



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

**DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE ED AZIENDALI
"M.FANNO"**

CORSO DI LAUREA IN ECONOMIA E MANAGEMENT

PROVA FINALE

**"ANALISI DELLE POLITICHE EUROPEE A SOSTEGNO DELLE
ENERGIE RINNOVABILI:
PROBLEMI, LIMITI E POSSIBILI SOLUZIONI"**

RELATORE:

CH.MO PROF. MICHELE MORETTO

LAUREANDA: ELEONORA MAGLIANI

MATRICOLA N. 1043347

ANNO ACCADEMICO 2014 – 2015

INDICE

Introduzione

Significativi valori in termini di risparmio di anidride carbonica permessi dalle energie rinnovabili5

Due condizioni di mercato necessarie: livello tecnologico efficiente e privatizzazione delle esternalità6

Parte 1

1.1 Politiche demand-pull, technology-push e il caso tedesco7

1.2 Spillover positivi e free riding: la Germania di fronte al dilemma del prigioniero8

1.3 Le politiche technology-push possono attenuare gli spillover di quelle demand-pull10

1.4 La Svezia e il sistema di prezzi certificati10

1.5 Germania e Svezia a confronto: come spillover e rischio di lock-in potrebbero essere risolti adottando le politiche di entrambe11

Parte 2

2.1 Le politiche dei sussidi agli investimenti in un mercato parzialmente liberalizzato14

2.2 Il problema del Belgio: sussidi, merit-order-effect e difficoltà nell'integrazione di solare, eolico e fonti tradizionali19

Parte 3

3.1 L'energia è un bene omogeneo quando viene scambiata, ma quando è prodotta? Focus sul fallimento del modello di concorrenza perfetta nel mercato dei sussidi.....20

3.2 Ulteriore inconveniente: l'incertezza come limite alle previsioni24

3.3 I sussidi francesi e il costo medio dell'elettricità25

3.4 Le politiche di tassazione29

Conclusioni

Tipologia delle politiche europee: uno sguardo di insieme39

Incongruenze di fondo che minano le politiche ambientali41

Questa tesi propone un'analisi delle politiche adottate da paesi europei rappresentativi volte ad introdurre nel mercato e a sostenere le fonti di energia rinnovabili.

A scopo introduttivo, verranno esposti alcuni dati numerici e, prima della trattazione dei casi veri e propri, si motiverà la necessità stessa delle politiche ambientali.

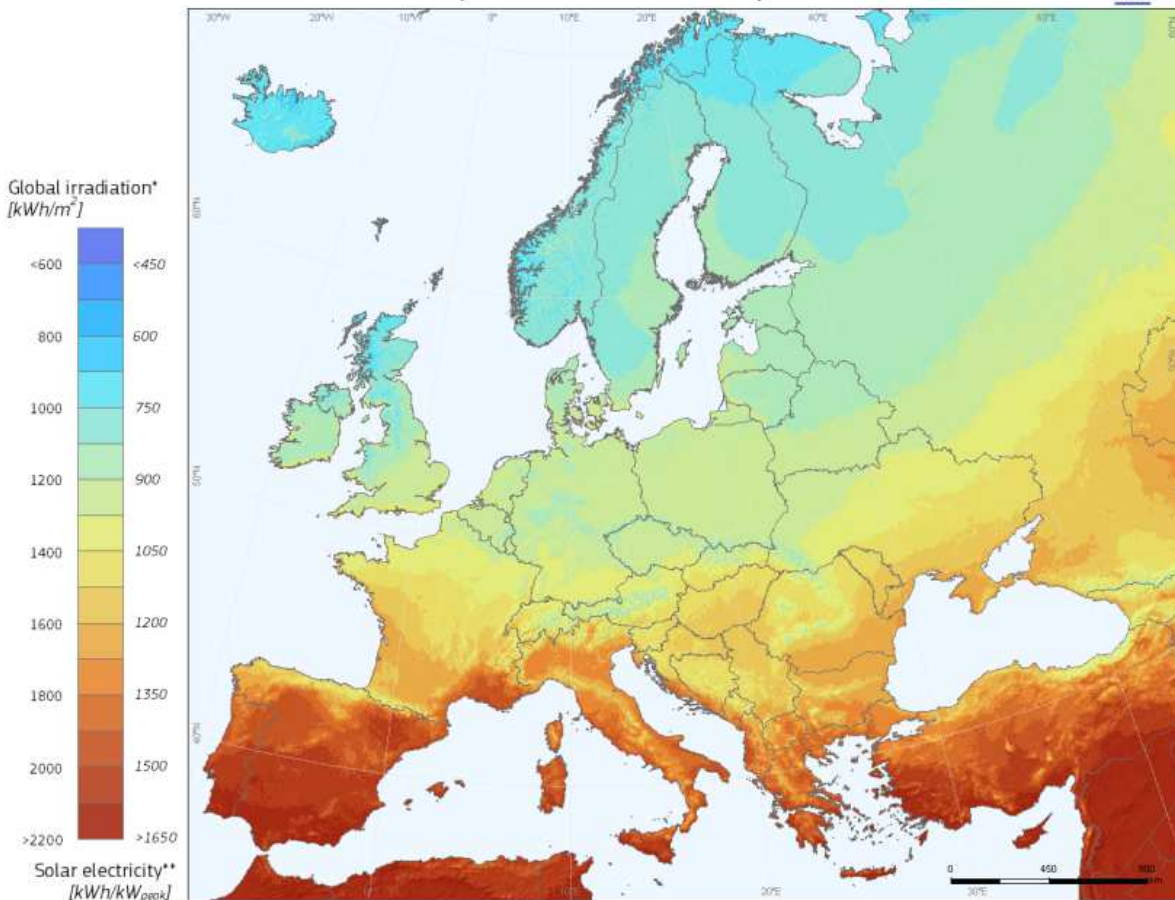
Introduzione

Significativi valori in termini di risparmio di anidride carbonica permessi dalle energie rinnovabili

Al culmine della sua produttività, un impianto fotovoltaico permetterebbe di generare una quantità di elettricità paragonabile a quella di un sistema tradizionale (petrolio, carbone o gas), con il vantaggio di ridurre nettamente la CO₂ emessa nell'atmosfera.

Citando Herwig Lloyd O. (1997), si forniscono alcuni dati numerici: “Burning one ton (2,000 pounds) of coal to generate 2500 kWh's of electric energy produces about 5000 pounds of carbon dioxide, which enters the earth's atmosphere. Thus, a one kilowatt PV system operating in a very sunny location for one year can reduce the carbon dioxide load on the atmosphere by more than two metric tons per year compared to generating the equivalent amount of electricity from coal. Or, a one-megawatt PV system operating for a year could reduce the carbon dioxide load by more than 2,000 metric tons per year”.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries



* Yearly sum of global irradiation incident on optimally-inclined south-oriented photovoltaic modules

**Yearly sum of solar electricity generated by optimally-inclined 1kW_p system with a performance ratio of 0.75

© European Union, 2012
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
EC - Joint Research Centre
In collaboration with: CM SAF, www.cmsaf.eu

Legal notice: Neither the European Commission nor any person acting on behalf of the Commission is responsible for the use which might be made of this publication

Albrecht J. (2014/2015)

Due condizioni di mercato necessarie: livello tecnologico efficiente e privatizzazione delle esternalità

La dovizia di politiche ambientali in Europa è legata all'opinione di molti studiosi che la presenza nel mercato di energie rinnovabili come il fotovoltaico non possa prescindere dall'intervento dello stato, volto soprattutto a garantire un livello di sviluppo tecnologico efficiente e la privatizzazione delle esternalità legate agli investimenti nel pv.

Avvalendosi ancora di Herwig Lloyd O. (1997):

“Market impacts of a magnitude to reduce fossil fuel burning by as much as a quad will require PV price reductions for installed systems by a factor of two to three times (to less than \$2.50 per peak watt) along with consideration of externalities and/or credits for reducing the environmental impact of providing for the world's electricity needs”.

Parlando di esternalità, ci si riferisce sia a quelle positive che negative:

“Without a direct price on negative externalities such as CO2 emissions, economic agents lack incentives to invest in CO2 abatement. Secondly, private companies tend to underinvest in basic energy R&D because of spill-over effects [esternalità positive] and the problematic balance between risks and benefits of ambitious innovation projects. This lack of privately funded energy R&D is problematic from a welfare perspective since marginal social rates of return of R&D are typically in the range of 30–50%, which is considerably higher than private marginal rates of return”. (Albrecht J., Laleman R., Vulsteke E., 2015).

Simili considerazioni possono valere anche qualora il livello tecnologico critico sia già stato raggiunto, a livello di R&D:

“In general, the limits on technological change lie not with science and technology, which tend to evolve much faster than governing institutions, but rather with the organizational, social and institutional changes that allow the diffusion of new technological solutions”.

(Unruh Gregory C., 2002)

Assunta a base della tesi l’opportunità dell’intervento statale, si passa allo studio del primo paese rappresentativo.

Parte 1

1.1 Politiche demand-pull, technology-push e il caso tedesco

Il primo caso affrontato è il binomio tedesco di politiche demand-pull e technology-push.

Peters, M., et al., (2012) a tale proposito affermano che:

”Two kinds of theories emerged in the 1950s and 1960s to explain technical change: “technology push” and “demand pull” (Dosi, 1982). The technology-push concept assumes a supply-side-driven and mainly linear process from research to development and ultimately to diffusion (Bush, 1945). In response to the advocates of technology-push, Schmookler (1966) formulated the demand-pull hypothesis, postulating that anticipated market demand was a key determinant of technical change by incentivizing research in new directions. The debate around the driving forces of technical change has reached a consensus that a combination of technology-push and demand-pull is necessary as they closely interact (Mowery and Rosenberg, 1979)....

It has been widely recognized that for environmental innovations in particular, policy support is an important trigger (Kemp, 1997) for three main reasons.

- First, as most environmental technologies still require substantial R&D investments until reaching competitiveness, they suffer especially from knowledge spillovers (Rennings, 2000).
- Second, the uncertainty about future returns of environmental R&D investments is particularly high (Jaffe et al., 2002).

•Third, negative external effects inherent in most environmental issues put the relative competitiveness of environmental technologies at a disadvantage (e.g., Horbach, 2008).

These problems can be addressed with technology-push and demand-pull policies:

Technology-push policy is typically enacted as public R&D funding and, as such, can directly mitigate underinvestment in R&D.

Demand-pull policies can be devised as market based instruments such as tradable permits, feed-in tariffs or command and control regulation inducing demand through standard setting (Jaffe et al., 2002).

As a consequence, demand-pull policies can reduce the uncertainty of R&D investments through the creation of markets and can compensate for competitive disadvantage caused by negative external effects”.

1.2 Spillover positivi e free riding: la Germania di fronte al dilemma del prigioniero

Posto che queste politiche a sostegno dell’offerta e della domanda sono interdipendenti, è lecito chiedersi se, analizzando gli interventi di un singolo operatore pubblico nell’Unione Europea, essi influenzino anche gli altri stati membri, e come.

Nonostante le opinioni degli studiosi possano essere divergenti, buona parte di essi ritiene che, mentre le politiche technology-push abbiano effetti solo all’interno dello stato promotore, le politiche demand-pull conducano a spillover all’estero.

A tale proposito, si può citare nuovamente Peters, M., et al., (2012):

”Three key findings emerged:

First, our analyses find no evidence that domestic technology-push policies foster innovative output outside of national borders.

Second, both domestic and foreign demand-pull policies trigger innovative output in a country.

Third, we detect no indication that market growth induced by domestic demand-pull policies leads to more national innovative output than market growth induced by foreign demand-pull policies.

Consequently, demand-pull policies create significant country-level innovation spillovers, which could disincentivize national policymakers to engage in domestic market creation”.

Riassumendo, uno dei maggiori rischi per un operatore pubblico europeo è investire in politiche a sostegno della domanda più di quanto esso possa effettivamente beneficiare, a causa del fenomeno del free riding ad opera degli altri stati membri.

La questione è che lo sviluppo tecnico del pv, in questo momento, si trova ad un livello in cui, per un investitore accorto, sarebbe meglio attendere.

Visto nella prospettiva della teoria dei giochi, si tratta del dilemma del prigioniero: ogni investitore sa che, se sarà il primo ad investire, il vantaggio tecnico che riuscirà a raggiungere sarà rapidamente assunto anche dagli altri stati cui, tuttavia, basterà un ulteriore investimento di portata minore per superare il vantaggio competitivo del primo investitore.

Metaforicamente, un nano che sale sulle spalle di un gigante riesce a guardare più lontano del gigante stesso.

Logicamente, nessuno stato vorrebbe la parte del gigante, perché significherebbe investire a fondo perduto: “ The debate on the optimal deployment trajectory for renewables should explicitly consider the balance between deployment incentives and public R&D support. The massive deployment of premature technologies is very expensive. Deployment strategies should be aligned to the evaluation of ambitious R&D programs to minimize the social cost of the energy transition. Since R&D has the potential to significantly reduce technology costs in the longer run, we risk diffusing too expensive and inefficient technologies if R&D efforts remain at current low levels”. (Albrecht J., Laleman R., Vulsteke E., 2015)

“From a global perspective, there is a considerable danger that national policymakers do not sufficiently invest in demand-pull policies to ensure continuous and predictable global market growth due to innovation spillovers of demand-pull policies. A prisoner’s dilemma looms as in the case of global climate policy. For example, if German policymakers drastically reduced their support for PV and other countries did not significantly step up their efforts in a predictable manner due to fear of innovation spillovers, a market downturn would result”.(Peters M. Et al. (2012))

Ciononostante, la Germania sembra costituire un’eccezione; si presenti a tale proposito un estratto di Peters M., et al. (2012):

”While policymakers can be confident that primarily national innovators benefit from innovation effects of technology-push policies, this does not necessarily hold for demand-pull policies: In addition to domestic industries, foreign industries also benefit from national demand-pull policies. Certainly domestic demand pull policies create national benefits beyond innovative output such as a contribution to fulfilling greenhouse gas emission targets and changes in the structure of power generation and distribution which is likely to be needed in the longer term. However, it is questionable whether policymakers will continue to invest in demand-pull policies if such policies cause country-level innovation spillovers that potentially undermine the competitive position of the national industry. Such spillovers are particularly disadvantageous when technologies are still far from competitiveness, as with PV (Bagnall

and Boreland, 2008), since such technologies require a relatively high investment per unit of market created. For example, in Germany the committed feed-in tariff payments for capacity built by 2010 are likely to exceed EUR 50 billion (Frondelet et al., 2008). If German policymakers realize that this investment does not sufficiently translate into innovative output, which can subsequently translate into national competitive advantage and employment, significant cuts in feed-in tariffs are likely. The resulting implications depend on whether the policymaker chooses a national or a global perspective...

... For example, in recent years German policymakers have invested several billion EUR annually into creating markets for photovoltaic technology, while the annual German public R&D funding in this field has remained below 50 million EUR. Subsequently, and in light of these large investments maybe not surprisingly, a heated debate has unfolded over whether this policy mix yields sufficient national innovative output and increases industry competitiveness or whether Germany is funding the 'learning curve of the world'.

1.3 Le politiche technology-push possono attenuare gli spillover di quelle demand-pull?

Stando così le cose, Peters M. et al. (2012) propongono come soluzione agli spillover positivi l'adozione anche di una politica technology-push che, precedendo quella demand-pull, riesca ad arginare il free riding migliorando il vantaggio competitivo del paese investitore e rendendo la tecnologia più autosufficiente sul mercato. Infatti:

"From a national standpoint, policymakers should rather carefully invest in demand-pull policies such as feed-in tariffs in order to prevent country-level innovation spillovers. Such spillovers could be costly to a country's society or at worst undermine a country's competitive position. Technology-push policies appear to be very well suited to complement demand-pull policy funding. They foster innovation and potentially improve the national competitive advantage. Possibly, increased investments in technology-push policies could even reduce the amount of spillovers on the demand-pull funding side: First a country improves its competitive advantage with the help of technology-push policies. Then it intensifies demand-pull policy funding. Now innovation spillovers will be lower as the more competitive domestic industry will capture a higher share of demand-pull policy funding and its innovation benefits.

1.4 La Svezia e la politica di prezzi certificati

È interessante confrontare ora le politiche tedesche con quelle svedesi: la Germania ha adottato tariffe feed-in a sostegno delle RES proporzionali al livello di maturità tecnologica raggiunta da ogni impianto. La Svezia, invece, utilizza un sistema di prezzi certificati, volti soprattutto ad incoraggiare combustibili meno inquinanti. Si nota che i prezzi svedesi tendono

ad essere in media più bassi delle tariffe tedesche: si può supporre che la politica svedese tenda a favorire maggiormente le tecnologie già leader per efficienza e competitività rispetto alle politiche tedesche.

Infatti, secondo Midttun A. e Gautesen K. (2007):

”A striking feature when comparing the two approaches is the high degree of differentiation between technologies of the German tariffs. Tariffs above 50 Eurocents for photovoltaics and below 10 Eurocents for wind illustrate the difference in commercial maturity between the two technologies, and the need to differentiate tariffs to achieve successful development of both. A second observation is that the Swedish certificate prices, based mainly on biofuels, are far lower than the German wind tariffs, and much lower than special German tariffs for bio-fuel. Presumably, competitive pressure in the Swedish market stimulates a selection of more cost-efficient solutions than in the German feed in system”.

1.5 Germania e Svezia a confronto: come spillover e rischio di lock-in potrebbero essere risolti adottando le politiche di entrambe

Si passi allora ad un confronto di carattere più generale: è più efficiente una politica di tariffe feed-in o un sistema di prezzi certificati? Ci si avvale ulteriormente del parere di Midttun A. e Gautesen K. (2007):

”European policy on the greening of the energy industry has been characterised by a debate between proponents of two apparent polar opposites, feed in tariffs and certificate markets. Different European countries have chosen both mechanisms and, as a consequence, the European Union has maintained a fairly pluralist position, abstaining from stricter harmonisation.

...[Secondo Midttun e Gautesen le politiche non si escludono a vicenda, ma dipendono dallo stadio di vita della tecnologia. Pertanto, prima di affrontare tariffe feed-in e prezzi certificati, si proceda ad evidenziare le fasi dell’evoluzione tecnologica, suddividendole a seconda della necessità di raggiungere l’efficienza statica o dinamica]...

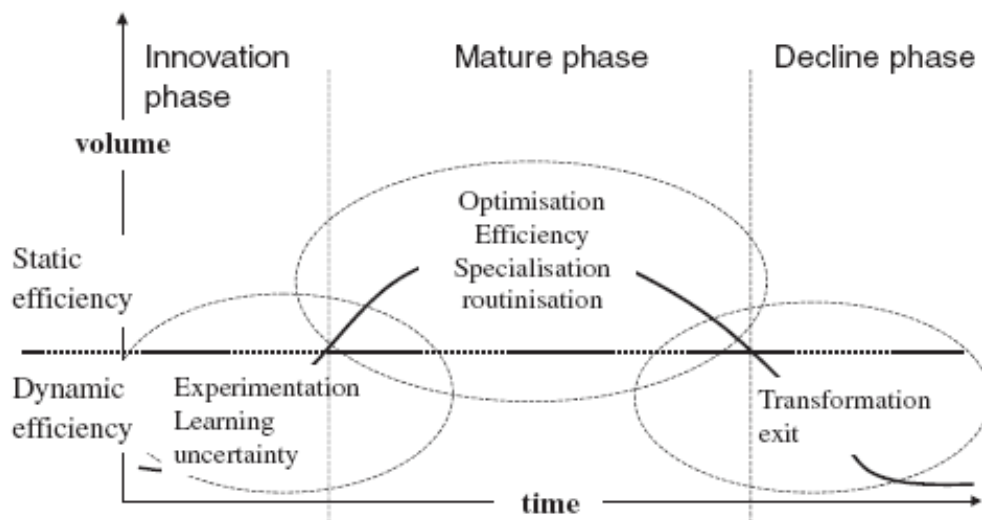


Fig. 1. Static efficiency and dynamic innovation concerns in the product cycle. Midttun A. E Gautesen K, (2007)

[Successivamente gli autori aggiungono:]

“The first phase of product development and growth is most adequately addressed within a dynamic innovation framework, with an emphasis on experimentation and learning (March, 1991; Lundvall, 2002);...

The second phase of maturation and product stabilisation is most adequately addressed within a static efficiency framework, with an emphasis on optimisation and efficiency (Samuelson and Nordhaus, 2005);...

The third phase of decline and withdrawal is most adequately addressed within dynamic efficiency terms, but this time with an added social dimension playing a major role, with an emphasis on transformation (Sapir, 2005)....

The stages of the product cycle should, in other words, be used for policy/regulatory design, where each stage requires distinct and highly different policy interventions, based on different mixes of dynamic innovation and static efficiency premises. In the early innovative phase of the product cycle, the focus of government regulation should be on dynamic innovation-oriented regulation including R&D policies, technology subsidy policies and niche market policies. In the mature phase of the product cycle, relevant elements would be static efficiency-oriented regulation including competition policies, third party access policies and corporate governance policies.

Stimulus of early deployment, following the research and development phase, may probably best be supported by targeted measures such as feed in tariffs or specialised auctions. Such tariffs have the advantage of allowing differentiation and specific pricing of individual

technologies, thereby permitting simultaneous development of a broad spectrum of technologies. [caso tedesco]...

In later phases, where some technologies develop performance characteristics closer to established incumbent technology, niche markets, such as the certificate markets will probably provide a more adequate stimulus to further commercialisation before full competitiveness in the mainstream market is achieved". [caso svedese] (Midttun A. e Gautesen K., 2007)

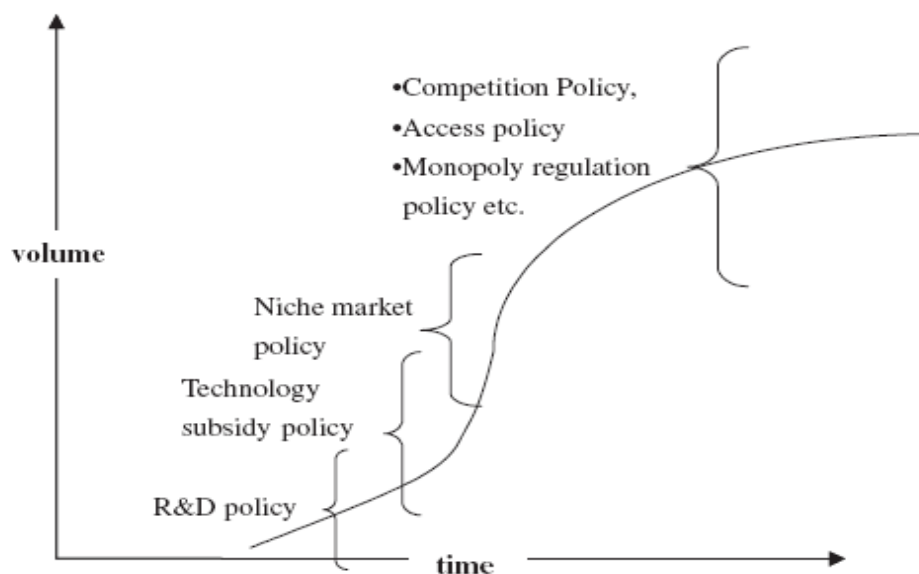


Fig. 2. Policy instruments/regulatory approaches in various sections of the policy cycle. Midttun A. e Gautesen K., (2007)

Midttun A. e Gautesen K. (2007) concludono che:

”The feed in tariffs [Germania] and the certificate markets [Svezia], thus, represent regulatory mechanisms adequately targeting different stages in the product cycle between early R&D and later full market deployment. The feed in tariffs only exposes the technology to a benchmark cost model for the relevant technology, sometimes even favouring suboptimal conditions by, e.g. giving extra support for windmills in locations with poor wind. The certificate-market, on the other hand exposes to cross-technology competition and gives no handicap-privilege....

However, the certificate system with free competition between all renewable technologies ... is clearly not capable of supporting the broader development necessary to further subsequent generations of renewable technology. It could, therefore, plausibly lead to a technological lock-in to mature renewable technology without stimulating future next generation technologies. This is an argument for also having supplementary feed in regulation at early

stages of technological development. Nevertheless, keeping technologies within a feed in mechanism for too long would probably slow down technology development as well as entail foregoing an efficiency potential. When technology development takes place under stronger competitive pressure, as in the certificate model, it would probably stimulate the development of new business models and increase the fit between technology and market needs, thus pressing technology development further down the learning curve. Market-based support, like the certificate markets, also lends itself more easily to internationalisation, with technology mobilisation on a regional or global scale. Internationalisation of renewable energy technology development would deliver advantages of scale and scope....

We maintain that the European debate on feed in versus certificates does not sufficiently reflect the dynamic character of product development. When the product cycle is taken into consideration, there is a clear need for both elements. ... Appropriate timing in the use of policy instruments is of great importance to further green innovation. Failure to differentiate at early stages might lead to technological lock-ins, while failure to promote competition and pressure for efficiency at later stages, when volumes are greater, might entail excessive costs and severe loss of industrial momentum”.

Quindi, si potrebbe riassumere che una possibile soluzione efficiente consisterebbe in un’iniziale politica demand-pull, come le tariffe feed in tedesche, i cui spillover fossero bilanciati da una parallela technology –push, fino a che la tecnologia in questione non diventasse abbastanza competitiva da affrontare un sistema di prezzi certificati di mercato.

In tale modo, si potrebbe superare sia il problema tedesco degli spillover positivi a detrimento dell’investimento in R&D, sia ovviare al rischio di lock-in di una tecnologia poco efficiente, corso dalla Svezia.

Parte 2

2.1 Le politiche dei sussidi agli investimenti in un mercato parzialmente liberalizzato

Si proceda ora all’analisi di un’altra categoria di interventi: i sussidi agli investimenti.

Secondo Albrecht J. (2014/2015), per osservare l’evoluzione degli investimenti, si consideri che i mercati dell’energia sono stati liberalizzati dalla Commissione Europea nel 1996.

Precedentemente, un monopolista possedeva l’intero mercato di uno stato membro, dalla produzione alla trasmissione fino alla distribuzione di elettricità.

L’unico tipo di regolamentazione era l’approvazione governativa di nuovi piani di investimento, atti ad eliminare l’incertezza di mercato.

Tuttavia, dopo che gli investimenti venivano attuati, il mercato si trovava ad affrontare capacità produttiva eccessiva (soprattutto con l'energia nucleare, meno con i piccoli impianti a gas), seguita da repentini aumenti di prezzo a seguito della ripresa crescita del mercato.

Pertanto, la Commissione Europea propose una liberalizzazione, sperando in una maggiore efficienza da parte di un mercato in grado di auto regolamentarsi.

In aggiunta a ciò, è utile all'analisi notare che il mercato dell'elettricità è unico nel suo genere: esso richiede un equilibrio costante fra la domanda e l'offerta. Il sistema è sviluppato per seguire la domanda, che è propriamente definita "load".

Albrecht J. (2014/2015) specifica che il mercato si comporta come un equilibrio istantaneo e intertemporale fra la domanda (load) e l'offerta (generazione). In tale scenario, una tecnologia viene privilegiata a seconda della sua capacità di soddisfare la domanda.

Un disegno di mercato efficiente dovrebbe supportare la migliore combinazione di tecnologie di produzione e bilanciamento.

Oltre a queste generalità, per studiare le politiche di sussidio, secondo Albrecht J. (2014/2015) occorre notare che gli enti che operano nei mercati dell'elettricità sono distinguibili fra tre categorie, a seconda della posizione rivestita nel ciclo di vita del prodotto.

Vi è una prima fase in cui l'elettricità viene generata tramite impianti e venduta al prezzo di wholesale. Poi, c'è la trasmissione, che può a sua volta essere divisa in due passaggi sequenziali. La prima è la trasmissione per lunghe distanze, dal produttore al trasmettitore all'ingrosso. La seconda è la cessione del bene al distributore locale. L'ultimo passaggio è svolto dal distributore locale, che porta l'elettricità ai consumatori.

Nel 1996, la Commissione Europea ha deciso che l'elettricità non è un semplice bene privato, ma ha un'importanza pubblica, pertanto la generazione di elettricità doveva essere liberalizzata.

Tuttavia, le compagnie monopolistiche controllano ancora la rete di trasmissione all'ingrosso e per legge un produttore non può essere allo stesso tempo un trasmettitore o un distributore.

Come esempio, Albrecht J. (2014/2015) espone la situazione belga: dal 1996 vi sono molti produttori, ma solo un trasmettitore monopolista (Elia).

Nello specifico, la "vecchia" bolletta elettrica (ante 1996) era composta dal prezzo del bene, addizionato da costi di network e tasse: la compagnia monopolistica pianificava la possibile domanda attesa e proponeva all'approvazione del governo gli investimenti necessari a lungo termine.

Il governo garantiva la sicurezza dell'offerta (stabilità nella grid parity, flessibilità, bilanciamento), approvava il ciclo di investimenti atto a soddisfare la domanda attesa e regolava i prezzi finali per includervi eventuali tasse a sostegno delle energie rinnovabili.

In conclusione, la presenza di un unico monopolista in ogni paese assicurava l'adozione di nuove politiche climatiche (-20% entro il 2020, 20% di RES entro il 2020...).

Il mercato era integrato verticalmente e l'organizzazione monopolistica assicurava l'ottimizzazione interna di attività e investimenti. Come spiega Albrecht J. (2014/2015), c'era un singolo modello di business che copriva l'intera catena del valore, per esempio, le strategie produttive dovevano essere formulate considerando la capacità della griglia di trasmissione e l'abilità di bilanciamento in circostanze critiche.

In sostanza, il prezzo finale dell'energia era comprensivo delle spese per garantire l'affidabilità e la capacità di adeguarsi del sistema.

Il ruolo del governo doveva essere quindi quello di approvare gli investimenti e monitorare i prezzi stabiliti come conseguenza di questi. Ciononostante, dal 1980 i governi europei fronteggiarono un diffuso tentativo di abusare del potere di mercato da parte dei monopolisti.

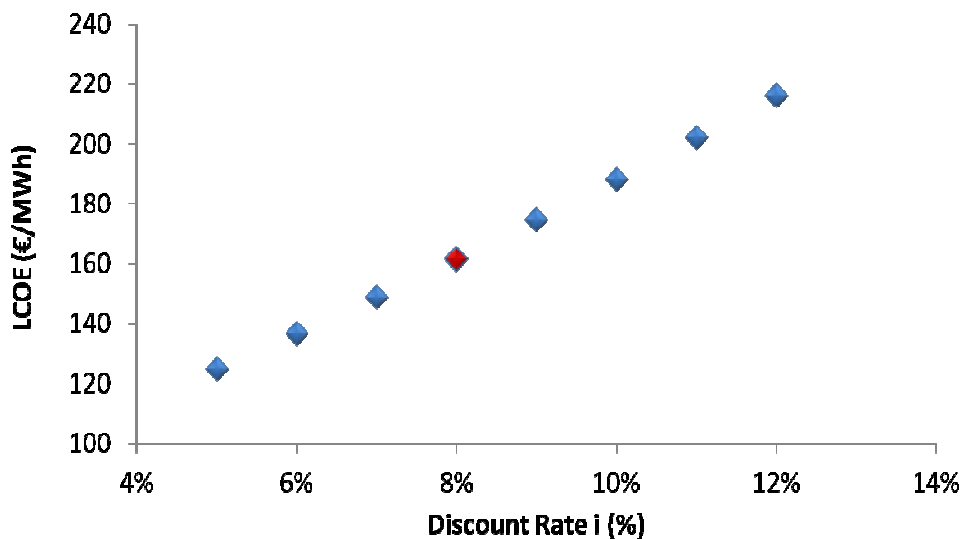
Questa situazione spiega la scelta di liberalizzare almeno parte della filiera. Tuttavia, anche la politica anti-monopolistica (post 1996) non è scevra di debolezze. Albrecht J. (2014/2015) illustra come il singolo governo europeo non potesse aspettarsi che i produttori di elettricità investissero spontaneamente in fonti energetiche rinnovabili. Infatti, i produttori sono costretti ad agire come in un modello di concorrenza perfetta e non possono permettersi investimenti costosi in nuove tecnologie che rischiano di non essere abbastanza competitive.

Sebbene il monopolista nella trasmissione (Transmission System Operator) assicuri la fornitura del bene, esso non può influenzare le scelte di generazione che, come nel caso delle RES, comportino maggiori sforzi in termini di bilanciamento e back-up.

In quanto ogni compagnia controlla solo un'attività, non ci sono cross-subsides. Se ci fossero, compagnie che occupano diversi livelli nella linea produttivo- distributiva potrebbero accordarsi per ottenere pieno vantaggio dai sussidi, senza necessitare di un intervento governativo mirato che obblighi i produttori a investire.

Inoltre, un ulteriore elemento detrattore nel post 1996 è rappresentato dall'incertezza ambientale, come già accennato precedentemente.

Come mostra questo grafico, il tasso di Return On Investment di un investimento può cambiare notevolmente a seconda del tasso di sconto adottato.



Albrecht J. (2014/2015)

Esso rappresenta la correlazione fra il tasso di interesse utilizzato per attualizzare i flussi di cassa futuri e il Levelized Cost of Electricity. Questo ultimo corrisponderebbe ad una approssimazione del costo di produzione dell'elettricità, tenendo conto di tutti i costi sostenuti e degli investimenti da ammortizzare. Sarebbe, in sostanza, il costo medio di produzione. Si può vedere una stretta correlazione lineare positiva fra il tasso di sconto e il costo medio. In breve, qualora un produttore ottenga un finanziamento per costruire un impianto, più è alto il tasso di sconto, maggiore è il capitale che dovrà restituire alla banca in futuro. Considerando che il tasso di sconto è a sua volta linearmente dipendente in modo positivo dalla rischiosità dell'investimento in questione, maggiore è la rischiosità percepita dell'investimento, più sarà difficile installare un impianto ad energia rinnovabile.

In conclusione, oggi è compito dell'operatore pubblico sostenere gli investimenti. Teoricamente, la manipolazione del mercato da parte del governo dovrebbe essere illegale, in quanto essa rappresenterebbe una distorsione dalla libera competizione.

D'altro canto, Albrecht J. (2014/2015) ricorda che, qualora l'operatore pubblico non incoraggiasse lo sviluppo delle RES, nessun altro ente economico lo farebbe, poiché gli investimenti in questo settore sono rischiosi e possono ridurre la competitività dell'attore.

A questo punto, è necessario introdurre un altro nome: mercato delle capacità. In tali mercati, i generatori negoziano e ricevono incentivi a investire sotto forma di sussidi.

Tali sussidi possono essere finanziati come percentuale sulla bolletta elettrica ricevuta dai consumatori domestici. Un'altra soluzione è finanziarli tramite le tasse generali.

Attualmente, vi è un dibattito in Europa sulla reale efficienza dei sussidi tramite i mercati delle capacità. Tale diatriba si fonda sull'ipotesi che essi siano dopo tutto parte del più generale mercato dell'energia, intesa come commodity e scambiata in concorrenza perfetta.

Il rischio è che questi mercati del “solo bene energetico” non ispirino sufficienti investimenti...pur in presenza di sussidi.

Si potrebbe cercare di spiegare questo fenomeno asserendo che, pur presenti, i sussidi non possono ovviamente coprire l'intero investimento necessario a sviluppare una nuova tecnologia rinnovabile. Pertanto, i produttori di energia elettrica dovrebbero essere disposti a sostenere costi notevoli con un Return On Investment (ROI) alquanto incerto.

Posto che l'energia è venduta al costo marginale, questo non cambia nel caso di maggiori costi fissi.

Si aggiunga l'ulteriore ipotesi che il mercato all'ingrosso si avvicini al caso di concorrenza perfetta, ipotesi non peregrina in quanto il bene in questione è trattato come omogeneo negli scambi fra generatori e trasmettitori (ovvero i distributori all'ingrosso).

Ne risulta che, se il produttore in questione investe allettato dai sussidi e non ottiene il ritorno sperato, il suo utile marginale non cambia, ma deve sostenere una perdita di capitale immobilizzato, rischiando alla fine di ritrovarsi in perdita.

Infatti, in quanto il mercato si trova in una situazione di concorrenza perfetta, il produttore non potrebbe scaricare l'investimento sugli acquirenti, in quanto dovrebbe aumentare il prezzo, perderebbe in competitività e verrebbe superato dalla concorrenza.

In aggiunta, si potrebbe ipotizzare un' altra situazione. Ponendo che i produttori di elettricità decidano di investire, e si accordino per alzare il prezzo all'ingrosso dell'elettricità allo scopo di tutelarsi nel caso il ritorno sugli investimenti non fosse soddisfacente, ci potrebbe essere una collusione perfetta. Ciononostante, occorre osservare che ci sarebbe una tentazione forte, da parte di un produttore che non avesse sostenuto grossi investimenti (e che quindi non avrebbe molto da perdere), ad abbassare il prezzo all'ingrosso per fagocitare tutta la domanda di mercato a discapito degli altri.

Tuttavia, questa debolezza nella collusione sarebbe inficiata a sua volta dalla probabile incapacità di un singolo produttore di soddisfare completamente la domanda.

Oltre a ciò, un basso prezzo all'ingrosso potrebbe anche essere dovuto alla natura monopolistica dell'acquirente. Infatti, essendo unico compratore (come per esempio la compagnia Elia in Belgio), il trasmettitore su larga scala potrebbe comportarsi come in un monopsonio, stabilendo di fatto il prezzo dell'elettricità.

Come si può vedere, lo scenario è alquanto vario e difficile da definire, e contribuisce a spiegare come mai gli stati membri continuino a erogare sussidi, nonostante un' analisi di teoria dei giochi possa fornire un esito dubbio sulla loro efficacia. Inoltre, come già detto precedentemente, la presenza stessa di un sussidio può creare conseguenze inaspettate, in

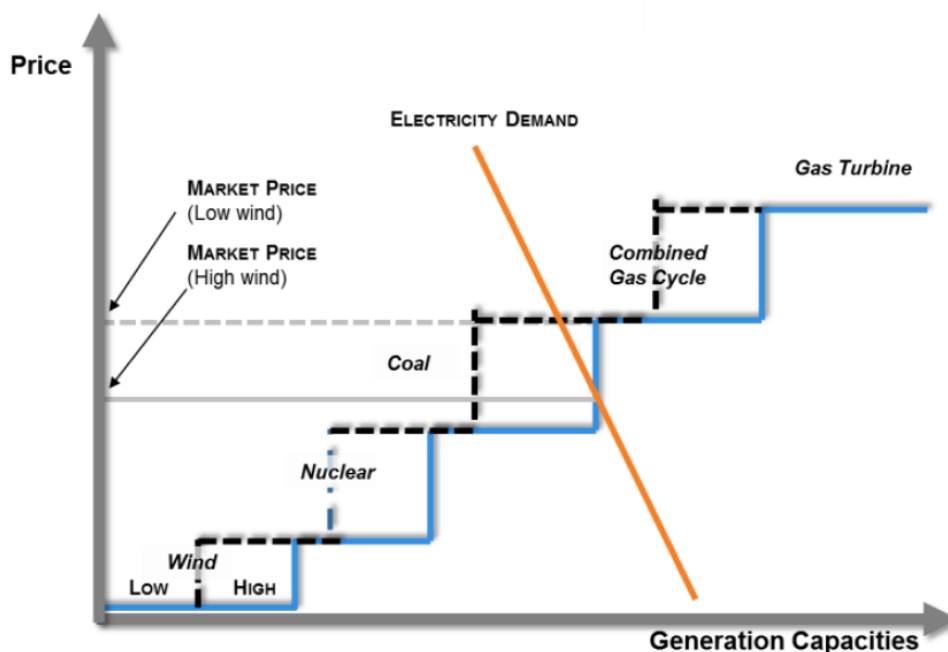
quanto rappresenta l'intrusione di un elemento esogeno in un sistema di per sé autonomo. Un esempio delle conseguenze nefaste che possono avere i sussidi è dato dal caso del Belgio.

2.2 Il problema del Belgio: sussidi, merit-order-effect e difficoltà nell'integrazione di solare, eolico e fonti tradizionali

A tale proposito, il professor Albrecht J. (2014/2015) illustra la situazione rappresentativa dell'impianto di Tessenderlo (Belgio). Esso era uno dei migliori impianti europei nella produzione di elettricità tramite gas, in quanto godeva di una percentuale di conversione altissima (57%).

Il professor Albrecht J. specifica che la capacità di conversione di un impianto è la sua abilità nel trasformare l'input nell'output elettricità. Solitamente questa percentuale (input/ output disponibile) è sotto il 50%, cosicché Tessenderlo avrebbe potuto essere un notevole avanzamento tecnologico nella trasformazione del gas in energia. Tuttavia attualmente l'impianto non è attivo, nonostante vi siano stati ingenti investimenti privati e l'impianto sia teoricamente in grado di produrre.

Figure 10 – The merit order effect of RES



Albrecht J. (2014/2015)

A quale fenomeno economico- politico si può imputare l'inattività dell'impianto a gas di Tessenderlo? Il professor Albrecht J. lo definisce merit-order-effect.

Dagli appunti di Albrecht J. (2014/2015), si comincerà con lo specificare che nel grafico sopra sono riportati solo i costi marginali di produzione dell'energia, e non i costi fissi come gli investimenti iniziali.

Tutti i costi marginali di produzione compongono la linea azzurra "a scaletta". Questa funzione rappresenta la curva di offerta nel mercato dell'elettricità.

I costi marginali di produzione formano quindi la curva di offerta: i produttori di energia elettrica vendono il prodotto ad un prezzo pari al costo marginale.

La retta rossa che incrocia la "scala" blu rappresenta invece la funzione di domanda di elettricità.

Il punto di intersezione fra l'offerta e la domanda determina il prezzo di mercato generale di tutta l'energia elettrica che viene comprata e venduta. Questo ultimo punto è di fondamentale importanza: indica che, qualora si potesse produrre energia ad un costo marginale superiore od inferiore rispetto a quello ufficiale di mercato, il produttore e venditore andrebbe rispettivamente in perdita o in utile.

Parte 3

3.1 L'energia è un bene omogeneo quando viene scambiata, ma quando è prodotta?

Focus sul fallimento del modello di concorrenza perfetta

Ci si trova quindi di fronte ad un modello economico insolito: nonostante l'elettricità possa essere ritenuta una commodity e il modello non infici un'informazione imperfetta né fra i consumatori, né fra le imprese produttrici, la concorrenza è imperfetta.

In primo luogo, si può ritenere che il bene veicolato dal mercato sia omogeneo: si provi ad immaginare il mercato dell'energia come un unico grande fiume da cui il consumatore possa attingere tanta energia quanta ne desidera ad un prezzo marginale costante.

(Ps: il prezzo potrebbe anche variare all'aumentare della quantità consumata, ma visto che questo non distorce l'analisi, Albrecht J. ha preferito semplificare il modello assumendo il prezzo costante).

In secondo luogo, si può presupporre una situazione di informazione perfetta, in quanto è possibile risalire con relativa facilità al costo dell'energia imputato ai consumatori da ogni produttore.

Pertanto, ci si dovrebbe trovare davanti ad un modello di concorrenza perfetta; tuttavia, ciò non avviene: posto un dato prezzo marginale di vendita al mercato, un impianto il cui costo marginale fosse minore andrebbe in utile, e nel caso il costo marginale fosse maggiore di quello di mercato andrebbe in perdita. Ciò si scontra con l'assunto che, in un mercato di concorrenza perfetta, un produttore efficiente venda al costo marginale con profitto marginale uguale a zero.

Si potrebbe spiegare questo bug del sistema osservando che, anche se l'energia si può ritenere un bene omogeneo quando è entrata nel mercato, essa non lo è durante il precedente stadio di produzione.

| | Fuel cost (€/MWh) | Total cost (LCOE, excl.CO₂ cost), €/MWh |
|----------------------|------------------------------|---|
| PV | 0 | 190 |
| Wind onshore | 0 | 107 |
| Wind offshore | 0 | 142 |
| Nuclear | 8 | 98 |
| Coal | 30 | 67 |
| Gas | 50 | 76 |
| Biomass | 75 | 122 |

Albrecht J. (2014/2015)

Per spiegare il fenomeno di Tesserlo si ricordi, innanzitutto, che il mercato dell'elettricità deve rimanere costantemente in equilibrio perfetto: la domanda del mercato deve essere soddisfatta immediatamente e nella esatta quantità richiesta. Ciò significa che, rispetto ad un modello classico di domanda e offerta, i produttori non riescono a vendere la quantità eccedente e il prezzo non cambia in caso di sovrapproduzione.

Si ricordi che il punto di intersezione fra domanda e offerta determina il prezzo: attualmente il costo marginale che determina il prezzo di vendita è quello del gas.

Ponendo ipoteticamente il costo marginale del gas pari a 50€ al megawatt, la configurazione del mercato implica che ogni megawatt di elettricità prodotta e venduta venga remunerato 50. Questo vale anche per le energie rinnovabili, anche se, nel caso del fotovoltaico e dell'eolico, il costo marginale di produrre un'unità in più è nullo (si veda la tabella blu sopra).

Se ci si aspetta che il mercato mantenga un determinato status quo (domanda elevata e produzione dalle fonti rinnovabili piuttosto bassa) il gas e le RES possono convivere.

Tuttavia, si assuma una riduzione dei consumi e della domanda, che provoca uno spostamento della retta rossa verso sinistra.

Inoltre, si consideri nel modello che la capacità produttiva delle rinnovabili possa aumentare: per esempio, se è una giornata particolarmente soleggiata, i pannelli fotovoltaici catturano maggiore irradiazione solare; e se c'è forte vento, più energia eolica viene prodotta.

Da notare che queste non sono ipotesi peregrine: in seguito alla crisi del 2007 e poi del 2010, i consumi si sono effettivamente ridotti e, fra essi, anche la domanda di elettricità.

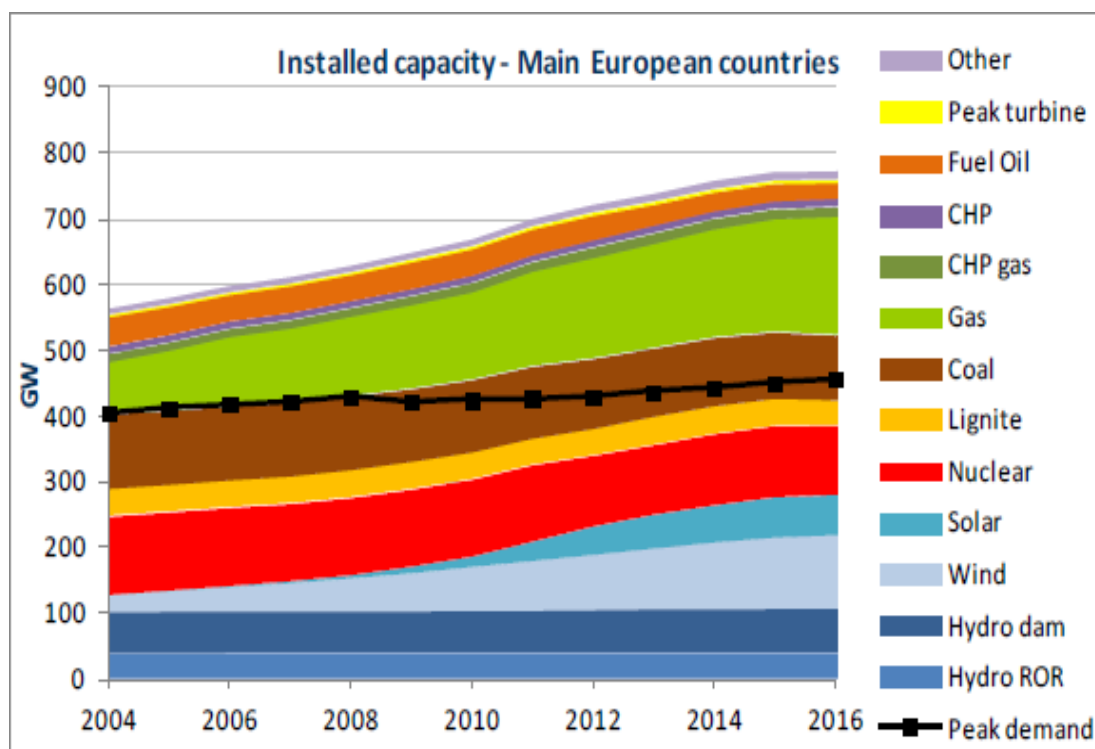
Inoltre, le energie rinnovabili sono di per se mutevoli e sovraccarichi di produzione dovuti a fenomeni meteorologici eccessivi (troppo vento, troppa pioggia o prolungata siccità) non sono purtroppo più inusuali.

Si aggiunga a ciò il continuo progresso tecnologico che migliora l'efficienza produttiva delle rinnovabili. Ovviamente, questo progresso è dovuto a notevoli investimenti di capitale, ma i costi fissi non impattano sul costo marginale, mentre la quantità prodotta, a parità di costo marginale, aumenta.

Da un punto di vista grafico, la scarsità di energia rinnovabile provoca uno spostamento della curva di offerta a sinistra. Una sovrapproduzione, invece, uno spostamento della curva a destra.

Nell'attuale congiunzione economico politica ci si trova ad osservare una contrazione della domanda. Se questa situazione è abbinata ad una contemporanea sovrapproduzione da parte delle rinnovabili, la curva di domanda si sposta a destra e il punto di equilibrio del mercato cambia.

In questo modello, il nuovo punto di equilibrio non è più il gas, ma la fonte di energia che si trova sul gradino inferiore rispetto al gas: il petrolio o, in alcuni modelli estremi, persino il carbone.



Albrecht J. (2014/2015)

Dal grafico si nota che se l'eolico e il pv fossero eliminati, tutte le altre fonti di energia slitterebbero verso il basso e la linea nera, che indica il picco della domanda, potrebbe incrociare il gas (in verde nella rappresentazione).

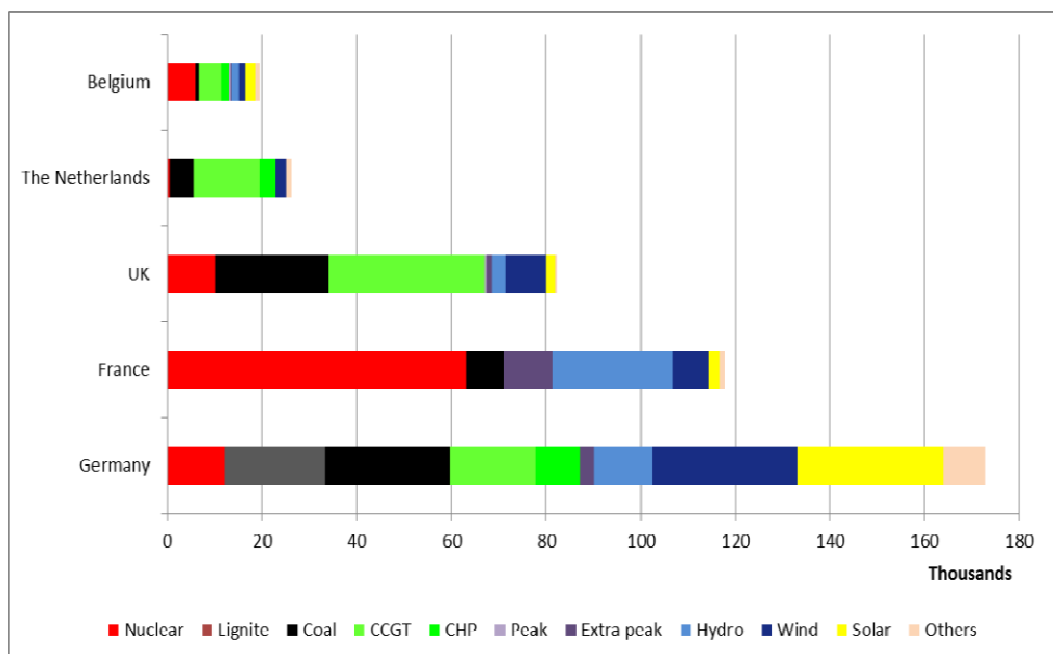
In conclusione, quando il vento o l'irradiazione solare sono forti, il prezzo marginale di equilibrio scende e il mercato espelle automaticamente la produzione tramite gas, il cui prezzo

marginale è troppo alto per essere competitivo. Pertanto, l'impianto di Tessengerlo non è in funzione perché le rinnovabili lo hanno escluso dal mercato.

Tuttavia, il problema non è circoscritto alla chiusura degli impianti a gas: il nuovo equilibrio di mercato si è assestato su fonti che producono più anidride carbonica del gas, come il petrolio e, in alcune situazioni estreme dove la domanda è molto debole e l'offerta addirittura eccessiva, sul carbone.

In conclusione, si può dire che le conseguenze più problematiche in seguito ad una politica di sussidi sono date dagli sconvolgimenti delle tecnologie già presenti nel sistema (come il gas) a causa dell'intrusione forzata di tecnologie esterne. Infatti il sussidio riduce l'investimento in capitale fisso iniziale, il cui rischio di recupero è il maggior detrimento alla costruzione di impianti fotovoltaici. Qualora l'operatore pubblico, attraverso una politica di sussidi, abbassi sufficientemente il costo in termini di capitale fisso, si arriverebbe ad un break-even point accettabile, considerando che il costo marginale delle RES è infinitamente più basso rispetto al prezzo marginale a cui sono vendute sul mercato dell'elettricità

Il merit-order-effect è un esempio di come i sussidi atti a sostenere gli impianti fotovoltaici potrebbero escludere dalla grid-parity altre forme di produzione, di per sé efficienti, come il gas.



Albrecht J. (2014/2015)

È importante notare che tali conseguenze dei sussidi si sono verificate in concomitanza con particolari condizioni, in Belgio. In primo luogo, una filiera produttiva che passa dallo stato di concorrenza imperfetta nella produzione a quello di concorrenza perfetta nello scambio. Il secondo fattore è legato agli scambi al costo marginale, nel mercato dell'energia belga.

Sarebbe lecito chiedersi se la presenza dei sussidi avrebbe gli stessi effetti nel caso di un mercato al costo medio, e non marginale. Si analizzerà a tale proposito il caso francese, subito dopo l'esposizione della terza condizione belga: l'incertezza nella previsione degli effetti.

3.2 Ulteriore inconveniente: l'incertezza come limite alle previsioni

Dal caso del Belgio si apprende l'importanza dell'incertezza nella previsione energetica. Tutte le ipotesi formulabili sul tipo di fonti che verranno impiegate dipendono dalla futura posizione della curva di domanda e dalla capacità produttiva dell'offerta. A tale proposito, sarebbe opportuno spendere qualche parola per illustrare i principali limiti all'analisi che l'incertezza comporta.

In generale, in aggiunta alla frammentazione delle politiche, ci sono altri aspetti rischiosi o negativi, di solito non presi in considerazione prima di investire nelle RES (Renewable Energy Sources); secondo Bohringer C., Mennel T. P. e Rutherford T. F. (2009):

1. la possibilità di effetti "boomerang" dell'energia rinnovabile (ovvero il rischio di inquinamento di diverso tipo rispetto a quello delle energie fossili)
2. incertezza scientifica nella previsione degli effetti
3. incertezza nell'importanza dell'impatto che avranno le politiche economiche attuate
4. incertezza dovuta alla stabilità stessa della politica economica adottata

Per quanto riguarda il primo punto (effetti boomerang) ci si affidi alle osservazioni di Baker E. e Shittu E., (2008):

"Goeschl and Perino (2007) take a unique approach and consider that R&D into abatement may actually "boomerang" by creating more pollution, perhaps of a different kind. An example of a boomerang is nuclear power, which provides a carbon-free source of energy, but has other environmental problems. They assume that each boomerang creates a novel pollution (implying that it is beneficial to diversify pollutants); and that investment is purely sequential: only one technology can be invested in at a time. For a fixed level of investment society can bring a new technology on line; however, there is some exogenous probability that the technology will be a boomerang, rather than a pure backstop.

...[a tale proposito, si approfitti dello stesso articolo per leggere questo passaggio illuminante a proposito della tassa sulle emissioni:]...

Thus, while technical change is endogenous, uncertainty is exogenous. They find that in this framework R&D is an attractive substitute to emissions taxes. The emissions tax only rises when either the advanced technology arrives or it becomes clear that the advanced technology is never going to arrive. That is, in the absence of the advanced technology, the emissions tax is very expensive. It is only used to either spur the usage of the advanced technology once it

arrives; or as a last resort as it becomes apparent that the technology will not arrive. This suggests that the optimal carbon tax in the face of uncertain technical change is lower than if technical change is either deterministically available or deterministically unavailable. That is, uncertainty in technical change means a lower optimal carbon tax (and therefore lower optimal abatement). This is a particularly interesting result, because it shows that the implications of uncertainty cannot always be inferred from sensitivity analysis.

Bohringer and Rutherford (2006)”.

Questo ultimo passaggio verrà ripreso in seguito per dimostrare la difficoltà nello stabilire un efficace prezzo sulle emissioni di CO₂.

In particolare, si potrebbe identificare nell'incertezza delle conseguenze e nell'incapacità di prevedere effetti inaspettati uno dei maggiori limiti alle politiche dei sussidi.

Per esempio, precedentemente si era indicato che in Belgio lo scambio di energia avviene sempre al costo marginale e questo, unito all'impossibilità di predire l'andamento della domanda, si concretizzava nell'incapacità di scegliere l'investimento ottimo in fonti non supportate da sussidi, come il gas.

Si presenti un caso concreto dell'incertezza come limite alle previsioni sull'andamento dei sussidi al pv: “A very striking feature of the FIT and GC schemes for PV in the past years is their unpredictability. Over the last 5 years the subsidies for PV-electricity have dropped radically due to decreasing overall PV-system investment costs, but also because of the financial crisis and resulting budget cuts. In 2009–2010, FIT's for PV in some member states were as high as 350–450 €/MWh, whereas today, this has dropped to 50–100 €/MWh in most member states. Some countries have even canceled subsidies altogether (Spain, Belgium). Despite these radical changes in PV support schemes in the period 2012–2013, current annual expenditures on PV demand-pull incentives are still very high because of the long duration of PV support contracts (up to 25 years, depending on the country). German households pay today the FIT -subsidies for PV- installations which have been installed at times of much higher FITs” (Albrecht J., Laleman R., Vulsteke E., 2015).

3.3 I sussidi francesi e il costo medio dell'elettricità

Sarebbe lecito chiedersi se simili inconvenienti si presentino anche in un mercato dove gli scambi avvengono al costo medio. Si esporrà a tale proposito l'esempio della Francia.

Dagli appunti di Albrecht J. (2014/2015), è curioso notare che dal punto di vista delle energie rinnovabili scelte, la Francia si discosta dalle vicine Spagna e Germania, i cui governi hanno

deciso di investire molto nel fotovoltaico e, nel caso della Germania, anche nell'eolico. La Francia, piuttosto, predilige la fonte idroelettrica, similmente a Svezia e Finlandia.

Da un punto di vista strettamente tecnico, l'idroelettrico è una scelta più efficiente del pv e dell'eolico. Per cominciare, la frequenza idroelettrica è maggiore. Come già accennato precedentemente, la frequenza è la capacità tecnologica di estrarre più elettricità possibile da una fonte. Per esempio, se la frequenza ammonta a 50%, significa che ,per un megawatt che sarebbe ipoteticamente possibile ricavare, l'uomo riesce a catturarne solo la metà. 50% è stata usata come percentuale per la sua semplicità, ma solitamente I valori di frequenza sono più bassi.

Oltre a ciò, vi è un ulteriore punto a favore dell'energia idroelettrica: è immagazzinabile. Una delle maggiori pecche dell'energia fotovoltaica è, infatti, la sua incapacità di essere conservata: l'elettricità prodotta va consumata subito e nella quantità in cui è prodotta, altrimenti va perduta.

Invece, qualora si abbia un eccesso di energia idroelettrica, la si può impiegare per esempio pompando acqua in cima alla diga o alla cascata. In questo modo, si può attendere il momento in cui vi sarà domanda elettrica per aprire le paratie della diga, lasciar scendere l'acqua e produrre energia. Ovviamente parte dell'energia potenziale andrà perduta nel pompaggio dal piano inferiore a quello superiore, ma questa strategia è comunque migliore che perdere irreparabilmente tutta l'energia potenziale.

Tuttavia, neanche l'idroelettrico è esente da rischi: in media, ogni 15 anni sopraggiunge un inverno secco, che comporta penuria di acqua da sfruttare. Questo deprime l'offerta e, visto che la domanda non cambia, alza enormemente i prezzi dell'energia.

Abbandonando ora la situazione particolare del settore idroelettrico, si deve segnalare che lo scenario francese esula dalla norma europea. Infatti, lo stato manovra il settore più di quanto sarebbe lecito secondo le norme sancite dall'Unione, in particolare regolando i prezzi all'interno del mercato dell'energia in modo da recuperare i costi capitali connessi agli investimenti. Inoltre, il mercato francese si distingue in quanto l'energia viene scambiata non al costo marginale di produzione, ma al costo medio.

Il problema è che non solo il mercato è drogato dall'intervento statale, ma in più il prezzo di vendita in equilibrio è dato dallo stadio di recupero degli investimenti. Questo implica che, qualora si adottino politiche di ammortamento degli investimenti decrescenti e vi siano deprezzamenti degli stessi, si fronteggi un costo medio dell'elettricità decrescente. Sorge allora il problema che dopo 15/20 anni il valore di questo capitale fisso è molto basso, e l'impianto rimane operativo ad un costo minore di quello che potrebbe raggiungere un asset nuovo. Ciò comporta prezzi dell'energia al dettaglio più bassi, che entrerebbero in

competizione con i nuovi impianti. Poiché il costo medio dei nuovi asset sarebbe maggiore, essi rischierebbero di uscire dal mercato. In particolare, in una situazione come quella presentata dal grafico del merit-order-effect, questo effetto sarebbe acuito dalla presenza delle fonti rinnovabili. Si prospetti infatti uno scenario in cui i nuovi impianti sono in competizione con quelli vecchi, che hanno un costo di produzione bassissimo e, in più, anche con le fonti di energia rinnovabile. Precedentemente, si è detto che le RES vengono scambiate nel mercato al loro costo marginale, che è pari a zero. Considerando la politica francese, che è fortemente influenzata dallo stato, si può però presumere che anche le RES entrino nella grid-parity al loro costo medio. Tuttavia, sebbene non si possa assumere che il loro costo medio sia basso, in quanto sono necessari impegnativi investimenti iniziali per installare un impianto fotovoltaico o idroelettrico, si sa che la Francia, come tutti gli stati europei, destina sussidi non indifferenti allo sviluppo delle rinnovabili. La presenza di sussidi riduce il costo totale legato all'investimento iniziale, che a sua volta riduce pure il costo medio. Pertanto, qualora i sussidi fossero sufficientemente elevati, si potrebbe giungere ad una situazione in cui il costo medio delle RES è minore del costo medio dell'elettricità prodotta da impianti recenti. Questo ultimo prezzo è superiore anche a quello degli impianti ormai usurati. Quindi, in seguito al merit-order-effect, la domanda francese sarebbe soddisfatta prevalentemente tramite RES e vecchi impianti per la lavorazione dei combustibili fossili. Questi contribuirebbero a ridurre il prezzo di scambio dell'energia ed escluderebbero dalla grid-parity i nuovi impianti (per esempio nucleari), che non si rivelassero abbastanza competitivi.

A tale proposito, si proponga di seguito un grafico esplicativo. Esso rappresenta l'andamento degli investimenti francesi in capitale fisso, ovvero il rinnovo degli impianti fra gli anni 60' e il 2010.

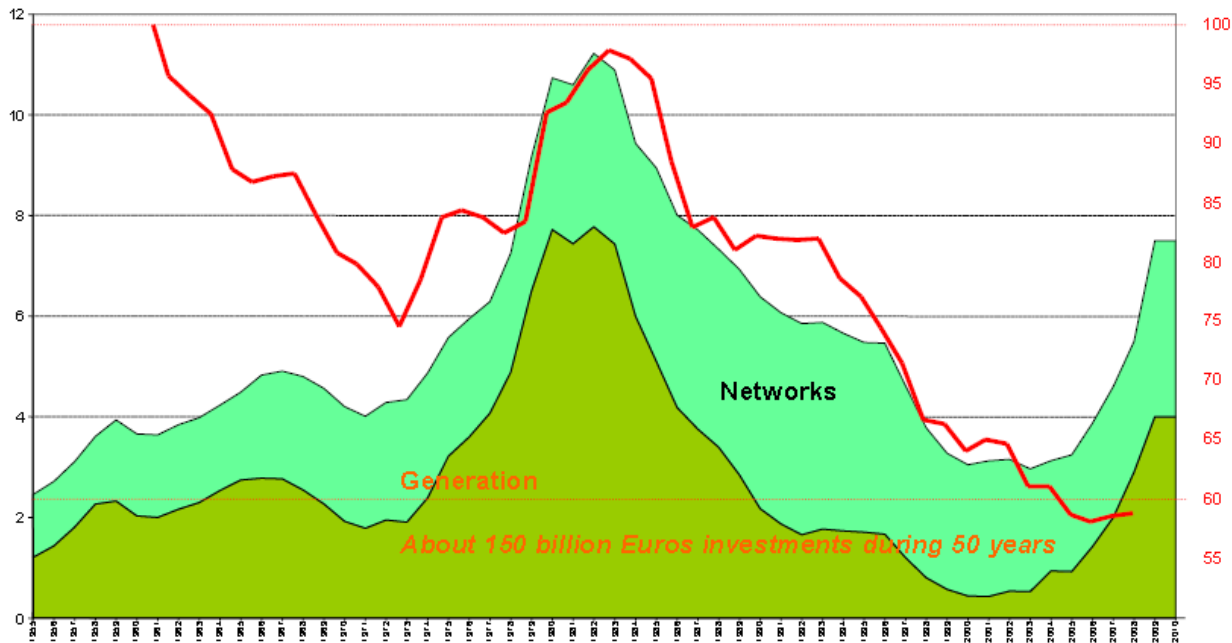
Si nota che, nonostante vi sia stato un aumento degli investimenti nell'ultimo periodo, si è presentato un notevole calo fra il punto di picco e il 2000.

Vi sono due pecche in una simile politica di prezzi. La prima è che le RES non sono sempre affidabili. La Francia sfrutta molto l'idroelettrico, ma è sufficiente un inverno secco per minare alla base questa fonte di energia. Inoltre, il costo dell'energia ricavata da impianti obsoleti è basso, appunto perché questi impianti stanno ormai secernendo la loro residua capacità produttiva. Quando questi impianti fossero definitivamente dichiarati inutilizzabili, si dovrebbe procedere alla costruzione di nuovi. La presenza di nuovi costi capitali incrementerebbe enormemente il costo medio, che corrisponde al prezzo di vendita. Pertanto, la bolletta energetica francese salirebbe rapidamente. Questo fenomeno sarebbe ulteriormente acuito qualora ci si trovasse nella sfortunata situazione di scarsità energetica prodotta dalle RES (che come già detto è un rischio di natura ciclica per la Francia). Così, l'unica fonte

affidabile in tale sfortunata congiunzione sarebbe legata ai nuovi investimenti, che fornirebbero energia ad un costo molto più alto di prima, e questo potrebbe provocare uno shock di mercato.

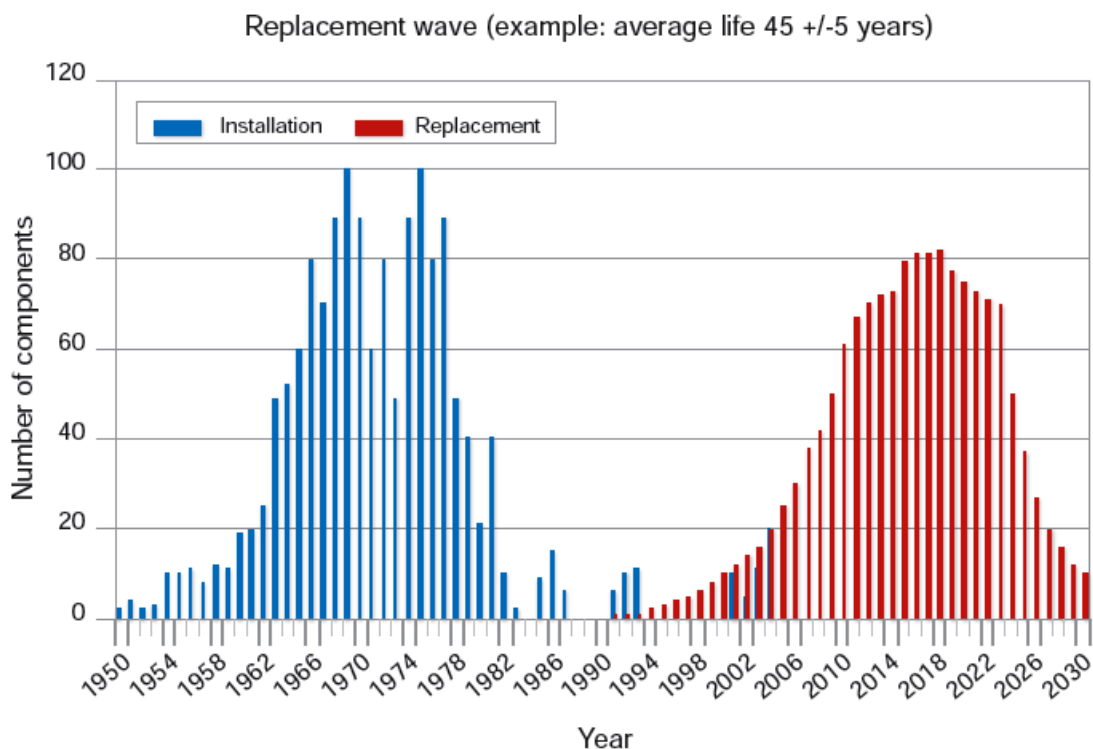
Evolution of Electricity Investments in France (1955-2011)

Power generation and network investments in constant 2007 Euros; billion Euros on the left-axis
 Tariffs in red (industrial tariffs in real terms, Euros/MWh on the right-axis) are linked to investment effort since the first oil shock in 1974 (start of nuclear program) **source: EDF**



Albrecht J. (2014/2015)

Figure 6.1: Installation of distribution assets over time



Note: Historic and future expected investments of a typical Dutch DSO.

Source: Gaul *et al.*, 2005 and Jongepier, 2007.

Albrecht J. (2014/2015)

3.4 Le politiche di tassazione

Prima di soffermarsi su un altro paese in particolare, si espone un istogramma relativo al prezzo medio dell'elettricità imputato ai consumatori domestici in tutti gli stati dell'Unione Europea.

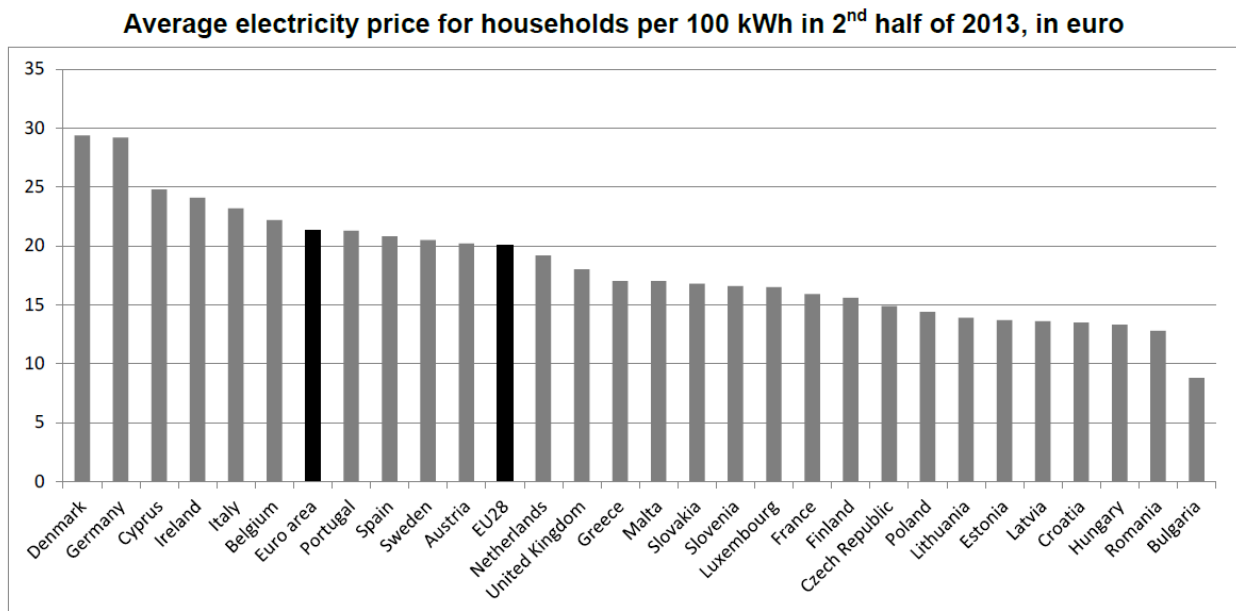
Il professor Albrecht J. (2014/2015) introduce il grafico stimando il prezzo attuale lordo dell'elettricità 45€ al MegaWatt. Questo costo corrisponde a quanto pagato da un rivenditore al dettaglio; successivamente, vengono addizionati alla commodity energia costi di trasporto, distribuzione e tasse. Il tutto ricade sul consumatore finale. L'ultima voce elencata rappresenta appunto una tassa aggiunta indipendentemente dalla generazione e dalla trasmissione di energia. Il suo scopo è sostenere lo sviluppo di fonti rinnovabili, per esempio attraverso finanziamenti pubblici in RD&D.

Questa politica ambientale di tassazione è stata adottata in modo molto efficace dalla Danimarca, come si provederà a dimostrare.

In primo luogo, dall'istogramma si nota che gli abitanti della Danimarca e della Germania pagano 280€ di bolletta energetica, quelli di Romania e Bulgaria in media 100€.

In Francia, invece, il prezzo non è liberamente deciso dal mercato, ma determinato dal governo, anche se questa pratica è di fatto proibita nell'Unione Europea.

Pertanto, Albrecht J. (2014/2015) sottolinea che è inutile paragonare la situazione francese con quella di altri stati europei, ad esempio il Belgio, che agiscono in base alle regolamentazioni comunitarie.



Albrecht J. (2014/2015)

Prima di esporre la situazione danese, è opportuno ricordare che c'è una differenza sostanziale fra il prezzo dell'elettricità all'ingrosso e quello al dettaglio; definiti da Albrecht J. (2014/2015) rispettivamente wholesale e retail.

Dagli appunti di Albrecht J. (2014/2015), i produttori stabiliscono il prezzo all'ingrosso in corrispondenza del break-even-point, per recuperare i costi. Essi vendono l'elettricità ai venditori retailer come se questa fosse una commodity. Successivamente, il bene è caricato dei costi di network e trasmissione.

In aggiunta a questo, vi può essere il caso di costi di retail più alti dovuti alle tasse. Per esempio, un operatore pubblico che volesse incoraggiare lo sviluppo e l'impiego di nuove fonti di energia rinnovabile potrebbe stabilire una tassa sulla bolletta energetica per sostenere tali investimenti.

Nell'analisi delle politiche ambientali dei paesi europei, Albrecht J. (2014/2015) sottolinea opportunamente che le grandi compagnie industriali pagano generalmente meno la fornitura di energia rispetto ai consumatori domestici.

Si può spiegare questo in quanto le industrie devono competere nel mercato, pertanto sono tassate in misura minore. Ci si può invece aspettare che il costo dell'elettricità come commodity sia più o meno lo stesso fra consumatori industriali e privati.

Tuttavia, per raggiungere l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO2 del 20% entro il 2020, gli stati membri devono sostenere con sussidi tecnologie che al momento non sarebbero in grado di affermarsi spontaneamente sul mercato.

Si aggiunga inoltre che l'elettricità è priva di valore se non entra nella grid-parity, ma che, una volta presente, non ne è distinguibile la fonte.

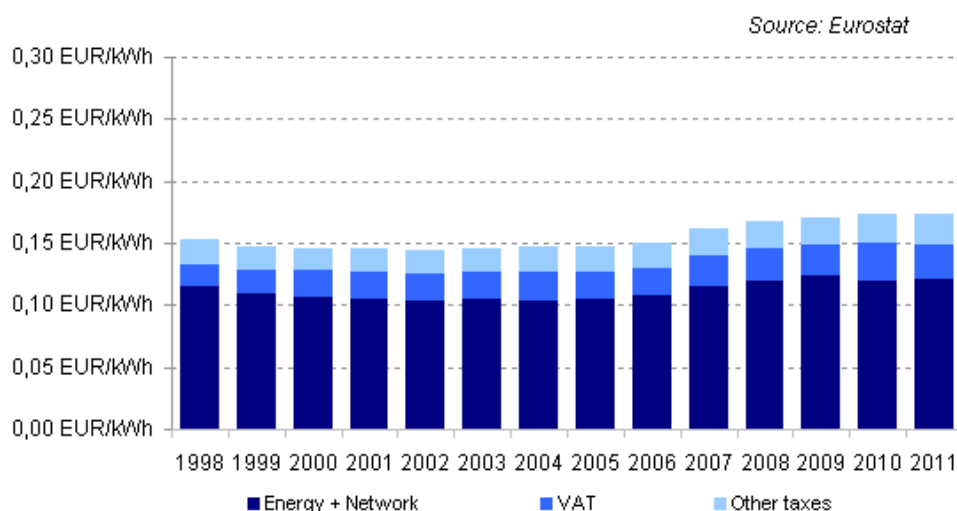
In sostanza, le RES non potrebbero essere competitive a causa degli enormi e rischiosi investimenti in capitale fisso necessari; pertanto i governi possono incentivarne lo sviluppo tramite tasse speciali. Il costo delle suddette è caricato sulla bolletta elettrica dei consumatori privati.

Nei seguenti grafici viene mostrata un'analisi della bolletta energetica imputata al consumo domestico e alle industrie in diversi paesi europei.

Dalla seguente coppia di grafici azzurri si noti che la bolletta per un consumatore domestico è molto più alta di quella imputata ad un'industria.

Si osservi inoltre che i costi di network e le tasse sono pagate in misura maggiore dai consumatori privati.

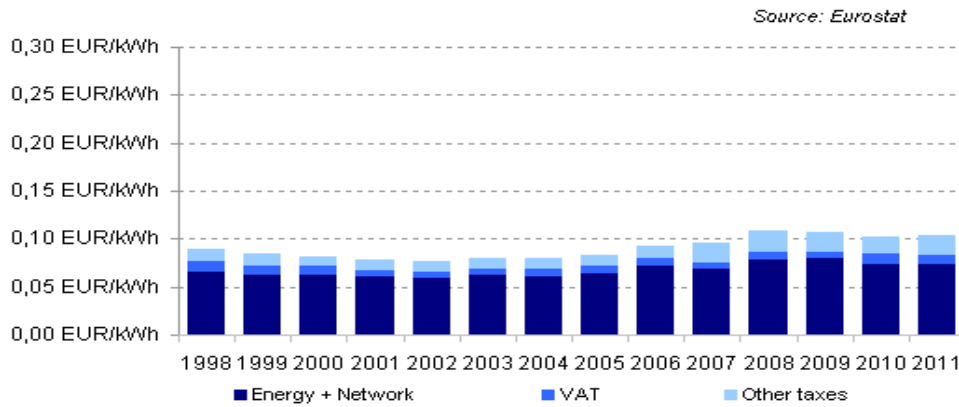
EU15 : Retail electricity prices - domestic consumers (gr. Dc)
[prices in 2005 EUR]



Note: Prior to 2007 the following Eurostat end consumer categories were used:
 Households - Dc (Annual consumption: 3 500 kWh of which night 1 300)

Albrecht J. (2014/2015)

EU15: Retail electricity prices - industrial consumers (gr. Id)
[prices in 2005 EUR]



Note: Prior to 2007 the following Eurostat end consumer categories were used:
 Industry - Ie (Annual consumption: 2 000 MWh; max. demand: 500 kW; annual load: 4 000 hours)
 Industry - If (Annual consumption: 10 000 MWh; max. demand: 2 500 kW; annual load: 4 000 hours)
 Industry - Ig (Annual consumption: 24 000 MWh; max. demand: 4 000 kW; annual load: 6 000 hours)

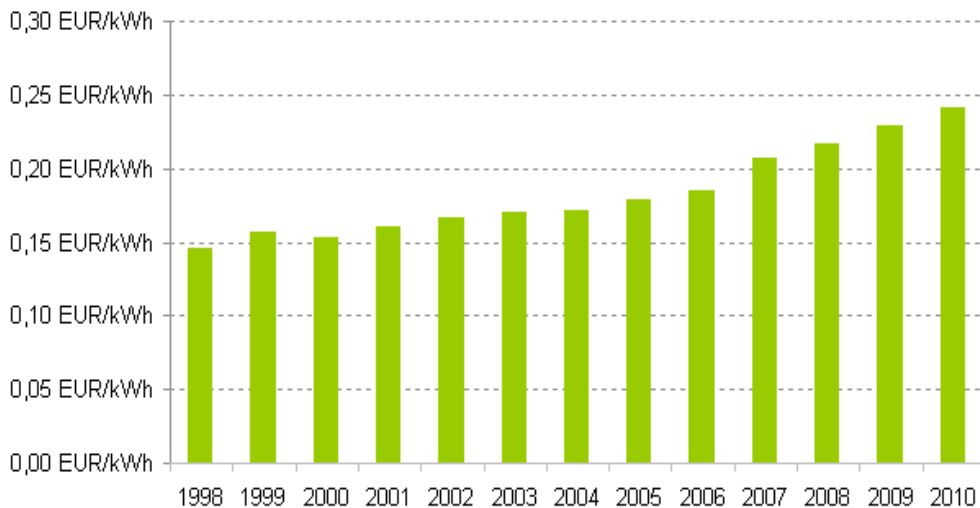
Albrecht J. (2014/2015)

Ciononostante, in questi grafici la situazione appare piuttosto stabile di anno in anno; ma si provi a concentrare l'attenzione su un singolo paese.

Si cominci dalla Germania. Dal prossimo istogramma verde si può vedere che i consumatori domestici tedeschi hanno ricevuto bollette sempre più salate dal 1999 al 2010.

Che questo aumento derivi da un maggiore prezzo del bene elettricità?

German retail electricity prices for domestic consumers
[nominal prices, all taxes included]

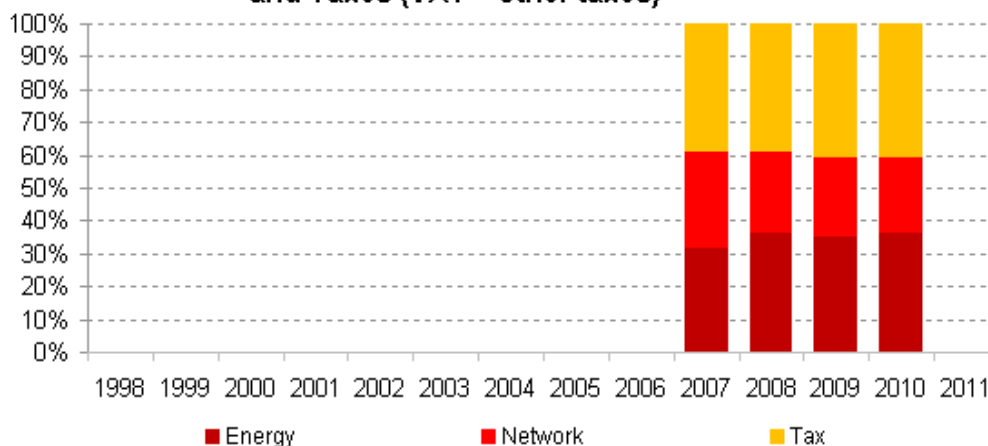


Note: Prior to 2007 the following Eurostat end consumer categories were used:
 Households - Dc (Annual consumption: 3 500 kWh of which night 1 300)

Source: Eurostat

Albrecht J. (2014/2015)

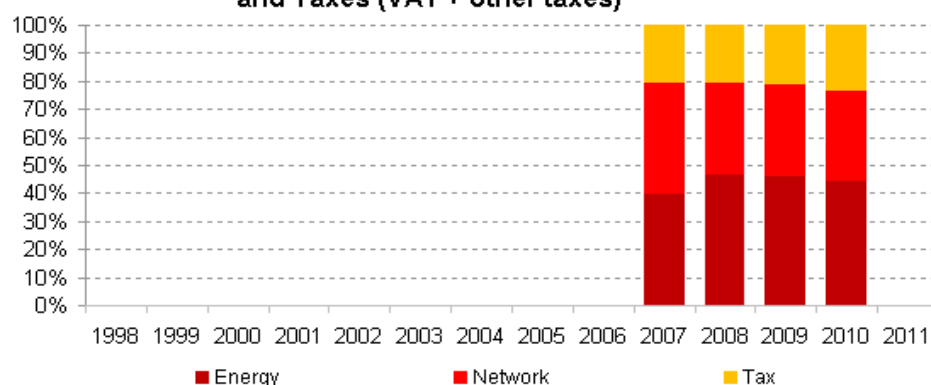
DE : Retail electricity prices for domestic consumers (gr. Dc)
Breakdown by : Energy, Network (Transmission + Distribution)
and Taxes (VAT + other taxes) *Source: Eurostat*



Albrecht J. (2014/2015)

Nonostante si abbiano a disposizione solo i dati di tre anni, le percentuali sono evidenti. Le quote destinate a energia, spese di network e tasse sono rimaste più o meno costanti. Ciò significa che qualsiasi aumento della bolletta è stato più o meno uniformemente ripartito fra i tre componenti, ed è quindi da imputarsi ad un aumento del costo del bene in percentuale minore di quanto si sarebbe supposto, e nella stessa percentuale della tassazione.

EU27 : Retail electricity prices for domestic consumers (gr. Dc)
Breakdown by : Energy, Network (Transmission + Distribution)
and Taxes (VAT + other taxes) *Source: Eurostat*



Albrecht J. (2014/2015)

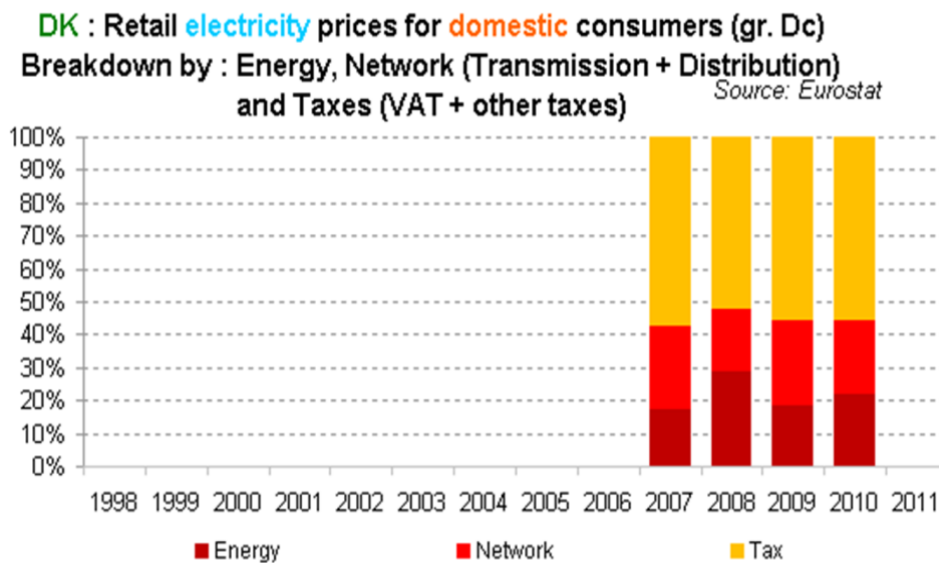
Questo è un ulteriore grafico, rappresentante il prezzo al dettaglio dell'elettricità percepito dai consumatori domestici nell'Europa a 27 paesi, fra il 1998 e il 2010.

Si noti che le percentuali sono piuttosto diverse rispetto al caso tedesco. Rispetto al grafico della Germania, questo presenta una minore percentuale attribuita alla tassazione, ed una maggiore percentuale distribuita fra energia e costi di network. Si può sostenere che la differenza fra l'Unione Europea e il singolo caso tedesco sia di natura quantitativa e non

qualitativa. Ovvero, la Germania può essere assunta come il caso estremo di una politica adottata da tutta l'unione.

Una bolletta Europea presenta in generale una percentuale non indifferente dedicata alle tasse a sostegno dei sussidi alle RES.

Gli sforzi della Germania nel sostegno alle RES sono maggiori di molti altri stati, e ciò comporta che la percentuale della bolletta devoluta ai sussidi sia maggiore, tuttavia il trend è lo stesso.



Albrecht J. (2014/2015)

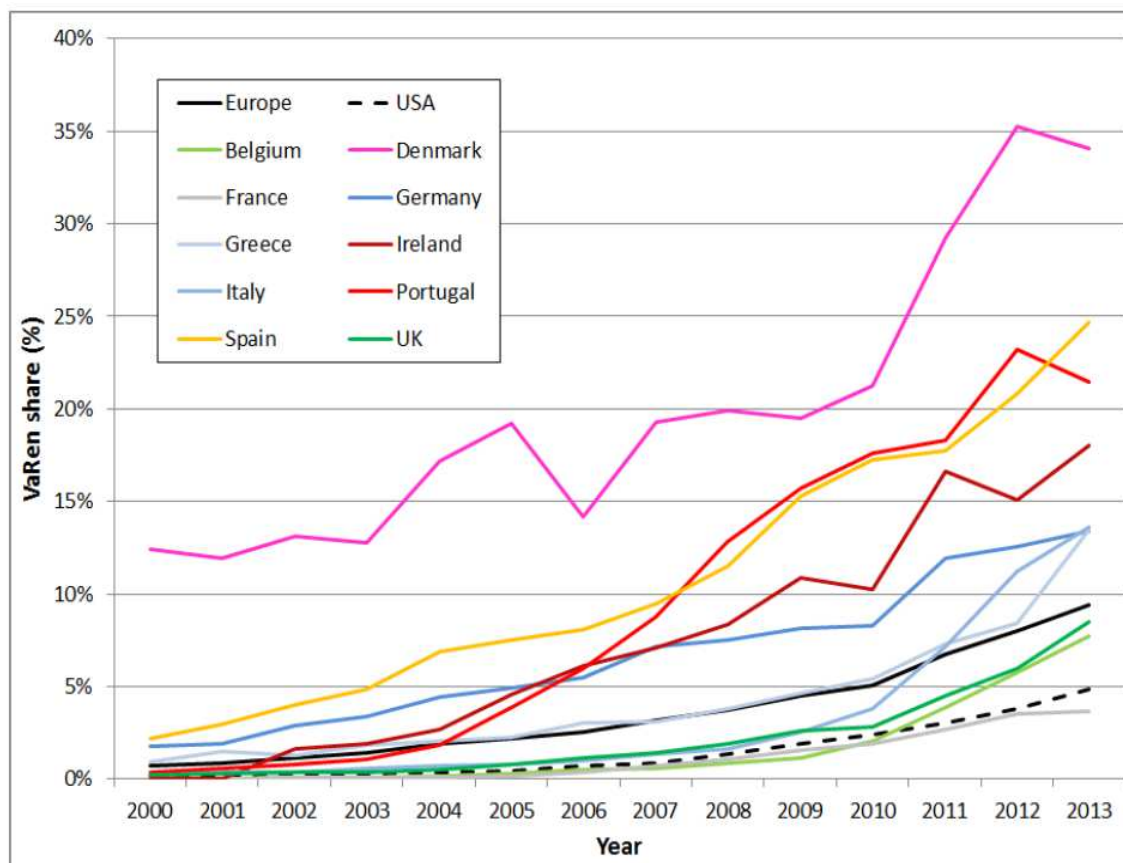
Si affronti ora un caso simile alla Germania: la Danimarca. Dal precedente grafico grigio, si vedeva che la Danimarca è, insieme alla Germania, lo stato dove il costo totale dell'elettricità è più oneroso. Come costo totale dell'elettricità si intende il costo del bene in quanto tale, maggiorato dei costi di connessione al sistema distributivo e delle tasse. Ora, come si può vedere da questi istogrammi, la politica della Danimarca è la stessa della Germania e segue, se possibile, un trend ancora più accentuato. Si nota infatti che il costo dell'energia vero e proprio è in percentuale molto basso, e che tutto questo vantaggio in termini di costo confluisce in una maggiore percentuale imputata al finanziamento dei sussidi.

Ci sono due possibili interpretazioni di questo frazionamento. Secondo la prima il costo del bene in sé è più basso della media e il vantaggio in termini di costo viene interamente assorbito dai sussidi, in quanto vi sono più tasse deputate alle RES.

La seconda teoria è che il costo della commodity elettricità è uguale alla media europea, ma riveste una percentuale minore, se confrontata con quella europea, poiché, in aggiunta al costo

di produzione e di network, viene imputata ai consumatori una grossa tassa devoluta ai sussidi. Questa ipotetica tassa sarebbe talmente onerosa che la sua percentuale schiaccerebbe le altre due frazioni ad un livello sorprendentemente basso.

Ciononostante, si tende a favorire la prima ipotesi e ad accordare alla Danimarca una efficienza produttiva superiore alla media europea. Per avvalorare tale convinzione, si ripropone il seguente grafico:



Albrecht J. (2014/2015)

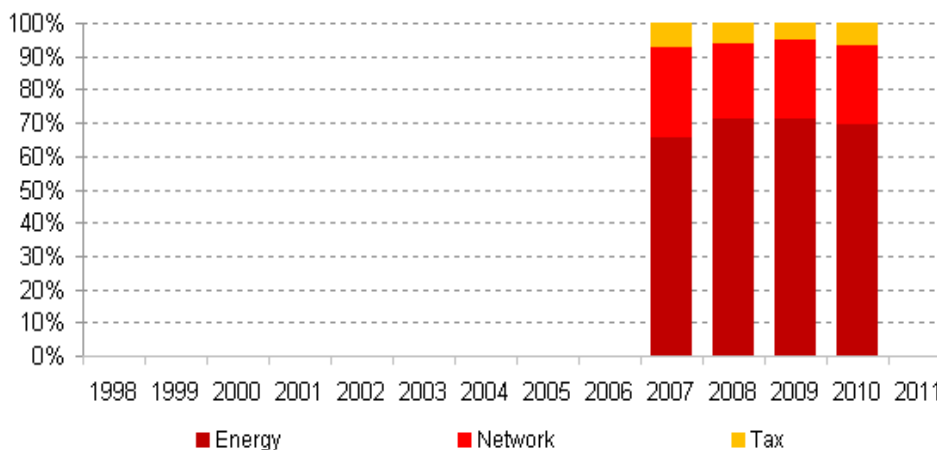
Si tratta di una rappresentazione della percentuale di energia ricavata tramite le fonti rinnovabili nei diversi paesi europei. La spezzata viola della Danimarca salta subito all'occhio per essere molto più elevata delle linee di tutti gli altri paesi. Si può quindi presupporre che le RES siano riuscite ad instaurarsi in Danimarca grazie ad una notevole efficienza tecnica raggiunta.

In termini di merit-order-effect (se ne è parlato precedentemente per il Belgio) il fotovoltaico, l'eolico e l'idroelettrico sono probabilmente riusciti ad instaurarsi durevolmente nella griglia produttiva e hanno scalzato da essa forme produttive meno competitive. Poiché, nel corso degli ultimi tre anni, la bolletta danese non sembra avere subito shock (in quanto le percentuali del grafico rosso si attestano nel tempo su valori simili), si presume che la Danimarca non abbia riportato i problemi del Belgio, causati dall'entrata delle RES nella griglia produttiva.

La questione belga era dovuta all'incostanza delle rinnovabili, che riducevano il normale prezzo marginale di scambio, ma che tuttavia rischiavano di non essere sempre disponibili sul mercato, dipendendo dalle condizioni climatiche.

Evidentemente la Danimarca dispone di tecniche per sfruttare le risorse rinnovabili più efficienti e affidabili, di modo che queste non manchino mai al sistema. Risolta la questione dell'incostanza, permane solo l'aspetto positivo delle RES, che è quello di ridurre il prezzo marginale di scambio sul mercato. In questo modo, l'energia elettrica come commodity costa meno e lo stato può, invece di ridurre le bollette per il consumo domestico, mantenerle costanti ma destinare una quota maggiore al finanziamento dei sussidi, generando così un circolo virtuoso.

EU27 : Retail electricity prices for industrial consumers (gr. Id)
Breakdown by : Energy, Network (Transmission + Distribution)
and Taxes (VAT + other taxes) *Source: Eurostat*



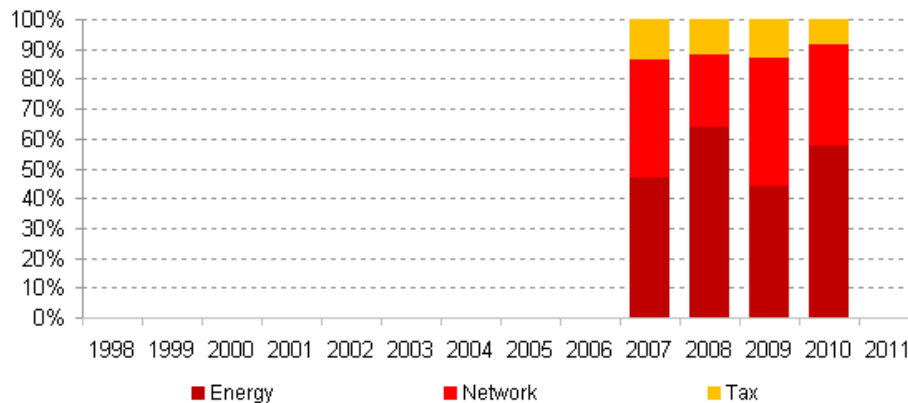
Albrecht J. (2014/2015)

Viene presentato un nuovo grafico, sempre afferente la suddivisione del prezzo totale nelle percentuali di commodity, costi di network e tasse di sostegno ai sussidi. Tuttavia, questa volta si mostra il prezzo dovuto dai consumatori industriali in un'Unione Europea a 27 stati membri.

Rispetto alle percentuali dei consumatori domestici, le industrie pagano meno tasse a sostegno dei sussidi. Infatti il prezzo totale industriale tende ad essere più basso di quello destinato al mercato finale dell'energia. Ciò si spiega in quanto per un'industria l'elettricità è un input produttivo, e il costo marginale di ogni megawatt impatta sul costo marginale del bene finale prodotto. Pertanto, se lo stato vuole che le imprese mantengano un certo grado di competitività, deve fare in modo che i produttori non siano costretti ad imporre un prezzo eccessivamente alto per recuperare i costi di produzione.

A questo punto si può passare ad un ulteriore grafico:

DK : Retail electricity prices for industrial consumers (gr. Id)
Breakdown by : Energy, Network (Transmission + Distribution)
and Taxes (VAT + other taxes)
 Source: Eurostat



Albrecht J. (2014/2015)

Esso rappresenta il prezzo imposto alle industrie in Danimarca. Anche qui si osserva il trend del grafico generale europeo: le imprese sono sottoposte ad una percentuale minore di tasse a sostegno delle energie rinnovabili.

In particolare, la bolletta di cui sono destinatarie le imprese è minore di quella per i semplici consumatori, in quanto essa comprende, quali componenti principali, il costo marginale del bene elettricità come commodity e le necessarie spese di network atte a collegare i generatori con la distribuzione a larga e bassa scala e, successivamente, ai destinatari finali.

Pertanto, il costo totale è più basso di quello dei consumatori domestici, perché, sulla base di questi due componenti di costo che restano simili, ai consumatori domestici viene imputata una percentuale maggiore di spese per sussidi.

Questo ultimo grafico può anche fungere da conferma alla precedente teoria, secondo la quale la Danimarca è più efficiente della media europea nella produzione di energia.

Infatti, sebbene dai grafici a percentuali non sia nota l'effettiva bolletta sostenuta dall'impresa media europea e da quella danese in particolare, tuttavia si è assunto che lo stato cerchi di agire per favorire la competitività delle industrie del proprio paese. Se le industrie danesi dovessero pagare un prezzo totale più alto per utilizzare l'input energia elettrica perderebbero in competitività rispetto alla media degli altri paesi.

Inoltre, si potrebbe addurre un'ulteriore motivazione. In primo luogo è necessario ricordare che il mercato dell'elettricità europeo è interstatale. Ciò significa che l'energia prodotta in Francia o in Germania può essere acquistata e consumata in Italia o nei Paesi Bassi. Pertanto, un'impresa che si trovasse costantemente a fronteggiare un costo dell'elettricità nazionale eccessivamente alto, potrebbe rivolgersi ad un fornitore straniero che pratici prezzi più concorrenziali. Questo comporterebbe la fine del mercato all'ingrosso nazionale, in questo caso danese.

In quanto la Danimarca non accusa questo tipo di problemi, si può realmente supporre che la sua produzione di energia sia più efficiente di altre.

Ciò detto, sorgerebbe lecita la domanda: dato che il costo marginale dell'elettricità danese è più basso della media europea, e posto che i costi di network siano più o meno simili, come mai la Danimarca applica un maggiore mark-up in termini di tariffe a sostegno delle rinnovabili?

Dalla teoria dei giochi si sa appunto che già in un semplice modello duopolistico a la Bertrand si ha concorrenza perfetta se entrambi i produttori vendono al medesimo costo marginale e, qualora uno dei due disponga di un vantaggio competitivo che gli permetta di abbassare il prezzo, questi possa soddisfare l'intera domanda di mercato.

Teoricamente, la Danimarca, disponendo di un vantaggio competitivo, potrebbe approfittarne per eliminare la concorrenza e diventare fornitore monopolista. Tuttavia, uno dei fondamentali limiti della teoria di Bertrand è proprio la supposizione che l'ente produttivo possa soddisfare l'intero mercato. Posto infatti che i generatori danesi abbiano dei limiti di produzione, né lo stato né i generatori stessi troverebbero profittevole ottenere una maggiore domanda che non riuscirebbero a soddisfare. Anzi, si troverebbero a vendere la stessa quantità limite ad un prezzo ridotto e subirebbero una perdita di utile.

In conclusione, seguendo questo filo logico si può riconoscere che il governo danese preferisca sfruttare questo vantaggio competitivo imputando ai consumatori industriali una quota di tasse tanto alta da raggiungere la bolletta media europea, utilizzando efficientemente il vantaggio competitivo per finanziare i sussidi.

Un'ultima questione da chiarire è tuttavia la seguente: posto che, se il costo totale dell'energia fosse troppo alto, le industrie danesi potrebbero rivolgersi a produttori di altri stati, come mai non lo fanno anche i consumatori privati danesi, sottoposti ad una bolletta che, insieme a quella tedesca, è la più alta d'Europa (si veda il grafico grigio)?

Si potrebbe cercare una spiegazione nel diverso grado di informazione: probabilmente i manager di industria sono più informati sui costi dell'elettricità rispetto al cittadino comune.

Si creerebbe quindi una situazione di mercato molto particolare: rinunciando alla condizione di informazione perfetta fra consumatori, cadrebbe una delle basi fondamentali della concorrenza perfetta e ci si potrebbe trovare di fronte ad un mercato dove, sebbene alcuni fornitori praticino un prezzo superiore ad altri, essi comunque riescono a vendere.

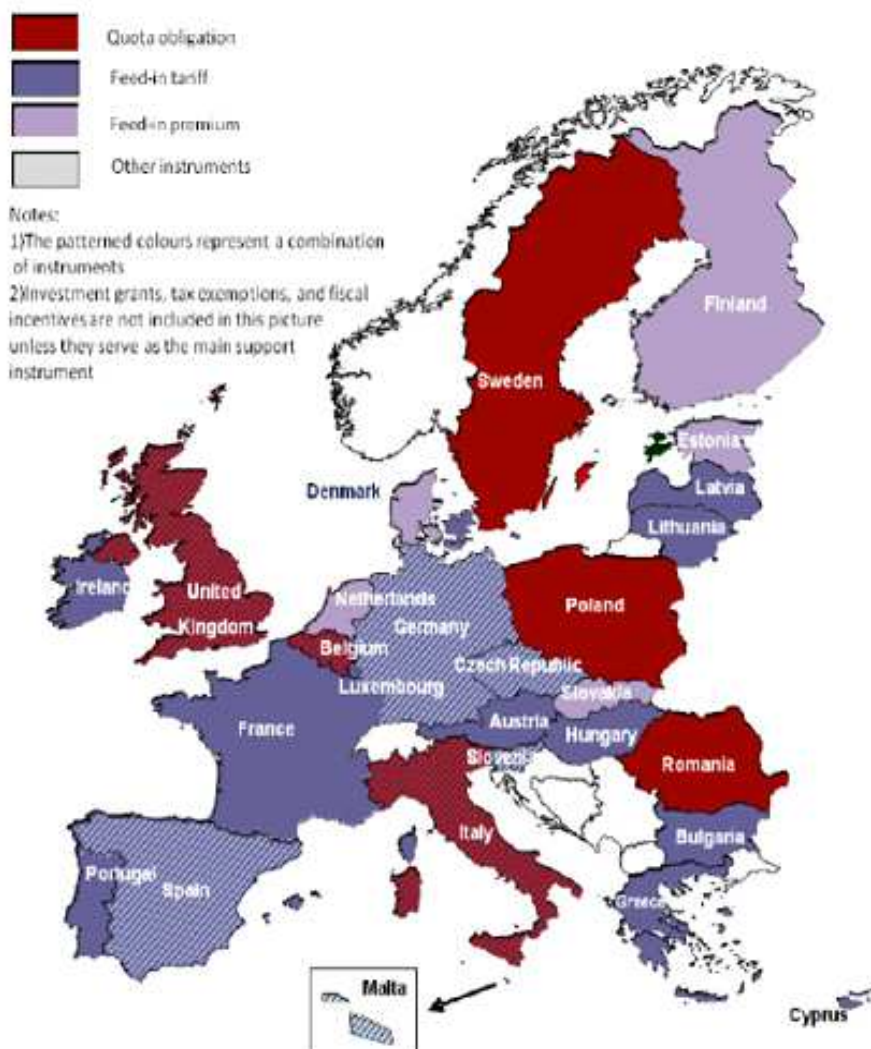
Questa situazione è familiarmente indicata come il paradosso del negozio per i locali e della trappola per turisti.

Conclusioni

Tipologia delle politiche europee: uno sguardo di insieme

Si getti ora uno sguardo d'insieme alle politiche adottate nei vari paesi europei:

Figure 8 –Type of renewables support policy by country



Source: Ragwitz et al. (2011)¹

Albrecht J. (2014/2015)

A tale proposito, si deve considerare quello che dice Unruh G. C. (2002) relativamente alla difficoltà di uscire dal cosiddetto “carbon lock-in” e dalle politiche privilegiate dagli stati europei che, sebbene diverse, veicolano lo stesso grado di cambiamento nel sistema tecnologico:

“The previous article, entitled “Understanding carbon lock-in” (Unruh, 2000), made the narrative argument that industrial economies have become locked-into fossil fuel-based energy and transportation systems through path dependent processes driven by technological and institutional increasing returns to scale. These technological systems become established

through a coevolutionary process among technological infrastructures, organizations, society and governing institutions, “culminating” in what was termed a techno-institutional complex (TIC). The concept of carbon lock-in was introduced to illuminate self-reinforcing barriers to change created by TIC that inhibit policy action even in the face of known global climate risk and the presence of at least cost-neutral, if not cost effective, technological alternatives.

...

This section will evaluate three generic policy approaches which are progressively disruptive to existing technological systems: (1) make no change to the system, but treat emissions, (2) modify selected components or processes of the system, but maintain the overall system architecture and (3) replace the system entirely. These approaches will be termed end-of-pipe (EOP), continuity and discontinuity, respectively. Typically when environmental disutilities like acid rain or climate change arise from a locked-in technological system the first solutions sought are those that minimize change to the system. In general the least impacting solution is to leave the existing infrastructure in place and treat any offending disutilities with add-on technologies, usually on the output side of the system. For this reason the most common approach to deal with environmental externalities is to employ EOP approaches, which in the past have accounted for approximately 75% of pollution control investment in major industrial countries (Hartje and Lurie, 1984).

EOP tends to be a non-value adding change that controls the release of process wastes without significantly altering the underlying process (Lynn, 1989). If EOP solutions prove insufficient, alternative solutions are sought that will leave as much of the overall system architecture unaltered (Henderson and Clark, 1990)”.

Da quello che si può desumere dalla mappa di Albrecht J. (2014/2015), l'Unione Europea ha adottato un approccio classificabile a metà strada fra l'EOP e quello continuo. Infatti, per quanto concerne l'EOP, ha imposto prezzi sulle emissioni di CO₂ e imposte di cap-and-trade. In relazione all'approccio continuo, vi è il tentativo di introdurre le energie rinnovabili nella grid-parity senza sconvolgere l'intero sistema, fondato sui combustibili fossili. Infatti, come già spiegato precedentemente, una politica discontinua potrebbe essere efficiente per l'applicazione di una singola tecnologia, ma diventa praticamente impossibile rivoluzionare un intero sistema tecnologico.

D'altro canto, sempre secondo Unruh G. C. (2002), le interpretazioni sono molteplici e una stessa tecnologia può attraversare tutti gli approcci nel tempo:

“The policy choice between discontinuity and continuity approaches need not be constrained by available technological options as many technologies can play a role in both. For example,

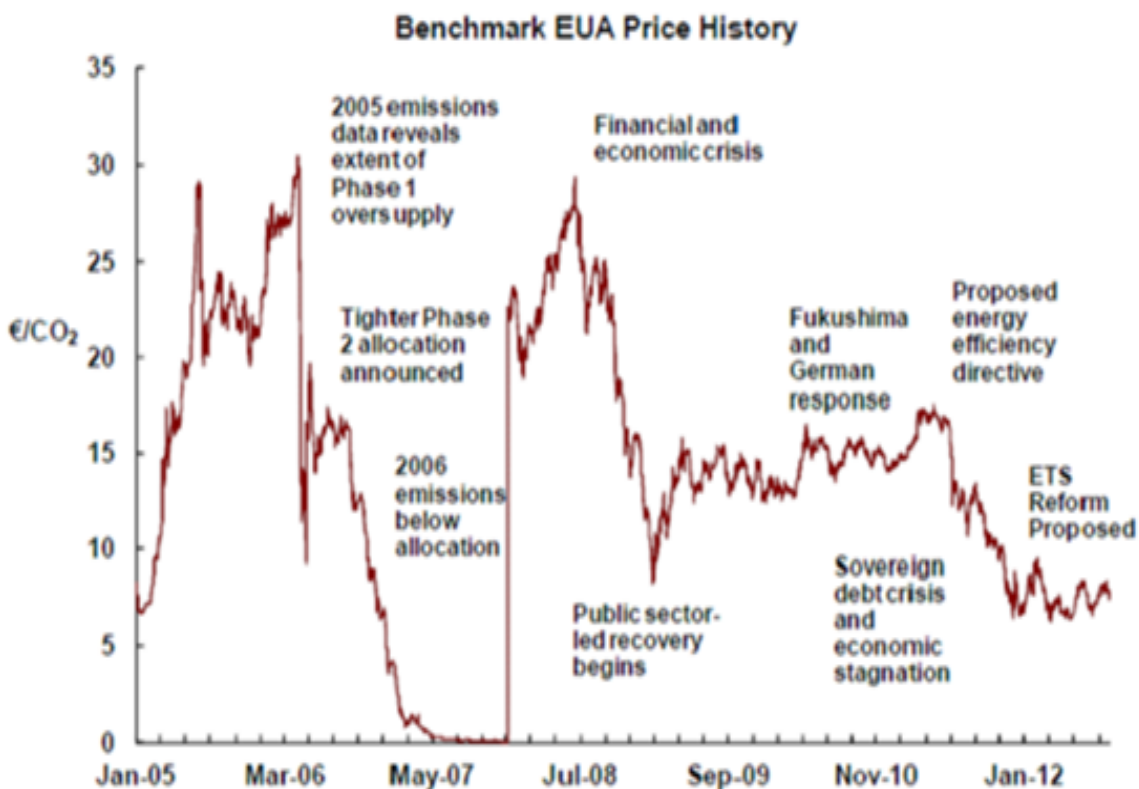
wind turbines or photovoltaic panels could be employed as part of a continuity approach by connecting them to the existing electricity distribution grid. Here renewable technologies act as a component switch for fossil fuel technologies. Alternatively they can serve as part of a discontinuous strategy that seeks to abandon the electricity grid and establish a system of distributed generation. As discussed in the previous article, technological limitations seem to be less of a constraint on policy options than the constraints created by techno-institutional lock-in”.

Tuttavia, nonostante l'Unione Europea sembra avere e stare compiendo tutto ciò che è in suo potere per convertire l'attuale sistema produttivo di energia, i risultati conseguiti sono discordi e, spesso, insoddisfacenti.

A tale proposito, Albrecht J. (2014/2015) sottolinea come la presenza di alcune difficoltà di fondo possa inficiare la riuscita di qualsiasi soluzione proposta al carbon lock-in.

Incongruenze di fondo che minano le politiche ambientali

Secondo Albrecht J. (2014/2015), in primo luogo, la politica di prezzo sulla CO₂ è molto farraginosa. Né al G8 né al G20 si è raggiunto un accordo unanime, in quanto alcuni stati sostengono che una simile mossa economica non possa che ispirare tecnologie ormai mature. Il seguente grafico illustra l'andamento del prezzo della CO₂ in Europa fra il gennaio 2005 e il gennaio 2012.



Albrecht J. (2014/2015)

Nella fase iniziale, da un prezzo di emissione molto alto, collegato ad una forte domanda, si passa ad una drastica riduzione del costo della CO₂, in quanto vengono annunciate due ulteriori allocazioni sul mercato.

Per allocazione si intende la liberazione sul mercato di una nuova “partita” di emissioni che possono essere comprate e vendute.

Ps: si approfitti del grafico per ricordare come funziona il mercato delle emissioni. Infatti, il caposaldo della politica climatica dell' Unione Europea è un mercato cap-and-trade.

Il termine “cap” significa che viene politicamente stabilito un livello dato di emissioni. La base di questo valore è stata stabilita nel 2005 (quando infatti è stato aperto il mercato) e viene rivista annualmente. Si tratta, quindi, di una variabile esogena e non regolata dalle leggi di mercato. Il valore di cap viene costantemente ridotto: dal 2013 in poi, del 1.74% ogni anno.

Il termine “trade”, invece, indica i permessi di emissione che, in aggiunta ai valori di cap ed indipendentemente da essi, possono essere liberamente scambiati nel mercato fra le imprese garantendone l'efficienza.

Teoricamente, la regolazione arbitraria del cap comporterebbe una progressiva riduzione nel tempo, finì ad un livello di emissioni cap pari a zero. Si presume che questo calo regolare permetta alle imprese generatrici di elettricità di adeguarsi ad una nuova tecnologia efficiente, secondo quanto si dirà fra poco a proposito dell'innovazione attraverso i mercati di nicchia.

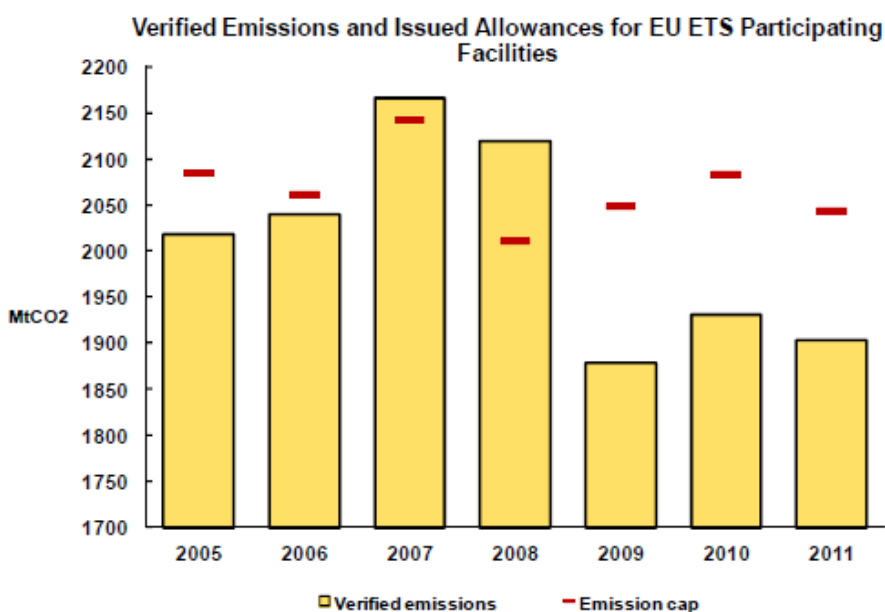
Infatti, secondo le parole di Unruh G. C. (2002):

“For policy makers constrained by lock-in, but still seeking to provide incentives for carbon saving alternatives, niches become an attractive policy target. Because potential sales volumes appear low, incumbent dominant design producers tend not to be interested in defending niches (Christensen, 1997), removing some of the potential TIC resistance. As markets grow, improvements driven by scale effects can develop the technology substantially, creating a potential policy leverage point where small actions can possibly lead to big gains. The problem with niche approaches, however, is that they are effective only if there is enough time to allow the market conditions to mature. If, on the other hand, environmental degradation progresses faster than niche market evolution, the approach will be insufficient to resolve environmental problems”.

In tal modo, l'efficienza innovativa raggiunta nei mercati marginali potrebbe fisiologicamente espandersi anche ai mercati più forti. A questo punto, posto che il livello cap abbia già raggiunto lo zero, lo stato potrebbe cominciare a ridurre gradualmente anche le emissioni liberamente scambiate nel mercato trade.

Una delle principali pecche di questo sistema è il tempo: una tecnologia necessita di una lunga gestazione in un mercato di nicchia prima di raggiungere un livello di efficienza tale da poter essere introdotta in un mercato più grande. Non è detto che i cambiamenti climatici diano all'Europa questo tempo.

Un'ulteriore condizione è che lo stato che regola il livello cap lo adatti alla situazione economica. Questa condizione sembra molto ovvia, ma è appunto venuta a mancare. Osserviamo, per esempio, il prezzo della CO₂ nel maggio 2007, nell'agosto 2008 e dal novembre 2010. A causa della crisi economica e della conseguente stagnazione dei consumi e della produzione, il prezzo della CO₂ è crollato. La domanda di permessi da parte delle imprese si è ridotta, ma non la quantità di emissioni cap accordata dall'operatore pubblico. Pertanto, a fronte di una minore domanda e di un'offerta i cui valori non sono stati aggiornati, è bastato il livello cap per soddisfare la necessità delle imprese, mentre la quota di emissioni tradabile non è stata toccata. Pertanto, si è raggiunta la situazione parossistica in cui, in piena regolamentazione, utilizzare combustibili fossili è diventato gratuito.



Total oversupply of allowances for 2008-20 trading estimated at ~1.4 billion tonnes of CO₂, more than the entire European power sector is set to emit in 2012.

Source: European Commission, IHS CERA.

Albrecht J. (2014/2015)

Ovviamente, qualcuno potrebbe obiettare che, posto che il fine del sistema cap-and trade è limitare le emissioni, tutto sommato questo obiettivo è stato raggiunto, perché il consumo di CO₂ è calato in seguito alla crisi.

Ciononostante, un conto è poter vantare una riduzione di emissioni in seguito ad una politica economica ben funzionante, un altro dover addurre tale successo ad un accadimento di natura esogena. Si potrebbe fare il paragone di un'impresa che può fregiarsi di un utile positivo perché ha prodotto e venduto, oppure che ha ottenuto un ricavo di natura straordinaria o ha ceduto un ramo di azienda appianando così le perdite.

In aggiunta a questo, è necessario ricordare che il cap-and-trade è simile ad un'imposta pigouviana. Suo fine è ridurre un'esternalità: le emissioni.

Esternalità è un prodotto erroneamente non regolato dal mercato in quanto nessun soggetto economico vanta diritti sopra di esso. Quando si tratta di esternalità positiva, il succo è che un bene di cui più persone beneficiano è prodotto in quantità minore rispetto a quella efficiente in quanto il suddetto bene non appartiene a nessuno che possa percepire ricavo vendendolo fino a che il costo marginale non raggiunga il ricavo marginale.

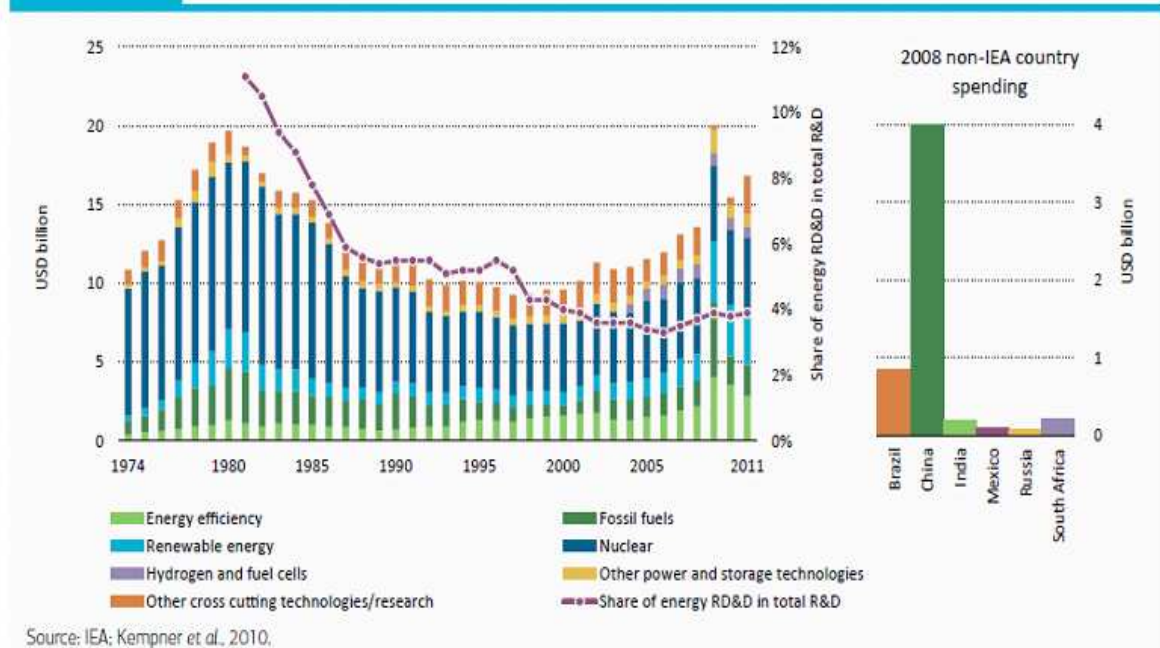
Tuttavia, l'emissione di CO₂ è un'esternalità negativa. Ovvero, il ragionamento è opposto: siccome il bene "aria pulita" non appartiene a nessuno, l'impianto generatore di elettricità tramite combustibili fossili non deve pagare un costo marginale per ogni megawatt di energia. Poiché il punto di incontro fra ricavo marginale e costo marginale è oltre il livello socialmente efficiente (raggiungibile se il mercato scambiasse CO₂), il generatore produce troppa anidride carbonica.

Pertanto, in una politica di cap-and trade efficiente, l'operatore pubblico dovrebbe regolare la soglia garantita (cap) in base alle circostanze economiche.

Inoltre, si dovrebbe perfezionare questo modello aggiungendo i sussidi sull'utilizzo delle RES. Si ponga infatti il caso che il generatore in questione, per ogni megawatt di energia prodotta, debba emettere anidride carbonica in quantità pari a x . Se il mercato garantisce sussidi, il costo di emissione ammonta alla tassa marginale pigouviana per unità di emissione, sommata al sussidio marginale cui il generatore rinuncia, non producendo quel megawatt di energia tramite RES. Quindi, il punto di incontro fra costo e ricavo marginale delle emissioni si trova ancora prima, in quanto il produttore deve in pratica affrontare un doppio costo. Questo dovrebbe rendere il mercato ancora più refrattario all'uso dei combustibili fossili, ovviamente nel caso in cui lo stato adegui le soglie alle circostanze economiche.

Nel successivo grafico si dimostra il secondo problema di fondo: uno storico sottoinvestimento in RD&D sull'energia. Oggi la spesa è minore che trenta anni fa:

Figure 5.3 Government energy RD&D expenditure in IEA member countries



Albrecht J. (2014/2015)

Un terzo problema fondamentale, secondo Albrecht J. (2014/2015), è dovuto alla frammentazione delle politiche europee.

Nel marzo 2009, 61 CEO di compagnie elettriche, per un ammontare pari al 70% della totale capacità generativa europea, hanno firmato una dichiarazione impegnandosi a raggiungere la neutralità dal carbone entro il 2050 (Eurelectric 2009).

Tuttavia, quattro anni dopo la stessa società ha sentenziato:

“European policy is not sending a clear signal. Instead it offers several conflicting and contradictory signals. For an investor it is almost impossible to identify a clear path through the regulatory jungle. In contrast to the coherent objective of the European internal energy market, we experience a variety of different and not very stable national policies for low-carbon....” (Eurelectric 2013)

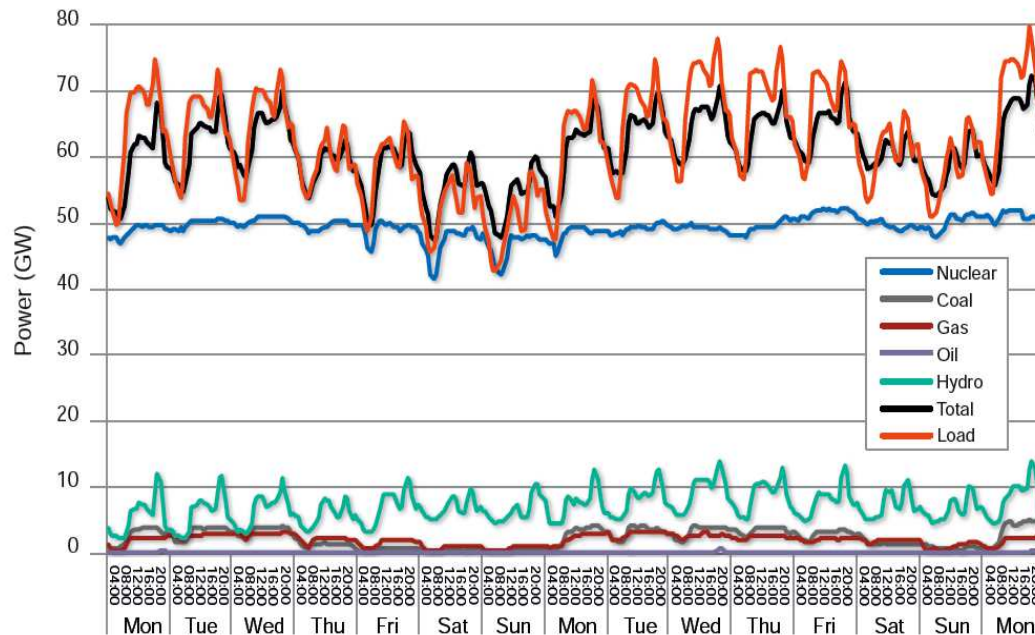
Secondo Albrecht J. (2014/2015), vi sono infatti 4500 diverse tariffe feed-in . Questa disomogeneità può essere ritenuta alla base di altre inefficienze, quali la presenza in Germania del 35% della capacità fotovoltaica globale, mentre in Spagna, dove ci sono molte più ore di insolazione utili, c'è il 7% degli impianti mondiali.

Dai grafici precedentemente esposti, si può dedurre un ulteriore e pericoloso quarto bug del sistema. Si cominci col ricordare che un impianto a gas, a carbone o ad energia nucleare ha il vantaggio di essere sempre funzionante e non dipendere da circostanze climatiche come un

impianto solare o eolico. In particolare, un impianto solare non può soddisfare la domanda di elettricità nelle lunghe sere d'inverno.

Il seguente grafico rappresenta la domanda e l'offerta francesi di elettricità nell'arco di due settimane nel novembre 2010.

Figure 3.2: Example of the electricity generation in France during 2 weeks in November 2010



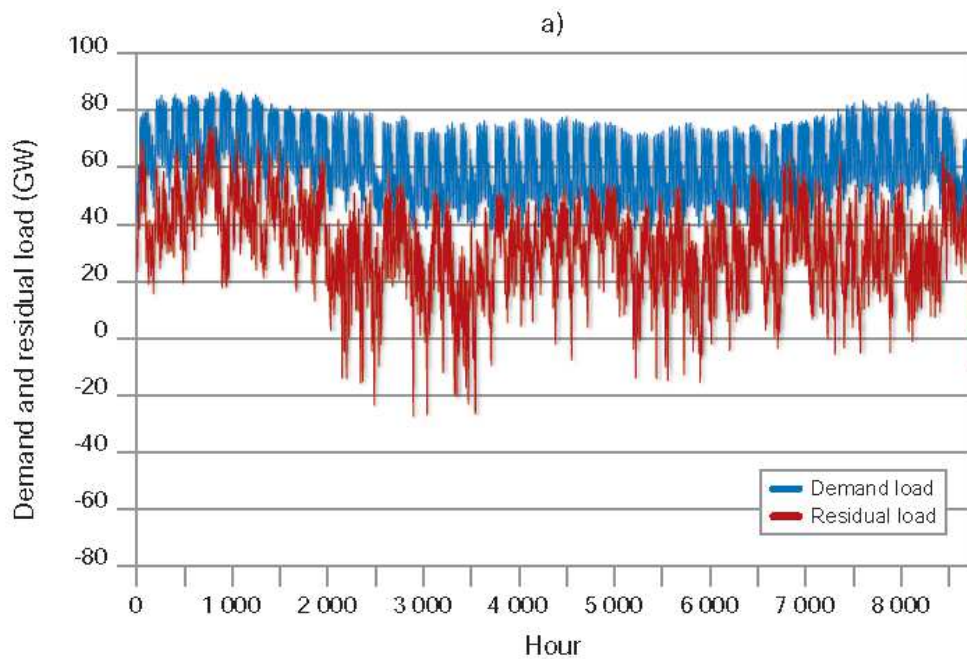
Source: Based on RTE data – Réseau de Transport d'Électricité, France.

Albrecht J. (2014/2015)

La linea arancione rappresenta la domanda, mentre quella nera l'offerta totale. La linea nera mostra un ammontare suddivisibile fra i vari impianti produttivi. Si nota che la quantità maggiore è fornita dagli impianti nucleari, vi è poi una parte più o meno costante data dall'idroelettrico e, infine, una quota molto bassa imputata al gas.

Poiché l'elettricità idroelettrica è relativamente conservabile, gli impianti presentano una produttività costante; tuttavia, non sembrano in grado di seguire pedissequamente l'andamento della domanda.

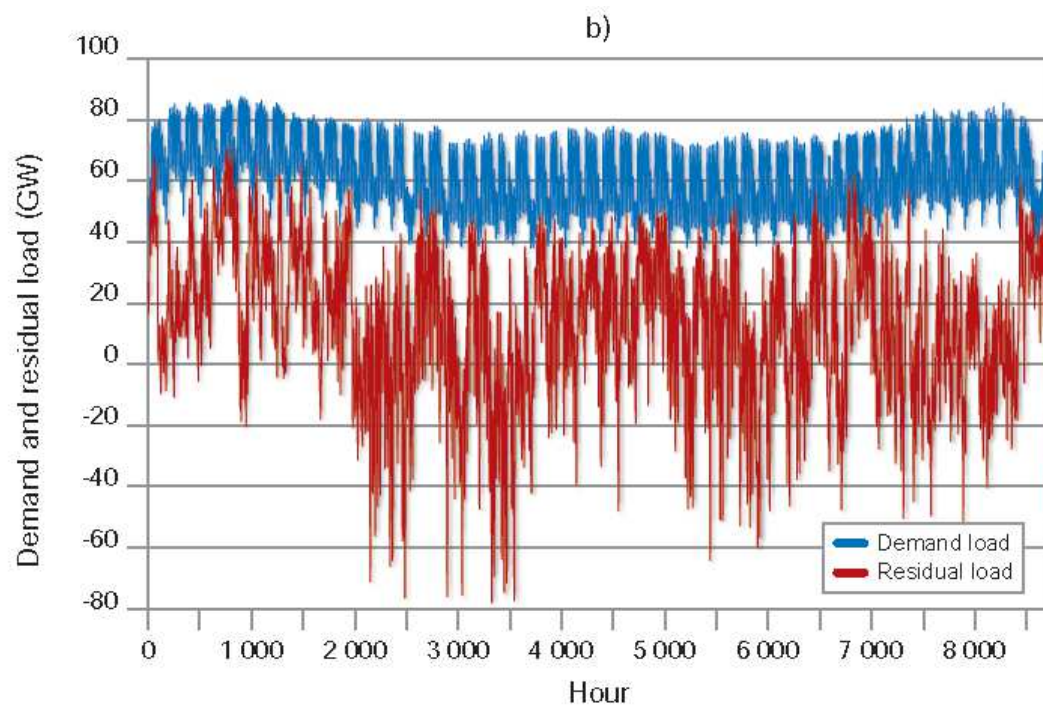
Secondo Albrecht J. (2014/2015), infatti, un sistema energetico moderno presenta una sostanziosa percentuale alla base occupata dall'energia nucleare o dal petrolio, impianti a gas per soddisfare picchi più o meno prevedibili della domanda e una percentuale minore di produzione tramite le rinnovabili. Tuttavia, mentre l'idroelettrico è una fonte abbastanza stabile, e quindi la spezzata azzurra segue un andamento ciclico, si consideri il seguente grafico.



Albrecht J. (2014/2015)

Esso rappresenta la domanda residuale quando il sistema si affida al 50% ad una fonte rinnovabile come il fotovoltaico. La linea blu rappresenta l'intera domanda di energia del mercato. Invece, la linea rossa rappresenta la domanda di mercato residuale, al netto dell'offerta di energia rinnovabile solare. Si nota che la spezzata rossa presenta oscillazioni molto ampie. Quando questa ha un basso valore all'ordinata (quando scende), significa che c'è una sovrapproduzione di energia solare, che soddisfa buona parte della domanda. Invece, quando la linea rossa si sovrappone alla spezzata blu (e quindi la linea rossa è molto alta), l'energia prodotta dal pv non è stata sufficiente che a soddisfare una percentuale molto ridotta della domanda.

Questo ulteriore grafico rappresenta una situazione estrema: il caso ipotetico di un sistema che dipende per l'80% dall'energia solare:



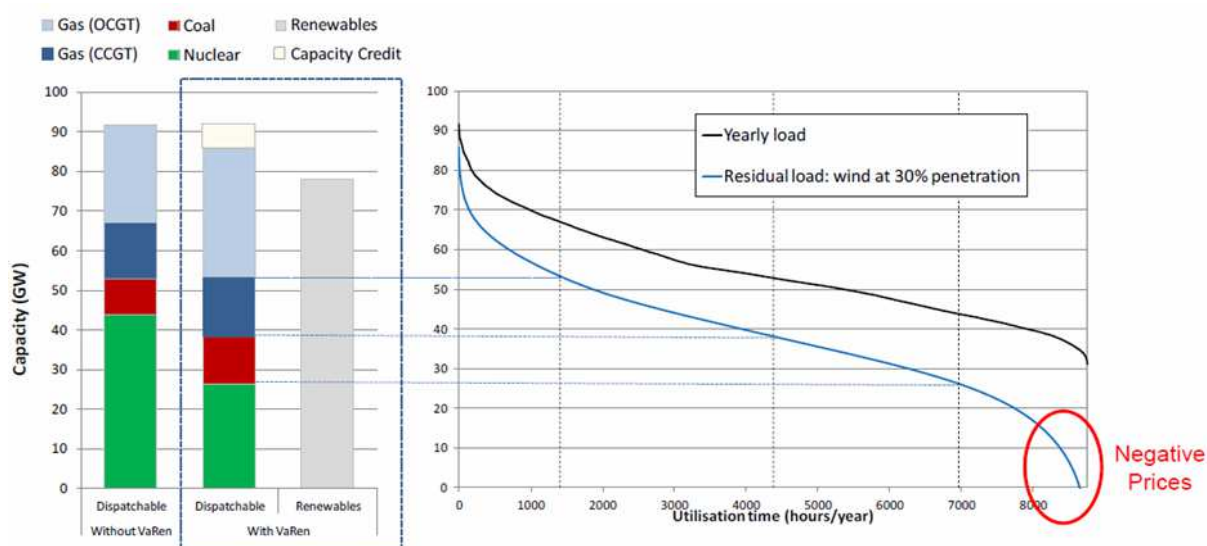
Albrecht J. (2014/2015)

Come dimostrato in precedenza, spesso la linea rossa si sovrappone a quella blu, in quanto gli impianti solari non riescono a soddisfare che una bassa percentuale della domanda di mercato. In conclusione, un sistema efficiente non può prescindere da fonti energetiche affidabili, quali i combustibili fossili, finché il credito di capacità delle RES non cresce.

Considerando quello che è stato in precedenza detto a proposito del merit-order-effect (caso belga), si perviene ad una rischiosa congiunzione in cui il solare e l'eolico rischiano di espellere il gas dalla grid-parity nel breve periodo, e di farlo rimpiazzare da tecnologie con minori costi di investimento, quali il carbone. Tali tecnologie sarebbero infatti indispensabili nel lungo tempo a supporto delle rinnovabili, qualora esse dovessero rivelarsi incapaci di supplire alla domanda. Poiché il solare e l'eolico sono costruiti come piccoli impianti, distribuiti su una grande area fra gli stati, sorgerebbe la necessità di maggiori, costose connessioni. Ci si troverebbe quindi a sostenere ingenti costi fissi iniziali e di connessione e network per supportare energie rinnovabili la cui adozione comporterebbe quella parallela di altri impianti, atti a produrre qualora le rinnovabili non fossero sfruttabili. In quanto gli impianti a gas costituirebbero costi fissi iniziali troppo alti per essere recuperati usando gli impianti suddetti solo come estrema ratio, verrebbero preferite tecnologie che per assurdo inquinano di più, come il petrolio.

A ciò si aggiunga l'ulteriore paradosso che, in caso di sovrapproduzione da parte delle rinnovabili, che ecceda la domanda, l'eccesso di offerta abbasserebbe il prezzo di scambio

generale sul mercato dell'energia. In quanto il costo marginale di solare ed eolico è zero, per assurdo si potrebbe arrivare ad un'ipotetica situazione dove il prezzo di scambio è negativo. Ovviamente la situazione esposta nel grafico seguente è un'esasperazione di un trend possibile, ma non si può negare che forti fluttuazioni dei prezzi possano rivelarsi deleterie nella regolazione delle emissioni, soprattutto nella situazione economica attuale, dove qualsiasi fenomeno di iper produzione viene acuito da una domanda di mercato ridotta.



Albrecht J. (2014/2015)

In conclusione, allo stadio di sviluppo attuale la presenza dell'energia fotovoltaica nel sistema rischia di produrre numerosi inconvenienti. Non essendo una fonte di energia affidabile, non solo rischia di causare shock di prezzo nel mercato dell'energia, ma in più non può prescindere dalla presenza di una fonte di energia di riserva. Pertanto, da questo punto di vista i sussidi alle rinnovabili da parte degli operatori pubblici sembrerebbero indispensabili fino al raggiungimento dell'autosufficienza di queste, in quanto la loro presenza nella grid-parity, finché esse rimangono inaffidabili, è condizionata alla preesistenza di un sistema energetico di per se autosufficiente. Dunque, gli impianti fotovoltaici avrebbero ragione di esistere solo in quanto sostenuti da una volontà esogena alle leggi del mercato.

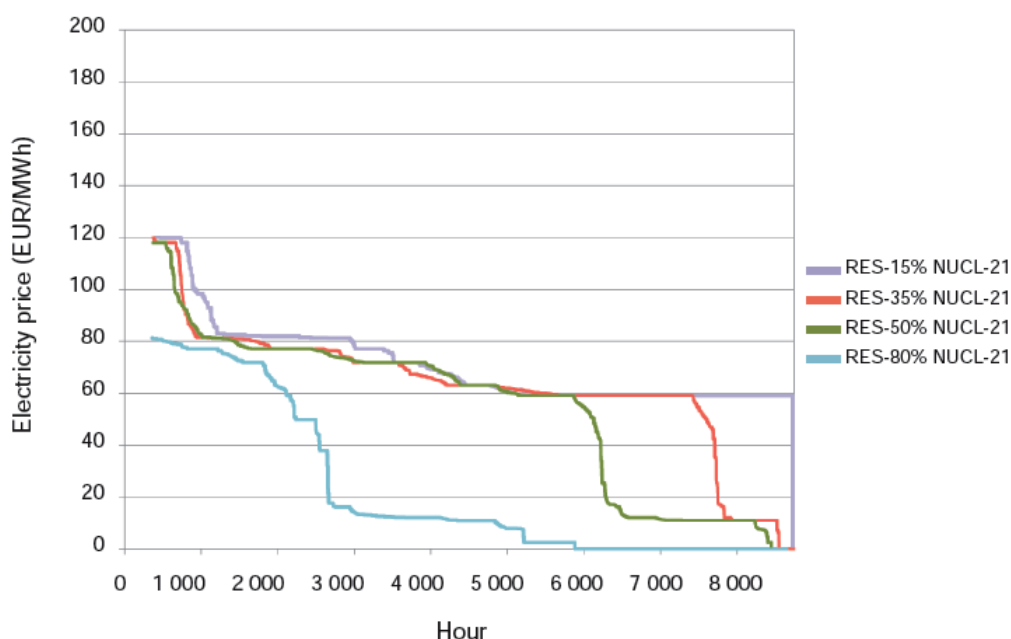
Tuttavia, le aspettative di prezzo influenzano il comportamento degli investitori. Come si è visto precedentemente nel grafico, in un sistema progettato per dipendere per il 50% o l'80% dal solare, si possono raggiungere picchi produttivi che largamente eccedono la domanda. Pertanto, il prezzo di scambio generale si riduce e i futuri investitori sono più restii a finanziare nuovi impianti.

Questo problema si presenta sia nel caso in cui l'energia sia scambiata al costo medio, che al costo marginale, come si è visto, rispettivamente, nei casi francese e belga.

Qualora l'energia fosse scambiata al costo medio, in caso di sovrapproduzione tale prezzo, il cui andamento è illustrato dal grafico seguente, rischierebbe di ridursi al punto da rendere impossibile il recupero degli investimenti in capitale fisso iniziale, come sta appunto succedendo in Francia.

Se invece l'elettricità fosse venduta al costo marginale di produzione, si avrebbe il caso del Belgio e del merit-order-effect. Ovvero, poiché le RES ed in particolare il solare e l'eolico hanno un bassissimo costo marginale, esse spingerebbero fuori dal mercato fonti con costi marginali eccessivi, come il gas, mentre invece resterebbero impianti che hanno un costo marginale minore, ma che inquinano di più, come il petrolio o il carbone. Anche in questo caso, il gas uscirebbe dalla grid-parity e nessun investimento in un impianto a gas verrebbe effettuato.

Figure 7.8: Duration curves of wholesale electricity prices for scenarios with an installed nuclear power capacity of 20.7 GW ("NUCL-21") and different renewable shares



Albrecht J. (2014/2015)

Pertanto, si conclude che il problema fondamentale non è trovare la giusta combinazione di politiche atte a sostenere le RES, poiché, come appare nel confronto fra Germania e Svezia, una possibile formula è già stata trovata. La questione è che il fatto stesso che i governi cerchino di introdurre queste politiche non autosufficienti in un sistema tecnologico basato sui combustibili fossili comporta shock di sistema. Se, infatti, le fonti di energia rinnovabile fossero affidabili, si potrebbe pensare di rivoluzionare il sistema alla base e bandire per sempre gli impianti inquinanti. Tuttavia, le RES non sono ancora capaci di competere efficientemente nel mercato, e necessitano di un intervento esogeno che rischia di rivelarsi

forzoso, in quanto impone ad un sistema energetico di per sé completo di accogliere tecnologie estranee, che alterano l'equilibrio precedente.

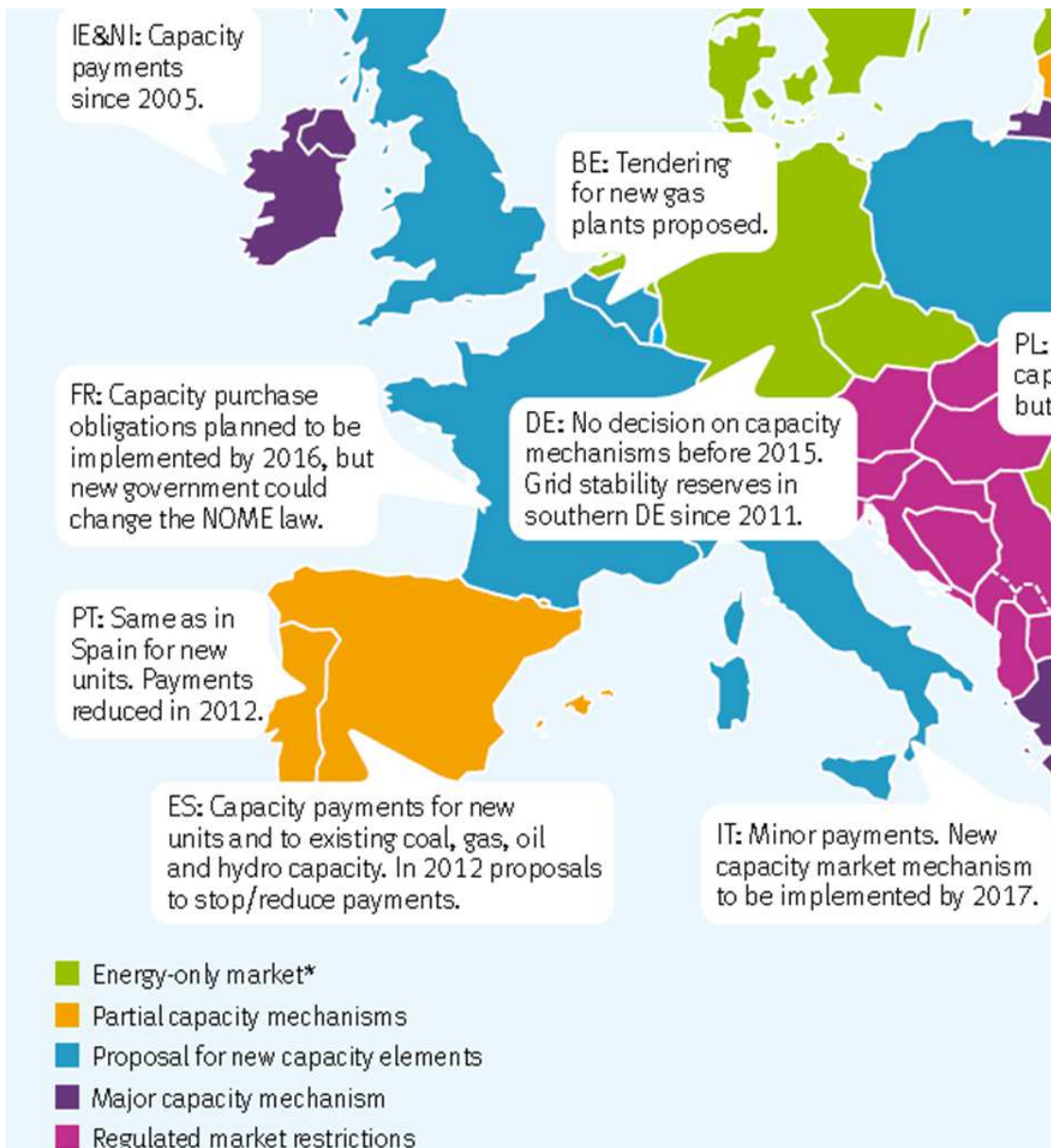
Riprendendo quanto detto in precedenza, le politiche attuali si trovano a metà strada fra l'approccio EOP (ovvero, dare un prezzo alla CO₂) e quello continuo. Tuttavia, forse un tentativo più radicale, fra l'approccio continuo e quello discontinuo, potrebbe dare adito a meno fallimenti di mercato. In sostanza, qualora si facessero sviluppare le RES in mercati di nicchia fino al raggiungimento dell'efficienza e dell'affidabilità tecnologica, e poi le si introducesse in modo radicale in un mercato in cui potrebbero comunque competere senza aiuti da parte dell'operatore pubblico, e si mantenesse un approccio sfavorevole nei confronti dei combustibili fossili (per esempio continuando ad imporre una tassa sulle emissioni), forse le RES potrebbero recuperare più facilmente terreno.

Ovviamente, questa soluzione è di poco facile attuazione, non solo perché comporta notevoli mutamenti di mercato e sistema tecnologico, ma anche perché presuppone abbondanza di tempo finché le RES maturino nei mercati di nicchia.

Questa tesi è avvalorata dalle parole di Unruh G. C. (2002):

"In a separate article with important implications for climate policy, Cowan and Hulten (1996) ... argue that overcoming existing lock-in requires the occurrence of "extraordinary events" of which they identify six: (1) a crisis in the technology involved, (2) regulation, (3) technological breakthrough, (4) changes in taste, (5) niche markets, and (6) scientific results... In the case of climate change, it is possible that potentially superior technological solutions may provide an impetus for change, thus an important question is "where do these superior innovations come from?" It is an established stylized fact that incumbent firms are rarely the source of innovations that lead to the obsolescence of existing dominant designs (Foster, 1986; Bower and Christensen, 1995). In general, it is entrepreneurial entrants, operating outside or exogenous to the dominant design, who commercialize new technologies. In contrast, when incumbent dominant design producers are faced with change that destroys the value of their technological competencies they are frequently unable to shift to the new technology (Henderson and Clark, 1990, Leonard-Barton, 1992) and instead try to sustain the existing dominant design either through incremental improvements or rent seeking behavior (Cooper and Schendel, 1976). Thus the incentive for incumbent producers is not to innovate but to inhibit a new technology from capturing market share. To a large degree, it is increasing returns on both the supply and demand sides that help drive market transitions to new technologies. These returns, however, rely on growing market share and for this reason discontinuous technological change should be considered as much a market breakthrough

phenomenon and as a technological breakthrough phenomenon.... One strategy is to evade technological lock-in by focusing new technological development in specialized niches (Kemp et al., 1998; Kemp and Soete, 1992; Schot et al., 1994)".



Albrecht J. (2014/2015)

Bibliografia

ALBRECHT JOHAN, 2014/2015, Course of Environmental and Energy policy, Faculty of Economics & Business Administration, Universiteit Gent

BAGNALL D. M., BORELAND M., 2008, PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGIES, *Energy Policy* 36, pp. 4390–4396.

BAKER ERIN, SHITTU EKUNDAYO, (2008), UNCERTAINTY AND ENDOGENOUS TECHNICAL CHANGE IN CLIMATE POLICY MODELS, *Energy Economics* 30, pp. 2817-2828

BOHRINGER C., RUTHERFORD T.F., 2006, INNOVATION, UNCERTAINTY AND INSTRUMENT CHOICE FOR CLIMATE POLICY, Working Paper
<http://rockefeller.dartmouth.edu/assets/pdf/Rutherford.pdf>.

BOHRINGER CHRISTOPH, MENNEL TIM P., RUTHERFORD TOM F., (2009), TECHNOLOGICAL CHANGE AND UNCERTAINTY IN ENVIRONMENTAL ECONOMICS, *Energy Economics* 31, pp.S1- S3

BOWER J., CHRISTENSEN C., 1995, DISRUPTIVE TECHNOLOGIES: CATCHING THE WAVE, *Harvard Business Review*. (Jan–Feb), 43–53.

BUSH v., 1945, SCIENCE THE ENDLESS FRONTIER: A REPORT TO THE PRESIDENT BY VANNEVAR BUSH, Director of the Office of Scientific Research and Development Report United States Government Printing Office

CHRISTENSEN C., 1997, THE INNOVATOR’S DILEMMA, Harvard Business Press, Cambridge.

COOPER A., SCHENDEL D., 1976, STRATEGIC RESPONSES TO TECHNOLOGICAL THREATS, *Business Horizons*, 61–69

COWAN R., HULTEN S., 1996, ESCAPING LOCK-IN: THE CASE OF THE ELECTRIC VEHICLE, *Technological forecasting and social change*, vol 53 (1), 61–80.

DOSI G., 1982, TECHNOLOGICAL PARADIGMS AND TECHNOLOGICAL TRAJECTORIES- A SUGGESTED INTERPRETATION OF THE DETERMINANTS AND DIRECTIONS OF TECHNICAL CHANGE, *Research Policy* 11, pp. 147-162

EURELECTRIC, (2013), POWER CHOICES RELOADED: EUROPE'S LOST DECADE?

FOSTER R., 1986, INNOVATION: THE ATTACKERS ADVANTAGE, Summit Books, New York.

FRONDEL M., RITTER N., SCHMIDT C.M., 2008, GERMANY'S SOLAR CELL PROMOTION: DARK CLOUDS ON THE HORIZON, *Energy Policy* 36, 4198–4204.

GOESCHL T., PERINO G., 2007, ON BACKSTOPS AND BOOMERANGS: ENVIRONMENTAL R&D UNDER TECHNOLOGICAL UNCERTAINTY, Technical Report 437. University of Heidelberg.

HARTJE V., LURIE R., 1984, ADOPTING RULES FOR POLLUTION CONTROL INNOVATIONS: END-OF-PIPE VERSUS INTEGRATEDPROCESS TECHNOLOGY, International Institute for Environment and Society, Berlin.

HENDERSON R., CLARK K., 1990, ARCHITECTURAL INNOVATION: THE RECONFIGURATION OF EXISTING PRODUCT TECHNOLOGIES AND THE FAILURE OF ESTABLISHED FIRMS, *Administrative Quarterly* 35 (1990), 9–30.

HERWIG LLOYD O., 1997, IMPACTS OF GLOBAL ELECTRIFICATION BASED UPON PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGIES, *Renewable Energy*, Volume 10, pp. 139-143

HORBACH J., 2008, DETERMINANTS OF ENVIRONMENTAL INNOVATION- NEW EVIDENCE FROM GERMAN PANEL DATA SOURCES, *Research Policy* 37, 163–173.

JAFFE A.B., NEWELL R.G., STAVINS R.N., 2002, ENVIRONMENTAL POLICY AND TECHNOLOGICAL CHANGE, *Environmental & Resource Economics* 22, 41–69.

KEMP R., SOETE L., 1992, THE GREENING OF TECHNOLOGICAL PROGRESS: AN EVOLUTIONARY PERSPECTIVE, *Futures*, 437–457.

KEMP R., 1997, ENVIRONMENTAL POLICY AND TECHNICAL CHANGE. A COMPARISON OF THE TECHNOLOGICAL IMPACT OF POLICY INSTRUMENT, Edward Elgar, Cheltenham.

KEMP R., SCHOT J., HOOGMA R., 1998, REGIME SHIFTS TO SUSTAINABILITY THROUGH PROCESSES OF NICHE FORMATION. THE APPROACH OF STRATEGIC NICHE MANAGEMENT, *Technology Analysis and Strategic Management* 10 (2), 175–195.

LEONARD BARTON D., 1992, CORE CAPABILITIES AND CORE RIGIDITIES: A PARADOX IN MANAGING NEW PRODUCT DEVELOPMENT, *Strategic Management Journal* 13.

LUNDVALL B.-A° ., 2002, INNOVATION GROWTH A SOCIAL COHESION, Edward Elgar, London.

LYNN W., 1989, ENGINEERING OURSELVES OF ENDLESS ENVIRONMENTAL CRISES, In: AUSBEL, J., SLADOVICH, H. (EDS.), *TECHNOLOGY AND ENVIRONMENT*, National Academy Press, Washington DC.

MARCH J.G., 1991, EXPLORATION AND EXPLOITATION IN ORGANIZATIONAL LEARNING, *Organizational Science* 2 (1)

MIDTTUN ATLE, GAUTESEN KRISTIAN, 2007, FEED IN OR CERTIFICATES, COMPETITION OR COMPLEMENTARITY? COMBINING A STATIC EFFICIENCY AND A DYNAMIC INNOVATION PERSPECTIVE ON THE GREENING OF THE ENERGY INDUSTRY, *Energy Policy* 35, pp. 1419-1422

MOWERY D., ROSENBERG N., 1979, THE INFLUENCE OF MARKET DEMAND UPON INNOVATION: A CRITICAL REVIEW OF SOME RECENT EMPIRICAL STUDIES. *Research Policy* 8, pp. 102-153

PETERS MICHAEL, et al., 2012, THE IMPACT OF TECHNOLOGY-PUSH AND DEMAND-PULL POLICIES ON TECHNICAL CHANGE – DOES THE LOCUS OF POLICIES MATTER?, *Research Policy* 41, pp.1296- 1308

RAGWITZ M. et al., 2011, D8 REPORT: REVIEW REPORT ON SUPPORT SCHEMES FOR RENEWABLE ELECTRICITY AND HEATING IN EUROPE

RENNINGS K., 2000, REDEFINING INNOVATION- ECO-INNOVATION RESEARCH AND THE CONTRIBUTION FROM ECOLOGICAL ECONOMICS, *Ecological Economics* 32, PP. 319–332.

SCHMOOKLER J., 1966, INVENTION AND ECONOMIC GROWTH, Harvard University Press, Cambridge, MA

SAMUELSON P.A., NORDHAUS W.D., 2005, MACROECONOMICS, Irwin McGraw-Hill, Boston, MA.

SAPIR A., 2005, GLOBALISATION AND THE REFORM OF EUROPEAN SOCIAL MODELS. BACKGROUND DOCUMENT FOR THE PRESENTATION AT ECOFIN INFORMAL MEETING, Manchester, 9 September

SCHOT J., ELZEN B., HOOGMA R., 1994, STRATEGIES FOR SHIFTING TECHNOLOGICAL SYSTEMS. THE CASE OF THE AUTOMOBILE SYSTEM, *Futures* 26 (10), pp. 1060-1076

UNRUH G., 2000, UNDERSTANDING CARBON LOCK-IN, *Energy Policy* 28, pp. 817-830

UNRUH GREGORY C., 2002, ESCAPING CARBON LOCK-IN, *Energy Policy* 30, pp. 317-325

Questo documento contiene 13.405 parole