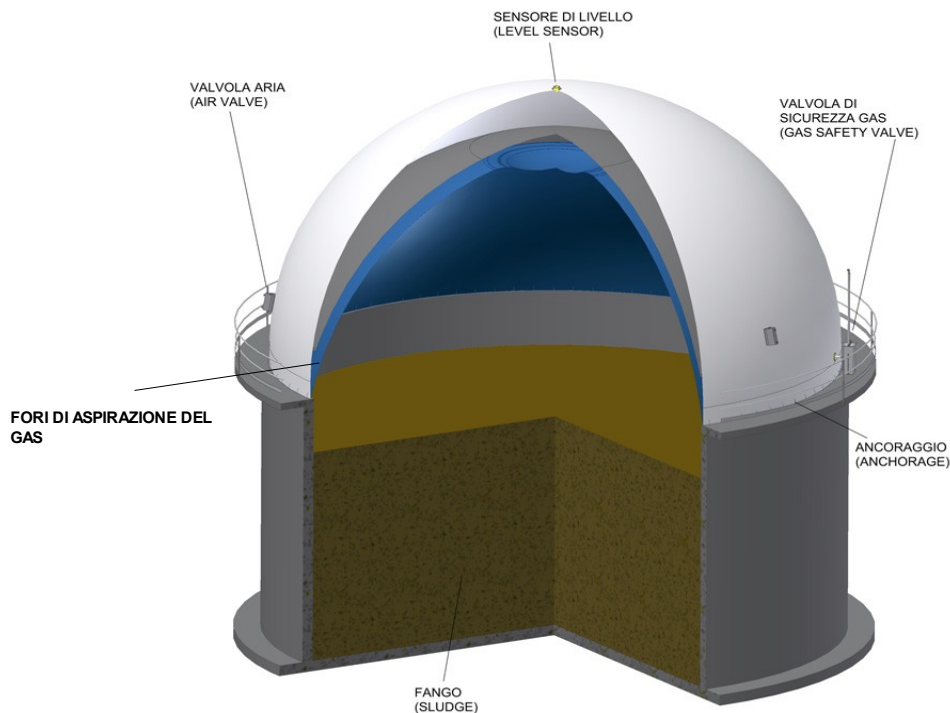


Figura 4.17 - Esempio di digestore cilindrico con cupola gasometrica

Uno dei principali obiettivi delle analisi eseguite è stato quello di valutare se la capacità di accumulo esistente, offerta dalla cupola gasometrica, ci permette di raggiungere gli obiettivi prefissati, oppure se occorrerà aggiungere un nuovo gasometro. Qualora la capacità di accumulo nativa dell'impianto non risultasse sufficiente, grazie al sopralluogo si è potuto constatare che vi sono gli spazi e le possibilità per installare un gasometro aggiuntivo sul circuito a 12 mbar del biogas già predisposto. Non sarebbero dunque in tal caso necessarie modifiche al circuito idraulico dell'impianto.

Un'altra interessante caratteristica emersa durante il sopralluogo è il margine di potenza disponibile per la modulazione. Il generatore infatti è attualmente limitato in potenza ad 80 kW dal costruttore, ma se il fluido di raffreddamento del motore a combustione non supera i 50°C la potenza che è resa disponibile all'albero può superare i 100 kW. Tale valore di potenza non può essere erogato in modo continuo perché la produzione di biogas è minore, inoltre nei periodi estivi potrebbe risultare

problematico mantenere la temperatura del fluido refrigerante entro la soglia dei 50°C a quel regime di potenza, in quanto sappiamo che l'impianto è stato dimensionato per funzionare a 80 kW e non abbiamo alcun dettaglio circa la capacità dell'impianto di raffreddamento. Per le regolazioni orarie richieste ai fini delle correzioni del profilo prevedibile invece, tale limite superiore può essere preso in considerazione e sfruttato dal momento che non conosciamo il transitorio termico per il momento lo trascuriamo.

Il limite inferiore di potenza invece è di 40 kW, per cui margine di regolazione risulta essere di 60 kW. Attualmente il sistema risulta bilanciato funzionando alla potenza di 50 kW da cui possiamo stimare la produzione di biogas.

Type	KVA - $\cos\phi$ 0.8 - 3 Phase continuous							RENDIMENTI - EFFICIENCY - RENDMENT WIRKUNGSGRAD - RENDIMIENTOS		
	CL. H ($\Delta T=125^{\circ}\text{C}$)				CL. F ($\Delta T=105^{\circ}\text{C}$)			η %	CL. H ($\Delta T=125^{\circ}\text{C}$)	
50 Hz										
Series Star Y	380	400	415	IP45	380	400	415	2/4	3/4	4/4
Parallel Star YY	190	200	208	400 V	190	200	208			
Series Delta Δ	220	230	240	220	230	240				
Parallel Delta $\Delta\Delta$	110	115	120	110	115	120				
ECP34-1S/4	85	85	85	65	77	77	77			
ECP34-2S/4	105	105	105	85	95	95	95			
ECP34-1L/4	130	130	130	104	118	118	118			
ECP34-2L/4	150	150	150	120	136	136	136			

Tabella 4.2 - Tabella sintetica del rendimento del generatore

Determinato il fattore di carico ai due estremi di funzionamento a $\cos\phi=0,8$ e $\cos\phi=1$:

$$p_{p.u.} = \frac{50}{1 \cdot 118} = 0,4237$$

$$p_{p.u.} = \frac{50}{0,8 \cdot 118} = 0,5297$$

Considerata la tabella sintetica del rendimento in *Tabella 4.2* e assunto un fattore di carico prossimo a quello corrispondente a 50 kW, ossia 2/4, il rendimento dato come riferimento è 91,5%.

Tale valore ci permette di calcolare la potenza che deve essere fornita all'albero dal motore primo:

$$P_{albero} = \frac{50}{0,915} = 54,6 \text{ kW}$$

Osservando ora la *Tabella 3.1* relativa ai parametri di funzionamento del motore primo, si osserva che la potenza più vicina riportata è 55 kW a cui corrisponde un consumo di combustibile pari a 30 kg/h, che quindi lo possiamo prendere in considerazione come valore di riferimento della produzione di tale gas.

Per poter utilizzare il dato si deve procedere alla sua conversione in metri cubi. A tal fine viene presa in considerazione una composizione del biogas in 60% di CH₄ e 40% CO₂:

$$\text{Peso molecolare CH}_4 = 0,71682 \text{ kg/Nm}^3$$

$$\text{Peso molecolare CO}_2 = 1,98 \text{ kg/Nm}^3$$

$$\text{Peso molecolare Biogas} = 0,6 \cdot 0,71682 + 0,4 \cdot 1,98 = 1,22 \text{ kg/Nm}^3$$

Per ottenere un'erogazione 50 kW devono quindi essere combusti circa 24,6 Nm³/h di biogas e che viene dunque assunto come dato attuale di produzione.

Il vero dato effettivo non è stimabile in quanto non esistono dati storici di produzione, solo le bollette energetiche comprensive dell'autoconsumo dell'azienda e quindi inutilizzabili.

Circa il sito selezionato si evidenzia la possibilità (prospettica) di installare un miscelatore aggiuntivo, tramite il quale processare giornalmente una piccola quantità (circa 100 kg) di melasso di barbabietola (prodotto di scarto ottenuto nella produzione dello zucchero) ad ottenere un aumento della produzione ad 80 kW (determinato sempre mediante prove come nel caso precedente); col medesimo procedimento illustrato in precedenza si ipotizza che la produzione di biogas si porterà a circa 34,4 Nm³/h, avendo preso $\eta_{GEN}=93,2\%$ e 83 kW come carico del motore a combustione.

Si può quindi stimare una capacità produttiva dell'impianto, nello scenario prospettico, considerando che possa (al netto di eventuali fermi tecnici) funzionare per circa 8.000 ore all'anno:

$$E = 8.000h \times 80kW = 640.000kWh$$

Il proprietario dell'impianto ha inoltre giustificato il dimensionamento del generatore, dichiarando che la scelta di acquistare un gruppo di produzione da 100 kW è stata legata a motivi economici; in particolare a queste taglie, il kW marginale ha un costo molto basso e quindi acquistare un impianto da 80 kW o acquistarne uno da 100 la differenza sul prezzo finale è irrilevante, mentre sul piano delle possibilità di regolazione tale scelta porta ad aumentare molto i margini operativi e la versatilità dell'impianto.

Il sopralluogo ha permesso inoltre di poter meglio comprendere come interagire con il generatore per poter fare il controllo da remoto, in modo da attuare la modulazione e quindi permettere al VPS di rispettare il profilo prevedibile.

In primo luogo occorre installare presso l'impianto un sistema che sia in grado di:

- misurare la potenza istantanea e l'energia prodotta;
- interfacciarsi al dispositivo che effettua la lettura del livello dell'accumulo;
- misurare la temperatura del fluido di raffreddamento;
- inviare tutti questi dati al centro di controllo, il quale in funzione del programma di scambio e dei dati ricevuti dagli altri impianti del VPS effettuerà la retroazione necessaria comunicando al sistema di interfaccia del biogas la correzione in potenza da eseguire o eventualmente ritornerà un segnale di errore se non è possibile effettuare la manovra correttiva.

L'output del sistema di interfaccia dovrà essere un segnale impulsivo sui morsetti 106 (+ kW) e 108 (- kW).

L'impianto dovrà quindi essere leggermente modificato per renderlo controllabile da remoto.

4.4 - Impianti utilizzatori

Gli impianti utilizzatori attualmente previsti nell'ambito del VPS risultano due edifici scolastici:

- istituto tecnico agrario di Palidano, potenza 23 kW con un consumo annuo di circa 85.000 kWh;
- istituto tecnico commerciale di Suzzara, potenza contrattuale 88 kW ed un consumo annuo di circa 230.000 kWh.

Il profilo di carico di questi utilizzatori non è noto, attualmente si conoscono soltanto i consumi mensili per fasce di carico¹ ricavati dalle fatture della fornitura elettrica e pertanto l'energia trovata è stata suddivisa in funzione delle ore

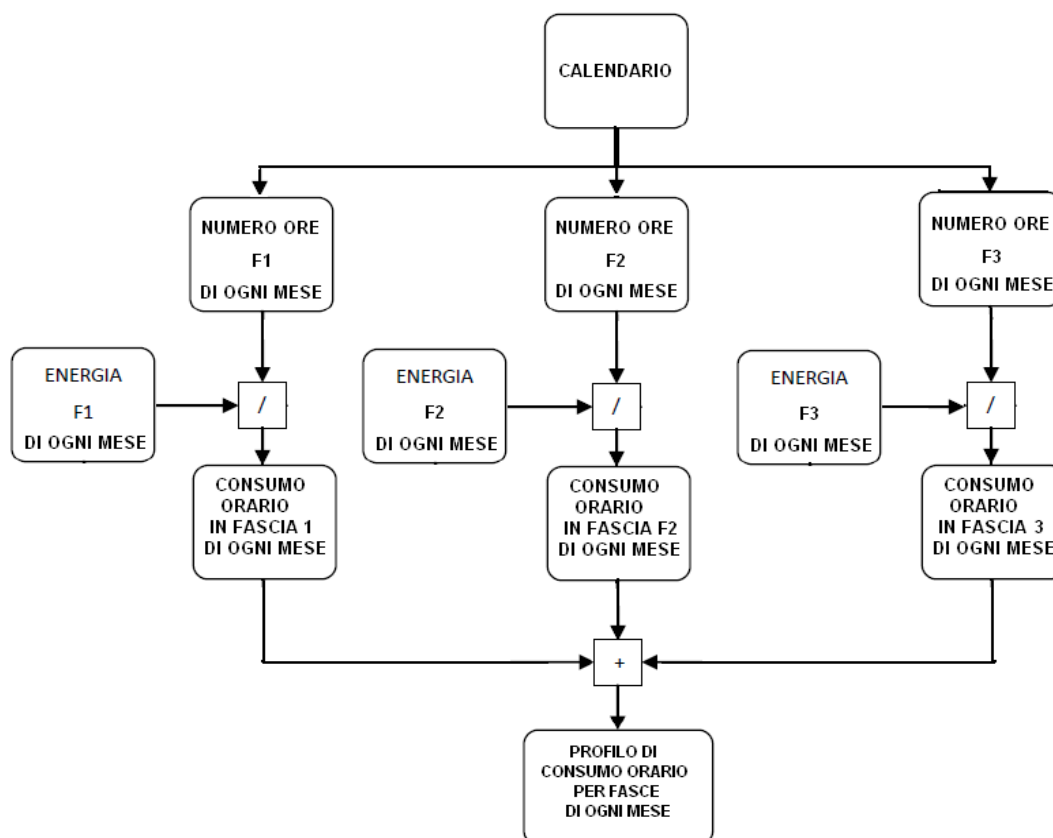


Figura 4.18 - Calcolo eseguito per la determinazione dei profili mensili per fasce

1 Come definite in Tabella 1 della Delibera AEEG 181/06

determinando così un profilo mensile, suddiviso fra le tre fasce di consumo. L'operazione eseguita è descritta dal diagramma a flusso in *Figura 4.18*. Il risultato dell'operazione ha portato alla determinazione di un profilo mensile a tre gradini come quello rappresentato in *Figura 4.19*.

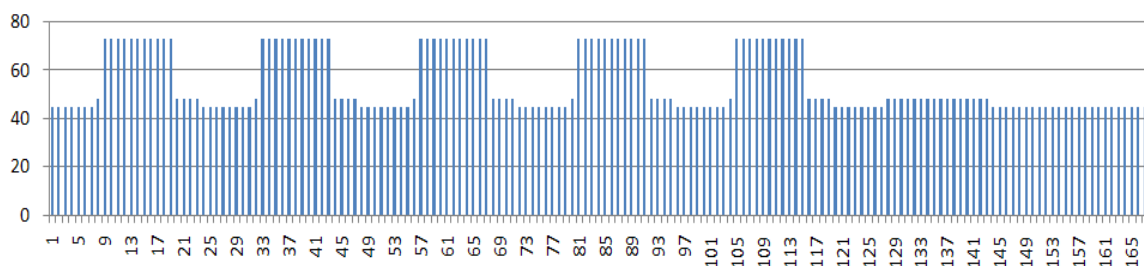


Figura 4.19 - Esempio di profilo settimanale ottenuto per il mese di gennaio

In un passo successivo del progetto i carichi saranno collegati ad apparecchiature di net-meetering i quali trasferiranno al centro di controllo i consumi energetici con cadenza di riferimento pari a 15 minuti.

4.5 - Il centro di controllo

Ultimo e più importante elemento è il centro di controllo, il “cervello” del VPS, ovvero il punto in cui convergono tutti i dati raccolti dai vari nodi e da cui partono tutti i comandi per il controllo remoto della modulazione.

Il sistema di supervisione può essere collocato in un punto geografico qualsiasi in quanto non risulta vincolante la sua posizione quanto piuttosto le sue possibilità di accesso ai vettori di comunicazione. Con riferimento al nostro caso potrebbe essere collocato nella sede dell'Agenzia Agire a Mantova e realizzato tramite un semplice elaboratore che opera in autonomia senza l'intervento del personale. Un eventuale operatore potrà comunque interagire manualmente con il sistema sia dallo stesso elaboratore che da altri punti di accesso alla rete internet.

Uno schema descrittivo dell'intero VPS è rappresentato in *Figura 4.20*.



Figura 4.20 - Schema descrittivo del VPS

Il sistema di controllo, mediante uno specifico software, dovrà essere in grado di:

- ricevere le previsioni meteo per il giorno successivo da un apposito servizio o in alternativa utilizzare un modello di stima di irraggiamento basato su dati storici, che vada a simulare le condizioni climatiche per il giorno dopo;
- sulla base di questi dati e sulla conoscenza delle caratteristiche degli impianti fotovoltaici stimare la loro produzione oraria;
- nota la previsione fotovoltaica, il profilo medio di carico e l'energia fornibile dal biogas deve stabilire e comunicare al responsabile un programma orario di scambio per il giorno successivo².

² Tale operazione è proposta congruentemente con la modalità di incentivazione proposta nel Conto Energia 2011/2013.

Una volta dichiarato il profilo di scambio con la rete il sistema di controllo effettua il confronto del profilo con i dati provenienti, ad intervalli prestabiliti, dal monitoraggio degli impianti. Le informazioni ricevute saranno:

- l'energia immessa e prelevata da ciascun nodo dall'ultima misura comunicata;
- i parametri funzionali dell'impianto a biogas per verificare se eventuali manovre correttive sono attuabili o se sono stati raggiunti dei limiti tecnici (livello serbatoio agli estremi, temperatura fluido raffreddamento elevata, potenza già al limite).

Noto a questo punto lo stato degli impianti e l'andamento reale degli scambi, il sistema andrà a retroazionare la produzione dell'impianto biogas per far rispettare lo scambio complessivo reale con quello dichiarato.

Nel caso in cui il profilo non possa essere rispettato l'algoritmo invierà al responsabile un messaggio di errore consentendo così la verifica in tempo reale di eventuali fermi o guasti, altrimenti non individuabili fino ad una verifica in loco del personale.

Uno sviluppo successivo del progetto potrebbe coinvolgere attivamente, come già anticipato, anche i carichi in modo che il software di gestione possa modificarne i prelievi senza impatto sulle abitudini e sulle esigenze degli utilizzatori.

5. Modelli energetici semplificati per la rappresentazione degli impianti fotovoltaici

Per raggiungere gli obiettivi proposti dal VPS occorre, come detto, che il sistema sia in grado di prevedere in anticipo la produzione ed il consumo di energia al suo interno, in modo da poter dichiarare con la miglior affidabilità possibile, l'energia scambiata ora per ora dal sistema con la rete. In questo studio ci si focalizzerà sulla stima della previsione fotovoltaica, adottando invece un approccio deterministico per i carichi (si assume cioè che i loro prelievi siano prevedibili in anticipo con assoluta certezza).

A tal proposito si è visto, nel capitolo primo, che la produzione dei moduli è legata strettamente all'energia della radiazione solare incidente e da una serie di altri fattori, meno rilevanti che ne influenzano il comportamento. Le condizioni meteorologiche quindi impattano direttamente sulla producibilità di questa tipologia di impianto.

Al fine di prevedere la produzione oraria degli impianti fotovoltaici occorre quindi avere delle stime di irraggiamento riferite al luogo in cui sono situati.

Supponendo di avere ben noto questo dato in corrispondenza del piano dei moduli, occorre poi poter stimare la produzione dei moduli stessi e dell'intero impianto, il quale include il sistema di conversione dell'energia ed i cavi di collegamento.

In letteratura sono disponibili diversi modelli matematici che descrivono il funzionamento dei moduli in funzione dei dati meteo, nell'ambito del lavoro di tesi, in particolare, ne sono stati presi in considerazione due, estremamente semplificati uno funzione del solo irraggiamento ed un altro che prende in considerazione anche vari parametri ambientali.

5.1 – Modello basato sulla regressione lineare

Il primo modello valutato è di tipo empirico, ovvero non presuppone alcuna conoscenza in merito al funzionamento dei moduli e del sistema di conversione, ma si basa sull'osservazione della loro potenza di uscita in corrente alternata, dunque a valle della conversione DC/AC, e la lega all'irraggiamento incidente.

Il modello si basa quindi sull'analisi statistica dei dati legati ad almeno un anno di produzione e dell'irraggiamento incidente sui moduli stessi. A partire da questa coppia di variabili si costruisce una retta che meglio descrive il legame tra le due variabili.

La retta di regressione viene ottenuta a partire dagli n punti (x_i, y_i) con $i = 1 \dots n$ e risulterà essere una retta di equazione $y = mx + q$ che minimizza la somma dei quadrati degli scarti, ovvero la funzione lineare semplice che rende minima la sommatoria:

$$\varepsilon_i^2 = \sum e_i^2 = \sum_i (y_i - q - mx_i)^2 = S(m, q)$$

Per fare ciò occorre derivare la sommatoria rispetto alle due variabili (m, q) :

$$\frac{\partial S(m, q)}{\partial m} = -2 \sum_i (y_i - q - mx_i) = -2 \sum_i e_i = 0$$

$$\frac{\partial S(m, q)}{\partial q} = -2 \sum_i (y_i - q - mx_i) x_i = -2 \sum_i (e_i x_i) = 0$$

da cui si ottiene $m = \frac{\text{cov}(x, y)}{\text{var}(x)}$

Essendo la covarianza $\text{cov}(x, y) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})$

e la varianza $\text{var}(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2$

si ricava quindi $q = \bar{y} - m\bar{x}$

La scelta di minimizzare gli scarti quadratici (ε_i^2) non è, ovviamente, arbitraria. Facendo ad esempio riferimento alla semplice somma degli ε_i , distanze positive (verso l'alto) e negative (verso il basso) si compenserebbero, rendendo in generale peggiore la qualità dell'interpolazione; se per contro si adottasse una funzione somma dei valori assoluti degli ε_i , non essendo la funzione valore assoluto derivabile su tutto l'asse reale, non si potrebbe ricorrere al metodo di minimizzazione sopra illustrato.

Il valore y risultante dall'interpolazione è stato considerato nullo dal momento che la funzione, in prima approssimazione, è una retta che parte dall'origine e descrive il legame fisico tra irraggiamento e potenza di uscita. Quando l'irraggiamento è nullo dovrà essere logicamente nulla anche la potenza di uscita.

Il coefficiente angolare m invece sarà proporzionale, numericamente, alla potenza nominale dell'impianto, in particolare è logico attendersi che sia leggermente più piccolo di tale valore dal momento che tiene conto anche delle perdite del sistema. Tale coefficiente infatti è quello che lega l'irraggiamento misurato alla potenza di uscita per cui è legato all'area dei moduli esposta alla luce e al rendimento di conversione. La superficie irraggiata è legata alla potenza di picco e al rendimento per cui numericamente vale:

$$P_{OUT} = G [w/m^2] \cdot Area_{moduli} [m^2] \cdot \eta_{conv} = G [w/m^2] \cdot \frac{P_{Picco}}{\eta_{conv} \cdot G_{Ppicco}} \cdot \eta_{conv} = G [w/m^2] \cdot \frac{P_{Picco}}{G_{Ppicco}}$$

Il coefficiente m , come ci si attende, sarà quindi molto simile alla potenza di picco dell'impianto riferita all'irraggiamento di 1000 W/m², cioè la sua potenza nominale. Per poter valutare correttamente il coefficiente della retta di regressione occorre analizzare un opportuno arco temporale, in questo lavoro si è potuto elaborare un database relativo all'impianto fotovoltaico installato sull'ITIS Fermi di Mantova, il quale ha una potenza nominale di 6.840 Wp, un orientamento SSW di 10°, un'inclinazione di 24° ed è dotato di un sistema di monitoraggio che ora per ora registra i dati di funzionamento dell'impianto.

Il sistema di monitoraggio di questo impianto è attivo dal 22 gennaio 2009, per cui si è potuto estendere l'analisi statistica a quasi due anni di dati ottenendo dalla regressione un k del valore di 6,78 nell'anno 2009 e di 6,4879 per il 2010 da cui un valore medio pesato di 6,6356.

La riduzione registrata nel 2010 potrebbe essere causata in misura maggiore allo sporco che si deposita progressivamente sul vetro dei moduli e ne limita la capacità di captazione della luce, una piccola parte è legata al deterioramento delle celle, di norma inferiore al 0,83% annuo (fissato come limite dalle norme IEC61215 ed.2 ed IEC61730 al 10% massimo nei primi 12 anni) ed infine da una temperatura media nel periodo di maggior produzione (da maggio ad agosto) registrata nel 2010 di 1,2°C superiore a quella media nello stesso periodo del 2009, che sui moduli ha fatto registrare un aumento medio di 1,4°C, la quale sicuramente comporta una riduzione dell'efficienza di conversione del modulo (come si è visto nel capitolo primo la temperatura incide riducendo la resa del modulo di circa 0,5%/°C).

Utilizzando infine il k medio 2009&2010 si ottiene a partire dalla esatta radiazione misurata, un insieme di punti che disegnano la retta di regressione potenza prevista – potenza effettiva, che rappresenta la previsione, visibile nel grafico in *Figura 5.1* dove tale retta taglia in due parti il grafico; attorno ad essa si posizioneranno i dati reali.

Regressione lineare - 2009&2010

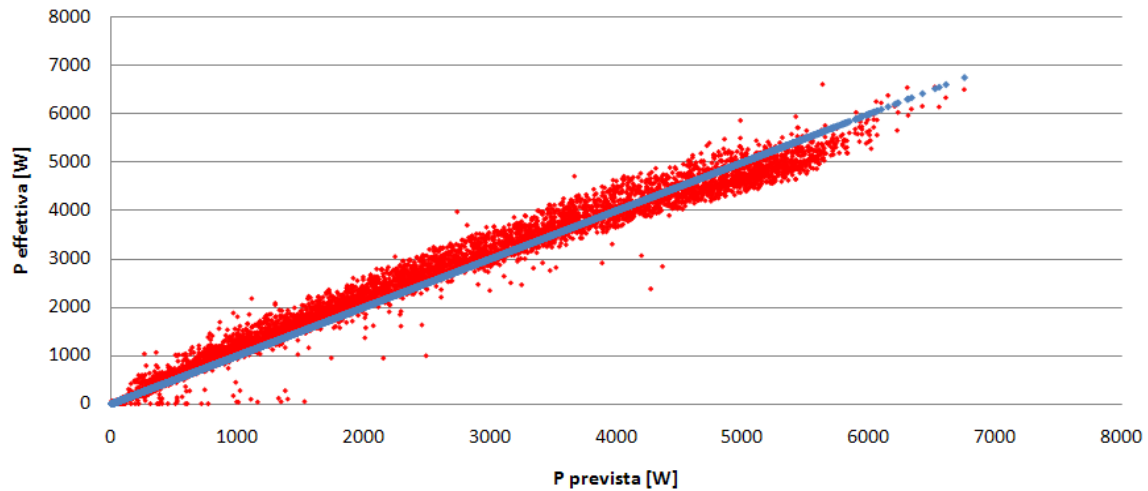


Figura 5.1 - Curva di regressione lineare a confronto con i campioni reali

La retta disegnata dai punti blu (Figura 5.1) è la retta frutto del prodotto tra irraggiamento e coefficiente k , a ciascun punto blu corrisponde un punto rosso, che rappresenta la potenza effettivamente misurata in corrispondenza dell'irraggiamento utilizzato. Il k scelto fa in modo che la distribuzione dei punti rossi minimizzi lo scarto quadratico. In ciascun punto quindi si hanno 2 valori $(x_i, y_i) = (k \cdot G, P_{OUT})$.

Si può subito notare che le misure effettive, se confrontate con la retta della previsione, tracciano una leggera curva, in particolare, a bassa potenza stanno sopra la retta di regressione denotano una sottostima della produzione ai bassi irraggiamenti, mentre su elevate potenze, e quindi elevata radiazione, si posizionano sotto la previsione, indicando una sovrastima dell'energia immessa.

Tale fenomeno è dovuto al fatto che ad elevati valori di radiazione la temperatura del modulo è più elevata di quella ambiente e quindi, come detto in precedenza, si ha una riduzione dell'efficienza di conversione.

Una cella al silicio policristallino infatti, se sottoposta ad una radiazione di 800 W/m^2 spettro 1,5AM, a temperatura ambiente di 20°C e velocità del vento 1 m/s , raggiunge tipicamente una temperatura di circa 45°C , ovvero 20°C in più rispetto alle condizioni standard di prova, quindi ha una riduzione del 8-10% dell'efficienza di conversione.

Per valutare la bontà del modello si è eseguita una verifica utilizzando gli stessi dati di produzione utilizzati per la stima del coefficiente della retta di regressione, ovvero una volta determinato il k (m della retta) viene stimata la potenza di uscita partendo dal dato misurato di irraggiamento (equivale ad aver ipotizzato una previsione meteo con affidabilità del 100%):

$$P_{prevista} = k \cdot G$$

dove G è la radiazione globale misurata associata alla misura di potenza.

Il risultato di questo calcolo, come già detto, è la retta blu in *Figura 5.1*.

Analizzando i campioni e confrontandoli ciascuno con la previsione si è ottenuta la stima degli errori riportata in *Figura 5.2*.

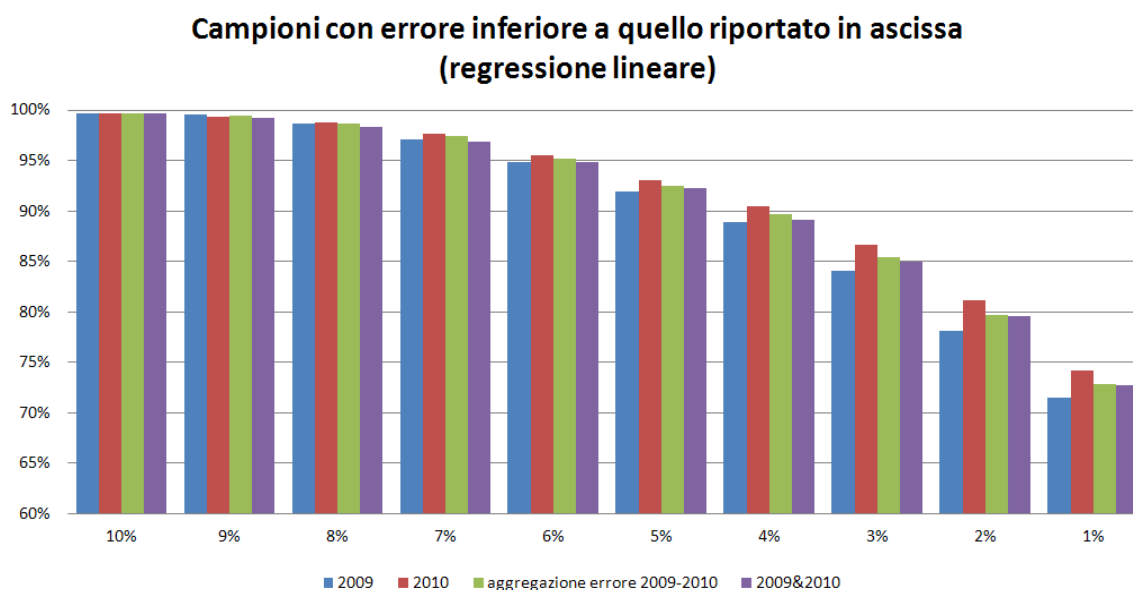


Figura 5.2 - Campioni raggruppati per ordine di errore

Si nota una quantità elevata, prossima al 95%, dei campioni affetti da un errore inferiore al 6%. Si deve però tener conto che l'analisi è stata estesa a tutti i 16.354 campioni prelevati (uno per ogni ora dal 22 gennaio 2009 al 16 dicembre 2010) per cui tale risultato include anche le ore notturne. I campioni con valore non nullo sono 3.860 nel 2009 e 4.110 nel 2010 e quindi nell'intervallo di misurazioni preso si hanno 7.970 ore, nelle quali sono contenute le 839 con errore superiore al 6%.

Riconsiderando quindi i soli risultati in cui la previsione non era nulla si ottengono i risultati riportati in *Tabella 5.1*.

ε	< 10%	< 8%	< 6%	< 4%	< 2%
ore	7.913	7.691	7.131	6.189	4.631
	99,28%	96,50%	89,47%	77,45%	58,11%

Tabella 5.1 - Risultati riferiti ai campioni non nulli

La previsione del modello ha quindi restituito un valore con errore inferiore al 6% nel 89,5% delle ore in cui la previsione non era nulla. Volendo ora analizzare tali dati su base annuale si ottengono i risultati riportati in *Tabella 5.2*.

Ore in un anno	Campioni utili annui	Ore con $\varepsilon \leq 10\%$	Ore con $\varepsilon \leq 8\%$	Ore con $\varepsilon \leq 6\%$	Ore con $\varepsilon \leq 4\%$	Ore con $\varepsilon \leq 2\%$
8.760	4.180	4.150	4.094	3.864	3.289	2.292

Tabella 5.2 - Risultati riferiti ai campioni non nulli in un anno

5.2 – Modello basato sulla regressione non lineare

Il secondo metodo analizzato è un modello non lineare che tiene conto oltre che dell'irraggiamento anche di altri fattori ambientali, in particolare si calcola l'efficienza del modulo come funzione della sua temperatura di funzionamento.

Tale parametro deve essere stimato a partire dalla conoscenza della temperatura ambiente e della velocità del vento.

Questo modello non si basa su dati statistici, come il precedente, ma per effettuare una stima della produzione si basa sulla tipologia e sulla potenza nominale dei moduli:

$$P_{OUT} = P_{STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \eta_{rel}(G', T')$$

dove P_{STC} è la potenza nominale in condizioni standard ($G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_{amb} = 25^\circ\text{C}$, spettro 1,5 AM), che viene riscalata in funzione dell'irraggiamento G' e moltiplicata per il fattore di rendimento η_{rel} , il quale a sua volta è nuovamente legato all'irraggiamento in p.u. ($G' = G/G_{STC}$) ed alla temperatura T' che vale:

$$T' = T_{mod} - T_{modSTC}$$

Il fattore di rendimento quindi è dato da:

$$\eta_{rel}(G', T') = 1 + k_1 \cdot \ln G' + k_2 \cdot [\ln G']^2 + T' (k_3 + k_4 \cdot \ln G' + k_5 [\ln G']^2) + k_6 \cdot T'^2$$

i valori $k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6$ sono legati alla tecnologia del pannello e sono dati dalla bibliografia e riassunti in *Tabella 5.3*.

	C-Si	CIS	CdTe
k_1	-0,001716	-0,005521	-0,103251
k_2	-0,040289	-0,038492	-0,040446
k_3 [$^\circ\text{C}^{-1}$]	-0,004681	-0,003701	-0,001667
k_4 [$^\circ\text{C}^{-1}$]	0,000148	-0,000899	-0,002075
k_5 [$^\circ\text{C}^{-1}$]	0,000169	-0,001248	-0,001445
k_6 [$^\circ\text{C}^{-1}$]	0,000005	0,000001	-0,000023

Tabella 5.3 - Valori di letteratura per i coefficienti della regressione non lineare

Il valore T', invece, presuppone il calcolo della temperatura T_{mod} , ricavabile dalla funzione:

$$T_{mod} = 0,943 \cdot T_{amb} + 0,028 \cdot G - 1,528 \cdot V_{wind} + 4,3$$

ovvero per conoscere la temperatura del modulo è necessario avere la previsione di temperatura ambiente e velocità del vento.

Al fine di utilizzare tale metodo predittivo, gli algoritmi di calcolo da adottare sono due, il primo stima la temperatura prevista del modulo, il secondo stima direttamente la produzione. Le stime si basano in questo caso sulla previsione di tre grandezze anziché una come nel caso precedente.

Il modello risulta essere quindi molto più elaborato e ad una prima valutazione sembra essere soggetto ad una incertezza maggiore essendo tre le variabili in ingresso legate all'affidabilità della previsione meteo.

Per poter utilizzare e valutare il modello è stato preso in esame lo stesso impianto utilizzato nel caso precedente. I coefficienti k sono stati determinati con metodo statistico di regressione valutando i dati di produzione 2009 e 2010 con i rispettivi valori di irraggiamento e temperatura dei moduli (Tabella 5.4). Tale scelta è stata imposta dalla mancanza di dettagli circa i moduli usati su questo impianto per cui si è proceduto alla stima empirica dei coefficienti.

	2009	2010	Complessiva
k_1	-0,1497523	-0,0771190	-0,1116743
k_2	-0,0445796	-0,0305620	-0,0370096
k_3	-0,0038126	-0,0074069	-0,0058636
k_4	0,0014027	-0,0018698	-0,0007366
k_5	0,0010849	0,0002106	0,0005427
k_6	-0,0000302	0,0000453	0,0000142

Tabella 5.4 - Tabella dei coefficienti stimati

La parte del modello per la stima della temperatura del modulo non è stata implementata perché nei dati di produzione la temperatura ambiente e la velocità del vento non erano disponibili. Si è quindi optato per introdurre una semplificazione utilizzando direttamente la T_{mod} misurata.

A questo punto il modello stima il dato di produzione partendo dal valore medio dei k , dall'irraggiamento rilevato e dalla temperatura dei moduli registrata.

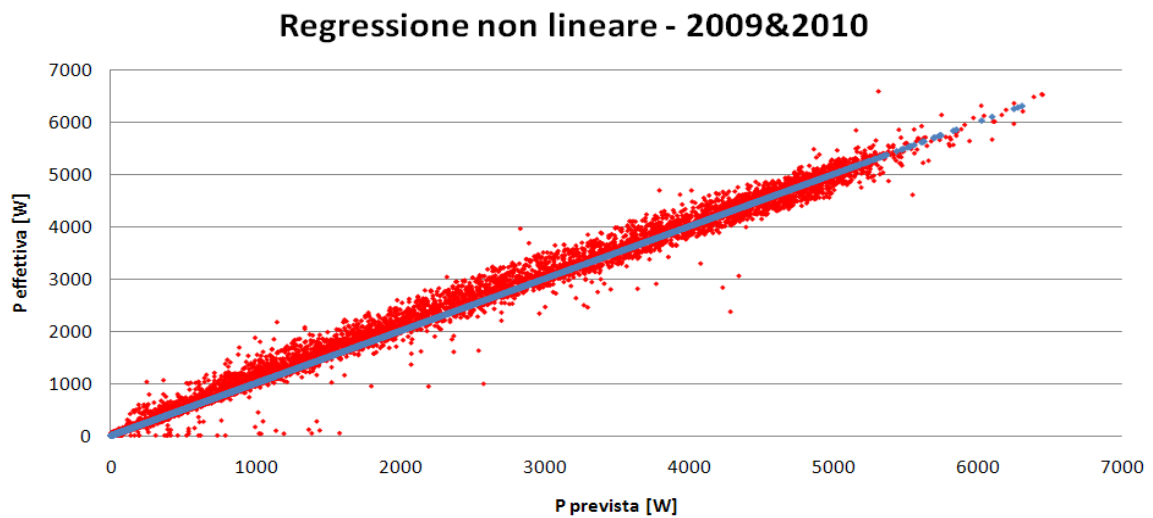


Figura 5.3 - Curva di regressione non lineare a confronto con i campioni reali

Le previsioni restituite dal modello (vedi *Figura 5.3*) hanno in questo caso modificato la posizione dei punti rossi restituendo una stima migliore (più vicini alla retta blu), riducendo il peso dei difetti di sottostima alle basse potenze e sovrastima alle alte come accadeva nel modello precedente.

Anche in questo caso i dati in ingresso di irraggiamento e temperatura sono misurati e quindi sono esenti dall'incertezza della previsione e dagli errori riconducibili alla stima della T_{mod} .

Analizzando i campioni e confrontandoli ciascuno con la previsione si sono ottenuti i risultati riportati in *Figura 5.4*.

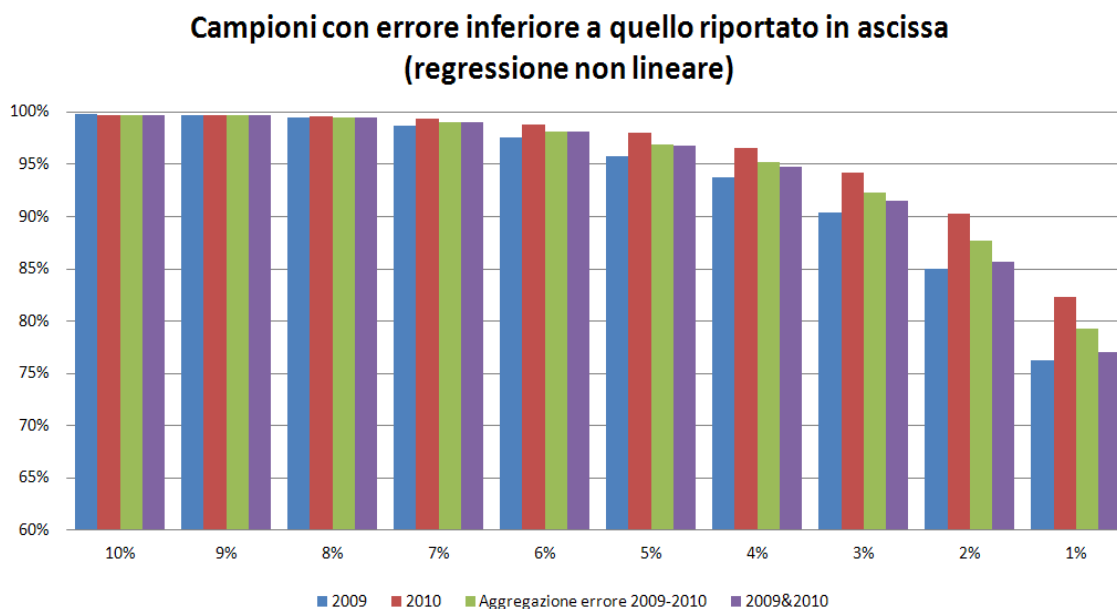


Figura 5.4 - Campioni raggruppati per ordine di errore

Nel grafico sopra riportato si può notare che con questo metodo previsionale si è ottenuta una stima con errore inferiore al 6% nel 97% delle ore. Rispetto al precedente modello si è quindi ottenuto un miglioramento della previsione. Gli effetti della temperatura del modulo infatti, come detto in precedenza, non sono trascurabili e nelle ore estive con elevato irraggiamento influiscono sul rendimento dei moduli. Anche in questo caso l'analisi è stata estesa a tutti i 16.354 campioni prelevati, come nel caso precedente, quindi nell'intervallo di misurazione i campioni sui quali la previsione era utile sono nuovamente 7.970. Riconsiderando quindi i risultati si ottengono i dati riportati in *Tabella 5.5*.

ϵ	< 10%	< 8%	< 6%	< 4%	< 2%
ore	7.923	7.887	7.663	7.117	5.620
	99,41%	98,96%	96,15%	89,30%	70,51%

Tabella 5.5 - Risultati riferiti ai campioni non nulli

Questo modello ha quindi restituito una previsione con errore inferiore al 6% nel 96,15% delle ore utili.

Volendo riportare il dato su base annuale si ottengono i dati riportati in *Tabella 5.6*.

Ore in un anno	Campioni utili annui	Ore con $\varepsilon \leq 10\%$	Ore con $\varepsilon \leq 8\%$	Ore con $\varepsilon \leq 6\%$	Ore con $\varepsilon \leq 4\%$	Ore con $\varepsilon \leq 2\%$
8.760	4.180	4.152	4.131	4.028	3.744	2.872

Tabella 5.6 - Risultati riferiti ai campioni non nulli in un anno

Si nota come le ore con errore superiore al 10% non ottengono un miglioramento significativo, ciò significa che l'errore registrato in queste ore non è dovuto ai limiti del modello ma a malfunzionamenti dell'impianto e/o all'apparato di misurazione. L'errore introdotto dai modelli lo possiamo invece notare su percentuali più piccole, ad esempio al 6% vediamo che il modello lineare non riesce a contenere l'errore in 296 casi. Sugli stessi dati invece, il modello non lineare esce dalle tolleranze solo in 152 ore in un anno.

Il fatto che il secondo modello tenga conto degli effetti della temperatura dei moduli permette di ottenere un miglioramento attenuando il difetto notato nel caso precedente.

Va però considerato come la temperatura del modulo utilizzata non è un dato previsionale, ma quella reale misurata, ovvero è come aver supposto di avere un altro modello a monte che calcola tale temperatura in modo impeccabile a partire dai dati misurati di irraggiamento, temperatura ambiente e velocità del vento. Questi ultimi due dati non erano disponibili sul luogo esatto di installazione dei moduli per cui non si è potuta fare quest'analisi.

5.3 – Scelta del modello

Nelle prove fatte finora per testare la precisione dei modelli sono stati usati dati reali, quindi l'incertezza della previsione non influenza il risultato. Il modello però non ha lo scopo di prevedere ciò che è già successo, ma è volto a stimare il comportamento degli impianti fotovoltaici con almeno un giorno di anticipo. Per fare questo i dati di ingresso ai due modelli, in un'applicazione reale, saranno delle previsioni per il giorno successivo.

Benché il modello non lineare, dai dati precedentemente analizzati, consenta una stima migliore, di fatto potrebbe essere complesso effettuare una corretta previsione di tutti i dati che esso richiede in ingresso e le incertezze introdotte dal calcolo aggiuntivo potrebbero pesare sul risultato previsionale.

Viceversa, tale modello potrebbe essere utile per funzioni di diagnostica in tempo reale e per rilevare eventuali anomalie di funzionamento.

Nell'ambito del lavoro di tesi la scelta dunque ricade sul modello più semplice.

Per valutare ora come si comporta in presenza di previsione le strade percorribili sono 2:

- usare una previsione ottenuta mediante curve di irraggiamento storiche;
- utilizzare in ingresso delle previsioni meteo fornite da un apposito servizio.

5.4 – Utilizzo delle curve di irraggiamento storiche

Nel caso in esame, per prevedere ora per ora l'energia incidente sul piano dei moduli, si sono utilizzate delle curve storiche di irraggiamento ricavate da un database europeo [27], le quali usate come previsione saranno poi il dato di ingresso per il modello di regressione lineare.

Come detto nella descrizione del modello l'operazione fatta per la previsione è molto semplice:

$$P_{OUT} = k \cdot G$$

tale operazione verrà ripetuta ora per ora utilizzando come valore di k quello precedentemente calcolato (6,6356), e come G il valore dell'energia oraria trovata dalle curve storiche su un metro quadrato di superficie. Il risultato ottenuto sarà in ciascuna ora l'energia prodotta e quindi la potenza media oraria.

Per effettuare il confronto si è dovuto valutare l'energia prodotta dall'impianto ora per ora derivando il dato incrementale di produzione registrato dal sistema di misura, diversamente da quanto si è fatto prima dove è stato utilizzato il dato puntuale di potenza erogata dall'impianto.

Nel seguente grafico (*Figura 5.5*) sono riassunti i dati ricavati dall'analisi dei risultati dal confronto.

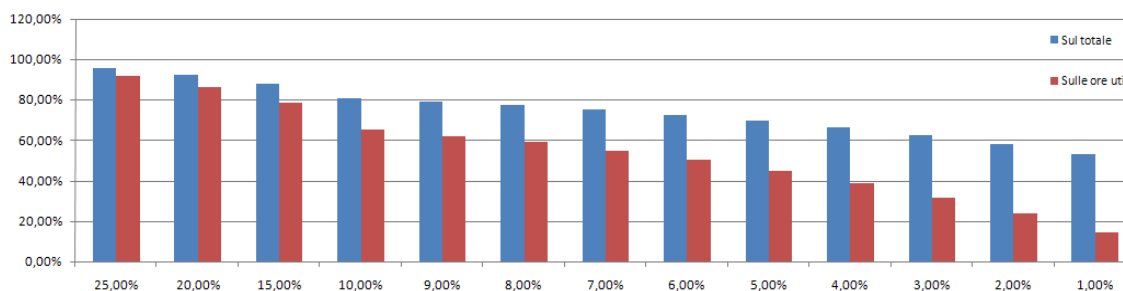


Figura 5.5 - Grafico di sintesi dei risultati ottenuti

Come si può notare dal grafico, nell'intero periodo di dati registrati, il confronto ha mostrato che nel 92,6% delle ore l'utilizzo delle curve storiche associato al modello lineare ha riportato una previsione con errore contenuto entro il 20% della potenza nominale e l'80,9% delle ore entro il 10%. Va però considerato il fatto che nel totale delle ore del periodo preso in esame, sono incluse le ore di buio, dove la previsione è ovvia. A tal proposito l'analisi deve essere quindi condotta sulle ore in cui il sistema di misura ha registrato un'energia erogata non nulla.

Le ore nell'intervallo dove questo accade sono di più rispetto all'analisi fatta precedentemente per la valutazione del metodo di regressione; ciò è dovuto al fatto che per quel test sono stati utilizzati valori della potenza erogata campionati ogni

ora, mentre in questo caso si utilizza l'energia immessa in rete dall'impianto nell'arco temporale di un'ora. Il numero di ore dunque non può coincidere perché il campionamento effettua la misura ogni ora ed anche se la potenza uscente è nulla quando si accende (mattino) e quando si spegne (sera) l'energia oraria invece non lo è.

Le ore con energia non nulla quindi, sono 8.952 nell'intervallo considerato ed analizzando dunque solo queste ore, l'errore resta contenuto entro il 20% sul 86,5% dei campioni e del 10% sul 65,1%.

In un anno le ore ad energia non nulle sono 4.527 delle quali 558 hanno fatto registrare una previsione con errore superiore al 20% e 1.584 invece superano il 10%.

Utilizzare dunque curve storiche di irraggiamento per stimare la produzione oraria non sembra portare ad ottimi risultati in quanto, nonostante contengano una certa variabilità delle condizioni meteo e di produttività giornaliera, la totale assenza di un legame con le condizioni meteorologiche effettive è molto sfavorevole ai fini previsionali. Questi profili sono infatti efficaci per stimare verosimilmente la produttività annuale di un impianto, ma non sono invece in grado di cogliere la variabilità giornaliera tipica dei fenomeni climatici.

6. Applicazione sperimentale del VPS

Il lavoro di tesi ha portato allo sviluppo di algoritmi per la gestione di un VPS atti a regolare gli impianti che compongono il sistema, nel seguito del capitolo vengono presentate le simulazioni eseguite al fine di verifica se la configurazione del VPS proposto consentirebbe la definizione di un profilo orario di scambio con la rete e il suo rispetto. Con le informazioni raccolte sugli impianti esistenti e sui loro profili di scambio, si hanno dati a sufficienza per simulare un periodo di quasi due anni. Successivamente si valuterà anche se la configurazione scelta sarebbe in grado di rispettare le richieste del Conto Energia 2011/2013.

Per effettuare le simulazioni del sistema, l'algoritmo di retroazione, sviluppato in MATLAB, necessita di conoscere:

- previsione di produzione oraria degli impianti fotovoltaici;
- dati reali della produzione fotovoltaica;
- potenza minima e massima erogabili dal generatore a biogas;
- livelli di accumulo minimo e massimo consentiti dalla cupola gasometrica;
- stima della produzione oraria del combustibile.

Preparazione dei dati di previsione e di reale produzione fotovoltaica

Avendo a disposizione, come metodo di previsione fotovoltaica, solo le curve storiche di irraggiamento ed avendo scelto di applicare a queste il metodo di regressione lineare, si procede con l'adattamento delle previsioni fatte per l'impianto posizionato sull'ITIS Fermi di Mantova, viste nel capitolo precedente, agli impianti appartenenti al sistema oggetto delle prove.

Non avendo modo, su tali impianti, di poter valutare il k della regressione (non avendo misure effettuate su tali impianti), si è ritenuto di procedere riscaldando le previsioni e le misure fatte per l'impianto già presentato nel capitolo 5.

La prima ipotesi semplificativa introdotta, quindi, è quella di considerare i tre impianti fotovoltaici presenti nel VPS, come se avessero lo stesso profilo di immissione di quello analizzato al capitolo 5. La previsione e le misure saranno dunque scalate in funzione delle potenze nominali ottenendo un nuovo k' .

$$k' = \frac{k \cdot P_{phvVPS}}{P_{phvFermi}} = \frac{6,6356 \cdot 93830}{6840} = 91,0261$$

Dove 6.840 W è la potenza nominale dell'impianto del Fermi, mentre 93.830 W è la somma delle potenze nominali dei tre impianti coinvolti nel VPS.

Preparazione dei parametri di funzionamento dell'impianto biogas

Al fine delle simulazioni numeriche è necessario definire i livelli minimi e massimi consentiti per l'accumulatore di combustibile biogas (rispettivamente 70 e 300 Nm³), la massima e minima potenza erogabile dal gruppo di generazione (rispettivamente 40 kW ed 80 kW), il parametro di conversione del biogas in kWh e la produzione oraria di biogas. Tutte queste informazioni sono state acquisite da indagini sul campo, fatta eccezione per il fattore di conversione. Per stimare quest'ultimo parametro si prende in considerazione il calcolo descritto nel capitolo 4 per la futura potenza media nel quale si è visto che con un carico del 75% il motore primo eroga 83 kW. Considerato come rendimento dell'alternatore quello dichiarato per un carico del 75%, ovvero il fattore di carico più simile al punto di funzionamento, pari al 93,2% si ottiene che la potenza a valle è di

$P_{OUT} = P_{albero} \cdot \eta_{alt} = 83 \cdot 0,932 = 77,36 \text{ kW}$, quindi il fattore di conversione risulta pari a:

$$k_{conv} = 77,36 / 34,4 = 2,2488 \text{ kWh / Nm}^3$$

A questo punto viene introdotta un'altra semplificazione dovuta al fatto che il parametro appena calcolato varia in funzione della potenza erogata per effetto della variazione dei rendimenti di motore primo e alternatore. Durante la simulazione, invece, verrà mantenuto fisso al valore appena calcolato.

Ultimo dato necessario per la simulazione è la quantità oraria di biogas prodotto; non avendo modo di stimarla correttamente si assume costante tutto l'anno al valore di 34,4 Nm³/h (consumo del motore primo quando all'albero eroga 83 kW) corrispondente al futuro regime operativo, come già specificato nella descrizione dell'impianto.

Inizio delle simulazioni

Avendo quindi raccolto tutti i dati necessari si è proceduto con la simulazione in MATLAB; l'algoritmo si baserà sulle previsioni di produzione ed andrà a dichiarare un programma di scambio energetico con la rete (curva rossa in *Figura 6.1*), risultante come somma dell'energia media oraria producibile dall'impianto biogas funzionante a potenza costante (linea blu in *Figura 6.1*), più la previsione di produzione del fotovoltaico.

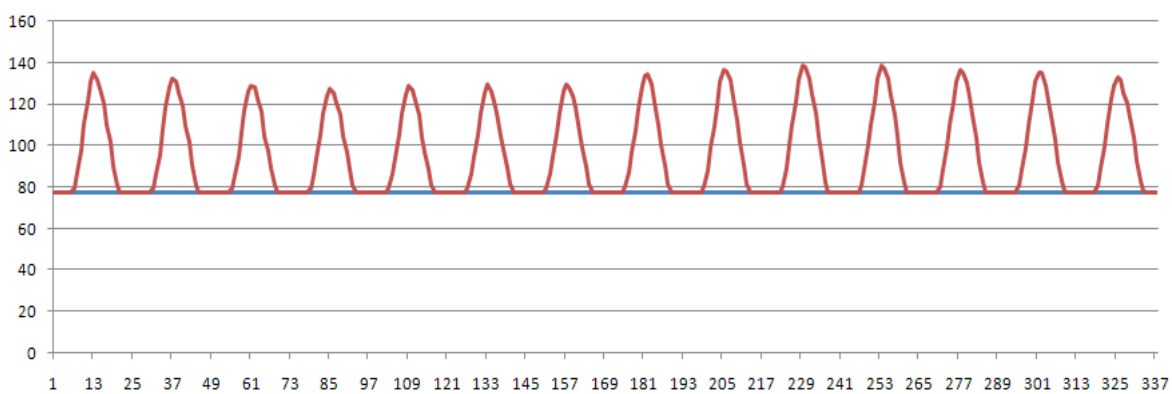


Figura 6.1 – Somma previsione fotovoltaica(rossa) e biogas(blu) in ingresso al programma

Successivamente, il programma, usando come feedback la produzione effettivamente erogata dal fotovoltaico (curva gialla in *Figura 6.2*), anch'essa opportunamente scalata, andrà a correggere l'errore modulando la potenza di uscita del generatore a biogas (curva blu in *Figura 6.2*) in modo che lo scambio orario effettivo (curva rossa in *Figura 6.2*) presenti un'errore entro una certa soglia di riferimento, che verrà fissata al 10% rispetto a quello dichiarato (curva rossa in

figura 6.1).

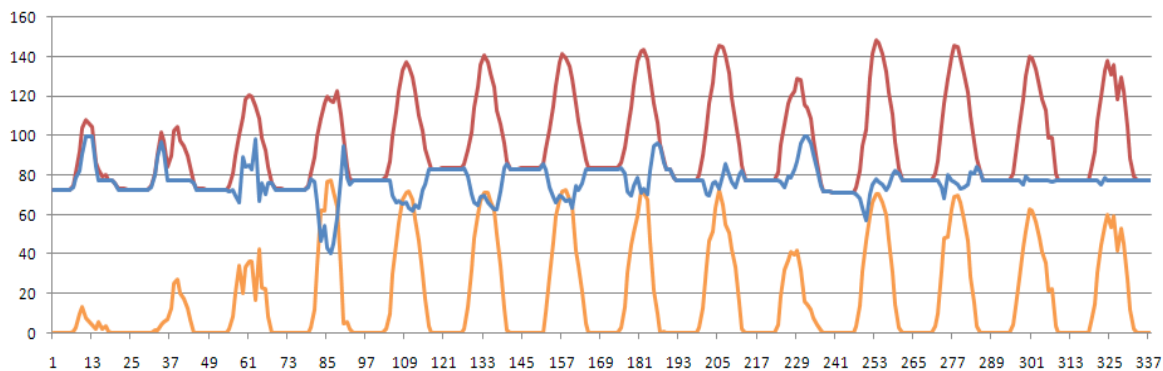


Figura 6.2 – Effetti della retroazione sul biogas (curva blu) per effetto della reale produzione degli impianti fotovoltaici (curva gialla).

Applicando le operazioni appena introdotte a tutti i campioni prelevati ed analizzandone il comportamento, il sistema permette di ottenere i risultati sintetizzati in *Figura 6.3*.

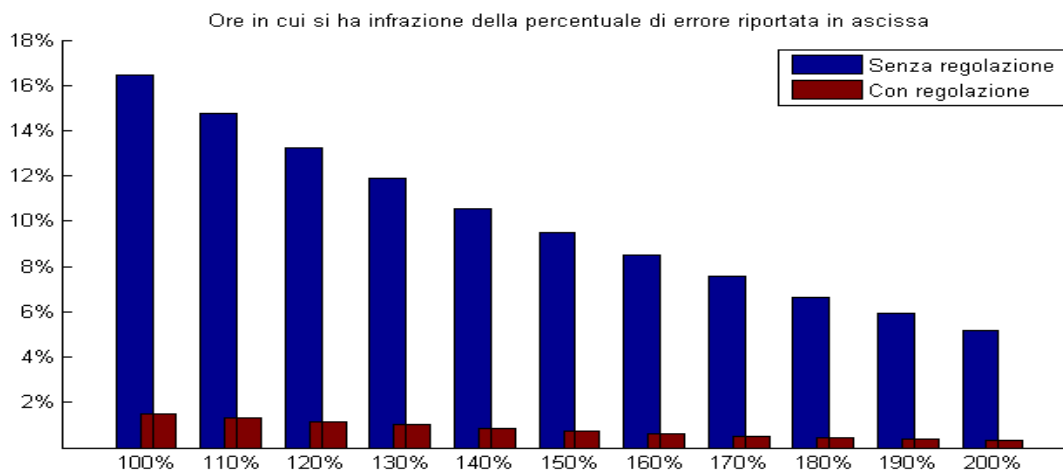


Figura 6.3 - Percentuale delle ore in cui la previsione non è stata rispettata

Come si vede dal grafico di output restituito da MATLAB, con questa configurazione del VPS, in meno del 2% delle 16.632 ore totali non è riuscito a rispettare lo scambio programmato entro un margine di errore del 10% sulla potenza complessiva dichiarata. Prendendo in considerazione invece l'attuale funzionamento senza alcuna regolazione e con l'impianto biogas a potenza costante, rispetto allo stesso profilo dichiarato, la percentuale di ore che non lo rispettano è circa il 17%.

Assumendo invece che l'errore ammesso, sia pari al 15% dell'energia scambiata ovvero il 150% di quello considerato della produzione dichiarata in una data ora, il sistema risulta essere in grado di contenere l'errore nel 99% dei casi.

Nel grafico dell'errore (*Figura 6.4*) si può osservare come si comporta l'intero sistema nell'intervallo di osservazione. Il grafico è ottenuto effettuando la differenza tra profilo dichiarato e la potenza media effettivamente registrata. Si osserva quindi che in assenza di regolazione, la differenza tra i due profili (curva rossa) esce parecchie volte dal margine tollerato del $\pm 10\%$ (rappresentato dalle due curve nere). L'effetto della regolazione è immediatamente visibile osservando la curva blu, la quale riesce quasi sempre a rimanere contenuta entro il margine scelto. Modulando quindi opportunamente l'erogazione del biogas l'intero sistema rispetta il profilo dichiarato.

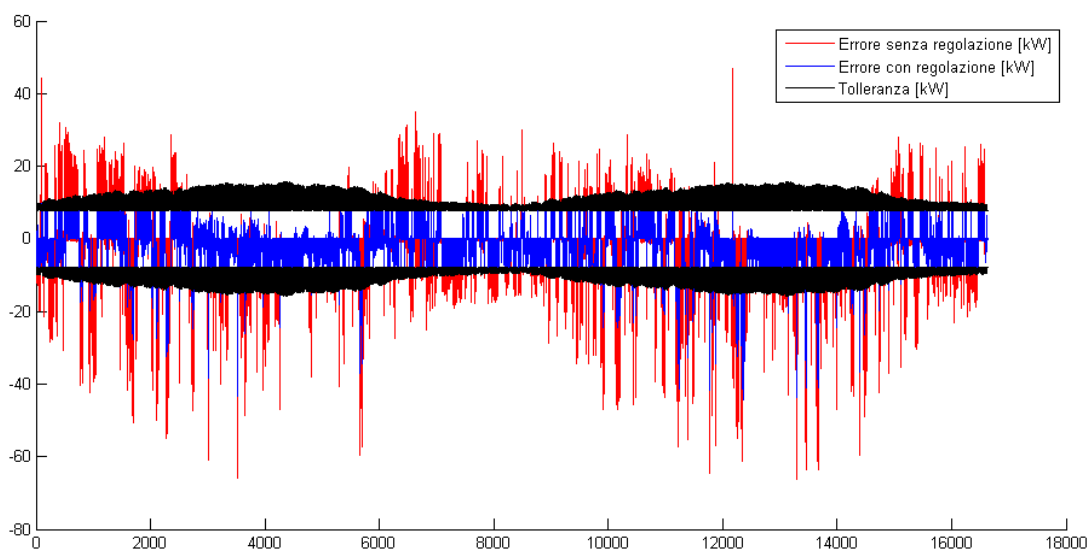


Figura 6.4 - Andamento dell'errore della potenza complessiva del sistema

Nelle ore in cui la previsione fotovoltaica non porta errori nel profilo, le curve rossa e blu si posizionano sullo 0, dove lo scambio è esattamente quello dichiarato. Dove invece vi è necessità di regolare a causa di un errore sulla previsione, la curva rossa si allontana dal valore nullo in modo proporzionale all'errore e la curva blu cercherà

di contenersi, per effetto della retroazione, entro il margine scelto. Dopo che una retroazione dell'errore è stata eseguita durante il giorno, nelle ore notturne la curva blu si sposta indicando una variazione della erogazione del generatore a biogas per riportare il livello dell'accumulo a quello di riferimento.

Effettuando uno zoom su un periodo si potrà meglio comprendere il comportamento. A tal proposito in *Figura 6.5* viene riportato un ingrandimento del periodo febbraio-marzo in cui è possibile notare che le due bande nere sono costituite da una serie di cupole con il fuoco centrato sempre sulle ore 12 di ciascun giorno, le quali sono l'effetto della parte di energia riferita alla previsione fotovoltaica.

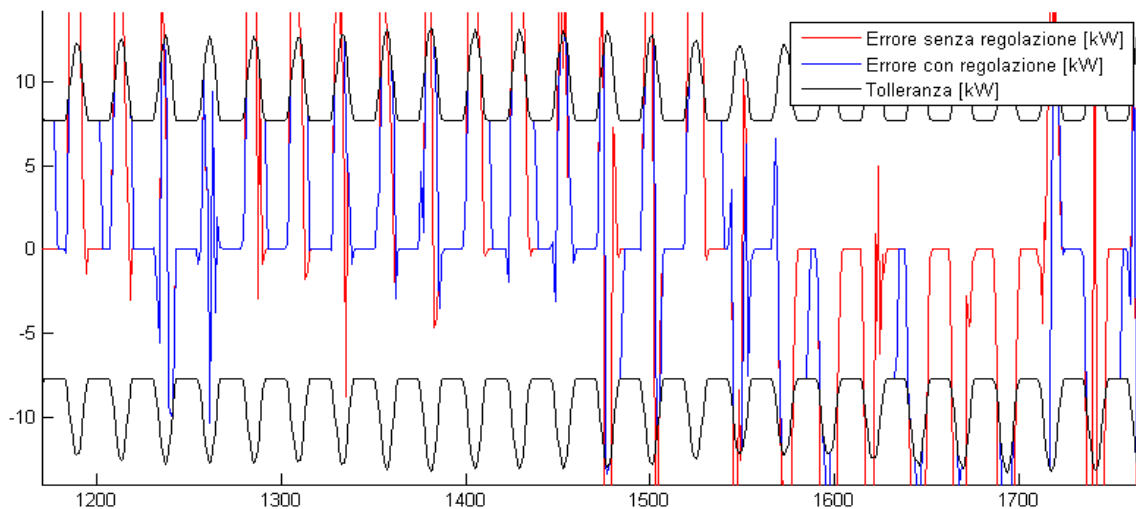


Figura 6.5 - Ingrandimento periodo febbraio-marzo 2009

Ogni picco dunque rappresenta un giorno, mentre l'avvallamento sono le ore notturne. Come anticipato si nota che durante la notte l'errore si porta a zero fatta eccezione per le prime ore serali dove il regolatore cerca di ripristinare il livello intermedio dell'accumulo del gas.

Nell'ingrandimento di *Figura 6.5* si nota maggiormente come la linea rossa esca molto spesso dal limite del 10% mentre con la regolazione tale fenomeno è limitato anche se non scompare del tutto poiché l'impianto biogas, come illustrato nel capitolo 3, ha dei limiti tecnici.

Se ora osserviamo un ingrandimento del periodo estivo *Figura 6.6* si nota che le escursioni dal margine consentito sono per lo più negative, ciò indica una tendenza del modello a sovrastimare la potenza erogata dagli impianti fotovoltaici (come descritto nel capitolo 5).

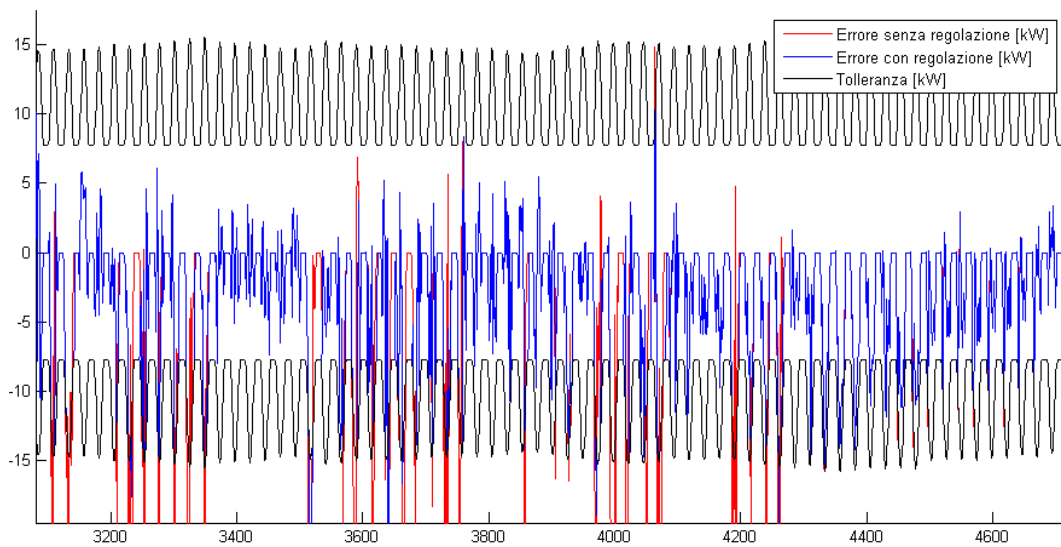


Figura 6.6 - Zoom del periodo giugno-luglio 2009

Nelle ore notturne, come detto in precedenza, il sistema cerca di portare al livello intermedio l'accumulo in modo da essere pronto per la regolazione del giorno successivo. Osservando il grafico che stima il livello del gas (*Figura 6.7*) si osserva

quindi una tendenza al valore:
$$L_{rif} = \frac{L_{MAX} + L_{min}}{2} = \frac{300 + 70}{2} = 185 \text{ Nm}^3$$

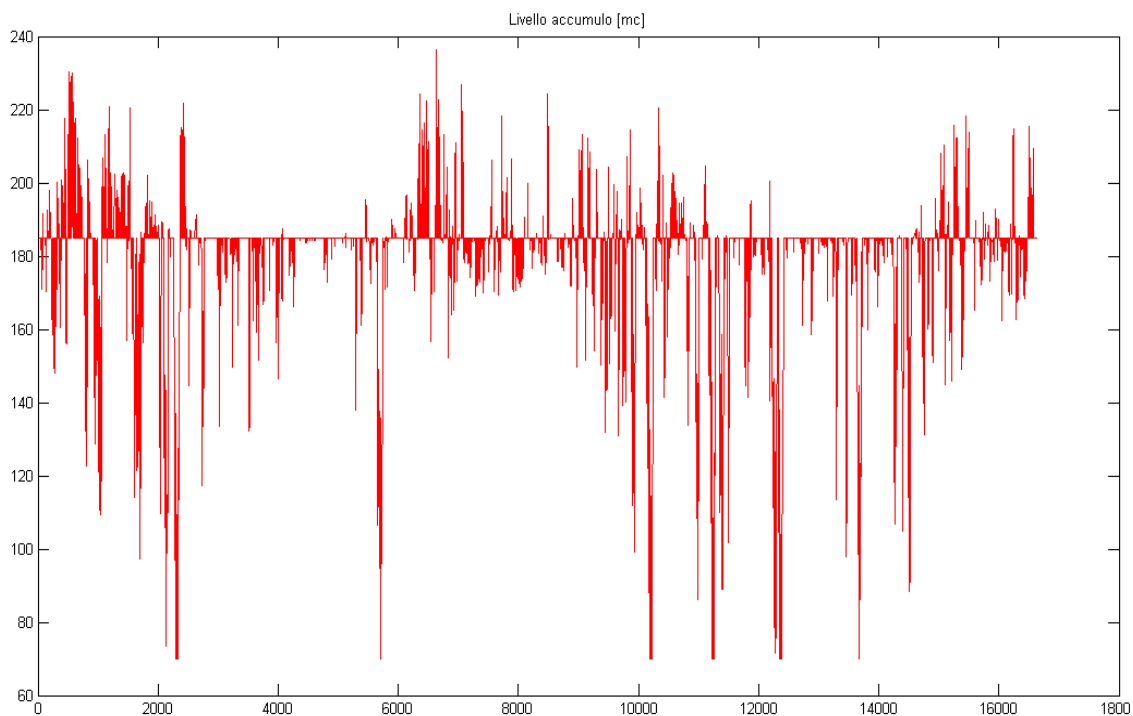


Figura 6.7 - Livello del gas contenuto nella cupola gasometrica

In accordo con quanto precedentemente detto nelle giornate estive l'impianto a biogas è chiamato ad aumentare la produzione per compensare la sovrastima della previsione, ciò è dimostrato anche dal fatto che il livello del gas in quei giorni tende ad essere sotto il livello di riferimento fino a raggiungere, in alcuni casi, il limite inferiore di 70 Nm³.

Le ore in cui il sistema non riesce a rispettare la previsione sono quindi 332 sul totale di 16.632. Se consideriamo che tali ore sono ovviamente tutte concentrate nelle ore in cui la previsione non era nulla, cioè sul campione di 8.952 ore diurne si ottiene che l'uscita dal margine del 10% avviene nel 3,71% delle previsioni fatte, mentre come riportato nel capitolo precedente si era osservato che con il sistema composto dai soli tre impianti fotovoltaici, le curve di irraggiamento storiche sbagliavano del 10% nel 34,9% delle ore utili.

Grazie all'introduzione nel sistema, di un impianto modulabile, siamo dunque riusciti a migliorare notevolmente la capacità del VPS di rispettare la previsione fatta correggendo quasi sempre l'errore previsionale commesso.

6.1 – Applicazione del VPS per il Conto Energia

A questo punto è possibile valutare se il nostro sistema sia in grado, con questa configurazione, di essere utilizzato al fine di rispettare un programma giornaliero come descritto nel Conto Energia 2011-2013 per il profilo di scambio prevedibile¹. Per effettuare questa prova occorre considerare solo il comportamento tra le 8:00 e le 20:00 di ciascun giorno, contare le ore in cui il sistema non riesce a regolare in questo intervallo e soprattutto il numero di giorni in cui ciò accade.

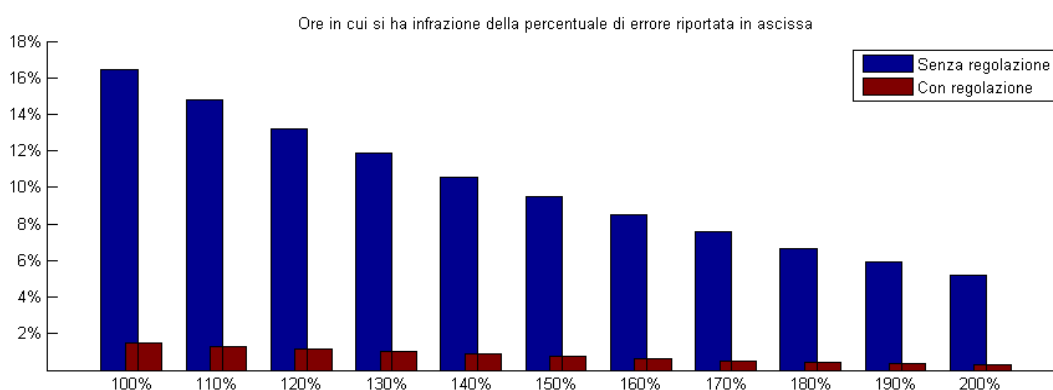


Figura 6.8 - Percentuale delle ore in cui la previsione non è stata rispettata secondo il Conto Energia

Osservando il grafico in *Figura. 6.8* si può notare che la percentuale di campioni non rispettanti il margine consentito è circa la stessa osservata nella simulazione precedente, in quanto la fascia 8:00 – 20:00 include la gran parte delle ore di funzionamento del fotovoltaico. Il numero di ore analizzate, infatti, diventa 8.316 dove si concentrano le 166 in violazione. Come già discusso, passate le 20:00 il sistema non ha vincoli e può riportarsi al livello di riferimento per il serbatoio molto più rapidamente. Ciò si può notare immediatamente dal grafico dell'errore in potenza (*Figura 6.9*) nel quale la curva blu è molto visibile fuori dalle bande nere.

¹ Nella presente attività si sono applicati i concetti espressi dal Conto Energia per il rispetto del profilo ma non vi è rispettato la quota minima di potenza fotovoltaica di 200kW, la valutazione ha quindi solo uno scopo esemplificativo.

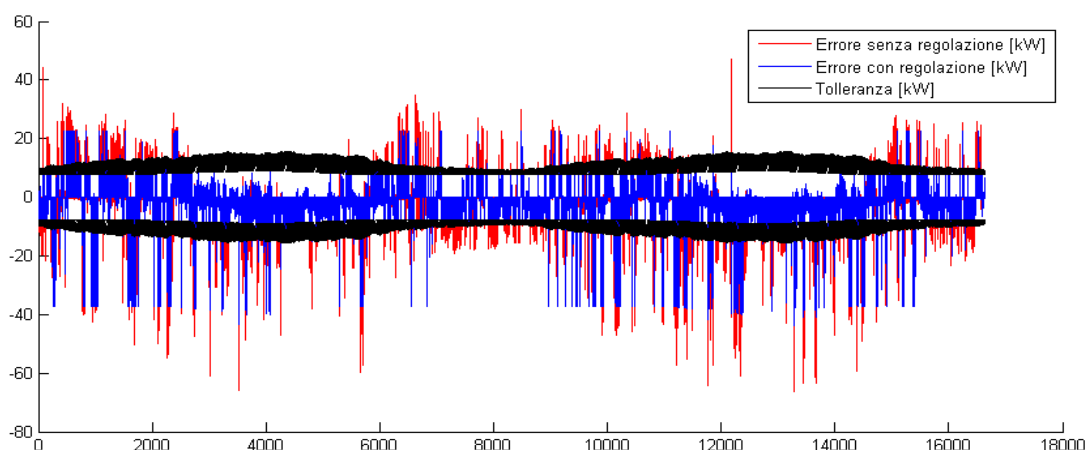


Figura 6.9 - Andamento dell'errore della potenza complessiva del sistema in Conto Energia

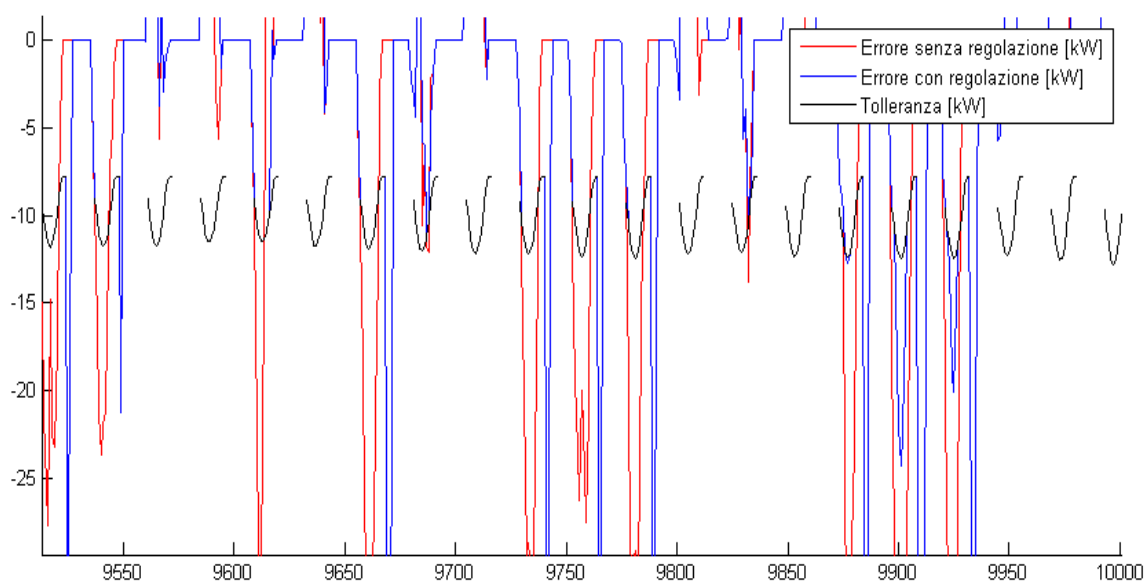


Figura 6.10 - Zoom dell'errore in potenza

Effettuando uno zoom dell'errore in potenza (*Figura 6.10*) si può però notare come il programma sia invece rispettato e l'uscita dal margine consentito avvenga ben poche volte e le frequenti escursioni della curva regolata, visibili in *Figura 6.9*, sono quasi tutte dopo le 20:00 per il motivo precedentemente citato.

Osservando quindi il grafico del livello (*Figura 6.11*) si nota come rispetto al caso precedente l'accumulo sia meno sollecitato.

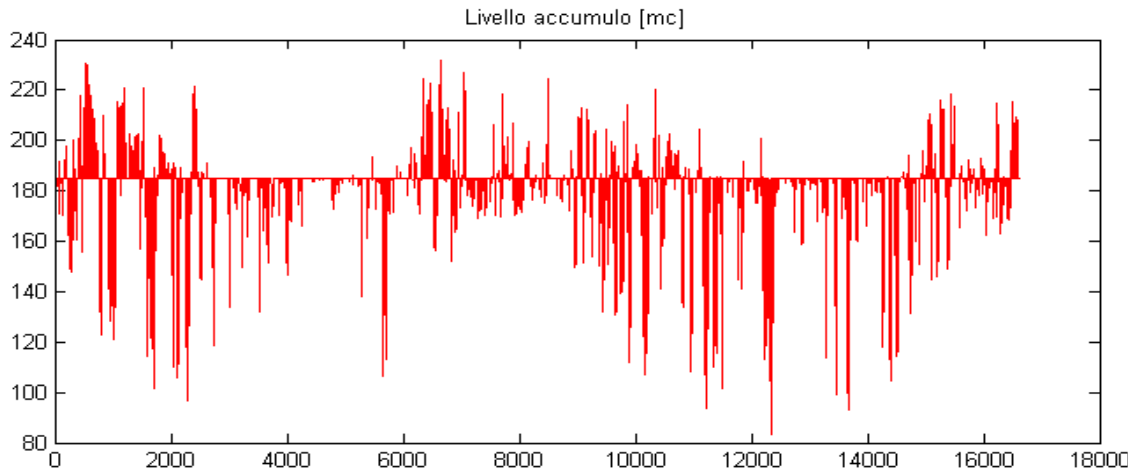


Figura 6.11 - Andamento del livello nella cupola gasometrica

Si può quindi affermare che il Conto Energia, richiedendo di rispettare un programma di scambio solo per alcune ore al giorno, sia meno restrittivo dell'obiettivo che ipoteticamente si potrebbe porre un VPS e quindi considerando solo la percentuale di ore violate sembrerebbe che il sistema studiato non abbia problemi a poter essere utilizzato ai fini di questa applicazione.

Va però ricordato che, ai fini del conseguimento degli obiettivi indicati nel Conto Energia 2011-2013, è sufficiente in un giorno uscire dal margine anche per una sola ora che l'intero giorno è da considerarsi non rispettato e quindi il dato da ricavare dall'analisi della simulazione è il numero di giorni annui in cui sono distribuite le ore violate. L'analisi dei risultati ha fatto emergere che tali ore sono distribuite in 80 giorni sui 681 analizzati, che tradotto in giorni annui diventano 43. Il Conto Energia richiede che ne siano rispettati almeno 300, ammettendo quindi violazioni per al più di 65 giorni.

Il VPS così configurato è quindi adatto a rispettare un programma giornaliero di scambio ma il margine che rimane a disposizione per eventuali imprevisti o fermi tecnici è ridotto.

Il numero di giorni annui in violazione emersi dalle simulazioni, sono dovuti al fatto che sebbene stiamo operando la correzione sulla previsione per un impianto fotovoltaico della potenza di picco di 93,83 kW mediante un impianto modulabile della potenza di 100 kW, il range per modulazione ammessa di 60kW non può essere pienamente sfruttato per il fatto che la produzione a monte di biogas ipotizzata di 34,4 Nm³/h impone una potenza media oraria, come detto all'inizio del capitolo, di 77,36 kW. Il margine a salire è quindi più piccolo ed il sistema è vincolato.

Iterando più volte il programma MATLAB usato per la retroazione e provando sui dati in nostro possesso a variare potenza di modulazione e margine di accumulo possiamo trovare le dimensioni minime dell'impianto biogas che consentano di rispettare il programma. Nella seguente tabella sono quindi riportati, per le varie dimensioni dell'impianto, il numero giorni rispettati.

	30	33	36	39	42	45	48	51	54	57	60	63	66	69	72	75
50	254	259	264	269	272	278	279	280	281	283	284	285	287	287	287	287
60	262	268	274	279	283	289	290	292	294	297	298	299	301	301	301	301
70	268	274	280	286	291	298	299	301	304	307	308	309	311	311	311	312
80	271	278	285	291	295	304	307	309	313	315	317	318	320	321	321	322
90	272	280	287	292	297	305	308	310	315	318	319	322	324	325	327	328
100	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	321	323	326	327	328	330
110	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	329	331	333
120	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	331	333
130	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	332	334
140	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	333	337
150	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	333	337
160	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	333	337
170	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	333	337
180	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	333	337
190	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	333	337
200	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	333	337
210	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	333	337
220	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	333	337
230	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	333	337
240	272	280	287	293	298	307	309	311	317	320	322	325	328	330	333	337

Tabella 6.1 - Tabella di dimensionamento dell'impianto con $P_{med} = 77,36kW$ e produzione $34,4Nm^3/h$

In Tabella 6.1, nella prima riga è indicata la potenza in kW di modulazione, mentre nella prima colonna l'accumulo in m³ utile per la modulazione. Nella stessa si può notare quanto sopra detto, ovvero il fatto che la potenza media non sia centrata nella banda di modulazione, limita le capacità del sistema, il quale per avere buone prestazioni richiede di aumentare il margine in potenza della modulazione come mostrato dalla zona verde.

Nel caso in cui invece si ripeta la prova sullo stesso impianto, con una produzione di biogas che ne comporti un funzionamento in centro banda (70kW) si ottiene un significativo miglioramento².

	30	33	36	39	42	45	48	51	54	57	60	63	66	69	72	75
50	267	274	278	281	282	283	284	286	286	286	287	287	288	288	288	288
60	273	284	289	292	295	297	299	300	300	301	301	301	302	303	303	303
70	277	292	298	301	304	307	309	311	311	311	312	313	314	314	314	314
80	278	294	303	307	313	315	318	321	321	322	323	324	325	326	327	327
90	278	294	304	309	316	318	322	325	326	327	329	329	330	331	332	332
100	278	294	304	309	317	319	323	327	328	329	330	331	332	333	334	334
110	278	294	304	309	318	320	324	329	330	332	333	334	336	337	338	338
120	278	294	304	309	318	320	324	329	331	333	334	335	337	338	339	339
130	278	294	304	309	318	320	324	329	331	334	336	337	339	341	342	342
140	278	294	304	309	318	320	324	329	332	337	339	341	344	346	347	347
150	278	294	304	309	318	320	324	329	332	337	339	342	344	346	347	348
160	278	294	304	309	318	320	324	329	332	337	340	343	347	349	350	351
170	278	294	304	309	318	320	324	329	332	337	340	344	348	349	351	351
180	278	294	304	309	318	320	324	329	332	337	340	344	349	351	352	353
190	278	294	304	309	318	320	324	329	332	337	340	344	349	351	353	354
200	278	294	304	309	318	320	324	329	332	337	340	344	349	351	353	355
210	278	294	304	309	318	320	324	329	332	337	340	344	349	351	353	355
220	278	294	304	309	318	320	324	329	332	337	340	344	349	351	353	356
230	278	294	304	309	318	320	324	329	332	337	340	344	349	351	353	356
240	278	294	304	309	318	320	324	329	332	337	340	344	349	351	353	356

Tabella 6.2 - Tabella di dimensionamento dell'impianto con $P_{med} = 70kW$ e produzione $31,1Nm^3/h$

Con questo accorgimento il numero di giorni non rispettati si riduce a 25, come indicato in *Tabella 6.2*.

Per sfruttare bene le possibilità di modulazione, in fase di progettazione di un nuovo impianto è quindi opportuno, come si nota dalle simulazioni, fare in modo che la potenza media sia in centro alla banda di regolazione. Dovendo in questo caso operare su un impianto esistente si deve far riferimento alla *Tabella 6.1*, nella quale è inoltre possibile determinare la taglia minima per rispettare il requisito dei 300 giorni. Si può vedere infatti che tale obiettivo sarebbe raggiungibile grazie ad un impianto con modulazione in potenza di minimo 45 kW e un serbatoio utile di almeno $80 Nm^3$, oppure 51 kW e $61 Nm^3$.

L'impianto biogas inserito nel VPS risulta quindi essere, in termini di potenza minima di regolazione, di poco più grande a quella necessaria per soddisfare i requisiti del Conto Energia, mentre risulta essere sovradimensionato se viene presa

2 In una situazione come quella delineata sarebbe richiesto all'utente di ridurre la propria produzione di gas a $31,1Nm^3/h$; questa scelta non appare applicabile dal momento che, a fronte di un miglioramento delle prestazioni nella regolazione, si avrebbe una mancata produzione da parte dell'utenza. In alternativa si può ipotizzare un miglioramento dell' algoritmo di regolazione in modo che la potenza di riferimento si posizioni in centro alla banda di regolazione nelle ore diurne, e si porti a ridurre ulteriormente il margine, invece, nelle ore notturne dove la produzione fotovoltaica è nulla; ipotesi valida previa verifica della compatibilità con le esigenze della cupola gasometrica.

in considerazione la capacità di stoccaggio del gas (se il serbatoio fosse stato da 110 Nm³ le prestazioni infatti sarebbero state identiche)³.

L'ipotesi fatta nel terzo capitolo, ovvero aggiungere capacità di accumulo per migliorare le prestazioni dell'impianto, viene quindi scartata dal momento che con il regime di funzionamento considerato l'accumulo è già sufficiente⁴.

Un'altra ipotesi potrebbe essere quella di aumentare la potenza del gruppo di conversione, ma ciò significherebbe fare modifiche molto complesse in quanto comporta la sostituzione del gruppo, oppure l'aggiunta di un secondo convertitore con conseguente raddoppio di tutte le apparecchiature di comando esistenti; ipotesi che pertanto non è stata presa in considerazione.

3 Quanto detto è valido nel caso in cui siano presi in considerazione solo gli impianti fotovoltaici come fonte aleatoria.

4 Considerazione valida anche nel caso si facesse funzionare l'impianto in centro banda (70kW) in quanto in quest'ultimo caso le stesse prestazioni sono raggiungibili con un accumulo da 160Nm³.

6.2 – Inserimento nel VPS del carico

Il passo successivo, per completare la simulazione numerica del VPS, prevede di prendere in considerazione le due utenze passive delle quali però non si hanno misure puntuali dei loro prelievi, ma solo dati relativi a consumi mensili nelle tre fasce; è stato elaborato per questi, un profilo semplificato a gradini ricavato nel quarto capitolo.

Il nuovo profilo di scambio è stato quindi ricavato, ora per ora, dalla somma della potenza media del biogas e dalla previsione del fotovoltaico, a cui è stato sottratto il profilo di consumo aggregato dei due carichi. Facendo la nuova simulazione si sono ottenuti i risultati descritti dalla *Figura 6.12*.

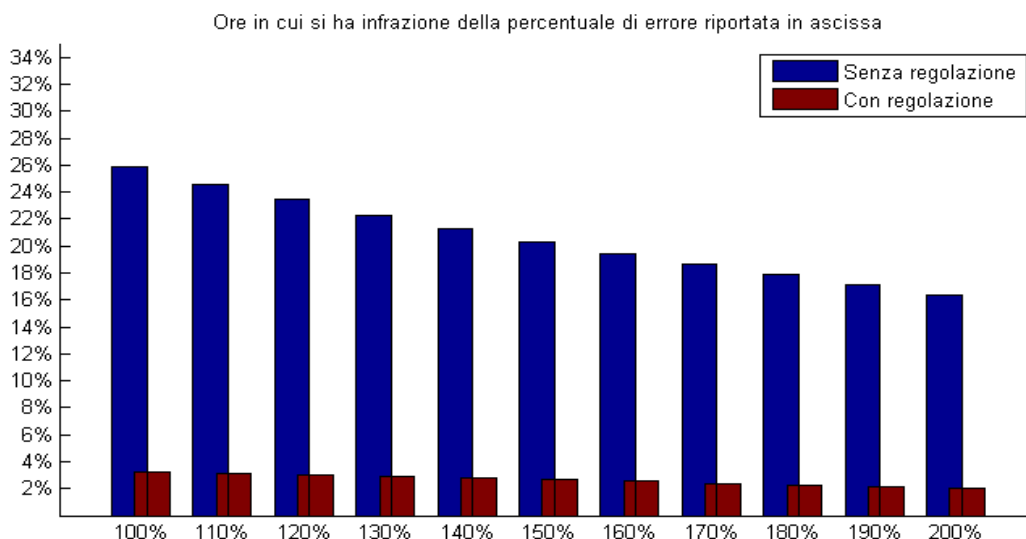


Figura 6.12 - Percentuale delle ore in cui la previsione non è stata rispettata

Come si può notare dai risultati in *Figura 6.12*, l'inserimento dei profili di carico ha fatto aumentare la percentuale di ore in cui la previsione non è rispettata (portandosi quasi al 4% rispetto al 2% registrato nel caso precedente in *Figura 6.3*) nonostante il profilo dei carichi non contenga aleatorietà. Ciò è dovuto al fatto che l'errore percentuale consentito è riferito allo scambio complessivo che ora si è ridotto perché include l'assorbimento delle utenze passive. Questo fenomeno è ben visibile dalle curve di errore di potenza riportate in *Figura 6.13*. Osservando bene tale

grafico, si nota che le bande nere cambiano in altezza ogni mese (con un ingrandimento si nota anche la variazione nelle fasce, vedi *Figura 6.14*) mentre l'errore commesso nella previsione del VPS (curva rossa) è il medesimo del caso precedente.

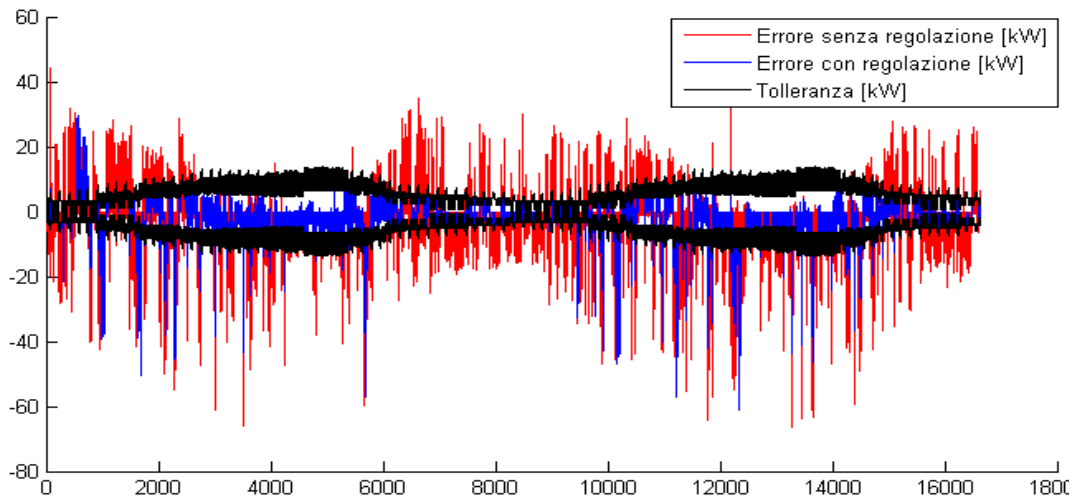


Figura 6.13 - Andamento dell'errore della potenza complessiva del sistema

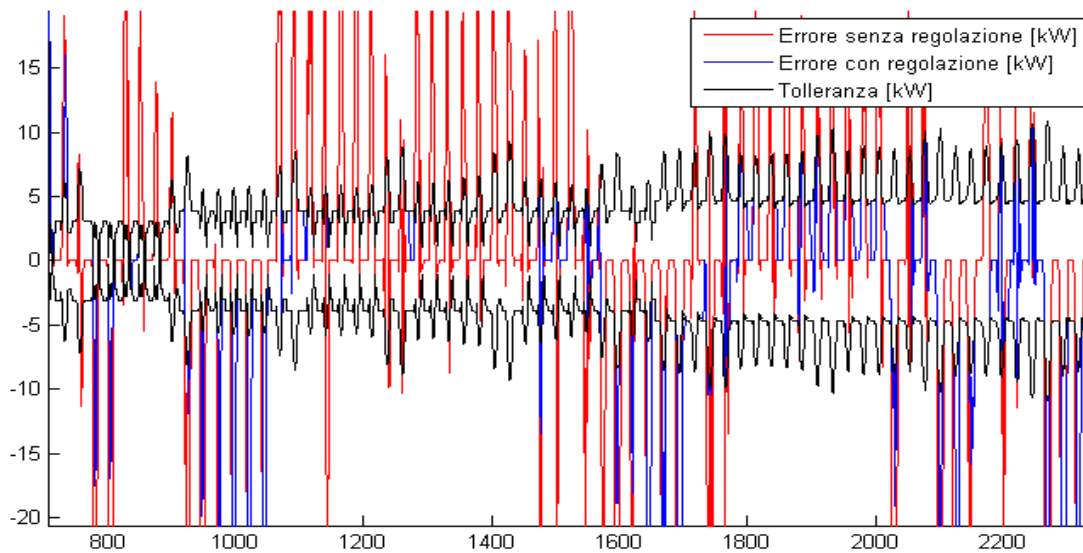


Figura 6.14 - Ingrandimento dell'errore in potenza con influenza del carico

Come già detto, un'utenza non ha consumi costanti, bensì variabili nel tempo, pertanto l'analisi dell'effetto del carico ha l'obiettivo di indagare sui margini ammessi per la stima dei prelievi associati ai carichi. Si procede quindi con logica opposta alla precedente, ovvero si deve verificare ora per ora, con il nuovo profilo di scambio, di quale percentuale il carico può variare rispetto al suo consumo medio dichiarato, mantenendo l'intero sistema entro l'errore ammesso. In tal modo si determina l'aleatorietà massima che il nostro sistema riesce a gestire e compensare.

Per definire i margini disponibili, è stato estratto dalla simulazione il profilo di potenza erogata dall'impianto biogas, trovando così ora per ora il margine a salire e a scendere che rimane a disposizione per il carico⁵.

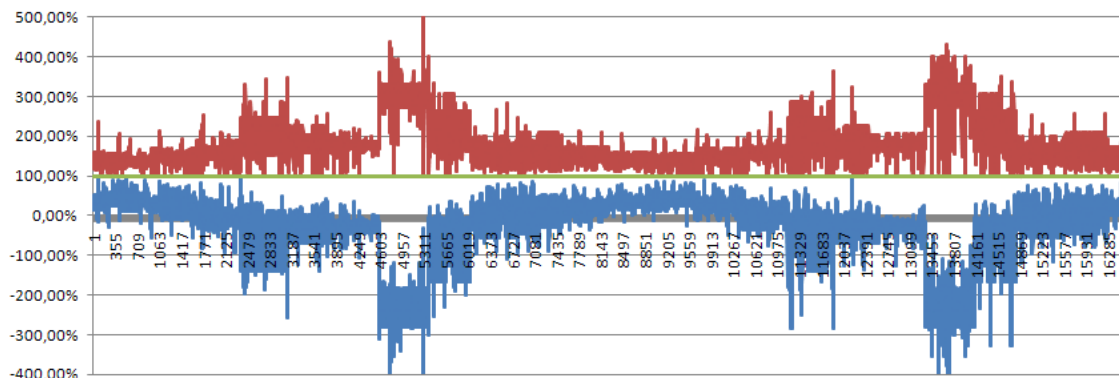


Figura 6.15 - Margini percentuali consentiti per la variazione del carico

Nel grafico in *Figura 6.15* è possibile osservare i limiti entro i quali può variare il carico rispetto all'energia assorbita dichiarata, ovvero considerato un certo assorbimento per fascia la linea rossa descrive il limite superiore (in percentuale), mentre la riga blu il limite inferiore rispetto al dichiarato.

Nei mesi estivi e in particolare ad agosto, i bassi consumi consentono elevate variabilità, mentre nei mesi invernali al contrario ne limitano le possibilità.

Per poter meglio comprendere le caratteristiche che il carico può avere è stata effettuata un'analisi del grafico in *Figura 6.15*.

⁵ In questa fase è stata trascurata la probabilità di incorrere nel limite tecnico relativo alla quantità di gas immagazzinabile dalla cupola gasometrica

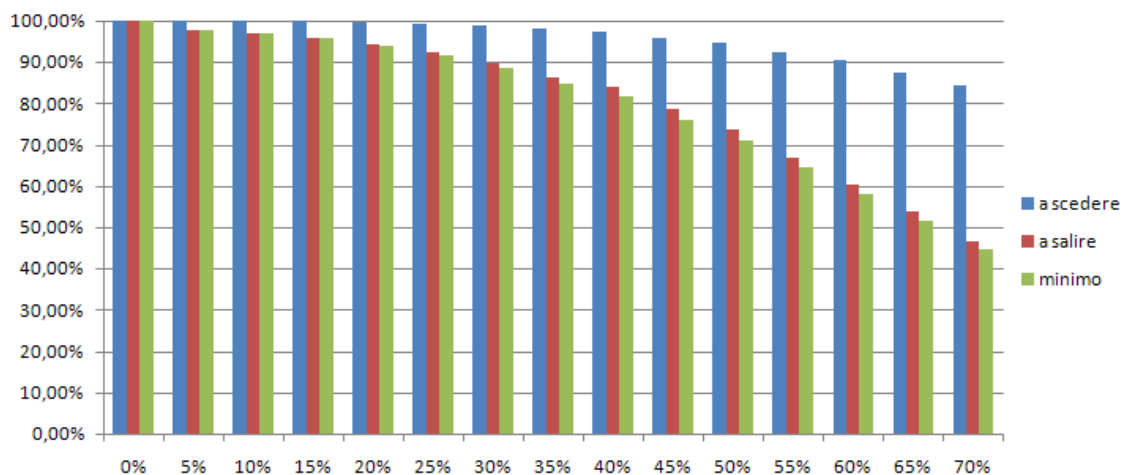


Figura 6.16 - Percentuale consentita di variabilità del carico

In *Figura 6.16* sono riassunte le variazioni massime consentite per il prelievo aleatorio dei carichi; per esempio possiamo notare che per il 90% delle ore osservate le utenze avrebbero avuto la possibilità di ridurre i loro assorbimenti fino ad un massimo del 60% rispetto al dichiarato, e di aumentarli al massimo del 30%. Nel restante 10% dei campioni, invece, ci sarebbe stata una violazione del profilo. Per semplicità possiamo prendere come riferimento le colonne verdi in *Figura 6.16* che rappresenta l'analisi del minimo dei due valori, ovvero ora per ora si è preso il margine minimo disponibile. In tal modo si può affermare che al fine di rispettare per almeno il 90% delle ore totali il profilo di scambio il carico deve rimanere entro il 25% dei suoi consumi dichiarati. Qualora le utenze avessero variabilità maggiori l'impianto a biogas considerato non sarebbe in grado di compensarle.

6.3 – Verifica funzionamento in Conto Energia con carico

L'ultimo passo del lavoro prevede infine di verificare se il sistema è ancora in grado di rispettare i requisiti del profilo di scambio prevedibile come descritto nell'attuale testo del Conto Energia considerando anche le utenze e nuovamente quale margini restano a disposizione del carico. Simulando nuovamente il sistema si sono ottenuti i risultati descritti in *Figura 6.17*.

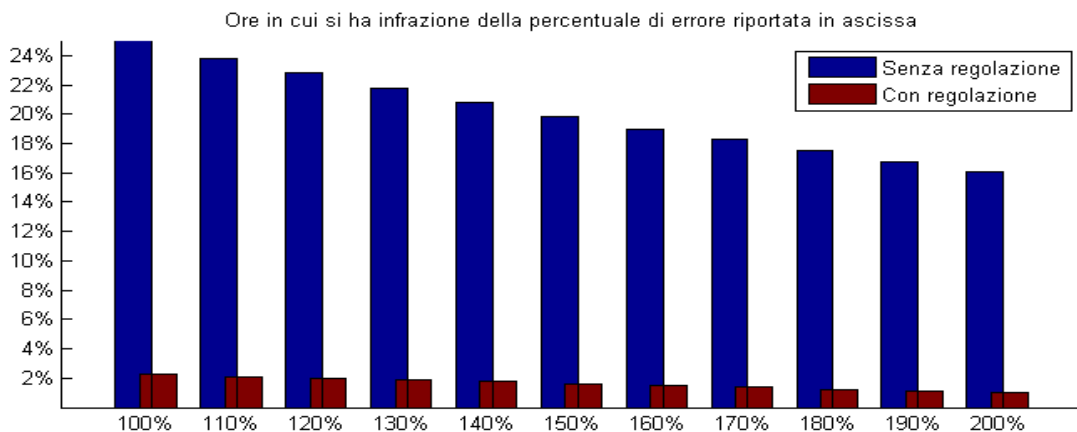


Figura 6.17 - Percentuale di ore che non hanno rispettato il programma secondo il Conto Energia

Il grafico mostra un leggero peggioramento rispetto alla condizione senza carico vista precedentemente nell'applicazione in Conto Energia per gli stessi motivi già descritti.

La riduzione dell'energia complessiva dichiarata con conseguente restringimento dei margini di errore consentiti, porta il numero dei giorni annui affetti da errore a 56.

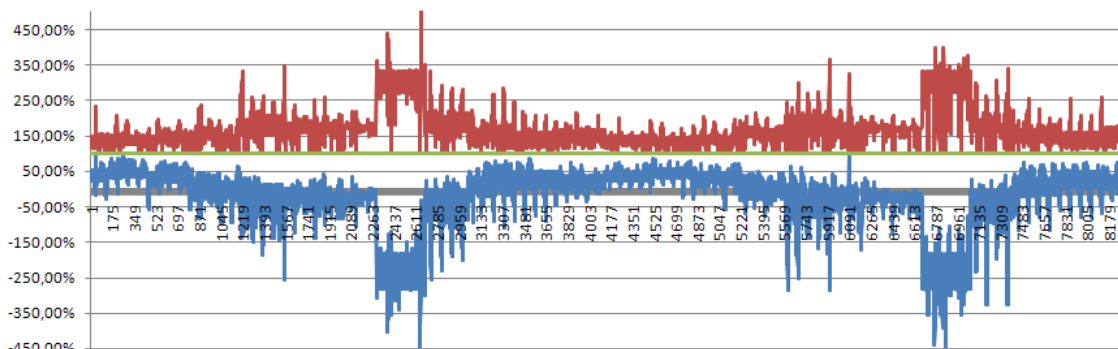


Figura 6.18 - Margini percentuali consentiti per la variazione del carico

Come fatto precedentemente, anche per questa simulazione è stata fatta un'analisi per definire le caratteristiche di variabilità che deve avere il carico che dovrà pertanto restare contenuto tra i due margini superiore ed inferiore, curva rossa e blu rispettivamente, mostrati in *Figura 6.18*.

Dallo studio effettuato sul grafico della variabilità si possono riassumere i dati nel grafico in *Figura 6.19*.

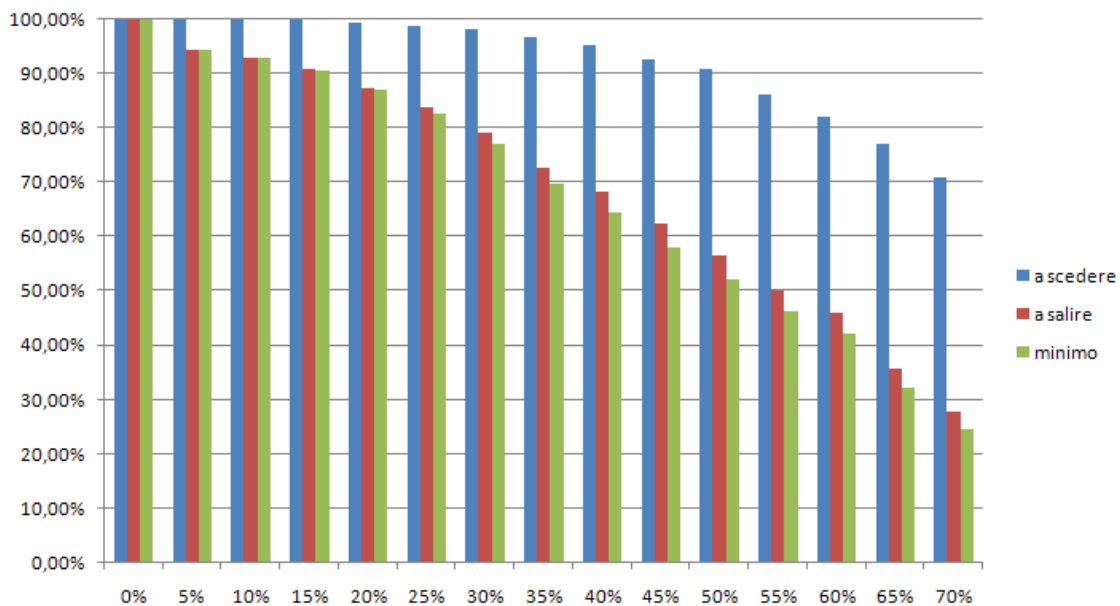


Figura 6.19 - Percentuale consentita di variabilità del carico

L'analisi è ovviamente condotta solamente tra le 8:00 e le 20:00 di ciascun giorno, per cui ai soli 8.316 campioni in quell'intervallo.

La *Figura 6.19* mostra che nel 90% delle ore è ammessa una variabilità del 15%; risultato molto simile a quello osservato nel capitolo 6.2, dove la verifica del rispetto del profilo è stata effettuata sulle 24 ore. Se però si prendono in considerazione, in *Figura 6.19*, variazioni più elevate, la percentuale di ore in cui dette variazioni sono consentite, si riduce drasticamente rispetto a quelle osservate in *Figura 6.16*; tale fenomeno può essere ricondotto al fatto di aver considerato le sole ore diurne; in tali ore infatti l'impianto biogas dispone di un margine di regolazione limitato per effetto delle regolazioni che deve effettuare per correggere l'errore causato dagli impianti fotovoltaici.

Circa la variabilità del carico, questa è stata ricavata dal profilo di potenza erogata dal biogas e pertanto anche se venisse considerato una capacità di accumulo più grande non si avrebbero benefici.

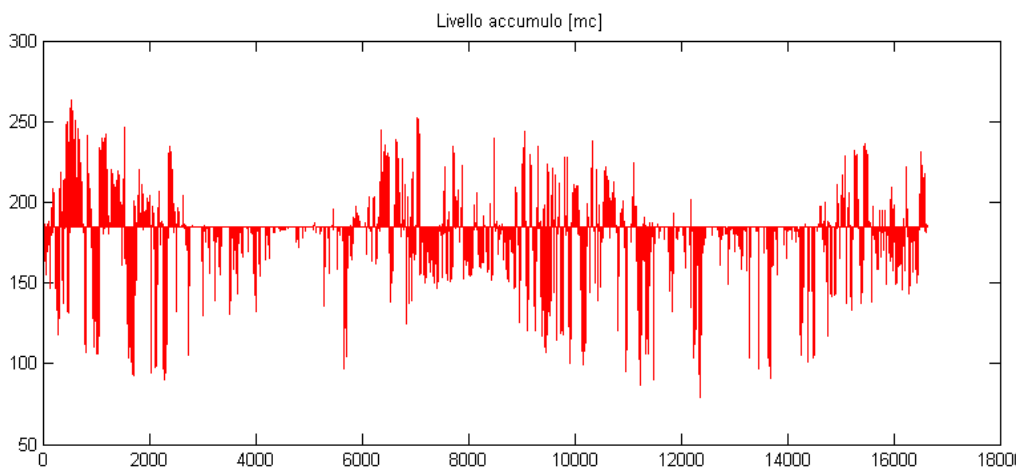


Figura 6.20 - Andamento del livello del biogas nella cupola gasometrica

Come mostra la *Figura 6.20*, il livello dell'accumulo è poco sollecitato e solo in un caso raggiunge il livello minimo, mentre il limite superiore addirittura non viene mai raggiunto. Ciò dimostra quindi che l'intervento relativo all'installazione di un gasometro aggiuntivo non porterebbe ad un miglioramento.

6.4 - Conclusioni

A conclusione delle prove effettuate si può affermare che l'impianto a biogas riesce a compensare, in buona parte, le variabilità introdotte dagli impianti fotovoltaici; il profilo prevedibile verrebbe pertanto rispettato.

Nel momento in cui vengono presi in considerazione anche i profili di prelievo i margini di errore si restringono e le possibilità di regolazione attuabili per la compensazione dei carichi risultano piuttosto ridotte, specie nei mesi invernali dove i consumi sono elevati e la produzione fotovoltaica poco significativa.

Si ritiene opportuno, per meglio comprendere come il sistema complessivo si comporta, con riferimento alle due settimane (ultima di marzo e prima di aprile) considerate nelle *Figure 6.1 e 6.2*, riportare in *Figura 6.21* un dettaglio dei tre profili: dichiarato (curva blu), senza la regolazione (curva rossa) e con regolazione effettuata (curva verde).

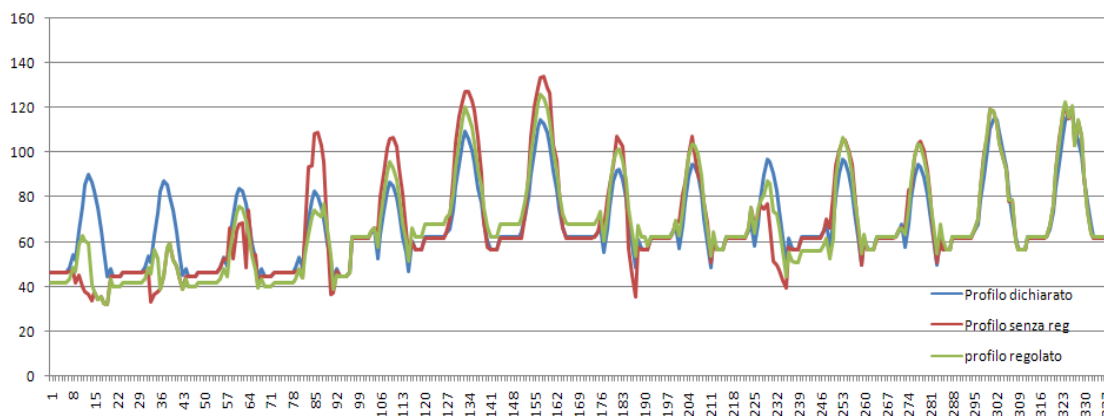


Figura 6.21 - Ingrandimento dei profili di due settimane tra marzo e aprile

Come si nota in *Figura 6.21*, nei primi due giorni l'errore della previsione (mostrato dalla distanza tra la curva blu e la curva rossa) è stato talmente pesante da non poter essere corretto (la curva verde non si avvicina a quella blu), in accordo con quanto emerso nei test eseguiti per la previsione fotovoltaica. In tali verifiche, infatti (vedi capitolo 5), si era notato che l'assenza di un legame delle previsioni con un servizio meteo, in alcuni giorni, comporta errori molto grandi. Osservando invece gli ultimi

due giorni presi nell'intervallo di esempio, si nota che le tre curve si sovrappongono quasi perfettamente; tale condizione indica che in quei giorni la produzione effettiva era stata prevista con un errore molto piccolo, o addirittura nullo. Quando si verifica questa condizione il margine di regolazione dell'impianto a biogas rimane tutto a disposizione per la correzione delle eventuali variazioni nei prelievi delle utenze.

In accordo con quanto osservato, le incertezze sulla previsione della produzione, quando sono troppo pesanti, portano il sistema a fallire la regolazione, quando invece possono essere corrette, riducono i margini di variabilità a disposizione del carico.

Si ritiene pertanto che un miglioramento del profilo dichiarato potrebbe essere ottenuto, a valle delle opportune verifiche, legando le previsioni di produzione fotovoltaica ad un servizio meteo.

Un altro punto che merita maggior attenzione si è rivelato essere la carenza di dati relativi alle utenze, risolvibili con osservazioni più accurate dei profili di consumo che permettano di poter meglio comprenderne il comportamento.

6.41 – Analisi finali sulla regolazione del VPS in ottica Conto Energia 2011/2013

Si è infine visto che, seppur con margini ristretti, il sistema è stato in grado di rispettare le richieste del Conto Energia 2011/2013 per i profili di scambio prevedibile; pertanto se avesse avuto le caratteristiche e la possibilità di accedere all'incremento tariffario si avrebbe ottenuto la remunerazione economica brevemente descritta nel seguito.

In accordo con la *Tabella 1.1* riportata nel primo capitolo, contenente il quadro della tariffa incentivante introdotta dal Conto Energia 2011/2013, con riferimento alla colonna riservata agli impianti fotovoltaici installati nel primo quadrimestre del

2011 (categoria “su edifici”), si procede con il calcolo della tariffa annua percepita dagli impianti considerati nel lavoro di tesi.

- Impianto 1; energia annua attesa 16.000kWh valorizzata a 0,377 €/kWh comporta un ricavo annuo dall'incentivo di 6.032€.
- Impianto 2; energia annua attesa 68.800kWh valorizzata a 0,358 €/kWh che comporta un ricavo annuo dall'incentivo di 24.630€.
- Impianto 3; energia annua producibile 16.800kWh valorizzata a 0,377 €/kWh comporta un ricavo annuo dall'incentivo di 6.334€.

La tariffa incentivante totale ottenibile dagli impianti fotovoltaici è stimabile pari a 36.996€ che vanno ai rispettivi proprietari, mentre il 20% di questa cifra rappresenta la quota aggiuntiva che sarebbe percepita grazie all'applicazione del profilo di scambio prevedibile.

Il ricavo annuo ottenibile risulta quindi essere di 7.399€.

Al fine di poter esprimere un giudizio in merito a tale cifra, sarebbe necessario effettuare un'analisi dei costi da sostenere per ottenerla. In particolare occorre verificare le voci di spesa di seguito riportate.

- Costo delle apparecchiature di net-meetering.
- Costo di abbonamento al servizio meteo ed ai vettori di comunicazione.
- Verifica del danno economico che si potrebbe verificare sull'impianto biogas a seguito di regolazioni che ne riducono il fattore di conversione kWh/Nm³, ovvero il rendimento.

Va infine considerato che il testo del Conto Energia 2011/2013 non impone di inserire i punti di prelievo all'interno del sistema, si evidenzia pertanto che il loro inserimento rende più critico il raggiungimento degli obiettivi ed è quindi controproducente. A tal proposito una eventuale modifica del testo dovrebbe prevedere una tariffa più elevata se nel sistema viene inserito anche un aggregato di utenze e legata inoltre alla potenza contrattuale complessiva dei punti di prelievo.

CONCLUSIONI

La crescente diffusione di impianti a fonte rinnovabile porta ad una rivoluzione nelle modalità di controllo regolazione, e protezione delle reti di distribuzione. Tali reti, concepite per essere esercite in modo passivo, si ritrovano a svolgere il ruolo di raccolta della potenza prodotta dalla GD.

Alcuni impianti a fonte rinnovabile sfruttano risorse che hanno la peculiarità di essere aleatorie e non programmabili, andando quindi ad incrementare le aleatorietà già presenti sulle reti di distribuzione (aleatorietà associate alle utenze). In quest'ottica si inserisce il nuovo concetto di Virtual Power System (VPS) sul quale si è concentrato il lavoro di tesi, che ha permesso di valutare la fattibilità di un coordinamento locale tra generazione e carico.

Il lavoro si è concentrato sul coordinamento di alcuni impianti reali che fanno parte della stessa porzione di rete, ossia che sono sottesi alla medesima cabina primaria. La regolazione della generazione è stata realizzata mediante il controllo di un impianto biogas, il quale, a mezzo di algoritmi di gestione, è stato retroazionato al fine di poter rispettare un profilo di scambio con la rete anticipatamente dichiarato, con l'obiettivo di ottenere benefici per la rete e per gli utenti; un coordinamento ottimale ha inoltre mostrato la possibilità di massimizzare la capacità delle reti di ospitare la GD.

In riferimento alla valutazione economica del VPS si è preso spunto dal testo del nuovo Conto Energia, che prevede la possibilità di implementare un sistema mediante l'aggregazione di uno o più impianti fotovoltaici con eventuali altri punti di immissione e/o prelievo. Per tali sistemi detti “con profilo di scambio prevedibile” è previsto un bonus tariffario per gli impianti fotovoltaici che li costituiscono; il premio viene erogato se un sistema è in grado di rispettare, entro un certo margine di tolleranza, un profilo orario di scambio precedentemente dichiarato, per almeno 300 giorni all'anno.

Le prove effettuate hanno mostrato la necessità, ai fini del conseguimento degli obiettivi, di inserire nei sistemi punti di immissione, caratterizzati dalla possibilità

di modulare la loro potenza di uscita; mentre l'inserimento di punti di prelievo ne rende più critica la fattibilità.

L'obiettivo di valutare sperimentalmente la fattibilità di un VPS su un caso reale è stato raggiunto (almeno parzialmente) grazie alla collaborazione con l'Agenzia Agire che sul territorio di Mantova ha l'obiettivo di favorire lo sviluppo sostenibile, l'efficienza energetica, la razionalizzazione energetica e di promuovere le fonti rinnovabili. Il lavoro di tesi e la sinergia con l'ambito operativo di Agire (Agenzia per le energie rinnovabili attiva sul territorio di Mantova), hanno portato all'applicazione del modello del VPS su un insieme di impianti di una cittadina del territorio mantovano: Suzzara; la collaborazione con Agire ha permesso inoltre di effettuare lo studio e l'applicazione del modello su dati storici relativi a misure sul campo.

I risultati ottenuti dallo studio effettuato hanno mostrato un'effettiva fattibilità del progetto e costituiscono la base per un successivo sviluppo che prevede l'utilizzo dei nuovi dati, misurati in tempo reale, che saranno raccolti dalla strumentazione installata.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Cnel – Le ricadute economiche e occupazionali degli scenari di produzione elettrica al 2020 in Italia
- [2] Direttiva 2001/77/CE, “Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”, Gazzetta ufficiale delle Comunità europee, 27/10/2001
- [3] GSE, “Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia. Anno 2009”, www.gse.it
- [4] Legge 23 luglio 2009, n.99 - Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia
- [5] GSE, “Guida agli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Maggio 2010”, www.gse.it
- [6] Renael, “La Cogenerazione”, www.renael.net
- [7] Bioenergie - Filiera Biogas, www.venetoagricoltura.org
- [8] Presentazione Impianti Schmack Biogas s.r.l. Bolzano, www.schmack-biogas.com
- [9] GSE, “Le attività del Gestore dei Servizi Energetici, Rapporto 2009” www.gse.it
- [10] “Toward a sunny economics: An efficiency comparative analysis of the different technology solutions for PV solar cells and the PV energy forecasting as a financial opportunity in the new Conto Energia” Ing. Ludovico Megalini
- [11] Decreto Ministeriale 6 agosto 2010 “Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.” pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana in data 24 agosto 2010
- [12] Alpine Space – “AlpEnergy PP4 – FPM – VPS Definition Proposal” Milano 6 November 2008 – VPS Working Group , di Enrico Cagno , Francesco Castelli Dezza , Maurizio Delfanti , Marco Merlo, Andrea Trianni
- [13] Delibera 111/06 AEEG, “Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”,

www.autorita.energia.it

[14] DCO 34 / 10 AEEG “Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici” www.autorita.energia.it

[15] Energy, Distribution automation, www.energy.siemens.com

[16] Virtual Power Plants in Real Applications, www.iset.uni-kassel.de

[17] Ecomembrane s.r.l., www.ecomembrane.com

[18] Battery Types – ThermoAnalytics, www.thermoanalytics.com

[19] Puerto Rico’s 20 MW Battery Energy Storage, www.energy.ca.gov

[20] Battery Energy Storage Systems Life Cycle Costs Case Studies, www.prod.sandia.gov

[21] Installation of the First Distributed Energy Storage System (DESS) at American Electric Power (AEP), www.prod.sandia.gov

[22] Battery Energy Storage System (BESS), www.gvea.com

[23] VRB ESS “Energy-Storage & the development of dispatchable wind turbine output”, www.energy.ca.gov

[24] www.agire.net

[25] www.alpenergy.net

[26] Stime di generazione elettricità solare PVGIS, www.re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

[27] Satel-Light - The European Database of Daylight and Solar Radiation, www.satel.light.com