POLITECNICO DI MILANO
Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione
Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica

Modello numerico per la valutazione tecno-economica di un sistema Power-to-Gas applicato ad un parco eolico

Relatore:
Prof. Paolo SILVA
Co-relatore:
Ing. Giulio GUANDALINI

Tesi di Laurea Magistrale di:
Dario PILONI Matr. 818551

Anno Accademico 2014 - 2015

Ringraziamenti

Vorrei ringraziare il professor Paolo Silva per avermi dato la possibilità di svolgere una tesi riguardante le energie rinnovabili e per avermi fornito aiuto e supporto, nonostante i numerosissimi impegni.

Infinite grazie a Giulio Guandalini per avermi introdotto al mondo del Power-to-Gas e per avermi guidato per tutto il lavoro di tesi con pazienza, dedizione, precisione, saggezza e spirito critico.

Una menzione speciale per tutti gli amici con cui ho condiviso questo percorso accademico, tra gioie e dolori, divertimento e studio, con la speranza di non perdersi di vista in futuro.

Colgo l'occasione per ringraziare la mia famiglia per il continuo incoraggiamento negli anni di studio e per essere un costante ma mai interferente punto di riferimento della mia vita.

Infine, ma non certo per importanza, un grazie speciale a Federica, per aver felicemente condiviso con me questi ultimi cinque anni, con tutto quello che comporta stare insieme ad uno studente di ingegneria, e per essere sempre la parte migliore delle mie giornate.

Indice

Ringraziamenti ... 3
Indice ... 5
Sommario ... 9
Abstract ... 11
Riassunto esteso ... 13
Extended summary ... 17

1. Integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico ... 21

1.1 Il Mercato Elettrico ... 21

1.1.1 Il Sistema Elettrico Nazionale ... 21
1.1.2 Struttura delle reti elettriche e vincoli tecnici ... 22
1.1.3 Il servizio energia elettrica ... 24
1.1.4 La liberalizzazione del Mercato Elettrico ... 24
1.1.5 I soggetti del moderno sistema elettrico ... 26
1.1.6 Le zone di mercato ... 27
1.1.7 Il Mercato Elettrico a Pronti (MPE) ... 28
1.1.8 Il Mercato del Giorno Prima (MGP) ... 30
1.1.9 Il Mercato Infragiornaliero (MI) ... 31
1.1.10 Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) ... 32

1.2 Effetti delle fonti rinnovabili non programmabili sul sistema elettrico ... 33

1.2.1 Variazione nel mix produttivo di energia elettrica ... 33
1.2.2 Cambiamento dei profili di energia giornalieri ... 35
1.2.3 Cambiamento dei prezzi dell'energia ... 36
1.2.4 Effetti sulle reti elettriche ed evoluzione del dispacciamento ... 38
1.2.5 Sbilanciamento di energia ... 40

2. Concetto di Power-to-Gas e sue possibili applicazioni ... 45

2.1 Utilizzo globale dell'energia ... 45

2.1.1 La filiera energetica ... 45
2.1.2 Il fabbisogno di energia primaria ... 47
2.1.3 Inquinamento atmosferico locale ... 49
2.1.4 Inquinamento atmosferico globale ... 50

2.2 L'idrogeno ... 53

2.2.1 Proprietà fisiche ... 53
2.2.2 Utilizzo dell'idrogeno ... 54
2.2.3 Metodi di produzione dell'idrogeno ... 55
2.2.4 Principi di elettrolisi dell'acqua ... 56
2.2.5 Termodinamica della reazione ... 57
2.2.6 Elettrochimica della reazione ... 58
2.2.7 Tipologie di celle elettrolitiche ... 59

2.3 Concetto di Power-to-Gas 61
2.3.1 Scenario ideale 61
2.3.2 Problematiche principali 62
2.3.3 Integrazione con la rete del gas naturale 64
2.3.4 Limiti all'immissione di idrogeno nella rete del gas naturale 65
2.3.5 Potenzialità del trasporto di idrogeno nella rete del gas naturale 69
2.3.6 Power-to-Gas come sistema di accumulo energetico 70
2.3.7 Power-to-Gas come componente di un impianto elettrico a FRNP 72
2.3.8 Impianti esistenti 74
3. Modello di ottimizzazione 77
3.1 Introduzione al modello 77
3.1.1 Schema generale del problema 78
3.1.2 Problema di ottimizzazione MILP 80
3.1.3 Accenni matematici e computazionali 81
3.1.4 Linguaggio di programmazione 84
3.1.5 Software di solving 86
3.1.6 Server di calcolo 87
3.1.7 Struttura del codice 87
3.2 Dati in input 89
3.2.1 Arco temporale dell'analisi 89
3.2.2 Dati di produzione eolica 91
3.2.3 Dati di investimento iniziale per P2G 92
3.2.4 Dati economici zonali 94
3.2.5 Limiti delle reti energetiche 96
3.2.6 Costanti economiche e di performance dell'elettrolisi 98
3.2.7 Scelta della politica di remunerazione degli sbilanciamenti 101
3.3 Variabili da ottimizzare 103
3.3.1 Variabili principali 103
3.3.2 Variabili per il calcolo degli sbilanciamenti 104
3.3.3 Variabili per la valutazione dello sfruttamento della MPE 104
3.3.4 Variabili ausiliarie per i vincoli elastici 105
3.4 Funzione obiettivo 105
3.4.1 Calcolo del caso base 105
3.4.2 Meccanismo di attualizzazione dei flussi di cassa 107
3.4.3 Dettaglio della funzione obiettivo 108
3.5 Vincoli 110
3.5.1 Bilanci di energia 110
3.5.2 Vincoli impiantistici 112
3.5.3 Vincoli per i limiti delle reti energetiche 113
3.5.4 Vincoli per il calcolo degli sbilanciamenti 113
3.5.5 Vincoli elastici 117

4. Analisi dei risultati 119
4.1 Funzionamento orario dell'impianto combinato 119
4.2 Risultati macro-economici 122
4.2.1 Ricavo differenziale 124
4.2.2 Numero di unità installate 126
4.2.3 Costo di investimento e tempo di break-even 126
4.2.4 Confronto tra policies 128
4.3 Risultati energetici 129
4.3.1 Flussi annuali di energia 129
4.3.2 Analisi di energia primaria 130
4.3.3 Sbilanciamento di energia 133
4.3.4 Restringimento dei vincoli elastici 134
4.3.5 Influenza dei limiti della rete del gas 136
4.3.6 Influenza del fattore di vendita nel MGP 139
4.4 Assetti impiantistici 140
4.4.1 Assetto repressivo dello sbilanciamento 141
4.4.2 Assetto produttore di idrogeno 143
4.5 Risultati ambientali 146
4.5.1 Uso termico 147
4.5.2 Uso trasporti su strada 149
Conclusioni 153
Lista delle figure 157
Lista delle tabelle 161
Lista degli acronimi 163
Bibliografia 165

Sommario

La recente diffusione degli impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, come quelli eolici e fotovoltaici, è sintomo di una nuova attenzione alle tematiche ambientali da parte del settore energetico. Tuttavia, l'aleatorietà di queste fonti primarie comporta delle serie difficoltà di integrazione col sistema e col mercato elettrico, complicando la gestione operativa della rete e limitando l'ulteriore sviluppo futuro delle energie rinnovabili.
Il Power-to-Gas (P2G) è un sistema di accumulo che prevede la conversione di energia elettrica in energia chimica di un combustibile. L'opzione più semplice è un processo di elettrolisi dell'acqua per produzione di idrogeno (H_2) gassoso, che può essere ulteriormente compresso o liquefatto a seconda delle applicazioni finali, raggiungendo elevata densità energetica.
In questo lavoro di tesi si è sviluppato un modello numerico per valutare i benefici tecno-economici dell'applicazione della tecnologia P2G ad un parco eolico di grande taglia. Grazie alla presenza del sistema di elettrolisi, l'impianto è in grado di utilizzare parte dell'energia elettrica disponibile per produrre idrogeno e iniettarlo nella rete del gas naturale, aumentando la dispacciabilità dell'energia elettrica e incrementando lo sfruttamento della risorsa eolica. Il modello di ottimizzazione lineare misto-intera (MILP) implementato simula il funzionamento orario dell'impianto integrato (parco eolico + elettrolisi) tramite serie storiche annuali, al fine di massimizzare il ritorno economico sulla vita utile. Per la valutazione del caso studio, vengono presi in considerazione i profili orari di previsione e di produzione eolica di un parco reale di riferimento, i bilanci energetici, i dati economici del mercato elettrico, le normative sulla remunerazione degli sbilanciamenti, i limiti delle reti energetiche e le caratteristiche tecniche dei componenti elettrolitici. Numerose analisi di sensitività sui parametri economici e tecnici hanno permesso di valutare vari aspetti di questa applicazione.
I risultati mostrano che la tecnologia P2G, in alcune condizioni, è in grado di aumentare la profittabilità del parco eolico e lo sfruttamento del vento, consentire il bilanciamento autonomo dell'energia elettrica nonostante la fonte aleatoria, conferire all'impianto versatilità di esercizio e promuovere la diffusione di vettori energetici puliti.

Parole chiave:

Power-to-Gas
Energia rinnovabile
Dispacciabilità
Bilanciamento del carico elettrico
Mancata produzione eolica
Idrogeno
Accumulo di energia

Abstract

The recent spread of electricity generation plants by non-programmable renewable energy sources (RES), such as wind and solar, is a symptom of a new awareness of environmental issues by the energy sector. However, the uncertainty in primary energy sources availability causes serious problems of integration within the electricity system. Indeed, it complicates the market clearing and the grid operational management, limiting further future development of renewable energies.

Power-to-Gas (P2G) is a storage system, able to convert electrical energy into chemical energy of a fuel. The water electrolysis process is the simplest solution that produces gaseous hydrogen (H_2). This fuel can be further compressed or liquefied according to the final application, reaching high energy density.

This work consists in the development of a numerical model for assessing the techno-economic benefits of the application of P2G technology to a wind farm of great size. Thanks to the presence of the water electrolyzer, the plant is able to use part of the available energy to produce hydrogen and inject it into the natural gas grid, increasing the dispatchability of the electrical output and the exploitation of the wind source. A mixed-integer linear programming (MILP) optimization model simulates the dynamic operation of this integrated system (wind farm + electrolysis units), in order to maximize the economic return on a multi-year period (plant lifetime). As reference case study, the analysis takes into account actual profiles of forecasted and generated wind power for a real wind park, energy balances, electricity market economics, regulation policies on power unbalance remuneration or penalty, limits of energy grids and technical constraints and performances of the electrolysis components. Multiple sensitivity analyzes have been performed on both economic and technical parameters, enabling the evaluation of various aspects of this application.

The results demonstrate that the P2G technology, in specific conditions, could increase the profitability of the wind farm and the harnessing of wind; moreover, it improves the autonomous power balancing capability, despite the random fluctuations of wind source. Therefore, this integrated system gives the plant additional operating flexibility and promotes the use of “green” fuels in the energy system.

Key words:

Power-to-Gas
Renewable energy
Dispatchability
Electrical power balancing
Harnessing of wind
Hydrogen
Energy storage

Riassunto esteso

I cambiamenti climatici causati dall'inquinamento atmosferico globale rappresentano una sfida cruciale del nostro tempo. Negli ultimi anni, il settore energetico mondiale ha mosso i primi passi per sviluppare delle soluzioni tecnologiche alternative al fine di contrastare le emissioni di gas serra derivanti dall'utilizzo diffuso degli idrocarburi di origine fossile. Lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili, la ricerca di nuovi combustibili puliti e i meccanismi di cattura della CO_2 sono alcune delle prospettive più promettenti per il futuro. Queste alternative innovative si stanno lentamente introducendo in un contesto energetico consolidato da decenni, valicando le barriere di natura tecnica ed economica ma sollevando nuove problematiche logistiche ed infrastrutturali.

La generazione di energia elettrica da impianti eolici e fotovoltaici è aumentata esponenzialmente negli ultimi anni e auspicabilmente la crescita continuerà in futuro. Tuttavia, la filiera dell'energia elettrica è soggetta a stringenti vincoli tecnici ed è basata su interscambi di energia contrattati in un mercato concorrenziale ma regolato in modo complesso. Per loro natura, gli impianti rinnovabili non programmabili complicano notevolmente la gestione della rete elettrica e le interazioni tra gli operatori del mercato. In particolare, l'aleatorietà intrinseca delle fonti primarie di cui si servono comporta una discontinuità dell'output elettrico sia su base giornaliera che stagionale e delle imprevedibili discrepanze tra previsione di produzione ed effettiva immissione. Questi fenomeni oscillatori accentuano le difficoltà di coordinazione del servizio elettrico, caratterizzato dalla necessità di accoppiamento istantaneo tra domanda ed offerta di energia. La possibilità di accumulare l'energia in eccesso per usarla a seconda della domanda è considerata un fattore chiave per il bilanciamento della rete elettrica in uno scenario di alta penetrazione di fonti non programmabili.

Il fabbisogno di energia termica e il settore dei trasporti sono quasi totalmente monopolizzati dall'utilizzo di combustibili fossili a base carbonio, altamente inquinanti sia a livello locale che globale. Oltre ai biocombustibili, estraibili dalla biomassa rinnovabile, una valida alternativa allo status quo potrebbe essere rappresentata dall'idrogeno (H_2). Questa sostanza, pur presentando notevoli problematiche di gestione legate alle sue caratteristiche fisiche, ha ottime proprietà energetiche, flessibilità di utilizzo ed essendo carbon-free non comporta alcun tipo di emissioni atmosferiche. Nonostante sia l'atomo più diffuso nell'universo, l'idrogeno non è presente in natura allo stato molecolare ma può essere estratto da altri composti a cui è chimicamente legato, tramite svariati processi tecnologici.

Una tecnologia capace di influenzare entrambi i settori menzionati in precedenza, è quella denominata Power-to-Gas (P2G), che può essere utilizzata come sistema di stoccaggio che converte energia elettrica in energia chimica di un combustibile. L'opzione più semplice è quella che prevede di utilizzare l'elettrolisi dell'acqua per produrre idrogeno gassoso, che può essere successivamente compresso o liquefatto a seconda delle applicazioni finali, raggiungendo elevati valori di densità energetica. L'H_2 può essere riconvertito in energia elettrica tramite celle a combustibile ("fuel cells"), combinato con l'anidride carbonica al fine di produrre metano sintetico (SNG) oppure utilizzato tal quale in applicazioni termiche, energetiche o ad uso trasporti. Poiché attualmente non esistono delle infrastrutture dedicate al trasporto su larga scala dell'idrogeno, una soluzione proposta e studiata è rappresentata dalla sua iniezione in piccole proporzioni nella rete del gas naturale; ciò permette di posticipare gli investimenti richiesti per un'infrastruttura asservita all'idrogeno e di aumentare allo stesso tempo la frazione rinnovabile di gas naturale.

L'obiettivo di questo lavoro è quello di analizzare i possibili benefici dell'applicazione di un sistema Power-to-Gas ad un parco eolico di grande taglia. Tramite l'aggiunta di un sistema di elettrolisi dell'acqua, l'impianto può utilizzare parte dell'energia elettrica disponibile per produrre idrogeno e immetterlo nella rete del gas secondo criteri di convenienza.
In questo modo, il gestore del parco eolico ha la possibilità di:

- Vendere un vettore energetico alternativo all'elettricità, soggetta a variabilità di prezzo nel breve e nel lungo periodo.
- Ridurre la quota di energia sbilanciata alla rete, allineando il profilo di energia elettrica in output al programma di immissione precedentemente contrattato nel mercato elettrico, ovvero aumentare la dispacciabilità dell'impianto.
- Utilizzare l'energia elettrica che non è possibile immettere in rete perché non accettata dal gestore della rete elettrica in quanto eccedente la capacità di trasporto delle linee elettriche locali o l'effettiva domanda di energia. Ovvero recuperare la cosiddetta Mancata Produzione Eolica (MPE), corrispondente ad energia eolica disponibile ma forzatamente tagliata.
- Promuovere la diffusione di un vettore energetico pulito (idrogeno).
- Dotarsi di una maggiore flessibilità nelle scelte operative, in un settore in continua evoluzione economica e normativa.

Per la valutazione tecno-economica si è sviluppato un modello numerico di ottimizzazione del funzionamento pluriennale di un sistema P2G integrato ad un parco eolico di 30 MW, localizzato nel sud Italia, di cui si hanno a disposizione i profili orari di previsione eolica e di effettiva produzione per l'intero anno 2013.
Il modello, implementato integralmente nel linguaggio di programmazione "Julia Language" (libero e open source), risolve un problema di ottimizzazione lineare vincolata misto-intera (MILP) al fine di massimizzare il ritorno economico pluriennale a seguito dell'investimento iniziale sostenuto per il componente P2G. La simulazione del funzionamento dell'impianto è svolta su base oraria, tenendo conto dei bilanci energetici, dei dati economici zonali dei mercati dell'energia, delle normative vigenti nell'ambito del dispacciamento dell'elettricità, dei vincoli tecnici delle reti energetiche e delle caratteristiche tecnologiche delle unità di elettrolisi.
Sono state svolte diverse analisi di sensibilità variando alcuni parametri economici e tecnici, in modo tale da valutare gli scenari ritenuti promettenti e saggiare la versatilità della tecnologia. Grazie alla flessibilità conferita al modello in fase di sviluppo e ad alcuni accorgimenti computazionali è stato possibile scorporare progressivamente la logica economica in favore della massimizzazione di altri effetti desiderati come la dispacciabilità dell'impianto, il recupero energetico o l'efficienza di produzione dell'idrogeno.
L'analisi dei risultati permette di identificare le condizioni al contorno che consentono al P2G di essere una valida alternativa impiantistica per aumentare la profittabilità del parco eolico, facilitarne l'integrazione col sistema e col mercato elettrico e migliorare lo sfruttamento del vento disponibile. Negli scenari favorevoli a questo sistema, a posteriori, è possibile valutare le implicazioni energetiche e ambientali derivanti dalla produzione di idrogeno utilizzando energia elettrica rinnovabile.

Si è dunque deciso di strutturare la tesi in quattro capitoli:

- Nel primo si introducono le caratteristiche salienti del sistema elettrico e del mercato elettrico italiano per poi soffermarsi sullo stato di integrazione degli impianti di generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e sulle conseguenze tecniche ed economiche della loro diffusione nel mix produttivo nazionale.
- Nel secondo si presenta la tecnologia Power-to-Gas nel suo complesso. Si parte introducendo brevemente lo stato dell'arte dell'utilizzo mondiale dell'energia e gli effetti ambientali di questo comportamento, al fine di motivare lo sviluppo di sistemi energetici "green" come il P2G. In seguito si sofferma l'attenzione sulle proprietà, sui metodi di utilizzo e di produzione del vettore energetico idrogeno, con speciale focus sull'elettrolisi dell'acqua. Infine si affrontano gli aspetti concettuali e applicativi di questo sistema energetico innovativo.
- Nel terzo capitolo si descrive dettagliatamente il modello numerico implementato. Dopo una presentazione generale del problema in esame e qualche accenno matematico, si specificano tutti i componenti del modello di ottimizzazione MILP: dati, variabili, funzione obiettivo e vincoli. In questo ambito si chiariscono le ipotesi e le logiche seguite per la trasposizione delle grandezze e delle interazioni del sistema fisico all'interno dell'architettura computazionale.
- Nel capitolo finale si analizzano i risultati del modello. Attraverso numerose analisi di sensibilità si sono simulati molteplici scenari di funzionamento dell'impianto integrato (parco eolico + P2G), con la possibilità di valutare la tecnologia sotto vari aspetti: economico, tecnico, energetico e ambientale.

I risultati evidenziano una forte dipendenza dalle condizioni al contorno, in particolare quelle economiche (costo di investimento dell'impianto P2G, prezzo di vendita dell'idrogeno) e normative (politiche sulla remunerazione degli sbilanciamenti di energia elettrica). Attualmente, come prevedibile, l'introduzione del sistema P2G non consente vantaggi economici per il parco eolico. Tuttavia, scenari futuri realistici di (a) limitazione dell'accettazione di energia elettrica non prevista, (b) introduzione di incentivi sulla produzione di combustibili puliti e (c) calo del costo degli elettrolizzatori cambiano la situazione. A costi di investimento specifici attuali (1000-1200 €/kW_{EL}) la tecnologia diventa profittevole qualora l'idrogeno prodotto sia venduto a prezzi non inferiori a 90 €/MWh_{PCI} (per confronto, in Italia, il gas naturale ha un prezzo tax-free di mercato massimo di circa 30 €/MWh_{PCI}, mentre gasolio e benzina, a causa dell'elevata tassazione, costano al consumatore 120-150 €/MWh_{PCI}).
Nelle condizioni in cui il sistema P2G risulta remunerativo, l'ottimizzazione suggerisce l'acquisto di un sistema di elettrolisi con una potenza elettrica nominale complessiva pari al 10-20% di quella del parco eolico a cui è asservita. Inoltre, è richiesto un sistema di stoccaggio locale dell'idrogeno, al fine di rispettare i limiti orari di immissione del gas nel gasdotto regionale a media pressione considerato nelle ipotesi.

Grazie alla presenza del componente P2G, la mancata produzione eolica può essere ridotta fino al 90%. Nonostante il rendimento (PCI_{H2}/E_{EL}) della conversione elettrolitica ipotizzato sia pari al 66%, la possibilità di usufruire di energia elettrica in eccesso rispetto a quella che il parco eolico senza P2G è in grado di vendere, permette di produrre idrogeno con un'efficienza globale generalmente superiore al 75% (considerando il recupero di energia primaria) e, sotto alcune ipotesi, persino superiore al 90%. Complice il recupero energetico, l'output complessivo annuale dell'impianto combinato (energia elettrica + idrogeno) si avvicina molto a quello elettrico del parco eolico reale, comportando una perdita di energia primaria solo di pochi punti percentuali.
Tuttavia, l'immissione elettrica in rete è necessariamente inferiore (in alcuni casi fino a -30%). Questo suggerisce la possibilità di aumentare il numero di aerogeneratori oppure di privilegiare il ramo elettrico a quello del gas.
La presenza del componente P2G consente di ridurre sensibilmente la quantità di energia elettrica sbilanciata (differenza oraria tra immissione effettiva e previsione di produzione). Sotto l'ipotesi di assenza del processo di riconversione dell'idrogeno in elettricità (Gas-to-Power), gli elettrolizzatori fungono da organo di accumulo solo in assorbimento, limitando con efficacia i casi di sovra-immissione elettrica (fino a -40%) ma aumentando allo stesso tempo i casi di sotto-immissione. Il risultato complessivo è comunque di riduzione dello sbilanciamento (-5÷-15%). Tuttavia, prendendo alcuni accorgimenti, è possibile spingere l'impianto integrato a privilegiare la dispacciabilità rispetto all'utile economico. Premurandosi di ridurre opportunamente i programmi di immissione contrattati nel mercato elettrico rispetto alle previsioni di produttività è possibile diminuire lo sbilanciamento complessivo fino al 90%, rendendo il parco eolico un impianto di produzione quasi programmabile. In questo senso, il P2G si candida come componente impiantistico promotore di ulteriore diffusione futura di impianti ad energia rinnovabile.
In generale, si è dimostrato che l'integrazione della tecnologia P2G conferisce al parco eolico ulteriore versatilità. Il proprietario si dota di un impianto che può funzionare in diversi assetti e in maniera flessibile nel tempo. I componenti d'impianto modulari permettono di scegliere modalità di esercizio differenti in futuro, agendo in un settore in continua evoluzione politica, normativa ed economica come quello energetico.
Infine, si è verificato che i benefici ambientali di questa tecnologia sono strettamente legati all'utilizzo finale a cui si destina l'idrogeno. Dato che l'azionamento dell'elettrolisi altera i bilanci di produzione elettrica dell'impianto, devono essere considerate le emissioni aggiuntive medie dell'intero parco di generazione, altrimenti nulle per l'uso di energia rinnovabile. Nel caso di impiego termico, ad esempio al posto del gas naturale, attualmente, i risultati suggeriscono un leggero aumento delle emissioni (indirette) di CO_2, ma i trend previsionali futuri cambiano lo scenario perché l'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili riduce il tasso di emissione media nazionale. Nel caso invece di impiego dell'idrogeno nel settore dei trasporti su strada, in sostituzione di benzina, gasolio o GPL, le emissioni di inquinanti atmosferici globali sono notevolmente ridotte (il P2G evita migliaia di tonnellate di CO_2 l'anno).
Per concludere, questo lavoro di tesi dimostra che, con il supporto di politiche sociali di incentivazione, la tecnologia Power-to-Gas può essere una valida alternativa impiantistica per facilitare l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico e promuovere la transizione verso l'utilizzo di vettori energetici puliti.

Extended summary

Climate change caused by global atmospheric pollution is a central challenge of our time. In recent years, the global energy industry has taken the first steps to develop alternative technological solutions to counter the greenhouse gas emissions caused by the widespread use of fossil hydrocarbons. The exploitation of renewable energy sources, the search for new clean fuels and the CO2 capture mechanisms are some of the most promising prospects for the future. These innovative alternatives are slowly introducing the consolidated energy landscape, crossing the technical and economic barriers but raising new logistical and infrastructural problems.

Electricity generation from wind and solar plants has increased exponentially in recent years and hopefully this positive trend will continue in the future. However, the electricity sector is subject to stringent technical constraints and it's based on exchanges of contracted energy in a competitive but complexly regulated market. By their nature, unpredictable renewable systems greatly complicate the management of the electricity grid and the interface between market participants. In particular, the inherent randomness of the primary sources leads to electrical output discontinuities both on a daily and seasonal basis and to unpredictable discrepancies between production forecast and actual marketing. These oscillatory phenomena accentuate the difficulties in electricity service coordination, which needs to match demand and supply of energy continuously. The ability to store excess energy, for power peak shaving, is considered a key factor for balancing the electricity system in future scenarios of high non-programmable sources penetration.

The thermal and the transport sectors are almost totally monopolized by the use of carbon-based fossil fuels, highly polluting both locally and globally. In addition to biofuels, extracted from renewable biomass, a viable alternative to the status quo could be hydrogen (H_2). This substance, while presenting considerable problems of management related to its physical characteristics, has excellent energy properties, flexibility of use and, being carbon-free, does not imply any type of pollutant emissions. Despite being the most common atom in the universe, hydrogen is not present in nature in the molecular state but it can be extracted from other compounds to which it is chemically bonded, via various technological processes.

A technology able to impact on both the energy sectors mentioned above is Power-to-Gas (P2G), a storage system that converts electrical energy into chemical energy of a fuel. In its simplest conformation, water electrolysis produces gaseous hydrogen as fuel, which can be further compressed or liquefied according to the final application, reaching high energy density values. Hydrogen can be then converted back into electrical energy through fuel cells, combined with carbon dioxide in order to produce synthetic methane (SNG) or used as it is in thermal or transport applications. Since actually no specific infrastructure exists to transport hydrogen on a large scale, a solution currently under study is its injection into the natural gas grid in small proportions, postponing the investments for hydrogen infrastructure development and increasing the common gas renewable fraction.

The aim of this work is to analyze the possible benefits of coupling a power-to-gas system with a wind farm of great size. By the addition of a water electrolyzer, the system can use part of the available electrical energy to produce hydrogen and inject it into the gas grid according to economic reasons.
In this way, the wind farm operator has the faculty to:

- Sell an energy carrier alternative to electricity, where this last is subject to price volatility in the short and long term.
- Reduce the share of unbalanced energy, aligning the electrical energy output profile to the previously contracted market program, i.e. to increase the plant dispatchability.
- Use in another way the power that cannot be accepted by the grid operator because exceeding the carrying capacity of local power lines or the actual power demand. In practice, it is able to retrieve the non-producible wind energy, which is available but curtailed by the wind farm after a dispatch order of grid operator.
- Promote the establishment of a clean energy carrier.
- Obtain more operation flexibility in an ever-changing economic and regulatory field such as the energy sector.

A numerical optimization model has been developed in order to evaluate the techno-economic performance of a P2G system integrated with a 30 MW wind farm, located in southern Italy, of which the hourly profiles of wind forecast and effective production are available, for the full year 2013.
The model, fully implemented using "Julia Language" (free and open source), solves a complex mixed-integer linear-programming (MILP) maximization of the multi-year economic return following the initial investment incurred for the P2G component. The simulation of plant operation is performed on an hourly basis, taking into account energy balances, economics of energy markets, regulations concerning electricity dispatching, technical constraints of both electric and gas grids and technical characteristics of the electrolysis units.
Several sensitivity analyzes were carried out by varying some economic and technical parameters to evaluate promising scenarios and test the versatility of the technology. Thanks to the inherent flexibility conferred to the model and to some computational devices it has been possible to progressively separate the economic logic in favor of the maximization of other desired effects such as power dispatchability, energy recovery or hydrogen production efficiency.
The ex-post analysis of results allows to identify the boundary conditions that could make the P2G a feasible technology for increasing the profitability of the wind farm, for easing the integration with the electricity system and market and for making better use of the available wind. In scenarios favorable to this system, afterwards, it is possible to evaluate energy and environmental implications arising from the production of hydrogen using renewable electricity.

The thesis is structured in four chapters:

- The first will introduce the main features of the Italian electricity system and electricity market before settling on the state of integration of non-programmable renewable energy generation plants and on the technical and economic consequences of their diffusion in the national production mix.
- In the second, the Power-to-Gas technology is presented. It starts by introducing briefly the state of art of world energy consumption and the environmental effects of this behavior, in order to motivate the development of "green" energy systems such as the P2G. Following, it goes on to clarify the properties, methods of use and production of hydrogen, with special focus on water electrolysis. In the end, the conceptual and applied aspects of this innovative energy system are shown.
- The third chapter details the implemented numerical model. After a general presentation of the problem and some mathematical details, all the components of the MILP optimization model are specified: data, variables, objective function and constraints. In this section, it will be clarified every assumption and logic followed in the transposition of the variables and interactions of the physical system into the computational architecture.
- In the final chapter, the results of the model are evaluated. Through several sensitivity analyzes, multiple integrated plant operation scenarios have been analyzed, giving the ability to assess various aspects of the technology, i.e. economic, technical, energetic and environmental.

The results show a strong dependence on the boundary conditions, particularly the economics (investment cost of P2G plant, sales price of hydrogen) and regulations (policies on the remuneration/penalty of the unbalanced power). Currently, as expected, the introduction of P2G system does not allow economic advantages for the wind farm. However, the situation changes considering realistic future scenarios in which (a) the acceptance of unpredicted electricity is strongly limited, (b) new green fuel incentives are adopted and (c) the cost of electrolysers decrease. With present specific investment costs (1000-1200 €/kW_{EL}) the technology becomes profitable if the hydrogen produced is sold at least for 90 €/MWh_{LHV} (for comparison, in Italy, natural gas has a tax-free maximum price market of about 30 €/MWh_{LHV}, while diesel fuel and gasoline, because of the taxation, cost to the consumer 120-150 €/MWh_{LHV}).
In case the P2G system pays off, the optimization suggests the purchase of a MW-scale electrolyzer with a size up to about 10-20% of wind farm nominal power. Moreover, a local hydrogen storage system is required in order to hourly respect the input limits of the medium pressure regional gas pipeline considered in the hypotheses.
Thanks to the presence of P2G, wind power curtailments can be reduced up to 90%. Despite the value 66% is assumed for efficiency (LHV_{H2}/E_{EL}) of electrolytic conversion, the ability to recover part of the wind energy otherwise lost by the wind farm without P2G yields a hydrogen production with an overall efficiency usually above 75% (including the positive effect of energy recovered from curtailment) and, under certain assumptions, even higher than 90%.

Taking into account energy recovery, the annual combined delivered energy of the plant (electricity + hydrogen) is very close to only electric one of the real wind farm, leading to a primary energy loss of only a few percentage points. However, the electrical injection to the grid is necessarily lower (in some cases down to -30%). This suggests the possibility to increase the number of wind turbines, or to give priority to the electric branch rather than the gas one.
The P2G system allows reducing significantly the amount of unforeseen energy injected into the power grid (mismatch between the actual input and production forecast). Under the hypothesis of absence of the reverse conversion process (from hydrogen back into electricity, Gas-to-Power), the electrolyzer serves as a storage device able only of power absorption. It works fine limiting the cases of power over-injection (up to - 40%) but at the same time increases the cases of under-injection. The overall result is nevertheless of unbalance reduction (-5 to -15%). However, by taking a few precautions, the integrated system can be set to favor dispatchability over economic income. Reducing the energy profiles contracted in the electricity market with respect to the productivity forecast, it is possible to decrease the overall power unbalance of up to 90%, making the wind farm an almost programmable production facility. In this sense, the P2G system promotes further future deployment of renewable energy plants.
Results demonstrate that the integration of P2G technology provides versatility to the wind farm. The owner benefits of a system able to work in different settings and in a flexible manner over time. The components allow to choose different industrial path in the future, being subjected to an ever changing political, regulatory and economic field such as energy sector.
Finally, it was verified that the environmental benefits of this technology are closely related to hydrogen end use. Since part of the generated electricity drives the electrolysis process, implying a reduction of the plant electric output, average emissions of the global generation pool must be considered, otherwise equals to zero for renewable energy. In the case of thermal application, for example taking the place of natural gas, the results suggest a slight increase in (indirect) CO_2 emissions for current scenario, but future forecasted trends are encouraging because of the progressive reduction of average emissions in the global power generation. In case the hydrogen is used in road transport (i.e. to replace petrol, diesel and LPG) the global air pollutant emissions are greatly reduced (i.e. the P2G prevents thousands of tons of CO_2 per year).
In conclusion, this work shows that, with the support of social incentive policies or with the expected cost and market evolution on medium term horizon, the Power-to-Gas technology can be a feasible alternative to facilitate the integration of non-programmable renewable sources in the electricity system and to promote the transition to clean energy carriers.

1. Integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico

L'energia elettrica è un elemento fondamentale della società moderna. Ogni azione quotidiana comporta direttamente o indirettamente consumi di energia e l'elettricità si è imposta come uno dei vettori energetici più comuni ed efficienti.
La fornitura di energia elettrica è riconosciuta, nei Paesi industrializzati, come servizio pubblico di base. In tal senso, lo Stato si impegna affinché venga garantita ad ogni cittadino la fruizione di tale servizio, secondo criteri di sicurezza, trasparenza ed efficienza.
La continua domanda ha determinato la nascita e lo sviluppo di tecnologie sempre più all'avanguardia nella produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Oltre a queste componenti industriali e infrastrutturali, per il corretto funzionamento del settore è necessaria la presenza di un mercato che controlli il regolare scambio di flussi energetici tra i vari protagonisti, promuovendo il merito economico e la massimizzazione del benessere sociale.
Negli ultimi dieci anni, si è diffusa esponenzialmente la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, specialmente quelle aleatorie. Concetti come la non programmabilità di immissione e la generazione distribuita sono andati a modificare un quadro settoriale consolidato da decenni, rendendo necessaria una continua evoluzione organizzativa della filiera dell'energia elettrica.
In questo capitolo introduttivo verranno fornite delle nozioni di base, propedeutiche all'inquadramento e alla comprensione del lavoro svolto in questa tesi. Inizialmente verranno descritte, in modo sintetico, le strutture e le modalità operative del sistema elettrico e del mercato elettrico italiano. Successivamente, si valuteranno gli effetti della recente diffusione degli impianti di generazione da fonti rinnovabili non programmabili sull'intero settore.

1.1 Il Mercato Elettrico

Prima di addentrarsi nell'attuale funzionamento del mercato elettrico italiano, è bene chiarire alcuni concetti generali sulla filiera dell'energia elettrica, sulla struttura delle reti e sulla natura economica di questo servizio.

1.1.1 Il Sistema Elettrico Nazionale

Il Sistema Elettrico Nazionale (SEN) è un sistema a rete, organizzato e complesso, che si occupa, tramite diversi soggetti, delle attività di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica [1].

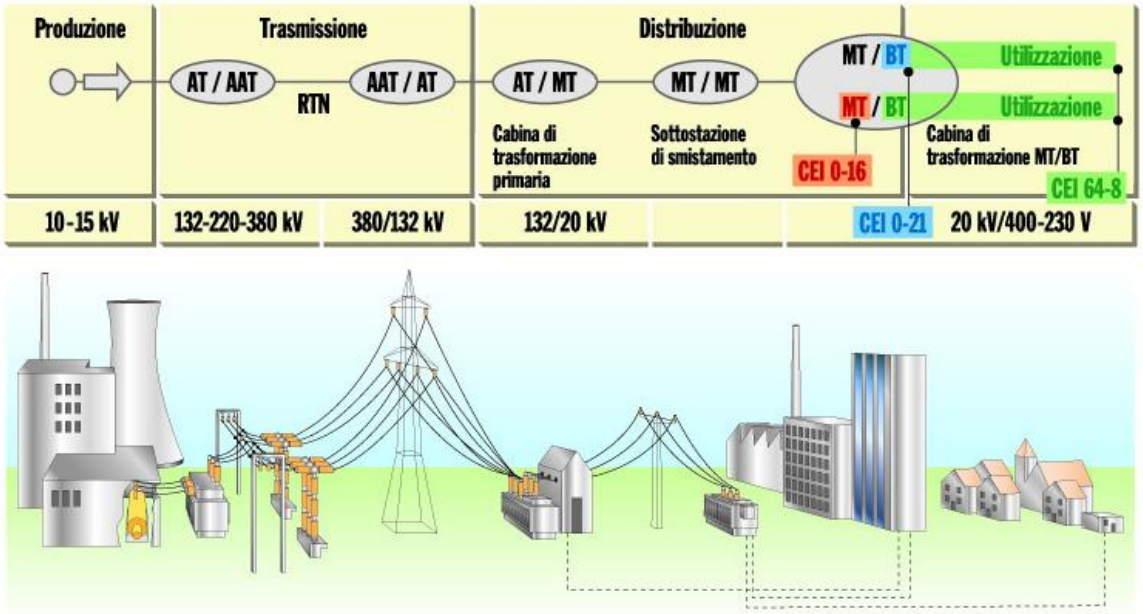

Figura 1.1 - Schema concettuale della filiera dell'energia elettrica

Con riferimento allo schema concettuale in Figura 1.1, si descrivono brevemente le tre componenti fisiche della filiera classica dell'energia elettrica.

- La produzione di energia, attività liberalizzata, prevede la trasformazione nelle centrali elettriche delle fonti energetiche primarie in elettricità. Esistono diverse tipologie di impianti di generazione, suddivisibili a seconda della fonte primaria che sfruttano o della tecnologia di conversione che utilizzano. La quantità maggiore di energia viene prodotta in centrali di grande taglia, attraverso la conversione di fonti idrocarburiche fossili mediante l'ausilio di opportuni cicli di potenza termodinamici.
- La trasmissione, attività regolata, permette il trasporto dell'energia dai centri di produzione disseminati sul territorio, o importata dall'estero, ai centri di consumo. Per questo scopo si avvale di una rete di linee e stazioni elettriche ad alta ed altissima tensione, la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).
- La distribuzione, anch'essa attività regolata, consiste nella consegna di elettricità in media e bassa tensione agli utenti finali. La rete di distribuzione è una fitta intelaiatura di cavi elettrici e cabine di trasformazione, diffusa in modo capillare nei centri di consumo, fino a giungere in prossimità di ogni singola utenza, per consentirne l'allacciamento.

La suddivisione della filiera dell'energia elettrica in più parti dà la possibilità a diversi soggetti specializzati di agire e gestire in modo efficiente ogni ambito del settore.

1.1.2 Struttura delle reti elettriche e vincoli tecnici

La Rete di Trasmissione Nazionale è composta da oltre 72000 km di linee elettriche ad alta ed altissima tensione (132-380 kV), strutturate in modo magliato per connettere i nodi più importanti a cui afferiscono le centrali di maggior potenza e le utenze in alta tensione (Figura 1.2). Le utenze in AT sono effettivamente delle cabine primarie di trasformazione verso la MT (10-20 kV), che alimentano un certo numero di reti di distribuzione locali. Complessivamente, questi elettrodotti

si diffondono per più di un milione di km sul suolo nazionale, con annesse cabine secondarie di trasformazione verso la BT (230-400 V) e centraline di smistamento. Le reti di distribuzione, a differenza della rete di trasmissione, sono principalmente architettate in struttura radiale o ad anello, e sono concepite per flussi di potenza unidirezionali.

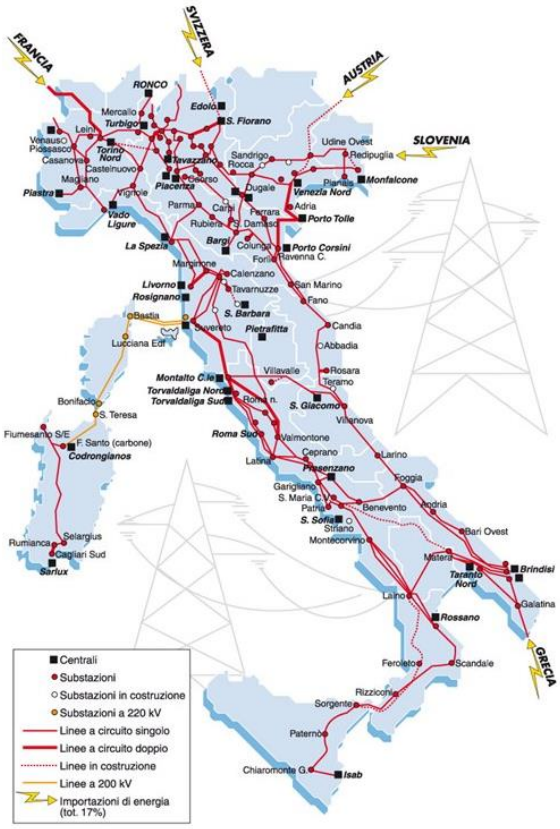

Figura 1.2 - Mappa della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) [1]

Una volta immessa in rete, l'energia impegna tutti gli elettrodotti disponibili come in un sistema di vasi comunicanti, ripartendosi secondo complesse leggi fisiche determinate dall'equilibrio di immissioni e prelievi [2]. Ciò rende non tracciabile il percorso effettivo dell'energia, per cui ogni squilibrio locale, non tempestivamente compensato, si propaga su tutta la rete attraverso variazioni di tensione e di frequenza. In tal senso, le attività di trasmissione e distribuzione sono soggette a vincoli tecnici molto stringenti:

- Richiesta di un bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immessa in rete e prelevata dalla rete, al netto delle perdite di trasporto e distribuzione. Il rispetto di questo equilibrio dinamico è chiamato servizio di dispacciamento.
- Mantenimento della frequenza e della tensione dell'energia in rete all'interno di un intervallo ristrettissimo, per tutelare la sicurezza degli impianti.
- Necessità che i flussi di energia su ogni singolo elettrodotto non superino i limiti massimi di transito ammissibili sull'elettrodotto stesso.

Deviazioni anche minime da uno qualsiasi dei parametri sopra indicati, per più di qualche secondo, possono condurre rapidamente a stati di crisi del sistema.

1.1.3 Il servizio energia elettrica

Per il regolare funzionamento di ogni settore industriale è necessaria la presenza, a monte, di un mercato economico, ovvero un insieme di domanda ed offerta per un determinato prodotto. Nel nostro caso, il "prodotto" in questione presenta caratteristiche molto particolari [3].
Innanzitutto, l'energia elettrica non è un bene o una merce, ma un servizio, poiché la sua produzione avviene contestualmente al suo consumo. L'elettricità, per sua natura, è un vettore energetico sostanzialmente non immagazzinabile, o per lo meno non in quantità significative. Esistono, per la verità, dei sistemi di accumulo, come le batterie elettrochimiche o gli impianti di pompaggio a bacino idrico, ma presentano forti limiti di capienza e flessibilità. L'assenza di stoccaggio, comporta che domanda e offerta debbano necessariamente ed istantaneamente coincidere.
La domanda di energia elettrica (chiamata anche carico) è soggetta a notevole variabilità e non prevedibilità. E' evidente che la richiesta di elettricità da parte delle utenze sia mutevole sia nel breve periodo (su base oraria) che nel medio periodo (su base settimanale e stagionale). Inoltre, è praticamente impossibile razionare o modellare la domanda seguendo dei criteri condivisi, in quanto i tempi e le modalità di fruizione del servizio sono spontanei e, per la maggior parte dei casi, casuali.
D'altra parte, anche il lato offerta (ovvero la produzione) è denso di problematiche. Gli impianti convenzionali hanno dei limiti tecnologici sulla minima e massima potenza erogabile, nonché tempi minimi di accensione e variazione della produzione. I nuovi impianti a fonti rinnovabili non programmabili devono necessariamente sottostare alla disponibilità aleatoria della fonte primaria che sfruttano.
Dal punto di vista strettamente economico, l'elettricità è un servizio con peculiarità uniche. A parità di condizioni fisiche, l'energia elettrica non ha caratteristiche qualitative, nel senso che per un utente è completamente indifferente da quale azienda sia prodotta, da quale fonte o come sia stata trasportata. Quindi, è un servizio indifferenziato e interscambiabile.
Inoltre, è presente la cosiddetta "inelasticità della domanda al prezzo". Dato che il consumo di energia elettrica è un servizio essenziale ed indispensabile per la vita quotidiana, ogni utente è disposto teoricamente a pagare qualsiasi cifra pur di usufruirne. In altre parole, il prezzo dell'energia elettrica non è, per il consumatore, una discriminante che ne influenza la quantità prelevata dalla rete. Questo fenomeno economico, che tipicamente non avviene per la quasi totalità degli altri beni e servizi in regolare commercio, potrebbe effettivamente dare adito a comportamenti opportunistici da parte dei produttori, che detengono ampi margini di potere di mercato.
Alla luce dei vincoli tecnici della filiera elettrica e delle caratteristiche economiche di questo servizio primario, è evidente che il mercato del settore elettrico debba essere opportunamente strutturato, regolato e monitorato al fine di garantire sia la sicurezza del servizio e delle infrastrutture di rete, sia la sopravvivenza delle imprese operanti nei vari ambiti del sistema, sia la tutela dei consumatori e la salvaguardia del benessere sociale.

1.1.4 La liberalizzazione del Mercato Elettrico

Negli ultimi quindici anni, il settore elettrico è stato completamente rivoluzionato. In recepimento della Direttiva Europea 96/92/CE, in Italia, il 16 marzo 1999, viene approvato il Decreto legislativo 79/99, noto anche come Decreto Bersani, che sancisce la liberalizzazione del settore elettrico [2] [3]. Con gli obiettivi di promuovere la competizione nelle attività di produzione e vendita di energia e favorire la massima trasparenza ed efficienza dell'attività di dispacciamento, nasce il

Mercato Elettrico. Tramite questa legge, e numerose altre negli anni a seguire, si assiste alla transizione da un settore elettrico nazionalizzato, e di fatto monopolistico, ad uno aperto alla libera concorrenza. Nello schema in Figura 1.3 sono riassunte le fondamentali modifiche imposte dal decreto [4].

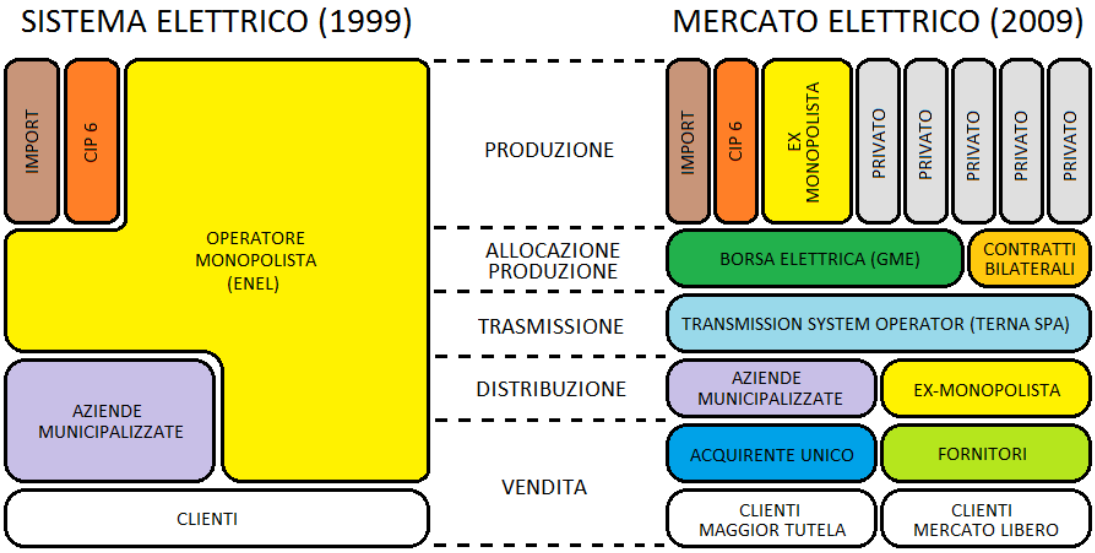

Figura 1.3 - Schema concettuale sulla liberalizzazione del settore elettrico tramite il Decreto Bersani (1999)

Dagli anni '60 al 1999, il sistema elettrico è stato basato su un monopolio verticalmente integrato. L'ente nazionale per l'energia elettrica (Enel) si occupava, da unico operatore, di soddisfare le attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica ai clienti. Con il decreto Bersani, viene istituito il principio del servizio pubblico al fine di tutelare i clienti finali determinando condizioni favorevoli alla nascita di un prezzo concorrenziale, ed imposta la separazione verticale[1] tra le imprese in modo da isolare le attività libere dalle attività in monopolio naturale. E' evidente che la RTN sia un'infrastruttura in monopolio naturale, in quanto non avrebbe senso duplicarla, e debba essere gestita da un'unica azienda, dati gli stringenti vincoli tecnici di utilizzo, il cosiddetto Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) o Transmission System Operator (TSO), in inglese. Discorso simile è valido per le reti di distribuzione, con la differenza che il Distribution System Operator (DSO) ha controllo solo sulle reti locali e le può gestire indipendentemente dalle altre zone; di conseguenza esistono molte aziende private o municipalizzate (tra cui Enel Distribuzione S.P.A., da non confondere col vecchio ente pubblico) che svolgono questo ruolo in monopolio naturale regolato.
Per quanto riguarda il lato produzione, l'attività è liberamente concorrenziale ed esistono numerose imprese proprietarie di impianti di generazione (tra cui Enel Produzione S.P.A., da non confondere col vecchio ente pubblico).
La Borsa Elettrica è un marketplace telematico per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso, nel quale il prezzo dell'energia corrisponde al prezzo di equilibrio ottenuto dall'incontro tra le quantità di energia elettrica domandate e quelle offerte dagli operatori che vi partecipano [2]. È un vero e proprio mercato fisico dove si definiscono i programmi di immissione

[1] La separazione verticale è volta a isolare gli ambiti di monopolio naturale al fine di consentire l'accesso alla rete pubblica a tutti gli operatori. Il livello minimo di separazione richiesto è quello *contabile*. Altre forme di separazione progressivamente imposte sono: (a) *societaria*, in cui le diverse attività sono affidate a soggetti giuridici diversi, (b) *funzionale*, in cui la gestione delle attività di rete fa capo a strutture indipendenti dalla società madre e (c) *proprietaria*, in cui i soggetti che svolgono le attività di monopolio non possono essere controllati o controllare i soggetti che svolgono attività concorrenziali.

e di prelievo[2] dell'energia elettrica nella (e dalla) rete secondo il criterio di merito economico[3]. Questo mercato è suddiviso in Mercato a Pronti (MPE), che si occupa della compravendita di energia nel breve periodo (da un giorno a poche ore prima del ritiro fisico) e in Mercato a Termine (MTE), che consente la negoziazione per orizzonti temporali più estesi (mese, trimestre, anno). La Borsa Elettrica non è un mercato obbligatorio: gli operatori, infatti, possono concludere contratti di compravendita anche al di fuori della piattaforma borsistica, attraverso i cosiddetti contratti bilaterali (Over The Counter, OTC). Inoltre, esistono delle modalità di ritiro di energia prodotta da alcuni impianti meritevoli di meccanismi di incentivazione, bypassando le logiche di mercato. Per rendere l'idea, attualmente, a grandi linee, circa il 70% dell'energia elettrica è scambiata nella Borsa, e la quota è in graduale aumento [5].
I clienti che non sottoscrivono contratti OTC direttamente con i produttori, possono scegliere liberamente se appellarsi al regime pubblico di "Maggior Tutela" oppure divenire clienti del mercato libero. Nel primo caso si affideranno ad un servizio di fornitura tutelato con l'Acquirente Unico (AU), nel secondo caso stipuleranno dei contratti di fornitura con dei grossisti privati, che andranno ad acquistare l'energia elettrica nella Borsa, secondo strategie autonome.

1.1.5 I soggetti del moderno sistema elettrico

Con riferimento alla Figura 1.4, i principali soggetti che concorrono al funzionamento del sistema elettrico, ciascuno con uno specifico ruolo espressamente definito dalle normative, sono [2]:

- Il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) che, tra l'altro, definisce gli indirizzi strategici ed operativi per garantire la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale.
- l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), che garantisce la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei settori dell'energia elettrica e del gas, con funzioni di regolazione e controllo. Dal dicembre 2013, l'Autorità si occupa anche del sistema idrico nazionale (AEEGSI).
- Il Gestore dei Mercati Energetici (GME), che organizza e gestisce il mercato energetico e la borsa elettrica, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori.
- Terna S.p.A., il TSO che gestisce in sicurezza la rete di trasmissione nazionale e i flussi di energia elettrica attraverso il dispacciamento, cioè bilanciando l'offerta e la domanda di energia 365 giorni l'anno, 24 ore al giorno. Si occupa, inoltre, di redigere ed aggiornare il Codice di Rete, contenente le procedure relative alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della RTN, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica.
- Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), la holding pubblica che sostiene lo sviluppo delle fonti rinnovabili mediante la gestione ed erogazione dei relativi meccanismi di incentivazione (ad esempio CIP6, scambio sul posto, ritiro dedicato).
- L'Acquirente Unico (AU), a cui è affidato il ruolo di garante della fornitura dell'energia elettrica nell'ambito del servizio di maggiore tutela e di salvaguardia di cui al Decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con la legge 3 agosto 2007, n. 125.

[2] I programmi orari di immissione e di prelievo sono rappresentati dai diagrammi orari che definiscono, con riferimento ad un punto di offerta e per ciascun periodo rilevante, le quantità di energia elettrica per le quali si applica la disciplina del dispacciamento.

[3] Il criterio di merito economico consiste nel considerare per le offerte di vendita l'ordine di prezzo crescente e per le offerte di acquisto l'ordine di prezzo decrescente.

Si riassume la struttura globale del mercato elettrico in uno schema concettuale (Figura 1.4) che comprende l'operato di tutti i soggetti del sistema.

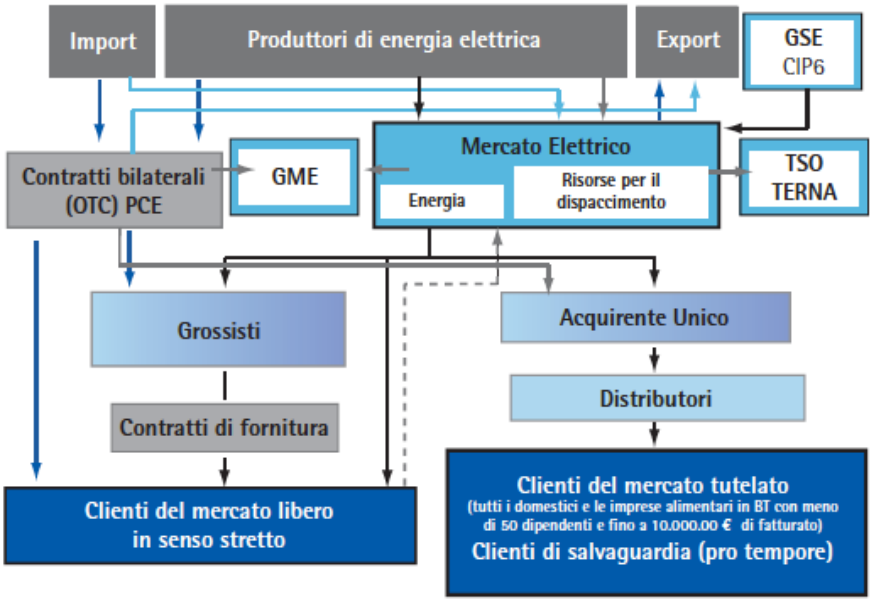

Figura 1.4 - Struttura globale del Mercato Elettrico [2]

1.1.6 Le zone di mercato

Il sistema elettrico è suddiviso in porzioni di reti di trasmissione, definite zone di mercato, per le quali esistono, ai fini della sicurezza del sistema elettrico, limiti fisici di transito dell'energia con le corrispondenti zone confinanti [2]. Tali limiti di transito sono determinati sulla base di un modello di calcolo basato sul bilancio tra la generazione elettrica ed i consumi.
Le zone della rete possono corrispondere ad aree geografiche fisiche, ad aree virtuali (ovvero senza un diretto corrispondente fisico), oppure essere dei poli di produzione limitata, ossia delle zone virtuali la cui produzione è soggetta a vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. In Figura 1.5 è rappresentata la conformazione concettuale delle zone di mercato italiane e le mutue interconnessioni.

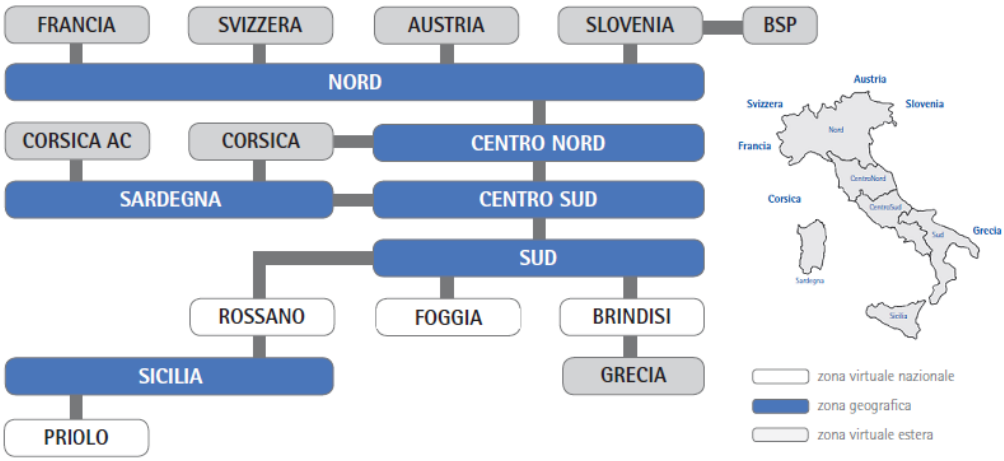

Figura 1.5 - Rappresentazione delle zone del Mercato Elettrico [2]

Le singole zone sono caratterizzate ciascuna da un mercato indipendente, pur mantenendo delle interazioni fisiche ed economiche con le zone limitrofe.
La suddivisione del mercato, comporta che ciascuna area sia caratterizzata da condizioni economiche autonome, differenziando i ricavi e le strategie di investimento delle aziende produttrici di elettricità, ma, come vedremo in seguito, non influenzando in alcun modo gli acquirenti. A titolo di esempio, in Figura 1.6 è possibile osservare i prezzi medi dell'energia elettrica per l'anno 2015, suddivisi per le 6 zone geografiche [5].

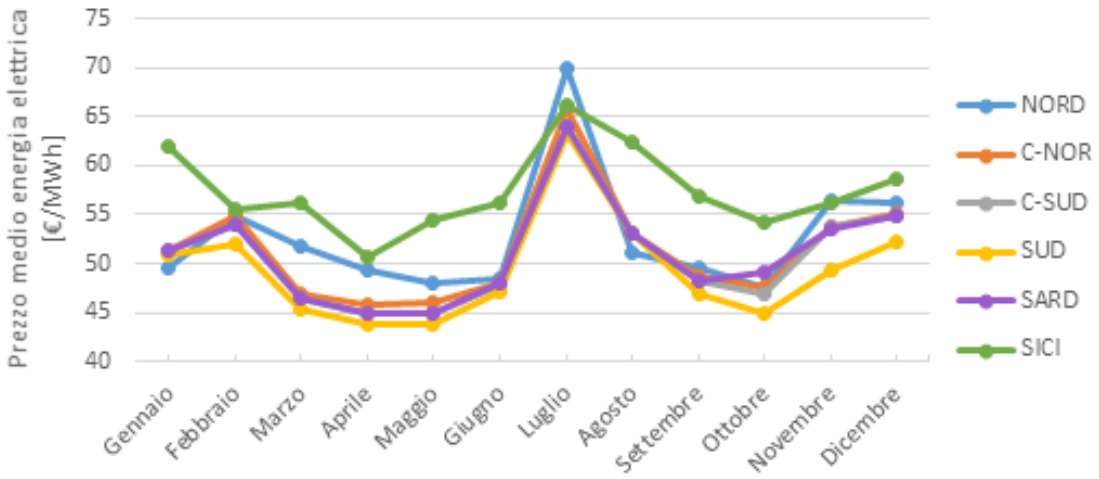

Figura 1.6 - Prezzo medio dell'energia elettrica durante l'anno 2015 suddiviso per macro-zone geografiche di mercato

Al di là della variabilità stagionale, si nota come il prezzo medio dell'energia elettrica nel 2015 nella zona Sud sia stato tipicamente il più contenuto, mentre le zone più costose siano state la Sicilia e il Nord.

1.1.7 Il Mercato Elettrico a Pronti (MPE)

Tralasciando i contratti bilaterali (OTC), il mercato a termine (MTE) e le forme di vendita di energia incentivata (come il ritiro dedicato, gestito dal GSE), la rimanente parte dell'energia elettrica viene scambiata, con logica borsistica, nel mercato a pronti (MPE) [6].
Il MPE è strutturato in tre sotto-mercati:

- **Mercato del Giorno Prima (MGP)** dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo, in un'unica seduta. Il GME agisce come controparte centrale.

- **Mercato Infragiornaliero (MI)** permette a produttori, grossisti e clienti finali idonei di modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP. Il mercato è strutturato in quattro sessioni: le prime due (MI1 e MI2) sono organizzate nel giorno precedente, a valle del MGP, mentre le altre due (MI3 e MI4) avvengono nel giorno stesso del ritiro fisico. Il GME agisce come controparte centrale.

- **Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)** nel quale il TSO (Terna S.P.A) si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico. Si articola in un sessione ex-ante (in tre sotto-fasi: MSD1, MSD2 e MSD3), finalizzata all'acquisto dei servizi di risoluzione delle congestioni e della riserva energetica, e in una seconda fase infragiornaliera di accettazione delle stesse offerte ai fini di bilanciamento (Mercato di Bilanciamento, MB, in 5 fasi). Diversamente dagli altri due mercati, il MSD è aperto solo ad una categoria ristretta di operatori abilitati all'offerta di determinati servizi, chiamati "ancillari", che vengono remunerati non ad un prezzo di equilibrio di mercato ma al prezzo offerto (pay-as-bid), qualora accettato dall'unica controparte, Terna.

In Tabella 1 e Tabella 2 si ricapitola la time-line delle sessioni del MPE e le loro caratteristiche salienti.

Tabella 1 - Timeline delle sessioni del Mercato Elettrico a Pronti (MPE) [2]

	MGP	MI1	MI2	MSD1	MB1	MB2	MI3	MSD2	MB3	MI4	MSD3	MB4	MB5
Giorno di riferimento	D-1				D								
Informazioni preliminari	08.45	12.30	14.40	n.d.	n.d.	n.d.	07.30	n.d.	n.d.	11.45	n.d.	n.d.	n.d.
Apertura seduta	08.00**	10.45	10.45	15.10	°	22.30*	16.00*	°	22.30*	16.00*	°	22.30*	22.30*
Chiusura seduta	09.15	12.30	14.40	16.40	°	05.00	07.30	°	11.00	11.45	°	15.00	21.00
Esiti generali	10.30°°	12.55	15.05	20.30	##	##	07.55	9.50	##	12.10	14.05	##	##
Esiti individuali	10.45	13.00	15.10	20.40	#	#	08.00	10.00	#	12.15	14.15	#	#

** L'ora si riferisce al giorno D-9
* L'ora si riferisce al giorno D-1
° Si utilizzano le offerte presentate sulla prima sottofase del MSD
°° Esiti provvisori
Quindicesimo giorno mese M+2
La comunicazione degli esiti generali avviene su base oraria, 1 ora dopo la fine di ciascun periodo orario.

Tabella 2 - Schema organizzativo del Mercato Elettrico a Pronti (MPE) [2]

Schema organizzativo di MPE				
	MGP	MI	MSD	
Risorsa Scambiata	Energia	Energia	Energia per la risoluzione delle congestioni	Energia per il bilanciamento in tempo reale
Unità ammessa a partecipare	Tutti i punti in immissione e in prelievo		Tutti i punti di offerta in immissione e prelievo abilitati alla fornitura dei servizi di dispacciamento	
Operatori ammessi a partecipare	Operatori di mercato	Operatori di mercato	Utenti del dispacciamento	Utenti del dispacciamento
Prezzo	Prezzo di Equilibrio	Prezzo di Equilibrio	Prezzo Offerto	Prezzo Offerto

1.1.8 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è un mercato per lo scambio di energia elettrica all'ingrosso dove si negoziano blocchi orari di energia elettrica per il giorno successivo e nel quale si definiscono i prezzi, le quantità scambiate e i programmi di immissione e prelievo [2] [3] [6]. Il MGP è organizzato secondo un modello di asta implicita e ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica. La seduta unica si apre alle ore 08.00 del nono giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 09.15 del giorno precedente il giorno di consegna. Durante il periodo di apertura della seduta di MGP, gli operatori possono presentare offerte nelle quali indicano la quantità ed il prezzo massimo/minimo al quale sono disposti ad acquistare/vendere, in modo tale da rispecchiare un'effettiva volontà di immettere o prelevare energia elettrica.
Terminata la seduta di presentazione delle offerte, il GME attiva il processo per la risoluzione del mercato. Per ogni ora del giorno successivo, l'algoritmo di mercato accetta le offerte in maniera da massimizzare il valore delle contrattazioni, nel rispetto dei limiti massimi di transito tra le zone.
Il processo di accettazione può essere, schematicamente, riassunto come segue:

1) Tutte le offerte di vendita valide e congrue ricevute vengono ordinate per prezzo crescente in una curva di offerta aggregata e le offerte di acquisto valide e congrue ricevute sono ordinate per prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata. L'intersezione delle due curve determina: la quantità complessivamente scambiata, il prezzo di equilibrio (P_{EQ}) ed i programmi di immissione e prelievo ottenuti come somma delle offerte accettate riferite, in un stessa ora, ad uno stesso punto di offerta.

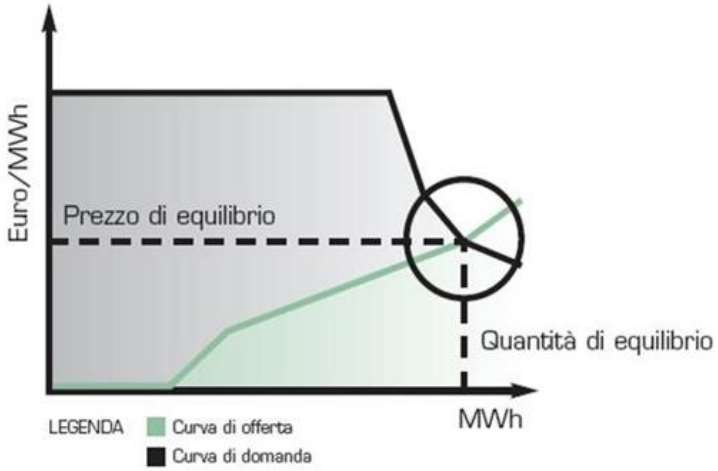

Figura 1.7 - Risoluzione grafica del MGP con meccanismo di merito economico

2) Se i flussi sulla rete derivanti dai programmi non violano nessun limite di transito, il prezzo di equilibrio è unico in tutte le zone. Le offerte accettate sono quelle con prezzo di vendita non superiore a P_{EQ} e con prezzo di acquisto non inferiore a P_{EQ}, in quanto meritevoli dal punto di vista economico.
3) Se almeno un limite risulta violato, l'algoritmo "separa" il mercato in due zone: una in esportazione che include tutte le zone a monte del vincolo e una in importazione che include tutte le zone a valle del vincolo. Successivamente ripete il processo di incrocio sopra descritto, costruendo, per ciascuna zona di mercato, una curva di offerta (che include tutte le offerte di vendita presentate nella zona stessa nonché la quantità massima importata) ed una curva di domanda (che include tutte le offerte di acquisto presentate nella zona stessa, nonché una quantità pari alla quantità massima

esportata). L'esito è un prezzo di equilibrio zonale (Pz) diverso nelle due zone di mercato. In particolare, il Pz è maggiore nella zona di mercato importatrice ed è minore in quella esportatrice. Se a seguito di questa soluzione risultano violati ulteriori vincoli di transito, all'interno di ciascuna zona di mercato, il processo di suddivisione, ovvero "market splitting", si ripete anche all'interno di tale zona fino ad ottenere un esito compatibile con i vincoli di rete. In questo modo si creano prezzi differenziati per zona, come riportato in Figura 1.6, validi per le operazioni di vendita.

4) Tutte le offerte accettate nel lato produzione (curva di offerta) sono indiscriminatamente remunerate al prezzo di equilibrio zonale, a prescindere dal prezzo indicato nelle specifiche offerte di vendita.
5) Riguardo le operazioni di acquisto (curva di domanda), il GME ha implementato un algoritmo che, indipendentemente da dove i prelievi avvengano, prevede l'applicazione di un Prezzo Unico su base Nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi di vendita zonali (P_Z) ponderati per i consumi zonali (Q_Z):

$$PUN = \frac{\sum_k \left[P_z^{(k)} \cdot Q_z^{(k)}\right]}{\sum_k Q_z^{(k)}} \qquad (1.1)$$

Con k zona di mercato

Il meccanismo di "market splitting", descritto precedentemente, costituisce un'asta implicita non discriminatoria per l'assegnazione dei diritti di transito. Inoltre, il sistema di remunerazione a prezzo di equilibrio massimizza il benessere economico collettivo, garantendo sia un margine di risparmio ai consumatori (lato domanda), sia un sovra-guadagno (o surplus) ai produttori meritevoli (lato offerta) [3].

1.1.9 Il Mercato Infragiornaliero (MI)

Il Mercato Infragiornaliero (MI) consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita [2] [3] [6].
Le quattro sessioni sono organizzate nella forma di aste implicite di energia con orari di chiusura diversi ed in successione, attraverso le quali gli operatori possono sia effettuare un miglior controllo dello stato degli impianti di produzione, sia aggiornare i programmi di prelievo delle unità di consumo, tenendo conto di informazioni più aggiornate circa lo stato dei propri impianti di produzione, il fabbisogno di energia per il giorno successivo e le condizioni di mercato. Le sessioni di MI sono basate su regole di formazione dei prezzi omogenee a quelle di MGP, tuttavia, in questo caso, non viene calcolato il PUN e tutti gli acquisti e le vendite sono valorizzate al prezzo zonale. Alla luce di questo fatto, le unità di consumo potrebbero compiere delle scelte arbitrarie tra il PUN stabilito dal MGP e il prezzo zonale del MI. Per questa ragione, è stato ideato un corrispettivo di non arbitraggio, pari alla differenza tra i due prezzi, che rende non profittevole tale comportamento.
Alla chiusura di ciascuna sessione di MI, il GME, così come fatto per la conclusione di MGP, comunica a Terna i risultati rilevanti ai fini del dispacciamento con transiti e programmi aggiornati di immissione e prelievo. Qualora ci siano altre sessioni di mercato successive a quella alla quale i risultati del GME fanno riferimento, tali risultati sono necessari a Terna per le determinazioni delle informazioni preliminari, relative alla residue capacità di transito tra le zone, per le sessioni di mercato successive.

1.1.10 Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) è lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A., nel ruolo di gestore della rete (TSO), si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema di trasmissione, al fine di risolvere le congestioni intrazonali, creare e mantenere la riserva di energia e il bilanciare i flussi di energia in tempo reale [2] [3] [6]. Per meglio ricalcare la natura dinamica del dispacciamento, il MSD si articola in ben 8 sessioni giornaliere: 3 di MSD ex-ante e 5 di Mercato di Bilanciamento (MB).
Sul MSD Terna stipula i contratti di acquisto e vendita ai fini dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento e agisce come controparte centrale delle negoziazioni. Le offerte esprimono la disponibilità a variare le immissioni di energia rispetto a quanto definito nel "programma preliminare aggiornato" risultante dai mercati precedenti, e si differenziano in offerte a salire (in aumento di immissione) e a scendere (in diminuzione). Gli archi temporali contrattati sono del quarto d'ora e non dell'ora, come invece accade per MGP e MI. Tutte le offerte accettate, vengono remunerate al medesimo prezzo che le stesse presentano (metodologia pay-as-bid).
Partecipano al MSD gli utenti del dispacciamento delle unità di produzione o di consumo abilitate alla fornitura delle risorse negoziate nel mercato stesso [7]. L'abilitazione è conferibile solo qualora le predette unità siano rilevanti (potenza attiva superiore a 10 MVA) ed in grado di controllare e modificare le proprie immissioni con assoluta precisione e in tempi molto rapidi. Per questa ragione, gli impianti di generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) non sono abilitate alla partecipazione al MSD.
Elenchiamo brevemente alcuni dei servizi contrattati in tale mercato [3]:

- **Riserva secondaria**: consiste nel rendere disponibile al gestore della rete una banda di potenza asservita ad un dispositivo automatico in grado di modulare l'immissione di energia elettrica di un gruppo di generazione sulla base di un segnale elaborato ed inviato a Terna. L'obiettivo è di ricondurre il livello di frequenza al suo valore prestabilito in un arco temporale ridotto (da pochi secondi a un minuto e mezzo).
- **Riserva terziaria**: consiste nel rendere disponibile un margine di potenza attivabile in tempo reale tramite un ordine di dispacciamento da parte di Terna. L'obiettivo è di supportare la riserva secondaria e di consentire la ricostituzione dei margini di riserva dopo il verificarsi di una qualsiasi contingenza (tempi di attivazione che variano tra 15 minuti e un'ora).
- **Accensione**: si tratta di offerte che prevedono l'accensione di una determinata unità di produzione pronta per l'azionamento.
- **Spegnimento o minimo**: si tratta di offerte che prevedono lo spegnimento o la riduzione della produzione al minimo tecnico di una specifica unità di produzione.

Data la natura dei servizi, che si occupano del bilanciamento in tempo reale dei flussi di energia in rete, Il processo di accettazione delle offerte nelle varie sessioni considera le quantità e i prezzi indicati nelle offerte (ovviamente favorendo il merito economico), le rampe di presa di carico e di spegnimento, i gradienti a salire e scendere degli impianti, i criteri tecnici di sicurezza della rete e la costituzione dei margini di riserva. L'obiettivo è di minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi conseguenti alle attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento [8].
Le offerte a salire sono anche chiamate offerte di vendita, mentre quelle a scendere sono denominate offerte di acquisto, in quanto la riduzione di immissione corrisponde teoricamente ad un riacquisto di parte dell'energia precedentemente contrattata nelle altre sedute di mercato precedenti (MGP, MI). In questa ottica, un'offerta di vendita sarà tipicamente presentata ad un prezzo superiore al prezzo zonale del MGP, in quanto altrimenti sarebbe strategicamente inutile

tenersi delle bande di energia invenduta dai mercati precedenti, se non si prevedono extra-guadagni. Inoltre, si è a conoscenza del fatto che il gestore della rete avrà tendenzialmente sempre bisogno di approvvigionarsi di margini di riserva o di altri servizi. Mutatis mutandis, le offerte di acquisto sono presentate tendenzialmente ad un prezzo inferiore rispetto a quello del MGP, con l'ottica di ricomprarsi ad un costo ridotto un quantitativo di energia già precedentemente remunerata ad un prezzo superiore, esercitando un guadagno senza effettivamente far funzionare il proprio impianto di produzione, con costi operativi annessi. Tale comportamento non va inteso strettamente in senso speculativo, poiché non va dimenticato che questi utenti prestano dei servizi essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e per la continuità della fornitura di energia. Essendo gli operatori assoggettati, per la natura del MSD, a ricavi discontinui e non garantiti, è naturale che le effettive transazioni di energia siano retribuite a prezzi specifici proficui. In generale, per ogni quarto d'ora di contrattazioni x, è sempre valida la seguente disequazione [5]:

$$P_{MIN-A}(x) < P_{MED-A}(x) < P_{MGP}(x) < P_{MED-V}(x) < P_{MAX-V}(x) \qquad (1.2)$$

Con P_{MIN-A} prezzo minimo accettato in acquisto
P_{MED-A} prezzo medio accettato in acquisto
P_{MED-V} prezzo medio accettato in vendita
P_{MAX-V} prezzo massimo accettato in vendita

Ovviamente, un impianto che presta questo tipo di servizi, in concorrenza con altri, tenderà ad offrire un prezzo di compromesso tra il guadagno personale ed un'elevata probabilità di risultare meritevole di accettazione.

1.2 Effetti delle fonti rinnovabili non programmabili sul sistema elettrico

Negli ultimi 10 anni si è assistito alla diffusione della generazione di elettricità da fonti rinnovabili (FER), specialmente quelle non programmabili (FRNP), come l'energia solare e quella eolica. Questi impianti hanno sostituito parte della produzione da impianti termoelettrici convenzionali, ampliando la variabilità del mix produttivo e riducendo sia la dipendenza dalle fonti fossili, per la quasi totalità importate dall'estero, sia l'inquinamento atmosferico, locale e globale.
Tra le molte differenze tra gli impianti a FRNP e quelli convenzionali, vi è la possibilità di mantenere una buona efficienza indipendentemente dalla taglia. Di conseguenza, il paradigma consolidato della generazione centralizzata, tipico della filiera elettrica classica (Figura 1.1), sta subendo una graduale modifica, in favore della compartecipazione della generazione distribuita.
Questa rapida svolta "green", veicolata principalmente dalle politiche di incentivazione, ha avuto degli effetti importanti sul sistema elettrico e sul mercato dell'energia. Con riferimento alla situazione italiana, in questo paragrafo verranno meglio chiarite le recenti conseguenze della diffusione di queste tecnologie.

1.2.1 Variazione nel mix produttivo di energia elettrica

Nel diagramma in Figura 1.8 è possibile osservare il cambiamento dello share delle fonti energetiche utilizzate per la produzione di elettricità nell'ultimo periodo, suddiviso in tre cicli di 8 anni ciascuno [9].

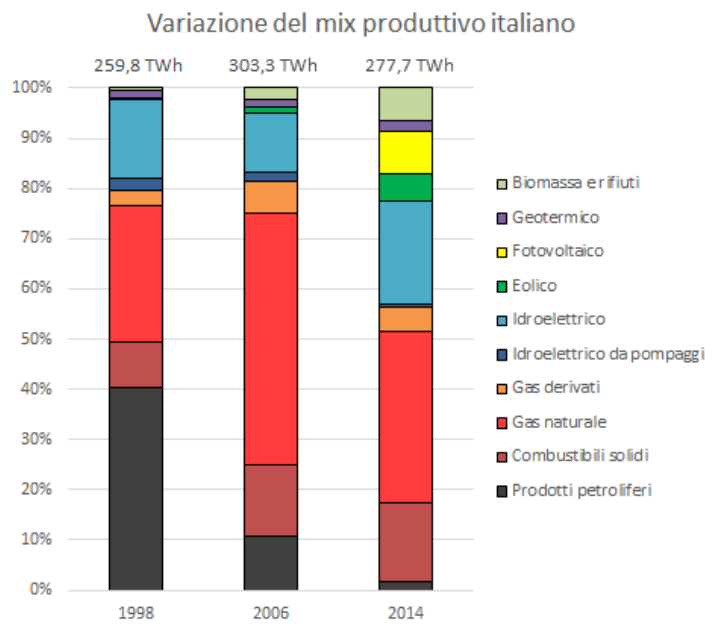

Figura 1.8 - Trasformazione del mix produttivo di energia elettrica in Italia negli anni 1998, 2006 e 2014

Negli 8 anni trascorsi tra il 1998 e il 2006 si è assistito alla progressiva sostituzione dei prodotti petroliferi, principalmente gli oli combustibili, con i meno inquinanti e più performanti impianti a ciclo combinato a gas naturale. Le fonti idrocarburiche fossili avevano un'incidenza di circa l'80% sul totale prodotto, contrastati quasi esclusivamente dagli storici impianti idroelettrici situati nelle zone alpine ed appenniniche. La vera svolta rinnovabile è visibile nel ciclo successivo, dove la comparsa di eolico e fotovoltaico, l'aumento di produzione da biomassa e rifiuti, i nuovi impianti idroelettrici e la concomitante riduzione della produzione complessiva, causata dalla crisi economica, hanno portato oggigiorno ad un'incidenza delle FER superiore al 40% (Figura 1.9, linea rossa, asse verticale di destra). Approfondiamo meglio la diffusione di queste tecnologie non inquinanti in termini di energia annualmente prodotta (Figura 1.9, aree colorate, asse verticale di sinistra).

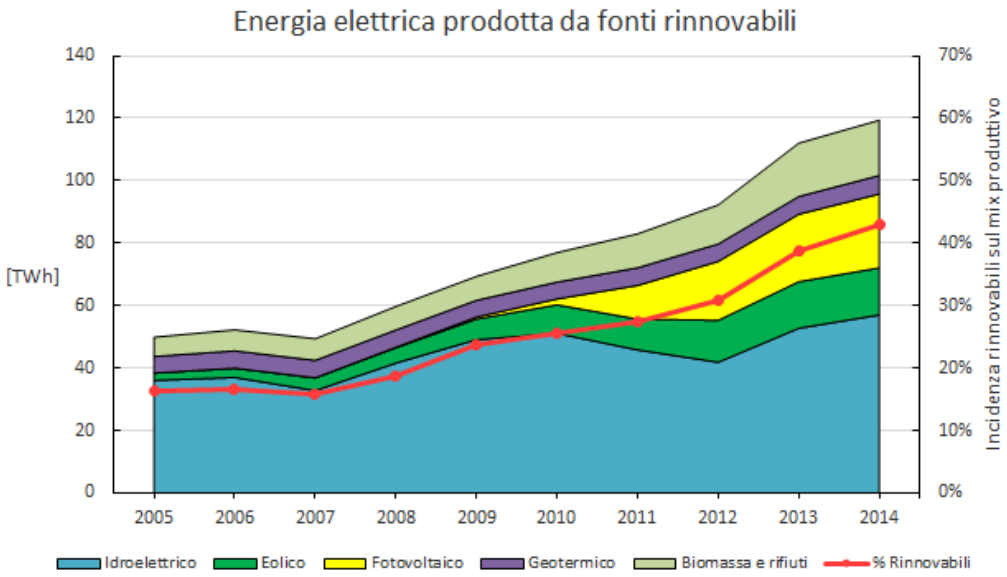

Figura 1.9 - Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia negli utlimi 10 anni

Dei 120 TWh annuali di energia prodotta da FER nel 2014, quasi un terzo derivano da FRNP (vento e sole), ovvero circa il 14% dell'intera produzione lorda. E' doveroso sottolineare che l'aleatorietà intrinseca di queste fonti comporta che la potenza complessivamente installata in questi impianti debba essere supportata dalla presenza quantomeno di un'equivalente capacità installata di impianti programmabili (come quelli convenzionali), pronti ad intervenire nel caso in cui il vento o il sole vengano momentaneamente a mancare (ad esempio di notte).
Le regioni dove si attesta la più elevata potenza installata di impianti fotovoltaici sono la Puglia e le quattro regioni maggiori del nord Italia. L'eolico, invece, è diffuso quasi esclusivamente nel sud e nelle isole, dato che il centro-nord (in particolare la pianura padana) è tipicamente una delle zone europee a minor ventosità [9].
Il mix produttivo vede un progressivo aumento della generazione da FER a discapito delle fonti fossili poiché le prime possono beneficiare di forme di ritiro incentivato della propria produzione. Inoltre, come verrà meglio spiegato in seguito, presentano delle prerogative vantaggiose anche nella regolare partecipazione ai mercati dell'energia (MGP e MI), che premiano il merito economico. In quest'ottica, a parità di richiesta e disponibilità, l'elettricità da fonti rinnovabili avrà sempre la precedenza su quella da fonti fossili [3].

1.2.2 Cambiamento dei profili di energia giornalieri

Gli impianti idroelettrici, geotermici e termoelettrici alimentati a biomassa o rifiuti, operano con delle dinamiche programmabili, e l'organizzazione della loro produzione non rappresenta per il sistema elettrico una sostanziale differenza rispetto agli impianti termoelettrici convenzionali. Discorso diverso per gli impianti a FRNP, che vedono costantemente dipendere la loro produzione dalla disponibilità aleatoria della fonte primaria. Per questa ragione, la loro progressiva penetrazione nel mix produttivo causa dei particolari effetti sui profili giornalieri di energia [10]. Ad esempio, in Figura 1.10, si considerano gli andamenti di carico giornaliero, in quattro giorni differenti, nella zona Sud, caratterizzata da ampia diffusione di impianti a FRNP e concomitante limitata richiesta energetica da parte delle utenze.
Il confronto tra due coppie di giorni, lavorativi e festivi, a profilo di carico simile, tra il 2010 e il 2013, mostra con evidenza la recente diffusione delle FRNP. L'area colorata in giallo rappresenta l'energia prodotta da eolico e fotovoltaico, mentre l'area sottesa dalla linea tratteggiata rappresenta il cosiddetto carico residuo, soddisfatto dagli impianti programmabili.
Si evidenziano quattro aspetti fondamentali:

- La quota di carico residuo è più che dimezzata rispetto al recente passato. Il parco di produzione convenzionale italiano, ampio, affidabile e performante, si riscopre sovradimensionato.

- Il contributo delle FRNP è concentrato nelle ore centrali del giorno, in cui ovviamente il sole è alto nel cielo.

- Si accentua la presenza di rampe di carico residuo, specialmente nelle ore mattutine (in discesa) e serali (in salita). I mastodontici impianti convenzionali, a ciclo combinato o a ciclo Rankine, sono caratterizzati da transitori di variazione della potenza erogata molto lenti, per ragioni strettamente tecnologiche. Si vedono quindi costretti a rimanere spenti o accesi al minimo tecnico nelle ore centrali del giorno (spesso in perdita economica) per poi incrementare all'unisono e repentinamente l'erogazione di potenza nelle ore preserali.

- In giorni particolarmente soleggiati e ventosi, può capitare di giungere, in alcune ore, alla situazione estrema in cui l'offerta di energia rinnovabile supera la domanda (Figura 1.10 in basso a destra). Nel caso in cui questa energia non possa essere esportata verso altre zone, per limiti di transito delle interconnessioni elettriche, il TSO si vede costretto ad ordinare il taglio forzato della produzione ad alcuni impianti. Se esistessero dei sistemi di accumulo elettrico molto capienti (centinaia di MWh), sarebbe possibile stoccare l'energia pulita in eccesso e riutilizzarla in seguito.

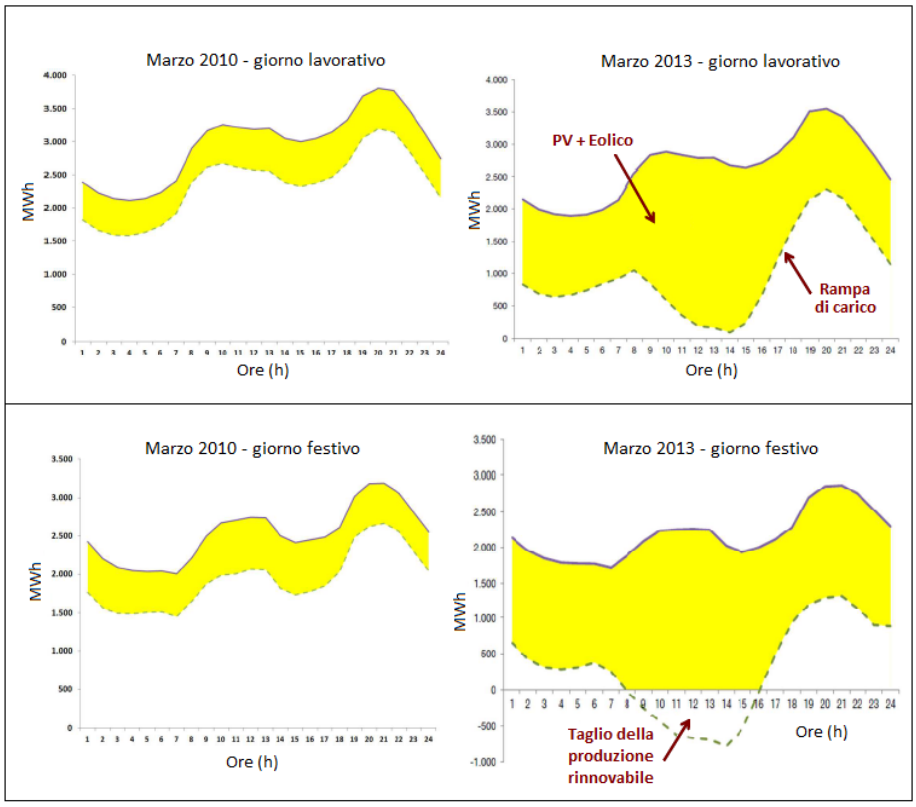

Figura 1.10 - Cambiamento dei profili di carico giornalieri dovuti alle FRNP (zona Sud)

1.2.3 Cambiamento dei prezzi dell'energia

Come spiegato nei paragrafi dedicati al mercato elettrico, il prezzo orario dell'energia si crea autonomamente in esito ad un meccanismo ad asta implicita che privilegia il merito economico.
Gli impianti di produzione da FRNP possono partecipare regolarmente alla Borsa, ad esempio al MGP, con notevoli vantaggi. Una volta prevista l'energia che produrranno il giorno successivo, tramite meccanismi autonomi di "forecast", posso offrire la propria energia ad un prezzo bassissimo (volendo anche a zero) e quindi porsi in posizione privilegiata nella curva di offerta (vedi paragrafo 1.1.8). Questa possibilità gli è implicitamente conferita dalla natura intrinseca dei loro impianti di conversione, che operano a costi di esercizio pressoché nulli. Le centrali termoelettriche convenzionali, invece, per poter vendere proficuamente la loro produzione devono quantomeno coprire i loro costi marginali, in cui la voce preponderante è solitamente il costo del combustibile. Nonostante l'offerta a prezzo ridotto, l'energia venduta viene loro remunerata al prezzo di equilibrio zonale, risultante dall'incrocio delle curve cumulate di

domanda ed offerta. In tal senso, gli impianti a FRNP assumono il ruolo economico di "price taker" e non di "price maker", dato che il prezzo zonale sarà determinato dall'ultima offerta accettata, comunemente formulata da un impianto convenzionale, e quindi più redditizia per tutti.
D'altra parte, implicitamente, più l'offerta cumulata da fonti rinnovabili è elevata in termini quantitativi, più il prezzo di equilibrio si abbassa [3]. Chiariamo questo concetto con una rappresentazione grafica qualitativa, Figura 1.11.

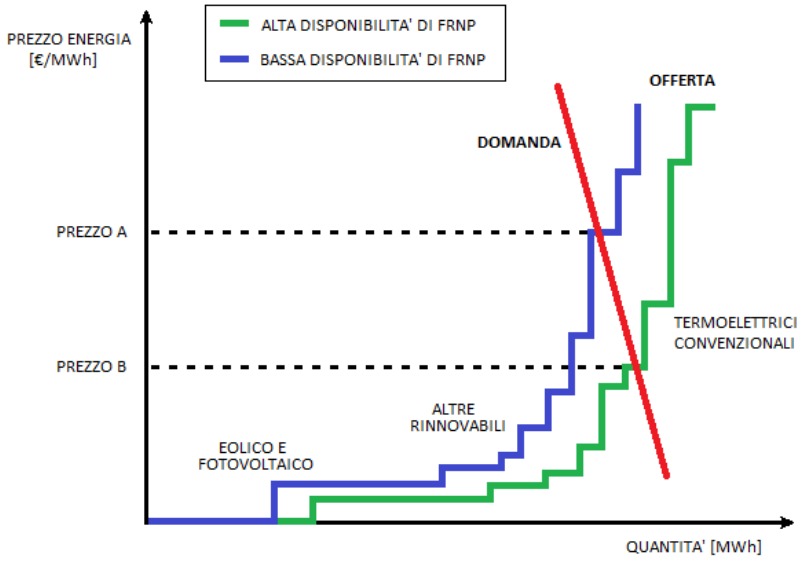

Figura 1.11 - Influenza delle FRNP sul prezzo dell'energia nel MGP

Nelle ore in cui si riscontra elevata disponibilità di energia da FRNP, la curva di offerta si trasla verso destra, comportando, a parità di domanda, una riduzione del prezzo di equilibrio ($P_B < P_A$). Paradossalmente, in quelle ore dell'anno dove la disponibilità di fonti rinnovabili aleatorie è talmente elevata da soddisfare interamente la domanda zonale (vedi Figura 1.10), il prezzo di equilibrio potrebbe persino raggiungere il valore di 0 €/MWh, senza ricavi per i produttori. Al contrario, nei momenti di totale o parziale assenza di insolazione e scarsa ventosità, la curva di offerta trasla verso sinistra e il prezzo di equilibrio si alza vertiginosamente.
I nuovi impianti termoelettrici a ciclo combinato a gas naturale sono stati costruiti negli anni '90 e '00 e pensati per funzionare per un numero elevato di ore/anno, ovvero coprendo il carico di base ("base load", contrapposto al "peak load", carico di picco di consumo). Queste centrali, moderne e ad altissima efficienza, hanno visto cambiare repentinamente lo scenario nazionale di produzione in favore delle nuove energie rinnovabili e si trovano in uno stato di crisi economica, non riuscendo a coprire gli investimenti a lungo termine sostenuti (30, 40 anni di vita utile). Nonostante la loro presenza sia essenziale per la sicurezza del sistema elettrico, la loro quota di mercato si è notevolmente ridotta, tra l'altro in stretta concorrenza con impianti termoelettrici più vetusti, inefficienti ed inquinanti, ma con costi marginali inferiori, avendo coperto le barriere finanziarie di ingresso nel settore. Di conseguenza, nelle ore della giornata in cui viene meno la disponibilità di fonti rinnovabili, gli impianti convenzionali sono costretti ad offrire energia ad un prezzo più elevato rispetto al passato, dovendo concentrare in poco tempo i ricavi necessari al loro sostentamento economico [3].
L'effetto di tali comportamenti simultanei è osservabile nell'evoluzione del profilo giornaliero del Prezzo Unico Nazionale (PUN) medio (vedi equazione 1.1), valido per l'acquisto dell'energia (Figura 1.12) [10].

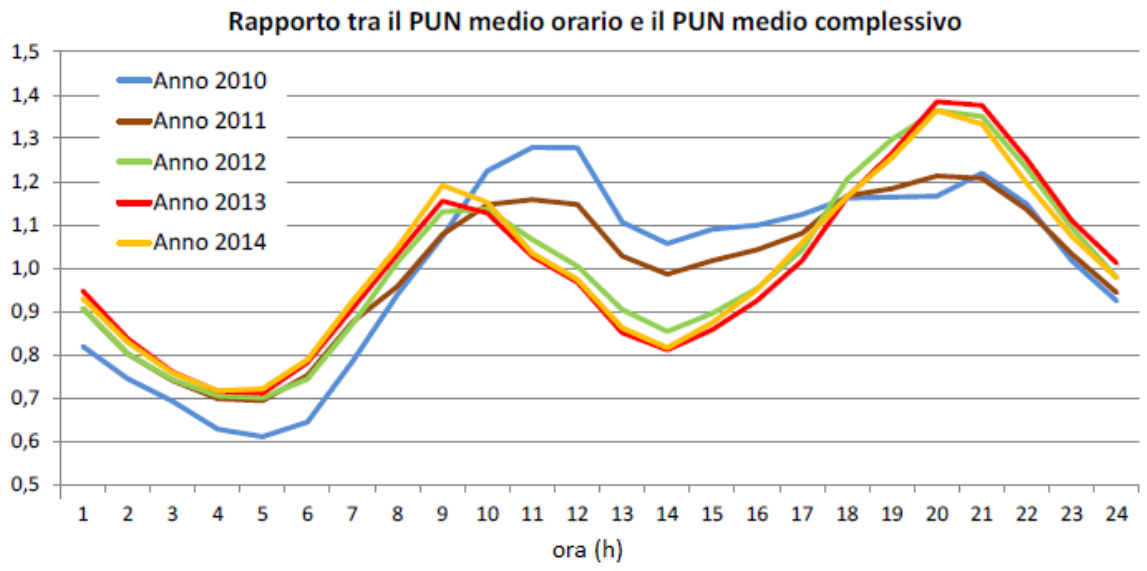

Figura 1.12 - Andamento medio giornaliero del Prezzo Unico Nazionale nell'ultimo quinquennio

La progressiva penetrazione di rinnovabili nel mix produttivo e partecipazione al mercato concorrenziale comporta una decisa riduzione del prezzo medio dell'energia nelle ore centrali del giorno rispetto al passato, ma un concomitante aumento del prezzo nelle ore serali.
Più in generale, il PUN medio annuale è in costante diminuzione nell'ultimo quadriennio (75,5 €/MWh nel 2012 contro i 52,3 €/MWh nel 2015) [5]. Tuttavia, questo fenomeno potrebbe non essere esclusivamente imputabile alle rinnovabili, dato il simultaneo calo del prezzo del gas naturale, che influenza notevolmente il "price making".

1.2.4 Effetti sulle reti elettriche ed evoluzione del dispacciamento

Dal punto di vista strettamente tecnico, la diffusione di impianti di generazione da FRNP è accompagnata dai seguenti effetti [10]:

- **Problemi di dispacciamento**
  La variabilità aleatoria della produzione comporta notevoli difficoltà da parte del TSO nel garantire il bilanciamento continuo di domanda e offerta. E' evidente che Terna sarà costretta ad approvvigionarsi di margini di riserva energetica superiori rispetto al passato (nel MSD), per sopperire alle improvvise e casuali oscillazioni del parco produttivo non programmabile. Questa necessità si traduce in un costo supplementare per i consumatori.

- **Aumento delle congestioni di rete**
  La gestione di nuovi transiti, spesso incostanti, di energia a basso costo (quindi privilegiata) aumenta il rischio di congestioni delle linee elettriche e solleva la necessità di ulteriori servizi tecnici e interventi infrastrutturali a salvaguardia della sicurezza del sistema.

- **Fenomeni di inversione di flusso**
  La presenza, diffusa sul territorio, di numerosi nuovi impianti ha modificato lo schema classico del sistema elettrico centralizzato, consolidato da decenni. I transiti di energia nella rete non sono più prevedibili né in quantità né in direzione, sia a livello macroscopico (rete di trasmissione) sia a livello locale (reti di distribuzione).

- **Rampe di carico residuo**
  Come evidenziato in precedenza (Figura 1.10) gli impianti convenzionali sono chiamati a svolgere un ruolo di copertura dei picchi di carico concentrati, pur non avendo la flessibilità necessaria a tale compito. Le risultanti rampe di carico, sia in discesa che in salita, rappresentano una criticità per il sistema infrastrutturale elettrico.

- **Riduzione dell'efficienza media di conversione**
  I funzionamenti a carico parziale e i transitori di potenza a cui le centrali termoelettriche (che coprono quasi il 60% della produzione nazionale, Figura 1.8) sono soggette, nelle loro recenti modalità di esercizio, implicano un calo di qualche punto percentuale del rendimento medio di generazione.

Per sopperire ad alcune di queste complicazioni, sopraggiunte negli ultimi anni, il quadro organizzativo del sistema elettrico ed il codice di rete sono in costante evoluzione e adeguamento. Interventi e misure normative sono al vaglio delle autorità competenti, in particolare riguardo la disciplina del dispacciamento per gli impianti a FRNP, principali responsabili, seppur involontari, dello sbilanciamento di energia e dei disservizi di rete [11]. In tal senso, sono auspicabili in futuro delle azioni incentivanti mirate allo sviluppo di sistemi di previsione di produzione rinnovabile più efficienti e di organi di accumulo locali che possano consentire il rispetto dei programmi di immissione. Inoltre, questi impianti saranno obbligati a prestare dei servizi di rete minimi, per semplificare la gestione del sistema elettrico, e probabilmente sarà anche data loro la possibilità di competere con gli impianti programmabili nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), riducendo gli oneri complessivi dei consumatori. A tal proposito, si cita direttamente un paragrafo della relazione 308/2015/I/EFR [10], del giugno 2015, redatta dall'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas (AEEG), in materia di integrazione delle fonti rinnovabili:

> *"Occorre fare in modo che anche gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili partecipino attivamente al funzionamento del sistema elettrico, sia attraverso la fornitura dei servizi di rete, sia attraverso la loro responsabilizzazione in termini di bilanciamento. A tal fine i sistemi di accumulo potrebbero dare un contributo importante. Al tempo stesso è importante fare in modo che i mercati e la regolazione del servizio di dispacciamento consentano di sfruttare le potenzialità e le caratteristiche di tali impianti e che i gestori di rete possano avvalersi di tali impianti per la gestione delle reti elettriche. Ciò consentirebbe l'integrazione e l'ulteriore diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, garantendo allo stesso tempo la sicurezza del sistema elettrico, oltre che la possibile riduzione o il minor incremento dei costi di dispacciamento determinati dalla presenza di fonti rinnovabili aleatorie."*

1.2.5 Sbilanciamento di energia

Un impianto di generazione da FRNP, ad esempio un parco eolico di grande taglia, che partecipa al mercato elettrico (MGP), si pone in posizione privilegiata grazie ai ridotti costi di esercizio, pur garantendosi una remunerazione adeguata, al prezzo di equilibrio zonale. Con gli esiti del MGP, viene definito il programma di immissione oraria del giorno seguente, eventualmente modificabile in seguito tramite contrattazioni ad asta implicita nelle sessioni del MI.
Giunti all'ora di immissione fisica, l'impianto sarà in grado di produrre ciò che la ventosità momentanea gli consentirà. Verosimilmente, il programma di immissione non sarà completamente rispettato, ma la produzione sarà inferiore o superiore, con una certa distribuzione probabilistica. Il meccanismo di rilevamento anemometrico e gli algoritmi di previsione di cui l'impianto eolico si serve per stimare la produzione propria da offrire nelle sessioni di mercato, per quanto raffinati, hanno un insito grado di precisione limitato, a causa della natura aleatoria della meteorologia [12] [13]. Gli errori previsionali commessi sono funzione dell'accuratezza dei rilevamenti fisici, dell'intervallo orario di previsione e della tipologia di algoritmo. Considerando le previsioni con anticipo di 24 ore (utili appunto per il MGP), l'errore medio quadratico orario (RMSE, Root Mean Square Error) può variare tra il 15 e il 35% dell'energia prevista [13]. Nel caso di parchi eolici di grandi dimensioni non è quindi infrequente commettere errori di decine di MWh.
Non rispettando il programma, l'impianto compie indirettamente un'azione di sbilanciamento della rete elettrica. Infatti, la risoluzione generale del mercato porta ad un univoco schema di immissione e prelievo per l'intera rete di trasmissione nazionale, di cui il TSO è messo a conoscenza per attuare la gestione del dispacciamento in tempo reale. Una modifica della quantità prodotta da parte di un'utenza si traduce in uno squilibrio nel lato offerta, che deve essere in qualche modo sopperito da Terna con un'azione di bilanciamento [7]. In realtà, gli squilibri di piccola entità si manifestano con leggere oscillazioni della frequenza nelle reti locali, che possono essere smorzate dall'intervento automatico di altri produttori, tramite dispositivi elettrici obbligatoriamente allestiti in ogni impianto, che forniscono il cosiddetto servizio di regolazione primaria (di frequenza e/o di tensione) [14]. Nel momento in cui l'energia sbilanciata è in quantità elevata e per un arco temporale più ampio, sia nel lato offerta che nel lato domanda, il TSO si serve dei margini di riserva acquisiti nel MSD (riserva secondaria, riserva terziaria, etc) per ristabilire l'equilibrio.
Considerando la suddivisione della rete in zone di mercato, il TSO monitora costantemente la frequenza elettrica e i flussi energetici, compilando dei record sulle entità e sul segno degli sbilanciamenti (positivo se le immissioni sono maggiori dei prelievi, altrimenti negativo). Esistono, in proposito, degli archivi storici delle medie sul quarto d'ora e sull'ora dei segni aggregati zonali (S_Z) [5]. In quest'ottica, se una zona è sbilanciata positivamente si avrà un eccesso di produzione elettrica rispetto all'effettiva richiesta, viceversa, un difetto.
E' evidente che lo sbilanciamento di energia debba tradursi in un onere per l'impianto di produzione che lo causa [8]. Esistono infatti delle normative specifiche sul meccanismo di quantificazione dei corrispettivi di sbilanciamento orari di ogni utenza, che si concretizza in conguagli economici (negativi o anche, come vedremo, positivi) a posteriori.
Queste normative, chiamate politiche di remunerazione, sono differenziate per unità abilitate ai servizi di dispacciamento (impianti programmabili di grande taglia) e unità non abilitate (tra cui le FRNP). Aiutandosi con dei diagrammi qualitativi (Figura 1.13) si descrivono le quattro politiche considerate in questo lavoro di tesi, schematizzando le informazioni contenute nelle complesse normative.

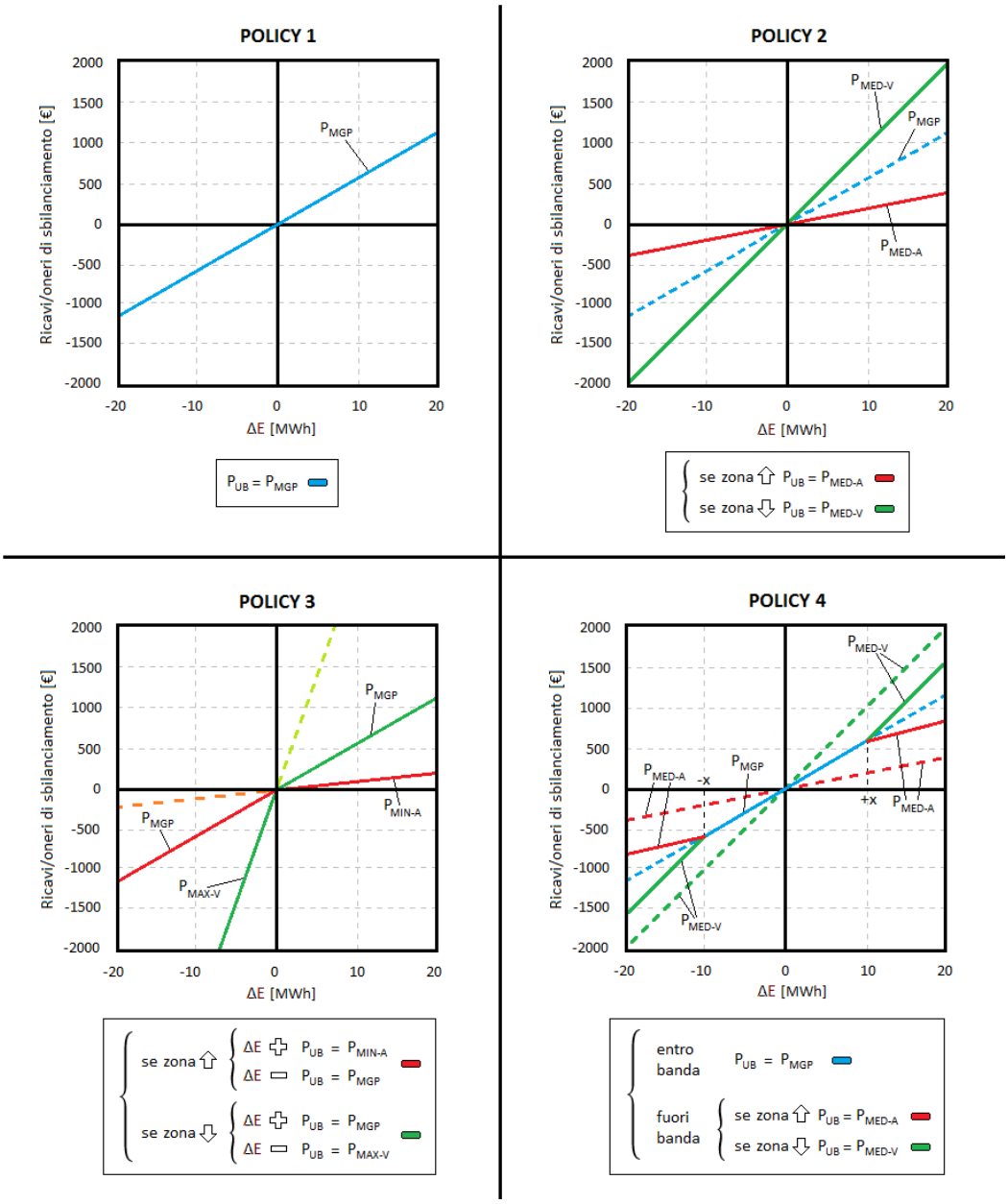

Figura 1.13 - Rappresentazione grafica qualitativa delle politiche di remunerazione degli sbilanciamenti

In ciascun caso, l'asse orizzontale rappresenta l'energia elettrica oraria sbilanciata da un impianto (differenza tra immissione reale e immissione programmata) e l'asse verticale il valore economico dello sbilanciamento (se positivo ricavo, se negativo costo). Nel momento in cui l'operatore produce più energia del previsto, beneficerà di un extra-ricavo rispetto al regolare introito della contrattazione nel MGP. Nel caso invece di sottoproduzione, sarà costretto a restituire del denaro che aveva precedentemente incassato dalla vendita nel MGP di una quantità di energia che non ha realmente immesso in rete. Di conseguenza, per ogni politica, i quadranti da considerare saranno solo quelli concordi (in alto a destra e in basso a sinistra).

La funzione che associa la quantità al ricavo/costo è lineare, in alcuni casi definita a tratti, e sempre passante per l'origine degli assi, che rappresenta la condizione auspicabile di rispetto del programma di immissione. L'inclinazione delle rette indica il "prezzo dello sbilanciamento" (P_{UB} da "unbalanced price" [€/MWh]). Ogni politica è caratterizzata da una diversa logica di quantificazione di questo prezzo.

- **Policy 1**

  Questa politica è stata realmente in vigore, per gli impianti a fonti non programmabili, fino al 2012, per facilitarne l'inserimento nel parco di generazione nazionale.
  Il prezzo di sbilanciamento è quello formatosi nel MGP, quindi la policy 1 è in realtà neutra allo sbilanciamento, visto che tutta l'energia prodotta viene remunerata allo stesso prezzo di equilibrio zonale formatosi il giorno precedente, indipendentemente dall'entità del programma di immissione.
  Ad esempio, un impianto, per una specifica ora, vende nel MGP 10 MWh a 50 €/MWh e intasca 500€. Il giorno seguente, nell'ora in questione, produce invece 8 MWh, perciò ΔE sarà uguale a -2 MWh e l'onere di sbilanciamento -100€. Il consuntivo netto è 400€, equivalente appunto ad un'ipotetica contrattazione pregressa di 8 MWh, senza alcun tipo di penalizzazione per il disservizio causato alla rete.
  Vista la repentina diffusione degli impianti a FRNP in quegli anni, i regolatori hanno deciso di cambiare la normativa, per tutelare il regolare servizio di dispacciamento da parte del gestore della rete.

- **Policy 2**

  Questa policy (Figura 1.13 in alto a destra) incarna la reale normativa vigente per le fonti rinnovabili non programmabili dal 2012 al 2015. La determinazione del prezzo di sbilanciamento è in questo caso più sottile e sensata, in quanto tiene in considerazione le necessità fisiche della rete elettrica zonale.
  Nel caso in cui la zona in questione sia in condizione di eccesso di produzione (freccia verso l'alto) la retta sarà meno inclinata rispetto a quella che fa riferimento al prezzo del MGP (linea rossa). Questo comporta che un'ulteriore extra-produzione da parte di un impianto sarà scarsamente remunerata perché sostanzialmente male accetta, viceversa un sotto-produzione sarà ben accetta dalla rete, poiché compensa indirettamente la condizione zonale di abbondanza, e sarà sottoposta ad un costo di sbilanciamento ridotto.
  Al contrario, se la zona è mediamente in difetto di energia (freccia verso il basso), un'inaspettata sovra-immissione sarà ben ricompensata, mentre un'ulteriore sotto-immissione adeguatamente punita (linea verde).
  Per quantificare effettivamente un prezzo consono a ciascuno dei due casi, si osservano i dati di risoluzione del MSD per la medesima ora (vedi paragrafo 1.1.10). Il prezzo medio di acquisto ed il prezzo medio di vendita del regolare servizio di modifica della produzione delle unità abilitate è decisamente meglio rappresentativo del prezzo istantaneo dell'energia, nelle condizioni fisiche reali, rispetto al prezzo di equilibrio formatosi il giorno precedente nel MGP.
  Una politica così strutturata ha il senso di premiare economicamente gli interventi involontari di soccorso all'equilibrio della rete e penalizzare i comportamenti ostacolanti. Nonostante i trader degli impianti non possano essere a conoscenza dei segni orari degli sbilanciamenti aggregati zonali, è evidente che sarebbe nel loro interesse economico programmare la produzione al fine di sfruttare i benefici degli sbilanciamenti ausiliari. In generale, non è una politica che tende a reprimere il fenomeno dello sbilanciamento ed è per questo stata accantonata dai regolatori.

- **Policy 3**

  In questo caso (Figura 1.13 in basso a sinistra) si fa riferimento alla normativa tuttora vigente per gli impianti programmabili (delibera 111/06 dell'AEEG) [8].
  In buona sostanza, considerando la possibilità di questi utenti di pianificare con precisione la propria produzione, la metodologia di assegnazione del prezzo di sbilanciamento è pensata per rendere sempre penalizzante il non rispetto dei programmi di immissione. Nel malaugurato caso di sbilanciamento in ostacolo ai bisogni della rete, addirittura, si procede ad assegnare i prezzi estremi formatisi nel MSD (prezzo minimo di acquisto e prezzo massimo di vendita), altamente punitivi. Questa normativa è un severo disincentivo al fenomeno dello sbilanciamento di energia.

- **Policy 4**

  La palese disparità di trattamento tra impianti programmabili e aleatori e la progressiva penetrazione delle fonti aleatorie nel mix produttivo, ha portato i regolatori del mercato, su pressione della Comunità Europea e delle lobby in difesa della generazione convenzionale, ad attuare continue modifiche alle discipline normative. Dopo numerose delibere intermedie, contenziosi legali e sentenze del Consiglio di Stato, dal 1 gennaio 2015 è entrata in vigore, per le FRNP, la policy 4 (delibera 522/2014/R/Eel dell'AEEG) [15].
  In pratica, questa normativa prevede una situazione di compromesso tra la policy 1 e la policy 2. Si identifica una banda di energia sbilanciata che è considerata neutrale ($P_{UB} = P_{MGP}$) e due zone esterne di "fuori-banda", remunerate alla stessa stregua della policy 2. L'ampiezza della banda è mutevole e i suoi estremi (valori ± x in Figura 1.13) sono calcolabili come una percentuale dell'energia oraria programmata, differenziata per fonte primaria, pari al:

  - 49% per fonte eolica
  - 31% per fonte solare fotovoltaica
  - 8% per fonte idrica ad acqua fluente
  - 8% per unità non rilevanti (di piccola taglia)
  - 1,5% per unità rilevanti di altre fonti non programmabili

  La banda, che tiene conto della diversa prevedibilità intrinseca delle varie fonti, è un meccanismo di tutela per le rinnovabili, ma allo stesso tempo limita il campo ai comportamenti opportunistici.
  Agli oneri di sbilanciamenti così calcolati, inoltre, si aggiunge una componente di costo chiamata perequativa, che ha il senso di far ricadere le spese di rete complessive derivanti dagli sbilanciamenti sugli stessi produttori, proporzionati per quota sbilanciata, piuttosto che socializzarli (bollette dei consumatori), come avveniva in passato (policy 2).
  La policy 4, che favorisce in ogni caso le FRNP rispetto alle programmabili, è da considerarsi non definitiva. Verranno presto attuate delle modifiche con l'ottica di uniformare i trattamenti normativi tra i due tipi di generazione in un orizzonte temporale di medio periodo [11].

2. Concetto di Power-to-Gas e sue possibili applicazioni

Nel presente capitolo verrà presentata la tecnologia Power-to-Gas nel suo complesso. Anziché fornire una definizione iniziale per poi approfondire progressivamente la tematica, si è scelto di seguire un approccio causa-effetto. Si introdurranno brevemente i motivi che stanno alla base di questa tecnologia innovativa e, tramite un ragionamento deduttivo, si giungerà ad un suo inquadramento, sotto forma, inizialmente, di scenario ideale. Procedendo, si svestirà questa tematica dai suoi connotati più teorici e si introdurranno le sue possibili applicazioni nella realtà energetica attuale. Obiettivo di questa tesi sarà, appunto, valutare le potenzialità dell'integrazione della tecnologia Power-to-Gas ad un impianto di produzione elettrica esistente, nel breve/medio periodo.

2.1 Utilizzo globale dell'energia

L'energia è una componente essenziale della vita dell'uomo. Senza di essa non è possibile muoversi, scaldarsi, cucinare o compiere alcun tipo di "lavoro" nel senso fisico del termine. In un certo senso senza di essa non esisterebbe neanche la vita.
L'essere umano ha trascorso la sua storia progredendo di pari passo con lo sviluppo delle sue capacità di utilizzo dell'energia. Tenendo presente il principio di conservazione dell'energia, che certifica l'invarianza della quantità globale di energia in un sistema chiuso, con "utilizzo" si intende la conversione di una qualsivoglia forma di energia in un'altra, tramite un processo utile dal punto di vista pratico.
In questo paragrafo si analizzerà molto sinteticamente il significato di filiera energetica, lo storico del fabbisogno mondiale di energia, le sue modalità di utilizzo, le sue fonti primarie e in particolar modo le conseguenze di questo comportamento sul nostro pianeta.

2.1.1 La filiera energetica

Il settore energetico si occupa di soddisfare il fabbisogno di forme di energia utili tramite la conversione, in più stadi, dell'energia che si manifesta disponibile in natura. In quest'ottica, è bene chiarire la differenza tra consumi finali, energia primaria ed energia secondaria [16].
Con consumi finali si intende quelle operazioni effettive che si svolgono nella vita utilizzando una o più forme di energia utile. Oggigiorno questi si dividono in tre macro-categorie: industria, trasporti e usi civili. Mentre le prime due sono di facile comprensione, la terza comprende tutti quegli usi che si possono definire servizi, come l'illuminazione stradale o i consumi degli edifici pubblici, oppure domestici, come il riscaldamento dei locali residenziali, la cottura dei cibi o l'utilizzo di apparecchiature elettriche private. Nella società moderna, facendo una stima molto approssimativa e prescindendo dalle differenze che si riscontrano tra le varie realtà locali, le tre categorie si suddividono quasi equamente il consumo totale.

L'energia primaria comprende tutte quelle forme di energia che sono presenti in natura e sono accessibili all'uomo. Queste risorse, o fonti, si possono suddividere in fossili, come il carbone, il greggio o il gas naturale, o rinnovabili, come il vento, il sole, l'energia idrica o le biomasse. La differenza tra le fonti rinnovabili e quelle fossili è che le prime, per definizione, si rigenerano autonomamente almeno con la stessa velocità con cui si utilizzano. Esistono in realtà anche delle altre forme di energia primaria che non sono rigorosamente ascrivibili a una delle due categorie, o quantomeno non in accordo universale, come l'energia nucleare o quella geotermica. Le fonti energetiche possono essere talvolta utilizzate direttamente nei consumi finali ma, nella maggioranza dei casi, si prestano alla conversione in altre forme energetiche intermedie.
L'energia secondaria comprende l'insieme di queste ultime, che svolgono il compito di trasferire efficacemente l'energia dalla fonte primaria al consumo finale e per questo vengono anche definite vettori energetici. A questa categoria appartiene in primis l'elettricità, veloce ed efficiente, ma anche tutti i prodotti di raffineria, come la benzina, il gasolio, la nafta o il kerosene, nonché i prodotti derivati dal carbon fossile.
Ricapitoliamo quanto espresso in uno schema concettuale molto generale (Figura 2.1), atto a visualizzare la struttura base della filiera energetica.

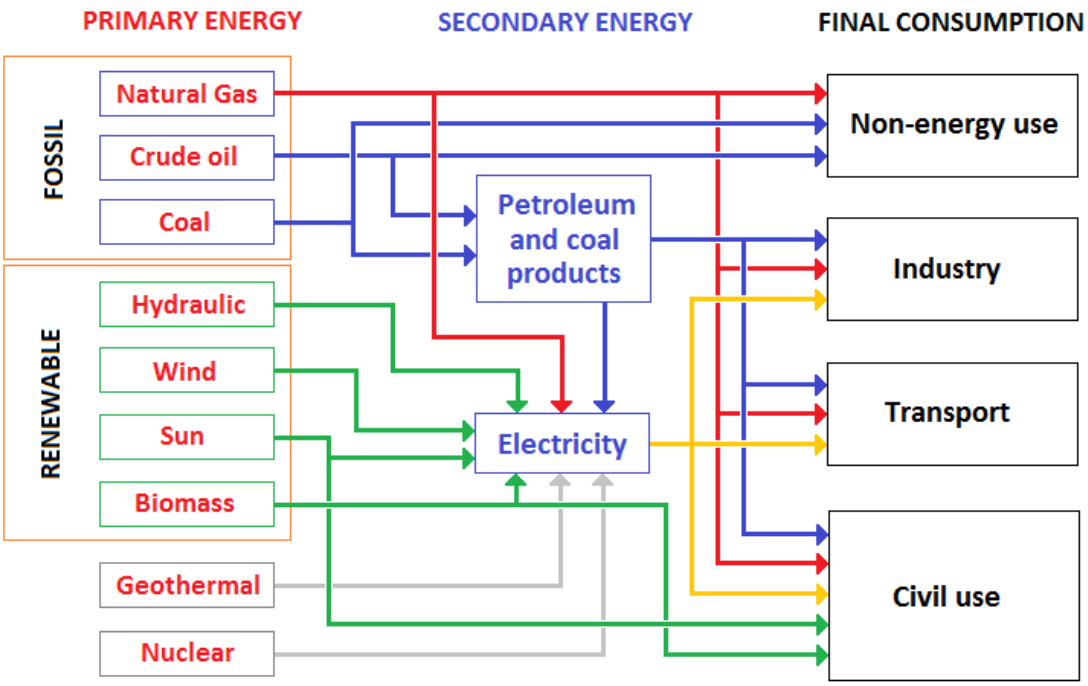

Figura 2.1 - La moderna filiera energetica [16]

La filiera energetica è intelaiata in modo complesso, prevede la presenza di interpreti differenti, aventi spesso interessi contrastanti, e segue delle logiche particolari. Mantenendo costanti i consumi finali, in cui è effettivamente difficile intervenire, le parti primaria e secondaria della filiera possono essere in teoria organizzate in molteplici modi differenti a cui corrispondono dei vantaggi e degli svantaggi sotto numerosi punti di vista. Questa interscambiabilità è garantita dal fatto che il consumo finale dell'energia soddisfa un bisogno umano indipendentemente da cosa sia successo a monte. Ad esempio è teoricamente possibile aumentare la quota percentuale di sfruttamento di una fonte rispetto ad un'altra, oppure scegliere un vettore energetico piuttosto che un altro, previe le rispettive disponibilità, senza cambiare in buona sostanza il risultato finale.

Quello energetico è pur sempre un settore industriale, quindi, nella maggioranza dei casi, i motivi che fanno propendere ad una conformazione specifica sono prevalentemente economici e tecnologici. Lo status quo, tuttavia, prevarica spesso delle logiche fondamentali come l'efficienza energetica, la sostenibilità e la salvaguardia dell'ambiente. A questo proposito è possibile intervenire con politiche economiche e sociali atte a massimizzare l'efficienza della filiera non solo seguendo logiche economiche.

2.1.2 Il fabbisogno di energia primaria

La filiera energetica, precedentemente descritta in modo semplificato, è caratterizzata da una serie di conversioni energetiche, le quali prevedono una relativa efficienza, o rendimento. In accordo con la termodinamica di base, nel momento in cui si attua una trasformazione di forma, tramite un processo tecnologico, una parte dell'energia in input viene persa, ovvero non fa parte dell'energia utile in output, ma si dissolve nell'ambiente senza poter essere usufruita. Ad esempio, il motore a combustione interna di un automobile è in grado di trasformare in energia meccanica utile mediamente solo un 30-35% dell'energia chimica presente nel carburante che utilizza. Il resto viene disperso come energia termica dal tubo di scappamento, dai sistemi di raffreddamento, dall'attrito dei componenti e quant'altro. A sua volta il carburante si è reso disponibile alla combustione dopo un lungo processo di estrazione, raffinazione, trasporto, stoccaggio e pompaggio molto dispendioso dal punto di vista energetico. E' chiaro quindi che ad un consumo finale di una data quantità di energia utile, corrisponda un fabbisogno di energia primaria decisamente maggiore.
Vediamo ora di quantificare il fabbisogno di energia primaria mondiale, il cosiddetto Total Primary Energy Supply (TPES), e di visualizzarne la suddivisione delle fonti (Figura 2.2) [16].

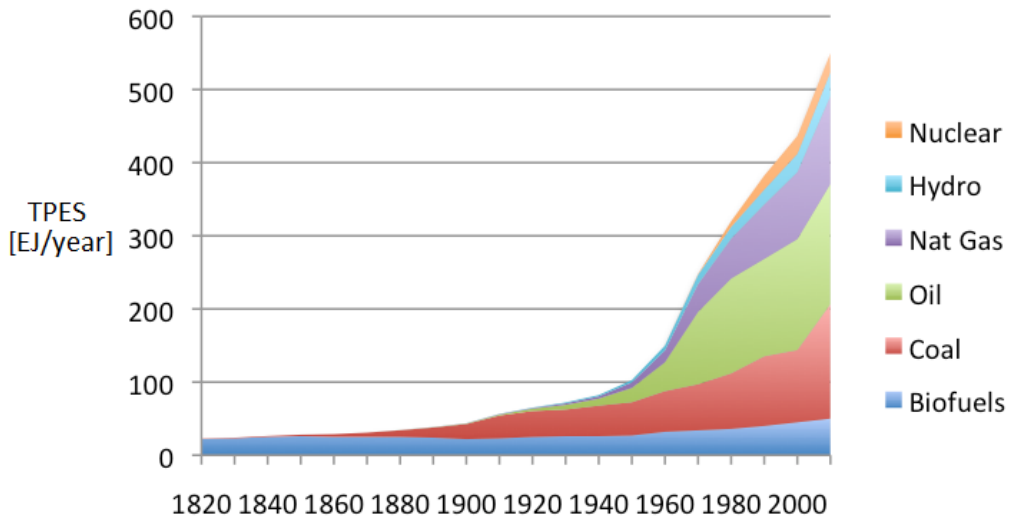

Figura 2.2 - Storico del Total Primary Energy Supply mondiale [17]

Questo diagramma evidenzia in modo inequivocabile quanto l'energia sia stata protagonista principale del percorso di sviluppo della società umana.
Per tutto il corso della storia, fino al 1800, ogni bisogno energetico veniva soddisfatto tramite la combustione di biomassa solida, ovvero legna. In seguito, sono osservabili le conseguenze della prima rivoluzione industriale, con l'introduzione dell'utilizzo del carbone nelle fabbriche e nei

macchinari a vapore, e, in misura ancora maggiore, della seconda rivoluzione industriale, di fine IXX secolo, chiamata appunto anche rivoluzione energetica. Si diffondono in breve tempo l'elettricità, i prodotti petroliferi e il gas naturale, e si assiste ad un incremento repentino del fabbisogno energetico.
Complice anche lo sviluppo tecnologico e l'aumento demografico, questa svolta epocale porta, in un solo secolo, ad un aumento del consumo energetico mondiale all'incirca di un fattore 10.
In Figura 2.3, si osserva la suddivisione delle fonti energetiche primarie in epoca moderna.

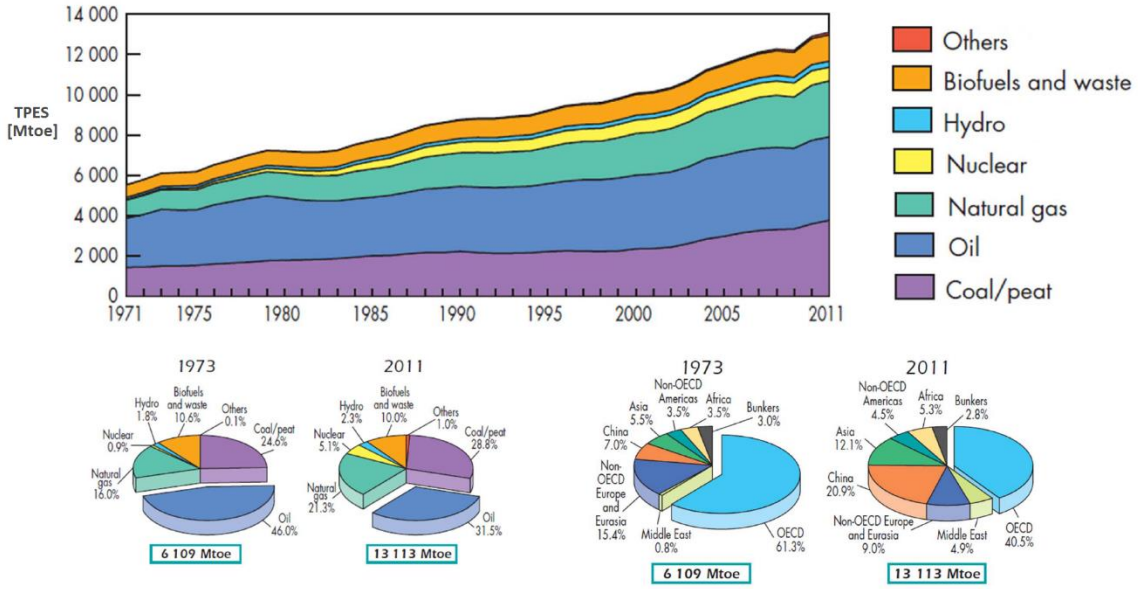

Figura 2.3 - Share del Total Primary Energy Supply mondiale negli ultimi 40 anni [16]

Al giorno d'oggi, carbone, petrolio e gas naturale si suddividono quasi equamente il compito di soddisfare più di tre quarti del fabbisogno energetico mondiale.
Tralasciando il nucleare, la cui quota è di circa il 5%, il rimanente 13% è coperto dalle fonti rinnovabili. Tuttavia è bene osservare che le fonti rinnovabili non-programmabili, tipicamente il sole e il vento, nonostante la recente fortuna commerciale degli impianti di produzione elettrica, coprono solo circa l'1% del fabbisogno energetico globale.
Il quasi monopolio delle fonti fossili è dettato dagli innegabili pregi degli idrocarburi. L'elevatissima densità energetica, la facilità di gestione, trasporto e utilizzo in molte applicazioni e il relativamente basso costo hanno plasmato la realtà tecnologica e infrastrutturale del settore energetico dell'epoca contemporanea. Più in generale, hanno contribuito allo stravolgimento della geografia economica e politica mondiale, conseguente all'ubicazione dei preziosi giacimenti fossili e alla suddivisione geografica della domanda energetica, come è possibile osservare nei grafici a torta di destra, in Figura 2.3.
Tralasciando gli effetti economici, politici e sociali, lo sfruttamento di queste preziose risorse naturali è accompagnato da gravi conseguenze di impatto ambientale. Nei prossimi paragrafi verrà posta l'attenzione in particolare sull'inquinamento atmosferico.

2.1.3 Inquinamento atmosferico locale

Per inquinamento atmosferico si intende la presenza nell'aria di determinate sostanze a livelli di concentrazione tali da provocare effetti negativi sulla salute umana o sull'ambiente. Gli inquinanti atmosferici possono essere emessi da diverse fonti, vengono trasportati a lunga distanza, subiscono processi di trasformazione, deposizione e rimozione. Per scindere le problematiche dell'inquinamento dell'aria, si distingue tipicamente tra inquinamento locale e globale, a seconda della distanza spaziale che intercorre tra causa ed effetto.
L'inquinamento locale è dunque quello riguardante l'ambiente inteso in senso di microcosmo ristretto, come l'aria di una città. E' quantificabile tramite misurazioni fisiche di concentrazione ed è tipicamente maggiore nelle aree dove elevati tassi di emissione sono poco contrastati da agenti metereologici a potere diluente, come il vento o le precipitazioni, che si presentano con poca frequenza o intensità.
Gli inquinanti locali si possono a loro volta suddividere in primari, emessi direttamente da fonti naturali o attività umane, e secondari, formatisi in atmosfera in seguito a trasformazioni chimiche. Le concentrazioni massime di questi contaminanti sono regolate per legge da associazioni internazionali ed enti nazionali, ma molto spesso non vengono rispettate.
In Tabella 3 sono riassunti i principali inquinanti locali e le loro sorgenti di emissione [18].

Tabella 3 - Principali inquinanti atmosferici locali [18]

INQUINANTE	PRINCIPALI SORGENTI DI EMISSIONE
Particolato fine (PM10 e PM 2.5)	Inquinante primario e secondario proveniente dal traffico veicolare, dai processi di combustione e dalla combustione domestica delle biomasse legnose. La componente secondaria deriva da reazioni con altri inquinanti, come NO_2, SO_2, COV e NH_3.
Biossido di azoto (NO_2)	Inquinante primario e secondario prodotto da impianti di riscaldamento, traffico veicolare (in particolare quello pesante) e attività industriali. È emesso assieme al meno pericoloso monossido di azoto (NO), in una miscela indicata come ossidi di azoto (NO_x).
Monossido di carbonio (CO)	Inquinante primario emesso dal traffico veicolare e in generale da processi di combustione incompleta.
Biossido di zolfo (SO_2)	Inquinante primario emesso da impianti di riscaldamento, centrali termoelettriche con combustibili fossili contenenti zolfo (gasolio, carbone, olii combustibili).
Ozono (O_3)	Inquinante secondario che si forma a partire dagli ossidi di azoto e dai composti organici volatili (i cosiddetti precursori).
Composti organici volatili (COV)	Inquinanti primari emessi da sorgenti antropiche quali i processi di combustione incompleta e di evaporazione di solventi e carburanti, nonché da sorgenti naturali quali la vegetazione.

In seguito all'esposizione al particolato atmosferico e ad altri inquinanti locali sono stati evidenziati effetti dannosi su quasi tutti gli apparati del corpo umano, in particolare sul sistema respiratorio e cardiovascolare, nonché un aumento dell'insorgenza di alcune forme tumorali. Oltre alle conseguenze sulla salute di animali e piante, le elevate concentrazioni comportano fenomeni di deterioramento di edifici, infrastrutture e terreni. Si pensi, ad esempio, al fenomeno meteorologico delle piogge acide, causate principalmente dagli inquinanti sulfurei e nitrici.
Si visualizzano in Figura 2.4 le principali cause di emissione di inquinanti locali [18].

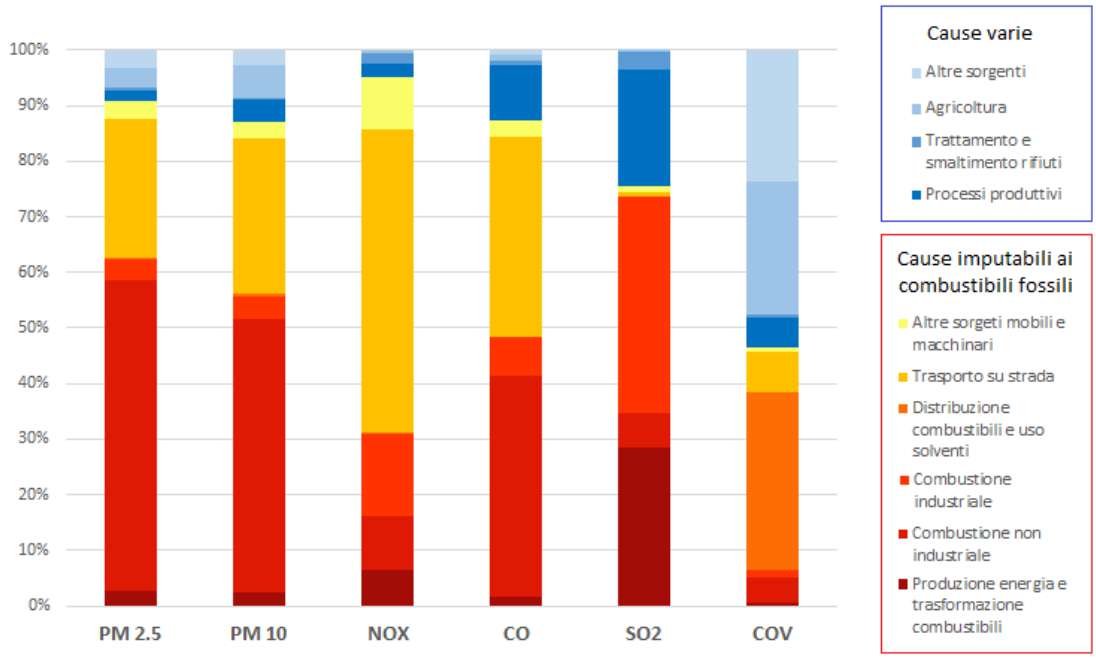

Figura 2.4 - Principali sorgenti di emissione di inquinanti atmosferici locali

Risulta evidente come i combustibili fossili siano responsabili della maggior parte delle emissioni di inquinanti locali, inficiando la qualità dell'aria specialmente nelle aree geografiche ad alta densità di consumo energetico, come gli agglomerati urbani. Nello specifico, le sorgenti preponderanti sono il settore dei trasporti e le combustioni domestiche e industriali di idrocarburi.

2.1.4 Inquinamento atmosferico globale

Esistono inquinanti atmosferici le cui elevate concentrazioni causano effetti sull'ambiente indipendentemente da dove siano stati emessi, si parla in questo caso di inquinanti globali. I più noti e potenzialmente pericolosi sono i cosiddetti gas serra, responsabili appunto del fenomeno fisico "effetto serra", che comporta un lento surriscaldamento dell'atmosfera terrestre [19].
I principali gas di questa categoria sono il vapore acqueo, l'anidride carbonica (CO_2) ed il metano (CH_4). L'umidità dell'aria è funzione della temperatura e, più in generale, l'emissione di acqua in atmosfera non è rilevantemente ascrivibile ad attività antropiche. Per quanto riguarda il metano, la cui formazione è dovuta alla degradazione di materiale organico in ambienti anaerobici, è bene specificare che la sua emissione è veicolata solo in parte minoritaria dal settore energetico.
Queste considerazioni non sono valide per la CO_2, le cui emissioni atmosferiche sono causate quasi esclusivamente dall'utilizzo di combustibili fossili nelle attività umane, come testimonia il diagramma di Figura 2.5 [20].

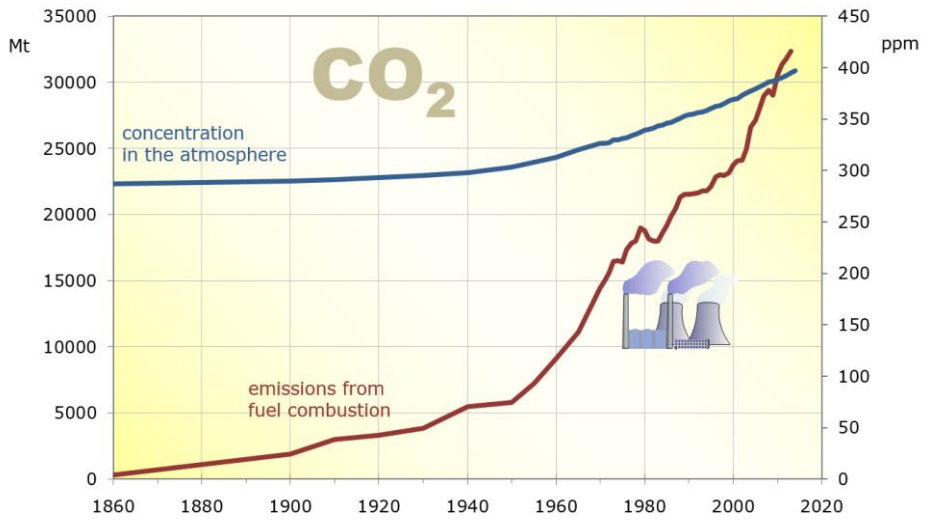

Figura 2.5 - Storico delle emissioni e delle concentrazioni atmosferiche di CO2 [21]

E' evidente come la curva dello storico dell'emissione di anidride carbonica ricalchi l'andamento dello storico del fabbisogno di energia primaria. In poco più di un secolo si è passati da un emissione antropica quasi nulla ad una quota superiore ai 30 miliardi di tonnellate di CO_2 l'anno, aumentandone la concentrazione atmosferica di circa il 30% [21].

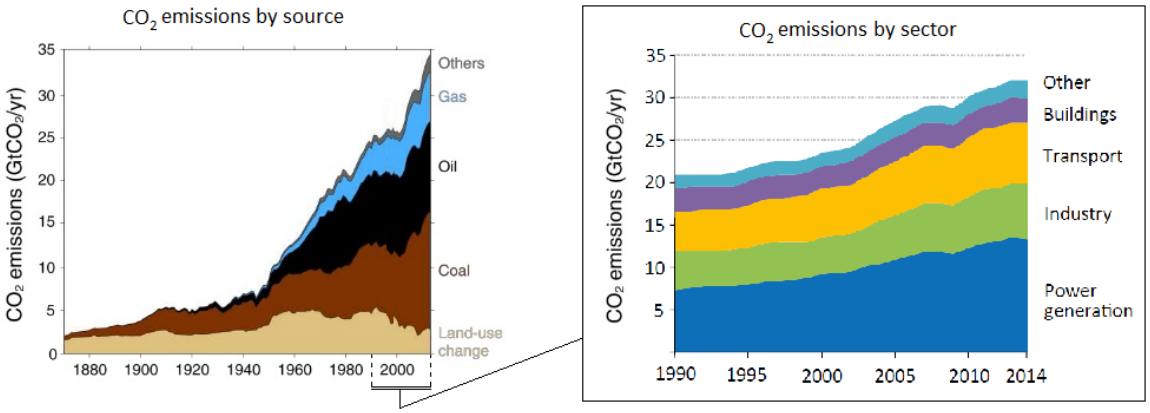

Figura 2.6 - Emissioni di CO2 suddivise per combustibile e per settore [22] [19]

Gli idrocarburi ad alto contenuto specifico di carbonio, come il carbone e i derivati del petrolio, sono nettamente i maggiori responsabili dell'inquinamento globale (Figura 2.6, a sinistra). Per quanto riguarda i consumi finali, i protagonisti principali sono i settori della produzione elettrica, dell'industria e dei trasporti (Figura 2.6, a destra) [19].

Presa coscienza degli effetti dell'inquinamento di gas serra sui cambiamenti climatici e sul surriscaldamento globale, nell'ultimo ventennio, la comunità internazionale si è mossa con interventi propagandistici e regolatori sulla tematica della salvaguardia ambientale [16]. Ne sono esempio il famoso "Protocollo di Kyoto" del 1997, a cui hanno aderito sempre più stati nel corso degli anni successivi, e la conferenza internazionale sul clima, tenutasi a Parigi nel 2015. In questi incontri viene discusso a livello politico la possibile adesione a diverse strategie di limitazione o controllo delle emissioni proposte da esperti sulla tematica [19]. Un esempio di misura concreta varata da questi trattati è il meccanismo economico dell'emission trading, che prevede di assegnare una quotazione monetaria alle emissioni inquinanti e permette di compravendere i crediti di emissione conferiti ad ogni stato membro, mantenendo un tetto massimo regolato e

quindi premiando le realtà più virtuose (sistema Cap-and-Trade) [16]. E' bene tenere presente che l'inquinamento globale è un problema che può essere affrontato e risolto solo a livello mondiale, in quanto l'emissione in qualsiasi punto del pianeta causa effetti che si ripercuotono su tutto il resto. Nel diagramma di Figura 2.7 si possono osservare delle stime quantitative sui possibili trend futuri, a seconda delle diverse politiche ipoteticamente adottabili.

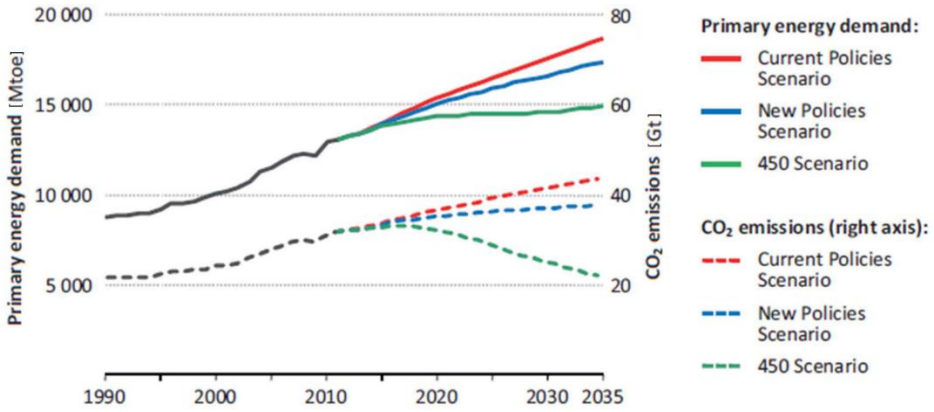

Figura 2.7 - Scenari futuri di riduzione dell'inquinamento globale [16]

Dalle stime si evince che i consumi futuri di energia saranno sempre in crescita ma, adottando alcune misure a lungo termine, è possibile pensare di contenere o ridurre le emissioni di CO_2. Ad esempio, il cosiddetto scenario 450 si pone l'obiettivo di mantenere la concentrazione di CO_2 nell'aria al di sotto di 450 ppm (vedi Figura 2.5) e il surriscaldamento massimo del pianeta a 2°C. Per far questo, si auspica una forte riduzione dell'utilizzo degli idrocarburi solidi e liquidi di origine fossile, a favore di fonti rinnovabili e di energia nucleare.
Per chiarire il concetto, in Figura 2.8, si specificano i prospetti delle politiche future nelle modalità di sola produzione elettrica che, come accennato precedentemente, rappresenta uno dei settori critici nell'ambito dell'inquinamento globale.

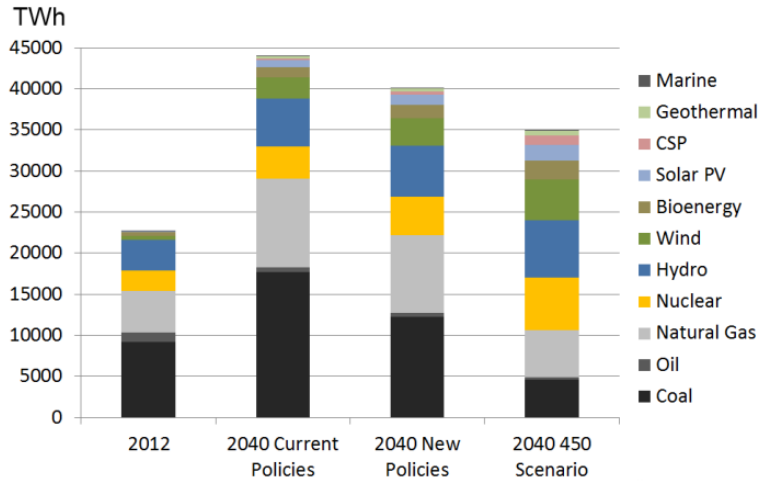

Figura 2.8 - Ripartizione delle fonti primarie per la produzione elettrica negli scenari futuri [19]

Le politiche dello scenario 450 si propongono di impiegare fonti rinnovabili per la produzione di più del 50% dell'energia elettrica e, grazie al concomitante aumento dell'energia nucleare, non inquinante a livello atmosferico, di relegare gli idrocarburi fossili ad una quota inferiore al 30% entro il 2040.

2.2 L'idrogeno

Si introduce ora il protagonista principale della tecnologia Power-to-Gas, l'idrogeno.

2.2.1 Proprietà fisiche

L'idrogeno atomico, simbolo chimico H, è il più semplice, leggero e abbondante elemento in natura. Si stima che costituisca circa il 75% in massa dell'intero universo, nonché il 90% in termini di atomi presenti. E' il primo elemento della tavola periodica, ha numero atomico 1 e il suo isotopo largamente più diffuso, il prozio, è composto essenzialmente da un protone e un elettrone. A pressione e temperatura ambiente è un gas inodore, incolore, insapore, altamente infiammabile e si presenta allo stato puro sotto forma molecolare, come H_2. Tuttavia, data la sua alta instabilità, nell'atmosfera terrestre l'idrogeno è praticamente inesistente nella forma molecolare, ma il suo atomo è estremamente diffuso legato in molecole più complesse, come acqua o idrocarburi, da cui è possibile estrarlo tramite processi energeticamente dispendiosi.
L'idrogeno presenta delle particolari caratteristiche fisiche, che vengono riassunte in Tabella 4, confrontate con quelle del metano, CH_4.

Tabella 4 - Proprietà fisiche dell'idrogeno in confronto con quelle del metano [23].

		Idrogeno	**Metano**
Molecola		H_2	CH_4
Potere calorifico inferiore (LHV)	MJ/kg	120.0	50.0
Massa molare	kg/kmol	2.016	16.043
Densità gas (1 atm, 15°C , standard)	kg/Sm^3	0.085	0.68
Densità liquido (1 atm, ebollizione)	kg/m^3	70.98	422.62
Indice di Wobbe	MJ/Nm^3	40 ÷ 48	48 ÷ 53
Temperatura critica	°C	-240	-82.7
Pressione critica	bar	12.98	45.96
Calore latente di evaporazione (1 atm)	kJ/kg	454.3	510
Limite di infiammabilità in aria (1 bar, 20°C)	$\%_{vol}$	4 ÷ 75	5 ÷ 15

L'idrogeno ha delle ottime proprietà di combustibile, infatti presenta nettamente il più alto potere calorifico inferiore (su base massica) tra i combustibili comuni, circa triplo rispetto a quello della benzina e quattro volte quello del carbone.
Tuttavia sono molte le proprietà sfavorevoli di questo combustibile, che ne complicano notevolmente la gestione e lo stoccaggio dal punto di vista tecnologico, energetico ed economico, limitandone l'utilizzo su larga scala.
La scarsissima densità comporta un crollo delle qualità di combustione su base volumetrica. Infatti l'energia per unità di volume dell'idrogeno risulta pari a circa un quarto di quella dei comuni combustibili, a pari condizioni fisiche (sia in forma liquida che gassosa). Si rende quindi necessaria una notevole compressione per aumentarne la densità energetica. L'indice di Wobbe, indicatore che valuta l'interscambiabilità a parità di pressione dei carburanti gassosi dal punto di vista calorifico, verrà discusso più in dettaglio successivamente. Per il momento ci limitiamo ad osservare che il suo valore è solo leggermente inferiore a quello del metano.

La possibilità di stoccaggio sotto forma liquida è molto penalizzata dalla bassissima temperatura critica, di circa 30K, che comporta l'utilizzo di impianti criogenici.
Infine l'idrogeno ha un ampissimo campo di infiammabilità sia in aria che in ossigeno puro. Questa alta reattività, che ne pregiudica l'effettiva presenza nell'ambiente terrestre, e la particolare modalità di combustione a fiamma verticale ma invisibile, desta notevoli preoccupazioni dal punto di vista della sicurezza.

2.2.2 Utilizzo dell'idrogeno

Allo stato dell'arte l'idrogeno non viene utilizzato come combustibile, se non in rari casi, e ne esiste una filiera limitata, asservita principalmente all'industria chimica, in particolare per la sintesi di ammoniaca, fertilizzanti e metanolo [24].
Data la bassissima densità e l'elevata conduttività termica è un ottimo fluido refrigerante per turbogas "heavy duty", e, operando in ambienti che superano abbondantemente il limite superiore di infiammabilità, si evita il rischio detonazione.
La sua proverbiale leggerezza lo rende appetibile per le applicazioni aerostatiche, come ad esempio le sonde per le misurazioni meteorologiche ad alta quota, previa la presenza di opportuni dispositivi di sicurezza. A questo proposito è celebre la tragedia del dirigibile Hindenburg, avvenuta il 6 maggio 1937. Anche se fu dimostrato che la presenza dell'idrogeno non fu la causa dell'incidente, contribuì sicuramente ai suoi risvolti pirotecnici, facendo propendere il settore verso l'utilizzo del parente elemento elio (simbolo chimico H_e), quasi altrettanto leggero ma inerte.
Nell'industria manifatturiera dei componenti elettronici ad alta efficienza l'idrogeno viene utilizzato come agente riducente. Nel processo produttivo dei wafer al silicio facilita la deposizione chimica di additivi in fase vapore e ripulisce efficacemente l'ambiente dall'ossigeno, prevenendo il danneggiamento o la corrosione di componenti costosi.
Negli ultimi anni, a causa di una rinnovata attenzione per le tematiche ambientali e la prospettiva di svincolarsi progressivamente dalle fonti fossili, sono state rivalutate le sue potenzialità come combustibile, per lo meno a livello di ricerca.
L'idrogeno reagisce spontaneamente con l'ossigeno formando acqua sotto forma gassosa secondo la seguente semplice formula:

$$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O \qquad (2.1)$$

Come ogni reazione di combustione, è fortemente esotermica (ΔH^0_{298K} = -241,82 kJ/mol). L'unico prodotto della combustione dell'idrogeno è acqua, ragione per cui alla fine del '700 gli venne conferito questo apposito nome da A. Lavoisier e P. S. Laplace (dal greco ὕδωρ, hýdor, «acqua» e γεν-, ghen-, «generare», quindi «generatore d'acqua»).
Ovviamente se la combustione dell'idrogeno avviene con aria come ossidante, la corrente dei gas combusti, oltre ad essere ricca di vapor d'acqua, sarà composta principalmente da azoto e da tracce dei tipici gas dispersi nell'aria comune.
L'idrogeno è un combustibile carbon-free, il cui utilizzo non comporta emissioni atmosferiche né di inquinanti locali (es: CO, NO_x, SO_x, particolato, diossine, …) né di inquinanti globali (CO_2, gas serra).
Tuttavia, va ricordato che, non essendo presente in natura, non è considerabile una fonte energetica, ma al limite un vettore energetico, perciò, per essere definito "zero emission", va valutata l'intera filiera: produzione, stoccaggio, trasporto, utilizzo [25].

E' indubbio che l'uso dell'idrogeno da parte di qualsiasi utenza finale sia totalmente "green" e per questo è considerato una delle possibili alternative per una transizione futura verso vettori energetici puliti [24].
Oltre a qualsiasi tipo di applicazione termica, l'idrogeno può essere anche utilizzato per una diretta produzione di energia elettrica tramite reazione elettrochimica nelle cosiddette "fuel cells", o celle a combustibile, anche su piccola scala e in maniera distribuita. Per questo si presta ad una teorica applicazione nel settore dei trasporti, attualmente dipendente dagli idrocarburi e responsabile di quasi un terzo delle emissioni di CO_2 dell'intero pianeta (Figura 2.6), oltre che principale responsabile dell'inquinamento atmosferico locale (Figura 2.4). Ne sono un esempio le automobili ad idrogeno, dotate di fuel cells e motore elettrico, che attualmente sono ambito di ricerca e oggetto di prototipi da parte delle principali case automobilistiche mondiali.
La versatilità di utilizzo è, dunque, una prerogativa vantaggiosa di questo vettore energetico.

2.2.3 Metodi di produzione dell'idrogeno

Come accennato precedentemente, l'estrazione dell'idrogeno molecolare dai composti in cui si trova legato in natura è un processo energeticamente ed economicamente molto dispendioso. Attualmente la produzione di idrogeno mondiale è di circa 600 Mld di Nm^3 l'anno, circa 50 milioni di tonnellate [23].
Esistono diverse soluzioni produttive:

- "Steam reforming" o ossidazione parziale di idrocarburi leggeri o pesanti
- "Cracking" di idrocarburi pesanti
- Gassificazione o pirolisi di combustibili solidi (carbone, biomasse, …)
- Elettrolisi dell'acqua
- Termolisi o idrolisi termica
- Idrolisi termochimica
- Fotolisi

I primi tre metodi, in particolare il primo, coprono il 95% della mole produttiva globale e, pur avendo il vantaggio economico e di maturità industriale rispetto agli altri, utilizzano come input idrocarburi di origine fossile. Inoltre comportano emissioni su larga scala di inquinanti locali e globali, qualora non si preveda il congiunto sequestro della CO_2. La reiterata dipendenza dalle fonti fossili e le ragioni ambientali mettono in discussione l'effettivo senso della filiera dell'idrogeno così strutturata. Vedendo la situazione più nel complesso, non ha nessuna logica prevedere un vettore energetico intermedio, per giunta di problematica gestione, data l'immediata possibilità di utilizzare direttamente l'idrocarburo nelle applicazioni finali.
I metodi successivi utilizzano invece come fonte estrattiva l'acqua, risorsa estremamente abbondante, economica e pulita. Si tratta di applicare l'idrolisi, il processo inverso alla combustione dell'idrogeno (equazione 2.1), ed è richiesto un contributo energetico esterno, che può essere di varia natura. Termolisi, idrolisi termochimica e fotolisi sono noti solo in via sperimentale e in ogni caso non hanno applicazioni commerciali. Discorso diverso per l'elettrolisi, tecnologia semplice e nota da secoli, che sostanzialmente consiste nella rottura della molecola dell'acqua per mezzo del passaggio di corrente elettrica continua in un opportuno elettrolita. Si introduce però la necessità di potenza elettrica e sorge spontaneo domandarsi come essa venga prodotta. I metodi convenzionali anche in questo caso sono per la stragrande maggioranza dipendenti dalle fonti fossili e si torna a compromettere la logica dell'idrogeno.

2.2.4 Principi di elettrolisi dell'acqua

L'idrolisi consiste sostanzialmente nello scindere la molecola dell'acqua nei suoi componenti, idrogeno e ossigeno, tramite la reazione chimica inversa della combustione dell'idrogeno, che essendo non-spontanea richiede un contributo energetico esterno [26]. Nel caso dell'elettrolisi la reazione è attivata per mezzo del passaggio di corrente elettrica continua in un opportuno elettrolita. Di seguito è sintetizzata la reazione globale ed è rappresentato uno schema generale di una cella elettrolitica (Figura 2.9).

$$H_2O_{liq} \rightarrow H_{2_{gas}} + \frac{1}{2}O_{2_{gas}} \qquad (2.2)$$

Lo schema è molto semplificato e prescinde dai dettagli tecnici delle diverse tipologie di celle, che verranno più approfonditamente trattate in seguito, ma evidenzia i componenti essenziali del dispositivo:

- Elettrodi
- Elettrolita
- Diaframma
- Struttura esterna

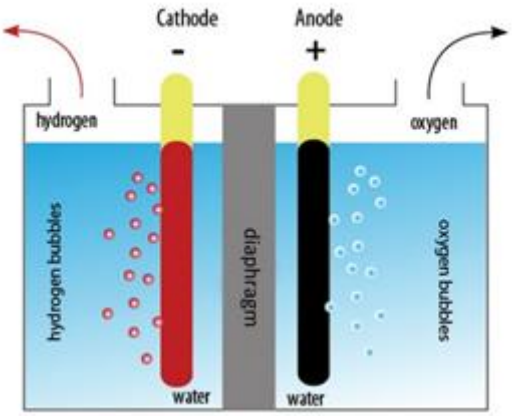

Figura 2.9 - Schema di una cella elettrolitica generica

La corrente continua fluisce tra due elettrodi separati e immersi in uno specifico elettrolita, talvolta caustico o corrosivo, che ha il compito di innalzare la conduttività ionica, in quanto quella della sola acqua sarebbe insufficiente a fini pratici. Gli elettrodi devono essere resistenti alla corrosione, avere una buona conduttività elettrica ed esibire buone proprietà catalitiche. Per questo, specie in alcuni casi, sono costituiti o rivestiti di materiali pregiati altamente performanti, rappresentando una voce di costo importante. Nel processo di elettrolisi gli elettroni sono catturati o rilasciati dagli ioni sulla superficie degli elettrodi, generando un sistema multifase gas-liquido-solido. La semi-reazione di riduzione ha sede nel catodo, quella di ossidazione nell'anodo.
Affinché avvenga il processo di elettrolisi è necessaria la presenza di un diaframma (o separatore) che eviti la ricombinazione dell'idrogeno e dell'ossigeno una volta generati, garantendo nello stesso momento un'elevata conduttività ionica ed elevata stabilità chimica e fisica. La struttura esterna deve essere in grado di contenere l'elettrolita, senza che la sua attività chimica ne pregiudichi l'integrità strutturale, nonché isolare elettricamente il dispositivo.
Il sistema deve essere alimentato con acqua liquida demineralizzata, generalmente ottenuta con sistemi ad osmosi inversa, mentre i prodotti sono isolati in forma gassosa con una purezza intorno al 99,99%.

La cella elettrolitica è l'elemento base del sistema di produzione dell'idrogeno ed è in grado di gestire un carico elettrico molto ridotto. Per aumentare la capacità produttiva di un impianto elettrolitico le singole celle vengono interconnesse elettricamente tra loro, in parallelo (configurazione monopolare) o in serie (configurazione bipolare), a formare dei moduli (o stack).

2.2.5 Termodinamica della reazione

Una cella elettrolitica sostanzialmente converte potenza elettrica e termica in energia chimica (PCI dell'idrogeno). Il processo può essere descritto in accordo con la termodinamica di base [26].
Quando una cella opera a temperatura e pressione costante, l'energia richiesta per la reazione è quantificabile come la differenza di entalpia tra prodotti e reagenti (ΔH). Gran parte dell'energia va fornita sotto forma elettrica e può essere identificata come l'energia libera di Gibbs (ΔG) del processo, mentre la restante parte è di natura termica:

$$\Delta \mathrm{H} = \Delta \mathrm{G} + \mathrm{T}\Delta \mathrm{S} \qquad (2.3)$$

L'elettrolisi è una reazione chimica endotermica (ΔH > 0) e non spontanea (ΔG > 0). Ipotizzando la reversibilità del processo (ΔS = 0), la minima tensione elettrica (V_{REV}) richiesta alla reazione è calcolabile con la seguente formula:

$$V_{REV} = \frac{\Delta \mathrm{G}}{z \cdot F} \quad con \;\; z = 2\frac{mol_{e^-}}{mol_{H_2}} \;\; e \;\; F = 96485\frac{C}{mol_{e^-}} \qquad (2.4)$$

Passo successivo è ipotizzare che il processo non sia reversibile ma che anche il TΔS sia fornito tramite potenza elettrica, come nel caso della maggior parte degli elettrolizzatori commerciali. Si definisce così la minima tensione necessaria per far avvenire la reazione come tensione termo-neutrale (V_{TN}) che, qualora il processo sia ideale, corrisponde alla tensione richiesta a fornire il ΔH della reazione ($V_{\Delta H}$):

$$V_{\Delta H} = \frac{\Delta \mathrm{H}}{z \cdot F} \xrightarrow{processo\ ideale} V_{TN} = V_{\Delta H} \qquad (2.5)$$

Ovviamente, in un processo di elettrolisi reale, V_{TN} risulta maggiore di $V_{\Delta H}$, a causa di perdite elettriche e termiche. Queste perdite sono riconducibili a irreversibilità termodinamiche, legate al contenuto di vapore acqueo nei flussi uscenti di idrogeno e ossigeno e al fatto che il processo non è adiabatico ma presenta perdite conduttive e radiative.
In Tabella 5 si danno delle indicazioni quantitative sulle grandezze sopracitate, in riferimento alle condizioni standard di temperatura e pressione (25°C e 1 atm).

Tabella 5 - Grandezze termodinamiche e tensioni elettriche coinvolte nella reazione di elettrolisi dell'acqua (condizioni standard: 25°C, 1atm) [26]

ΔH°	ΔG°	ΔS°	$V°_{REV}$	$V°_{TN}$
285,84 kJ/mol	237,21 kJ/mol	0,1631 kJ/mol K	1,229 V	1,481 V

L'effettivo consumo di energia dell'elettrolisi dipende dalle condizioni di temperatura e pressione a cui è sottoposto il processo (Figura 2.10).

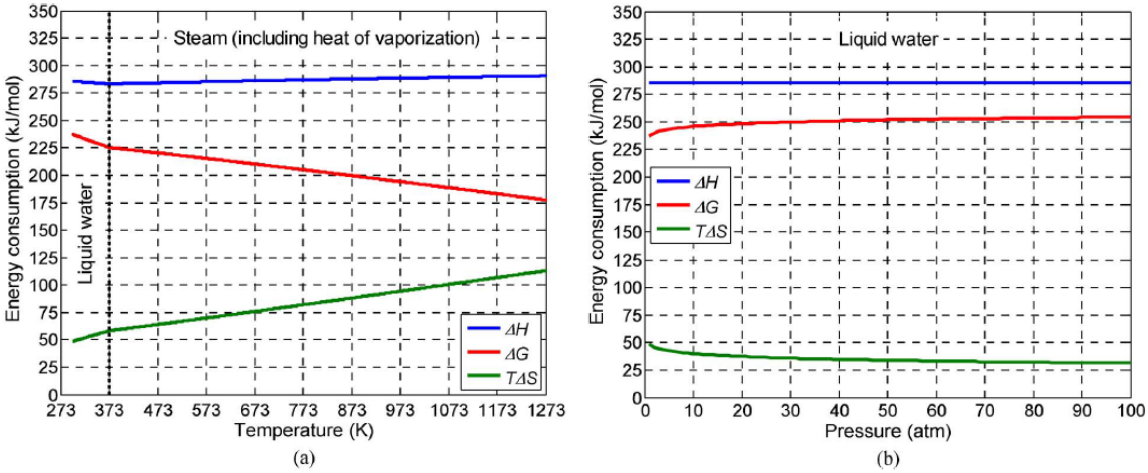

Figura 2.10 - Consumo di energia per l'elettrolisi in funzione della temperatura (a) e della pressione (b) [26]

Si può notare come il consumo elettrico (ΔG) cali sensibilmente con l'aumento della temperatura di processo (Figura 2.10.a) e ciò rende interessante il potenziale delle celle ad alta temperatura (tecnologia SOE), d'altra parte è richiesto un contributo esterno di energia termica. Al contrario, si può assumere che il consumo elettrico del processo dipenda poco dalla pressione (Figura 2.10.b). Essa verrà ottimizzata sulla base di alcuni parametri tecno-economici, tenendo conto del costo dei materiali, del volume delle celle, della sicurezza del sistema e dell'eventualità di comprimere a posteriori l'idrogeno prodotto.

2.2.6 Elettrochimica della reazione

Quando una corrente continua viene fatta circolare attraverso una cella elettrolitica per produrre idrogeno, la tensione della cella (V_{CELL}) è sicuramente maggiore di V_{REV}. Questo è dovuto alle irreversibilità del processo e alle eventuali correnti parassite, le quali generano perdite energetiche e limiti all'efficienza delle celle. Le perdite provocano un aumento di tensione rispetto alla minima reversibile e sono riassunte nell'espressione:

$$V_{CELL} = V_{REV} + V_{OHM} + V_{ACT} + V_{CON} \qquad (2.6)$$

- V_{OHM} è la sovratensione necessaria a vincere le resistenze ohmiche dei principali elementi elettrici della cella, come gli elettrodi, i collettori di corrente e le interconnessioni. Queste perdite sono anche conseguenza dell'opposizione al flusso ionico da parte dell'elettrolita, delle bolle di vapore e del diaframma. V_{OHM} è direttamente proporzionale alla corrente che circola nella cella.
- V_{ACT} è la sovratensione di attivazione, dovuta alla cinetica della reazione. Questa barriera energetica, da superare per permette il trasferimento di carica tra le specie chimiche e gli elettrodi, dipende fortemente dalle proprietà catalitiche del materiale con cui sono fatti gli elettrodi stessi. V_{ACT} è fortemente non lineare, cresce con tendenza logaritmica al crescere della densità di corrente che attraversa la cella.
- V_{CON} è la sovratensione di concentrazione, causata dal processo di trasporto di massa. I limiti di trasporto riducono la concentrazione dei reagenti mentre aumentano quella dei prodotti all'interfaccia tra gli elettrodi e l'elettrolita. Questa sovratensione è la meno rilevante tra quelle elencate, soprattutto nel caso nel caso di celle alcaline.

La relazione che intercorre tra la tensione (V_{CELL}) e la corrente (I_{CELL}) è rappresentata dalle curve caratteristiche I-V, che identificano il comportamento elettrochimico di una cella.

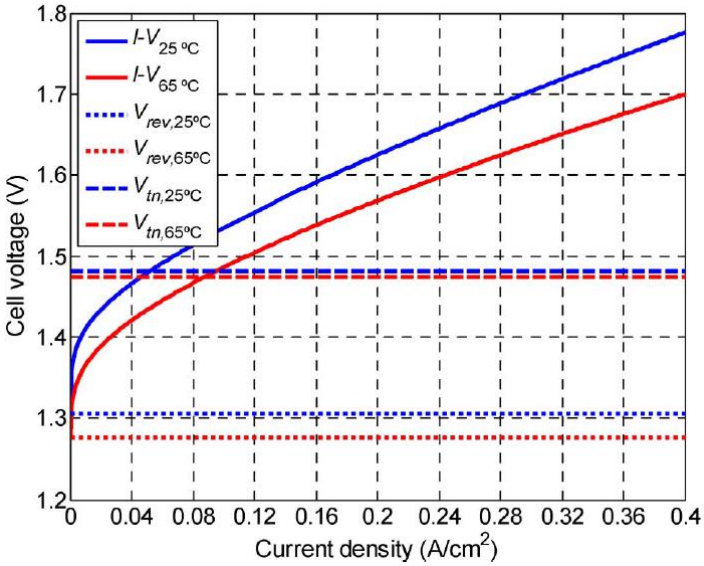

Figura 2.11 - Curva caratteristica I-V di una cella elettrolitica alcalina a 20 bar [26]

Le linee orizzontali tratteggiate in Figura 2.11 rappresentano le tensioni teoriche presentate nel paragrafo riguardante la termodinamica della reazione e non risentono degli effetti elettrochimici. La tensione reale della cella (V_{CELL}) è funzione della densità di corrente e presenta inizialmente un andamento logaritmico che tende rapidamente ad uno lineare. Ciò dipende dal fatto che a correnti limitate prevalgono le sovratensioni di attivazione, viceversa a correnti più elevate prevalgono le sovratensioni ohmiche.
Per tensioni inferiori a V_{REV} la corrente circolante è nulla ed il processo di elettrolisi non avviene. Per tensioni comprese tra V_{REV} e V_{TN} la reazione di elettrolisi può aver luogo solo se viene fornito un contributo di energia termica esterno, pari alla differenza tra V_{TN} e V_{CELL}, moltiplicata per I_{CELL}. Quando la tensione della cella è maggiore di V_{TN}, la reazione elettrolitica si attiva regolarmente. La sovratensione rispetto al valore minimo teorico (V_{TN}) serve a vincere le perdite elettrochimiche complessive, che si manifestano come liberazione di potenza termica, ovvero scaldando la cella, la quale necessita di opportuni sistemi di raffreddamento.

2.2.7 Tipologie di celle elettrolitiche

Allo stato dell'arte esistono sostanzialmente tre tipologie di celle elettrolitiche, che si differenziano per conformazione strutturale, scelta dell'elettrolita, condizioni operative e semi-reazioni chimiche coinvolte. In generale, il rendimento di conversione è molto variabile a seconda delle tecnologie di funzionamento, dei parametri fisici e delle industrie costruttrici delle celle. A grandi linee, il range di efficienza (PCI_{H2}/E_{EL}) di questi dispositivi si assesta tra il 50 e l'80%. In Figura 2.12 si visualizzano i dettagli costitutivi delle tre tipologie di celle e le reazioni chimiche coinvolte [26].

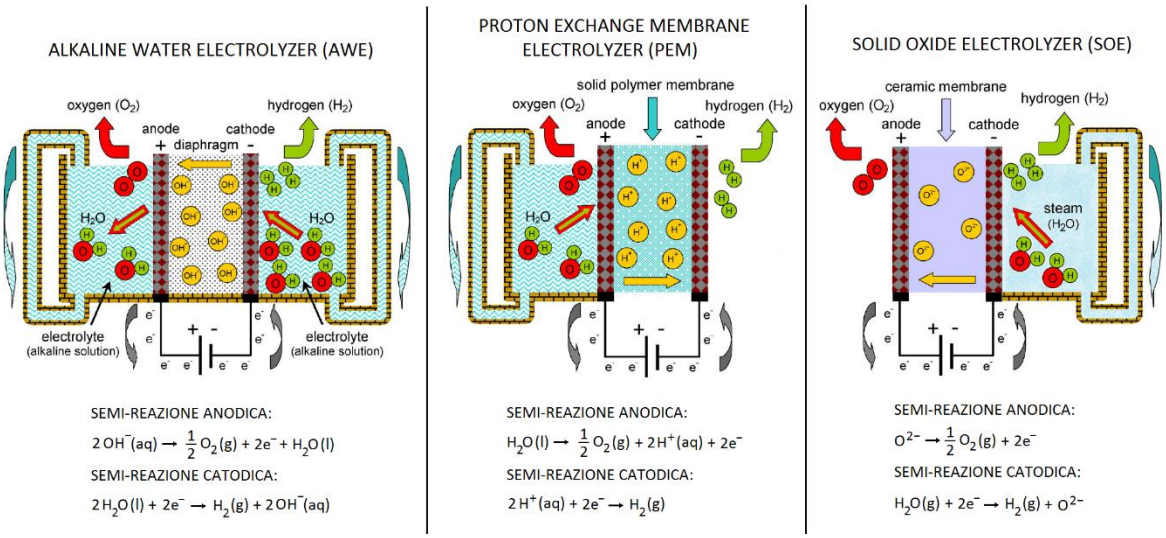

Figura 2.12 - Schema di funzionamento delle tre tipologie di celle elettrolitiche [26]

Alkaline Water Electrolyzer (AWE)

Questa tipologia di cella elettrolitica è la più diffusa e affidabile. Anodo e catodo, separati da un sottilissimo diaframma, sono immersi in una soluzione alcalina liquida (tipicamente idrossido di potassio KOH al 25-30% in peso disciolto in acqua) che funge da elettrolita. Il circuito elettrico si chiude con il trasporto di ioni OH^- attraverso il diaframma (Figura 2.12, a sinistra). Le temperature operative sono nel range di 50-100°C mentre le pressioni possono variare molto a seconda delle applicazioni. E' possibile il funzionamento a carico parziale, purché la potenza elettrica non sia inferiore al 20/25% di quella nominale.

Proton Exchange Membrane Electrolyzer (PEM)

In questo caso, l'elettrolita è una membrana polimerica posta tra gli elettrodi, con lo scopo di permettere il passaggio di protoni H^+ dall'anodo al catodo (Figura 2.12, al centro). Rispetto alle celle alcaline, presentano una capacità di produzione e una vita utile più limitata, nonché un maggiore costo specifico, a causa della necessità di impiego di metalli preziosi per gli elettrodi. Tuttavia, hanno il vantaggio di funzionare ad ogni regime di carico e rispondere velocemente ad eventuali fluttuazioni di potenza elettrica, oltre a garantire una purezza dei prodotti superiore al 99,99% senza il bisogno di ulteriori meccanismi di purificazione. Questa tipologia si addice quindi alle piccole taglie, dove si privilegia la flessibilità di utilizzo, anche a discapito di un leggero calo delle prestazioni (rendimento generalmente inferiore rispetto a celle alcaline).

Solid Oxide Electrolyzer (SOE)

Nelle celle SOE gli ioni O^{2-} si muovono attraverso un elettrolita solido, composto di materiale ceramico, dal catodo verso l'anodo (Figura 2.12, a destra). Il vantaggio di questa tecnologia è la possibilità di funzionare ad alte temperature (600-900°C) e quindi con una richiesta di energia elettrica decisamente inferiore rispetto alle altre tipologie, come spiegato nel paragrafo inerente la termodinamica della reazione 2.2.5. L'acqua viene dunque fornita sotto forma di vapore, complicando le modalità di contatto nell'interfaccia con gli elettrodi, che sono modellati con profili ad elevata porosità. Dispositivi di questo tipo possono trovare applicazioni altamente efficienti nel momento in cui si dispone di una fonte di calore ad alta temperatura, come ad esempio nell'industria chimica, nei reattori nucleari o in prossimità di pozzi geotermici.

2.3 Concetto di Power-to-Gas

Come è ormai ben noto, nell'ultimo ventennio si è diffusa su larga scala la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili come il sole, il vento e la biomassa, che si sono andate ad aggiungere a tecnologie già presenti da decenni come la conversione idroelettrica e geotermica. Le FER si sono consolidate nel tessuto energetico globale e ne rappresentano una fetta significativa, specialmente in un paese come l'Italia (vedi paragrafo 1.2.1).
A questo punto è lecito pensare di poter utilizzare dell'energia elettrica prodotta in modo rinnovabile come input per una conversione elettrolitica di acqua in idrogeno, da utilizzare come vettore energetico pulito verso applicazioni a loro volta "zero emission". Ed è proprio questa l'idea alla base della tecnologia Power-to-Gas (P2G) [27]. Trasferire parte della potenza elettrica generata in modo rinnovabile ad un gas, in questo caso idrogeno, che la immagazzina come energia chimica nelle proprie molecole, la accumula e la trasporta verso l'utenza, pronta per essere utilizzata, in applicazioni termiche, meccaniche, elettriche o quant'altro. L'intera filiera (Figura 2.13), teoricamente, non genera alcun tipo di inquinante atmosferico [23].

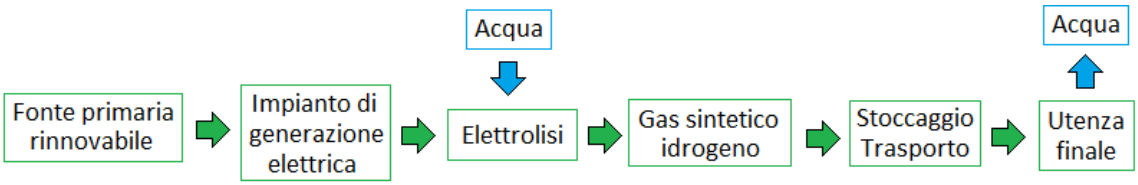

Figura 2.13 - Schema concettuale della tecnologia Power-to-Gas

2.3.1 Scenario ideale

Visualizziamo ora graficamente, tramite lo schema concettuale semplificato di Figura 2.14, l'intera filiera di questa tecnologia innovativa, nella sua accezione primaria, quella di Power-to-Hydrogen, che prevede quindi l'idrogeno come vettore energetico.

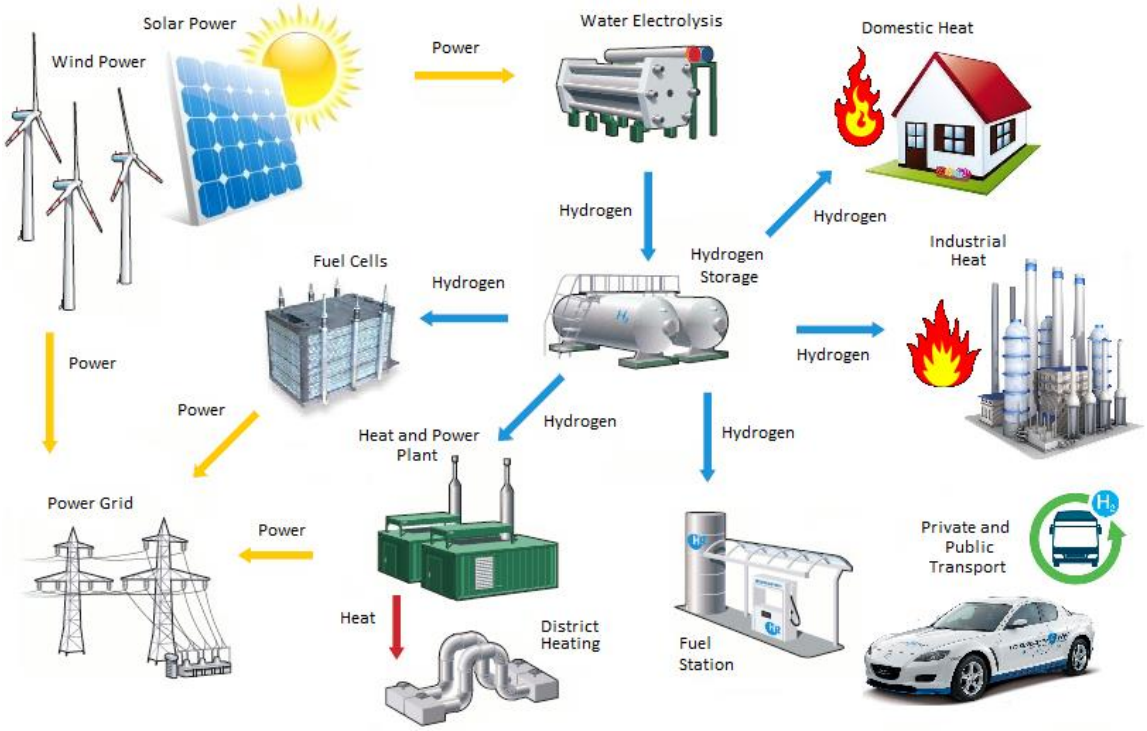

Figura 2.14 - Schema semplificato della filiera Power-to-Hydrogen

Si può notare come l'idrogeno, almeno teoricamente, sia in grado di soddisfare efficacemente la quasi totalità dei bisogni che nel corso della storia sono stati appannaggio degli idrocarburi solidi, liquidi o gassosi. Questi ultimi, pur mantenendo numerosi vantaggi come il costo contenuto, la facilità di utilizzo e l'elevata densità energetica, non saranno disponibili per sempre, non essendo fonti rinnovabili. Inoltre, volente o nolente, sono i responsabili della quasi totalità dell'inquinamento atmosferico (locale e globale) della storia dell'umanità (Figura 2.4, Figura 2.6).
Discorso diverso per l'idrogeno, il cui utilizzo genera come prodotto di scarto solo vapore acqueo puro, teoricamente tanto quanto ne è stato utilizzato sotto forma di acqua liquida nell'elettrolisi, a meno di perdite. Questo vapore si disperde nell'atmosfera e partecipa al ciclo dell'acqua, alla base del nostro ambiente e clima.
In un certo senso le conseguenze di questo scenario, apparentemente così naturale, sono talmente sconvolgenti da sembrare semplicistiche. Si pensi, ad esempio, ad un altoforno industriale dalle cui ciminiere si librino nuvole di vapor d'acqua ed azoto. Oppure che dal tubo di scappamento degli autobus di una città fuoriesca solo vapore, talmente pulito da poterlo condensare e bere.
Merita una menzione particolare l'eventuale riconversione dell'idrogeno in energia elettrica, il cosiddetto Gas-to-Power. Oltre che come combustibile asservito alle tecnologie di conversione convenzionali, come i turbogas o il ciclo Rankine, l'idrogeno può anche essere utilizzato come input per il funzionamento delle fuel cells, generando potenza elettrica continua grazie alla ricombinazione di idrogeno e ossigeno [24].
Questo tipo di conversione non inquinante, permette la generazione di potenza elettrica distribuita di piccola taglia, anche laddove o quando non siano disponibili fonti rinnovabili, con notevole flessibilità. La riconversione dell'idrogeno si addice eventualmente anche a taglie superiori e alla cogenerazione ad alta efficienza di potenza elettrica e termica.

2.3.2 Problematiche principali

E' evidente che lo scenario finora descritto sia estremamente semplificativo ed ipotetico, e che lo schema di Figura 2.14 non tenga conto di alcune questioni determinanti.
Prima di tutto ogni freccia è caratterizzata da una spesa energetica, quantificabile con un indice di rendimento. Per valutare la bontà di una filiera energetica, o meglio per poterla confrontare con una alternativa, è necessario valutarne l'efficienza. Senza entrare nel dettaglio è palese che alcuni processi di questa mappa, così strutturati, siano soggetti a penalizzanti inefficienze.
In secondo luogo si va in contro a delle barriere a livello tecnologico. L'idrogeno, come detto, presenta notevoli problematiche di gestione, di stoccaggio e di sicurezza. Inoltre, nonostante la ricerca si stia muovendo su più fronti, la maggior parte delle tecnologie di utilizzazione dell'idrogeno sono ancora lontane dalla commercializzazione in quanto poco affidabili e durevoli. Ad esempio fuel cells e combustori ad idrogeno, così come elettrolizzatori di grande taglia, non sono ancora realtà commerciali pienamente sviluppate.
Coniugando i primi due punti si giunge ad un inevitabile scoglio di tipo economico. Allo stato dell'arte lo scenario non è minimamente sostenibile, con voci di costo sociale e privato anche di un ordine di grandezza superiori rispetto a quelle attuali, ovvero della comune filiera degli idrocarburi.
Infine va sottolineato come lo schema concettuale non consideri un altro dei principali problemi dell'idrogeno, il trasporto. Le proprietà fisiche della sua molecola sono molto sfavorevoli alla sua movimentazione sia allo stato gassoso (altissime pressioni) sia allo stato liquido (bassissime temperature). Elemento ancora più importante, non esiste una rete di tubazioni dedicata come

quella presente per il gas naturale, e si tratta, in prospettiva, di un'infrastruttura colossale e ambiziosa sotto tutti i punti di vista. E' un dato di fatto che la mancanza di infrastrutture dedicate all'idrogeno, nonché gli scetticismi verso l'effettiva bontà di questo vettore energetico, costituiscono un deterrente notevole agli investimenti nello sviluppo tecnologico del settore, anche solo a livello sperimentale.
In Tabella 6 sono riassunti i vantaggi e gli svantaggi dell'idrogeno come vettore energetico.

Tabella 6 - Pro e contro del vettore energetico idrogeno

PRO	CONTRO
Possibile sostituto degli idrocarburi	Elevato costo
Zero inquinamento globale	Difficoltà tecnologiche
Zero inquinamento locale	Gestione, Stoccaggio, Trasporto
Versatilità di utilizzo	Mancanza di infrastrutture
Integrazione con le FER	Sicurezza

Attualmente è difficile prevedere se questo elemento affiancherà effettivamente l'energia elettrica come vettore energetico del futuro, date alcune sue caratteristiche particolarmente svantaggiose. La sua fortuna (e/o il suo accantonamento) sarà decisa non solo da fattori strettamente tecnologici ed economici, che l'ingegno umano ha dimostrato più volte di saper valicare, ma, in misura maggiore, da scelte politiche e sociali. In questa ottica rientrano, ad esempio, i meccanismi di incentivazione. Basti pensare a quanto sia stata repentina la diffusione degli impianti di produzione elettrica che sfruttano la fonte eolica nell'ultimo decennio, nonostante utilizzino una tecnologia nota dai tempi dei mulini a vento.
Inoltre, va tenuto presente che l'eventuale introduzione di questo vettore energetico va necessariamente di pari passo con una massiccia diffusione della generazione elettrica da fonti rinnovabili. Nonostante i trattati internazionali e la propaganda in materia di sostenibilità energetica e riduzione dell'inquinamento, nonché i risultati recenti di realtà locali particolarmente virtuose, come ad esempio l'Italia, è bene ricordare che la produzione di elettricità da fonti rinnovabili attualmente copre solo pochi punti percentuali dell'intera produzione mondiale. Ipotizzare dunque la sostituzione totale di tutti gli idrocarburi con l'idrogeno da fonte rinnovabile, a parità di fabbisogno energetico mondiale, comporterebbe la necessità di una potenza elettrica installata di impianti di generazione da fonti rinnovabili di almeno due ordini di grandezza superiore a quella attuale. E' evidente che l'accantonamento delle fonti fossili, se mai avverrà, sarà un cambiamento senza dubbio epocale, ottenuto attraverso un processo necessariamente progressivo e di lunga durata.
I più naturali sostituti degli idrocarburi di origine fossile sono gli idrocarburi di origine sintetica. I biocarburanti, infatti, sfruttano gli stessi presupposti di derivazione da fonti energetiche rinnovabili, ma con modalità e logistica differenti rispetto alla filiera dell'idrogeno e con relativi vantaggi e svantaggi in ottica comparativa [25].
Alla luce di tutti questi fattori, la tecnologia Power-to-Gas si candida a diventare parte del settore energetico di un futuro lontano ed incerto [27].

2.3.3 Integrazione con la rete del gas naturale

Per ovviare alle difficoltà tecniche di movimentazione dell'idrogeno e in particolar modo all'assenza di una rete di tubazioni dedicata, si è pensato a dei possibili metodi di integrazione della tecnologia con le infrastrutture esistenti. Queste soluzioni possono in qualche modo facilitare la transizione verso il vettore idrogeno, oppure fornirne delle alternative, ed aprire alla sperimentazione di impianti reali [23].
Una prima possibilità è quella di procedere alla cosiddetta metanazione o "reazione di Sabatier", dal nome del suo scopritore francese, premio Nobel per la chimica nel 1912. Una volta che l'idrogeno è stato prodotto in via elettrolitica è possibile farlo reagire con l'anidride carbonica (CO_2) e produrre metano sintetico (CH_4), tramite la seguente reazione:

$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O \qquad (2.7)$$

La reazione è esotermica (ΔH^0_{298K} = -206,28 kJ/mol) ed è favorita a bassa temperatura e alta pressione. Sono necessari catalizzatori, tipicamente Ni supportato su allumina, per migliorare la selettività del processo ed evitare la reazione di "Water gas shift". L'efficienza del processo è di circa l'80% (PCI_{CH4}/PCI_{H2}) e il calore generato può essere efficacemente recuperato tramite produzione di vapore ad alta pressione.
Il metano è un idrocarburo ampiamente conosciuto ed utilizzato, con rete di tubazioni dedicata in tutte le nazioni industrializzate, inoltre è un combustibile pregiato e pulito dal punto di vista delle emissioni locali. Ipotizzando la cattura della CO_2 nel suo utilizzo finale, è possibile teoricamente giungere ad un ciclo chiuso dell'anidride carbonica, dato che è un reagente del processo Sabatier (formula 2.7). In questo modo verrebbero quasi eliminate anche le emissioni globali o di gas serra. Tenendo presente gli scetticismi verso l'effettiva diffusione dei meccanismi di sequestro della CO_2, la metanazione consente se non altro di disporre in modo continuativo di questo idrocarburo senza doverlo estrarre dal sottosuolo, in giacimenti estremamente impattanti dal punto di vista ambientale, e in ogni caso in progressivo esaurimento. Inoltre permette la produzione di metano in modo autonomo e diffuso geograficamente, senza sottostare agli oligopoli delle multinazionali del gas naturale.
Una seconda possibile soluzione è quella di immettere l'idrogeno prodotto direttamente nella rete del gas naturale esistente [28]. Questa operazione, che semplifica notevolmente le problematiche di trasporto, comporta che l'idrogeno diventi un componente minoritario di una miscela di idrocarburi, e quindi non possa essere utilizzato in tutte quelle applicazioni che richiedono idrogeno ad elevata purezza. Tuttavia, l'utilizzo termico di questa miscela implica una riduzione delle emissioni di CO_2 crescente con la quota percentuale di idrogeno presente, che fornisce potere calorifico in sostituzione di gas a base carbonio. In questo modo l'idrogeno si introdurrebbe progressivamente come vettore energetico, senza stravolgere la realtà tecnologica e infrastrutturale esistente.
Nello schema concettuale di Figura 2.15 si può visualizzare l'integrazione del Power-to-Gas con la rete del gas naturale e la rete elettrica [27].
Si può notare come questo scenario, più realistico del precedente, faciliti un'integrazione tra le reti energetiche esistenti, atta a ridurre le emissioni atmosferiche.

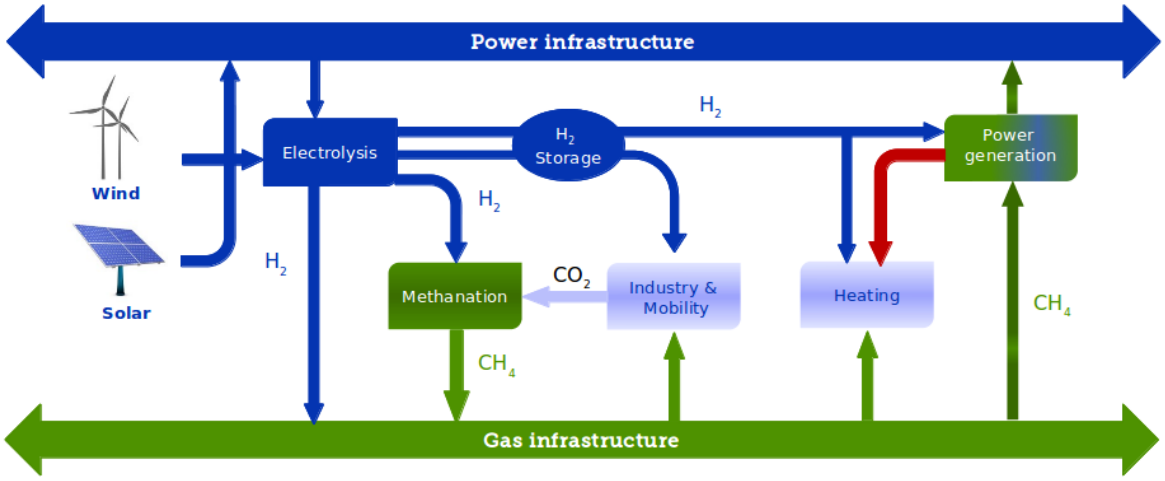

Figura 2.15 - Integrazione del Power-to-Gas con la rete del gas naturale e la rete elettrica

2.3.4 Limiti all'immissione di idrogeno nella rete del gas naturale

Il gas naturale che fluisce nelle tubazioni nazionali per i più svariati utilizzi energetici, è una miscela di sostanze alle stato gassoso. Per la quasi totalità è costituito da metano (CH_4), in misura minore da altri idrocarburi più complessi come etano, propano, butano, pentano, esano e superiori, infine vi sono tracce di altre sostanze come anidride carbonica, azoto, ossigeno e composti sulfurei. Avendo origine naturale ed essendo estratto in giacimenti dislocati in differenti aree geografiche, la sua composizione chimica è variabile a seconda della provenienza. Vediamo alcuni esempi in Tabella 7.

Tabella 7 - Composizione volumetrica di Gas Naturale a diversa provenienza [29]

Gas naturale	Nazionale % vol	Russo % vol	Nord Europa % vol	Algerino % vol
Metano	99,33	97,92	90,31	83,62
Etano	0,05	0,77	4,83	8,42
Altri idrocarburi	0,01	0,35	1,63	2,68
Anidride carbonica	0,03	0,09	1,14	0,51
Azoto	0,57	0,86	2,05	4,62
Elio	0,01	0,01	0,04	0,15
Potere calorofico superiore (MJ/Sm³)	37,58	37,886	39,054	39,985
Potere calorofico inferiore (MJ/Sm³)	33,836	34,125	35,244	36,137

In Italia il gas naturale è importato tramite gasdotti da diverse nazioni, in particolar modo Algeria, Libia, Russia e Paesi Bassi [29]. Di conseguenza la composizione risulta variabile sul territorio nazionale, a seconda del grado di miscelazione dei vari contributi. La società che gestisce la rete nazionale dei gasdotti, Snam, regola le specifiche qualitative del gas naturale e i limiti quantitativi della presenza di alcune sostanze indesiderate tramite opportune normative del codice di rete (Tabella 8) [30].

Tabella 8 - Specifiche di qualità del Gas Naturale [23]

	SNAM	EASEE-gas CBP 2005-01-002
O_2 [$\%_{vol}$]	< 0.6	< 0.001
CO_2 [$\%_{vol}$]	< 3	< 2.5
H_2S [mg/Sm^3]	< 6.6	< 5
S [mg/Sm^3]	< 150	< 30
PCS [MJ/Sm^3]	34.95 ÷ 45.28	-
Indice di Wobbe [MJ/Sm^3]	47.31 ÷ 52.33	48.96 ÷ 56.92
Densità relativa [-]	0.5548 ÷ 0.8	0.555 ÷ 0.7

L'idrogeno non compare esplicitamente nel codice di rete, tuttavia la sua presenza non è nemmeno vincolata. Perciò è realisticamente possibile immettere idrogeno ad elevata purezza nella rete del gas, purché la miscela risultante rispetti le specifiche di qualità, ovvero che gli indici di potere calorifico superiore (PCS), di Wobbe e di densità relativa rimangano all'interno degli intervalli accettabili. Il rispetto di questi range garantisce l'interscambiabilità di ogni miscela a livello prestazionale, senza arrecare danni alle apparecchiature di distribuzione e ai dispositivi di utilizzo.
Di seguito vengono eseguite delle analisi quantitative sulla percentuale volumetrica di idrogeno teoricamente ammissibile in una corrente di gas naturale, al fine di mantenere gli standard qualitativi della miscela risultante (identificata col pedice "mix") all'interno di soglie accettabili.

- <u>Potere Calorifico Superiore (PCS o HHV)</u>

$$HHV_{MIX} = \frac{\dot{V}_{H_2} HHV_{H_2} + \dot{V}_{GN} HHV_{GN}}{\dot{V}_{H_2} + \dot{V}_{GN}} = x_{H_2} HHV_{H_2} + x_{GN} HHV_{GN} = \\ = x_{H_2} HHV_{H_2} + (1 - x_{H_2}) HHV_{GN} = HHV_{GN} + x_{H_2}(HHV_{H_2} - HHV_{GN}) \quad (2.8)$$

Dove: HHV_i è il PCS volumetrico dell'elemento i-esimo [MJ/Sm^3]
$\dot{V}_i$ è la portata volumetrica dell'elemento i-esimo [m^3/s]
x_i è la frazione volumetrica dell'elemento i-esimo [m^3_i/m^3_{MIX}]

Essendo l'HHV volumetrico dell'idrogeno (12.12 MJ/Sm^3) inferiore a quello del gas naturale (circa 39 MJ/Sm^3) l'aggiunta di H_2 comporta una diminuzione dell'HHV della miscela. L'andamento è descritto da una retta a pendenza negativa in funzione della frazione di idrogeno. Nel grafico in Figura 2.16 è possibile osservare questa tendenza e i limiti imposti dalla normativa di Snam (linee nere orizzontali).
La massima frazione teoricamente ammissibile è fortemente dipendente dal tipo di gas naturale considerato, ovvero la sua provenienza, e si attesta intorno al 10% per i gas di minore qualità calorifica fino a raggiungere il 15-20% per i gas a più alto contenuto di etano e idrocarburi superiori.

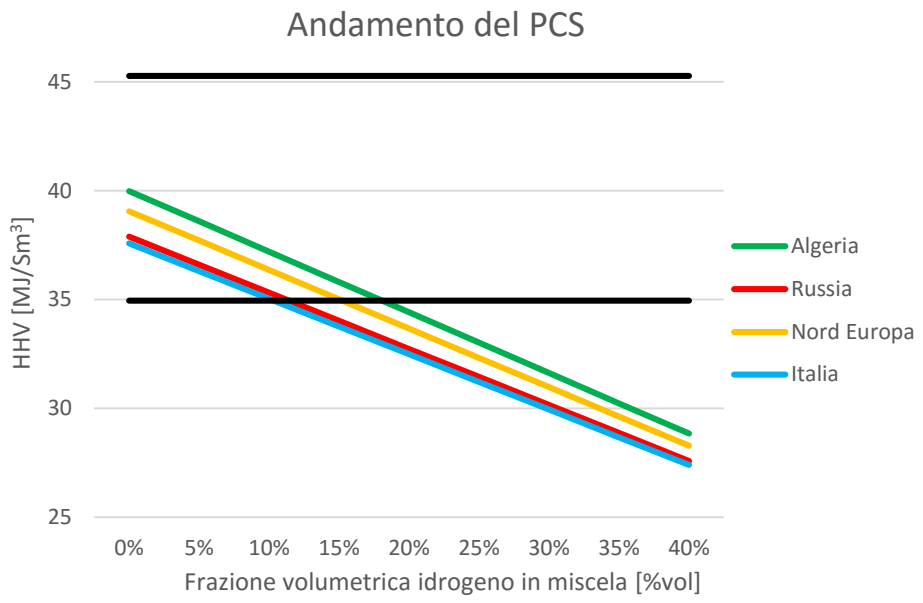

Figura 2.16 - Limiti all'immissione di idrogeno in termini di PCS

- <u>Indice di Wobbe</u>

Questo indice misura la quantità di energia trasportata da un gas o da una miscela di gas su base volumetrica, valutando quindi l'intercambiabilità di vari combustibili allo stato gassoso in termini energetici, a pari condizioni fisiche. E' definito come il rapporto tra il potere calorifico superiore e la densità relativa del gas rispetto all'aria.

$$WI = \frac{HHV}{\sqrt{\rho}} \quad \left[\frac{MJ}{Sm^3}\right] \qquad (2.9)$$

Ipotizzando che il contenuto di idrogeno sia sufficientemente basso da non influire sul fattore di compressibilità del gas, l'indice di Wobbe della miscela si calcola nel seguente modo:

$$WI_{MIX} = \frac{HHV_{mix}}{\sqrt{\rho_{mix}}} = \frac{HHV_{GN} + x_{H_2}\left(HHV_{H_2} - HHV_{GN}\right)}{\sqrt{\left(x_{H_2}\frac{MM_{H_2}}{MM_{GN}} + x_{GN}\right)\rho_{GN}}} \qquad (2.10)$$

Dove: HHV_i è il PCS volumetrico dell'elemento i-esimo [MJ/Sm^3]
x_i è la frazione volumetrica dell'elemento i-esimo [m^3_i/m^3_{MIX}]
MM_i è la massa molare dell'elemento i-esimo [kg/kmol]
ρ_{GN} è la densità relativa del gas naturale [-] (dipende da provenienza)

Essendo la massa molare dell'idrogeno molto inferiore a quella del gas naturale, l'aumentare della frazione volumetrica comporta una diminuzione sia del numeratore che, in misura minore, del denominatore. In Figura 2.17 è possibile visualizzare tale andamento.

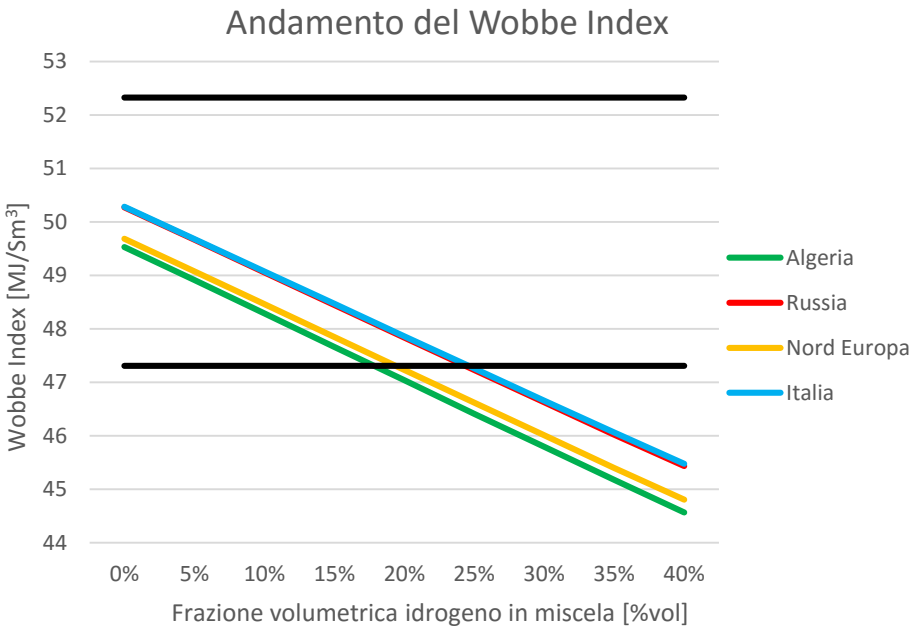

Figura 2.17 - Limiti all'immissione di idrogeno in termini di indice di Wobbe

I limiti imposti dalla normativa italiana di Snam in materia di indice di Wobbe lasciano libertà ancora maggiore all'immissione di idrogeno, in percentuali volumetriche fino al 15-25%. Ancora una volta la massima frazione ammissibile è fortemente dipendente dalla provenienza del gas naturale, con ordine curiosamente invertito rispetto alle medesime valutazioni svolte sul potere calorifico superiore.
Infine, l'intervallo normativo che regola la densità relativa della miscela è evidentemente incorporato nell'analisi dell'indice di Wobbe e quindi non suggerisce ulteriori indagini a riguardo.

Per quanto concerne quindi il rispetto degli standard qualitativi a livello energetico, l'idrogeno può essere immesso nella rete del gas naturale in quantità significative, cautelativamente non oltre il 10% in frazione volumetrica. E' doveroso ricordare che la bassissima densità dell'idrogeno implica che una frazione volumetrica del 10%, in un gas naturale di origine algerina, corrisponda a una frazione massica del solo 1,2%.
La sicurezza dei sistemi che si interfacciano con il trasporto nei gasdotti dell'eventuale miscela gas naturale - idrogeno è attualmente motivo di ricerca. Si cita, in particolare, il progetto europeo NaturalHY (EU, FP6) [31], il quale ha certificato risultati incoraggianti in materia di: prove a fatica sui materiali delle tubazioni, prove di permeabilità e perdite, compatibilità con le attuali tecniche di rilevamento di difetti e cricche superficiali, influenza sulle misure dei contatori domestici e analisi dei rischi di trasporto su condotte di varie dimensioni. Il progetto, tuttavia, non considera gli effetti sulle prestazioni di apparecchiature industriali.
In conclusione, l'iniezione di frazioni limitate di idrogeno nel gas naturale non comporta significative diminuzioni delle proprietà energetiche e non implica rilevanti criticità in termini di sicurezza.

2.3.5 Potenzialità del trasporto di idrogeno nella rete del gas naturale

I paesi industrializzati, ed in particolar modo quelli europei, sono grandi consumatori di gas naturale, e ne movimentano annualmente enormi portate nei loro gasdotti. La notevole capienza e capillarità di questa rete di condutture rappresenta un terreno fertile per l'eventuale diffusione del vettore energetico idrogeno, prodotto tramite Power-to-Gas. Nella mappa in Figura 2.18 si visualizza la complessità e la diffusione della rete di gasdotti principali europea.

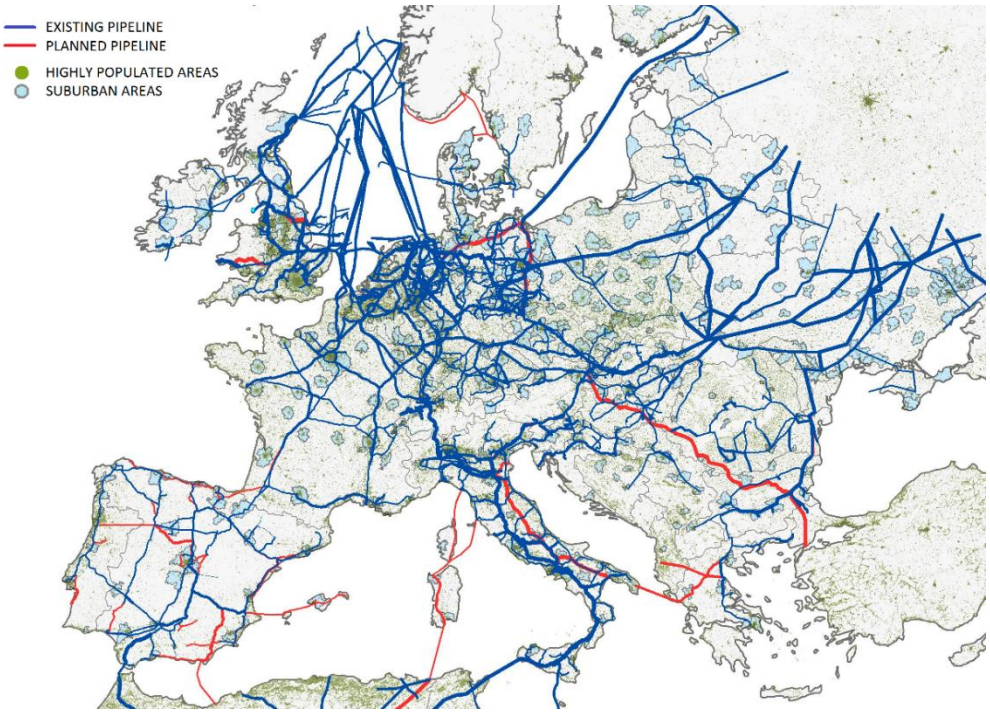

Figura 2.18 - Mappa della rete europea del gas naturale

Complice la predilezione per le centrali elettriche a ciclo combinato, l'Italia risulta una delle nazioni che consuma maggiormente questa fonte idrocarburica. In Tabella 9 si sintetizzano le potenzialità della rete del gas naturale, qualora venisse ipoteticamente sfruttata per il trasporto combinato di gas e idrogeno prodotto da fonti rinnovabili.

Tabella 9 - Potenzialità della rete del gas in ottica P2G [23]

	Trasporto gas naturale	Potenzialità P2G $1\%_{vol}$ H_2	Produzione elettrica da solare e eolico
	($\times 10^9$ Nm^3/y)[1]	(TWh_{el}/y)[2]	(TWh/y)[3]
Germania	85	4.4	74.0
Italia	78	4.0	31.7
Spagna	34	1.7	61.0
UK	83	4.3	22.0

[1] data from IEA Gas Market Report 2012 (ref. year 2011)
[2] with 60% efficiency ($H_{2,LHV}/E_{el}$)
[3] data from BP Statistical Review of World Energy 2013 (ref. year 2012)

L'iniezione ipotetica di idrogeno nella rete del gas italiana in frazione volumetrica del solo 1% corrisponde all'utilizzo di circa 4 TWh di energia elettrica l'anno, che risulta solo una piccola percentuale della produzione annuale delle sole fonti rinnovabili non programmabili. E' evidente, dunque, che sono teoricamente disponibili ampi margini di diffusione, anche nel breve periodo, della tecnologia Power-to-Gas abbinata allo sfruttamento dell'esistente infrastruttura di trasporto del gas naturale.
E' bene infine ricordare che l'idea di trasportare idrogeno in miscela con altri gas combustibili in reti di tubazioni è stata pratica ampiamente diffusa in passato [23]. Fino agli anni '60, nelle maggiori città europee, si utilizzava per fini domestici e di illuminazione stradale il cosiddetto "gas di città" (o gas illuminante), trasportato in gasdotti interrati. Era una miscela di gas a composizione variabile, sintetizzata chimicamente per distillazione e gassificazione di combustibili fossili solidi come il litantrace. Tipicamente per circa il 50% era costituito da idrogeno, per il 40% da idrocarburi vari e per il 10% da monossido di carbonio (CO). Successivamente si consolidò l'utilizzo dell'energia elettrica e si diffuse per usi domestici il gas naturale, più economico, pulito e ampiamente disponibile, importato dai paesi produttori. A testimonianza storica di questo fatto, nelle periferie delle più grandi città è ancora possibile osservare la presenza di enormi gasometri, che in passato fungevano da polmoni a pressione costante per la rete di gas illuminante, ad alto contenuto di idrogeno. Ne è un esempio il gasometro di Milano Bovisa, che rappresenta un monumento di archeologia industriale della città di Milano.

2.3.6 Power-to-Gas come sistema di accumulo energetico

Sorge spontaneo chiedersi perché prodigarsi tanto a convertire l'energia elettrica, vettore energetico per eccellenza nonché forma di energia pregiata, in qualcos'altro di intermedio nel processo da forte primaria ad utenza finale. Perché, ad esempio, non utilizzare direttamente l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili per soddisfare i bisogni finali, come i trasporti o il riscaldamento?
L'energia elettrica, pur conservando i numerosi ed enormi vantaggi che ne hanno dettato la diffusione capillare nella civiltà moderna, tanto da essere considerata ormai un servizio primario per lo sviluppo umano, è essenzialmente un vettore energetico non immagazzinabile. Teoricamente tutta l'energia elettrica prodotta (nel senso di convertita da un'altra fonte primaria) deve essere consumata (nel senso di riconvertita in un'altra forma energetica utile) nello stesso momento, e viceversa.
E' evidente che in una società dinamica come la nostra sia lecita l'esistenza di momenti di squilibrio tra produzione e consumo di energia, o quantomeno di produzione attraverso determinati standard ambientali, come quella da fonte rinnovabile. Basti pensare banalmente ai momenti in cui non c'è disponibilità di fonti come il sole o il vento, sorgenti aleatorie e quindi, per definizione, non programmabili. E' sempre meno infrequente il verificarsi anche della situazione opposta, ovvero un eccesso di produzione rinnovabile rispetto all'effettivo bisogno istantaneo oppure rispetto alla massima capacità di trasporto delle infrastrutture elettriche (vedi paragrafo 1.2.2). Questi scompensi sono accentuati dal progressivo aumento della penetrazione delle FRNP nel mix produttivo, con conseguenti complicazioni di gestione della rete elettrica (vedi paragrafo 1.2.4). Dunque si necessita di organi di accumulo energetico sempre più capienti e performanti, necessariamente basati su altre forme di energia rispetto a quella elettrica, come quella chimica o potenziale [32]. Questi impianti sono in grado di assorbire energia elettrica, quando questa è prodotta in sovrabbondanza, e di scaricarla progressivamente alla rete elettrica, nel momento in cui ve ne è richiesta da parte del carico. In quest'ottica, il Power-to-Gas (P2G) si propone come possibile metodo di accumulo innovativo [33].

Sotto questo aspetto, la tecnologia presenta delle caratteristiche uniche nel suo genere, come è possibile osservare nel diagramma di Figura 2.19, che confronta le principali tecnologie di accumulo elettrico esistenti.

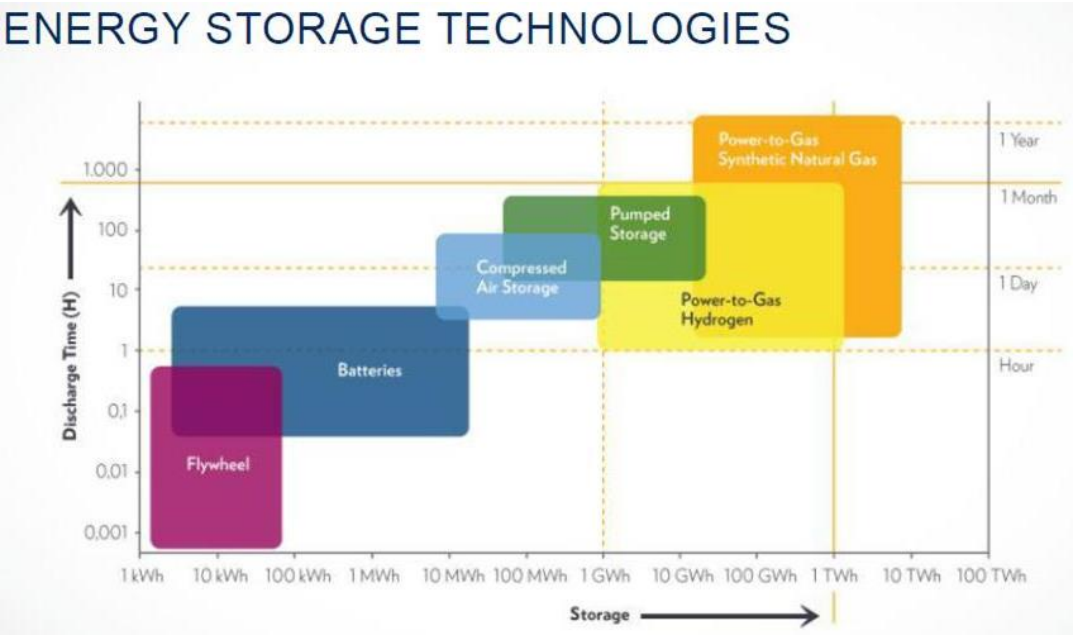

Figura 2.19 - Confronto tra le principali tecnologie di accumulo elettrico [34]

Il Power-to-Gas (P2G) ha delle notevoli potenzialità in termini di capienza di stoccaggio, le quali non sono minimamente comparabili con le tecnologie convenzionali come le batterie o gli accumulatori ad aria compressa. Con limiti massimi teorici che si attestano nell'ordine dei TWh, garantisce l'accumulo di moli di energia fino a tre ordini di grandezza superiori ai più mastodontici impianti di pompaggio, che conservano inoltre lo svantaggio di essere dipendenti dalla disponibilità orografica di enormi bacini idrici e dislivelli piezometrici. Questa incredibile capienza è dettata dalla sua modalità di accumulo chimico sotto forma di gas, che può essere liquefatto, compresso in serbatoi, o immesso in reti di gasdotti, raggiungendo una densità energetica che non ha paragoni con le altre tecnologie [33].
Inoltre presenta ottima flessibilità in termini di tempo di scarica, che varia in un ampissimo intervallo che va dalla singola ora fino a mesi di distanza.
A questi vantaggi si accompagnano notevoli motivi di perplessità a livello teorico, oltre alle problematiche di tipo economico, tecnologico e di gestione dell'idrogeno, già precedentemente trattate nel paragrafo 2.3.2.
Innanzitutto, utilizzato come metodo di accumulo elettrico classico, non risulta particolarmente efficiente dal punto di vista energetico. Il ramo Power-to-Gas, con elettrolisi, ha un rendimento di conversione (LHV_{H2}/E_{EL}) che si attesta in un range del 50-80%, mentre il ramo Gas-to-Power, con fuel cells, ha un rendimento ancora inferiore, sul 50-60%. Tralasciando le perdite di compressione e stoccaggio e considerando solo i processi elettrochimici, dell'energia elettrica assorbita ne viene restituita solo una quota del 30-40%, mentre il resto viene persa nelle conversioni [32]. Le altre tecnologie di accumulo ad alta diffusione, come le batterie e gli impianti di pompaggio idrico, presentano efficienze nettamente superiori, in alcuni casi fino al 90% di rendimento. D'altra parte, è possibile sfruttare solamente il ramo Power-to-Gas e far interagire costantemente il settore energetico elettrico con quello termico, a seconda delle necessità. In tal caso la tecnologia sarebbe utilizzata come sistema di accumulo solo in assorbimento, ma con indubbia utilità.

In secondo luogo, considerando il paradigma del moderno sistema elettrico, non vi è particolare necessità di accumuli della capienza di decine di GWh, data la presenza di moltissimi impianti di produzione, con ampia gamma di flessibilità, corrispondenti ad un'elevata potenza installata, e osservando anche la progressiva diffusione della generazione distribuita, a discapito di quella centralizzata. Tuttavia, un costante aumento della penetrazione delle fonti primarie rinnovabili aleatorie nel mix produttivo elettrico, non può che andare di pari passo con l'impiego di organi di accumulo ad elevata capienza.
Per concludere, viene brevemente valutata una possibile applicazione della tecnologia P2G come accumulatore di energia elettrica, svolgendo dei calcoli approssimati.
Considerando, ad esempio, il trasporto privato su strada tramite motore elettrico, le alternative di accumulo di energia all'interno della vettura possono essere una batteria elettrica oppure un serbatoio di idrogeno compresso, che aziona un modulo di fuel cells. Si prende come riferimento un'automobile a prestazioni contenute, come può essere un'utilitaria per guida cittadina, che, a grandi linee, necessita in media di 20 kW di potenza elettrica per la mozione. Le più moderne e performanti batterie al litio presentano una densità di accumulo energetico di circa 0,2-0,3 kWh_{EL}/kg, di conseguenza per garantire un'autonomia di guida di 5 ore (100 kWh), occorrerebbe una batteria di più di 400 kg di peso, nonché di notevole volume. Tanto è vero che le moderne auto elettriche hanno batterie della capacità massima di 40-50 kWh, con conseguenti grossi limiti di autonomia. Tenendo presente l'efficienza di conversione delle celle a combustibile, l'idrogeno presenta invece una densità di accumulo energetico di circa 15-18 kWh_{EL}/kg_{H2}, quindi di due ordini di grandezza superiore alle batterie, in termini massici. Notevolmente a favore di quest'ultima soluzione è anche il confronto in termini di ingombro volumetrico, anche se meno evidente, a causa dell'elevato volume specifico della molecola di idrogeno e quindi dipendente dalla pressione del combustibile all'interno del serbatoio, che può superare anche i 200 bar.

2.3.7 Power-to-Gas come componente di un impianto elettrico a FRNP

Considerando tutte le caratteristiche della tecnologia P2G descritte nei precedenti paragrafi, vengono ora valutati i benefici di una sua concreta applicazione come componente impiantistico asservito ad un parco di produzione elettrica da fonte rinnovabile non programmabile.
Al fine di valutare i vantaggi dell'introduzione di questa tecnologia nello scenario energetico attuale, è opportuno considerare più punti di vista differenti. Procedendo dal generale al particolare, è possibile identificare tre interpreti principali: uno Stato o un organizzazione internazionale, un gestore della rete elettrica e un proprietario di un impianto di produzione elettrica a fonte rinnovabile aleatoria. I primi due avranno una prospettiva di interesse pubblico, in quanto operano a servizio della collettività e non, teoricamente, a scopo di lucro, mentre l'ultimo è il punto di vista imprenditoriale privato.
Per quanto riguarda un ipotetico organizzatore generale dell'intera filiera energetica, in grado di influenzare l'andamento del settore, come può essere un legislatore, che si pone come obiettivi la fornitura ottimale di energia alla popolazione e la concomitante salvaguardia ambientale [19], vengono elencati i possibili benefici del P2G:

- Riduzione della quota di utilizzo degli idrocarburi
- Diffusione di vettori energetici puliti
- Riduzione dell'inquinamento atmosferico locale
- Riduzione dell'inquinamento atmosferico globale
- Possibilità di sovradimensionare gli impianti a fonti rinnovabili
- Integrazione delle infrastrutture di trasporto energetico
- Maggiore indipendenza energetica

Cambiando prospettiva, la diffusione di impianti di generazione elettrica da FRNP causa notevoli ripercussioni negative sulla gestione della rete elettrica, sia dal punto di vista tecnico che dei mercati elettrici (vedi paragrafo 1.2). A questo proposito si elencano le problematiche che potrebbero teoricamente essere alleviate, qualora si adottassero tecnologie P2G in accoppiamento ad impianti di produzione aleatori [33] [35]:

- Bilanciamento dei carichi
- Programmazione del dispacciamento
- Necessità di ampie bande di regolazione
- Presenza di armoniche e variazioni nella tensione
- Congestione di linee intrazonali
- Congestione di linee interzonali
- Squilibrio di parametri economici tra le macrozone
- Inferenza opportunistica sugli sbilanciamenti zonali

Infine, viene analizzato il punto di vista imprenditoriale. Di seguito vengono elencate le problematiche tipiche di un proprietario di un impianto di generazione elettrica da FRNP interconnesso con la rete elettrica [36], che in qualche misura possono essere mitigate dall'esercizio di questo componente innovativo:

- Aleatorietà della fonte primaria
- Disaccoppiamento tra previsione e immissione
- Oneri/ricavi di sbilanciamento
- Insorgenza di politiche di remunerazione degli sbilanciamenti svantaggiose
- Relazioni coi mercati dell'energia
- Non abilitazione ai servizi di rete remunerati
- Mancata produzione elettrica
- Influenza del segno dello sbilanciamento aggregato zonale
- Influenza dei parametri economici zonali

Lo scopo di questa tesi sarà appunto una valutazione delle potenzialità dell'installazione di un impianto P2G, affiancato ad un parco eolico di grande taglia realmente esistente, localizzato in Sud Italia.
Il punto di vista adottato sarà quello del proprietario di impianto, e verrà svolta un'analisi di ottimizzazione dettagliata del funzionamento combinato pluriennale dell'impianto eolico con batteria di elettrolizzazione e iniezione di idrogeno nella rete del gas naturale. L'ottimizzazione sarà impostata al fine di massimizzare il ritorno economico a seguito dell'investimento iniziale per il nuovo componente. Essendo ben consapevoli di muoversi in un campo ipotetico e futuristico, l'obiettivo sarà quello di quantificare le condizioni economiche che renderebbero questa tecnologia una valida alternativa allo status quo, mantenendo il più possibile permeanza con la realtà.
Una volta giunti alle condizioni di ottimo economico, si osserveranno i risultati conseguiti e si misurerà la bontà di questa tecnologia nel conseguimento anche di altri obiettivi di interesse più generale, come il recupero energetico, la diminuzione dello sbilanciamento di energia alla rete elettrica e la riduzione delle emissioni inquinanti.

2.3.8 Impianti esistenti

Oltre a qualche progetto dimostrativo e laboratorio, attualmente sono regolarmente in esercizio una quindicina di impianti P2G in tutto il mondo, con una tendenza ad incrementare la potenza installata nei prossimi anni (Figura 2.20) [23].

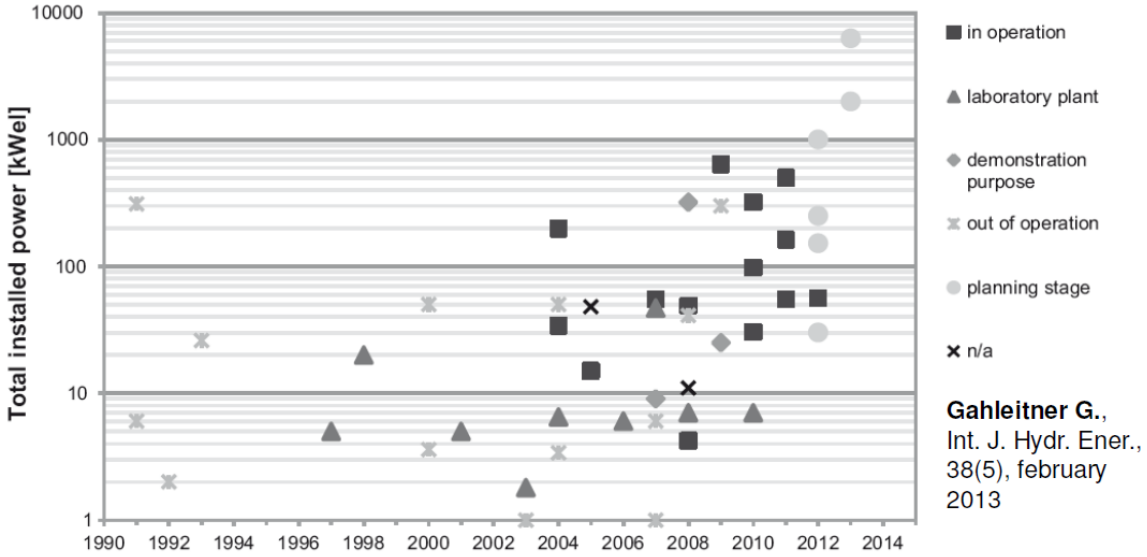

Figura 2.20 - Impianti Power-to-Gas esistenti

Gli impianti in funzione sono principalmente collocati in Germania, USA, Canada, Spagna e Regno Unito, e hanno lo scopo di dimostrare l'efficacia della tecnologia P2G per il bilanciamento della rete elettrica, a fronte dell'aleatorietà di una fonte energetica rinnovabile. Per la maggior parte alimentano stazioni di rifornimento di idrogeno o effettuano stoccaggio e riconversione locale. Solo due impianti tedeschi immettono il gas prodotto nell'infrastruttura del gas naturale, Falkenhaghen (foto in Figura 2.21) idrogeno e Werlte metano sintetico, con reazione di Sabatier.

Figura 2.21 - Impianto P2G di Falkenhagen (Germania)

Questo impianto (Figura 2.21), in funzione dal 2013, ha una potenza elettrica installata di ben 2 MW e produce una media di 360 Nm^3 di H_2 all'ora, da energia eolica. E' importante notare che, nonostante l'elevata capacità, l'impianto presenti un ingombro ridotto, sia di facile costruzione, grazie alla compattezza e alla modularità degli elettrolizzatori, e non sia in alcun modo impattante dal punto di vista visivo.
Un altro esempio di integrazione tra gli utilizzi elettrici, termici e dei trasporti di energia estratta da fonte rinnovabile, è l'impianto P2G di Prenzlau (Germania), in funzione dal 2012 (Figura 2.22).

Figura 2.22 - Impianto P2G di Prenzlau (Germania)

Parte dell'energia elettrica generata da diversi parchi eolici è utilizzata per produrre idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua, i quale è poi stoccato e alimenta, a richiesta, sia delle stazioni di rifornimento per autovetture a celle a combustibile, tra cui una localizzata nell'aeroporto di Berlino-Brandeburgo, sia una centrale di produzione combinata di elettricità e calore per la rete di teleriscaldamento cittadino.

3. Modello di ottimizzazione

In questo capitolo viene presentato nel dettaglio il modello matematico sviluppato per svolgere l'analisi tecno-economica di un impianto di accumulo di energia per il bilanciamento di fonti di energia rinnovabile non programmabile, oggetto di questa tesi.
L'analisi verte sulla valutazione delle potenzialità dell'applicazione della tecnologia Power-to-Gas ad un impianto di produzione elettrica da fonte eolica di grande taglia, situato nel Sud Italia. Viste le forti incertezze sul quadro normativo, sui parametri economici e sull'effettiva possibilità di realizzare alcune delle scelte presentate in seguito, l'obiettivo sarà quello di quantificare le condizioni economiche che renderebbero questa tecnologia una valida alternativa allo status quo di questo impianto eolico, ovvero l'assenza di organi di accumulo, tipica della quasi totalità degli impianti a FRNP. Oltre al mero beneficio economico dell'introduzione di questo nuovo componente impiantistico, verrà quantificata la sua propensione ed efficacia nel mitigare alcune delle problematiche principali di un impianto di generazione che sfrutta una fonte rinnovabile aleatoria. Si fa rifermento in particolare allo squilibrio tra il piano di produzione dichiarato ex-ante e l'effettiva produzione di energia elettrica, il cosiddetto "sbilanciamento" (vedi sezione 1.2.5), agli oneri ad esso legati e ad altre situazioni indesiderate come la mancata produzione eolica (MPE) o la non abilitazione ai servizi di rete ("servizi ancillari") remunerati negli appositi mercati (MSD).
A questo scopo, è stato implementato un modello di ottimizzazione, descritto in dettaglio nel seguito, che tenga conto sia di vincoli tecnici per i componenti (limiti sulle reti di trasmissione, efficienza e criteri operativi), sia degli aspetti economici (mercati, regolamentazione degli sbilanciamenti e loro remunerazione), cercando di approssimare al meglio la complessità dei sistemi studiati e le loro interazioni.

3.1 Introduzione al modello

Per cominciare, viene introdotto in modo schematico il problema da risolvere. Una volta chiarite le premesse, si procederà con una breve descrizione del metodo scelto per modellizzare il problema dal punto di vista matematico e computazionale, al fine di inquadrare a livello teorico il lavoro di implementazione.
Essendo il modello intrinsecamente flessibile, ovvero in grado di gestire diverse formulazioni del problema, in termini di politiche e vincoli tecnici, in questa introduzione non verrà posta enfasi sui particolari quantitativi dell'analisi, mantenendo una visione generale. Nei paragrafi successivi di questo capitolo verranno poi affrontate nel dettaglio le singole parti che compongono il modello di ottimizzazione, quantificando opportunamente ogni parametro presente nelle equazioni.

3.1.1 Schema generale del problema

Richiamando i concetti espressi nei capitoli introduttivi, l'oggetto dell'analisi è l'applicazione della tecnologia P2G ad un impianto di produzione elettrica da fonte eolica dal punto di vista del proprietario di quest'ultimo.
Si considera quindi di avere a disposizione un impianto eolico di grande taglia, indicativamente decine di MW, composto da un certo numero di aerogeneratori, localizzato in una specifica regione italiana e di cui si conosce uno storico annuale di dati operativi. La collocazione geografica permette di individuare sia eventuali limitazione sulla connessione elettrica, sia l'appartenenza a una specifica sezione del mercato elettrico zonale. Con dati operativi si intende invece una serie di valori, ora per ora almeno per un intero anno, di energia elettrica realmente prodotta ed energia elettrica prevista il giorno precedente. Ogni parco, infatti, è dotato di un sistema di previsione della velocità del vento, che gli permette di pronosticare giornalmente il suo profilo di produzione elettrica oraria, con un'accuratezza dipendente dall'algoritmo utilizzato [12] [13]. A partire da tali previsioni si stila un programma di immissione in rete che il gestore del parco offre nel mercato del giorno prima (MGP). L'attuale consuetudine per gli impianti a fonti rinnovabili è di offrire a prezzo nullo, poiché l'energia verrà poi valorizzata al prezzo marginale zonale, formatosi alla risoluzione del MGP, mentre la quota di energia sbilanciata il giorno successivo sarà commutata in oneri o ricavi addizionali, in base alla politica sulla remunerazione degli sbilanciamenti a cui il parco è sottoposto. Interpretando i dati economici zonali dei mercati dell'energia elettrica del medesimo anno, è possibile stimare gli introiti annuali dell'impianto.
Per come è strutturato, il parco eolico non ha flessibilità o particolati alternative decisionali. Questa situazione, reale e attuale, è identificabile come il caso base ed utilizzata come tale nel seguito.
A questo punto si ipotizza di investire in un nuovo componente da affiancare all'impianto; tra le diverse alternative di accumulo dell'energia, in questo lavoro si è scelto di valutare la tecnologia Power-to-Gas. Si tratta di una batteria di elettrolisi dell'acqua, composta da moduli di celle elettrolitiche raggruppate in unità indipendenti, comprensive di impianti ausiliari al corretto funzionamento della reazione elettrochimica, nonché di un sistema di compressione e stoccaggio dell'idrogeno.
Con questa aggiunta, il gestore del parco eolico potrà scegliere, ora per ora, se immettere l'intera energia elettrica prodotta nella rete elettrica oppure destinarne una parte all'azionamento delle unità di elettrolisi, al fine di produrre e vendere idrogeno. L'H_2 estratto dall'acqua può essere venduto tramite contratti bilaterali a qualche azienda che lo richiede o rifornire un distributore di combustibile per veicoli elettrici a fuel cells. Data l'assenza di un vero e proprio mercato distribuito di questo vettore energetico pulito, in questo lavoro verrà fatta l'ipotesi di immissione dell'idrogeno nella rete del gas naturale. Questa soluzione, proposta recentemente e avallata dall'analisi svolta nel paragrafo 2.3.4, corrisponde ad una sua vendita nel mercato del gas [3].
In Figura 3.1 è possibile osservare la logica impiantistica di questo nuovo scenario, considerata per il caso studio.
Le ragioni che possono portare all'impiego di parte dell'energia elettrica per azionare l'elettrolisi piuttosto che immetterla direttamente in rete possono essere diverse, e vanno ricercate, ora per ora, nell'analisi dei mercati dell'energia e nell'organizzazione delle reti. Ad esempio, nell'arco di un anno, si presentano delle ore in cui il prezzo dell'energia elettrica, risultato del MGP, risulta particolarmente basso e quindi svantaggioso in termini di potenziali introiti, rispetto al prezzo dell'idrogeno.

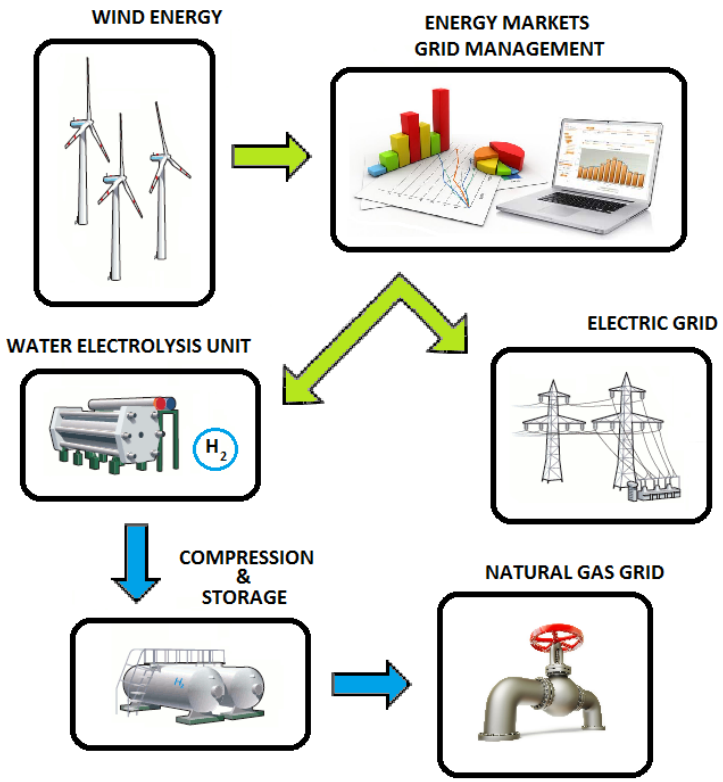

Figura 3.1 - Schema concettuale del caso studio

Oppure il prezzo dell'energia sbilanciata, determinata dal mercato elettrico dei servizi di dispacciamento (MSD) e funzione della politica in vigore, risulta tale da suggerire il massimo contenimento cautelativo dello sbilanciamento o, di per contro, giustificare un rischio calcolato di scostamento dalla previsione, a favore dell'elettrolisi. Oppure ancora, in presenza di ordini di dispacciamento da parte del gestore della rete elettrica nazionale, Terna, con obbligo annesso di ridurre repentinamente l'immissione di potenza elettrica, si ha la possibilità di sfruttare la fonte eolica disponibile per il P2G, piuttosto che procedere all'arresto forzato degli aerogeneratori, ponendo le pale a sfavore di vento.
Per supportare questo arbitraggio vanno dunque interpretati, ora per ora, tutti i parametri influenti e le condizioni al contorno, rispettando i vincoli tecnici e i bilanci energetici e massici. Al fine di organizzare il funzionamento combinato del ramo P2G dell'impianto e dell'immissione elettrica in rete in modo ottimale, è necessaria una rigorosa modellizzazione matematica che si traduce, nella fattispecie, in un problema di ottimizzazione lineare vincolata misto-intera (MILP), i cui dettagli sono presentati nel prossimo paragrafo.
In sostanza, l'obiettivo principale di questo modello è quello di massimizzare il ritorno economico differenziale tra il caso studio e il caso base, a lungo termine, in ottica di ripagare l'investimento iniziale per l'impianto P2G. Dall'analisi a posteriori dei risultati sarà possibile estrapolare le condizioni economiche che renderebbero fattibile questa alternativa tecnologica e quantificarne i benefici dal punto di vista operativo e gestionale.

3.1.2 Problema di ottimizzazione MILP

I problemi di ottimizzazione consistono nella ricerca di punti stazionari di una determinata funzione obiettivo [37]. Questo genere di analisi è spesso utilizzata nelle discipline scientifiche e ingegneristiche per ottenere i valori numerici delle variabili di un sistema, al fine di massimizzare o minimizzare un particolare parametro che è funzione delle medesime.
In prima approssimazione, i problemi di ottimizzazione si dividono in due coppie di sottocategorie: ottimizzazione libera / vincolata e ottimizzazione lineare / non lineare.
Qualora il sistema sia soggetto a vincoli geometrici, fisici o semplicemente matematici, si parla di ottimizzazione vincolata, altrimenti di libera. Inoltre, si parla di ottimizzazione lineare se sia la funzione obiettivo che le trasposizioni matematiche dei vincoli sono funzioni lineari, ovvero non contengono, per esempio, termini quadratici o moltiplicazioni tra variabili.
Nel nostro caso, la funzione obiettivo da massimizzare è l'equazione che quantifica il ricavo differenziale tra caso studio e caso base ed è una funzione lineare, così come lo sono i numerosi vincoli a cui è soggetta. Si tratta, quindi, di un'ottimizzazione lineare vincolata.
In ultima istanza, la natura numerica delle variabili della funzione obiettivo completa la caratterizzazione di un'ottimizzazione lineare. Qualora si tratti di numeri continui, la classe è quella dei problemi lineari continui, qualora invece si tratti di numeri interi, problemi lineari interi.
Nel nostro caso specifico, come vedremo successivamente nel dettaglio, siamo in presenza contemporanea sia di variabili continue che intere, e dunque siamo di fronte a un problema lineare vincolato misto-intero, altrimenti detto MILP, dall'inglese Mixed-Integer-Linear-Programming.
I componenti teorici di ogni ottimizzazione vincolata sono quattro:

- Costanti (o dati)
- Variabili
- Funzione obiettivo
- Vincoli

Un modello di ottimizzazione lineare si pone lo scopo di massimizzare o minimizzare la funzione obiettivo, la quale è sostanzialmente un'equazione matematica composta da operazioni lineari tra variabili e costanti, rispettando dei vincoli, ovvero esplicite equazioni o disequazioni che limitano le variabili ad un certo dominio o le relazionano tra loro. La risoluzione del modello si occupa di far variare il valore numerico delle variabili, rispettando i vincoli a cui sono soggette, affinché sia ottimizzata la funzione obiettivo. Una volta giunti al punto stazionario ricercato nella funzione obiettivo, è possibile risalire ai valori numerici che le variabili assumono nel punto di ottimo. Questi valori sono da considerarsi come i risultati dell'analisi, in quanto la loro specifica combinazione permette di ottimizzare il parametro di interesse.
Nello schema in Figura 3.2 verranno sintetizzati i concetti espressi e relazionato i componenti teorici dell'ottimizzazione con gli effettivi corrispettivi nel caso di interesse.
Una volta che il processo di ottimizzazione è compiuto, oltre a quantificare il ricavo differenziale raggiunto, sarà possibile, richiamandone i singoli valori, scoprire tutti i risultati operativi dell'impianto, nella sua conformazione di funzionamento ottimale.

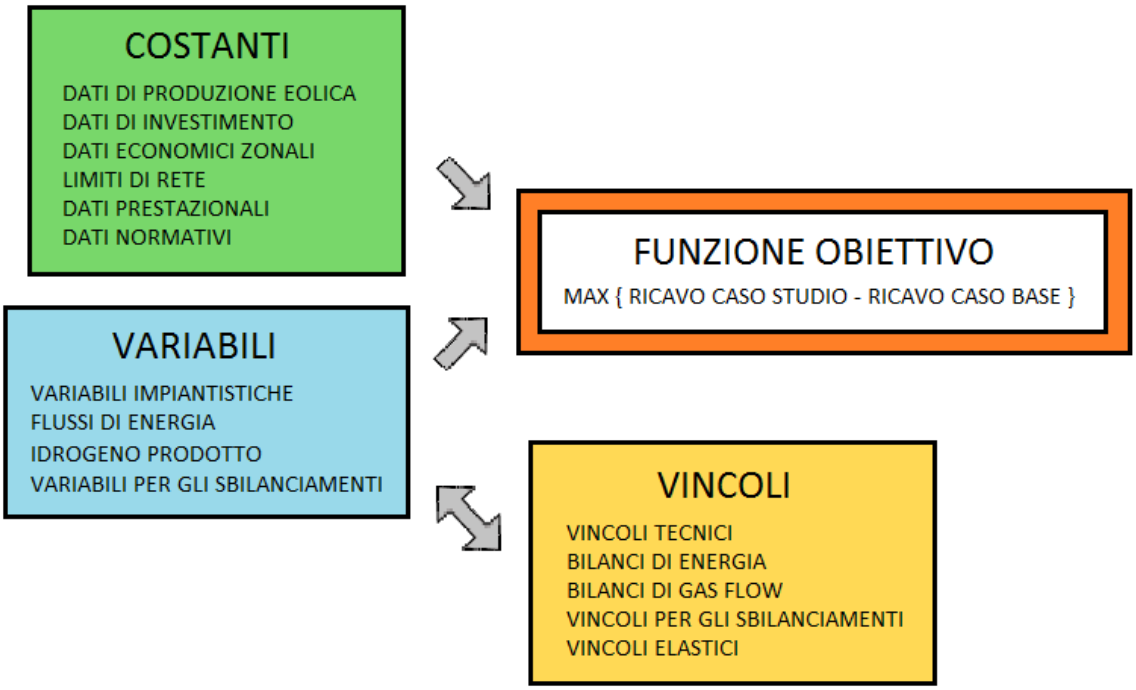

Figura 3.2 - Schema concettuale del problema di ottimizzazione del caso studio

3.1.3 Accenni matematici e computazionali

I modelli matematici corrispondenti a problemi di ottimizzazione lineare vincolata sono risolti da specifici algoritmi di calcolo [37]. Ogni problema lineare può essere riscritto nella sua forma canonica come segue:

$$\begin{aligned} &maximize \quad f(\underline{\boldsymbol{x}}) = \underline{\boldsymbol{c}}^T \cdot \underline{\boldsymbol{x}} \\ &subject\ to \quad A \cdot \underline{\boldsymbol{x}} \leq \underline{\boldsymbol{b}} \end{aligned} \tag{3.1}$$

dove $\underline{\mathbf{x}}$ rappresenta il vettore delle variabili (incognite)
f($\underline{\mathbf{x}}$) è la funzione obiettivo (da massimizzare)
$\underline{\mathbf{c}}$ è il vettore delle costanti
$(.)^T$ è l'operazione di matrice trasposta
A è una matrice di coefficienti noti
$\underline{\mathbf{b}}$ è un vettore di termini noti

La prima equazione rappresenta appunto la funzione obiettivo, che è funzione lineare dei vettori delle variabili e delle costanti. Sotto di essa c'è l'insieme dei vincoli, identificabile con una singola disequazione in forma matriciale.
A livello teorico si può intendere il campo di soluzioni della funzione obiettivo come un spazio N-dimensionale, con N numero delle variabili del problema. Si ricorda inoltre che, nel caso di MILP, alcune variabili sono libere di variare nel continuo, mentre alcune sono obbligatoriamente dei numeri interi. In tal caso lo spazio delle soluzioni avrà qualche dimensione continua e qualche dimensione discreta.

Le disequazioni che esplicitano i vincoli, costituiscono dei piani di sezione di questo spazio N-dimensionale che limitano il campo di variabilità delle variabili e, qualora i vincoli risultino tra loro convessi, identificano univocamente un politopo N-dimensionale.
Data la presenza di variabili continue, questa regione dell'iperspazio è composto da un infinito numero di punti, che interagendo tra loro nella funzione obiettivo, implicano che quest'ultima possa assumere infiniti diversi valori. Tenendo presente la difficoltà di immaginare uno spazio di dimensioni superiori a 3, visualizziamo, per semplicità grafica, un caso tridimensionale e uno bidimensionale.

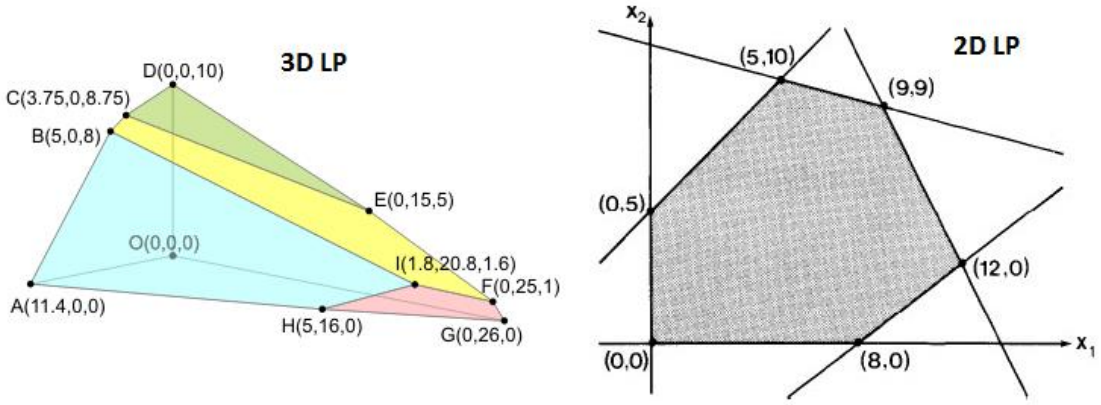

Figura 3.3 – Esempi di spazio delle soluzioni ammissibili per problemi di ottimo vincolati a 3 e a 2 variabili, rappresentabili come spazi 3D e 2D rispettivamente

Considerando l'infinita gamma di soluzioni possibili, nonostante la presenza dei vincoli, è opportuno utilizzare un efficace algoritmo di calcolo che permetta di "muovere" contemporaneamente il valore numerico di tutte le variabili seguendo un trend progressivo di aumento della funzione risultante, fino a raggiungere un suo massimo. La raffinatezza di un codice di calcolo di ottimizzazione lineare sta nell'identificare univocamente un massimo assoluto per la funzione, dato che essa può, verosimilmente, presentare un numero imprecisato di punti stazionari, corrispondenti a minimi/massimi locali della funzione obiettivo.
E' evidente che per risolvere questi problemi matematici, già qualora le variabili siano in numero superiore a 2 o 3, l'approccio analitico risulti insufficiente o estremamente oneroso, richiedendo l'ausilio di metodi numerici. Esistono numerosi software commerciali e non, basati su algoritmi di calcolo complessi, appositamente ideati per questo compito. Va tenuto ben distinto il concetto di software che fornisce un linguaggio di programmazione per modellizzare un problema di ottimizzazione, come per esempio Matlab o AMPL, e software che implementa gli algoritmi risolutivi, o "solver", come CPLEX o Gurobi.
In seguito vengono fornite, in modo molto semplificato, delle nozioni base sull'architettura dei solutori, utili a comprenderne la logica generale e alcune scelte presentate nel seguito per la modellizzazione del problema in esame. Si procederà analizzando i casi di ottimizzazione lineare vincolata continua (LP), intera (IP) e mista (MILP) [37].
Si parte col caso più semplice, ovvero il problema di ottimizzazione lineare continua (programmazione lineare, LP), trattando l'esempio bidimensionale più intuitivo e estendibile poi a un numero maggiore di variabili. La funzione obiettivo sarà una funzione lineare in due variabili, cioè una superficie piana. Una volta ristretta la regione delle possibili soluzioni tramite i vincoli, che si manifestano come rette intersecanti, si ha la garanzia matematica che la massimizzazione della funzione sia ottenuta in un punto del contorno della regione ammissibile. E' facilmente immaginabile, anche dal punto di vista grafico, una retta che si muove verso la direzione massima della funzione, fino ad incontrare la soluzione ottima nel bordo del poligono convesso (Figura 3.4).

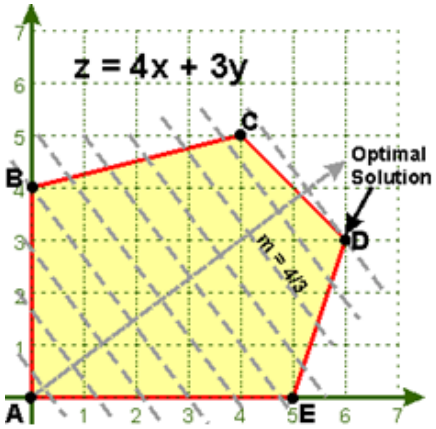

Figura 3.4 - Rappresentazione grafica della risoluzione analitica di un problema di ottimizzazione lineare in due dimensioni. In grigio si osserva la direzione verso cui si massimizza la funzione obiettivo

Allargando il problema a N dimensioni, la linearità della funzione obiettivo e dei vincoli garantisce che la soluzione ottima sarà sempre posizionata su un vertice del politopo N-dimensionale convesso (o in alternativa, corrisponda ad un intero spigolo o sia indeterminata se il problema non è vincolato nella direzione di massima crescita). A questo proposito è stato sviluppato negli anni ’40 il metodo numerico noto come “Simplex algorithm” che ricerca la soluzione dei problemi di ottimizzazione lineare continua vincolata muovendosi tra i vertici dei politopi delle soluzioni ammissibili.

Per quanto riguarda i problemi a variabili intere (IP), nonostante si abbatta sensibilmente il numero di combinazioni di soluzioni ammissibili, che sono effettivamente in numero finito, si riscontra la difficoltà di non poter riconoscere delle frontiere definite, dato che l’iperspazio è un reticolo N-dimensionale di punti discreti.

A rigor di logica, sarebbe possibile calcolare il valore che la funzione obiettivo assumerebbe per qualsiasi combinazione possibile di valori ammissibili delle variabili. E’ evidente che il metodo porterebbe alla soluzione, ma in maniera incredibilmente inefficiente. Esistono algoritmi risolutivi combinatori più raffinati, che si occupano di ricercare logiche per ridurre sensibilmente il numero di iterazioni di calcolo, tra cui il noto algoritmo “branch-and-bound”.

Si tratta di scomporre il problema generale in sotto-problemi più semplici da risolvere, fissando a diversi livelli il valore di alcune variabili e creando dei rami di possibili soluzioni (branch, in inglese) sempre più fitti. Procedendo nell’analisi con ordine di enumerazione implicita di ogni nodo, si scartano progressivamente alcuni rami, dimostrando a priori la loro non ottimalità, aggiungendo progressivamente dei vincoli restringenti (bound, in inglese) al valore numerico delle variabili e quindi sfoltendo il reticolo di soluzioni da ricercare (Figura 3.5).

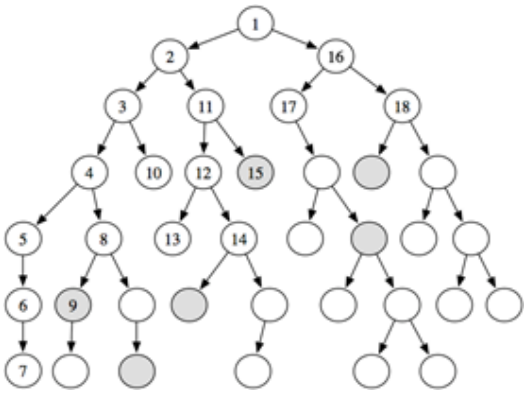

Figura 3.5 - Rappresentazione concettuale del procedimento iterativo seguito da un algoritmo branch-and-bound

Nel caso di ottimizzazioni misto-intere (MILP), come quella inerente questo lavoro di tesi, la metodologia di calcolo adottata sarà intermedia tra le due precedentemente descritte. Ad esempio, l'algoritmo di calcolo "branch-and-cut" approccia il problema trovando, in prima istanza, la cosiddetta soluzione rilassata, ovvero momentaneamente non considerando la natura intera delle variabili, localizzando la posizione della frontiera di ottimo. A questo punto, seguendo una logica simile al "branch-and-bound" analizza i nodi discreti delle variabili intere in prossimità della frontiera continua, aggiungendo progressivamente dei piani di sezione (cutting planes) che intersecano i punti più promettenti, restringendo il dominio delle soluzioni. Alternando ciclicamente analisi rilassate ad analisi nodali sempre più circoscritte, si giunge ad un'unica soluzione ottimale. Di seguito è visualizzabile graficamente il metodo di risoluzione di un algoritmo branch-and-cut per un problema bidimensionale.

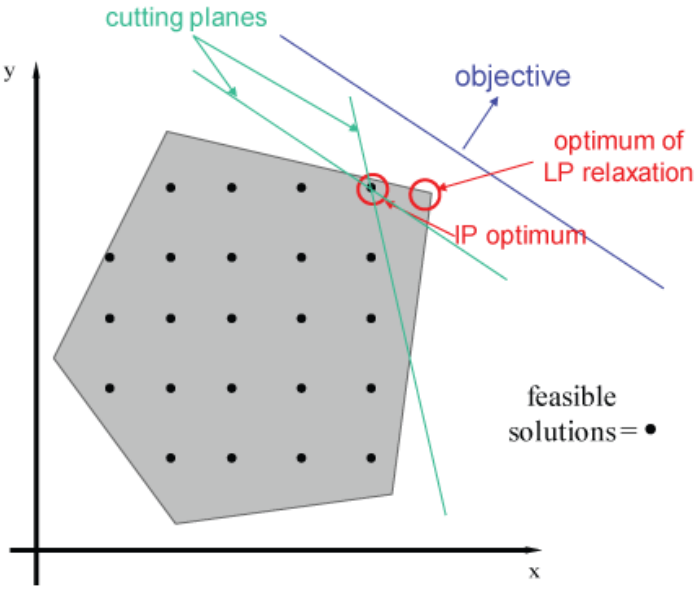

Figura 3.6 - Visualizzazione del procedimento di un algoritmo branch-and-cut

Tenendo presente le nozioni base sull'architettura di questi codici, ci si rende subito conto che in un problema misto, l'aggiunta di un'ulteriore variabile intera appesantisce l'analisi molto di più dell'aggiunta di una continua.

3.1.4 Linguaggio di programmazione

Una volta chiarito il problema di ottimizzazione oggetto di interesse, ci si è trovati di fronte alla scelta di un ambiente e/o di un linguaggio di programmazione tramite cui implementare il modello.
Il primo candidato naturale è stato Matlab (da MATrix LABoratory). Versatile e con linguaggio di programmazione proprio, dispone nella fattispecie di un "optimization toolbox", con funzioni e strutture dedicate ai problemi di ottimizzazione. La presenza di un'interfaccia utente sviluppata e di librerie per la gestione dei dati (sia in pre- che in post-processing) rendono questo ambiente utile per la valutazione iniziale delle soluzioni e dell'approccio al problema. Tuttavia, questo linguaggio non è stato appositamente progettato per la gestione di problemi di ottimizzazione; la definizione di funzione obiettivo, vincoli e parametri risolutivi è richiesta in forma matriciale. La conseguente difficoltà di gestione di una grande mole di dati in questo formato e la volontà di

confrontarsi con un software più specifico per l'applicazione in esame ha portato a valutare delle alternative.
Tra i linguaggi di programmazione dedicati all'implementazione di problemi di ottimizzazione si sono proposti AMPL (acronimo di A Mathematical Programming Language) e GAMS (acronimo di General Algebraic Modeling System), linguaggi commerciali ottimizzati per ottenere elevate prestazioni di calcolo e sintatticamente simili alla notazione matematica. Effettivamente i primi passi del codice implementato in questa tesi sono stati compiuti con una versione gratuita ad uso studentesco di AMPL. Nonostante l'estrema intuitività sintattica e il sequenziale ordine di modellizzazione fossero dei notevoli vantaggi, si sono evidenziati dei limiti nell'interfacciare un problema formalmente variegato in uno schema essenzialmente rigido. AMPL è un valido strumento per problemi di ottimizzazione formulati in modo matematico, facilmente implementabili in un codice ordinato e compatto. Tuttavia manca della flessibilità richiesta nel nostro caso. In particolare si sono riscontrate difficoltà nell'input di una notevole mole di dati di diversa natura, nel pre-processing, nei vari calcoli propedeutici alla pura ottimizzazione, nel controllo di flusso, nelle condizioni logiche, nel post-processing, nella visualizzazione grafica e nell'output dei risultati.
A questo punto si è optato per uno strumento informatico completamente nuovo: Julia Language.
Julia è un linguaggio di programmazione dinamico, di alto livello, dedicato al calcolo scientifico. Si tratta di un software recente e ancora non particolarmente diffuso in Europa. Fu implementato da alcuni membri del MIT e rilasciato nel 2012, l'ultima versione disponibile è la 0.4. Presenta dei tratti sintattici simili a Python, R e Matlab e si tratta di un software open source. E' quindi possibile un suo download gratuito dal sito ufficiale, fornito di piattaforma di supporto tecnico e community.
Julia è un linguaggio di programmazione senza interfaccia grafica, operabile da linea di comando tramite prompt, come riportato in Figura 3.7.

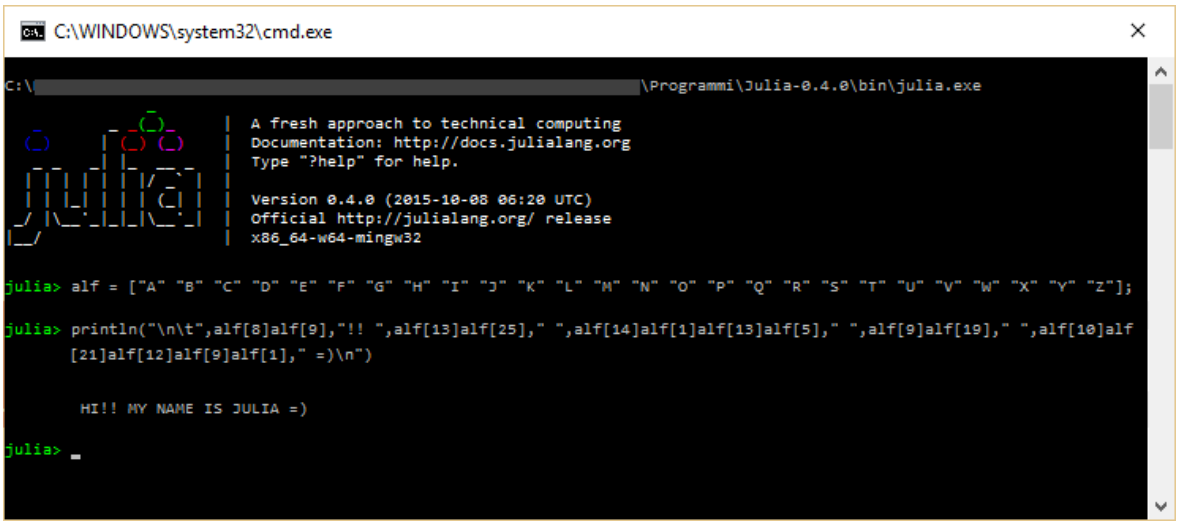

Figura 3.7 - Visualizzazione del programma Julia Language tramite prompt dei comandi

Una volta lanciato il programma, è possibile utilizzarlo come semplice compiler oppure eseguire degli script esterni, precedentemente salvati nella directory. Oltre alle features informatiche di base, Julia Language dispone di diverse centinaia di pacchetti di funzioni, scaricabili da internet, che assolvono le più svariate necessità. La possibilità di modificare funzioni esistenti e crearne di nuove, si traduce con la disponibilità di una libreria informatica praticamente infinita.

Nel caso specifico di questo lavoro di tesi sono stati utilizzati i seguenti pacchetti gratuiti:

- **JuMP** (Julia Mathematical Programming) per le funzioni riguardanti il modello di ottimizzazione
- **Gurobi** per l'interfaccia col solver esterno Gurobi Optimizer
- **ExcelReaders** per l'import di vettori di dati da Microsoft Excel
- **DataArrays** e **DataFrames** per l'organizzazione e la gestione tabulare dei dati di output
- **Gadfly** per la formattazione e il display di grafici e diagrammi

Per l'implementazione degli script in linguaggio Julia è stato utilizzato il software di gestione testuale Notepad++, che permette di riconoscere le funzioni e le strutture logiche di molti linguaggi di programmazione e, qualora salvati nell'apposita directory, di lanciare direttamente gli script in Julia, tramite una finestra esterna di prompt.
Nonostante la necessità di imparare l'utilizzo della specifica sintassi, e le conseguenti difficoltà iniziali alla modellizzazione di un problema complesso come quello in esame, si sono riscontrati numerosi vantaggi nell'utilizzo di un linguaggio di programmazione così flessibile.
Innanzitutto la comodità di racchiudere all'interno dello stesso script sia i componenti del modello, sia elementi di calcolo propedeutico, nonché ogni aspetto di gestione di input e output. In tal senso, si è potuto intervallare pre-processing, calcoli preliminari, condizioni logiche, controllo di flusso, loop di calcolo, inserimento di test, stampe a schermo e post-processing, utilizzando funzioni di varie librerie, alla definizione rigorosa di costanti, variabili, funzione obiettivo e vincoli del modello, senza che questi ultimi fossero obbligatoriamente raggruppati in maniera rigida.
Inoltre, si è riscontrata un'utilissima semplicità nell'interfacciarsi con altri programmi utilizzati, come il solver Gurobi e Microsoft Excel, e compatibilità con file di differenti formati, come file di testo (.csv) o immagini (.svg).
Un ultimo grande vantaggio, rispetto ad esempio ad AMPL, è stato la possibilità di svolgere a cascata più ottimizzazioni contemporaneamente, parametrizzando alcune costanti di interesse e raggruppando l'output in un unico dataframe.
Per concludere, Julia si è rivelato un linguaggio di programmazione semplice, intuitivo e altamente compatibile con strumenti esterni, garantendo allo stesso tempo solidità, completezza ed elevate performance.

3.1.5 Software di solving

Per svolgere effettivamente i calcoli di ottimizzazione MILP, si è scelto un software commerciale specializzato: Gurobi Optimization. Infatti, a seguito di alcuni tentativi iniziali con un solver gratuito (GLPK), si è riscontrata la necessità di uno strumento dedicato, più veloce ed accurato. La disponibilità di una licenza tramite il Politecnico di Milano e la compatibilità con Julia Language hanno portato a preferire questo solutore rispetto ad altre soluzioni potenzialmente equivalenti (es. IBM CPLEX).
Considerando la natura delle strategie computazionali di risoluzione dei problemi di ottimizzazione lineari, precedentemente accennati nel paragrafo 3.1.3, è evidente che la soluzione finale dipende dalla metodologia iterativa del codice. Ad esempio, essendo la funzione obiettivo soggetta ad operazioni lineari tra numeri interi e continui, in un ambiente informatico tipicamente a logica floating point, l'unicità della soluzione sarà garantita da un certo grado di tolleranza minima accettabile. Solitamente questo parametro, come tanti altri, sono implicitamente predefiniti nei diversi software.

Gurobi fornisce la possibilità all'utente di impostare numerosi parametri opzionali alla metodologia di risoluzione, rispecchiando le specifiche necessità.
Per questo lavoro di tesi, sono stati impostati i seguenti parametri di solving:

- **Iteration Limit = 1e12**, ovvero la soluzione viene definita ottima se viene trovata con meno di mille miliardi di iterazioni
- **Time Limit = 15000 sec**, per fare in modo che ogni ottimizzazione non duri più di circa 4 ore
- **MIP Gap Abs = 1**, l'ottimizzazione termina quando il gap assoluto tra limite superiore e inferiore della funzione obiettivo è di 1€
- **MIP Gap = 1e-3**, l'ottimizzazione termina quando il gap relativo tra limite superiore e inferiore della funzione obiettivo è lo 0.1% del valore limite superiore

Queste opzioni hanno lo scopo di garantire un livello di accuratezza specifico e di cautelarsi verso situazioni indesiderate come il troppo tempo di calcolo. In questo caso il fattore più determinante è il grado di tolleranza relativo, che è stato impostato, a seconda dei casi, tra lo 0,1% e lo 0,5%. Osservando l'andamento dei tempi di calcolo nelle varie prove, si è notato che il codice impiegava notevoli risorse nel migliorare l'accuratezza anche solo di pochi punti decimali percentuali. I valori scelti sono sembrati un giusto compromesso tra il tempo di calcolo e la precisione relativa di un'analisi atta principalmente a fornire delle indicazioni economiche per scenari a lungo termine.
Un'altra caratteristica importante del funzionamento di Gurobi è il suo progressivo display dei risultati parziali. In questo modo è sempre possibile osservare, passo per passo, a che punto della risoluzione ci si trova e quali sono le caratteristiche prestazionali dell'ottimizzazione.

3.1.6 Server di calcolo

Il problema di ottimizzazione affrontato in questo lavoro di tesi coinvolge un numero molto elevato di costanti, variabili e vincoli. Basti pensare che una semplice variabile del caso studio, come ad esempio la quantità di energia da destinare all'azionamento della batteria di elettrolisi, è su base oraria. Per un'analisi che si pone l'obiettivo di ottimizzare il funzionamento dell'impianto P2G per un intero anno, una singola variabile oraria si traduce in 8760 variabili, in un anno solare. Per un'intera ottimizzazione, non c'è da stupirsi se ogni singola iterazione di solving comprenda il calcolo combinato di centinaia di migliaia di equazioni. Di conseguenza, la risoluzione risulta decisamente onerosa a livello computazionale, specialmente per un laptop.
Si è dunque utilizzato un server di calcolo remoto, a cui è possibile accedere tramite un apposito software, Bitvise SSH Client.

3.1.7 Struttura del codice

Come accennato in precedenza, la versatilità di Julia Language e la complessità intrinseca del modello ha portato all'implementazione di un codice lungo e variegato.
In Tabella 10 ne viene riassunta brevemente la struttura generale, mentre gli elementi chiave del modello verranno trattati in dettaglio nei paragrafi successivi di questo capitolo.

Tabella 10 - Struttura generale del modello implementato in linguaggio Julia

Pre-processing	Apertura delle librerie
	Import dei fogli Excel contenenti i dati
	Impostazione dei parametri delle iterazioni di calcolo
	Preparazione del dataframe delle prestazioni del solver
	Preparazione del dataframe dei risultati
Definizione delle costanti	Costanti temporali
	Voci di investimento iniziale per l'impianto P2G
	Dati di produzione del parco eolico
	Dati economici zonali
	Limiti delle reti energetiche
	Costanti economiche e di performance dell'elettrolisi
	Definizione della politica di remunerazione degli sbilanciamenti
	Costanti speciali
Calcoli preliminari	Riempimento del vettore dei prezzi degli sbilanciamenti
	Calcolo del caso base
	Calcolo dei fattori di attualizzazione
Creazione del modello	Espressione del modello
	Opzioni del solver esterno
Definizione delle variabili	Variabili impiantistiche
	Variabili per il calcolo degli sbilanciamenti
	Variabili per la mancata produzione eolica
	Variabili per i vincoli elastici
Definizione della funzione obiettivo	Espressione della funzione obiettivo
Definizione dei vincoli	Bilanci di energia
	Vincoli impiantistici
	Vincoli per i limiti delle reti
	Vincoli per gli sbilanciamenti
	Vincoli elastici
Solve del modello	Espressione del solve
	Riempimento del dataframe delle prestazioni del solver
Calcoli correttivi e test	Calcolo della quota di costo ombra per la MPE
	Test per policy 4
Calcolo di ulteriori parametri di interesse	Produzione annuale di idrogeno
	Flussi di energia annuali
	Fattore di recupero della MPE
	Sbilanciamenti di energia alla rete elettrica annuali
	Confronto dell'entità di sbilanciamento rispetto al caso base
	Oneri/ricavi di sbilanciamento annuali
	Ricavi economici annuali non attualizzati
	Tempo di break-even
	Riempimento del dataframe dei risultati
Post-processing	Export dei risultati
	Display del dataframe delle prestazioni del solver
	Display del tempo totale di calcolo

E' doveroso precisare che lo script è stato progressivamente corretto ed adattato nel corso del tempo per tenere conto dei risultati intermedi e degli aspetti man mano evidenziati come rilevanti. I primi passi sono stati la stesura delle equazioni di un modello semplificato, per l'ottimizzazione su un periodo limitato (singolo giorno), con un numero ristretto di variabili e vincoli. La stabilità e funzionalità di ogni aggiunta è stata gradualmente verificata tramite la visualizzazione e interpretazione degli output.
Si ricorda che nel codice sono presenti un certo numero di ipotesi semplificative, relative sia all'ambito tecnico che economico; la novità dell'applicazione in esame rende complesso reperire informazioni sull'effettivo funzionamento reale del sistema, laddove anche le condizioni al contorno (ad esempio l'andamento dei mercati) presentano ulteriori elementi di incertezza come precedentemente discusso. Di conseguenza, potrebbe essere un punto di partenza per uno studio più meticoloso dell'interazione degli impianti P2G con quelli di produzione elettrica rinnovabile non programmabile.

3.2 Dati in input

I dati a disposizione per questo problema, inseriti come costanti all'interno del modello di ottimizzazione, indirizzeranno il solver verso una specifica soluzione di ottimo per l'impianto. In quest'ottica, sarà possibile svolgere molteplici ottimizzazioni, variando puntualmente alcuni di questi parametri, a priori, e osservare la loro influenza sui risultati, a posteriori (analisi di sensibilità).
In seguito, verranno elencati tutti i dati utilizzati in questo lavoro di tesi. Tenendo ben presente quanto i loro valori siano vincolanti per la soluzione, ne verrà specificata l'origine, qualora siano dei dati effettivi, o giustificata la logica, qualora siano stati ipotizzati.

3.2.1 Arco temporale dell'analisi

La conformazione del problema in esame, che vuole valutare i benefici di un investimento a lungo termine per un componente impiantistico flessibile, rende particolarmente delicata la scelta di un arco temporale.
La struttura dei dati di produzione eolica e di quelli inerenti le quantità e i prezzi dell'energia nei mercati elettrici è suddivisa su base oraria, per cui si è ritenuto naturale identificare l'ora come intervallo temporale minimo dell'ottimizzazione. In tal senso, dati, variabili e vincoli saranno discretizzati su base oraria.
Volendo attingere ad un campione di valori piuttosto ampio, capace di smorzare le oscillazioni casuali sul breve termine, ma in grado di mantenere le ciclicità caratteristiche dei fenomeni fisici, nonché di rispettare i trend dei fattori economici, si è optato per un intero anno solare (T = 8760 ore). In questo modo vengono inglobate nell'analisi le variabilità tipiche sia dell'alternanza giorno/notte, sia delle condizioni meteorologiche stagionali. L'incostanza insita nella maggior parte dei fattori che caratterizzano questo settore produttivo è, in un certo senso, la ragione principale per cui ci si affida alla tecnologia P2G. Se la produzione eolica e i dati economici del mercato elettrico fossero costanti, prevedibili o programmabili, non avrebbe alcun senso intraprendere degli investimenti in organi di accumulo di alcun genere.
Si tratta di un'ottimizzazione su orizzonte temporale annuo con un numero elevato di costanti, variabili e vincoli di varia natura, corrispondenti alle grandezze citate in precedenza. Di conseguenza il numero di elementi, che si traducono in equazioni e disequazioni matematiche, da considerare contemporaneamente è notevole.

Ad esempio, per ogni singola variabile x_i, definita su base oraria:

$$\underline{\boldsymbol{x_i}} = [x_i(1)\,, x_i(2)\,, x_i(3)\,, \dots] = x_i(t) \quad con\ t \in \mathbb{N}\ in\ [1\ ;\ T] \qquad (3.2)$$

è possibile definire per ogni ora t un vincolo:

$$x_3(t) + c_4(t) \cdot x_9(t) \leq K \cdot x_7(t) \qquad (3.3)$$

corrispondente ad una particolare limitazione tecnica o a una valorizzazione economica. Considerando per esempio la presenza di 6 variabili orarie (potenza elettrica, gas prodotto, …) da ottimizzare, ciascuna con 4 vincoli (bilancio di massa, l'efficienza del componente, ...) si ha un totale di 6 x 4 x 8760 = 210240 valori da ottimizzare. Ciò rende l'idea della complessità del problema affrontato quando le variabili in gioco sono in numero superiore, come si evincerà in seguito.
Per quanto riguarda la funzione obiettivo, se scritta in termini di guadagno, può essere espressa come:

$$F.O. = ricavi\ totali - spese\ totali =$$
$$= \sum_{t=1}^{T} \left[\left(\sum_{i=1}^{I} R\big(i(\overline{x}(t); \overline{c}(t))\big) \right) - \left(\sum_{j=1}^{J} S\big(j(\overline{x}(t); \overline{c}(t))\big) \right) \right] \qquad (3.4)$$

Con I = numero di voci di ricavo e J = numero di voci di spesa

Detto questo, un investimento industriale deve essere valutato economicamente in ottica pluriennale e, in questo caso, si prende in considerazione la vita utile dell'impianto P2G.

- **Anni vita = 20**
  I manuali tecnici [38] dichiarano una vita utile compresa tra i 15 e i 25 anni per i moduli di elettrolisi, si è scelto quindi un valore intermedio.

Il modello di ottimizzazione avrà l'obiettivo di valutare la gestione ottimale del parco e del sistema di accumulo considerando come criterio di ottimo la massimizzazione del ricavo differenziale (tra caso studio e caso base) di questo impianto eolico, in un arco temporale di 20 anni, pari alla vita utile media. Nel caso di ricavo differenziale positivo, sarà possibile stimare, a posteriori, il numero di anni necessari a ripagare l'investimento iniziale, il cosiddetto tempo di break-even o pay-back time.
E' evidente lo squilibrio temporale tra l'analisi globale, ventennale, e il campione di dati analizzati, annuale. I risultati dell'ottimizzazione verranno quindi estesi per l'intera vita utile dell'impianto ipotizzando che i ricavi annuali siano costanti, avendo l'accortezza di attualizzarli secondo le consuete procedure per gli investimenti a lungo termine.
Per aumentare l'accuratezza delle stime economiche e prestazionali, da propagare ipoteticamente per diversi anni futuri, andrebbero analizzati dei dati storici molto più ampi di quelli di un singolo anno. Questo perché l'anno in considerazione potrebbe casualmente non essere indicativo dell'andamento medio sul lungo periodo degli elementi in esame. C'è la concreta possibilità, ad esempio, di considerare un'annata particolarmente poco ventosa (o viceversa) oppure caratterizzata da un andamento dei prezzi dell'energia particolarmente vantaggioso, svantaggioso o comunque insolito. Effettivamente, si corre il rischio di inficiare la bontà previsionale del modello, sovrastimandone o sottostimandone i risultati. La disponibilità di dati reali è tuttavia limitata e ci si è dunque limitati all'analisi annuale.

Va tuttavia ricordato che lo scopo non è lo sviluppo di una strategia oraria di dispacciamento, ma la valutazione complessiva dei possibili vantaggi nell'introduzione di un sistema di storage. Si può dunque ritenere che il numero elevato di campioni (più di 8000, corrispondenti alle ore) sia rappresentativo delle possibili combinazioni di condizioni del vento e del mercato e della loro distribuzione in un anno.

3.2.2 Dati di produzione eolica

Per questo lavoro di tesi si hanno a disposizione i dati reali di produzione oraria dell'intero anno 2013 di un parco eolico di taglia 30 MW, situato nel sud Italia, la cui collocazione non viene meglio specificata per motivi di riservatezza.
I dati sono strutturati in tre serie, ciascuna comprendente 8760 valori:

- **Profilo orario di produzione di energia elettrica prevista il giorno precedente: $E_{WF}(t)$ [MWh]**
  La previsione ("wind forecast") è stimata dal gestore del parco eolico, che si avvale di algoritmi propri (basati su serie storiche e previsioni metereologiche su ampio raggio) o su specifici servizi di previsione esterni forniti da società specializzate.

- **Profilo orario di energia elettrica realmente immessa in rete: $E_{PR}(t)$ [MWh]**
  La produzione elettrica si scosta dalla previsione del giorno precedente, data la natura aleatoria (e quindi non programmabile) dell'intensità del vento.

- **Mancata produzione eolica (MPE) oraria: $E_{MPE}(t)$ [MWh]**
  Si tratta del quantitativo di energia elettrica che non viene accettata dalla rete elettrica, per ragioni tecniche. Il gestore (TSO) della rete elettrica nazionale, la società Terna, monitora il regolare dispacciamento dell'energia elettrica in rete, garantendo la sicurezza dei componenti elettrici. Nel caso in cui insorgano delle congestioni locali nelle linee elettriche, Terna comunica alle unità produttive degli ordini di dispacciamento di riduzione della produzione. Per un impianto eolico, un obbligo di riduzione si traduce nell'azionamento di meccanismi frenanti dei rotori o nello spostamento dell'orientamento delle pale verso una direzione a parziale o totale sfavore di vento. Nello specifico, si tratta di una serie di valori che assumono quasi sempre il valore zero, ad esclusione di un limitato numero di casi (circa mille ore/anno).

Sommando ora per ora i valori di energia elettrica immessa in rete e di mancata produzione eolica, si ottiene una nuova serie di dati:

- **Disponibilità potenziale di energia elettrica oraria: $E_W(t) = E_{PR}(t) + E_{MPE}(t)$ [MWh]**
  Ipotizzando l'assenza di ordini di dispacciamento, questo vettore indica l'effettiva potenzialità di produzione del parco, derivante dal vento disponibile, dalla curva caratteristica delle turbine e da eventuali interazioni tra le turbine, di complessa modellizzazione. Rappresenta quindi la massima energia teoricamente estraibile dal vento in una certa ora.

A titolo di esempio, in Figura 3.8, si visualizzano gli andamenti di questi quattro valori per 24 ore consecutive.
Si può vedere come la curva di previsione sia evidentemente disaccoppiata rispetto la curva di disponibilità eolica. Gli errori di previsione sono significativi nella prima parte della giornata, migliorando notevolmente negli orari serali, per valori di vento ridotti.

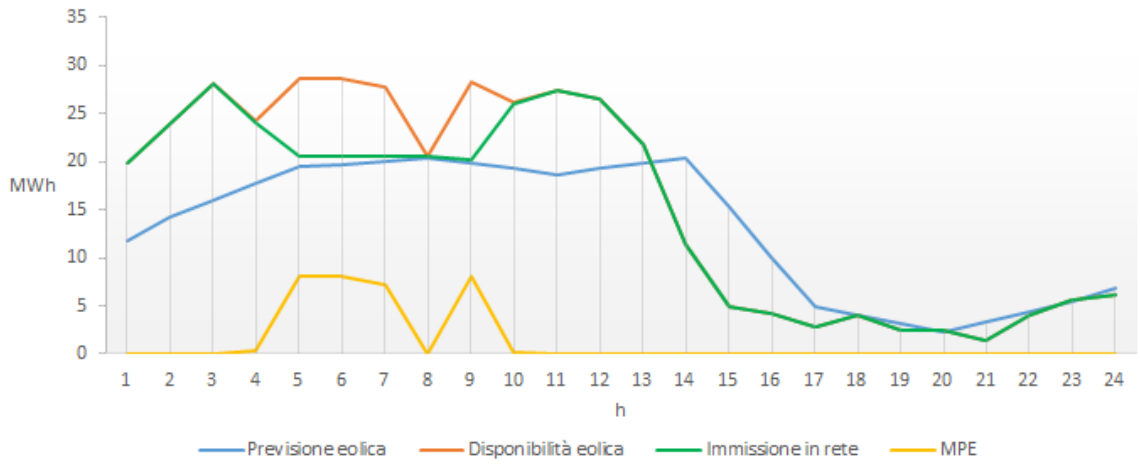

Figura 3.8 - Esempio di andamento della produzione eolica giornaliera (giorno 10 gennaio 2013)

In particolare, nelle prime 13 ore del giorno il parco eolico ha riscontrato una produttività di energia elettrica in eccesso rispetto all'attesa, mentre dalle 13 alle 18 in netto difetto. Lo squilibrio tra previsione e immissione si traduce, ora per ora, con le politiche attuali che considerano la priorità di dispacciamento delle fonti rinnovabili [7], in energia elettrica sbilanciata sulla rete di trasmissione.
Tra le 5 e le 9 di mattina, si può osservare l'influenza della mancata produzione eolica. In queste ore viene ordinato da Terna una riduzione di immissione di una quota puntualmente superiore ai 5 MWh, comportando quindi un mancato sfruttamento dell'energia disponibile. Probabilmente, in quelle ore si è verificata una concomitante bassa richiesta di carico (orario notturno/mattiniero) e alta immissione da parte degli impianti di produzione della zona, magari a loro volta da fonte eolica (disponibilità maggiore della previsione), che ha portato al superamento delle condizioni di sicurezza locali su alcuni elettrodotti, obbligando Terna a ridistribuire il carico su diversi generatori, sfruttando i margini di riserva precedentemente acquisiti.

3.2.3 Dati di investimento iniziale per P2G

Si specificano ora le voci di investimento associate all'aggiunta dell'impianto P2G al parco eolico. Questi costi sono affrontati nell'anno zero dell'analisi pluriennale e, qualora il ricavo differenziale risulti positivo, verranno ripagati nel tempo. Non si considera di distribuire il costo su più anni di costruzione (investimento *overnight*), in quanto la realizzazione di questi impianti è rapida. Si tratta infatti di elementi standard (stack, serbatoi, ausiliari) realizzati in stabilimenti e spesso inseriti in elementi d'impianto modulari (container) che necessitano esclusivamente di una preparazione del terreno e delle connessioni con le infrastrutture di rete (vedi sezione 2.3.8).
Le celle elettrolitiche hanno la caratteristica di essere degli elementi impiantistici modulari (vedi sezione 2.2.4). Ogni unità, costituita da un numero arbitrario di stack, può essere azionata o spenta in modo autonomo, indipendentemente dalle altre, ed è in grado di funzionare a carico totale o parziale, a seconda delle necessità impiantistiche e delle connessioni scelte. In tal senso, uno degli obiettivi principali dell'ottimizzazione è quello di calcolare il numero delle unità da installare.

- **Costo specifico dell'elettrolizzatore: $C_{INVSPEC}$ = 400 ÷ 1200 €/kW**
  Per questo parametro fondamentale si fa riferimento ad un range di valori. 1200 €/kW rappresenta il costo attuale dei moduli elettrolitici, mentre 400€/kW sono le stime di costo attese fra circa 20 anni. Gli studi sul settore suggeriscono un costo decrescente per queste tecnologie in futuro [38]. Tuttavia, data l'incertezza per previsioni di lungo termine, questo dato di costo sarà fatto variare puntualmente nelle varie analisi, osservandone la sua influenza sui risultati.

- **Potenza elettrica nominale di una singola unità: P_{ELNOM} = 500 kW/unità**
  La taglia della singola unità è suggerita dai risultati di un'analisi preliminare sul P2G asservito agli impianti FRNP [39], che mostra come un ulteriore incremento nella taglia non porta a benefici significativi, mentre la riduzione porta a un incremento dei costi di startup.

- **Costo di una singola unità: $C_{INV} = C_{INVSPEC} \cdot P_{ELNOM}$ [€/unità]**
  Moltiplicando questo costo per il numero di unità installate si otterrà il costo di investimento totale per i moduli di elettrolisi (derivante dai valori precedenti).

- **Costo sostituzione celle: $C_{SOST} = 0.6 \cdot C_{INV}$ [€/unità]**
  Le celle elettrolitiche si usurano nel tempo, perdendo efficienza. Nel nostro caso si ipotizza una sostituzione delle celle al decimo anno di funzionamento (metà della vita utile) al 60% del costo di investimento iniziale [38]. Dato che questa transazione economica avverrà il decimo anno, verrà opportunamente pesata con il relativo fattore di attualizzazione. Tale scelta risulta arbitraria, ma compatibile con le attuali tecnologie; inoltre, l'assunzione porta a risultati conservativi in quanto lo sviluppo tecnologico su 10 anni dovrebbe portare ad un incremento delle prestazioni degli stack (e a una riduzione dei costi), qui non considerato.

- **Costo degli impianti ausiliari di una singola unità: $C_{AUX} = 0.025 \cdot C_{INV}$ [€/unità]**
  Per il regolare funzionamento di ogni unità è necessaria la presenza di un certo numero di impianti ausiliari di vario genere, come quadri elettrici, organi di monitoraggio, vasche di trattamento dell'acqua, pompe, compressori, scambiatori di calore e quant'altro. Per tutti questi componenti si stima un costo del 2,5% del costo degli stack di elettrolisi [38].

- **Costo impianto di stoccaggio dell'idrogeno: C_{STOCK} = 30000 €/MWh**
  Per rispettare i limiti di immissione dell'idrogeno prodotto nella rete del gas naturale è necessario un impianto di stoccaggio locale, costituito da bombole o serbatoi in pressione. Il costo stimato è di circa 30mila € per ogni MWh di energia PCI immagazzinabile [40].

- **Costo medio ponderato del capitale: WACC = 0.07**
  Questo indicatore economico per l'attualizzazione dei flussi di cassa futuri, derivanti da un investimento iniziale, verrà trattato nel dettaglio in seguito.

3.2.4 Dati economici zonali

In questo paragrafo verranno specificati i dati economici dei mercati dell'energia elettrica che verranno presi in considerazione nel modello. A seguito delle richieste di specifiche direttive a livello europeo, i dati a consuntivo del funzionamento del sistema elettrico sono pubblici. Si utilizzano quindi nel seguito i dati scaricati dai database del gestore del mercato (GME), corrispondenti al reale sviluppo dei mercati nel 2013 ed utilizzati come riferimento [5]. Data l'ubicazione del parco eolico, si sono selezionai i dati della macro-zona di mercato Sud Italia (vedi sezione 1.1.6), dell'intero anno 2013. La formattazione è poco gestibile da un algoritmo di ottimizzazione annuale, in quanto la distribuzione dei dati è fatta con file contenenti ciascuno i soli dati di un giorno in formato XLM. In precedenti lavori, si è tuttavia provveduto ad organizzare tali dati in formati più gestibili (XLS) ed accessibili dalle librerie di Julia.
Si tratta di prezzi orari dell'energia elettrica, determinati nelle reali sessioni di MGP e MSD. In particolare i dati provenienti da MSD saranno utili a quantificare il prezzo dell'energia sbilanciata dal parco eolico, a seconda della specifica politica di remunerazione.

- **Prezzo orario dell'energia nel MGP: $P_{MGP}(t)$ [€/MWh]**
  Si tratta dei prezzi orari di equilibrio definiti nella sessione di mercato del giorno prima (vedi sezione 1.1.8). Poiché nel sistema italiano possono essere presenti congestioni di rete, il mercato ha soluzioni (e quindi prezzi) zonali; nel nostro caso si considera la zona SUD. Il prezzo a cui viene pagata l'energia elettrica agli impianti di produzione è molto variabile nel tempo, a seconda di molti fattori (tra cui il mix di impianti che partecipa al mercato e l'effettivo carico orario). Nel periodo preso come riferimento per il caso in esame, il valore medio del prezzo è circa 57 €/MWh, ma in alcune ore si osservano valori che si discostano molto dalla media, sia verso l'alto (superiori ai 150€/MWh) sia verso il basso (fino a 0 €/MWh). Per una comprensione di questi fenomeni si richiama alla descrizione del MGP (vedi sezioni 1.1.8 e 1.2.3). L'impianto P2G asservito al nostro parco eolico avrà tendenzialmente più efficacia nel momento in cui l'energia elettrica ha un prezzo particolarmente basso, poiché fornisce l'alternativa di trasformare la potenza elettrica in gas, da vendere ad un prezzo che può essere superiore nel periodo considerato. Ricapitoliamo in un istogramma (Figura 3.9) l'andamento di questi prezzi.

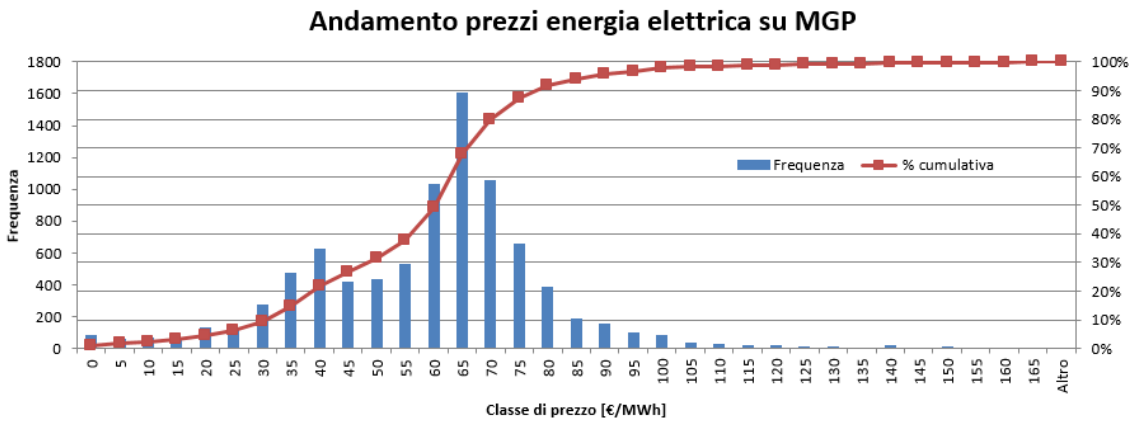

Figura 3.9 - Distribuzione dei prezzi dell'energia elettrica su MGP nel 2013 per la macrozona Sud Italia

Il 10% delle ore dell'anno il prezzo dell'energia è stato inferiore a 30 €/MWh ed in particolare per 89 ore è stato addirittura nullo, ribadendo le trasformazioni in corso sul mercato dell'energia (vedi paragrafo 1.2.3).

- **Prezzi orari medi ed estremi delle offerte accettate per la prestazione di servizi di dispacciamento (MSD): $P_{MED-A}(t)$, $P_{MIN-A}(t)$, $P_{MED-V}(t)$, $P_{MAX-V}(t)$ [€/MWh]**
  Rappresentano rispettivamente il prezzo medio e minimo in acquisto e il prezzo medio e massimo in vendita dell'energia elettrica nel mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). Per una loro comprensione si rimanda alla descrizione del MSD (vedi sezione 1.1.10). Si ricorda che è generalmente valida la seguente relazione tra i vari prezzi:

  $$P_{MIN-A}(t) < P_{MED-A}(t) < P_{MGP}(t) < P_{MED-V}(t) < P_{MAX-V}(t) \quad (3.5)$$

  Nel nostro caso, infatti, considerando i valori medi per l'anno 2013 nella zona Sud [5], si ottengono i risultati riassunti in Tabella 11.

  Tabella 11 - Valori medi annuali (2013, zona Sud) dei prezzi dell'energia accettati nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento per la riduzione (acquisto) o per l'aumento (vendita) di immissione di energia elettrica in rete per motivi di bilanciamento del carico

Prezzo minimo in acquisto	Prezzo medio in acquisto	Prezzo del MGP ex-ante	Prezzo medio in vendita	Prezzo massimo in vendita
P_{MIN-A}	P_{MED-A}	P_{MGP}	P_{MED-V}	P_{MAX-V}
[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
6,08	15,60	57,22	83,97	98,25

  Inoltre, va considerato che le sessioni del MSD trattano archi temporali pari al quarto d'ora, per meglio ricalcare il funzionamento istantaneo delle reti elettriche, di cui commerciano specifici servizi di dispacciamento. I valori in esame sono quindi delle medie su base oraria (pesate sulle quantità), per allinearsi alla discretizzazione del modello di ottimizzazione.

- **Segno dello sbilanciamento aggregato zonale orario: $S_Z(t)$ = [+1/-1]**
  Questo parametro indica, ora per ora, se la macro-zona aggregata (qui il Sud Italia) si trova in eccesso o in difetto di energia immessa, rispetto al carico corrispondente.
  Dato che il segno dello sbilanciamento, nel reale comportamento delle reti elettriche locali, è tipicamente oscillante in modo istantaneo tra la positività e la negatività, viene registrato solitamente come media sul quarto d'ora, per accoppiarsi con l'arco temporale in cui sono suddivide le sessioni del MSD. Come detto in precedenza per i prezzi, nel nostro caso si tratta quindi di una stima del segno medio su base oraria.
  La natura del segno dello sbilanciamento è fondamentale per quantificare il prezzo dell'energia sbilanciata, a seconda della normativa vigente, ed è quindi un dato in input al modello.
  La conoscenza a priori del segno dello sbilanciamento, che nella realtà degli impianti di produzione è reso noto solo a posteriori, tramite i consuntivi degli oneri/ricavi di sbilanciamento presentati da Terna, può influenzare in maniera determinante e opportunistica le decisioni operative dell'impianto del caso studio. Infatti il parco eolico potrebbe arbitrariamente modellare la propria immissione in rete per porsi in discordanza con il segno aggregato zonale e quindi trarre benefici economici addizionali, rispetto alla non conoscenza del medesimo.

Si mantiene comunque la struttura del modello che include il segno di sbilanciamento zonale come dato noto a priori in quanto:

1. Il segno dello sbilanciamento è un dato fondamentale per compiere dei calcoli economici verosimili sui ricavi degli impianti di generazione elettrica. Senza di esso si prescinderebbe da una componente economica determinante.

2. Il modello valuta il ricavo differenziale a parità di condizioni al contorno, di conseguenza anche il caso base sarà soggetto al medesimo andamento di prezzo dell'energia sbilanciata.

3. Esiste la possibilità reale che si effettuino previsioni del segno zonale (basata su dati storici e sugli esiti del mercato) con meccanismi simili a quelli di previsione del carico. Gli impianti sono dunque in grado di approfittare del segno dello sbilanciamento, assumendosi una certa quota di rischio in caso di errore. Questo comportamento opportunistico contribuisce ad aumentare i problemi di gestione della rete elettrica.

4. Alcune politiche normative sulla remunerazione degli sbilanciamenti hanno forte potere limitante (ad esempio la Policy 3, vedi paragrafo 1.2.5).

5. Vengono introdotti nel modello dei vincoli elastici appositamente strutturati per ridurre la quota di energia sbilanciata del parco eolico in questione, mitigandone l'arbitraggio in presenza di politiche normative particolarmente permissive. Di fatto rappresentano dei costi fittizi che tengono conto di una propensione al rischio nella definizione del piano di produzione.

6. Il modello compie uno studio sulle potenzialità generali della tecnologia P2G, quindi non si prefissa di fornire strumenti per l'effettivo comportamento operativo dell'impianto.

La soluzione alternativa consisterebbe nel modellizzare anche i carichi e gli altri impianti di generazione limitrofi in modo da calcolare l'effettivo segno zonale. Come si può intuire, tale approccio però comporterebbe una serie di assunzioni con incertezze pari se non maggiori a quelle dovute all'approccio selezionato. Si è dunque stabilito di mantenere validi i valori provenienti dalle serie storiche, anche per la loro corrispondenza con i valori di prezzo e di carico complessivi.

3.2.5 Limiti delle reti energetiche

L'impianto oggetto di studio interagisce costantemente con la rete elettrica e con la rete del gas naturale. Queste infrastrutture, per loro natura, potrebbero essere modellizzate come dei serbatoi infiniti in cui riversare indiscriminatamente le quantità energetiche prodotte dall'impianto, data la taglia ridotta (30 MW) rispetto al picco di richiesta delle reti.

Detto questo, nel suo piccolo, la tecnologia in esame deve tenere conto di effettive limitazioni:

- Limite di energia cedibile alla rete elettrica, dovuto al superamento della capacità di trasporto di alcuni elettrodotti. La presenza di questo vincolo tecnico, causante la Mancata Produzione Eolica, rende possibile valutare la potenzialità di recupero dell'energia primaria disponibile, ma non immettibile in rete, da parte del P2G.

- Limite di iniezione di idrogeno nella rete del gas naturale, fissato per garantire la sicurezza e il corretto funzionamento dei dispositivi connessi alla rete di gasdotti, poiché si è scelto di valutare questa possibilità come uso finale per l'idrogeno prodotto (vedi paragrafo 2.3.4).

Si necessita quindi di corrispondenti dati realistici sui limiti di immissione verso queste reti.

- **Energia massima oraria cedibile alla rete elettrica: $E_{LIM}(t) = E_{PR}(t)$ [MWh]**
  Non si dispone dei limiti orari della linea elettrica nello specifico nodo in cui l'impianto è interconnesso alla rete elettrica. Si tratta di dati operativi noti solo al gestore della rete, Terna, che svolge costantemente calcoli per monitorare la sicurezza dei componenti elettrici. E' possibile intraprendere uno studio specifico per giungere ad una loro stima, tramite l'utilizzo delle equazioni di bilancio della rete elettrica ("Electric Power Flow") che richiedono la conoscenza esatta dei carichi e delle caratteristiche dei conduttori [41]. Tuttavia, va tenuto presente che l'eventuale congestione di una linea elettrica è funzione contemporanea di tutti i flussi di potenza nell'intera rete, e non solo nello specifico nodo.
  Nel nostro caso è possibile sfruttare la conoscenza della mancata produzione eolica dell'impianto, e quindi considerare come limite superiore l'energia elettrica effettivamente immessa durante l'anno 2013.

- **Energia (PCI_{H2}) massima oraria cedibile alla rete del gas naturale: $G_{MAX}(t)$ [MWh]**
  Nel nostro impianto con P2G si è ipotizzato di vendere l'idrogeno prodotto tramite elettrolisi nel mercato del gas come combustibile 'carbon-free', in particolare immettendolo nelle condutture esistenti del gas naturale. I limiti all'immissione di idrogeno, in rispetto degli standard normati da Snam, sono stati ampiamente discussi nel paragrafo 2.3.4.
  Per il nostro caso, sono state sfruttate delle stime effettuate tramite uno studio che comprende dei limiti di immissione in un metanodotto regionale di media pressione localizzato nel Sud Italia, considerano una frazione volumetrica di idrogeno del 2% [39].
  La tubazione in questione si trova alla pressione di 30 bar e trasporta una media di 15 kSm^3/h e un massimo di 30 kSm^3/h di gas naturale. La portata oraria di gas è molto variabile tra giorno e notte e, in modo ancora più sensibile, tra estate e inverno, come è possibile intuitivamente immaginare. Considerati i fenomeni di variabilità stagionale, i valori limite massimi di energia da idrogeno sono in media intorno ai 3 MWh. Alla luce di queste stime, è lecito attendersi che la taglia massima dell'impianto P2G non superi il 15-20% di quella del parco eolico a cui è asservito (30 MW). Ovviamente c'è la possibilità di ridurre l'impatto di questi limiti, ad esempio aumentando la frazione volumetrica di idrogeno nella miscela, oppure considerando un metanodotto più capiente.
  Qualora invece questo impianto P2G sia ideato per servire diverse stazioni di pompaggio di idrogeno per il trasporto stradale, andrebbero compiute delle stime sulla quantità vendibile per soddisfare la richiesta attesa.

3.2.6 Costanti economiche e di performance dell'elettrolisi

Di seguito verranno elencate e descritte brevemente le costanti economiche e di performance dell'impianto P2G che vengono considerate nel modello.

- **Prezzo di vendita dell'idrogeno: P_H = 30 ÷ 120 €/MWh_{PCI}**
  Il prezzo di vendita dell'idrogeno nel mercato del gas è probabilmente il parametro più influente dell'intera analisi. Non esistendo un reale mercato all'ingrosso di questo gas per uso termico, non è semplice identificarne univocamente un prezzo. La gamma presa in esame nelle varie ottimizzazioni per effettuare un'analisi di sensibilità è molto vasta. Il valore 30 €/MWh_{PCI} è una buona approssimazione dell'attuale prezzo medio del gas metano (calcolato sulla base del mercato all'ingrosso [5] e utilizzato per l'incentivazione del biometano), mentre 120 €/MWh_{PCI} potrebbe essere rappresentativo del prezzo al dettaglio dell'idrogeno come combustibile per automobili a fuel cells, in comparazione con i carburanti idrocarburici (si chiarirà meglio in seguito).
  Mentre i prezzi dell'energia elettrica sono variabili ora per ora, nel modello di ottimizzazione viene considerato un prezzo costante per l'idrogeno. Questa scelta è motivata dal fatto che il mercato del gas naturale è molto più stabile rispetto a quello elettrico, grazie al frequente uso di contrattazione bilaterali a lungo termine e alla possibilità di stoccaggio del bene. Per le stesse ragioni, ma con le dovute proporzioni, si può considerare stabile anche il prezzo all'ingrosso dei combustibili per la trazione stradale.
  Ovviamente, i risultati dell'ottimizzazione sono fortemente dipendenti da questo valore ma, invertendo la prospettiva, le conclusioni economiche del modello sono in grado di quantificare l'ipotetico prezzo dell'idrogeno per cui la tecnologia P2G diventa un'alternativa impiantistica interessante.

- **Rendimento di conversione: η = 0.66**
  Dagli studi svolti sulle celle elettrolitiche, si evince che le prestazioni di efficienza della conversione variano in un intervallo tra il 58% e il 74% (PCI_{H2}/E_{EL}), a seconda del tipo di cella e delle condizioni fisiche operative [26] [38]. Cautelativamente, in questo studio ci si è posti nel mezzo.

- **Costo di start-up di una singola unità: C_{SU} = 5 €/start-up/unità**
  Nel momento in cui viene attivata un'unità di elettrolisi, si va in contro a dei costi operativi di azionamento; in particolare, si fa riferimento al consumo di azoto per l'inertizzazione dei componenti [38]. Associando un costo specifico ad ogni start-up, si impartisce implicitamente al modello di ottimizzazione l'ordine di ponderare accuratamente le tempistiche di attivazione delle varie unità.

- **Perdita energetica per start-up: $\psi = 0.3 \cdot P_{ELNOM}$ [MWh/unità]**
  Ad ogni attivazione, si perde circa il 30% dell'energia elettrica assorbita per quell'ora. In particolare l'idrogeno prodotto inizialmente (per i primi 20 minuti circa) non ha la purezza sufficiente per essere commercializzato e quindi viene disperso in ambiente [38].

- **Frazione di consumo energetico degli ausiliari: x_{AUX} = 0.05**
  Il funzionamento degli impianti ausiliari comporta un consumo elettrico medio addizionale di circa il 5% di quello del modulo [38].

- **Perdita energetica per lo stoccaggio dell'idrogeno: x_{ST} = 0.001**
  Nello stoccaggio momentaneo in serbatoio, si perde una quota dello 0,1% dell'energia contenuta nel gas. Il valore scelto è volutamente ridotto, per spingere l'impianto ad iniettare il gas in rete appena possibile e riservare lo stoccaggio per la produzione.

- **Tipologia di cella elettrolitica: tipo = [1/2]**
  La cella elettrolitica può essere di due tipi: alcalina o PEM (Proton Exchange Membrane). La differenza tra le due tipologie è stata trattata nel relativo paragrafo (2.2.7) e non vengono dunque ulteriormente discusse qui.

- **Punto di minimo funzionamento del modulo: x_{MIN} = 0.2 per alcalina, 0 per PEM**
  Come accennato precedentemente ogni singola unità di elettrolisi può funzionare in modo totale o parziale, a seconda dello specifico assorbimento di potenza elettrica. Per ragioni tecniche (possibili miscelamenti di gas infiammabili internamente alle celle) le unità con celle di tipologia alcalina non possono funzionare al di sotto del 20% della potenza nominale, mentre le unità a celle PEM non sono soggette a limitazioni minime in questo senso.

- **Potenza massima elettrica del parco eolico: $P_{MAX} = \max(E_{PR})$ = 30 MW**
  Corrisponde alla taglia dell'impianto, sarà utilizzato per limitare il dominio di alcune variabili.

- **Numero massimo di unità di elettrolisi acquistabili: $N_{MAX} = P_{MAX} / P_{ELNOM}$ = 60**
  Soglia arbitraria di numero di unità installabili per ridurre la regione ammissibile investigata dal solutore. Può anche essere utilizzato per investigare l'influenza del numero di unità sul ritorno economico.

- **Capacità massima di stoccaggio di idrogeno: $S_{MAX} = P_{MAX} \cdot \eta$**
  Come prima, soglia arbitraria per ridurre la regione ammissibile.

- **Fattore di vendita su MGP: fv = 1 (o inferiore)**
  Nel caso base, l'impianto mette in vendita nel MGP tutta l'energia che prevede di produrre il giorno seguente con il meccanismo di forecast. Una prima analisi dei dati disponibili ha evidenziato che già attualmente tali dati tendono a sottostimare leggermente la previsione in modo cautelativo al fine di ottenere il maggior guadagno e il minor peso economico degli oneri di sbilanciamento. Tuttavia, non si presta particolare attenzione al quantitativo effettivo di energia sbilanciata. Nel caso studio è possibile introdurre un secondo obiettivo impiantistico, oltre a quello di massimizzare i ricavi, ovvero quello di ridurre al minimo la quota di energia sbilanciata.
  Lo sbilanciamento in positivo (produzione in eccesso rispetto al programma del giorno prima) è limitabile dal possibile utilizzo della banda di energia residua per l'azionamento dell'elettrolisi. Teoricamente nulla può essere fatto da un impianto convenzionale per limitare lo sbilanciamento in negativo (immissione in difetto rispetto alla previsione), dato che la produzione è legata all'effettiva disponibilità di vento, fonte aleatoria. Nel caso studio è possibile introdurre un fattore di riduzione rispetto alla previsione per la stima dell'energia in vendita nel MGP al fine di mantenere un margine di energia per limitare anche lo sbilanciamento negativo. Vendendo ad esempio il 95% dell'energia prevista dal forecast, è possibile sfruttare comunque il 5% di energia disponibile in eccesso per

produrre idrogeno. Qualora l'intensità del vento diminuisca inaspettatamente è possibile ridurre l'energia assorbita dalle batterie di elettrolisi e destinarla alla rete elettrica, per rispettare la curva di immissione prevista. In generale, questo comportamento, per quanto virtuoso in termini di riduzione dello sbilanciamento della rete elettrica, potrebbe tradursi in mancato guadagno, specialmente in quelle ore dove il prezzo di vendita dell'energia nel MGP risulta particolarmente elevato. D'altro canto, in un'ottica di lungo periodo in cui sia presente un mercato diffuso per l'idrogeno, consente una maggiore e più continua produzione di questo bene.
A tal proposito verranno svolte delle simulazioni con fattore di vendita pari a 1 (100% di $E_{WF}(t)$ venduto sul MGP, come nel caso base) e altre con valori inferiori, per valutarne l'effettivo impatto sui risultati.

- **Indice di affidabilità per la remunerazione della MPE: IA = 0.9**
  La mancata produzione eolica, conseguenza degli ordini di dispacciamento, viene comunque remunerata al produttore, tramite opportuna normativa [42], in quanto si traduce in un mancato guadagno potenziale. Per stimare se l'ordine di dispacciamento sia accompagnato da un'effettiva mancata produzione da parte dell'impianto o meno, Terna si avvale di opportune misurazioni anemometriche. Inoltre, visualizzando dei report storici sulla prontezza e accuratezza di ogni impianto a rispondere a dei precisi ordini di rete, assegna a ciascuno di essi un indice di affidabilità. Questo coefficiente viene poi moltiplicato nei consuntivi di remunerazione della MPE e si traduce in premio o penalità monetaria.
  Per il nostro impianto si è ipotizzato un indice di affidabilità elevato, pari a 0,9. Nel caso di ordine di dispacciamento, verrà quindi remunerato il 90% dell'energia che secondo le stime del gestore della rete il parco è stato costretto a tagliare di proposito. Pur aggiungendo permeanza con la realtà degli impianti di produzione, nella pura analisi economica differenziale il valore di questo indice non ha influenza sui risultati, in quanto ha uguale peso in entrambi i casi (base e studio).

- **Prezzo "ombra" per la MPE: P_{MPE} = 1 €/MWh**
  Mentre nel caso base la MPE si traduce effettivamente in un taglio della produzione, nel caso studio è teoricamente possibile utilizzare questa energia disponibile per l'elettrolisi, realizzando un doppio guadagno, sia dalla vendita di idrogeno, sia dalla remunerazione della MPE da parte del gestore della rete.
  Non sempre però il ramo P2G dell'impianto ha margini di funzionamento. Può succedere che le unità siano già effettivamente tutte in funzione a pieno carico, oppure che i limiti della rete del gas e la capacità di stoccaggio non lascino ulteriori margini per un aumento della produzione. Intuitivamente, l'elettrolisi sarà un collo di bottiglia dell'impianto in quelle situazioni in cui si presenta abbondante e reiterata disponibilità di vento. Allargando il fenomeno meteorologico ad una zona geografica più ampia, si può facilmente immaginare come ciò possa essere effettivamente causa di insorgenza di ordini di dispacciamento. Questo circolo vizioso tende a limitare la possibilità di recupero energetico della MPE.
  Assegnando un prezzo, piccolo a piacere, ad ogni MWh che l'impianto del caso studio decide di tagliare, si spinge implicitamente l'ottimizzazione verso la ricerca di una soluzione che massimizzi il recupero energetico. Una volta giunti al punto di ottimo, si calcola a posteriori il peso globale di questa voce di costo e viene restituita con segno opposto, andando ad aumentare il ricavo differenziale precedentemente sottostimato. Si tratta dunque di un prezzo "ombra", in quanto non rappresenta una reale transazione

monetaria, quanto piuttosto il valore che a livello di sistema si attribuisce allo sfruttamento della risorsa e dunque la propensione di un produttore a ridurre la MPE.

- **Penalità per lo sbilanciamento: P_{SBIL} = 0 ÷ 30 [€/MWh]**
  Con la stessa logica esposta nel punto precedente, si introduce un penalità economica ad ogni MWh di energia sbilanciata, per indirizzare l'ottimizzazione a minimizzarne la quantità. Questa condizione entrerà in vigore, regolata da opportuni vincoli chiamati "vincoli elastici" (verranno trattati nel relativo paragrafo), specialmente qualora la politica di remunerazione degli sbilanciamenti sia troppo permissiva. Senza questa componente limitante, la conoscenza a priori del segno dello sbilanciamento aggregato zonale risulterebbe un enorme vantaggio decisionale, accompagnato da un comportamento opportunistico in materia di sbilanciamento.
  La scelta del valore numerico di questa costante non è banale. Con un prezzo molto elevato, l'ottimizzazione tenderà a preoccuparsi quasi esclusivamente di contenere lo sbilanciamento, sottostimando le potenzialità del ramo P2G. Viceversa, un prezzo molto basso (o nullo) potrebbe portare l'impianto a sfruttare il P2G per sbilanciare arbitrariamente l'immissione di energia elettrica in rete. Entrambe le situazioni estreme sono da evitare. In tal senso, verranno compiute varie prove a prezzo di penalità variabile.
  In questo caso, non sarebbe formalmente corretto limitarsi a restituire questa voce di costo ex-post, come nel caso della MPE, poiché il caso studio sarebbe implicitamente privato di una fonte di guadagno (lo sbilanciamento arbitrario) di cui il caso base regolarmente usufruisce. In ottica differenziale, il caso studio sarebbe sottoposto a condizioni al contorno particolarmente stringenti in termini di sbilanciamento, mentre il caso base non risentirebbe di alcuna limitazione a riguardo. Di conseguenza, questo prezzo penalizzante va applicato ad entrambi i casi, a simulazione di un vero e proprio disincentivo economico normato, con lo scopo di indirizzare gli impianti ad investire in migliori metodi di previsione eolica o, appunto, in utili organi di accumulo. Non si tratta dunque di un costo ombra, ma di un ipotetico onere pecuniario addizionale che induca i produttori a minimizzare il rischio di sbilanciamenti piuttosto che generarne volontariamente.

3.2.7 Scelta della politica di remunerazione degli sbilanciamenti

Lo sbilanciamento è un problema cruciale per gli impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili aleatorie, in quanto misura della non programmabilità di queste fonti. La quantità di energia sbilanciata, ovvero il delta tra l'energia realmente immessa e quella prevista nel piano di produzione definito da Terna per ciascun produttore, è un punto focale dell'analisi. Tra i vari obiettivi, si vuole valutare la bontà della tecnologia P2G come strumento limitante di questo fenomeno.
Dal punto di vista del gestore della rete elettrica, il mancato rispetto dei programmi di produzione da parte degli impianti di generazione è sinonimo di problemi di dispacciamento. Per evitare che i produttori operino in totale libero arbitrio, causando complicazioni nella gestione delle infrastrutture elettriche, esistono delle normative che regolano l'imposizione di oneri di sbilanciamento e fissano la remunerazione per l'energia prodotta non corrispondente al piano dichiarato. D'altra parte, risulta evidente che gli impianti a FRNP non siano in grado di gestire in modo continuo gli sbilanciamenti che dunque generano costantemente, in quanto la loro produzione è dipendente da una disponibilità della fonte primaria che risulta fortemente

aleatoria. In sostanza, per tenere conto di queste differenze nella programmabilità, esistono politiche normative differenziate per tipologia di impianto.
La progressiva penetrazione delle FRNP nel mix produttivo elettrico ha contribuito ad acuire i problemi di gestione del dispacciamento, sollecitando un continuo aggiornamento delle norme in materia di sbilanciamenti. Per la descrizione dettagliata delle varie politiche di remunerazione degli sbilanciamenti si rimanda al precedente paragrafo 1.2.5, dove sono inoltre dettagliate le evoluzioni che sta subendo il quadro normativo.
Nel modello di ottimizzazione la politica in vigore è un parametro fondamentale e influisce in modo determinante sulla soluzione.

- **Politica per il caso studio: Policy = [1/2/3/4]**
  Prima di lanciare un'ottimizzazione va specificata una delle quattro politiche. Nella fattispecie:

  1. La policy 1 è neutrale allo sbilanciamento e non è più in vigore dal 2012, quindi di scarso interesse per l'analisi.

  2. La policy 2 segue la normativa applicata alle fonti rinnovabili non programmabili fino al 2015. E' permissiva dal punto di vista dell'assenza di limitazioni dirette sul quantitativo sbilanciato, e potrebbe dare adito ad arbitraggi, poiché la valorizzazione dell'energia può essere anche più elevata di quella sul MGP. Poiché favorisce i produttori da FRNP, il regolatore ha proposto la rimozione di questa politica e l'equiparazione di tutti gli impianti.

  3. La policy 3 è più severa e corrisponde alla normativa che si applica attualmente agli impianti a fonti convenzionali, impedendo di generare guadagni aggiuntivi dalla vendita di energia "sbilanciata". L'obiettivo dichiarato dei regolatori è quello di progressivamente allineare tutti gli impianti di produzione a normative stringenti di questo tipo. In questo senso, risulta l'alternativa più interessante per un'analisi di lungo periodo.

  4. La policy 4 rappresenta una soluzione intermedia tra la policy 1 e la policy 2, introdotto nel 2015 per le FRNP, a seguito di un compromesso fra regolatore e produttori. La caratteristica principale è la presenza di una banda di tutela, la cui ampiezza è differenziata per fonte primaria (vento, sole, acqua fluente, etc) all'interno della quale gli sbilanciamenti non sono penalizzati.

- **Politica per il caso base: Policybase = [1/2/3/4]**
  Si è voluto aggiungere ulteriore flessibilità al modello, consentendo la possibilità di applicare politiche differenti nei due casi.

- **Prezzo orario degli sbilanciamenti: $P_{UB}(t) = f(policy)$ [€/MWh]**
  Una volta impostata la politica e noti i dati economici zonali, è possibile calcolare il prezzo orario di ogni MWh di energia elettrica sbilanciata. Si tratta di un vettore di dati, riempito ora per ora, che quantifica il valore dell'energia immessa in rete da FRNP ma non prevista nei piani di produzione, necessariamente diverso rispetto a quello formatosi nel giorno prima (MGP).
  Nel caso di politiche complesse (es. 3 o 4), sono necessarie due costanti ausiliarie $P_{UB\,1}(t)$ e $P_{UB\,2}(t)$, per rappresentare matematicamente la struttura logica della specifica normativa.

- **Costanti aggiuntive per la policy 4: S, MD, MS, x_D, x_S, y_U, y_D**
  La politica 4 è la più complicata dal punto di vista analitico, poiché l'effettiva valorizzazione dell'energia è una funzione definita a tratti. E' necessaria la definizione di un numero elevato di parametri utili a identificare la corretta regione di validità della remunerazione degli sbilanciamenti sia nel caso base che nel caso studio, in cui essa viene implementata tramite un numero elevato di vincoli orari aggiuntivi.

3.3 Variabili da ottimizzare

Le variabili sono quelle grandezze fisiche che il solver di ottimizzazione varia secondo algoritmi più o meno raffinati al fine di massimizzare la funzione obiettivo. Una volta giunti ad una soluzione sufficientemente accurata con rifermento ai limiti forniti all'algoritmo, i valori numerici opportunamente assegnati alle variabili sono da considerare come i risultati finali, tanto quanto il valore assunto dalla funzione obiettivo.
Pur sembrando a prima vista in numero ridotto rispetto alle costanti, va ricordato che nel caso di variabili orarie si tratta di vettori di 8760 numeri, di conseguenza il conto complessivo ammonta a decine di migliaia di valori da ottimizzare.
Le funzioni informatiche del pacchetto di ottimizzazione JuMP di Julia Language permettono di definire le variabili indicando la loro natura (intere o continue) e i valori estremi che ne limitano il campo di variabilità.

3.3.1 Variabili principali

Si tratta delle variabili che riguardano la conformazione e il funzionamento dell'impianto del caso studio. Di ogni variabile introdotta si definiscono gli estremi del dominio e, qualora non meglio specificato, vengono implicitamente considerate dei numeri reali continui.

- **Numero di unità di elettrolisi installate: N_{EL} [0 ; N_{MAX}] INT**
  La taglia della batteria di elettrolisi non viene imposta a priori ma sarà un risultato fornito dal modello tramite l'analisi costi/benefici su base economica eseguita dall'ottimizzazione stessa. Riprendendo la logica di suddividere il ramo P2G dell'impianto in unità modulari, questa variabile è necessariamente un numero naturale positivo o nullo.

- **Energia elettrica oraria immessa in rete: $E_{GR}(t)$ [0 ; P_{MAX}] [MWh]**
  Energia destinata al ramo di produzione elettrica dell'impianto combinato.

- **Energia elettrica oraria per elettrolisi: $E_{EL}(t)$ [0 ; P_{MAX}] [MWh]**
  Energia destinata al ramo di produzione idrogeno dell'impianto combinato.

- **Energia PCI di idrogeno oraria immessa in rete gas: $G_{GR}(t)$ [0 ; $\eta \cdot P_{MAX}$] [MWh]**

- **Energia PCI di idrogeno oraria stoccata: $G_{ST}(t+1)$ [0 ; S_{MAX}] [MWh]**
  Il vettore G_{ST} ha dimensione t+1 perché va considerato lo stoccaggio iniziale (t = 0). Teoricamente nell'istante iniziale la quantità di gas stoccato può essere un valore arbitrario; viene tuttavia vincolato al valore zero, così come quello finale, per rispettare la ciclicità annuale dell'analisi. In alternativa, sarebbe possibile valorizzare economicamente il gas presente nello stoccaggio a inizio e fine analisi con analogo effetto.

- **Capacità dell'impianto di stoccaggio: K_{STOCK} [0 ; S_{MAX}] [MWh]**
  La capacità massima di stoccaggio dell'idrogeno è una variabile singola, che verrà ottimizzata dal solver nell'analisi costi/benefici come compromesso fra incremento di produzione per ridotti vincoli di stoccaggio e il costo dello stoccaggio stesso.

- **Numero di unità attive nell'ora t: $N_{ON}(t)$ [0 ; N_{MAX}] INT**

- **Numero di unità in start-up nell'ora t: $N_{SU}(t)$ [0 ; N_{MAX}] INT**
  Variabili introdotte per permettere all'algoritmo la valutazione dei costi di startup delle unità.

3.3.2 Variabili per il calcolo degli sbilanciamenti

Come già ampiamente specificato, la tematica degli sbilanciamenti va di pari passo con la politica che quantifica la loro remunerazione. In particolare la policy 4 necessita di un numero aggiuntivo di variabili, tra cui alcune intere. Non è necessario limitare sin da subito il dominio di alcune delle variabile, in quanto saranno soggette a specifici vincoli.

- **Energia elettrica oraria sbilanciata: d(t) [$\in \mathbb{R}$] [MWh]**
  Questa quantità di energia può assumere valori sia negativi (immissione in difetto) che positivi (immissione in eccesso).

- **Oneri di sbilanciamento orari: $R_{UB}(t)$ [$\in \mathbb{R}$] [€]**
  Questa variabile economica può assumere valore di positivo (ricavo) nel caso di sbilanciamento in positivo o valore negativo (onere/penalità) nel caso di sbilanciamento negativo.

- **Variabili ausiliarie per la policy 4: $R_{UB\,1}(t)$, $R_{UB\,2}(t)$, $R_{UB\,3}(t)$, x_1 INT, x_2 INT, x_3 INT**
  Il senso della definizione di tutte queste variabili è da ricercare nella struttura della normativa della policy 4. Lo svantaggio fondamentale, rispetto alle altre politiche, è che la funzione è definita a tratti, limitando una regione non convessa e dunque non gestibile tramite vincoli semplici come negli altri casi. Si necessita dunque di un set di vincoli più complesso per modellizzare questa situazione con variabili logiche (x_1, x_2 e x_3 possono assumere solo il valore 0 o il valore 1) che definiscano delle regioni di validità, soggette a differenti prezzi, e comportano la suddivisione dell'onere complessivo dello sbilanciamento in tre componenti alternative ($R_{UB\,1}$, $R_{UB\,2}$, $R_{UB\,3}$). I dettagli verranno chiariti in seguito, nella sezione 3.5.4, dedicata ai vincoli sugli sbilanciamenti.

3.3.3 Variabili per la valutazione dello sfruttamento della MPE

- **Energia elettrica tagliata oraria: $E_T(t)$ [0 ; P_{MAX}] [MWh]**
  Questo vettore quantifica l'energia elettrica che il parco eolico ha in disponibilità potenziale ma è costretto a non produrre, a causa di limitazioni tecniche della rete elettrica. Auspicabilmente, nel nostro caso, può assumere quasi sempre il valore zero, anche nel caso di ordini di dispacciamento, grazie alla possibilità di sfruttare quest'energia nel ramo P2G dell'impianto.

3.3.4 Variabili ausiliarie per i vincoli elastici

Queste variabili ausiliarie serviranno per indirizzare l'ottimizzazione verso la riduzione della quantità di energia sbilanciata, specialmente in presenza di normative permissive (policy 2).

- **Energia sbilanciata 1 e 2: $d_1(t)$ [$\in \mathbb{R}^+$] , $d_2(t)$ [$\in \mathbb{R}^+$] [MWh]**
  Il senso di queste variabili, sempre positive, verrà meglio chiarito nel paragrafo dedicato ai vincoli elastici (3.5.5). Lo sdoppiamento del vettore d in due componenti consentirà di estrapolarne il valore assoluto, tramite una coppia di vincoli.

3.4 Funzione obiettivo

La funzione obiettivo, basata sul ricavo differenziale tra caso studio e caso base, rappresenta il cuore del modello.
In questo paragrafo verrà esposto il procedimento con cui viene preliminarmente calcolato il caso base, ovvero il ricavo stimato dell'impianto attuale a partire dai dati reali disponibili, e chiariti i meccanismi di attualizzazione dei flussi di cassa utilizzati anche nel seguito. Infine verrà spiegato in dettaglio ogni singolo componente della funzione obiettivo.

3.4.1 Calcolo del caso base

Una volta noti tutti i dati in input, è possibile valutare il ricavo economico dell'impianto reale per un intero anno (nel nostro caso il 2013), privo quindi di componenti P2G.
Il caso base non è soggetto a ottimizzazione in quanto l'unica scelta possibile per il parco è la produzione di energia elettrica a cui è associato un ritorno economico più o meno consistente. I calcoli inerenti il parco eolico, dunque, sono puramente analitici, ed i risultati ottenuti sono da considerare dei punti di partenza per le analisi differenziali.
L'impianto offre nel Mercato del Giorno Prima la sua curva di produzione prevista (E_{WF}) a prezzo nullo, poiché, come molti altri impianti a fonti rinnovabili, non è soggetto a costi variabili di produzione. Alla chiusura del MGP si formerà un prezzo zonale orario (P_{MGP}) che verrà moltiplicato per la quantità di energia contrattata (E_{WF}) ottenendo il ricavo complessivo della vendita di energia elettrica ex-ante.
Il giorno seguente il parco eolico immetterà nella rete la quantità di energia di cui effettivamente dispone (E_{PR}, energia prodotta), eventualmente già depurata della quota di mancata produzione eolica. Lo sbilanciamento orario per il caso base (d_{BASE}) sarà la differenza tra l'energia realmente immessa (E_{PR}) e la previsione (E_{WF}).

$$d_{BASE}(t) = E_{GR\ BASE}(t) - E_{WF}(t) \qquad (3.6)$$

Gli oneri di sbilanciamento ($R_{UB\ BASE}$) saranno calcolati, a seconda della politica, moltiplicando il prezzo di sbilanciamento ($P_{UB\ BASE}$) per la quantità sbilanciata (d_{BASE}).

$$P_{UB\ BASE}(t) = f(Policybase\ ; Dati\ economici\ MSD(t)) \qquad (3.7)$$

$$R_{UB\ BASE}(t) = d_{BASE}(t) \cdot P_{UB\ BASE}(t) \qquad (3.8)$$

Per quanto riguarda la MPE, come accennato in precedenza, il produttore otterrà una remunerazione della quantità tagliata, al prezzo del MGP, pesata per un indice di affidabilità.
Il ricavo annuale sarà così calcolato:

$$R_{BASE} = \sum_{t=1}^{T} \{[E_{WF}(t) \cdot P_{MGP}(t)] + R_{UB\ BASE}(t) + [E_{MPE}(t) \cdot P_{MGP}(t) \cdot IA]\} \qquad (3.9)$$

In Tabella 12 sono riassunti i risultati ottenuti, in funzione della politica normativa sulla remunerazione degli sbilanciamenti, che influenzano la componente $R_{UB\ BASE}$.

Tabella 12 - Andamento dei ricavi del parco eolico nel caso base in funzione della Policy sulla remunerazione degli sbilanciamenti

Policy sugli sbilanciamenti	**Oneri di sbilanciamento annuali $R_{UB\ BASE}$ [k€]**	**Ricavo annuale R_{BASE} [k€]**
1	228,3	3809,6
2	42,5	3623,9
3	-767,3	2814,0
4	98,0	3679,3

A questo punto è possibile diagrammare la suddivisione delle varie voci del ricavo complessivo, a seconda della policy di riferimento, come raffigurato in Figura 3.10.

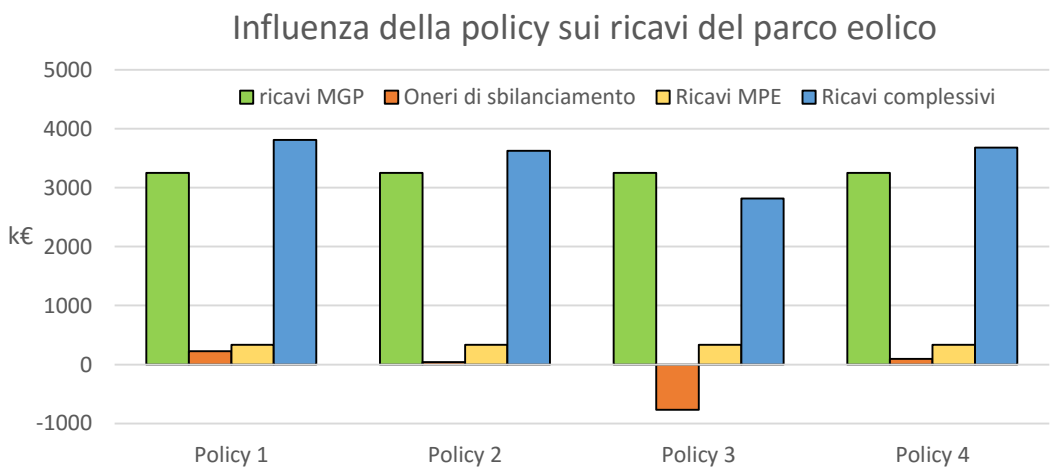

Figura 3.10 - Influenza della policy sui ricavi annuali del parco eolico nel caso base

Si può notare come la politica di remunerazione degli sbilanciamenti sia condizione fondamentale per una corretta stima dei ricavi del parco eolico.
In particolare, le policy 1, 2 e 4 risultano molto vantaggiose, in quanto permettono un ricavo addizionale tramite l'energia sbilanciata. Infatti, il parco si trova più frequentemente nella condizione di immettere più energia elettrica di quella programmata il giorno prima, a causa del margine cautelativo che tende a sottostimare leggermente l'energia prevista dal meccanismo di

forecast meteorologico (corrispondente tuttavia anche ad un minore guadagno nel MGP). In questo modo, in un consuntivo annuale, il bilancio risulta leggermente positivo.
Ciò chiaramente non avviene con la policy 3, volutamente molto restrittiva in termini di energia sbilanciata. Poiché gli oneri di sbilanciamento in questo caso rappresentano dei costi addizionali per l'impianto (segno negativo), il ricavo complessivo si riduce di più del 20% rispetto agli altri casi.
A prescindere dalla politica normativa, che regola la quantificazione del prezzo orario dell'energia sbilanciata ($P_{UB\ BASE}(t)$), la quantità di energia sbilanciata rimane costante. Questo si verifica perché l'impianto immetterà indiscriminatamente tutta l'energia elettrica che gli è possibile generare, qualora gli sia consentito dal punto di vista infrastrutturale, sia per aumentare gli introiti derivanti dallo sbilanciamento in positivo (eccesso), sia per limitare gli oneri derivanti dallo sbilanciamento in negativo (difetto).
Nell'intero anno 2013, le prestazioni dell'impianto eolico in termini di sbilanciamenti di energia sono le seguenti:

- Energia complessivamente prodotta: 66,5 GWh (2217 ore anno equivalenti)
- Energia sbilanciata in positivo: 18,3 GWh
- Energia sbilanciata in negativo (modulo): 13,4 GWh
- Energia complessivamente sbilanciata: 31,7 GWh

La mole di energia immessa in rete in disaccoppiamento (eccesso o difetto) con il programma di produzione è considerevole, ammonta a quasi il 50% dell'intera produzione elettrica.

3.4.2 Meccanismo di attualizzazione dei flussi di cassa

Per allineare i risultati economici che si evincono dai dati a disposizione (annuali) all'intera vita utile dell'impianto P2G (nel seguito considerata ventennale) si ipotizza che i flussi di cassa di ogni anno siano costanti. Come consuetudine per la valutazione degli investimenti a lungo termine si quantificano i ricavi futuri con l'accorgimento di considerare il cosiddetto "Valore Attuale Netto" (VAN), in inglese "Net Present Value" (NPV). Questo indicatore finanziario misura il valore attuale di una serie attesa di flussi di cassa non solo sommandoli algebricamente, ma attualizzandoli sulla base di un tasso di rendimento:

$$NPV = \sum_{a=0}^{A} \frac{CF(a)}{(1+WACC)^a} \quad [€] \qquad (3.10)$$

Con a = Intervallo temporale (anno)
A = Numero di anni per valutare l'investimento
CF(a) = Flusso di cassa (cash flow) nell'anno a (può essere positivo o negativo)
CF(0) = Investimento di capitale iniziale (con segno meno)
WACC = Weighted Average Cost of Capital, costo medio ponderato del capitale

Il senso del NPV è quello di sommare i flussi di cassa di tutti gli anni futuri di un'analisi pluriennale, moltiplicandoli progressivamente per un coefficiente, chiamato fattore di attualizzazione (FA), variabile con il tempo, che corregge l'effettivo valore tenendo conto della variazione del costo del denaro (inflazione) e della remunerazione attesa per l'investimento (interessi sui prestiti o remunerazione per gli investitori).

Poiché nel nostro caso i flussi di cassa CF sono ipotizzati costanti negli anni successivi all'anno zero in cui avviene l'investimento iniziale, il calcolo dell'NPV può essere formulato come:

$$NPV = \sum_{a=0}^{A} \frac{CF(a)}{(1+WACC)^a} = CF(0) + CF \cdot \sum_{a=0}^{A} \frac{1}{(1+WACC)^a} = \\ = CF(0) + CF \sum_{a=1}^{A} FA(a) \qquad (3.11)$$

Il costo medio ponderato del capitale (WACC) viene calcolato secondo una metodologia complessa che prende in considerazione solo parametri finanziari oggettivi. Si osservano a tal proposito: il tasso di inflazione medio della moneta, il tasso di rendimento degli investimenti in assenza di rischio (normalmente riferito all'investimento alternativo senza rischi, cioè i titoli statali pluriennali), un fattore di rischio specifico per il settore dell'investimento, il rapporto tra mezzi propri e capitale di debito terzi e il livello di tassazione degli interessi. Nel nostro caso si è scelto un valore standard per le analisi ingegneristiche, il 7% (0,07). Questo significa, ad esempio, che un ipotetico guadagno di 100€ fra 5 anni varrà come 71€ attuali, fra dieci anni come 51€, fra vent'anni come 26€.
In tal modo è possibile calcolare il fattore di attualizzazione cumulativo ventennale (FA_{TOT}):

$$FA_{TOT} = \sum_{a=1}^{20} FA(a) = \sum_{a=1}^{20} \frac{1}{(1+0{,}07)^a} = 10{,}594 \qquad (3.12)$$

Nonostante il flusso di cassa in attivo si protragga per vent'anni nel futuro a fronte di un investimento compiuto quest'anno, il ricavo totale corrisponde in termini di valore a solo 10.6 volte circa il ricavo annuale, invece che 20 volte come risulterebbe senza tenere conto dei parametri economici.

3.4.3 Dettaglio della funzione obiettivo

La funzione obiettivo da massimizzare, come già menzionato in precedenza, è il ricavo attualizzato ventennale (NPV) di un parco eolico a cui viene aggiunto un componente impiantistico P2G, che lo rende un impianto di produzione combinata di elettricità e idrogeno, differenziale rispetto al medesimo parco eolico, operante in condizioni standard.
Il valore F.O. della funzione obiettivo viene calcolato come segue:

$$F.O. = R_{DIFF} = -C_{INVTOT} + FA_{TOT} \cdot R_{CASO\ STUDIO} - FA_{TOT} \cdot R_{CASO\ BASE} \quad [€] \qquad (3.13)$$

Con C_{INVTOT} costo di investimento totale per l'impianto P2G
FA_{TOT} fattore di attualizzazione complessivo ventennale (equazione 3.12)
$R_{CASO\ STUDIO}$ ricavo dell'impianto di produzione combinata
$R_{CASO\ BASE}$ ricavo del parco eolico realmente esistente (equazione 3.9)

Il costo di investimento totale è funzione del numero di unità di elettrolisi acquistate (N_{EL}), che è una variabile dell'ottimizzazione. Le voci di costo incluse al suo interno sono la batteria di elettrolisi (C_{INV}), gli impianti ausiliari (C_{AUX}) e la sostituzione degli stack (C_{SOST}). Si considera, per quest'ultimo fattore, di sostituire le celle elettrolitiche dopo 10 anni [38]. Inoltre, va aggiunto il costo complessivo dell'impianto di stoccaggio, in funzione della relativa taglia (K_{STOCK}).

$$C_{INVTOT} = (C_{INV} + C_{AUX} + FA(10) \cdot C_{SOST}) \cdot N_{EL} + C_{STOCK} \cdot K_{STOCK} \quad [€] \qquad (3.14)$$

Il ricavo del caso base viene calcolato preliminarmente come descritto al paragrafo 3.4.1; poiché non contiene al suo interno variabili del modello rappresenta una costante per la funzione obiettivo.
Il ricavo del caso studio è il nodo principale dell'analisi ed è legato al valore assunto dalle variabili definite nel modello. La formulazione adottata in questo lavoro, che tiene conto dei fattori citati, è la seguente:

$$R_{CASO\ STUDIO} = \sum_{t=1}^{T} [R_{MGP}(t) + R_{UB}(t) + R_{MPE}(t) + R_{H2}(t) - C_{START\ UP}(t) - C_{OMBRA\ MPE}(t) - C_{PEN\ SBIL}(t)] \quad [€] \qquad (3.15)$$

In seguito vengono specificati i termini che compaiono nell'espressione.

- **Ricavo orario dal mercato del giorno prima: $R_{MGP}(t)$ [€]**
  Nel caso studio, il produttore vende nel MGP il programma di produzione orario di energia elettrica del giorno seguente moltiplicato per il fattore di vendita (fv, vedi paragrafo 3.2.6). L'energia contrattata E_{WF} gli viene pagata al prezzo orario aggregato zonale P_{MGP}, quindi:

  $$R_{MGP}(t) = f_V \cdot E_{WF}(t) \cdot P_{MGP}(t) \qquad (3.16)$$

  Essendo dipendente esclusivamente da parametri costanti, questo ricavo non è ottimizzato dal modello. In particolare, $R_{MGP}(t)$ sarà uguale a quello del caso base, qualora il fattore di vendita sia del 100%.

- **Oneri di sbilanciamento orari: $R_{UB}(t)$ [€]**
  Tiene conto della valorizzazione dell'energia immessa non corrispondente al piano dichiarato; è legato alle quantità sbilanciate e al prezzo definito dalla politica considerata (vedi sezione 1.2.5).

- **Ricavo orario dalla MPE: $R_{MPE}(t)$ [€]**
  Si calcola allo stesso modo del caso base (vedi paragrafo 3.4.1):

  $$R_{MPE}(t) = E_{MPE}(t) \cdot P_{MGP}(t) \cdot IA \qquad (3.17)$$

  La quantità E_{MPE} è considerata come un dato e dunque il valore di questo ricavo non è modificato dalla soluzione.

- **Ricavo orario dalla vendita di idrogeno: $R_{H2}(t)$ [€]**
  La vendita di idrogeno è ipotizzata a prezzo costante (P_{H2} vedi paragrafo 3.2.6), quindi:

  $$R_{H2}(t) = G_{GR}(t) \cdot P_{H2} \qquad (3.18)$$

  La variabile $G_{GR}(t)$, che rappresenta l'energia oraria in termini di potere calorifico inferiore immessa nella rete del gas naturale, è vincolata implicitamente a molte altre variabili.

- **Costo orario di start-up: $C_{START\ UP}(t)$ [€]**
  Si tratta del costo di azionamento delle unità, legato ai consumi di azoto per l'inertizzazione e ad altri consumi ausiliari:

$$C_{START\ UP}(t) = N_{SU}(t) \cdot C_{SU} \qquad (3.19)$$

Il numero di unità in start-up all'ora t (N_{SU}(t), variabile intera del modello) è strettamente correlato con il numero di unità effettivamente in funzione in ogni ora.

- **Costo ombra orario per la MPE: $C_{OMBRA\ MPE}$(t) [€]**
  Si tratta di una voce di costo "ombra" poiché non rappresenta una reale transazione monetaria. E' un espediente matematico per indirizzare implicitamente la logica comportamentale dell'impianto. Assegnando un costo all'energia che viene tagliata dalla produzione (variabile E_T(t)), si spinge l'ottimizzazione verso il massimo recupero energetico.

  $$C_{IMM\ MPE}(t) = E_T(t) \cdot P_{MPE} \qquad (3.20)$$

  Non essendo una voce di costo reale, una volta giunti alla soluzione di ottimo della funzione, ne viene calcolato a posteriori l'ammontare globale e restituito con segno opposto al ricavo differenziale calcolato nella funzione obiettivo.

- **Costo orario di penalità dello sbilanciamento: $C_{PEN\ SBIL}$(t) [€]**
  Come accennato in precedenza (vedi paragrafo 3.2.6), nel caso in cui venga introdotto un disincentivo economico all'energia sbilanciata (P_{SBIL}), va introdotta un'opportuna voce di costo che ne quantifichi il valore.

  $$C_{PEN\ SBIL}(t) = z \cdot P_{SBIL} \cdot [d_1(t) + d_2(t)] \qquad (3.21)$$

  Con l'intento di ridurre al minimo questa voce, che compare con segno negativo nella funzione obiettivo, il modello tenderà a ridurre il valore delle variabili d_1(t) e d_2(t), strettamente imparentate (tramite appositi vincoli, descritti in seguito) con la variabile d(t), che quantifica lo sbilanciamento orario.
  Dato che anche il caso base è soggetto alla medesima penalità monetaria, se attivata, i risultati dell'analisi quantificheranno la bontà di questa tecnologia nell'alleviare la problematica dello sbilanciamento di energia elettrica alla rete.

3.5 Vincoli

I vincoli sono l'insieme delle equazioni e disequazioni matematiche che legano tra loro le variabili del modello e ne limitano mutuamente il campo di variabilità.

3.5.1 Bilanci di energia

Prima di tutto, si includono nel modello i bilanci di energia sotto forma di vincoli di uguaglianza.

- **Bilancio di Energy Flow**

  $$E_{GR}(t) + E_{EL}(t) + E_T(t) = E_W(t) \qquad (3.22)$$

  Per ogni ora, l'energia elettrica immessa in rete (E_{GR}) più l'energia elettrica destinata all'azionamento dell'elettrolisi (E_{EL}) più l'energia elettrica tagliata (E_T) deve essere uguale all'energia elettrica potenzialmente disponibile dal vento (E_W).

- **Bilancio di Gas Flow**

$$\eta \cdot [E_{EL}(t) - N_{ON}(t) \cdot P_{ELNOM} \cdot x_{AUX}] - G_{GR}(t) - \\ -N_{SU}(t) \cdot \psi + (1 - x_{ST}) \cdot G_{ST}(t) - G_{ST}(t+1) = 0 \tag{3.23}$$

Il gas prodotto, primo temine dell'equazione, viene calcolato tramite la moltiplicazione tra il rendimento delle celle elettrolitiche (η) e l'energia elettrica resa disponibile per l'elettrolisi (E_{EL}) ridotta di una quota corrispondente ai consumi degli ausiliari, visti come una frazione x_{AUX} della potenza nominale ($P_{EL\ NOM}$) consumata da tutte le unità in funzione (N_{ON}). L'idrogeno, di cui una parte viene scartata per mancata purezza nel caso di output delle unità in start-up (N_{SU}), viene alternativamente immesso in rete (G_{GR}) o stoccato nell'apposito impianto. Nell'equazione compare il differenziale netto tra il gas stoccato nell'ora t, comprensivo di perdite (x_{ST}), e quello nell'ora t+1.
Per aiutare nella comprensione di questo bilancio energetico, se ne rappresentano le varie componenti in Figura 3.11.

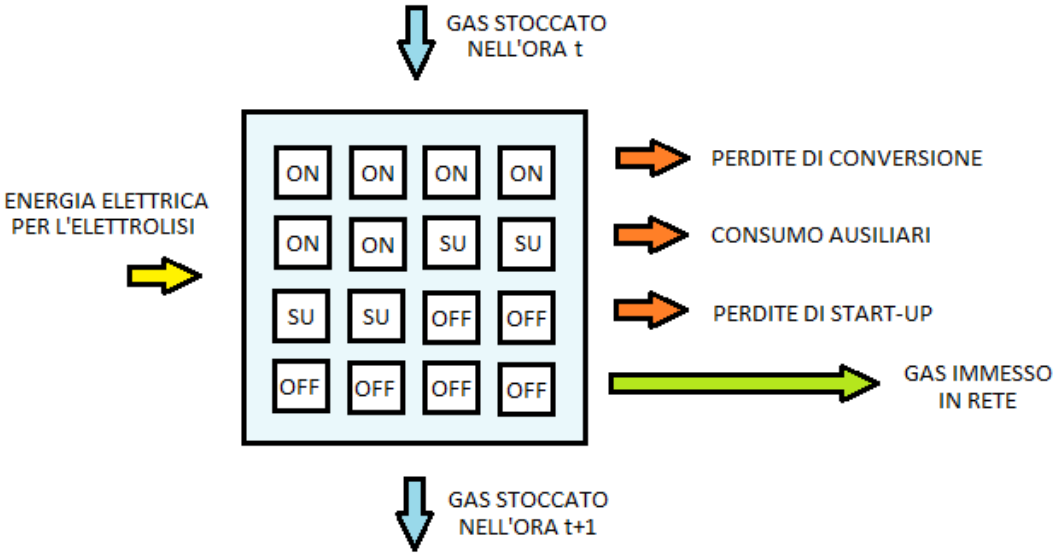

Figura 3.11 - Bilancio energetico nella batteria di elettrolisi (esempio con 16 unità di elettrolisi indipendenti, di cui 6 momentaneamente spente e 10 accese, 4 delle quali in fase di start-up)

Le frecce orizzontali certificano che l'energia elettrica destinata in quell'ora specifica all'elettrolisi si trasforma in parte in energia utile, sotto forma di PCI di idrogeno immesso in rete, e in parte in tre diverse forme di energia non utile, identificabili come perdite. Le frecce verticali rappresentano il saldo netto del flusso di energia PCI immagazzinata nei serbatoi. Se la differenza di gas stoccato tra l'ora t e l'ora (t+1) è positiva significa che l'impianto di stoccaggio si sta svuotando, viceversa riempiendo.

3.5.2 Vincoli impiantistici

Questo pacchetto di vincoli si occupa di modellizzare il regolare funzionamento del ramo P2G dell'impianto, con riferimento alle limitazioni tecniche, alle modalità di azionamento delle unità e all'utilizzo dello stoccaggio.

- **Limiti di energia elettrica oraria per l'elettrolisi**

  $$N_{ON}(t) \cdot P_{ELNOM} \cdot x_{MIN} \leq E_{EL}(t) \qquad (3.24)$$

  $$E_{EL}(t) \leq N_{ON}(t) \cdot P_{ELNOM} \qquad (3.25)$$

  Il valore di energia elettrica destinata all'elettrolisi dev'essere ogni ora compreso tra i valori di carico elettrico minimo e massimo accettabili dalle unità in funzione.
  Ricordiamo che le celle della tipologia alcalina non possono funzionare al di sotto del 20% (x_{MIN}) del carico nominale, mentre le celle PEM non hanno restrizioni a riguardo.

- **Meccanismi di azionamento delle unità**

  $$N_{ON}(t) \leq N_{EL} \qquad (3.26)$$

  $$N_{SU}(t) \leq N_{ON}(t) \qquad (3.27)$$

  $$N_{ON}(t) - N_{ON}(t-1) \leq N_{SU}(t) \qquad \text{per t} > 1 \qquad (3.28)$$

  $$N_{SU}(1) \geq N_{ON}(1) \qquad (3.29)$$

  Questi vincoli regolano la corretta accensione delle unità. In particolare la seconda e la terza disequazione obbligano il solutore a far compiere ad ogni unità in progressiva accensione il processo di start-up, altrimenti evitabile in quanto svantaggioso sia energeticamente che economicamente. Questi vincoli potrebbero essere logicamente espressi tramite delle scelte discrete (ad esempio funzioni "if"); tuttavia per mantenere la struttura lineare del problema di ottimo che permette una soluzione efficiente, si ricorre alla formulazione presentata.

- **Condizioni iniziali e finali per lo stoccaggio**

  $$G_{ST}(1) = 0 \qquad (3.30)$$

  $$G_{ST}(T) = G_{ST}(1) \qquad (3.31)$$

  Legando la quantità finale a quella iniziale è formalmente possibile rendere ciclica l'analisi pluriennale (vedi commenti al paragrafo 3.3.1). Il valore iniziale 0 è arbitrario e influenza esclusivamente le prime ore dell'analisi che risulta quindi alterata in modo trascurabile da questa scelta.

- **Rispetto della capacità massima dell'impianto di stoccaggio**

  $$G_{ST}(t) \leq K_{STOCK} \qquad (3.32)$$

  Per ogni ora t, la quantità energetica di gas stoccato deve essere al più uguale alla taglia dei serbatoi.

3.5.3 Vincoli per i limiti delle reti energetiche

- **Limite tecnico orario della rete elettrica**

  $$E_{GR}(t) \leq E_{LIM}(t) \qquad (3.33)$$

  Il parco eolico può immettere in rete una quota di energia al più uguale a quella massima accettabile dalla rete elettrica, che, nel nostro caso è assunta pari a quella effettivamente prodotta dall'impianto nel 2013 (E_{PR}), come descritto al paragrafo 3.2.2.

- **Limite tecnico orario della rete del gas naturale**

  $$G_{GR}(t) \leq G_{MAX}(t) \qquad (3.34)$$

  Per quanto riguarda la rete del gas naturale, il limiti all'immissione di idrogeno nello specifico gasdotto sono inseriti come input del modello. Di fatto, risultano proporzionali alla portata che fluisce nella tubazione a cui si allaccia il sistema P2G.

3.5.4 Vincoli per il calcolo degli sbilanciamenti

L'energia elettrica sbilanciata rappresenta una quota molto significativa della produzione da FRNP, in particolare per quanto riguarda l'eolico [12] [13]. Nel caso studio, è di vitale importanza interfacciare in modo corretto ed efficace il contenuto normativo delle diverse politiche di remunerazione con i componenti del modello. A tal proposito, verrà richiamata la struttura delle 4 politiche considerate in questo lavoro (vedi paragrafo 1.2.5) e la loro influenza sui prezzi orari di sbilanciamento ($P_{UB}(t)$) a partire dai dati economici zonali del MSD.
L'obiettivo di questo specifico pacchetto di vincoli è quello di assegnare il giusto valore alla variabile $R_{UB}(t)$, che rappresenta il vettore degli oneri/ricavi di sbilanciamento orari. La logica più intuitiva includerebbe delle funzioni discontinue che a seconda dei casi previsti dalla norma assegnino il valore alla variabile (approccio "se-allora"). Come già accennato sopra, la presenza di migliori algoritmi risolutivi porta a mantenere lineare e continuo il problema cercando delle soluzioni alternative.
In particolare, se i valori assunti dalla variabile costituiscono il limite superiore di una regione convessa (degli esempi vengono presentati nel seguito a seconda delle politiche adottate) e contribuiscono alla funzione obiettivo con segno positivo, l'ottimizzazione tenderà sempre a massimizzarne il valore. L'insieme di scelte discrete si riduce quindi a un set di disequazioni la cui intersezione porta al risultato cercato.

- **Vincolo per il calcolo dello sbilanciamento orario**

  $$d(t) = E_{GR}(t) - f_V \cdot E_{WF}(t) \qquad (3.35)$$

  Il vettore d(t) rappresenta l'energia sbilanciata ora per ora (differenza tra immissione reale e previsione di immissione), che può assumere, a seconda del caso, sia valore positivo che negativo. Si ricorda che il fattore fv tiene conto di una riduzione cautelativa nel piano di immissione rispetto al vento previsto.

- **Vincoli per Policy 1 e Policy 2**

$$R_{UB}(t) \leq d(t) \cdot P_{UB}(t) \qquad (3.36)$$

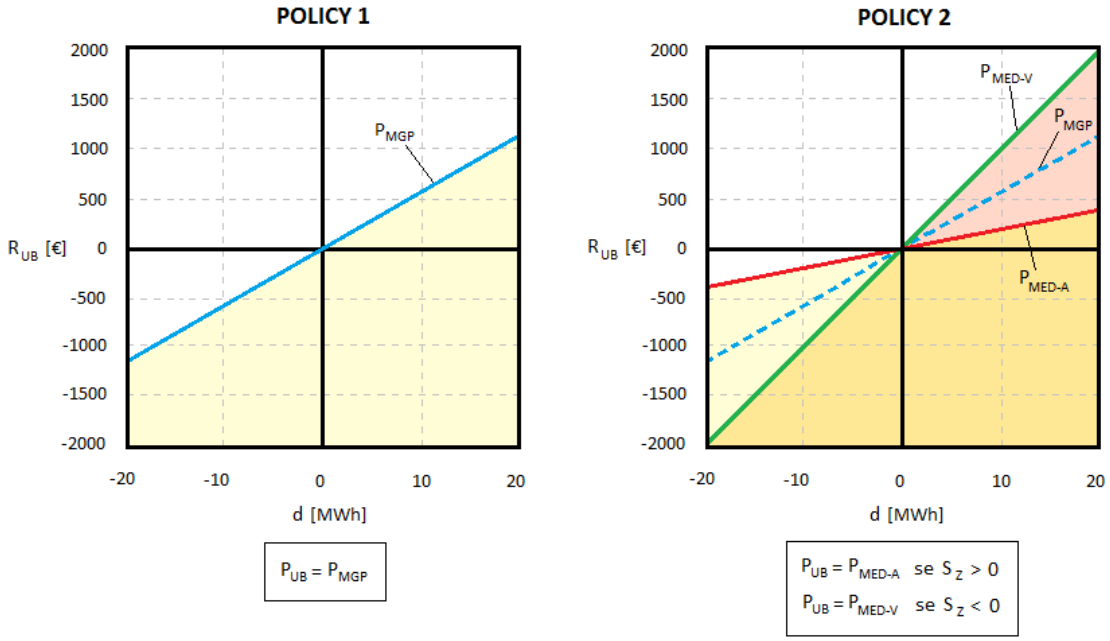

Figura 3.12 - Visualizzazione grafica dei vincoli per le Policy 1 e 2.
Sz è il segno zonale aggregato dello sbilanciamento (costante oraria nel modello): è positivo quando la zona in questione è mediamente in eccesso di energia, viceversa è negativo.

Queste due Policy necessitano di un singolo vincolo orario, poiché il vettore $P_{UB}(t)$ è univoco. La disequazione identifica una regione di nel piano (d(t); $R_{UB}(t)$), limitata superiormente da un'unica linea retta passante per lo zero, la cui inclinazione rappresenta il modulo del prezzo P_{UB}, come raffigurato nel diagramma della Policy 1, in Figura 3.12. Anche nella seconda Policy siamo in presenza di una sola retta per ogni ora t del modello, alternativamente o per un valore positivo dello sbilanciamento zonale (rosso, zona in eccesso di produzione) o per un valore negativo (verde, zona in difetto di produzione).

- **Vincoli per la Policy 3**

$$R_{UB}(t) \leq d(t) \cdot P_{UB\,1}(t) \qquad (3.37)$$

$$R_{UB}(t) \leq d(t) \cdot P_{UB\,2}(t) \qquad (3.38)$$

In questo caso, il prezzo è differente a seconda dello sbilanciamento prodotto oltre che per il segno dello sbilanciamento zonale. Ciò si riporta nella presenza contemporanea di due linee rette (di inclinazione $P_{UB\,1}(t)$ e $P_{UB\,2}(t)$), definite secondo le equazioni nel riquadro in Figura 3.13, in funzione del segno dello sbilanciamento zonale $S_Z(t)$. Per ciascuna ora, il segno zonale è definito e una coppia di vincoli è attiva (retta gialla e azzurra o retta rossa e azzurra). La quantità sbilanciata "d", invece, non è nota a priori, ma è un risultato dell'algoritmo.

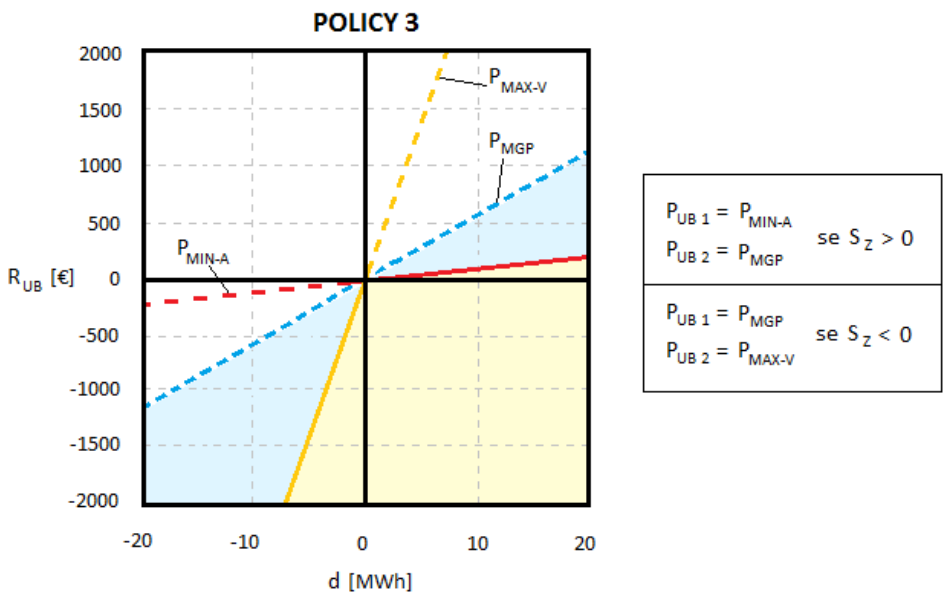

Figura 3.13 - Visualizzazione grafica dei vincoli per la Policy 3.
Sz è il segno zonale aggregato dello sbilanciamento (costante oraria nel modello): è positivo quando la zona in questione è mediamente in eccesso di energia, viceversa è negativo.

Tuttavia, la massimizzazione della funzione obiettivo porta all'incremento di R_{UB} fino alla frontiera superiore, costituita da un vincolo doppio: la soluzione dovrà adattarsi puntualmente quindi al più restrittivo dei due. Ad esempio, se il segno zonale è positivo, per valori di d > 0 il vincolo che considera P_{MIN} (rosso) viene utilizzato dal solutore poiché è più stringente di quello corrispondente a P_{MGP} (blu); per d < 0 viceversa il vincolo su MGP è più stringente e dunque limita il risultato finale. Il caso contrario ($S_Z < 0$) è analogo considerando l'altra coppia di vincoli.
Di fatto quindi, l'algoritmo sceglie di pagare un prezzo più basso del MGP se il segno della zona e dello sbilanciamento sono concordi e più alto nel caso opposto, come previsto dalla normativa.

- **Vincoli per la Policy 4**
  L'inserimento di questa normativa nel modello è un'operazione complessa, in quanto non sono più applicabili le metodologie precedenti. La presenza della banda di tutela, la cui ampiezza dipende dal modulo dell'energia elettrica inserita nel programma di produzione ($E_{WF}(t)$), implica che il vettore dei prezzi di sbilanciamento $P_{UB}(t)$ sia definito a tratti, ma la conseguente linea spezzata è composta da tre sezioni a diversa inclinazione, che limitano una regione non convessa. Per questa ragione, non è possibile definirla tramite la semplice sovrapposizione di più vincoli, come avveniva nella Policy 3.
  Per venire a capo di queste problematiche, sono necessari ulteriori 15 vincoli orari, in presenza di tre variabili intere booleane ($x_1(t)$, $x_2(t)$ e $x_3(t)$) che identifichino la regione della policy corrispondente allo stato del sistema (equazioni 3.39).
  Le costanti MD e MS sono dei numeri grandi a piacere, che modificano i limiti superiori e inferiori del vincolo a seconda del valore delle variabili booleane, di fatto "attivando" e "disattivando" alcuni vincoli.

$$x_1(t) + x_2(t) + x_3(t) = 1 \quad (3.39.a)$$
$$d(t) \leq x_1(t) \cdot x_S(t) + MD \cdot [1 - x_1(t)] \quad (3.39.b)$$
$$d(t) \geq x_2(t) \cdot x_S(t) - MD \cdot [1 - x_2(t)] \quad (3.39.c)$$
$$d(t) \leq x_2(t) \cdot x_D(t) + MD \cdot [1 - x_2(t)] \quad (3.39.d)$$
$$d(t) \geq x_3(t) \cdot x_D(t) - MD \cdot [1 - x_3(t)] \quad (3.39.e)$$
$$R_{UB\,1}(t) \leq P_{UB}(t) \cdot [d(t) - x_S(t)] + y_D(t) + MS \cdot [1 - x_1(t)] \quad (3.39.f)$$
$$R_{UB\,1}(t) \geq P_{UB}(t) \cdot [d(t) - x_S(t)] + y_D(t) - MS \cdot [1 - x_1(t)] \quad (3.39.g)$$
$$R_{UB\,1}(t) \leq x_1(t) \cdot MS \quad (3.39.h)$$
$$R_{UB\,2}(t) \leq P_{MGP}(t) \cdot d(t) + MS \cdot [1 - x_2(t)] \quad (3.39.i)$$
$$R_{UB\,2}(t) \geq P_{MGP}(t) \cdot d(t) - MS \cdot [1 - x_2(t)] \quad (3.39.j)$$
$$R_{UB\,2}(t) \leq x_2(t) \cdot MS \quad (3.39.k)$$
$$R_{UB\,3}(t) \leq P_{UB}(t) \cdot [d(t) - x_D(t)] + y_U(t) + MS \cdot [1 - x_3(t)] \quad (3.39.l)$$
$$R_{UB\,3}(t) \geq P_{UB}(t) \cdot [d(t) - x_D(t)] + y_U(t) - MS \cdot [1 - x_3(t)] \quad (3.39.m)$$
$$R_{UB\,3}(t) \leq x_3(t) \cdot MS \quad (3.39.n)$$
$$R_{UB}(t) \leq R_{UB\,1}(t) + R_{UB\,2}(t) + R_{UB\,3}(t) \quad (3.39.o)$$

Per aiutarsi nella comprensione di tutte queste disequazioni, conviene osservare la rappresentazione grafica della normativa (Figura 3.14).

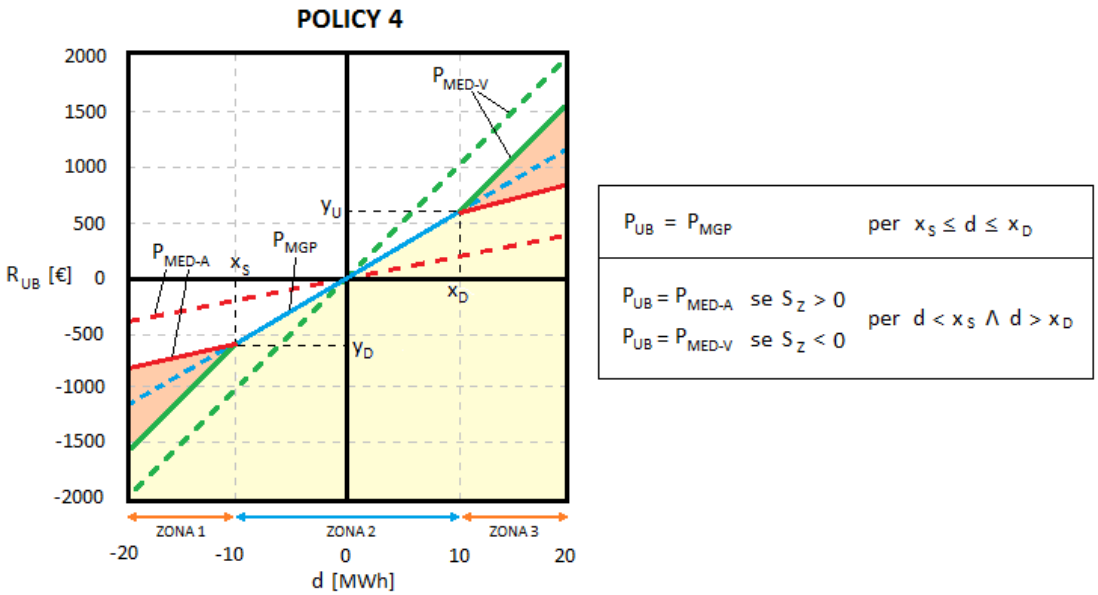

Figura 3.14 - Visualizzazione grafica per i vincoli di Policy 4. Sz rappresenta il segno dello sbilanciamento aggregato zonale. I valori xs e xd sull'asse dello sbilanciamento (d) rappresentano gli estremi sinistro e destro della banda di tutela e segnano i confini delle tre zone. Yd e Yu sono i corrispettivi valori degli oneri di sbilanciamento, e a loro volta segnano il confine delle tre zone nell'asse verticale.

Il campo di variabilità della variabile d(t) è suddiviso verticalmente in tre zone: al centro si trova la banda di tutela (zona 2) e all'esterno le zone in cui si verifica il cosiddetto sbilanciamento "fuori-banda", in negativo (zona 1) o in positivo (zona 3). Si definiscono delle variabili logiche x_1, x_2 e x_3 (possono assumere solo il valore 0 o il valore 1), che corrispondono alle tre zone. Il primo vincolo (equazione 3.39.a) obbliga il solver ad azionare una sola delle tre alternative. Le equazioni da 3.39.b a 3.39.e vincolano i valori delle variabili booleane ai limiti della regione di tutela (x_S e x_D), in modo che la relazione con il valore di "d" sia quella corretta (ad esempio, se $d > x_D$, $x_1 = 0$, $x_2 = 0$, $x_3 = 1$).
Gli altri vincoli sono opportunamente costruiti per entrare in vigore solo nel momento in cui la rispettiva variabile booleana è attivata, altrimenti risultano ininfluenti.

Ogni zona attiva comporta la valutazione di un diverso $R_{UB}(t)$ locale, mentre entrambe le zone rimanenti (a vincoli disattivati) assumono il valore nullo. Infine le tre componenti, di cui a turno due nulle, si sommano a formare il valore univoco degli oneri/ricavi di sbilanciamento (equazione 3.39.o)
Nella Tabella 13 viene simulato il comportamento dei 15 vincoli, a seconda della scelta della zona da parte del solver.

Tabella 13 - Logica funzionale dei vincoli per la Policy 4

Vincolo	$x_1(t) = 1$	$x_2(t) = 1$	$x_3(t) = 1$
a	$x_2(t) = x_3(t) = 0$	$x_1(t) = x_3(t) = 0$	$x_1(t) = x_2(t) = 0$
b	$d(t) \leq x_S(t)$	$d(t) \leq +\infty$	$d(t) \leq +\infty$
c	$d(t) \geq -\infty$	$d(t) \geq x_S(t)$	$d(t) \geq -\infty$
d	$d(t) \leq +\infty$	$d(t) \leq x_D(t)$	$d(t) \leq +\infty$
e	$d(t) \geq -\infty$	$d(t) \geq -\infty$	$d(t) \geq x_D(t)$
f	$R_{UB\,1}(t) \leq P_{UB}(t)\cdot[d(t) - x_S(t)] + y_D$	$R_{UB\,1}(t) \leq +\infty$	$R_{UB\,1}(t) \leq +\infty$
g	$R_{UB\,1}(t) \geq P_{UB}(t)\cdot[d(t) - x_S(t)] + y_D$	$R_{UB\,1}(t) \geq -\infty$	$R_{UB\,1}(t) \geq -\infty$
h	$R_{UB\,1}(t) \leq +\infty$	$R_{UB\,1}(t) \leq 0$	$R_{UB\,1}(t) \leq 0$
i	$R_{UB\,2}(t) \leq +\infty$	$R_{UB\,2}(t) \leq P_{MGP}(t)\cdot d(t)$	$R_{UB\,2}(t) \leq +\infty$
j	$R_{UB\,2}(t) \geq -\infty$	$R_{UB\,2}(t) \geq P_{MGP}(t)\cdot d(t)$	$R_{UB\,2}(t) \geq -\infty$
k	$R_{UB\,2}(t) \leq 0$	$R_{UB\,2}(t) \leq +\infty$	$R_{UB\,2}(t) \leq 0$
l	$R_{UB\,3}(t) \leq +\infty$	$R_{UB\,3}(t) \leq +\infty$	$R_{UB\,3}(t) \leq P_{UB}(t)\cdot[d(t) - x_D(t)] + y_U$
m	$R_{UB\,3}(t) \geq -\infty$	$R_{UB\,3}(t) \geq -\infty$	$R_{UB\,3}(t) \geq P_{UB}(t)\cdot[d(t) - x_D(t)] + y_U$
n	$R_{UB\,3}(t) \leq 0$	$R_{UB\,3}(t) \leq 0$	$R_{UB\,3}(t) \leq +\infty$
o	$R_{UB}(t) \leq R_{UB\,1}(t)$	$R_{UB}(t) \leq R_{UB\,2}(t)$	$R_{UB}(t) \leq R_{UB\,3}(t)$

3.5.5 Vincoli elastici

I vincoli elastici sono degli espedienti matematici per l'ottimizzazione di funzioni multi-obiettivo [43]. Come accennato in precedenza, oltre a massimizzare i ricavi, sono stati presi degli accorgimenti nel modello per tenere conto implicitamente di altri obiettivi, come la riduzione della quota di energia elettrica sbilanciata e di quella tagliata.
A tal proposito, è stata inserita nella funzione obiettivo la voce di costo (opzionale) di penalità associata allo sbilanciamento (vedi equazione 3.15):

$$C_{PEN\,SBIL}(t) = z \cdot P_{SBIL} \cdot [d_1(t) + d_2(t)] \qquad (3.40)$$

Per identificare opportunamente le due variabili $d_1(t)$ e $d_2(t)$, definite in $\mathbb{R}^+$, sono necessari due semplici vincoli:

$$d_1(t) \geq -d(t) \qquad (3.41)$$

$$d_2(t) \geq d(t) \qquad (3.42)$$

In sostanza, queste due disequazioni provvedono a fare in modo che $[d_1(t) + d_2(t)]$ sia sempre uguale al modulo di d(t). Infatti se $d > 0$ allora d_1 è nullo e d_2 è uguale a d, viceversa se $d < 0$ allora d_1 è uguale a –d (ovvero a $|d|$) mentre d_2 è nullo. Questa costruzione, di fatto, risulta equivalente alla funzione "valore assoluto", che tuttavia non può essere inclusa in un problema lineare.
Perciò vengono penalizzati pecuniariamente sia gli sbilanciamenti positivi che quelli negativi.

La denominazione “elastico” di questa tipologia di vincoli è motivato dal fatto che l’intensità del loro potere restrittivo è ogni volta proporzionato all’ampiezza dello scostamento dal comportamento virtuoso. Nel nostro caso, più energia elettrica si sbilancia (indifferentemente in negativo o in positivo), più il costo di penalità aumenta, disincentivando lo sbilanciamento.

4. Analisi dei risultati

Il modello di ottimizzazione è stato pensato per essere molto flessibile. I risultati sono estremamente sensibili alle condizioni iniziali: a seconda della combinazione di dati e parametri in input il solver giunge ad esiti differenti. In questo modo è possibile analizzare più scenari differenti e individuare le condizioni più favorevoli ad una buona riuscita della tecnologia P2G.
In questo ultimo capitolo si presentano i risultati delle varie ottimizzazioni e si analizzano in modo critico. Inizialmente si visualizza, a titolo di esempio, il comportamento effettivo dell'impianto ora per ora, per individuare l'effettivo impatto a livello operativo della presenza del sistema di produzione idrogeno. In seguito si allargherà la prospettiva per osservare i risultati complessivi nell'intero arco temporale ventennale, quantificando i benefici di questa applicazione in termini economici, energetici ed ambientali.

4.1 Funzionamento orario dell'impianto combinato

Nel momento in cui si giunge ad una condizione di ottimo per la funzione obiettivo, di natura economica, tutte le variabili del modello assumono un preciso valore. Interpretando a posteriori il valore assunto dalle variabili operative dell'impianto, è possibile individuare alcune peculiarità del comportamento ottimale del parco eolico con sistema P2G annesso.
A titolo di esempio, si osserva in Figura 4.1 il funzionamento orario dell'impianto combinato per 48 ore, nel periodo invernale (10-11 gennaio 2013), calcolato con i parametri di riferimento. In particolare, il caso considerato prevede la Policy 2 sulla remunerazione degli sbilanciamenti, un investimento iniziale per il sistema di elettrolisi di 600 €/kW, un rendimento di conversione (PCI_{H2}/E_{EL}) del 66%, un prezzo di vendita dell'idrogeno di 80 €/MWh, un fattore di vendita in MGP del 100% e nessuna penalità economica per gli sbilanciamenti. Questi dati di input si traducono, a seguito dell'ottimizzazione, in un acquisto di 11 unità elettrolitiche, ovvero una taglia della componente impiantistica P2G di 5,5 MW_{EL} (rispetto ai 30 MW_{EL} complessivi del parco eolico).
In Figura 4.1a si osservano i flussi energetici, nel digramma b i prezzi orari di energia elettrica MGP, del gas idrogeno e il vettore dei prezzi di sbilanciamento, riempito a seconda della Policy e dei dati economici del MSD; infine in Figura 4.1c il comportamento operativo della sezione idrogeno dell'impianto.
Il confronto dei tre diagrammi aiuta a comprendere le motivazioni delle decisioni intraprese nella gestione operativa dell'impianto ora per ora e porta ad alcune considerazioni:

- L'energia elettrica prevista il giorno precedente col meccanismo di forecast (linea tratteggiata in a), che rappresenta il programma di immissione contrattato nel MGP, si discosta in modo significativo dalla reale disponibilità eolica del giorno stesso (linea continua). Si evidenza quindi la necessità di migliorare la qualità delle previsioni; si ricorda tuttavia che l'accuratezza della previsione migliora con la riduzione dell'orizzonte temporale (es. se la stima viene ripetuta 24 h, 12 h, 6h prima dell'evento l'errore si riduce). Qui si trascura la possibilità di offrire sui mercati di aggiustamento (MI, mercato infragiornaliero) una volta disponibili previsioni più accurate, in quanto introduce una notevole complessità dal punto di vista economico che potrà essere inclusa in lavori successivi.

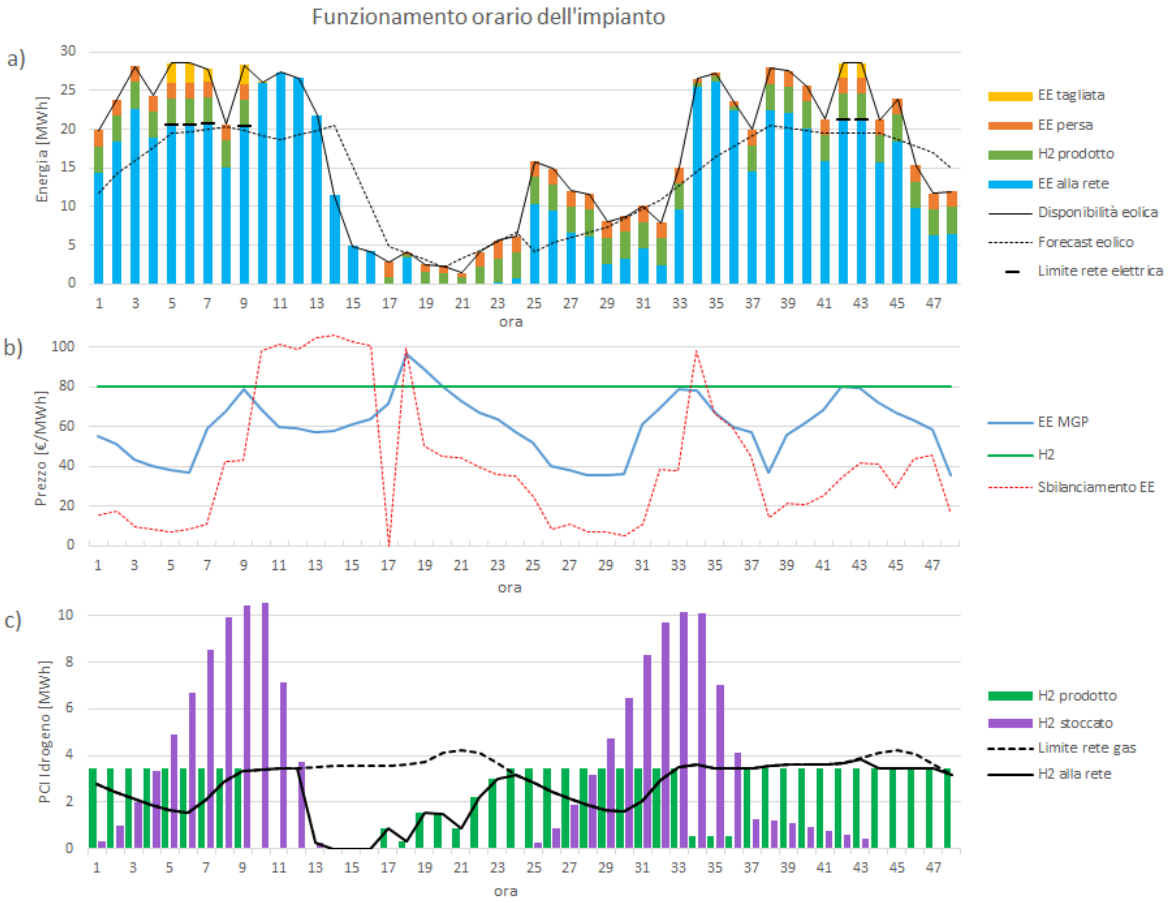

Figura 4.1 - Esempio di funzionamento orario dell'impianto combinato, giorni invernali. a) Flussi energetici b) Prezzi coinvolti c) Ramo P2G dell'impianto

- Ora per ora, con la disponibilità eolica effettiva, l'impianto può decidere se immettere tutta l'energia elettrica prodotta in rete (colonne azzurre in a) oppure utilizzarne una parte per produrre idrogeno (colonne verdi in a e c). La conversione ha un rendimento (PCI_{H2}/E_{EL}) del 66% e quindi comporta una perdita (colonne arancioni in a).
- Le perdite elettriche sono proporzionalmente maggiori nel momento in cui le unità subiscono il processo di start-up (ora 17), in quanto durante le procedure di avviamento si ha un consumo elettrico senza corrispondente produzione utile di idrogeno. L'impianto tenderà a minimizzare queste perdite, facendo al limite funzionare le unità al minimo tecnico (ore 34, 35, 36) anche quando non sarebbe di per sé conveniente, piuttosto che spegnerle totalmente.
- In alcune ore (5, 6, 7, 9, 42 e 43) il TSO, Terna, invia degli ordini di dispacciamento che obbligano l'impianto a ridurre di una certa quota le immissioni di energia in rete, al fine di garantire la sicurezza e la stabilità delle reti elettriche locali. Nel caso base il parco eolico è costretto a tagliare la produzione; tale imposizione riduce la produzione del parco, ma non è conteggiata nel sistema degli sbilanciamenti, quanto remunerata come mancata produzione eolica (MPE, vedi paragrafo 3.4.1). In presenza del sistema P2G l'impianto può sfruttare la disponibilità eolica eccedente per azionare l'elettrolisi, recuperando dell'energia primaria che altrimenti andrebbe sprecata.

- Avendo l'impianto P2G una capacità ottimale limitata (5,5 MW_{EL} in questo caso, dovuta ai costi d'investimento), può succedere che una quota debba essere ugualmente tagliata (colonne gialle in a).
- Dal punto di vista finanziario per la sola energia elettrica, il parco eolico ha già incassato i proventi della contrattazione nel MGP a valle della chiusura di quest'ultimo; tale introito è rappresentato dal prodotto tra il programma di immissione (linea tratteggiata in a) e il prezzo di equilibrio zonale (linea azzurra in b). Durante il giorno stesso interverrà solamente la valutazione degli oneri/ricavi derivanti dallo sbilanciamento di energia elettrica rispetto al programma. Il ricavo da MGP costituisce quindi una costante indipendente rispetto all'ottimo operativo.
- La discriminante principale per la scelta di come impiegare la disponibilità eolica è rappresentata dal prezzo dello sbilanciamento di energia elettrica (P_{UB}, linea tratteggiata rossa in b). Data la conformazione delle politiche di remunerazione degli sbilanciamenti (vedi paragrafo 1.2.5), questo prezzo è tipicamente inferiore al prezzo zonale del MGP nelle ore in cui la zona è mediamente in eccesso di energia ($S_Z > 0$), viceversa sarà superiore quando la zona sperimenta scarsità di energia.
- Nei due giorni in questione la zona Sud è quasi sempre sbilanciata positivamente, come suggerisce il prezzo orario dello sbilanciamento. Di conseguenza l'impianto tenderà a ridurre l'immissione elettrica in rete a favore della produzione di idrogeno, beneficiando delle favorevoli condizioni economiche corrispondenti ad una condotta di supporto alla stabilità della rete. Tale comportamento può corrispondere sia alla riduzione della quota sbilanciata in positivo, ovvero muovendosi verso il rispetto del programma di immissione (come accade ad esempio nelle prime 4 ore), sia in un volontario sbilanciamento in negativo, ovvero muovendosi al di sotto del programma di immissione (ad esempio nelle ore da 19 a 24). Questo ultimo caso, apparentemente anti-intuitivo, è giustificato dal fatto che l'impianto si pone in condizione di dover restituire una quota di denaro inferiore a quella incassata il giorno prima per una quantità di energia che non immette effettivamente in rete, poiché il prezzo di sbilanciamento è inferiore a quello su MGP. La possibilità di utilizzare l'energia residua disponibile per produrre e vendere idrogeno può risultare infatti vantaggioso economicamente. Si ricorda che nel caso base tale comportamento non è sensato in quanto l'energia residua non può essere recuperata in nessun modo e dunque conviene comunque immetterla in rete.
- Al contrario, nelle ore in cui la zona aggregata è mediamente in difetto di energia (ore da 10 a 16), l'impianto si concentrerà solo sull'immissione elettrica, sia eccedendo il programma, per massimizzare i proventi, sia avvicinandosene il più possibile, per limitare le penalizzazioni economiche.
- Nelle prime 9 ore la produzione di idrogeno eccede il limite di immissione della rete del gas naturale (linea tratteggiata in c). Di conseguenza, l'impianto P2G immagazzina la quota generata in eccesso nei serbatoi di stoccaggio (colonne viola in c), per poi riversarla in rete successivamente, qualora ci sia margine tra l'idrogeno prodotto e il limite di immissione.

Indipendentemente dal fatto che l'impianto tenda a supportare in alcuni casi la stabilità della rete, a causa della struttura della politica di sbilanciamento, è evidente che un sistema così strutturato non limita la necessità di approvvigionare riserva di potenza per il bilanciamento dei parchi eolici (vedi paragrafo 1.2.4).

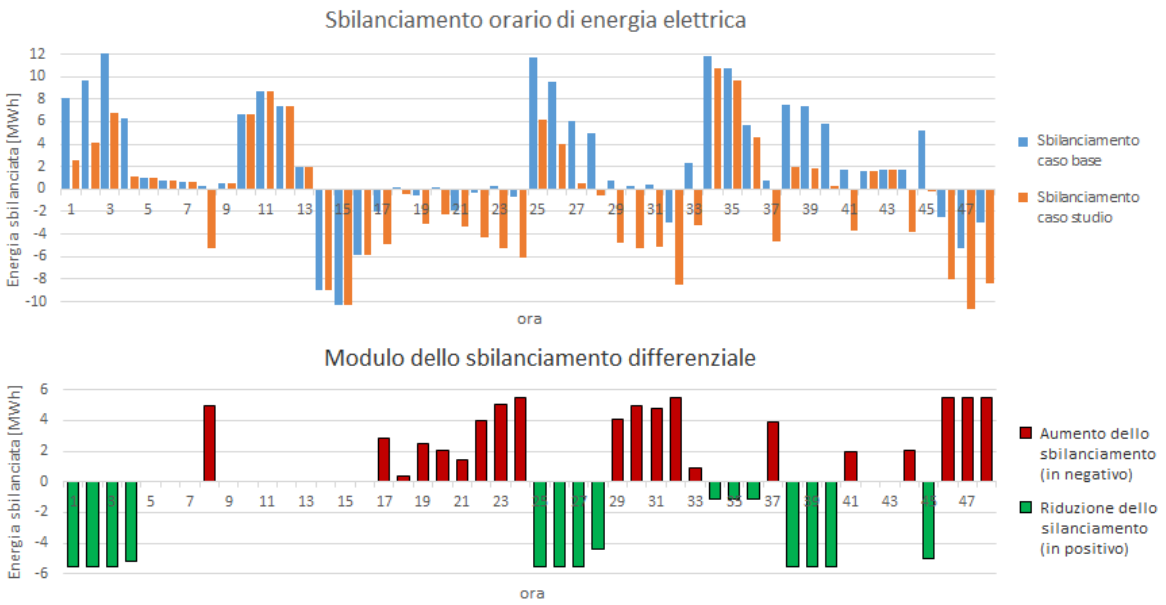

Figura 4.2 - Andamento orario dello sbilanciamento di energia elettrica nelle medesime 48 ore di Figura 4.1. Sopra sono rappresentate le differenze tra caso base e caso studio, sotto il consuntivo netto tra i due casi

In Figura 4.2 è possibile infatti osservare i risultati dell'impianto in termini di sbilanciamento di energia elettrica immessa in rete rispetto alla previsione. Nel diagramma in basso si quantifica la riduzione dello sbilanciamento causata dalla presenza del sistema P2G. In alcuni orari l'impianto combinato ha effettivamente un comportamento virtuoso (colonne verdi), tuttavia in molti altri momenti la quota di energia sbilanciata aumenta (colonne rosse). In primo luogo, è bene chiarire che l'impianto P2G può fungere solamente da sistema di accumulo in assorbimento; di conseguenza, non potrà in alcun modo ridurre lo sbilanciamento in difetto di immissione di energia elettrica dovuto a una ridotta disponibilità di vento. D'altra parte, in teoria sarebbe sempre in grado quantomeno di pareggiare le prestazioni del caso base (ad esempio ore 14, 15, 16), ma, a causa della politica permissiva che ammette guadagni aggiuntivi, sono frequenti le situazioni di sbilanciamento volontario (colonne rosse). Complessivamente il sistema non tende quindi a sopperire all'aleatorietà della fonte primaria in termini di sola produzione elettrica.
Nell'esempio operativo preso in considerazione si è scelta una condizione volutamente favorevole per la tecnologia P2G. I benefici economici, energetici e di bilanciamento, tuttavia, non sono necessariamente complementari tra loro. Nei prossimi paragrafi si affronterà la questione più nel complesso, analizzando diverse casistiche e diversi aspetti del problema, in modo da identificare per ciascuna i punti di forza e gli eventuali effetti negativi, come ad esempio un incremento dell'energia persa a fronte di una riduzione dello sbilanciamento complessivo.

4.2 Risultati macro-economici

Prima di tutto, è bene identificare le condizioni economiche per cui sia giustificato un investimento consistente per l'installazione dell'impianto P2G da affiancare al parco eolico già esistente. I tre parametri fondamentali che influiscono sul ritorno economico per il caso studio considerato sono il costo specifico delle unità di elettrolisi, il prezzo di vendita dell'idrogeno e la politica sulla remunerazione degli sbilanciamenti. Si ricorda che, allo scopo di confrontare il sistema con P2G e il parco attuale, il funzionamento del parco stesso (disponibilità di vento, prezzi, limiti di rete) sono assunti come dati fissati in tutti i casi.

Costo specifico degli elettrolizzatori [€/kW]

Il costo complessivo dell'investimento non si limita alle sole batterie di elettrolizzatori, dato che in aggiunta vanno considerati i costi degli impianti ausiliari, dell'impianto di stoccaggio e della sostituzione degli stack; il costo delle celle tuttavia rappresenta la voce più consistente. Attualmente i prezzi di queste tecnologie sono elevati (>1000 €/kW), complice la loro scarsa diffusione, ma studi specifici prevedono una riduzione sul medio-lungo periodo fino a circa 400 €/kW.
Tra le tre tipologie di celle elettrolitiche (vedi paragrafo 2.2.7) si è scelto di propendere maggiormente per quelle alcaline, meno costose e più affidabili, anche se a flessibilità più limitata rispetto a quelle di tecnologia PEM.

Prezzo di vendita dell'idrogeno [€/MWh$_{PCI}$]

Il prezzo di vendita dell'idrogeno viene ipotizzato, dato che non esiste attualmente un mercato diffuso. Il valore assunto sarà quindi oggetto di un'analisi di sensibilità e il campo investigato viene selezionato basandosi sulla valorizzazione attuale di altri combustibili di origine fossile che l'idrogeno potrebbe andare a sostituire.

- Uso termico
  Qualora l'idrogeno venisse impiegato come combustibile per uso termico, il riferimento sarebbe il prezzo di mercato del gas naturale, che si attesta mediamente intorno ai 30 €/MWh$_{PCI}$, in leggero calo negli ultimi anni [5]. Sono inoltre attualmente previsti dei meccanismi di incentivazione per il biometano, prodotto a partire da biomassa di varia natura e quindi di origine rinnovabile. Ipotizzando di estendere questo incentivo ad altri "green gases", come l'idrogeno, il prezzo di vendita si assesterebbe a circa il doppio del prezzo medio del metano (circa 60 €/MWh$_{PCI}$), come attualmente previsto per il biometano.

- Uso trasporti su strada
  Nel caso di diffusione dei veicoli elettrici ad idrogeno, funzionanti mediante fuel cells, i combustibili che verrebbero sostituiti sono la benzina e il gasolio. Queste miscele idrocarburiche ampiamente diffuse sono soggette, in Italia, ad una tassazione particolarmente pesante, che raggiunge, tra accise e imposte varie, circa il 70% del prezzo di vendita al dettaglio.
  Per stimarne approssimativamente i prezzi su base energetica, si considerano le ipotesi riassunte in Tabella 14.

Tabella 14 - Caratteristiche economiche e fisiche dei più comuni combustibili ad uso trasporti

Combustibile	Prezzo al cliente finale	Incidenza imposte	Densità standard	PCI
	[€/l]	[%]	[kg/l]	[MJ/kg]
Benzina	1,35	69,7	0,7-0,75	44,0
Gasolio	1,20	68,6	0,8-0,85	43,3

Di conseguenza, il prezzo approssimato di questi combustibili è sintetizzato in Tabella 15.

Tabella 15 - Stima del costo su base energetica (PCI) dei più comuni combustibili ad uso trasporti stradali

Benzina tax-free	Benzina	Gasolio tax-free	Gasolio
[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
45,4	151,3	37,3	120,2

Va tenuto presente che si tratta di prezzi su base PCI, che non tengono conto dell'efficienza dei motori delle autovetture. In tal senso, sarebbe più sensato un prezzo medio al chilometro percorso, tuttavia nel nostro caso è più comodo allineare tutti i prezzi su base energetica, per il confronto economico delle varie forme di energia coinvolte nell'analisi. L'assunzione di base è che un eventuale cliente sia disposto a pagare almeno lo stesso prezzo che paga oggi per il combustibile, considerando azzerata la tassazione per i "green fuels", come incentivo. Si assume dunque come limite superiore per l'analisi in termini di prezzo del gas il valore 120 €/MWh.

Politica di remunerazione degli sbilanciamenti

L'influenza del metodo di quantificazione degli oneri di sbilanciamento sui risultati dell'impianto è già stata ampiamente introdotta.
La maggior parte delle analisi verranno svolte affidandosi alla più restrittiva delle regolamentazioni, la Policy 3, che prevede penalizzazioni nel caso di sbilanciamenti negativi e disincentiva lo sbilanciamento volontario. Questa scelta rappresenta la politica attuale per gli impianti programmabili e, molto probabilmente, la frontiera di lungo periodo a cui anche gli impianti a FRNP dovranno sottostare. La scelta si presenta dunque come conservativa e inoltre elimina le incertezze dovute alle scelte di rischio del singolo gestore nello sfruttamento di possibili arbitraggi (es. Policy 2).
Per completezza, in uno specifico paragrafo verranno visualizzati i risultati anche altre politiche implementate nel codice, in ottica comparativa.

I diversi altri parametri presenti nel modello verranno specificati di volta in volta e variati singolarmente per valutarne l'influenza (tendenzialmente ridotta rispetto a quella dei parametri discussi).

4.2.1 Ricavo differenziale

Il ricavo differenziale (differential revenue) tra il caso studio e il caso base è sostanzialmente la funzione obiettivo del modello di ottimizzazione, calcolato come valore attualizzato netto dell'investimento su base ventennale (NPV). Poiché il modello ottimizza anche la potenza installata, la funzione assumerà il valore nullo qualora non risulti conveniente comprare alcuna unità di elettrolisi, ovvero non scostarsi dal caso attuale di semplice parco eolico. Qualsiasi scelta che implichi una potenza installata genererà, viceversa, un valore economico positivo. I casi che prevedrebbero una diminuzione degli introiti del parco sono quindi già scartati automaticamente dall'algoritmo.

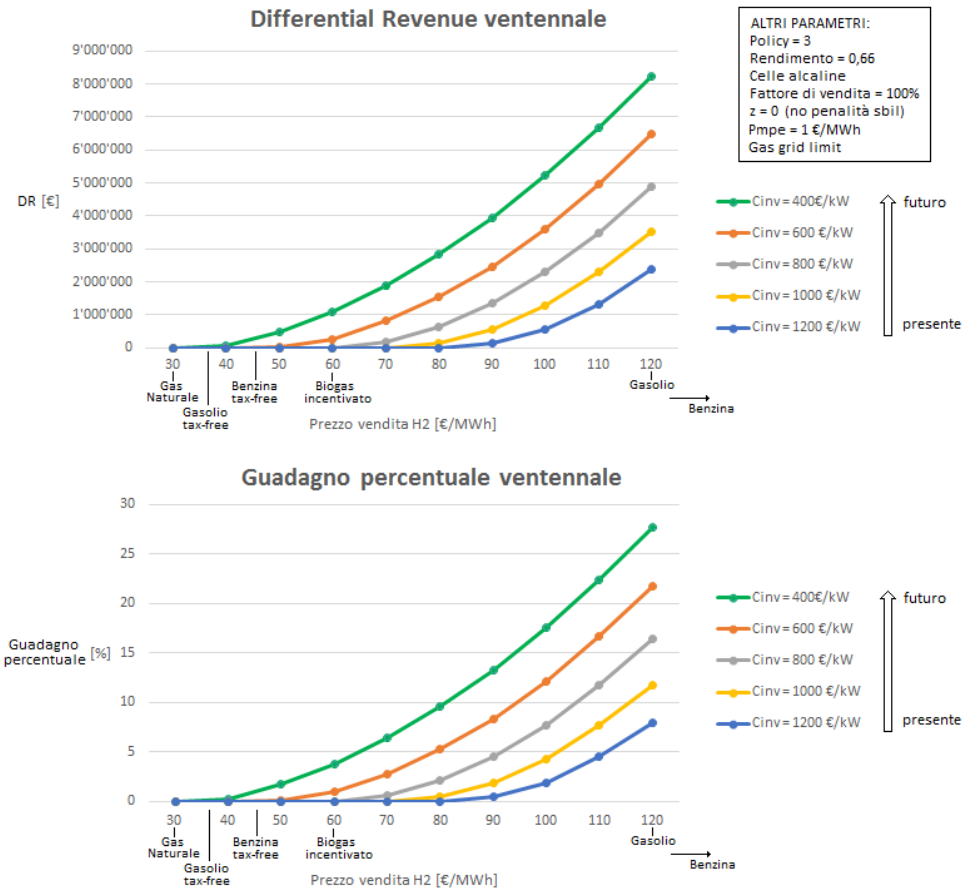

Figura 4.3 - Differential Revenue e guadagno percentuale tra caso studio e caso base in funzione del costo di investimento specifico per la batteria di elettrolisi e del prezzo di vendita dell'idrogeno prodotto

I due diagrammi in Figura 4.3 mostrano i risultati economici sia in termini assoluti che relativi. Per guadagno percentuale si intende infatti il rapporto tra il ricavo differenziale e il ricavo del parco eolico di base. E' evidente che al diminuire del costo specifico delle unità di elettrolisi e all'aumentare del prezzo di vendita dell'idrogeno, l'impianto combinato risulti più remunerativo.
Considerando i costi specifici attuali dei sistemi di elettrolisi (1000-1200 €/kW), la tecnologia inizia a dare frutti positivi se il pezzo dell'idrogeno supera i 90 €/MWh. Inoltre, anche nel caso di abbattimento dell'investimento iniziale, l'idrogeno non potrà verosimilmente competere nel medio periodo col basso costo del gas naturale o dei combustibili liquidi (tax-free). Lo scenario più promettente è rappresentato dall'eventuale applicazione di questo vettore energetico per la trazione stradale, qualora ovviamente non venga prevista la stessa tassazione dei carburanti fossili a base carbonio (si pensi che la benzina in Italia costa ai consumatori circa 150€/MWh). L'equiparazione a gas "rinnovabili" come il biometano porta a remunerazioni positive solo per riduzioni del costo di investimento al di sotto di circa 600 €/kW che sono previste sul lungo periodo (2030/2040) [38].
I risultati evidenziano quindi che le condizioni economiche attuali, senza misure incentivanti, non lasciano margini di guadagno nell'allestimento di impianti P2G asserviti a impianti a FRNP. Questo risultato non rappresenta una sorpresa, dato che la filiera dell'idrogeno è praticamente inesistente su larga scala. Tuttavia, in prospettiva futura e qualora si limitino le barriere all'ingresso in questo campo dell'energetica, la tecnologia P2G potrebbe effettivamente attirare investitori.

4.2.2 Numero di unità installate

Il modello ottimizza il numero di unità indipendenti di elettrolisi da installare, caso per caso. Questi sistemi, a logica modulare, sono stati discretizzati con una taglia specifica di 500 kW_{EL} (vedi paragrafo 3.2.3).

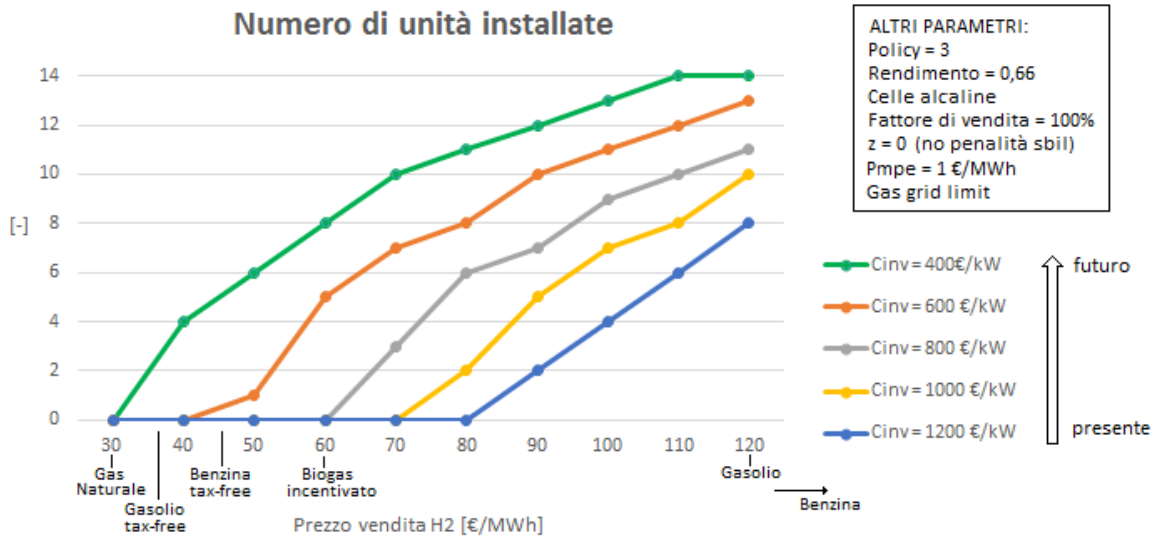

Figura 4.4 - Numero di unità di elettrolisi indipendenti installate in funzione del costo di investimento specifico e del prezzo di vendita dell'idrogeno prodotto

In Figura 4.4 si osservano dei trend similari a quelli di Figura 4.3. Ovviamente i risultati economici globali sono fortemente dipendenti dal numero di unità installate, in quanto più se ne acquistano, con ulteriori costi d'investimento ma produzione aggiuntiva di gas e convenienza in termini di ricavi differenziali, più ci si scosta dalla condizione impiantistica del caso base. Gli andamenti a tratti irregolari sono dovuti alla natura discreta del problema.
Il numero ottimale tende ad avere un massimo sulle 14 unità, corrispondenti ad una capacità nominale di P2G di 7MW, circa il 20-25% della taglia complessiva del parco eolico. Il risultati suggeriscono che non avrebbe senso economico superare questa soglia, in quanto i vincoli di rete del gas impongono un limite alla produzione di idrogeno e l'energia disponibile al recupero si riduce progressivamente.

4.2.3 Costo di investimento e tempo di break-even

Il costo di investimento iniziale da sostenere è evidentemente funzione del numero di unità e del loro prezzo specifico, ma anche della taglia dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno. Entrando più nel dettaglio, è possibile osservare (Figura 4.5) il peso relativo delle varie voci di costo.
I limiti di immissione dell'idrogeno nella rete del gas naturale impongono all'impianto di dotarsi di organi di stoccaggio sempre più capienti all'aumentare della capacità di produzione per massimizzare i ricavi, comportando tuttavia un costo crescente con logica approssimativamente esponenziale, mentre il numero di unità segue un andamento simil-logaritmico (vedi Figura 4.4).
In generale, il costo di investimento iniziale è molto oneroso rispetto ai guadagni previsti nel lungo termine. Ad esempio, nel caso di costo delle celle pari a 600 €/kW e prezzo dell'idrogeno 90 €/MWh (scenario vantaggioso per il P2G) si necessita di un costo di investimento di circa 4 Mln€

(di cui 3 subito e 1 per la sostituzione completa degli stack dopo 10 anni) per un ritorno di cassa attualizzato di circa 6,5 Mln€ in vent'anni (+62,5 %).

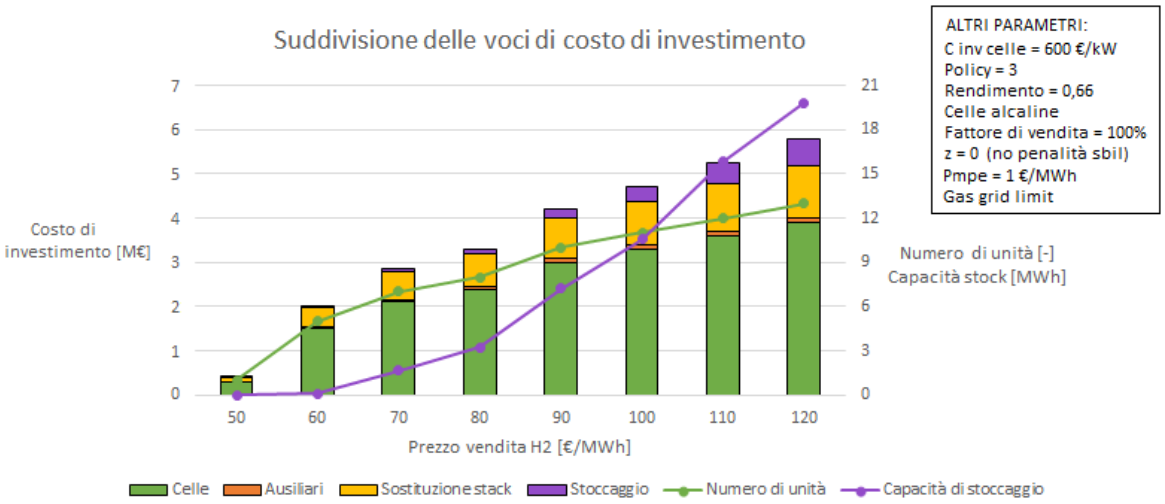

Figura 4.5 - Partizione del costo di investimento iniziale. Nell'esempio si considera un costo specifico per le celle elettrolitiche di 600 €/kW e si osserva la costante dipendenza dal prezzo di vendita dell'idrogeno

A questo proposito introduciamo un indicatore economico più appropriato a valutare la distribuzione nel tempo del ritorno economico: il pay-back-time (PBT) o tempo di break-even, che quantifica il numero di anni necessari a ripagare l'investimento iniziale (sostenuto nell'anno zero) con i sovra-ricavi garantiti dall'installazione del P2G.

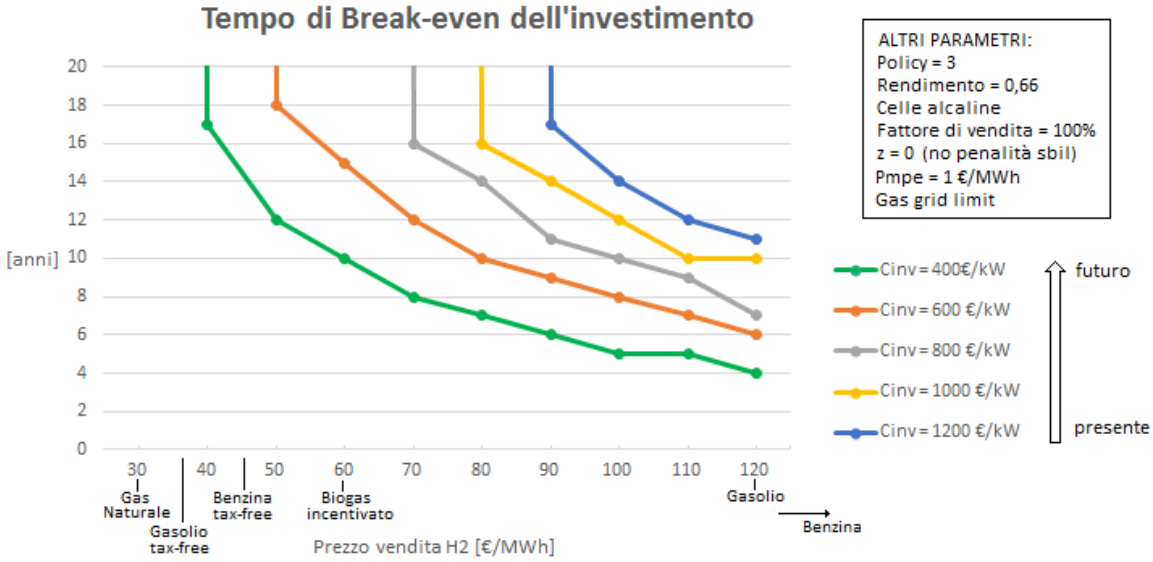

Figura 4.6 - Tempo di brek-even (o pay-back-time) dell'investimento iniziale in funzione del costo specifico delle celle elettrolitiche e del prezzo di vendita dell'idrogeno prodotto

I valori assunti da questo indice (necessariamente interi) sono decrescenti all'aumentare del prezzo di vendita dell'idrogeno (Figura 4.6). Le condizioni per cui diventa conveniente l'acquisto delle prime unità elettrolitiche sono identificate dalle linee verticali, in cui idealmente il tempo di break-even supera la vita utile prevista per l'impianto P2G (20 anni nelle ipotesi di questo lavoro). Al diminuire dei costi di investimento, come atteso, il tempo necessario a ripagarsi le spese iniziali si riduce sensibilmente. Una volta superato il periodo di tempo indicato dal punto di break-even, Il netto dei flussi di cassa diventa positivo e inizia il periodo di guadagno economico.

4.2.4 Confronto tra policies

Delle varie politiche di remunerazione degli sbilanciamenti (vedi paragrafo 1.2.5), le più interessanti sono sicuramente la 2, la 3 e la 4. La Policy 1, infatti, prevede un prezzo per l'energia sbilanciata pari a quello su MGP, non portando a nessun incentivo nell'ottimizzazione dell'operazione del sistema. Inoltre, applicata a questo modello, si tradurrebbe nella vendita dell'idrogeno solo nelle ore in cui il prezzo dell'energia elettrica su MGP risulti inferiore al valore dell'idrogeno (al netto delle perdite energetiche), indipendentemente dallo sbilanciamento. In particolare, in tutte queste ore il parco sarebbe teoricamente dedicato alla produzione esclusiva di idrogeno.
La policy 4, che rappresenta la normativa attuale per gli impianti a FRNP, risulta molto onerosa dal punto di vista computazionale. La presenza della banda di tutela impone una definizione a tratti della funzione che associa la quantità di energia sbilanciata al suo costo, la quale non è convessa. Il modello non è quindi in grado di convergere in tempi ragionevoli.
Di conseguenza, si confrontano le due normative rimanenti (Figura 4.7). La politica 2 rappresenta un incentivo per i parchi che possono guadagnare dallo sbilanciamento, mentre la 3 è la più stringente; di fatto la policy attuale (politica 4) è intermedia fra le due che costituiscono dunque i due estremi del campo dei possibili risultati al variare della banda di garanzia.

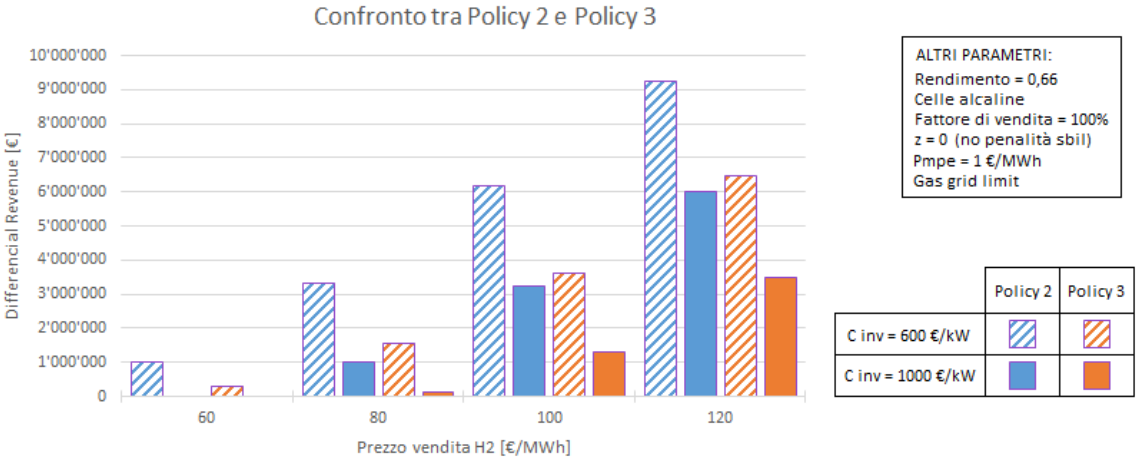

Figura 4.7 - Confronto dei risultati economici tra le due politiche normative più interessanti

La policy 2 risulta molto più remunerativa rispetto alla policy 3, come ci si aspettava in quanto più permissiva riguardo la quota di energia sbilanciata. Le analisi seguenti avranno comunque come riferimento la policy 3, in quanto si ritiene che a questa normativa saranno progressivamente costrette ad aderire anche le fonti aleatorie. Inoltre si considera di impiegare l'impianto P2G per contenere lo sbilanciamento di energia elettrica e dunque una politica più restrittiva si muove in una direzione concorde.

4.3 Risultati energetici

Una volta chiarite le condizioni che garantiscono a questa soluzione impiantistica un margine di guadagno più o meno rilevante, si passa ad approfondire gli aspetti prettamente energetici.

4.3.1 Flussi annuali di energia

Ora per ora, la corretta gestione dell'impianto combinato comporta la suddivisione dell'energia elettrica prodotta dalle turbine tra immissione in rete e azionamento delle unità elettrolitiche. In alcuni momenti sarà privilegiata una destinazione rispetto all'altra, a seconda della logica economica (vedi Figura 4.1). E' interessante osservare le varie quantità energetiche coinvolte a livello cumulato annuale (Figura 4.8).

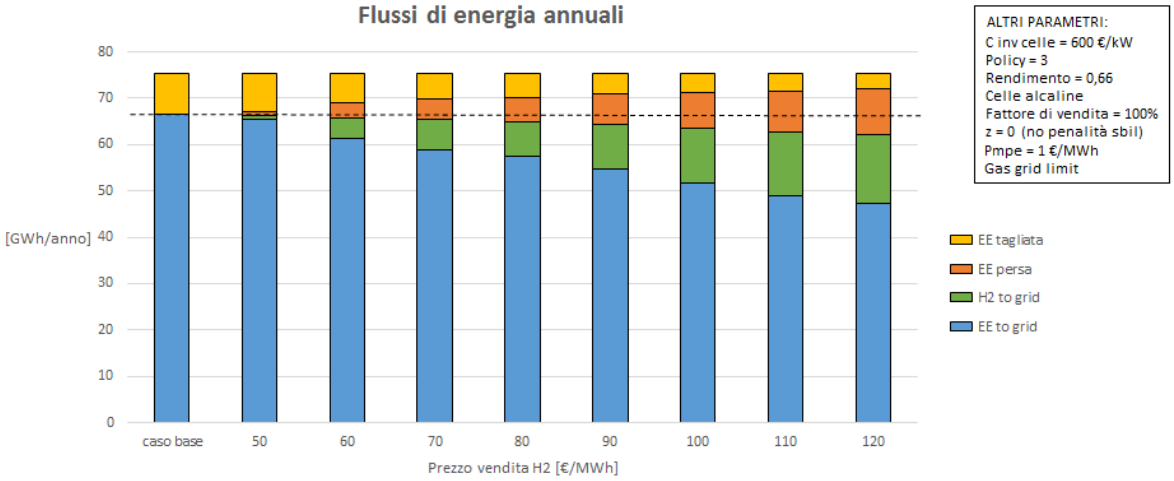

Figura 4.8 - Suddivisione dell'energia elettrica disponibile nell'impianto combinato in funzione del prezzo di vendita dell'idrogeno (EE = Energia Elettrica)

Nell'esempio si è scelto volutamente un costo di investimento contenuto per le celle (600 €/kW), per ottenere come risultato la presenza di diverse unità elettrolitiche ed amplificare gli effetti dovuti al ramo P2G dell'impianto. La prima serie di dati rappresenta il caso base (nessun elettrolizzatore). Annualmente il parco eolico ha una disponibilità eolica che porta ad una produzione elettrica di circa 75 GWh, ma è costretto a tagliarne circa il 10% a causa di limiti tecnici della rete elettrica (mancata produzione eolica, colonna gialla). Man mano che aumenta il potenziale prezzo di vendita dell'idrogeno la taglia dell'impianto di elettrolisi cresce, così come il suo utilizzo: l'impianto tende progressivamente a ridurre l'immissione di energia elettrica in rete (colonne azzurre) in favore della produzione di gas (colonne verdi). Ovviamente, la conversione elettrolitica comporta delle perdite (colonne arancioni) per cause termodinamiche, elettrochimiche, di start-up e di consumo degli ausiliari. D'altra parte, si riduce notevolmente la quota di energia tagliata e dunque lo spreco di energia primaria (colonne gialle). L'impianto combinato è infatti in grado di utilizzare una quota di energia elettrica maggiore rispetto al caso base, a patto che sia impiegata nel ramo P2G. Questa energia recuperata, tra l'altro, gli viene regolarmente remunerata dal gestore della rete come se fosse stata immessa in rete (pesata per l'indice di affidabilità IA), come accade nel caso base.
La linea tratteggiata permette di osservare che effettivamente il netto tra i due contributi comporta una piccola perdita di energia globale. Nel paragrafo seguente si approfondisce questo aspetto, di importanza chiave per la comprensione del senso della tecnologia P2G.

4.3.2 Analisi di energia primaria

Per una migliore interpretazione dei risultati energetici, si introducono quindi degli indici di prestazione specifici. Le grandezze fisiche utilizzate sono definite in Figura 4.9.

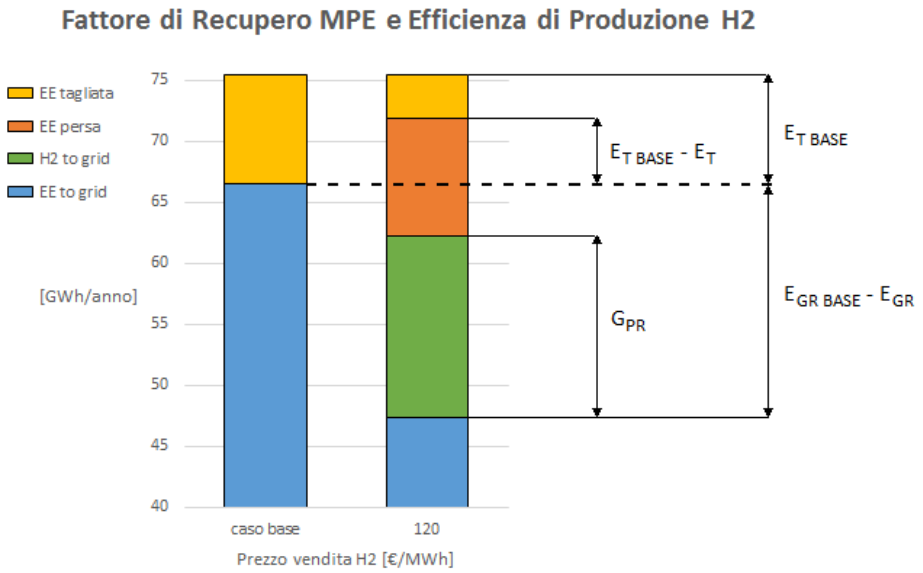

Figura 4.9 - Dettaglio dei flussi di energia differenziati tra caso studio e caso base, al fine di visualizzare gli indici energetici FR e EP

- **Fattore di Recupero della Mancata Produzione Eolica (FR_{MPE})**

$$FR_{MPE} = \frac{(E_{T\ BASE} - E_T)}{E_{T\ BASE}} \cdot 100 \qquad (4.1)$$

Questo indice quantifica la capacità dell'impianto di sfruttare l'energia eolica disponibile ma non ammissibile in rete elettrica per ragioni tecniche. Esso può variare tra lo 0% del caso base e potenzialmente il 100% qualora si disponga di un organo di accumulo di capienza e flessibilità illimitata.

- **Efficienza di Produzione dell'idrogeno (EP_{H2})**

$$EP_{H2} = \frac{G_{PR}}{(E_{GR\ BASE} - E_{GR})} \cdot 100 \qquad (4.2)$$

Come già specificato, il processo di produzione di idrogeno comporta svariate perdite energetiche, che si possono in prima approssimazione identificare con il rendimento di conversione (PCI_{H2}/E_{EL}) dell'elettrolisi dell'acqua. Nelle analisi quantitative finora si è scelto un valore intermedio, il 66%, rappresentativo delle prestazioni medie delle celle alcaline (vedi paragrafo 3.2.6). Tuttavia, l'applicazione dell'elettrolisi ad un parco eolico consente il parziale recupero di una quota potenziale di energia eolica (e quindi elettrica) che viene regolarmente non prodotta dal gestore dell'impianto (MPE). In assoluto, quindi, l'idrogeno viene prodotto con un'efficienza globale superiore rispetto all'azionamento del medesimo processo sfruttando dell'energia elettrica prodotta in modo convenzionale o prelevata dalla rete elettrica. In Figura 4.9, si può osservare come effettivamente la perdita energetica di conversione non sia

rappresentata da tutta la colonna arancione, ma solo della quota sottostante la linea tratteggiata, grazie al beneficio combinato del recupero della MPE. Questo indice percentuale è implicitamente funzione del rendimento di conversione del processo base. Paradossalmente, se il rendimento dell'elettrolisi fosse molto elevato, l'efficienza globale di produzione dell'idrogeno potrebbe superare il 100%. In tal caso, l'energia complessiva in output dell'impianto combinato diventerebbe superiore a quella del parco eolico di base. Questo indice rappresenta l'effetto utile in termini di gas prodotto rispetto all'energia elettrica non immessa in rete con riferimento al caso base. E' dunque interessante per verificare l'effettivo recupero di energia primaria dovuto al sistema P2G.

L'andamento di questi indici energetici per i casi precedentemente analizzati (in funzione della taglia dell'impianto P2G per un determinato prezzo di vendita dell'idrogeno) è riportato in Figura 4.10.

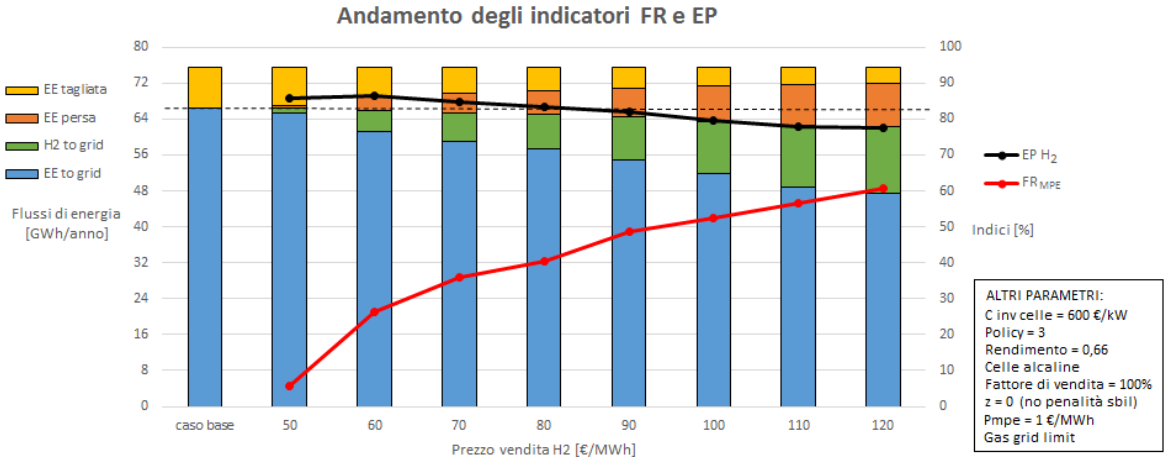

Figura 4.10 - Indicatori energetici in funzione del prezzo di vendita dell'idrogeno

All'aumentare delle unità di elettrolisi migliora notevolmente il fattore di recupero della MPE, che in questo caso assume un valore massimo di circa il 60%.
L'efficienza di produzione dell'idrogeno si attesta su valori elevati, intorno all'80%, e decresce lievemente al crescere della mole di produzione di idrogeno. Infatti, più la taglia del P2G si fa consistente, più aumenta la tendenza ad impiegare per l'elettrolisi energia elettrica propria, non solo derivante dal recupero della MPE. L'indicatore ha un massimo di 86,5% nel caso di prezzo dell'idrogeno di 60 €/MWh, ovvero con una mole di produzione contenuta e privilegiante l'utilizzo di energia elettrica recuperata. In quell'assetto impiantistico, si riesce ad ottenere una produzione combinata di 61,3 GWh/anno di energia elettrica e 4,5 GWh/anno di idrogeno, a fronte di una produzione elettrica del caso base di 66,5 GWh/anno, ovvero perdendo solo 0,7 GWh/anno di energia primaria, nonostante si utilizzi un metodo di conversione ad efficienza intrinseca contenuta (66% senza contare ausiliari, start-up e stoccaggio, vedi sopra).
In Figura 4.11 si approfondisce l'influenza del rendimento del processo elettrolitico sull'indice di efficienza globale di produzione dell'idrogeno, sempre nel caso di prezzo di vendita di 60 €/MWh.
A pari condizioni economiche, aumentando il rendimento di conversione aumenta la produzione di idrogeno, anche a discapito di una parte dell'energia elettrica destinata alla rete. L'impianto, infatti, aziona più spesso l'elettrolisi rispetto al caso standard di rendimento 66%, perché sono più frequenti gli orari in cui la vendita dell'idrogeno risulta più remunerativa di quella dell'energia elettrica. Di conseguenza la quantità di energia fornita al P2G (colonne verdi + colonne arancioni) si dilata sia verso il recupero della mancata produzione eolica, sia verso la riduzione dell'immissione elettrica, ritardando il punto in cui l'indice EP_{H2} supera il 100%.

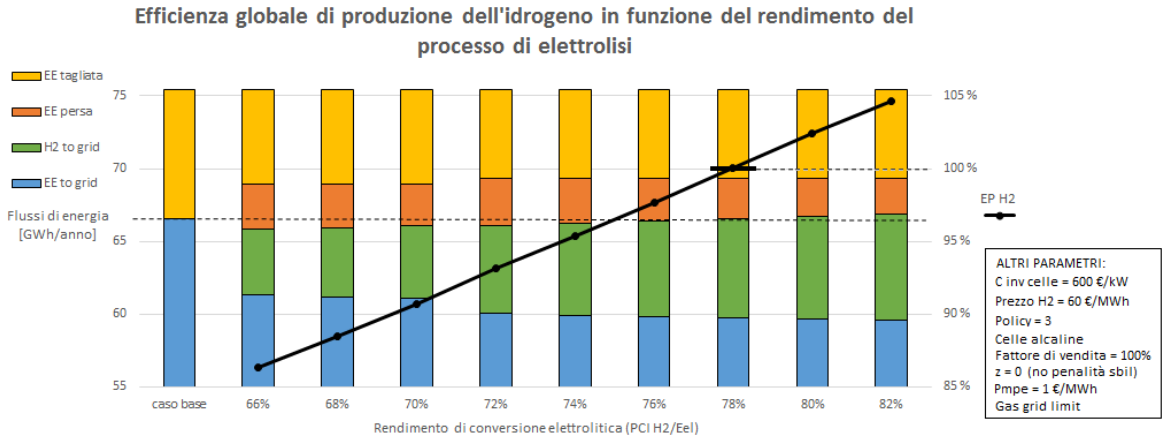

Figura 4.11 - Flussi energetici ed indice di efficienza di produzione dell'idrogeno in funzione del rendimento intrinseco delle celle elettrolitiche

A questo prezzo dell'idrogeno (60 €/MWh) il rendimento dell'elettrolisi tale per cui l'impianto assicura un output annuale di energia superiore a quello del caso base è del 78%. Studi specifici prevedono un miglioramento futuro del rendimento delle celle elettrolitiche [38], per cui questo scenario favorevole è teoricamente raggiungibile nel medio-lungo periodo, qualora i costi di investimento per queste tecnologie si riducano.

Tornando ad una visione più generale, il senso del processo in atto in questo impianto può sembrare opinabile. Nella fattispecie, si sta convertendo una forma di energia pregiata come quella elettrica in una meno nobile come quella chimica di un combustibile. Nell'attuale sistema energetico, si fa largo impiego del processo contrario, accontentandosi di rendimenti di conversione al massimo del 60% (cicli combinati) e mediamente inferiori al 40%. Si sfruttano combustibili fossili di varia natura (carbone, gas naturale, petrolio, uranio, ecc) per produrre energia elettrica, con annesse grandi moli di inquinanti di vario genere.

Tuttavia, l'elettricità è in grado di soddisfare efficacemente solo alcuni dei fabbisogni energetici delle persone: si pensi ad esempio alle applicazioni termiche o dei trasporti su strada, monopolizzate per più di un secolo dall'energia chimica degli idrocarburi fossili. Per altro, queste soluzioni sono del tutto legittime dal punto di vista strettamente energetico. Ad esempio, una caldaia a gas di media taglia ha un rendimento termico superiore al 90%, mentre una caldaia elettrica necessita di una pre-conversione di gas in elettricità, con un rendimento ottimisticamente del 50%, dato che non si tratta di una fonte naturale ma di un vettore artificiale.

Nel nostro caso si sta quindi sintetizzando un combustibile che conserva, con le dovute proporzioni, i vantaggi dei combustibili idrocarburici e inoltre:

- Non emette inquinanti atmosferici locali né globali
- Ha la garanzia di derivazione da una fonte primaria rinnovabile
- Non necessita di giacimenti di estrazione
- Prescinde dalla ricchezza locale di risorse del sottosuolo
- E' generabile in maniera flessibile, diffusa e distribuita
- Promuove l'indipendenza energetica
- Promuove la diffusione di vettori energetici puliti
- Aumenta la frazione rinnovabile dei combustibili
- Ha versatilità di utilizzo
- Può rivoluzionare il settore del trasporto su strada
- Migliora lo sfruttamento complessivo di energia primaria rinnovabile
- Promuove l'integrazione tra le reti energetiche
- Può mitigare i disservizi di rete elettrica

Allo stato dell'arte tecnologico, come testimoniato dai diagrammi precedenti, la produzione di idrogeno comporta nella pratica una perdita di qualche punto percentuale di energia elettrica, a fronte però di moltissimi altri vantaggi dal punto di vista concettuale. D'altra parte, nulla vieta a questo punto di sovradimensionare gli impianti di generazione rinnovabile e quindi recuperare la quota persa. E' evidente che il successo di questa tecnologia, così integrata, è strettamente legato alla continua diffusione degli impianti a FRNP, anche qualora il solo mercato elettrico ne suggerisca un limite.
Riprendiamo, ad esempio, il caso precedente con P_{H2} di 90 €/MWh:

EE prodotta caso base	EE prodotta caso studio	Idrogeno prodotto	Fattore di Recupero MPE	Efficienza di produzione idrogeno	Perdita netta di energia primaria	Perdita percentuale di energia primaria
[GWh/anno]	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[%]	[%]	[GWh/anno]	[%]
66,5	54,7	9,7	48,5	82	2,1	-3,2

Una produzione annuale di 9,7 GWh di idrogeno (circa 300 t) comporta una perdita complessiva di energia primaria del 3,2% (causa dissipazioni elettrolitiche). Va considerato che l'alternativa a questo gas, tuttavia, è rappresentata oggigiorno da una pari quantità energetica sotto forma di un combustibile fossile. Al di là delle questioni ambientali, la fruizione finale di questi ultimi comporta una serie di processi intermedi, dispendiosi dal punto di vista energetico ed impattanti dal punto di vista industriale e infrastrutturale. La tecnologia P2G così applicata, permettendo una generazione di idrogeno distribuita, evita l'estrazione dai giacimenti geologici, il trasporto (gasdotti, su ruota o via mare) e gli eventuali processi di raffinazione delle materie prime.

4.3.3 Sbilanciamento di energia

Tornando a questioni riguardanti l'integrazione dell'impianto a FRNP nel settore elettrico, si valutano ora i risultati in termini di riduzione della quota di energia sbilanciata alla rete elettrica. Come è stato possibile osservare in Figura 4.2, non sempre l'impianto combinato opera in ottica di garantire il rispetto dei programmi di immissione, ma alterna comportamenti virtuosi a sbilanciamenti ulteriori. Questa condotta è concettualmente causata dalla ricerca di una massimizzazione economica, oltre che dalla capacità di un sistema di accumulo P2G di lavorare solo in assorbimento. In altre parole, l'impianto del caso studio, per come è strutturato, non può far nulla per contenere il fenomeno dello sbilanciamento in negativo, causato dalla mancanza aleatoria della fonte primaria. Al più, è in grado di ridurre lo sbilanciamento in positivo, ovvero la sovra-immissione elettrica che si verifica in condizioni di abbondanza di vento.
A questo proposito, in Figura 4.12 si possono osservare i risultati differenziali del caso studio rispetto al caso base.
Le colonne blu rappresentano la riduzione percentuale complessiva di energia elettrica sbilanciata in positivo, mentre quelle arancioni l'aumento percentuale di sbilanciamento in negativo (gli effetti opposti, come evidenziato sopra, non sono possibili per la natura stessa del sistema P2G). Il risultato combinato dei due effetti è rappresentato dalle colonne verdi. Nonostante la variazione di sbilanciamento in negativo sia più sostanziosa dal punto di vista percentuale di quella in positivo, l'effetto totale è comunque una modesta riduzione della quota di energia sbilanciata. Questo perché il meccanismo di forecast e la strategia di vendita nel MGP realmente impiegata dai gestori del parco eolico tende a sottostimare cautelativamente il programma di immissione, preferendo i casi di eccesso di produzione a quelli di difetto. Infatti, nel caso base, annualmente,

lo sbilanciamento in positivo è stato di 18,3 GWh mentre quello in negativo di 13,4 GWh, per un totale di 31,7 GWh su una produzione complessiva di 66,5 GWh. Alla luce di questi numeri, una potenziale riduzione del 10% della quota sbilanciata significherebbe sollevare il gestore di rete dal compito di bilanciare circa 3000 MWh di energia elettrica su base annua.

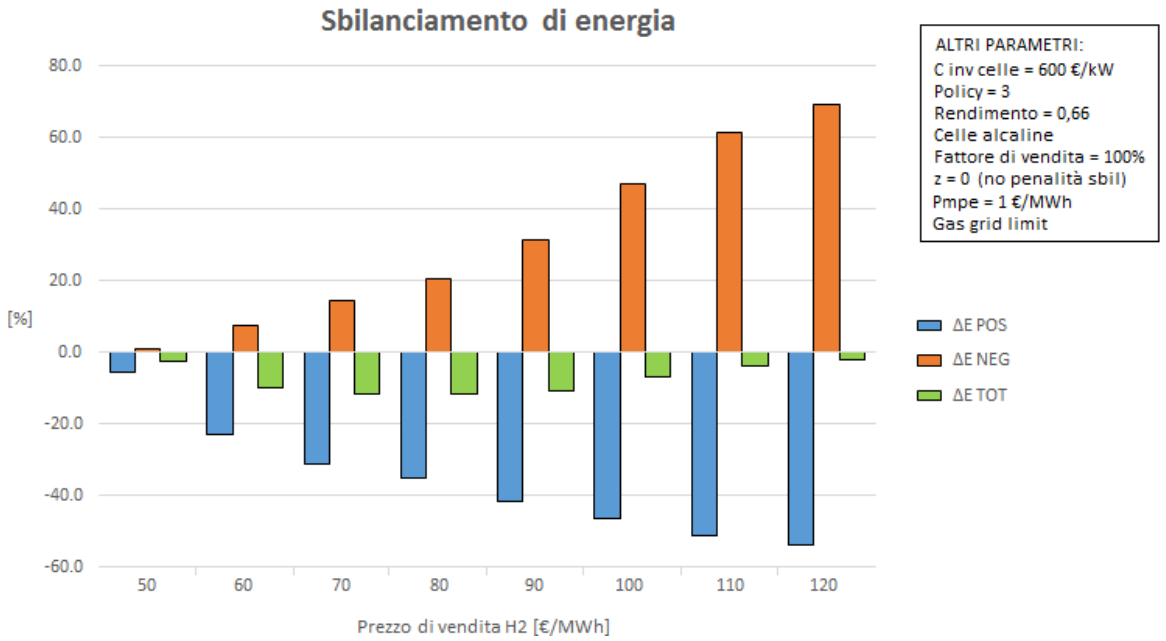

Figura 4.12 - Sbilanciamento differenziale percentuale di energia elettrica alla rete in funzione del prezzo di vendita dell'idrogeno. Lo sbilanciamento totale (in verde) è scorporato nei due contributi positivo (blu) e negativo (arancione), ad andamenti antitetici.

Il diagramma mostra che lo sbilanciamento totale presenta un minimo, ovvero l'effetto benefico presenta un massimo, ad un prezzo intermedio dell'idrogeno. Oltre una certa soglia, infatti, l'impianto tenderà a preferire indiscriminatamente la produzione di gas, trascurando la regolarizzazione dell'immissione elettrica.
Si ricorda che il modello implementato non contempla gli effetti dell'eventuale partecipazione del gestore del parco eolico alle sezioni del Mercato Infragiornaliero (vedi paragrafo 1.1.9) per contrattare modifiche ai quantitativi orari di energia del programma di immissione, sfruttando la conoscenza di dati di previsione aggiornati. Questa alternativa non è presente sia perché avrebbe complicato notevolmente le logiche del modello, con l'aggiunta di ulteriori prezzi di mercato (di quattro sessioni a diversi orari), sia perché non si conoscono le reali strategie di partecipazioni a queste sedute del parco oggetto di studio. D'altra parte, essendo l'ottimizzazione strutturata in ottica differenziale, l'effetto sarebbe presente in entrambi i casi. Il fenomeno dello sbilanciamento coinvolgerebbe probabilmente quantità di energia inferiori, ma sarebbe ugualmente sempre presente, causa aleatorietà intrinseca del vento [12] [13].

4.3.4 Restringimento dei vincoli elastici

L'assetto impiantistico esaminato nel precedente paragrafo (Figura 4.12), complice il contributo restrittivo della policy 3, permette di ridurre lo sbilanciamento complessivo fino ad un massimo di -12% circa. L'integrazione con un organo di accumulo, seppur solo in assorbimento, potrebbe teoricamente garantire dei risultati migliori.

Per indirizzare implicitamente l'ottimizzazione verso la riduzione dello sbilanciamento, è stata aggiunta nel modello una voce opzionale di costo penalizzante (paragrafo 3.2.6), regolata da opportuni vincoli elastici (paragrafo 3.5.5).
In presenza di un costo per ogni MWh di energia elettrica sbilanciata (P_{SBIL}), la condotta dell'impianto varia sensibilmente. In Figura 4.13 sono visibili alcuni esempi, a penalità di sbilanciamento crescente. La riduzione mostrata è quella complessiva (combinazione di positiva e negativa).

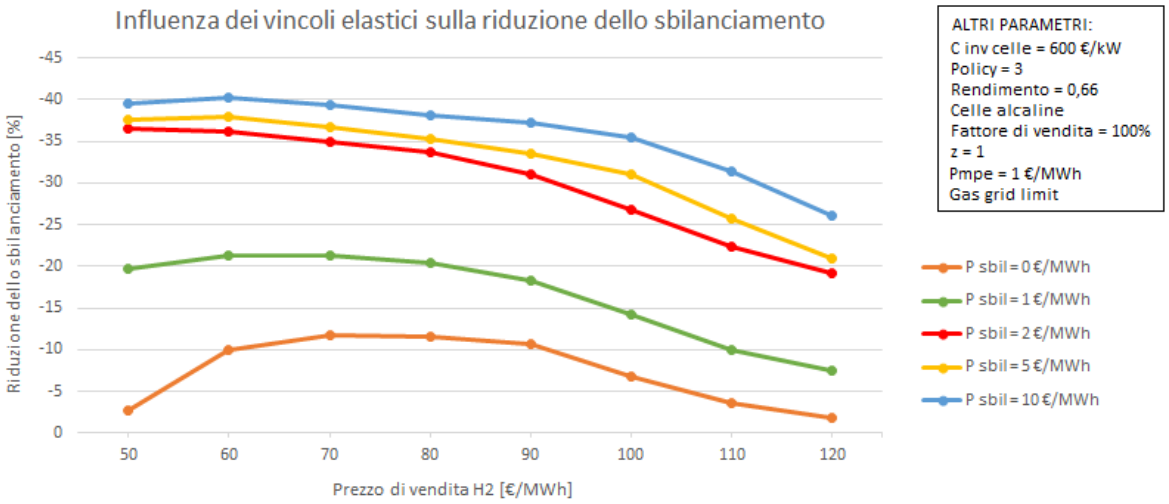

Figura 4.13 - Riduzione dello sbilanciamento in funzione dell'intensità del disincentivo e del prezzo di vendita dell'idrogeno. La serie arancione (P sbil = 0 €/MWh) equivale all'esempio di Figura 4.12

Dal diagramma risulta evidente l'efficacia di questa misura disincentivante, anche con penalità molto contenute. Con un prezzo di solo 1 €/MWh mediamente si raddoppiano i benefici di riduzione dello sbilanciamento, con 2 €/MWh si quadruplicano. Un aumento ulteriore della penalità non sortisce evidenti miglioramenti, probabilmente perché gran parte dell'accostamento al limite superiore di beneficio di questa tecnologia si è già verificato. Le potenzialità di questo sistema di accumulo hanno necessariamente un limite: lo sbilanciamento in positivo può essere teoricamente ridotto totalmente, mentre nulla può essere fatto per quello in negativo. Una riduzione del 30% significa allinearsi verso il programma di immissione del giorno precedente di 10 GWh l'anno, a parità di prevedibilità della fonte primaria.
Tra l'altro, questo metodo disincentivante rispecchia in un certo senso la realtà normativa recente. Questa voce di costo infatti è concettualmente simile alla componente perequativa degli oneri di sbilanciamento introdotta nel 2015 per le FRNP (Policy 4, vedi paragrafo 1.2.5) con l'obiettivo di far ricadere sugli impianti stessi i costi complessivi dei disservizi di rete piuttosto che farli pesare sulle bollette dei consumatori, come era previsto in passato.
Cambiando il punto di vista, il regolatore del settore elettrico sarebbe in grado di ottenere ottimi feedback dagli impianti a FRNP con organi di accumulo, introducendo anche solo dei disincentivi minimi al fenomeno dello sbilanciamento.
D'altra parte, si verifica che i miglioramenti ottenuti in questo senso comportano delle notevoli controindicazioni dal punto di vista energetico. Lo spostamento verso il basso dei profili medi di immissione (a favore dei programmi) comporta una disponibilità costantemente maggiore di energia elettrica da destinare al ramo P2G, che, essendo dimensionato con logica economica e dovendo sottostare ai limiti di rete del gas, spesso non ha la capienza sufficiente per gestire il carico elettrico residuo. Di conseguenza, l'impianto è costretto saltuariamente a tagliare la produzione eolica. In Figura 4.14 si osservano le ripercussioni sul fattore di recupero della MPE (indice definito al paragrafo 4.3.2).

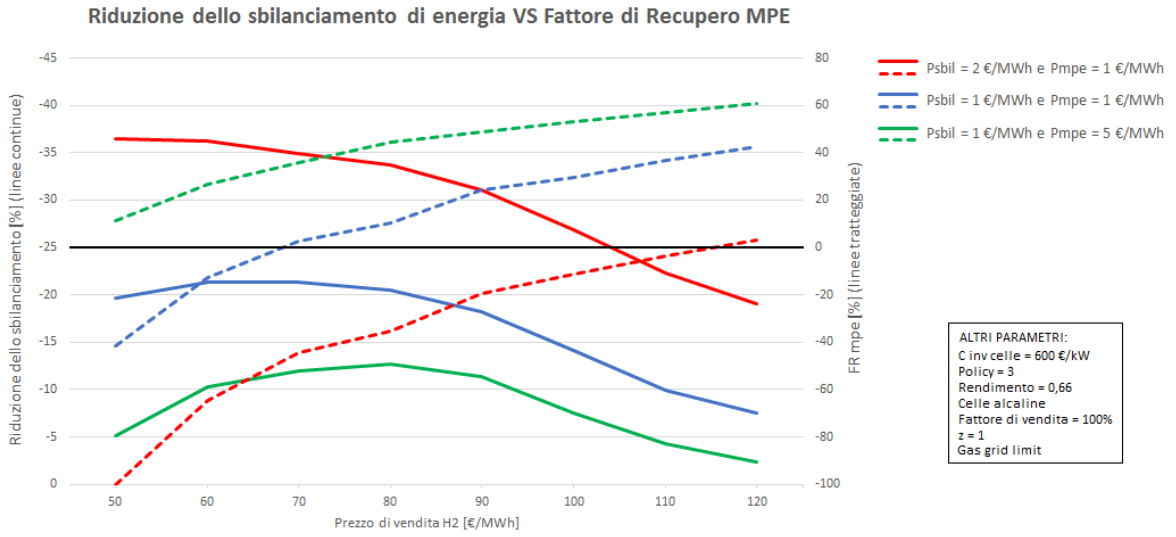

Figura 4.14 - Influenza della penalità di sbilanciamento e del prezzo immaginario della MPE sulla riduzione dello sbilanciamento e sul fattore di recupero della mancata produzione eolica.

Nelle condizioni in cui la riduzione dello sbilanciamento è sostanziosa (linea continua rossa, asse di sinistra), il corrispondente fattore di recupero della MPE cala drasticamente, raggiungendo spesso dei valori addirittura negativi (linea tratteggiata rossa, asse di destra). Un FR negativo significa che l'impianto combinato taglia complessivamente più energia rispetto al caso base. Questo comportamento è indesiderato, in quanto comporta sia uno spreco di energia primaria, sia un notevole calo dell'efficienza di produzione dell'idrogeno (vedi paragrafo 4.3.2). Qualora invece il FR si assesti su buoni valori, lo sbilanciamento non è efficacemente contrastato. Le discriminanti che influenzano i risultati sono i pesi reciproci delle penalità (P_{SBIL} e P_{MPE}) conferite all'uno e all'altro fenomeno, entrambi sgraditi. Pareggiando i due prezzi, si ottiene la situazione intermedia (serie blu in Figura 4.14).
Si può concludere, quindi, che un miglioramento dal punto di vista del bilanciamento del carico elettrico comporta un peggioramento delle prestazioni energetiche primarie. Viceversa, il recupero energetico e l'efficienza di produzione del vettore pulito idrogeno non consente all'impianto di progredire efficacemente nelle dinamiche di produzione di elettricità, come auspicabile da parte dei regolatori del servizio elettrico.
E' bene tenere presente che la tecnologia P2G non potrà verosimilmente risolvere con eguale efficacia tutte le problematiche di un parco eolico, dato che alcune di esse presentano una natura mutuamente antitetica. Tuttavia, il proprietario d'impianto è in grado di adattarsi meglio alle condizioni al contorno imposte dai prezzi di mercato e dalle normative vigenti, garantendosi maggiore flessibilità e potere decisionale.

4.3.5 Influenza dei limiti della rete del gas

La quantità di idrogeno iniettabile nella rete del gas è stata finora limitata tramite delle stime, ora per ora, delle potenzialità ricettive di un gasdotto regionale di media pressione localizzato in prossimità dell'impianto, al fine di non superare la soglia del 2% in volume di idrogeno in miscela col gas naturale (vedi paragrafo 2.3.4). Si è sempre ipotizzata, dunque, un'applicazione termica, sfruttando l'integrazione con le infrastrutture energetiche attualmente esistenti. Tuttavia, specialmente in ottica di lungo periodo, è lecito pensare che questo limite tecnico possa essere rilassato. E' possibile aumentare la percentuale volumetrica ammissibile in rete, allacciare

l'impianto ad un gasdotto di più grandi dimensioni e portata fluente, o utilizzare l'idrogeno prodotto per alimentare anche altre tipologie di utenze, come ad esempio delle stazioni di rifornimento per veicoli stradali. In effetti, queste soluzioni sono già realmente al vaglio in alcuni impianti pilota in Germania (vedi sezione 2.3.8).
Eliminando completamente questo vincolo infrastrutturale, ovvero concedendo all'impianto la possibilità di produrre illimitatamente idrogeno in ogni momento, i risultati economici migliorano sensibilmente, Figura 4.15.

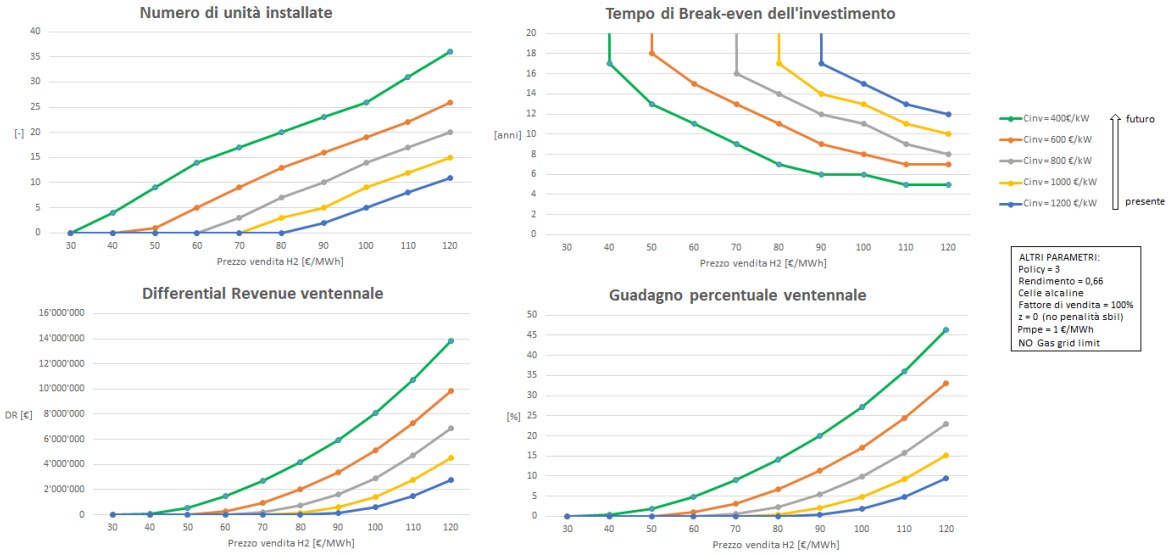

Figura 4.15 - Risultati economici nel caso di assenza di limiti di produzione di idrogeno

Alcune considerazioni:

- Gli andamenti generali delle curve ricalcano qualitativamente quelli già ottenuti nel caso di limiti di rete del gas.
- I punti di stacco tra il caso studio e il caso base, ovvero le condizione economiche minime che suggeriscono l'acquisto della prima unità di elettrolisi, sono ugualmente localizzati.
- Il numero di unità installate cresce notevolmente, così come il valore assoluto del ricavo differenziale e del guadagno percentuale, specialmente quando P_{H2} è elevato.
- I costi di investimento specifici diminuiscono rispetto al caso vincolato, poiché non ha più senso la presenza di un impianto di stoccaggio del gas, che rappresentava una voce di costo significativa, specialmente ad alti volumi produttivi.
- I costi di investimento complessivi aumentano a causa del numero elevato di unità acquistate, comportando un leggera dilatazione del tempo di break-even.

In Figura 4.16 si visualizzano invece i corrispondenti risultati energetici.
L'assenza di vincoli sulla produzione del gas comporta che l'impianto aumenti notevolmente la quota di energia da destinare all'elettrolisi, specialmente ad alti prezzi di vendita dell'idrogeno. L'elevato numero di unità elettrolitiche agevola il recupero della mancata produzione eolica (con l'indice FR_{MPE} che giunge fino al 90%) e, nonostante la produzione di gas sia considerevolmente aumentata rispetto al caso vincolato, l'efficienza complessiva si mantiene elevata (75-86%).

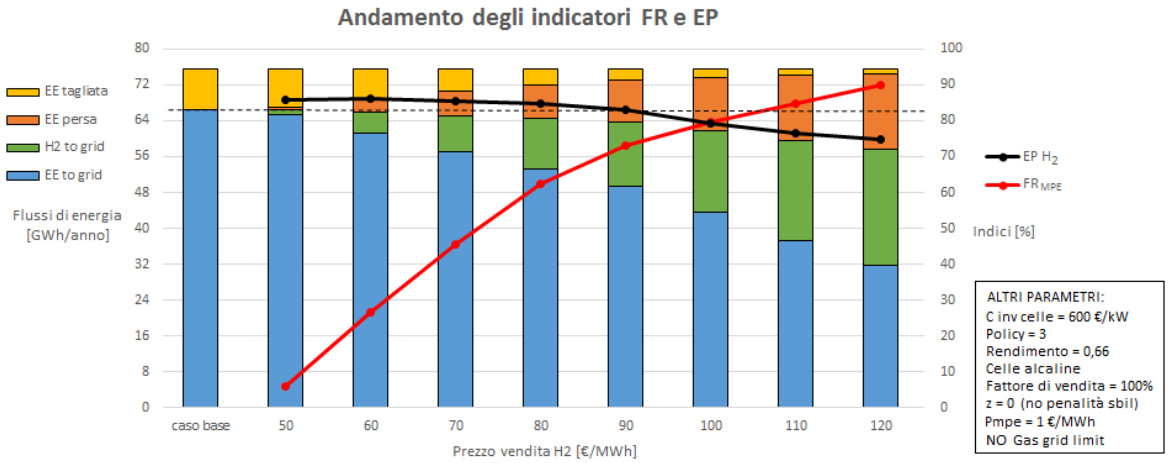

Figura 4.16 - Flussi annuali di energia e indicatori energetici in funzione del prezzo di vendita dell'idrogeno nel caso di assenza di limiti di produzione di idrogeno

Si analizzano quindi più nel dettaglio gli andamenti degli indici energetici tra il caso di limite della rete e il caso di produzione di gas illimitata (Figura 4.17).

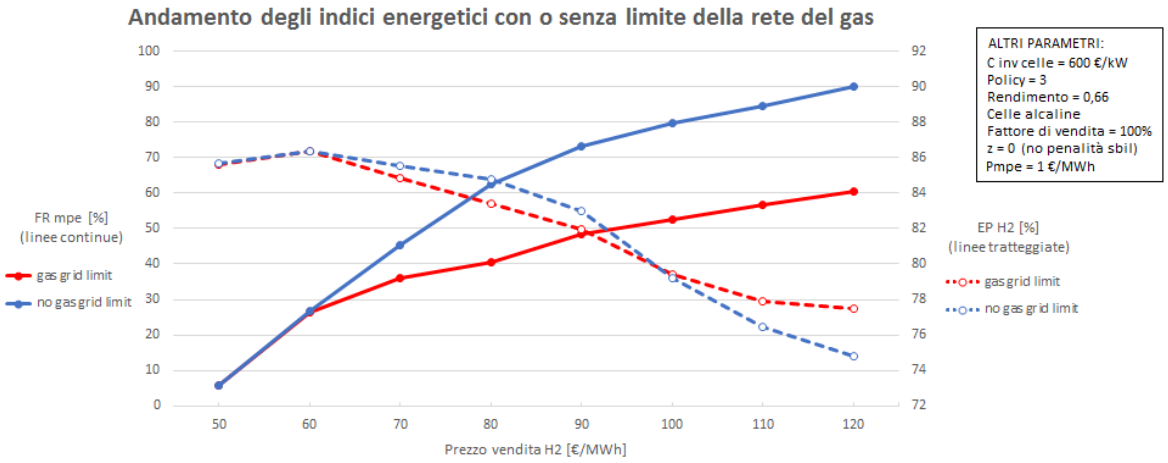

Figura 4.17 - Indici energetici (fattore di recupero della mancata produzione eolica ed efficienza globale di produzione dell'idrogeno) in funzione del prezzo di vendita dell'H_2 e dei limiti sulla produzione di gas

Il vincolo di immissione di idrogeno nella rete del gas peggiora le prestazioni di recupero energetico primario ma consente efficienze di produzione del gas superiori ad elevato prezzo dell'idrogeno. Questo fenomeno si verifica perché il limite di accettabilità del gasdotto permette all'impianto di mantenere più elevata l'immissione elettrica complessiva, e quindi allontanarsi meno dalla quota di energia primaria disponibile nel caso base (linea tratteggiata in Figura 4.10 e Figura 4.16). Al contrario, in condizioni economiche intermedie (P_{H2} = 70÷90), l'assenza di limiti sull'immissione di gas permettono all'impianto combinato, con più unità disponibili, di selezionare meglio i momenti di impiego del ramo P2G, aumentando leggermente l'efficienza di produzione dell'idrogeno.

In conclusione, il rilassamento del vincolo infrastrutturale comporta un maggiore sfruttamento della tecnologia elettrolitica con benefici economici e di energia primaria, a discapito tuttavia del ramo di produzione elettrica.

Ovviamente, più si tende verso un assetto impiantistico che privilegia la produzione di gas rispetto alla vendita diretta di elettricità, più lo sbilanciamento di energia in negativo si fa consistente.

4.3.6 Influenza del fattore di vendita nel MGP

Per contrastare contemporaneamente sia il fenomeno dello sbilanciamento in positivo, sia quello dello sbilanciamento in negativo, è possibile pensare di ridurre l'energia elettrica contrattata nel MGP, ovvero valutare un profilo di immissione che sottostimi la previsione di produzione di una data quantità. In questo modo, l'impianto combinato si garantisce una banda di energia per il rispetto del programma anche qualora la ventosità sia inferiore alla previsione.
Avendo a disposizione mediamente più energia elettrica destinabile all'elettrolisi, l'impianto può far funzionare in modo continuativo una parte delle unità e sfruttare il ramo P2G, sia in assorbimento di potenza (azionando ulteriori unità), sia in rilascio di potenza (spegnendo quelle accese). Per implementare nel modello questa logica è stato introdotto un coefficiente "fv" (fattore di vendita nel MGP) a cui opzionalmente si può assegnare a priori un valore inferiore a 1 (corrispondente a dichiarare sul MGP il 100% dell'energia prevista).
In Figura 4.18 si visualizzano le conseguenze della riduzione del fattore di vendita sullo sbilanciamento di energia, al variare del prezzo di vendita dell'idrogeno.

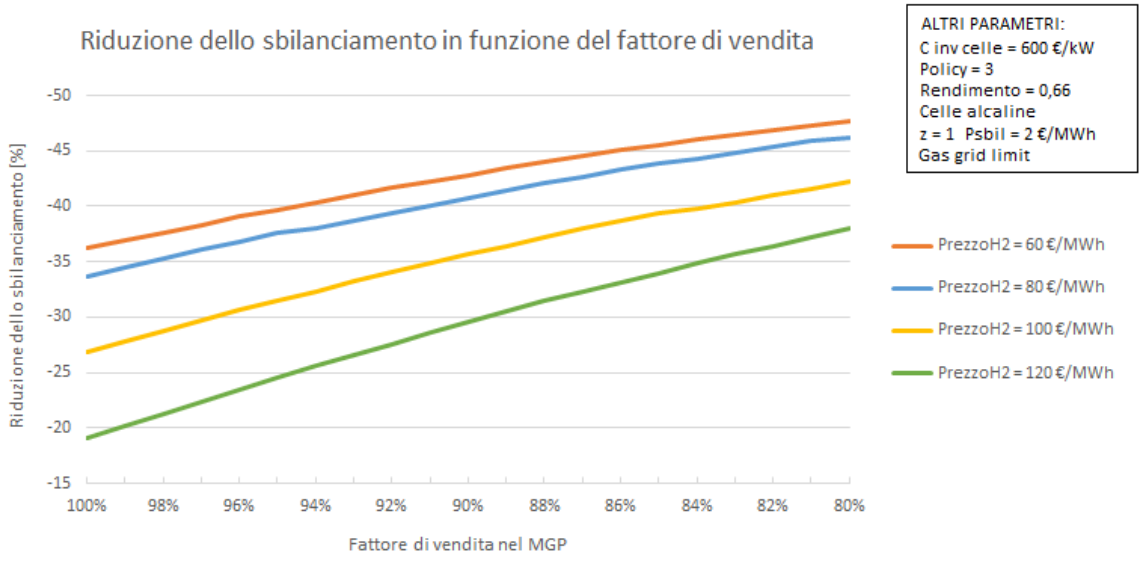

Figura 4.18 - Riduzione dello sbilanciamento di energia in funzione della riduzione del fattore di vendita nel MGP. Andamento per 4 diversi prezzi di vendita dell'idrogeno

La riduzione dello sbilanciamento percentuale è molto sostanziosa e segue un andamento quasi lineare. Come testimoniato in Figura 4.12, la riduzione maggiore in valore assoluto si ottiene a prezzi di vendita dell'idrogeno intermedi (60-80 €/MWh), tuttavia il contributo benefico del fattore di vendita (pendenza della retta) aumenta ad alti prezzi, grazie alla maggiore presenza di unità elettrolitiche.
Contraendo ulteriormente il programma di immissione, lo sbilanciamento di energia continuerebbe a ridursi fino a raggiungere teoricamente il -100% (completo rispetto del profilo orario contrattato) qualora fv tenda a zero. Ulteriori analisi in proposito saranno svolte in un successivo paragrafo (4.4.1).

In Figura 4.19 è stato fissato un prezzo dell'idrogeno (60 €/MWh) per meglio visualizzare i contributi degli sbilanciamenti differenziali in positivo ed in negativo sulla riduzione totale.

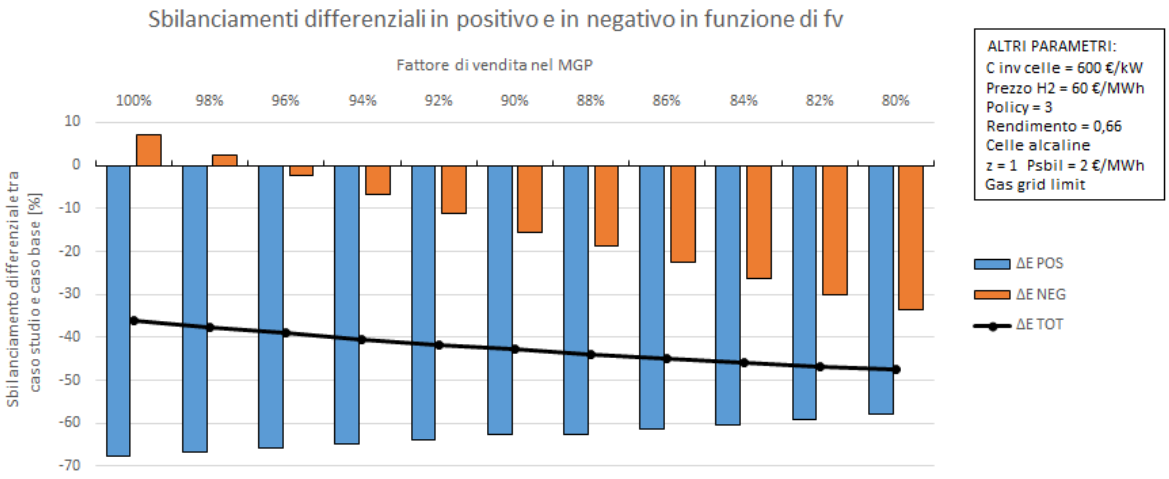

Figura 4.19 - Scorporamento dei contributi degli sbilanciamenti in positivo e in negativo al diminuire del fattore di vendita

Lo sbilanciamento in negativo (colonne arancioni), che nei casi finora analizzati era sempre in aumento rispetto al caso base, grazie al contributo del fattore di vendita si riduce notevolmente. Al contrario, i casi di sovra-immissione (colonne blu) sono più difficilmente contrastabili dall'impianto, a causa della crescente mole di energia in eccesso che il ramo P2G deve gestire, sottostando ai vincoli di gas grid.
Ulteriori prove eseguite eliminando l'ipotesi di limite della rete del gas hanno sostanzialmente confermato gli andamenti generali di Figura 4.18 e Figura 4.19, con lieve contrazione dei benefici nel lato negativo e lieve dilatazione nel lato positivo, come suggerito dall'aumento della potenziale mole produttiva di idrogeno.
La diminuzione del fattore di vendita, tuttavia, comporta un calo complessivo dei ricavi dell'impianto, poiché subentra la privazione di parte del sicuro introito derivante dalla contrattazione di energia nel MGP (che nel nostro caso ha prezzo medio annuale di circa 57 €/MWh). Questo deficit non è adeguatamente compensato dai ricavi derivanti dalla vendita del gas, specialmente a bassi prezzi, e dalla riduzione degli oneri di sbilanciamento. Inoltre, come prevedibile, calano sensibilmente anche gli indici energetici (FR_{MPE} e EP_{H2}) poiché l'energia elettrica tagliata dal parco eolico aumenta rispetto al caso base.
D'altra parte, i risultati dimostrano come la tecnologia P2G sia in grado di contribuire concretamente a migliorare la dispacciabilità elettrica del parco eolico, nonostante l'aleatorietà intrinseca della fonte primaria.

4.4 Assetti impiantistici

Nei paragrafi precedenti sono stati trattati i risultati operativi, economici ed energetici dell'integrazione della tecnologia P2G applicata ad un parco eolico, al variare delle condizioni al contorno. Le varie analisi di sensitività sull'influenza dei parametri hanno indicato l'impossibilità di ottenere contemporanei benefici relativi a tutte le differenti problematiche degli impianti a fonti rinnovabili aleatorie. Tuttavia, si è dimostrato che il sodalizio tra il parco eolico e le batterie di elettrolisi apporta flessibilità, adattabilità e programmabilità di funzionamento.

Presa coscienza di tutte le caratteristiche della tecnologia, delle sue condizioni di utilizzo e delle conseguenze prestazionali, in questo paragrafo si vogliono investigare ulteriori modalità di funzionamento, probabilmente più aderenti a scenari futuri di applicazione di questa tecnologia. Si identificheranno quindi degli assetti impiantistici con l'ottica di raggiungere in maniera ottimale degli obiettivi specifici, mantenendo la modellizzazione a logica economica. In particolare, un primo approccio prevede la minimizzazione dello sbilanciamento e un secondo la produzione di un quantitativo fissato minimo di idrogeno.

4.4.1 Assetto repressivo dello sbilanciamento

Dai risultati finora analizzati si è desunto che la presenza di batterie di elettrolisi è in grado di ridurre sensibilmente la quota di energia elettrica complessivamente sbilanciata dal parco eolico. Tra i tanti parametri, quelli che veicolano maggiormente questa diminuzione sono la politica di remunerazione degli oneri di sbilanciamento, la penalità per ogni MWh di energia sbilanciata, il fattore di vendita nel MGP e il limite della rete del gas.
L'obiettivo principale di questa specifica analisi è quello di trovare un assetto impiantistico che permetta di rendere programmabile, e quindi dispacciabile, un parco di produzione elettrica che per sua natura non lo è. Per far questo, è possibile aggiungere dei vincoli ulteriori al modello di ottimizzazione, imponendo all'impianto di ridurre lo sbilanciamento di energia complessivo di una percentuale decisa a priori.
In Figura 4.20 si visualizza la combinazione dei parametri che consentono l'organizzazione di un assetto impiantistico repressivo del fenomeno indesiderato dello sbilanciamento.

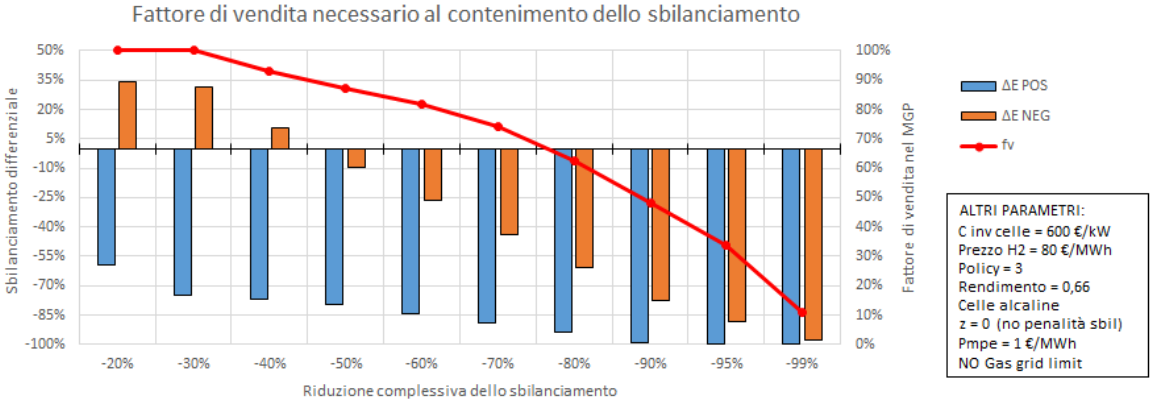

Figura 4.20 - Fattore di vendita nel MGP e scorporamento dei contributi positivo e negativo al fine di ottenere una prestabilita riduzione dello sbilanciamento complessivo

Tramite l'integrazione con la tecnologia P2G una decisa riduzione dello sbilanciamento di energia del parco eolico è realmente tangibile. Volendo, è possibile raggiungere livelli di programmabilità quasi completa ($\Delta E_{TOT} < -80\%$) eliminando completamente lo sbilanciamento in positivo (eccesso di energia rispetto alla previsione) e quasi completamente anche quello in negativo (difetto di energia rispetto alla previsione). Più si tende verso la dispacciabilità, più si è costretti a ridurre il fattore di vendita nel MGP e quindi sottostimare il programma di immissione. L'alto grado di rispetto di questo programma comporta un'immissione globale di energia elettrica molto inferiore rispetto alle reali potenzialità dimensionali dell'impianto. In altre parole, nei casi più estremi, il gestore del parco eolico tende arbitrariamente a trasformarsi in un produttore di idrogeno in grado di fornire anche una certa quantità annuale di energia elettrica alla rete, ma questa volta con programmabilità comparabile a quella di un impianto termoelettrico convenzionale.

Ad esempio, il parco eolico può ridurre la quota di energia annualmente sbilanciata del 90% (da 31,7 GWh a 3,17 GWh) ma dovrà offrire giornalmente al MGP solo il 50% della sua previsione di produttività, e quindi concretamente immettere in rete solo 26,8 GWh/anno di energia elettrica rispetto alle 66,5 GWh/anno del caso base, alla stessa stregua di un parco eolico di taglia molto inferiore. Tuttavia, dal punto di vista della sicurezza del sistema elettrico, è molto più virtuoso un impianto che produce 26,8 GWh/anno sbilanciando 3,17 GWh/anno rispetto ad uno che produce 66,5 GWh/anno sbilanciando 31,7 GWh/anno.
E' evidente che il proprietario del parco eolico sarà disposto ad investire per migliorare la sua dispacciabilità e sottostimare la sua mole produttiva solo in presenza di un remunerativo mercato dell'idrogeno e di un concomitante disincentivo al mancato rispetto dei programmi di immissione (o di un premio per il rispetto).
In un altro esempio (Figura 4.21) si osserva concretamente la modalità di funzionamento dell'impianto su base oraria, al fine di ridurre lo sbilanciamento annuale del 70% (fv = 74,2%, vedi Figura 4.20).

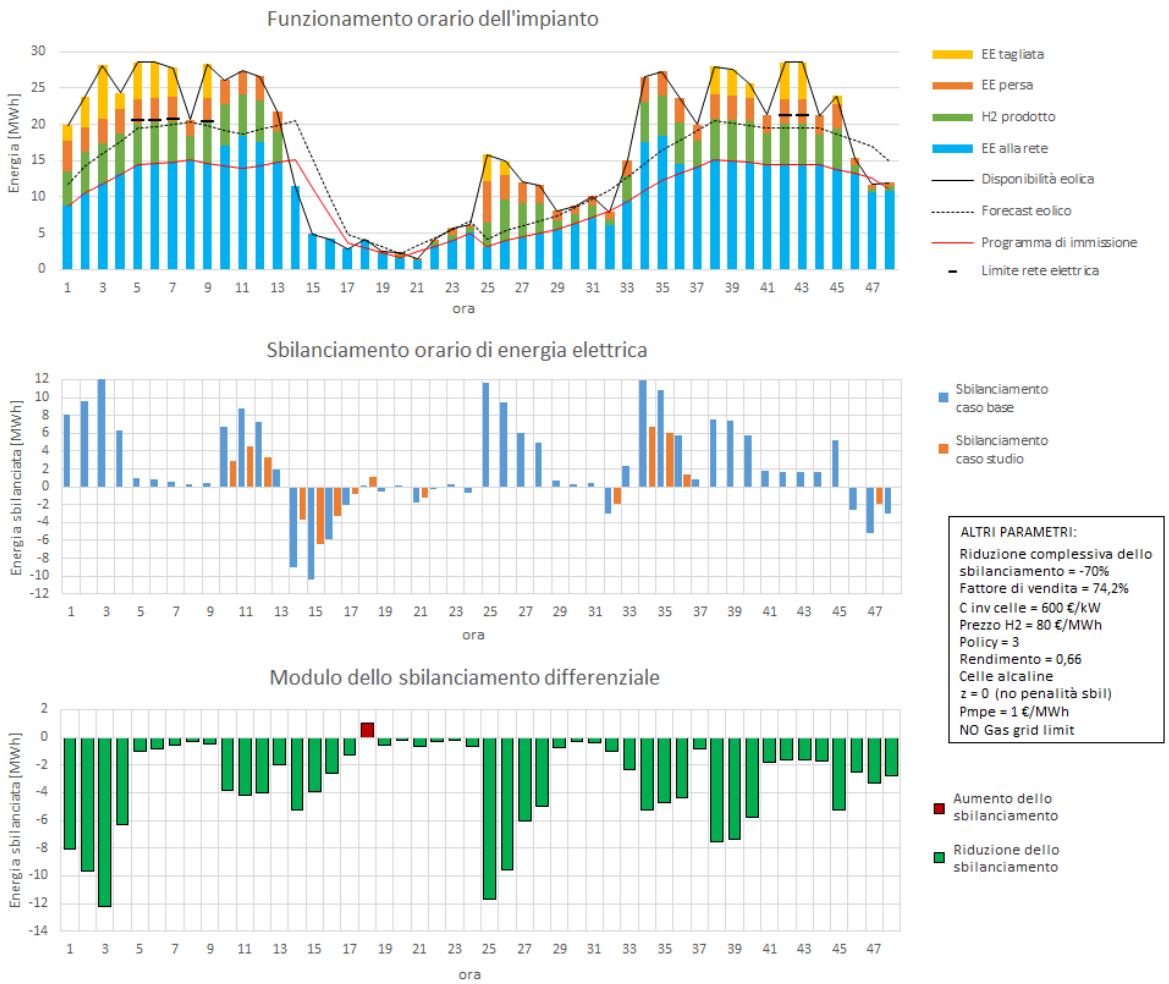

Figura 4.21 - Funzionamento orario dell'impianto in assetto di riduzione dello sbilanciamento annuale del 70% (in alto). Al centro e in basso dettaglio sulle quote orarie di energia sbilanciata: caso base, caso studio e risultato netto. Le 48 ore in esame sono le stesse di Figura 4.1, ovvero 10-11 gennaio 2013.

Nel diagramma superiore si può facilmente comprendere come una contrazione del programma di immissione (da linea tratteggiata nera a linea continua rossa) ne consenta un migliore rispetto orario (colonne azzurre). Sulle 48 ore in esame, nel caso base il parco eolico sbilancia sempre energia elettrica (la disponibilità eolica non è mai precisamente uguale alla previsione), mentre

nel caso studio questo disservizio si verifica solo in 14 casi, per altro di una quota sempre inferiore (tranne nell'ora 18).
Nel diagramma in basso si osserva come il contributo della tecnologia P2G alla riduzione dello sbilanciamento sia costante ed efficace. In due giorni, l'impianto eolico combinato è stato in grado di sopperire autonomamente all'aleatorietà del vento per ben 161 MWh.
La conseguenza di questa nuova programmabilità è un largo sfruttamento del ramo P2G, con grandi quantità di idrogeno prodotto, ma anche un aumento dell'energia elettrica persa nella conversione e dell'energia tagliata perché disponibile in eccesso. D'altra parte, grazie ai risultati dei precedenti paragrafi, si era consci che un miglioramento in termini di sbilanciamento comportasse degli svantaggi sia economici che di energia primaria.
Si riportano di seguito i risultati energetici annuali:

Energia elettrica prodotta [GWh/anno]	Idrogeno prodotto [GWh/anno]	Energia elettrica persa [GWh/anno]	Energia elettrica tagliata [GWh/anno]	Fattore di Recupero MPE [%]	Efficienza di produzione idrogeno [%]
40,2	15,4	10,3	9,5	-6,9	58,4

In assoluto, il livello di valorizzazione dell'energia primaria disponibile è decisamente inferiore rispetto a quella che si otterrebbe con la pura produzione elettrica (vedi sezione 4.3.2). Tuttavia, non va dimenticato che, grazie a questo assetto, l'energia elettrica prodotta da questo impianto ha un'affidabilità superiore a quella del parco attuale.
I risultati in termini di ricavi sono ovviamente funzione delle condizioni economiche. Sotto le ipotesi sintetizzate nel riquadro in Figura 4.21, nonostante non vi siano penalità per lo sbilanciamento ed il prezzo dell'idrogeno sia relativamente contenuto (80 €/MWh), il ricavo differenziale ventennale è comunque leggermente positivo (tempo di break-even 19 anni).

4.4.2 Assetto produttore di idrogeno

Cambiando nuovamente punto di vista, è possibile pensare di sfruttare questo parco eolico principalmente per la produzione di idrogeno, al fine di rifornire adeguatamente una o più utenze specifiche. Ad esempio, si ipotizza di stipulare dei contratti di fornitura con una società che si occupa della distribuzione di carburanti per il trasporto su strada.
In questo senso, si vuole indagare sulle capacità dell'impianto rinnovabile di consolidarsi come produttore di combustibile pulito per automobili. Poiché i consumi sono contenuti e la fonte aleatoria, una quota di energia elettrica viene comunque venduta nel mercato elettrico.
In linea con le dimensioni del parco eolico, in questa analisi si considera un fabbisogno di idrogeno compreso tra 200 kg/giorno (distributore di carburante di piccole dimensioni) e 1600 kg/giorno (distributore di grandi dimensioni oppure aggregato di più stazioni di rifornimento) [38].
E' doveroso ricordare che questo combustibile ha un elevato potere calorifico su base massica (vedi Tabella 4 - Proprietà fisiche dell'idrogeno). A grandi linee, 10 kg di idrogeno hanno lo stesso contenuto energetico (PCI) di 38 litri di benzina. Inoltre, considerando che il sistema combinato fuel-cell + motore elettrico ha un'efficienza media superiore al ciclo Otto dei motore a combustione interna (o anche Diesel), 10 kg di H_2 sarebbe, in prospettiva futura, una quantità comparabile ad un pieno di benzina, a pari autonomia chilometrica.

Considerando l'aleatorietà giornaliera della fonte eolica, le stime di fabbisogno di idrogeno sono state aggregate su base mensile. Convertendo il fabbisogno massico giornaliero in fabbisogno energetico mensile (30 gg), curiosamente, si mantengono gli stessi valori assoluti:

$$\boldsymbol{x}\left[{}^{kg}/_{gg}\right]\cdot\frac{120\left[{}^{MJ}/_{kg}\right]\cdot 30\left[{}^{gg}/_{mese}\right]}{3600\left[{}^{s}/_{h}\right]}=\boldsymbol{x}\left[{}^{MWh}/_{mese}\right] \qquad (4.3)$$

Nel modello di ottimizzazione, è sufficiente inserire dei vincoli per fare in modo che venga rispettata, mensilmente, la produzione di gas contrattata. L'H_2 prodotto viene alternativamente immesso in una rete di piccoli gasdotti dedicata oppure prelevato periodicamente da appositi mezzi per il trasporto su ruota o ferrovia; nel seguito non si investiga nel dettaglio la modalità di prelievo che potrà essere oggetto di ulteriori approfondimenti. Con questa logica, ci si svincola dalle dinamiche di immissione nella rete del gas naturale, dai suoi limiti e dalle sue variabilità stagionali e giornaliere.
Il prezzo di vendita dell'idrogeno è stato ipotizzato relativamente elevato (120 €/MWh), in linea con il prezzo dei combustibili ad uso stradale attualmente in Italia (prezzo della benzina: 1,35 €/l , incidenza tassazione: 69,7%, ovvero: 151 €/MWh, vedi paragrafo 4.2).
In Figura 4.22 si osservano i risultati economici di questo assetto impiantistico.

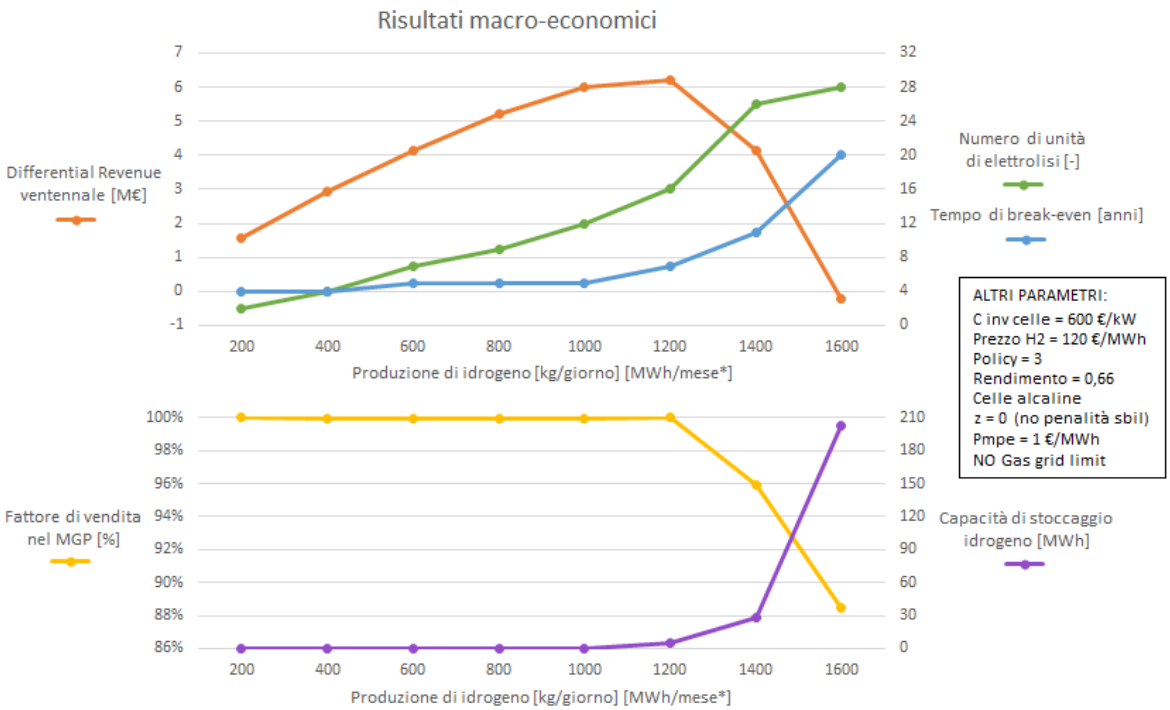

Figura 4.22 - Risultati economici dell'assetto produttore di idrogeno in funzione della mole produttiva contrattata. (*) L'equivalenza kg/gg - MWh/mese è valida ipotizzando un mese standard di 30 giorni.

I risultati sono complessivamente molto incoraggianti. Il ricavo differenziale ventennale (NPV, serie arancione) assume valori positivi e abbinati a tempi di break-even (pay-back-time, anni) contenuti (serie blu). Nello specifico, la funzione assume un massimo localizzato intorno ai 1200 MWh/mese di fabbisogno di idrogeno. Superando questa soglia, infatti, l'impianto è in grado di soddisfare il contratto di fornitura mensile solamente in presenza di stoccaggi di taglia elevata (serie viola). La ragione di questo fenomeno va ricercata nella stagionalità della fonte primaria eolica (Figura 4.23).

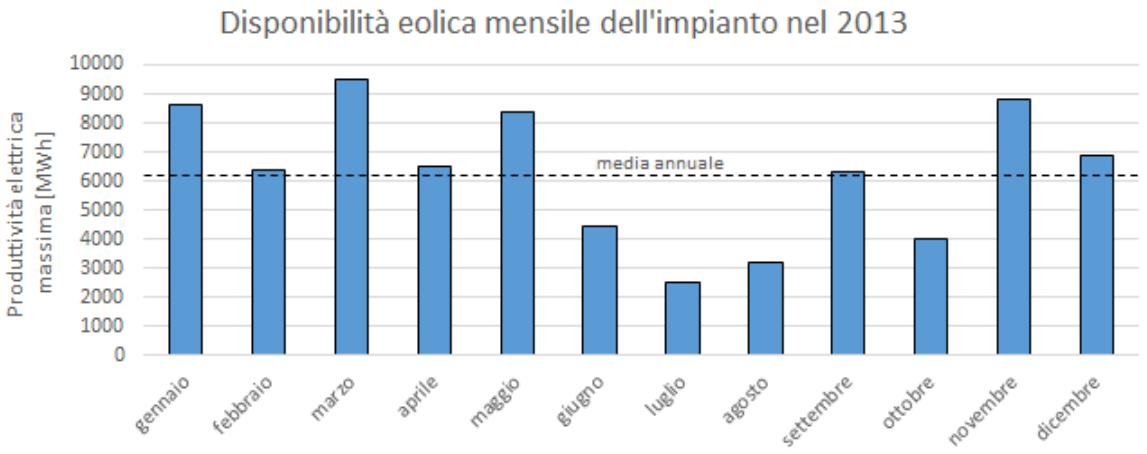

Figura 4.23 - Andamento stagionale della ventosità in prossimità del parco eolico oggetto di studio nel 2013

E' evidente che la stagione estiva sia caratterizzata mediamente da minore ventosità rispetto alle altre. Il mese di luglio, con una disponibilità eolica massima di circa 2500 MWh, rappresenta un collo di bottiglia per il rispetto del vincolo di produzione mensile di gas. Infatti, per fornire i 1600 MWh di idrogeno richiesti, in quel mese, l'ottimizzazione obbliga a introdurre un impianto di stoccaggio della capienza di circa 200 MWh (si consideri che nei casi precedentemente analizzati non si superavano i 20 MWh, Figura 4.5) al fine di sfruttare la maggiore ventosità dei mesi precedenti.
La presenza dello stoccaggio, l'aumento delle unità elettrolitiche da acquistare e la concomitante riduzione del fattore di vendita nel MGP comportano una netta decadenza dei guadagni economici in caso di elevate moli produttive.
Con le medesime condizioni al contorno, in Figura 4.24 si osservano i risultati energetici.

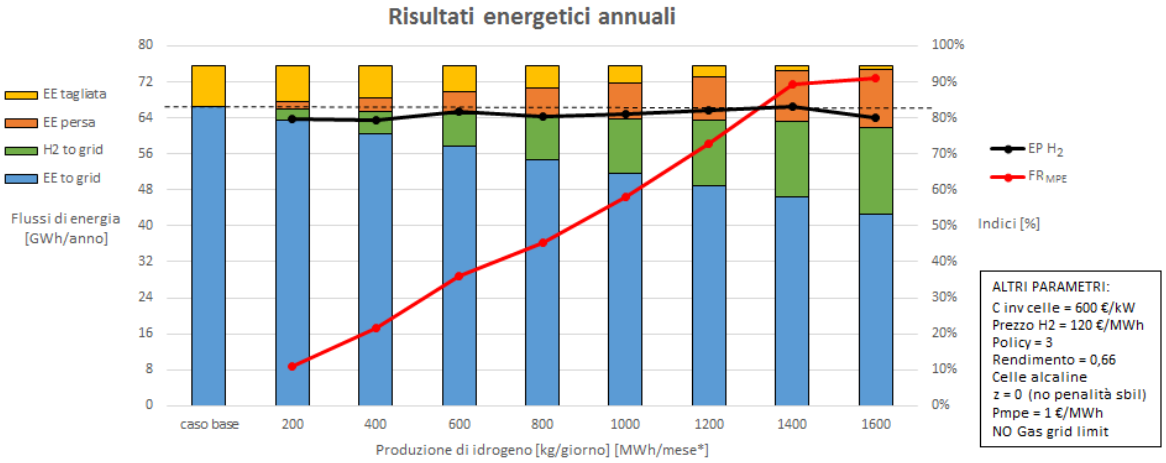

Figura 4.24 - Andamento dei flussi energetici e degli indicatori prestazionali in funzione della mole produttiva mensile di idrogeno contrattata. (*) L'equivalenza kg/gg - MWh/mese è valida ipotizzando un mese standard di 30 giorni.

Anche questo ambito risulta soddisfacente. Il fattore di recupero della mancata produzione eolica cresce in maniera sostanziosa con l'aumento della produzione e nel caso di massimo guadagno (vedi Figura 4.22) si assesta su un valore superiore al 70%. La combinazione di parco eolico e P2G consente di mantenere un indice di efficienza complessiva di produzione dell'idrogeno sempre superiore all'80% (linea nera in Figura 4.24), nonostante un rendimento delle celle elettrolitiche del 66%. E' lecito pensare che un impianto finalizzato alla produzione di idrogeno si procuri dei moduli di elettrolisi caratterizzati da un alto valore di efficienza di conversione, anche a discapito di un maggiore costo di investimento.

Considerando delle celle con rendimento (PCI_{H2}/E_{EL}) del 74% (stato dell'arte [38]), l'indice di efficienza globale di produzione dell'idrogeno supera ad ogni regime produttivo il 90%.
Complice, in alcuni casi, la diminuzione del fattore di vendita, l'assetto considerato in questo paragrafo garantisce anche una moderata riduzione dello sbilanciamento complessivo di energia elettrica alla rete (-4÷-18%), nonostante non siano esplicitamente introdotte logiche finalizzate a questo obiettivo.
E' evidente dalla Figura 4.24 che l'impianto ha teoricamente ancora ampi margini di aumento della quota elettrica destinabile all'elettrolisi, su base annuale. Volendo, il parco eolico potrebbe completamente scorporarsi dalla rete elettrica e divenire esclusivamente produttore di idrogeno, per vari usi. Questa alternativa potrebbe essere percorribile in uno scenario futuro in cui la capacità installata di impianti di generazioni da fonti rinnovabili superi il picco di domanda elettrica. Un impianto di questo genere, tuttavia, nonostante la presenza di organi di accumulo, vedrebbe oscillare il suo output ricalcando la ventosità effettiva in maniera scarsamente prevedibile. D'altra parte, idealmente, la produzione congiunta da più impianti a fonti rinnovabili di varia natura e localizzazione geografica lascerebbe spazio all'idea di organizzare una rete di gasdotti dedicata esclusivamente a questo vettore energetico "green".

4.5 Risultati ambientali

Infine, si valutano brevemente le conseguenze dell'applicazione della tecnologia P2G al parco eolico in termini di impatto ambientale.
Come già ampiamente chiarito nel secondo capitolo, l'idrogeno ottenuto tramite l'elettrolisi dell'acqua a partire da energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non comporta emissioni di inquinanti né locali, né globali. Questo è vero per le parti di produzione e consumo finale della filiera di questo vettore energetico, ma non completamente per quanto riguarda la compressione o l'eventuale liquefazione, necessarie al suo accumulo e trasporto. Infatti, la gestione dell'idrogeno è dispendiosa dal punto di vista energetico e, allo stato dell'arte della produzione elettrica, comporta una certa quota di emissioni. Tuttavia, in ottica comparativa, anche i combustibili fossili (di cui l'H_2 potrebbe essere in futuro un eventuale sostituto) causano emissioni nella parte intermedia della loro filiera, così come nell'estrazione, raffinazione e specialmente nel consumo.
D'altra parte, va considerato che la produzione di idrogeno nell'impianto oggetto di studio avviene tramite un consumo locale di energia elettrica rinnovabile che altrimenti (se consentito dai vincoli tecnici di rete) sarebbe stata riversata nel sistema elettrico. Dunque, questa quota di energia elettrica deve essere, in sostituzione, fornita da altri impianti, magari non funzionanti a fonti rinnovabili e quindi inquinanti, come il mix produttivo italiano suggerisce (vedi 1.2.1).
La combinazione dei due effetti sopracitati rende non banale la valutazione dei benefici ambientali di questa applicazione tecnologica. Per affrontare in modo più esauriente la questione, si suddivide l'analisi a seconda dell'utilizzo finale dell'idrogeno e quindi dei diversi combustibili che potrebbe sostituire.
Ci si concentrerà esclusivamente sull'inquinamento atmosferico globale (vedi sezione 2.1.4), ovvero sulle emissioni di anidride carbonica (o gas equivalenti dal punto di vista dell'effetto serra), di più facile quantificazione generale in quanto non dipendenti dalle dinamiche di combustione né soggetti a metodi di abbattimento ad efficacia variabile (filtri, catalizzatori) come gli inquinanti locali. In ogni caso, anche senza un'indagine quantitativa, è intuitivo il beneficio in termini di qualità dell'aria derivante dallo spostamento del punto di emissione dai centri urbani o residenziali (uso trasporti o riscaldamento da idrocarburi) alle aree dove sono tipicamente ubicate le centrali termoelettriche.

4.5.1 Uso termico

Date le sue ottime proprietà di combustibile (vedi paragrafo 2.2.2), l'idrogeno può teoricamente soddisfare i più svariati fabbisogni termici come il riscaldamento industriale e residenziale nonché qualsivoglia applicazione tecnologica in cui si richiede una combustione che fornisca gas ad alta temperatura, come ad esempio la produzione termoelettrica.
Attualmente, per questi compiti, si utilizzano principalmente combustibili idrocarburici di origine fossile; i più comuni sono il gas naturale, l'olio combustibile ed il carbone, da cui è inoltre possibile estrarre, tramite vari processi fisico-chimici, una grande varietà di sottoprodotti.
Essendo carburanti a base carbonio, a seguito della combustione liberano in atmosfera grandi quantità di CO_2. In Figura 4.25 si visualizzano i fattori di emissione medi dei più comuni combustibili ad uso termico di origine fossile (diretta o indiretta) su base energetica (PCI) [44].

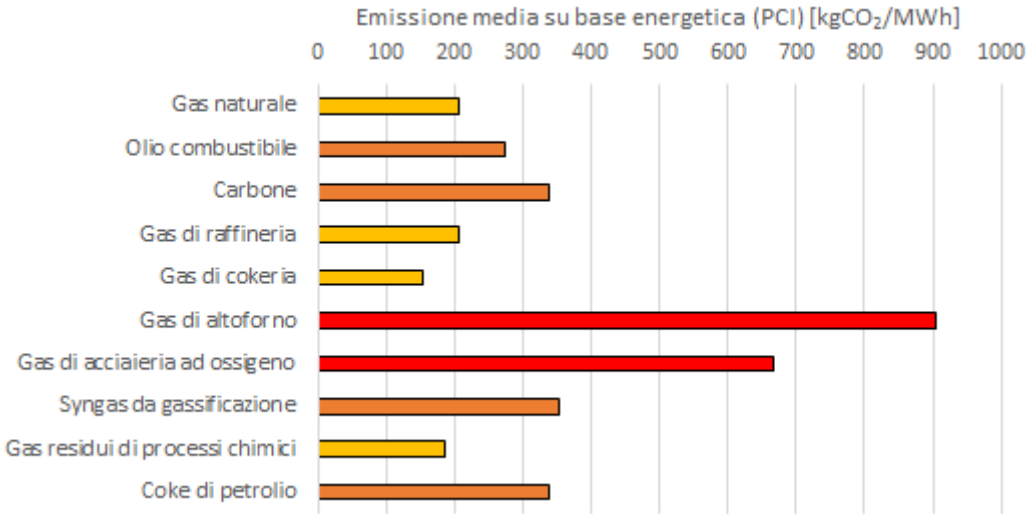

Figura 4.25 - Fattori di emissione medi su base energetica (PCI) nella combustione dei più comuni combustibili ad uso termico.

L'idrogeno, svolgendo la combustione in alternativa a questi combustibili, non causa direttamente emissioni di CO_2 nell'utilizzo finale. Tuttavia, l'energia elettrica rinnovabile impiegata per l'elettrolisi non viene più immessa in rete, e quindi, a parità di fabbisogno elettrico globale, dovrà essere sostituita da altra proveniente da uno o più impianti localizzati altrove, magari termoelettrici e quindi inquinanti.
Facendo l'ipotesi che il comportamento del parco eolico di questo studio non influenzi significativamente il mix di produzione elettrica italiana, per quantificare l'emissione indiretta si considera il valore di emissione medio per la produzione elettrica lorda nazionale dell'anno 2013 [44]: 337,43 kg_{CO2}/MWh.
E' chiaro fin da subito che qualora l'idrogeno sostituisca l'applicazione termica del gas naturale (che emette circa 205 kg_{CO2}/MWh), l'effetto finale dei due contributi sarebbe un complessivo aumento dell'emissione di inquinanti globali.
Come si evince dai vari risultati energetici esposti in questo capitolo, l'estrazione di idrogeno nel ramo P2G dell'impianto comporta una riduzione netta di energia elettrica immessa in rete (fino al 30% nei casi peggiori), quantificabile con l'indice di efficienza di produzione dell'idrogeno (vedi sezione 4.3.2) e variabile a seconda dei parametri a cui è soggetta ogni ottimizzazione.

Ad esempio, riprendendo il caso esaminato al paragrafo 4.3.2, con P_{H2} di 90 €/MWh, se ne riassumono i risultati energetici:

EE prodotta caso base	EE prodotta caso studio	Idrogeno prodotto	Fattore di Recupero MPE	Efficienza di produzione idrogeno	Perdita netta di energia primaria	Perdita percentuale di energia primaria
[GWh/anno]	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[%]	[%]	[GWh/anno]	[%]
66,5	54,7	9,7	48,5	82	2,1	-3,2

La produzione di 9,7 GWh/anno di idrogeno comporta un emissione indiretta ($EM_{INDIRETTA}$), da parte del parco di generazione elettrica nazionale, di:

$$EM_{indiretta} = (EE_{\substack{prodotta \\ caso\ base}} - EE_{\substack{prodotta \\ caso\ studio}}) \cdot EM_{media\ nazionale} =$$
$$= \frac{Gas_{prodotto}}{Efficienza_{produzione}} \cdot EM_{media\ nazionale} = 3989{,}64\ {}^{t_{CO2}}/_{anno} \qquad (4.4)$$

Tuttavia, utilizzando questo gas non inquinante, si evitano le emissioni ($EM_{EVITATA}$), a pari energia termica fornita, di un altro combustibile (i) tra quelli elencati in precedenza:

$$EM_{evitata\ (i)} = Gas_{prodotto} \cdot Fattore\ di\ emissione_{\substack{combustibile \\ i-esimo}} \qquad (4.5)$$

Con riferimento ai valori sintetizzati in Figura 4.25, si calcola l'emissione netta (EM_{NETTA}) di questo assetto impiantistico, a seconda del tipo di combustibile sostituito dall'idrogeno, Figura 4.26.

$$EM_{netta\ (i)} = EM_{indiretta} - EM_{evitata\ (i)} \qquad (4.6)$$

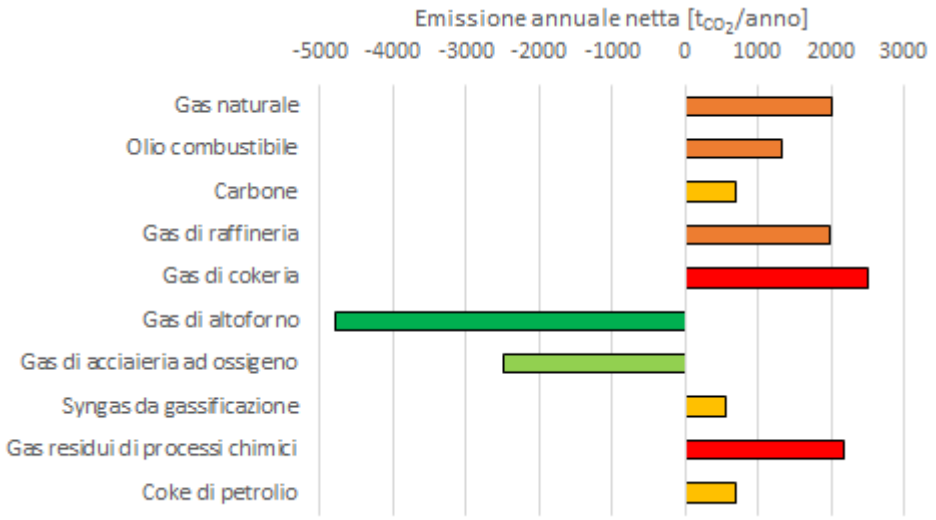

Figura 4.26 - Emissione annuale netta derivante dalla produzione di idrogeno secondo l'assetto impiantistico in esempio (paragrafo 4.3.2, P_{H2} = 90 €/MWh) in funzione del combustibile di cui l'idrogeno sostituisce l'apporto termico.

Allo stato dell'arte, sotto le ipotesi considerate in questo lavoro, la soluzione tecnologica in esame comporterebbe (quasi sempre) una sovra-emissione di inquinanti globali.

Tuttavia, sono plausibili le seguenti considerazioni:

- Se l'energia elettrica non immessa in rete (a causa dell'elettrolisi) fosse sostituita da altra prodotta da energia rinnovabile (ad esempio sovradimensionando il parco stesso, o più in generale la capacità eolica globalmente installata) verrebbe completamente eliminato il contributo di emissione indiretta.
- L'emissione media per la produzione elettrica nazionale lorda è in progressivo calo negli ultimi anni a causa dell'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili (nel 2013 -30% rispetto all'anno 2005) [44]. Auspicando una continua diminuzione in futuro si ridurrebbe l'effetto indesiderato di emissione indiretta.
- Utilizzando celle elettrolitiche ad alto rendimento o adottando alcuni accorgimenti impiantistici (come usare il P2G specialmente nei casi di mancata produzione eolica) è possibile aumentare l'indice di efficienza di produzione dell'idrogeno (vedi Figura 4.11) e quindi diminuire l'emissione indiretta (equazione 4.4).
- Qualora un eventuale impianto a fonti rinnovabili pensato per questa applicazione sia off-grid (non allacciato alla rete elettrica), la produzione di idrogeno tramite P2G sarebbe completamente non soggetta ad emissioni indirette.

4.5.2 Uso trasporti su strada

In alternativa, l'idrogeno può essere utilizzato come combustibile pulito per la trazione stradale. In questo caso prende le veci dei tipici carburanti delle autovetture: benzina, gasolio, GPL (Gas di Petrolio Liquefatto) o GNC (Gas Naturale Compresso), di origine fossile. In scenari futuri, l'H_2 prodotto da FRNP potrebbe affiancarsi ad altri combustibili rinnovabili e puliti come il biodiesel o il bioetanolo, soppiantando l'uso dei prodotti petroliferi. A differenza dei combustibili sintetici derivanti dalle biomasse, l'H_2 non si addice alla miscelazione con idrocarburi liquidi per l'azionamento di motori a combustione interna, ma permette un completo cambio di tecnologia. I veicoli ad idrogeno infatti sono caratterizzati dalla presenza di una fuel cell e di un motore elettrico. Questo metodo di conversione dell'energia (elettrochimico + elettromeccanico) ha un rendimento superiore rispetto al motore a combustione interna, il quale si basa su cicli termodinamici, ad efficienza necessariamente contenuta a causa dei limiti imposti dalla termodinamica (Carnot).
Diversamente dall'uso termico, trattato nel precedente paragrafo, in questo caso il valore energetico dei diversi combustibili non può essere comparato tal quale, poiché le diverse tecnologie di trazione, a pari effetto utile (chilometri percorsi in medesimi cicli di guida), sono caratterizzate da diversi valori di consumo e di emissione di CO_2. In Tabella 16 si elencano i dati che verranno utilizzati per questa analisi, provenienti da un JRC technical report sulle analisi WTW dei combustibili presenti e futuri [45] [46].
In queste analisi ambientali, chiamate anche analisi Well-To-Wheels (WTW, "dal pozzo alle ruote"), si scinde l'inquinamento causato dall'estrazione, trasporto, raffinazione, distribuzione e rifornimento del combustibile (Well-To-Tank, WTT, "dal pozzo al serbatoio") da quello causato dal veicolo in movimento (Tank-To-Wheels, TTW, "dal serbatoio alle ruote"). In Tabella 16 si può notare come l'utilizzo dell'idrogeno non comporti emissioni di gas serra nella parte TTW e solo ridotte emissioni in quella WTT.
Inoltre, i dati sul consumo energetico evidenziano le ridotte prestazioni dei motori a combustione interna in confronto alle celle ad idrogeno, a pari distanza percorsa. I motori convenzionali, tuttavia, attualmente sono estremamente più economici ed affidabili a causa del maggior grado di sviluppo tecnologico.

Tabella 16 - Valori medi di consumo energetico specifico ed emissioni specifiche dei più comuni combustibili fossili ad uso trasporto stradale. Per l'idrogeno si considera la produzione da fonte eolica ed il trasporto su strada allo stato liquido

Combustibile	Funzionamento	Consumo energetico [MJ / 100km]	Emissioni di gas serra	
			Well-To-Tank [g_{CO2eq} / MJ]	Tank-To-Wheel [g_{CO2eq} / km]
Benzina	Otto - Iniezione Indiretta (II)	211.3	13.8	155.8
	Otto - Iniezione Diretta (ID)	203.8		150.3
Gasolio	Diesel	162.5	15.4	120.2
GPL	Otto - Iniezione Indiretta (II)	215.7	8	142.5
	Otto - Iniezione Diretta (ID)	207.8		137.3
GNC	Otto - Iniezione Indiretta (II)	232.3	18	132.6
	Otto - Iniezione Diretta (ID)	211.8		121
H_2	Fuel Cell + Motore Elettrico	75	4.2	0

Per confrontare in modo uniforme le diverse tecnologie e i rispettivi consumi, si riferisce il consumo in termini relativi al caso idrogeno (oggetto di questo studio), introducendo un coefficiente che quantifichi il surplus energetico richiesto dai combustibili convenzionali per il funzionamento delle vetture, a pari effetto finale, rispetto all'idrogeno:

$$Fattore\ di\ consumo_{(i)} = \frac{Consumo\ energetico_{(i)}}{Consumo\ energetico_{H2}} \qquad (4.7)$$

In quest'ottica, ad esempio, ogni MWh di idrogeno richiesto per la trazione su veicolo elettrico a fuel cell equivale a circa 2,8 MWh di benzina, necessari per l'azionamento di un motore Otto ad iniezione indiretta. Tramite il fattore di consumo (FC), è possibile calcolare le emissioni di gas serra causate dai combustibili fossili nel loro impiego al posto dell'idrogeno.

$$Fattore\ di\ emissione_{WTT\ (i)} = Emissione_{WTT\ (i)} \cdot FC_{(i)} \qquad (4.8)$$

$$Fattore\ di\ emissione_{TTW\ (i)} = Emissione_{TTW\ (i)} \cdot FC_{(i)} \qquad (4.9)$$

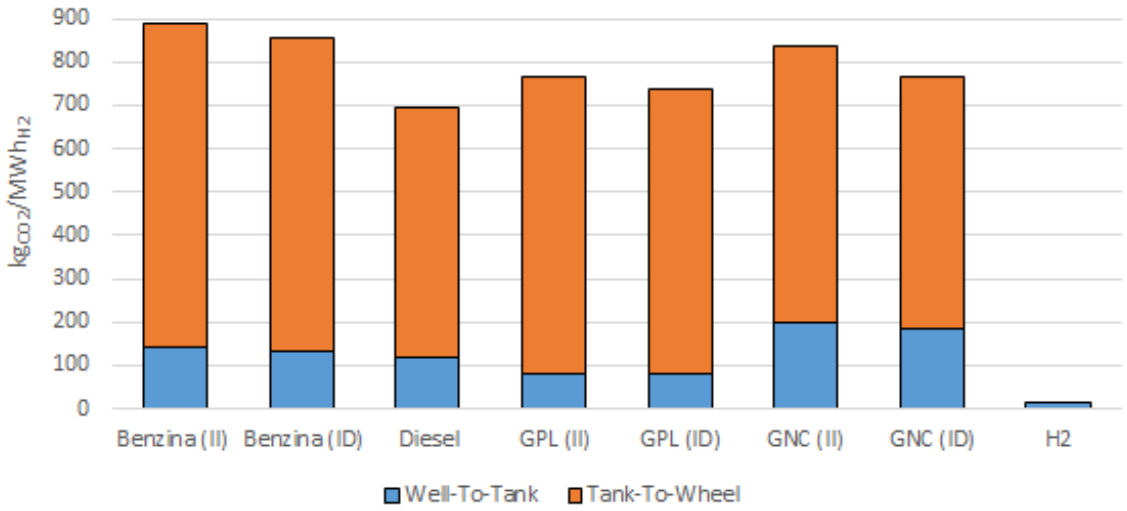

Figura 4.27 - Emissioni WTW causate dai vari combustibili fossili utilizzati per la trazione stradale al posto dell'idrogeno, a pari risultato utile

I risultati sono sintetizzati in Figura 4.27, che mostra le emissioni WTW evitate, per ciascun combustibile, nel caso di eventuale sostituzione con idrogeno prodotto tramite elettrolisi da energia eolica, a pari cicli di guida.
Come già chiarito nel precedente paragrafo, tuttavia, la produzione di H_2 utilizzando energia elettrica rinnovabile, che altrimenti sarebbe stata immessa in rete, comporta un'emissione di CO_2 indiretta, quantificabile col fattore di emissione medio per la produzione elettrica lorda nazionale (337,43 kg_{CO2}/MWh_{EL} per il 2013 [44]).
Considerando l'assetto impiantistico finalizzato alla produzione dell'idrogeno (paragrafo 4.4.2), per esempio per mole produttiva di 1200 kg_{H2}/giorno, si sono ottenuti i seguenti risultati:

EE prodotta caso base	EE prodotta caso studio	Idrogeno prodotto	Fattore di Recupero MPE	Efficienza di produzione idrogeno	Perdita netta di energia primaria	Perdita percentuale di energia primaria
[GWh/anno]	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[%]	[%]	[GWh/anno]	[%]
66,5	51,7	12	58	81	2,8	-4,2

Utilizzando il medesimo procedimento del paragrafo precedente, presentato nelle equazioni 4.4, 4.5 e 4.6, e avendo l'accortezza di considerare la piccola quota di emissione WTT associata al trasporto dell'idrogeno (Figura 4.27), si giunge ai risultati raffigurati in Figura 4.28.

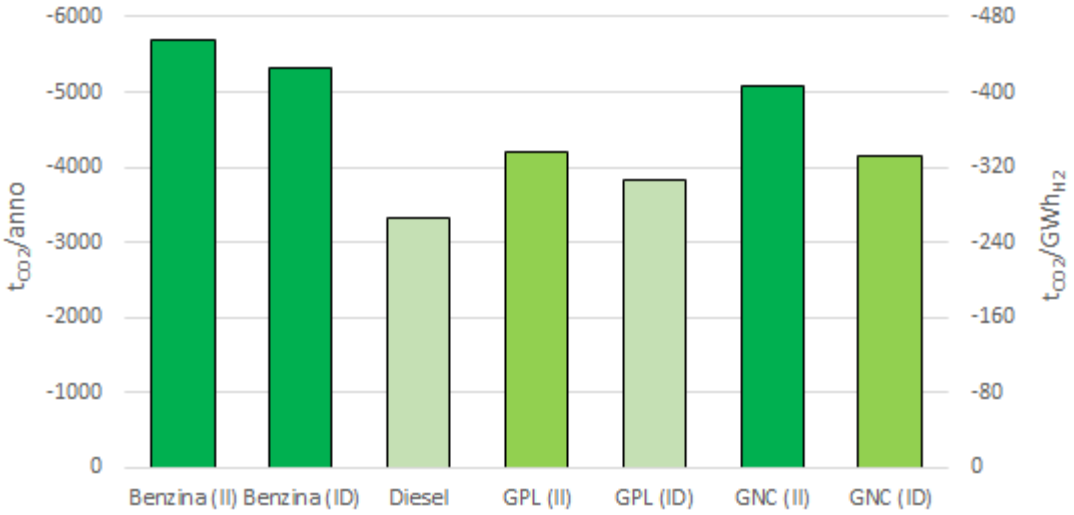

Figura 4.28 – Riduzione delle emissioni nette di gas serra dovute alla sostituzione dei combustibili comuni per l'uso trasporti su strada con l'idrogeno, nell'assetto impiantistico in esempio (produzione di 1200 kg/giorno di idrogeno da rispettare su base mensile)

Grazie alla maggiore efficienza energetica del veicolo ad idrogeno rispetto a quelli convenzionali, il consuntivo netto tra emissioni direttamente ed indirettamente causate ed emissioni evitate è nettamente in favore di queste ultime. In particolare, i benefici maggiori si manifestano nei confronti della benzina e del gas naturale compresso.
L'analisi ambientale di altri casi studio tra quelli svolti in questo capitolo portano a risultati analoghi, in quanto il fattore di emissione indiretta è funzione dell'efficienza globale di produzione dell'idrogeno da parte del parco eolico, che si mantiene quasi sempre tra il 75% e l'85%.
Anche in questo caso sono valide le considerazioni a commento dei risultati netti per l'uso termico dell'idrogeno (Figura 4.26) che, in prospettiva, consentono di favorire ulteriore riduzione dell'inquinamento globale.

Conclusioni

Questo lavoro di tesi ha valutato il potenziale della tecnologia Power-to-Gas, basata sulla produzione di idrogeno attraverso l'elettrolisi, nel caso in cui venga applicata ad un parco eolico esistente di 30 MW, con lo scopo di ridurre gli sbilanciamenti imprevisti della quantità di energia elettrica immessa in rete, incrementare lo sfruttamento della fonte primaria (vento) e di immettere gas pulito e di origine rinnovabile nella rete del gas naturale.
L'analisi è basata su un modello numerico di ottimizzazione lineare mista-intera (MILP) che massimizza il ricavo differenziale pluriennale tra il parco eolico ipoteticamente dotato di una batteria di elettrolisi e quello esistente, privo di organi di accumulo. Il modello di ottimizzazione simula il funzionamento orario dell'impianto integrato, utilizzando i profili di previsione e di produzione eolica e considerando i bilanci energetici, i dati economici del mercato elettrico, le normative specifiche sulla remunerazione degli sbilanciamenti di energia elettrica, i vincoli delle reti energetiche e le caratteristiche dei sistemi di elettrolisi. In particolare, una volta definita ed implementata la struttura generale del modello, si è valutato un caso studio basato sui dati di vento (reale e previsto) di un parco eolico nel Sud Italia. I dati necessari sono stati completati con informazioni provenienti dai dati del mercato elettrico (2013) e da altre specifiche tecniche corrispondenti allo stato dell'arte.
Essendo l'analisi mirata a valutare più aspetti della soluzione impiantistica, i risultati dei vari scenari analizzati vanno scorporati nei loro diversi ambiti: economico, energetico, tecnico e ambientale.
In generale, l'applicazione della tecnologia P2G al parco eolico si è rivelata promettente sotto molti punti di vista.
Innanzitutto, è doveroso precisare che i risultati del modello di ottimizzazione sono estremamente sensibili alle condizioni al contorno imposte tramite i parametri e i vincoli. Poiché la funzione obiettivo è strutturata con logica economica, i parametri più influenti si sono rivelati il costo di investimento specifico per la batteria di elettrolisi, il prezzo di vendita dell'idrogeno e la politica di remunerazione degli sbilanciamenti di energia elettrica.
Nelle condizioni economiche attuali, come ci si aspettava da una valutazione qualitativa, il P2G non risulta vantaggioso dal punto di vista economico. I costi di investimento per le unità elettrolitiche oggigiorno sono alti (1000-1200 €/kW_{EL}) e si necessitano dunque di elevati prezzi di vendita dell'idrogeno per sopperire in tempi ragionevoli ai costi iniziali. Il prezzo dell'idrogeno pari a 90 €/MWh_{PCI} si è rivelato il valore minimo per rendere competitivo questo componente; si consideri però che il prezzo medio del gas naturale nel mercato all'ingrosso attuale si aggira intorno ai 30 €/MWh_{PCI}. D'altra parte, prevedendo la futura riduzione dei costi della tecnologia e l'introduzione di ulteriori meccanismi di incentivazione per i "green gases", le prospettive economiche si fanno più interessanti. Ad esempio, considerando un costo di investimento di 600 €/kW_{EL} e un prezzo dell'idrogeno di 120 €/MWh_{PCI} (equivalente al prezzo medio del gasolio nei distributori di carburante per autovetture), il ricavo differenziale attualizzato (NPV, arco temporale di 20 anni) dell'impianto integrato è di circa 6,5 Mln€, ovvero +22% rispetto ai ricavi netti del parco eolico di base. In seguito verranno dunque menzionati solo i casi favorevoli dal punto di vista economico; per valori di costo d'investimento elevati e prezzi del gas bassi, il modello di ottimizzazione evita l'installazione di unità di elettrolisi.
La taglia dell'impianto P2G, anch'essa un risultato dell'ottimizzazione tecnico-economica, è funzione dei parametri economici e varia, nei casi più favorevoli, tra 3 e 7 MW_{EL}, ovvero il 10-25% della potenza nominale del parco.

Inoltre, per rispettare i vincoli orari di immissione di idrogeno nella rete del gas naturale, negli scenari ad elevato utilizzo del ramo P2G, l'impianto si deve dotare di uno stoccaggio locale del gas (lo stato dell'arte sono serbatoi ad elevata pressione), di capienza variabile tra le centinaia di kWh_{PCI} e le decine di MWh_{PCI}.
Dal punto di vista prettamente finanziario, i tempi di break-even dell'investimento, ovvero il numero di anni necessari a ripagare coi sovra-ricavi i costi sostenuti inizialmente, seguono degli andamenti analoghi ai ricavi e variano tra i 5 e i 15 anni (la vita utile ipotizzata per le unità di elettrolisi è di 20 anni, con una sostituzione degli stack al decimo anno).
Le politiche di remunerazione dell'energia sbilanciata hanno una notevole influenza sui risultati. Delle quattro alternative implementate nel modello, si è scelto di dare maggiore peso alla normativa attualmente vigente per gli impianti programmabili, che penalizza fortemente in fenomeno dello sbilanciamento. Questa scelta, nonostante non risulti la più vantaggiosa dal punto di vista economico, è plausibile nel futuro regolatorio del mercato elettrico poiché le unità rinnovabili aleatorie non beneficeranno sempre di trattamenti agevolati e dovranno dotarsi di misure per aumentare la dispacciabilità della propria produzione.
Con la presenza di un sistema di accumulo in assorbimento, l'impianto è in grado di sfruttare l'energia elettrica disponibile ma non riversabile nella rete elettrica per ragioni tecniche, ovvero evitare la Mancata Produzione Eolica (MPE). Nei casi in cui si dispone di una batteria di elettrolisi di potenza elevata, si può ridurre la quota complessiva di energia eolica tagliata fino al 60%.
Le celle elettrolitiche alcaline hanno un rendimento di conversione (PCI_{H2}/E_{EL}) compreso tra circa 58 e 72% e per questo lavoro è stato scelto un valore intermedio pari al 66%. Considerando le addizionali perdite energetiche di start-up delle unità e il consumo degli impianti ausiliari, l'azionamento del processo di elettrolisi comporta una perdita significativa di energia elettrica da fonte rinnovabile. Tuttavia, il recupero della MPE consente all'impianto integrato di disporre complessivamente di più energia elettrica rispetto al parco eolico senza sistema di accumulo, a pari ventosità. Osservando i risultati annuali, l'output energetico utile totale (energia elettrica + idrogeno) si avvicina molto a quello solo elettrico del parco attuale. La perdita complessiva di energia primaria (a causa della conversione) è generalmente di pochi punti percentuali (2-8% rispetto all'energia elettrica prodotta nel caso di riferimento) ed è strettamente funzione della quantità di idrogeno prodotto, ovvero della taglia ottimizzata del ramo P2G. Questo fenomeno indesiderato può essere contenuto azionando l'elettrolisi principalmente solo nel caso di ordini di dispacciamento di riduzione dell'immissione elettrica da parte del gestore della rete (casi di MPE) oppure dotandosi di celle elettrolitiche a rendimento superiore.
Complice il maggiore sfruttamento della fonte eolica (di una quota che nella realtà viene forzatamente tagliata) questo sistema permette di produrre idrogeno con un'efficienza globale nella maggior parte dei casi superiore all'80%, nonostante il rendimento più contenuto (66%) del processo fisico di conversione.
Dal punto di vista della rete elettrica, l'ottimizzazione economica porta a ridurre l'immissione elettrica annuale in rete, in alcuni casi fino al 30%. Questo risultato suggerisce la possibilità di sovradimensionare il parco eolico, per coprire il carico residuo.
Rilassando i vincoli orari di capacità di accettazione della rete de gas, ovvero ipotizzando l'allacciamento ad un gasdotto di maggiori dimensioni o la vendita dell'idrogeno per un possibile rifornimento di autovetture, lo scenario di funzionamento dell'impianto si modifica. La riduzione dei costi di stoccaggio locale di gas e la possibilità di sovradimensionare la batteria di elettrolisi, consente maggiori introiti qualora il prezzo di vendita dell'H_2 sia elevato. L'impianto integrato tende a produrre maggiori quantità di idrogeno (10-20 GWh l'anno) e a recuperare più efficacemente la MPE (fino al 90%).

Il sistema P2G consente di ridurre il fenomeno dello sbilanciamento di energia (differenza oraria tra energia elettrica immessa in rete ed energia elettrica prevista il giorno prima e contrattata nel programma di immissione). Sotto l'ipotesi di assenza del ramo di riconversione elettrochimica dell'idrogeno in elettricità (Gas-To-Power), il parco eolico del caso studio dispone di un organo di accumulo solo in assorbimento. Di conseguenza, è opportuno scorporare i risultati ottenibili nel contenimento dello sbilanciamento in positivo (eccesso di produzione) e quelli in negativo (difetto di produzione). Nei vari casi considerati, il fenomeno di sovra-immissione si riduce efficacemente, fino al 40% in meno, tuttavia aumentano le situazioni di sotto-immissione, qualora per l'ottimizzazione economica risulti più conveniente la vendita del gas rispetto a quella di elettricità. Considerando i due effetti, il risultato netto è di leggera riduzione della quota di energia sbilanciata complessiva (-5÷-15%).
Introducendo un disincentivo esplicito che penalizza la remunerazione dell'energia elettrica non prevista (ovvero sbilanciata), ad esempio un costo aggiuntivo di 2 €/MWh, i risultati sono decisamente migliori, con una riduzione dello sbilanciamento complessivo del 30-35%.
Un'altra misura efficace per aumentare la dispacciabilità dell'impianto è quella di offrire sul mercato elettrico dei profili orari di immissione inferiori rispetto alla previsione di produzione. In questo modo si riduce la probabilità di sbilanciare in negativo per ridotta disponibilità di vento e si può contare sulla presenza del sistema P2G per recuperare l'eccesso di energia. Nonostante una riduzione degli introiti provenienti dal mercato elettrico, offrendo ad esempio solo l'80% della produzione prevista è possibile ridurre l'energia complessivamente sbilanciata di più del 45%.
Tuttavia, gli approcci che privilegiano il bilanciamento peggiorano le prestazioni di recupero energetico e di efficienza globale di produzione dell'idrogeno. Viceversa, la massimizzazione dei risultati in termini di sfruttamento dell'energia primaria è accompagnata dalla tendenza a trascurare le dinamiche di sbilanciamento. Le varie analisi di sensibilità evidenziano che questa applicazione tecnologica non consente di apportare benefici assoluti in tutti gli ambiti contemporaneamente, dato che gli aspetti economici, energetici e tecnici sono spesso in disaccordo tra loro. Tuttavia, il sistema P2G permette al gestore dell'impianto di decidere autonomamente le modalità di esercizio. Qualora lo scenario economico, tecnico o normativo cambi in futuro, la versatilità dell'impianto conferisce capacità di adattamento e margini di guadagno.
A questo proposito, si sono analizzati due possibili assetti di funzionamento futuri.
Nel primo, il parco eolico utilizza il sistema P2G esclusivamente per ragioni di bilanciamento dell'energia elettrica. I risultati mostrano la possibilità di ridurre la quota di energia sbilanciata in maniera drastica. Riducendo il programma di immissione del 25% rispetto alla previsione di produzione eolica è possibile ottenere una diminuzione dell'energia complessivamente sbilanciata del 70%. Dimezzando il programma di immissione si raggiunge il 90%. Nonostante si sottodimensioni l'output elettrico del parco eolico, la presenza del ramo P2G dell'impianto consente la produzione di energia elettrica dispacciabile. Tramite questo sistema integrato, si rende quasi completamente programmabile un impianto di generazione da fonte rinnovabile fortemente aleatoria. In questo senso, il P2G si propone come tecnologia promotrice di ulteriore diffusione delle energie rinnovabili, migliorandone l'integrazione tecnica con la rete elettrica. D'altro canto, questo risultato è accompagnato da nette riduzioni dei ricavi e delle prestazioni di recupero dell'energia primaria.
Il secondo assetto è quello che prevede come finalità principale la produzione di idrogeno. Si è ipotizzato di dover garantire una fornitura mensile ad un'impresa che si occupa del rifornimento di veicoli ad idrogeno per il trasporto stradale. Il parco eolico si è dimostrato capace di soddisfare una richiesta massima di 1200 kg_{H2}/giorno. Nonostante la taglia del parco consentirebbe la produzione di quantità molto superiori, forniture più cospicue sono difficili da ottenere a causa della scarsa ventosità caratteristica di alcuni mesi dell'anno, come luglio e agosto.

In tali condizioni infatti, risulta necessario disporre di un sistema di stoccaggio del gas dell'ordine delle centinaia di MWh, che però influisce pesantemente sui costi. L'idrogeno è prodotto con elevata efficienza (> 80%) e il grado di recupero della MPE è sostanzioso. Anche in questo assetto, comunque, la maggior parte dell'output energetico dell'impianto è di natura elettrica.
Infine, si valutano le conseguenze ambientali di questo sistema in termini di inquinamento atmosferico di gas serra. L'idrogeno è un vettore energetico decarbonizzato e il suo utilizzo non comporta emissioni di alcun tipo di inquinante. Tuttavia, va sottolineato che, nel caso studio, la produzione di H_2 avviene tramite l'impiego di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, che quindi non viene destinata alla rete elettrica. In quest'ottica, la quantità di energia elettrica impiegata per l'elettrolisi deve essere sostituita, nel bilancio elettrico della rete, con altra proveniente dal parco di generazione. Essendo il mix produttivo italiano attualmente caratterizzato da un'incidenza delle fonti rinnovabili di circa il 42%, la sostituzione dell'energia non prodotta dal parco eolico in esame comporta delle emissioni indirette di CO_2, da parte di altri impianti. Per una corretta valorizzazione di questo fenomeno si è considerata l'emissione media del parco di generazione nazionale. Invece, l'emissione evitata sostituendo l'idrogeno ai combustibili idrocarburici comuni è fortemente dipendente dalla modalità di impiego. Nel caso di utilizzo termico, in sostituzione ad esempio del gas naturale, le emissioni indirette risultano maggiori di quelle evitate. Per ottenere dei benefici in tal senso è necessaria un'ulteriore diffusione delle fonti rinnovabili nel mix produttivo elettrico. Nel caso invece di utilizzo nel settore dei trasporti su strada, complice la maggiore efficienza dei motori elettrici a fuel cells rispetto a quelli a combustione interna e all'alto fattore di emissione di gasolio, benzina e GPL, l'idrogeno da fonte eolica permette di ridurre sensibilmente le emissioni atmosferiche globali. Si parla, infatti, di migliaia di tonnellate di CO_2 evitate all'anno.
Per concludere, questo lavoro di tesi ha dimostrato che il sistema Power-to-Gas rappresenta una valida alternativa futura per aumentare la profittabilità, la dispacciabilità e lo sfruttamento delle fonti rinnovabili non programmabili, promuovendo allo stesso tempo la diffusione di vettori energetici puliti.

Lista delle figure

Figura 1.1 - Schema concettuale della filiera dell'energia elettrica 22
Figura 1.2 - Mappa della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) [1] 23
Figura 1.3 - Schema concettuale sulla liberalizzazione del settore elettrico tramite il Decreto Bersani (1999) 25
Figura 1.4 - Struttura globale del Mercato Elettrico [2] 27
Figura 1.5 - Rappresentazione delle zone del Mercato Elettrico [2] 27
Figura 1.6 - Prezzo medio dell'energia elettrica durante l'anno 2015 suddiviso per macro-zone geografiche di mercato 28
Figura 1.7 - Risoluzione grafica del MGP con meccanismo di merito economico 30
Figura 1.8 - Trasformazione del mix produttivo di energia elettrica in Italia negli anni 1998, 2006 e 2014 34
Figura 1.9 - Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia negli utlimi 10 anni 34
Figura 1.10 - Cambiamento dei profili di carico giornalieri dovuti alle FRNP (zona Sud) 36
Figura 1.11 - Influenza delle FRNP sul prezzo dell'energia nel MGP 37
Figura 1.12 - Andamento medio giornaliero del Prezzo Unico Nazionale nell'ultimo quinquennio 38
Figura 1.13 - Rappresentazione grafica qualitativa delle politiche di remunerazione degli sbilanciamenti 41
Figura 2.1 - La moderna filiera energetica [16] 46
Figura 2.2 - Storico del Total Primary Energy Supply mondiale [17] 47
Figura 2.3 - Share del Total Primary Energy Supply mondiale negli ultimi 40 anni [16] 48
Figura 2.4 - Principali sorgenti di emissione di inquinanti atmosferici locali 50
Figura 2.5 - Storico delle emissioni e delle concentrazioni atmosferiche di CO2 [21] 51
Figura 2.6 - Emissioni di CO2 suddivise per combustibile e per settore [22] [19] 51
Figura 2.7 - Scenari futuri di riduzione dell'inquinamento globale [16] 52
Figura 2.8 - Ripartizione delle fonti primarie per la produzione elettrica negli scenari futuri [19] . 52
Figura 2.9 - Schema di una cella elettrolitica generica 56
Figura 2.10 - Consumo di energia per l'elettrolisi in funzione della temperatura (a) e della pressione (b) [26] 58
Figura 2.11 - Curva caratteristica I-V di una cella elettrolitica alcalina a 20 bar [26] 59
Figura 2.12 - Schema di funzionamento delle tre tipologie di celle elettrolitiche [26] 60
Figura 2.13 - Schema concettuale della tecnologia Power-to-Gas 61
Figura 2.14 - Schema semplificato della filiera Power-to-Hydrogen 61
Figura 2.15 - Integrazione del Power-to-Gas con la rete del gas naturale e la rete elettrica 65
Figura 2.16 - Limiti all'immissione di idrogeno in termini di PCS 67
Figura 2.17 - Limiti all'immissione di idrogeno in termini di indice di Wobbe 68
Figura 2.18 - Mappa della rete europea del gas naturale 69
Figura 2.19 - Confronto tra le principali tecnologie di accumulo elettrico [34] 71
Figura 2.20 - Impianti Power-to-Gas esistenti 74
Figura 2.21 - Impianto P2G di Falkenhagen (Germania) 74
Figura 2.22 - Impianto P2G di Prenzlau (Germania) 75
Figura 3.1 - Schema concettuale del caso studio 79
Figura 3.2 - Schema concettuale del problema di ottimizzazione del caso studio 81
Figura 3.3 – Esempi di spazio delle soluzioni ammissibili per problemi di ottimo vincolati a 3 e a 2 variabili, rappresentabili come spazi 3D e 2D rispettivamente 82

Figura 3.4 - Rappresentazione grafica della risoluzione analitica di un problema di ottimizzazione lineare in due dimensioni. In grigio si osserva la direzione verso cui si massimizza la funzione obiettivo 83
Figura 3.5 - Rappresentazione concettuale del procedimento iterativo seguito da un algoritmo branch-and-bound..... 83
Figura 3.6 - Visualizzazione del procedimento di un algoritmo branch-and-cut 84
Figura 3.7 - Visualizzazione del programma Julia Language tramite prompt dei comandi..... 85
Figura 3.8 - Esempio di andamento della produzione eolica giornaliera (giorno 10 gennaio 2013) 92
Figura 3.9 - Distribuzione dei prezzi dell'energia elettrica su MGP nel 2013 per la macrozona Sud Italia 94
Figura 3.10 - Influenza della policy sui ricavi annuali del parco eolico nel caso base 106
Figura 3.11 - Bilancio energetico nella batteria di elettrolisi (esempio con 16 unità di elettrolisi indipendenti, di cui 6 momentaneamente spente e 10 accese, 4 delle quali in fase di start-up) . 111
Figura 3.12 - Visualizzazione grafica dei vincoli per le Policy 1 e 2. Sz è il segno zonale aggregato dello sbilanciamento (costante oraria nel modello): è positivo quando la zona in questione è mediamente in eccesso di energia, viceversa è negativo. 114
Figura 3.13 - Visualizzazione grafica dei vincoli per la Policy 3. Sz è il segno zonale aggregato dello sbilanciamento (costante oraria nel modello): è positivo quando la zona in questione è mediamente in eccesso di energia, viceversa è negativo. 115
Figura 3.14 - Visualizzazione grafica per i vincoli di Policy 4. Sz rappresenta il segno dello sbilanciamento aggregato zonale. I valori xs e xd sull'asse dello sbilanciamento (d) rappresentano gli estremi sinistro e destro della banda di tutela e segnano i confini delle tre zone. Yd e Yu sono i corrispettivi valori degli oneri di sbilanciamento, e a loro volta segnano il confine delle tre zone nell'asse verticale. 116
Figura 4.1 - Esempio di funzionamento orario dell'impianto combinato, giorni invernali. a) Flussi energetici b) Prezzi coinvolti c) Ramo P2G dell'impianto 120
Figura 4.2 - Andamento orario dello sbilanciamento di energia elettrica nelle medesime 48 ore di Figura 4.1. Sopra sono rappresentate le differenze tra caso base e caso studio, sotto il consuntivo netto tra i due casi..... 122
Figura 4.3 - Differential Revenue e guadagno percentuale tra caso studio e caso base in funzione del costo di investimento specifico per la batteria di elettrolisi e del prezzo di vendita dell'idrogeno prodotto 125
Figura 4.4 - Numero di unità di elettrolisi indipendenti installate in funzione del costo di investimento specifico e del prezzo di vendita dell'idrogeno prodotto 126
Figura 4.5 - Partizione del costo di investimento iniziale. Nell'esempio si considera un costo specifico per le celle elettrolitiche di 600 €/kW e si osserva la costante dipendenza dal prezzo di vendita dell'idrogeno 127
Figura 4.6 - Tempo di brek-even (o pay-back-time) dell'investimento iniziale in funzione del costo specifico delle celle elettrolitiche e del prezzo di vendita dell'idrogeno prodotto..... 127
Figura 4.7 - Confronto dei risultati economici tra le due politiche normative più interessanti..... 128
Figura 4.8 - Suddivisione dell'energia elettrica disponibile nell'impianto combinato in funzione del prezzo di vendita dell'idrogeno (EE = Energia Elettrica) 129
Figura 4.9 - Dettaglio dei flussi di energia differenziati tra caso studio e caso base, al fine di visualizzare gli indici energetici FR e EP 130
Figura 4.10 - Indicatori energetici in funzione del prezzo di vendita dell'idrogeno..... 131
Figura 4.11 - Flussi energetici ed indice di efficienza di produzione dell'idrogeno in funzione del rendimento intrinseco delle celle elettrolitiche..... 132
Figura 4.12 - Sbilanciamento differenziale percentuale di energia elettrica alla rete in funzione del prezzo di vendita dell'idrogeno 134

Figura 4.13 - Riduzione dello sbilanciamento in funzione dell'intensità del disincentivo e del prezzo di vendita dell'idrogeno 135
Figura 4.14 - Influenza della penalità di sbilanciamento e del prezzo immaginario della MPE sulla riduzione dello sbilanciamento e sul FR 136
Figura 4.15 - Risultati economici nel caso di assenza di limiti di produzione di idrogeno 137
Figura 4.16 - Flussi annuali di energia e indicatori energetici in funzione del prezzo di vendita dell'idrogeno nel caso di assenza di limiti di produzione di idrogeno 138
Figura 4.17 - Indici energetici in funzione del prezzo di vendita dell'idrogeno e dei limiti sulla produzione di gas 138
Figura 4.18 - Riduzione dello sbilanciamento di energia in funzione della riduzione del fattore di vendita nel MGP. Andamento per 4 diversi prezzi di vendita dell'idrogeno 139
Figura 4.19 - Scorporamento dei contributi degli sbilanciamenti in positivo e in negativo al diminuire del fattore di vendita 140
Figura 4.20 - Fattore di vendita nel MGP e scorporamento dei contributi positivo e negativo al fine di ottenere una prestabilita riduzione dello sbilanciamento complessivo 141
Figura 4.21 - Funzionamento orario dell'impianto in assetto di riduzione dello sbilanciamento annuale del 70% (in alto). Al centro e in basso dettaglio sulle quote orarie di energia sbilanciata: caso base, caso studio e risultato netto. Le 48 ore in esame sono le stesse di Figura 4.1, ovvero 10-11 gennaio 2013 142
Figura 4.22 - Risultati economici dell'assetto produttore di idrogeno in funzione della mole produttiva contrattata. (*) L'equivalenza kg/gg - MWh/mese è valida ipotizzando un mese standard di 30 giorni. 144
Figura 4.23 - Andamento stagionale della ventosità in prossimità del parco eolico oggetto di studio nel 2013 145
Figura 4.24 - Andamento dei flussi energetici e degli indicatori prestazionali in funzione della mole produttiva mensile di idrogeno contrattata. (*) L'equivalenza kg/gg - MWh/mese è valida ipotizzando un mese standard di 30 giorni. 145
Figura 4.25 - Fattori di emissione medi su base energetica (PCI) nella combustione dei più comuni combustibili ad uso termico. 147
Figura 4.26 - Emissione annuale netta derivante dalla produzione di idrogeno secondo l'assetto impiantistico in esempio (paragrafo 4.3.2, P_{H2} = 90 €/MWh) in funzione del combustibile di cui l'idrogeno sostituisce l'apporto termico. 148
Figura 4.27 - Emissioni WTW causate dai vari combustibili fossili utilizzati per la trazione stradale al posto dell'idrogeno, a pari risultato utile 150
Figura 4.28 - Riduzione delle emissioni di gas serra dovute alla sostituzione dei combustibili comuni per l'uso trasporti su strada con l'idrogeno, nell'assetto impiantistico in esempio (produzione di 1200 kg/giorno di idrogeno da rispettare su base mensile) 151

Lista delle tabelle

Tabella 1 - Timeline delle sessioni del Mercato Elettrico a Pronti (MPE) [2] 29
Tabella 2 - Schema organizzativo del Mercato Elettrico a Pronti (MPE) [2] 29
Tabella 3 - Principali inquinanti atmosferici locali [18] 49
Tabella 4 - Proprietà fisiche dell'idrogeno in confronto con quelle del metano [23]. 53
Tabella 5 - Grandezze termodinamiche e tensioni elettriche coinvolte nella reazione di elettrolisi dell'acqua (condizioni standard: 25°C, 1atm) [26] 57
Tabella 6 - Pro e contro del vettore energetico idrogeno 63
Tabella 7 - Composizione volumetrica di Gas Naturale a diversa provenienza [29] 65
Tabella 8 - Specifiche di qualità del Gas Naturale [23] 66
Tabella 9 - Potenzialità della rete del gas in ottica P2G [23] 69
Tabella 10 - Struttura generale del modello implementato in linguaggio Julia 88
Tabella 11 - Valori medi annuali (2013, zona Sud) dei prezzi dell'energia accettati nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento per la riduzione (acquisto) o per l'aumento (vendita) di immissione di energia elettrica in rete per motivi di bilanciamento del carico 95
Tabella 12 - Andamento dei ricavi del parco eolico nel caso base in funzione della Policy sulla remunerazione degli sbilanciamenti 106
Tabella 13 - Logica funzionale dei vincoli per la Policy 4 117
Tabella 14 - Caratteristiche economiche e fisiche dei più comuni combustibili ad uso trasporti . 123
Tabella 15 - Stima del costo su base energetica (PCI) dei più comuni combustibili ad uso trasporti stradali 124
Tabella 16 - Valori medi di consumo energetico specifico ed emissioni specifiche dei più comuni combustibili fossili ad uso trasporto stradale. Per l'idrogeno si considera la produzione da fonte eolica ed il trasporto su strada allo stato liquido 150

Lista degli acronimi

AEEG (AEEGSI)	Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas (e del Sistema Idrico)
AT, MT, BT	Alta, Media e Bassa Tensione
AU	Acquirente Unico
AWE	Alcaline Water Electrolyzer
DSO	Distribution System Operator
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FRNP	Fonti Rinnovabili Non Programmabili
GME	Gestore dei Mercati Energetici
GNC	Gas Naturale Compresso
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GRTN	Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale
GSE	Gestore dei Servizi Elettrici
IA	Indice di Affidabilità
IP	Integer Programming
LP	Linear Programming
MB	Mercato di Bilanciamento
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato Infragiornaliero
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MPE	Mancata Produzione Eolica
MPE	Mercato a Pronti Elettrico
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
MSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MTE	Mercato a Termine Elettrico
NPV	Net Present Value
OTC	Over The Counter
P2G	Power-To-Gas
PBT	Pay-Back Time
PCI (LHV)	Potere Calorifico Inferiore (Lower Heating Value)
PCS (HHV)	Potere Calorifico Superiore (Higher Heating Value)
PEM	Proton Exchange Membrane
PUN	Prezzo Unico Nazionale
RMSE	Root Mean Square Error
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SEN	Sistema Elettrico Nazionale
SOE	Solid Oxyde Electrolyzer
TPES	Total Primary Energy Supply
TSO	Transmission System Operator
TTW	Tank-To-Wheels
WACC	Weighted Avarage Cost of Capital
WI	Wobbe Index
WTT	Well-To-Tank
WTW	Well-To-Wheels

Bibliografia

[1] Terna, «Il sistema elettrico,» [Online]. Available: https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/cos%C3%A8ilsistemaelettrico.aspx.

[2] Gestore dei Mercati Eergetici (GME), «Vademecum della Borsa Elettrica,» [Online]. Available: https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20091028VademecumBorsaElettrica.pdf.

[3] E. Fumagalli e C. Miriello, *Economia dei servizi e delle reti - Slides del corso, Politecnico di Milano,* 2014.

[4] A. Calvi, «Il settore elettrico: una breve descrizione,» [Online]. Available: http://www.ambientediritto.it/dottrina/Politiche%20energetiche%20ambientali/politiche%20e.a/settore_elettrico_calvi.htm.

[5] Gestore dei Mercati Energetici (GME), «Esiti dei mercati e statistiche,» [Online]. Available: https://www.mercatoelettrico.org/it/Esiti/MGP/EsitiMGP.aspx.

[6] Gestore dei Mercati Energetici (GME), «Mercato elettrico a pronti: MGP, MI, MSD,» [Online]. Available: https://www.mercatoelettrico.org/it/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx.

[7] Terna, «Codice di rete - Capitolo 4: Regole per il dispacciamento,» [Online].

[8] AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA, IL GAS E IL SISTEMA IDRICO (AEEGSI), «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,» Allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006, n 111/06, Testo Integrato - valido dal 1 gennaio 2015. [Online]. Available: http://www.autorita.energia.it/it/docs/06/111-06.htm.

[9] Terna, «Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia,» 1998-2014. [Online]. Available: https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisioni/datistatistici.aspx.

[10] AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA, IL GAS E IL SISTEMA IDRICO (AEEGSI), «Relazione 308/2015/I/efr - Il nuovo mix di produzione di energia elettrica: stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento,» 25 giugno 2015. [Online]. Available: http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/308-15.htm.

[11] AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA, IL GAS E IL SISTEMA IDRICO (AEEGSI), «Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta,» 31 marzo 2014. [Online]. Available: http://www.autorita.energia.it/it/relaz_ann/14/14.htm.

[12] J. Jung e R. P. Broadwater, «Current status and future advances for wind speed and power forcasting,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* 2014.

[13] A. M. Foley, P. G. Leahy, A. Marvuglia e E. J. McKeogh, «Current methods and advances in forecasting of wind power generation,» *Renewable Energy,* 2011.

[14] Terna, «Allegato A73 - Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza,» 2013. [Online].

[15] AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA, IL GAS E IL SISTEMA IDRICO (AEEGSI), «Deliberazione 522/2014/R/EEL - Disposizioni in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili a seguito della sentenza del Consiglio di Stato - Sezione Sesta - 9 giugno 2014, n. 2936,» 23 ottobre 2014. [Online]. Available: http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/522-14.htm.

[16] E. Colombo, *Energetica Generale - Slides del corso, Politecnico di Milano,* 2014.

[17] G. Tverberg, «World energy consumption since 1820 in charts,» 2012. [Online]. Available: https://ourfiniteworld.com/2012/03/12/world-energy-consumption-since-1820-in-charts/.

[18] Regione Lombardia, «L'aria che respiro - L'inquinamento atmosferico locale e globale,» 2014. [Online]. Available: http://www.reti.regione.lombardia.it/shared/ccurl/659/805/AriaCheRespiriamo_4_14corr.pdf.

[19] International Energy Agency (IEA), «Energy and Climate Change - World energy outlook special report,» 2015.

[20] «Global Carbon Project,» [Online]. Available: http://www.globalcarbonproject.org/.

[21] Volker Quaschning - Erneuerbare Energien und Klimaschutz, «Development of Global Carbon Dioxide Emissions and Concentration in Atmosphere,» 2014. [Online]. Available: http://www.volker-quaschning.de/datserv/CO2/index_e.php.

[22] L. Wilson, «Nine simple charts to explain the global carbon budget,» 2013. [Online]. Available: http://reneweconomy.com.au/2013/graph-day-nine-simple-charts-explain-global-carbon-budget-31961.

[23] G. Guandalini, «Seminario ETICO - Politecnico di Milano - "Power to Gas e Idrogeno" - Slides,» 2015. [Online].

[24] FuelCellToday, «Water Electrolysis & Renewable energy systems,» 2013.

[25] Treccani, «Enciclopedia degli idrocarburi - VOLUME III / NUOVI SVILUPPI: ENERGIA, TRASPORTI, SOSTENIBILITÀ - Dalle fonti al mercato: vettori energetici,» [Online]. Available: http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Scienze_applicate/enciclopedia/italiano_vol_2/299-318_ita.pdf.

[26] A. Ursua, L. M. Gandìa e P. Sanchis, «Hydrogen production from water electrolysis: current status and future trends,» *Proceedings of the IEEE, vol. 100, No. 2,* 2012.

[27] European Power-to-Gas, «Power-to-Gas: Overview,» [Online]. Available: http://www.europeanpowertogas.com/about/power-to-gas.

[28] Joint Research Center, «Putting Science into Standards: Power-to-Hydrogen and HCNG,» *EARTO, the European Standards Organisations and the European Commission's Joint Research Centre,* 2014.

[29] Snam Rete Gas, «Bilancio di sostenibilità 2008,» [Online]. Available: http://www.eni.com/en_IT/attachments/sostenibilita/sostenibilita_2008.pdf.

[30] Snam Rete Gas, «Codice di Rete - Allegato 11/A - Specifica tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas naturale,» [Online].

[31] NaturalHY, «Preparing for the hydrogen economy by using the existing natural gas system as a catalyst,» Integrated project - European Commission, 2010.

[32] International Energy Agency (IEA), «Technology Roadmap: Energy Storage,» 2014.

[33] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglabe e W. Rosehart, «Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review,» *Energy for Sustainable Development,* 2010.

[34] ITM Power, *National Grid and Shell - "Power-to-Gas: A UK feasibility study",* Sheffield, 2013.

[35] International Energy Agency (IEA), «Harnessing Variable Renewables: A guide to the balancing challange,» 2011.

[36] M. Benini e S. Alessandrini, «Previsione della produzione eolica e gestione degli sbilanciamenti con sistemi di accumulo,» *Research Gate,* 2013.

[37] *Politecnico di Milano - "Metodi analitici e numerici per l'ingegneria" - Appunti del corso tenuto dal Prof. Parolini Nicola,* 2013.

[38] Fuel cells and hydrogen - Joint Undertaking, «Development of Water Electrolysis in the European Union - Final Report,» 2014.

[39] G. Guandalini e S. Campanari, «Wind power plant and power-to-gas system coupled with naural gas grid infrastructure: Techno-economic optimization of operation,» *Proceedings of ASME Turbo Expo 2015,* 2015.

[40] F. Remonato, *Tesi di Laurea Magistrale - Politecnico di Milano - Ingegneria Energetica - "Integration of the methanation process within a Power-to-Gas storage system using biogas as source of CO2",* 2014.

[41] A. Bartesaghi, *Tesi di Laurea Magistrale - Politecnico di Milano - Ingegneria Energetica - "Valutazione tecnico-economica dell'applicazione della tecnologia del Power to Gas ad un particolare parco eolico siciliano",* 2015.

[42] AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA, IL GAS E IL SISTEMA IDRICO (AEEGSI), «Delibera ARG/elt 5/10 - Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili,» 29 gennaio 2010. [Online]. Available: http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/005-10arg.htm.

[43] K. Klamroth e J. Tind, «Constrained optimization using multiple objective programming,» 2006. [Online]. Available: http://www.math.ku.dk/~tind/multiconstraint.pdf.

[44] ISPRA, «Fattori di emissione atmosferica di CO2 e sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico,» 2015. [Online].

[45] R. Edwards, J.-F. Larive, D. Rickeard e W. Weindorf, «Summary of energy and GHG balance of individual pathways - Well-To-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context - Well-To-Tank Appendix 2,» JRC Technical Report - European Commission, 2014.

[46] A. Huss, H. Maas e H. Hass, «JEC Well-To-Wheels analysis - Report Version 4.0 - Tank-To-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context,» JRC Technical Report - European Commission, 2013.