

**Università di Padova**  
Dipartimento di Territorio e Sistemi Agro-Forestale  
SCUOLA DI DOTTORATO DI RICERCA IN:  
TERRITORIO AMBIENTE RISORSE E SALUTE  
INDIRIZZO: ECONOMIA  
CICLO: XXIII

**Elaborazione di un modello di simulazione degli effetti nel medio  
termine delle principali politiche energetiche  
sul settore elettrico Veneto**

Tesi di dottorato

Direttore della scuola	Prof. Lenzi Mario Aristide
Supervisore:	Prof. Boatto Vasco Ladislao
Correlatore:	Prof. Steven Taff

Dottorando: Bolzonella Cristian

Padova, 20 Gennaio 2011

## **Indice**

Introduzione	3
L'evoluzione del settore elettrico in Italia	5
Le principali politiche che influenzano il modello di simulazione del comportamento del settore elettrico veneto	11
Metodologia utilizzata	22
Descrizione del modello	36
I dati utilizzati nelle simulazione	45
Simulazioni	57
Conclusioni	75
Bibliografia	
Appendice 1	

## **Introduzione**

L'attività di dottorato si è articolata in due fasi, una prima dedicata all'analisi bibliografica dei dati tecnico economici di produzione dell'energia elettrica con le diverse tecnologie disponibili e delle politiche che influenzano il settore elettrico in Italia, seguita da un approfondimento della realtà veneta.

Successivamente l'attività si è concentrata nella costruzione di un modello di simulazione degli effetti nel medio termine (2010 – 2025) delle principali politiche energetiche sul settore elettrico Veneto al fine di valutarne le possibili evoluzioni.

Lo studio ha evidenziato come la produzione regionale di energia elettrica sia caratterizzata da un lato da una forte dipendenza dalle fonti fossili quali il carbone ed il gas e dall'altro dalla necessità di adeguarsi alle recenti normative europee che puntano a modificare a struttura dei sistemi energetici degli stati membri in modo da garantire il disaccoppiamento tra crescita economica ed emissioni fissando un target di consumo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili da raggiungere entro il 2020 e contemporaneamente riducendo le emissioni di CO<sub>2</sub> per gli impianti di grandi dimensioni.

I temi affrontati hanno riguardato il livello di produzione da energie rinnovabili che il Veneto riuscirà a raggiungere nel 2020; il peso che le diverse tecnologie avranno nel medio periodo; l'ammontare dei sussidi necessari ed i principali effetti derivanti dal raggiungimento degli obiettivi stabiliti dall'Unione Europea.

Per analizzare questi quesiti è stato elaborato un modello di simulazione sulla base della metodologia "*System Dynamic Analysis*" orientata all'analisi di un sistema complesso come quello elettrico nel quale interagiscono variabili legate all'attività di produzione, alle scelte di politica energetica ed agli effetti di tali attività applicata a livello locale.

Il modello è suddiviso in tre sezioni; una prima che analizza la domanda regionale di energia elettrica, una seconda che valuta i profitti ed i potenziali sviluppi delle tecnologie presenti sul territorio regionale ed una terza parte che tiene traccia dei principali effetti quali l'andamento del

valore delle esternalità complessive, l'effetto sull'occupazione nel settore elettrico e del valore della spesa complessiva per il consumatore finale.

Il comportamento del sistema elettrico Veneto nel modello può essere paragonato a quello di una “*big company*” che deve soddisfare la domanda energetica allocando le risorse tra le tecnologie che ha a disposizione, tenendo conto dei vincoli fisici, e mediante l'importazione di elettricità per compensare la domanda residua. Nel modello si assume che la produzione di energia elettrica sommata all'importazione da altre regioni e da altri stati incontri sempre la domanda.

Nella tesi vengono infine riportate cinque simulazioni per prevedere quale sarà il portafoglio energetico nel medio termine con lo scenario base, come si evolverebbe il settore con lo scenario base ed una riduzione della domanda di energia elettrica del 20% derivante dall'aumento dell'efficienza nell'utilizzo della stessa, l'effetto dell'introduzione della tecnologia del nucleare avanzato, cosa comporterebbe l'adozione di una politica di autonomia energetica e cosa accadrebbe nel caso in cui venissero a mancare gli incentivi alle fonti rinnovabili.

### **Parole chiave**

*System Dynamics Analysis, Settore elettrico Veneto, Certificati verdi, Emission trading scheme, Effetti sociali ed ambientali*

## **L'evoluzione del settore elettrico in Italia**

L'industria elettrica italiana nasce alla fine dell' 800 con la sostituzione a Milano di parte dell'illuminazione pubblica a gas con lampade elettriche. A questa prima installazione pilota ne seguirono molte altre applicate all'illuminazione ed al trasporto pubblico (Mortara G., 1977).

L'attività di produzione di energia elettrica inizialmente era costosa in quanto il carico di energia elettrica era concentrato nelle ore serali e necessitava di una grande potenza installata per soddisfare una domanda contenuta. La generazione elettrica italiana nella prima fase fu caratterizzata dalla predominanza della fonte idroelettrica (Orizio L., Radice F., 1964).

Dopo la seconda guerra mondiale la produzione idroelettrica non riusciva più a soddisfare la forte crescita della domanda ed il settore elettrico italiano cominciò ad affidarsi a nuove centrali termoelettriche alimentate a petrolio.

Il settore elettrico era costituito da numerose aziende di piccole e medie dimensioni. Una situazione frammentata che vedeva ogni impresa elettrica monopolista nel suo territorio di riferimento, con lo Stato che svolgeva un ruolo molto limitato nella definizione della politica energetica (Bezza B., 1997).

Solo negli anni sessanta cominciò il dibattito sulla necessità di nazionalizzazione del settore elettrico. Le motivazioni a favore della nazionalizzazione erano da un lato sociali vista la necessità di elettrificazione di aree poco popolate quali le zone rurali al fine di favorirne lo sviluppo nel lungo termine e dall'altro strategiche legate allo sviluppo del settore nucleare che per motivazioni di sicurezza e di necessità di elevati investimenti si riteneva preferibile mantenere sotto il controllo statale.

Queste motivazioni portarono nel 1962 alla creazione dell' ente statale Enel (Ente nazionale per l'energia elettrica) al quale era riservato *“il compito di esercitare nel territorio nazionale le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica”* (Legge 6 dicembre 1962, n. 1643. Art. 1) Gli altri operatori che potevano restare ad operare nel settore elettrico erano unicamente le aziende municipalizzate, gli autoproduttori e le ferrovie dello stato (Mortara G., 1977).

Nel 1992 con il trattato di Maastricht e le successive direttive europee di recepimento, gli stati membri si sono impegnati a riorganizzare i sistemi elettrici nazionali al fine di favorire il libero mercato dell'elettricità e la libera concorrenza tra gli operatori.

L'Italia fu uno dei primi paesi a recepire il trattato ed avviare un radicale processo di revisione e riforma del settore elettrico. Con la legge 8 agosto 1992, n. 359 infatti l'Enel assume la forma giuridica di società per azioni con azionista unico il Ministero del Tesoro, alla quale vengono attribuite a titolo di concessione le attività che in precedenza erano riservate all'ente. (Aloise M., 1999)

Ma l'inizio della privatizzazione del settore elettrico in Italia era già iniziata nel 1991 con l'entrata in vigore della legge n. 9 successivamente integrata dal provvedimento CIP 6 approvato dal comitato interministeriale prezzi nel 1992.

L'obiettivo era quello di favorire la liberalizzazione del mercato elettrico incentivando la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate. Venivano definite fonti rinnovabili *“il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso, la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali”*. Mentre le fonti assimilate alle rinnovabili erano *“la cogenerazione, impianti che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico, scarti di lavorazione e/o di processi, fonti fossili prodotte da giacimenti minori isolati”* (Accomero A., Treu T., 2009).

Con il provvedimento CIP 6 gli impianti beneficiari godevano di un contratto con garanzia di acquisto dell'energia prodotta ad un prezzo incentivante, differenziato per tipologia di fonte. Tale prezzo veniva costruito secondo due parametri: il *“costo evitato”* ossia il costo non sostenuto dall'Enel per aver evitato la produzione di quel determinato ammontare di energia e la *“componente di incentivazione”* che dipendeva dal tipo di fonte utilizzata dall'impianto.

Il contratto CIP 6 poteva durare fino a 15 anni, ma la *“componente di incentivazione”* era garantita per un massimo di 8 anni. I finanziamenti necessari a sostenere tale forma di incentivazione derivavano direttamente da uno specifico sovrapprezzo della bolletta elettrica, la componente A3 (G.U. n°109 5/1992).

Tale legge considerava l'energia elettrica prodotta dall'incenerimento dei rifiuti come una energia elettrica rinnovabile violando le direttive europee che invece considerano *“assimilata”* esclusivamente l'energia ricavata dalla parte organica dei rifiuti. E' iniziato quindi un *“balletto normativo”* tra Italia ed unione europea che ancora oggi per alcuni aspetti continua.

Gli impianti ammessi a godere dell'incentivo avevano una potenza cumulata di oltre 8000 MW ma l'energia da essi prodotta però era per l' 80% fornita da impianti alimentati da fonti assimilate (incenerimento di rifiuti e combustibili derivanti dalla lavorazione dei rifiuti).

L'onere medio della produzione CIP6 è stato nel 2007 pari a circa 52 €/MWh per ogni MWh prodotto (circa 119 €/MWh per le rinnovabili e 37 €/MWh per le fonti assimilate). Tale costo si ripercuote tutt'oggi sui clienti finali per circa 7 € per ogni MWh prelevato dalla rete (di cui poco più di 3 €/MWh sono riferibili alle rinnovabili). (Memoria AEEG, febbraio 2009)

Questa legge quindi raggiunse solo parzialmente l'obiettivo originario di incrementare la quota delle fonti rinnovabili (soprattutto eolico e biomasse) ma comunque permise di smuovere la situazione monopolistica e di favorire l'ingresso di vari soggetti privati operanti sul lato generazione del mercato elettrico.

Nel 1996 i principi di Maastricht vengono recepiti da una nuova ed articolata direttiva comunitaria (la 96/92/CEE) in cui vengono stabilite le norme comuni per la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica sul mercato europeo, nella prospettiva di conseguire un mercato concorrenziale e non discriminatorio per quanto riguarda gli obblighi e i diritti delle imprese elettriche. La direttiva prefigura dunque un sistema di reti nazionali di trasmissione dell'energia interconnesse tra loro, sulle quali deve essere garantito l'accesso a tutti gli utenti senza discriminazioni.

In questo quadro viene definita la figura dei cosiddetti "clienti idonei" che possono stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista. Viene stabilito inoltre che la platea dei clienti idonei venga progressivamente ampliata. E' poi prevista la designazione da parte degli Stati o delle imprese proprietarie delle reti di un gestore della rete responsabile dei flussi di energia sulla rete di trasmissione. Il gestore della rete deve essere indipendente almeno sul piano della gestione da altre attività non connesse al sistema di trasmissione. Gli stati possono imporre al gestore delle reti nazionali di dare priorità di funzionamento agli impianti che utilizzano fonti rinnovabili, sistemi di cogenerazione. Inoltre possono essere imposti ai soggetti privati obblighi di servizio pubblico per quanto riguarda la sicurezza, la regolarità, il prezzo delle forniture e la protezione dell'ambiente.

Tale direttiva è stata attuata in Italia con il decreto Bersani (dlg 79/1999) con la quale è stato stabilito l'obbligo di separazione societaria tra attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita ai clienti idonei per tutte le società con più di 300.000 clienti finali e che nessun operatore possa controllare più del 50 % della potenza installata.

Al fine di garantire l'indipendenza del gestore della rete e permettere la non discriminatorietà e la trasparenza del processo decisionale con la legge n. 290 del 2003 è stato sancito l'obbligo per ciascun operatore del mercato elettrico di non possedere più del 5 % della nuova società di distribuzione Terna s.p.a. (d.lgs. 16/03/1999 n. 79)

Attualmente la società Terna s.p.a. è per il 30% in mano al ministero dell'economia e alla cassa depositi e prestiti, mentre il 70% è detenuto da investitori privati.

Successivamente la direttiva comunitaria 2003/54/CE ha stabilito ulteriori criteri per una efficace liberalizzazione del mercato, in particolare la libera scelta dei fornitori per gli utenti finali.

Gli utenti finali del sistema elettrico erano suddivisi fra utenti "vincolati", ai quali è applicata una tariffa unica nazionale e gli utenti idonei, che sono liberi di stipulare contratti di fornitura con fornitori di energia. I criteri di idoneità inizialmente stabiliti dal decreto bersani sono stati superati con la direttiva 2003/54/CE che ha stabilito che a partire dal 1 luglio 2004 sono idonei tutti i clienti non civili e dal 1 luglio 2007 tutti i clienti.

I piccoli consumatori che non scelgono un'offerta commerciale del mercato libero rientrano nella tipologia di "clienti del mercato tutelato". Viene loro assicurata una tariffa unica nazionale stabilita dall'autorità per l'energia valida su tutto il territorio italiano. All'acquirente unico, una spa a controllo pubblico, è affidato per legge il ruolo di garante della fornitura di energia elettrica a questa tipologia di consumatori tramite un servizio chiamato di "maggior tutela", cioè a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza di servizio.

Gli attori principali del mercato elettrico italiano attualmente sono l'autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), il gestore del mercato elettrico (GME), la società di distribuzione Terna s.p.a., il gestore dei servizi elettrici (GSE), i produttori, i grossisti ed i distributori.

L'autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG) è un'autorità indipendente che ha il compito di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza, nonché di assicurare elevati livelli di qualità dei servizi.

Il gestore del mercato elettrico (GME) ha il compito di organizzare e gestire il mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra i produttori. E' una società per azioni pubblica posseduta al 100 % dal ministero dello sviluppo economico.

Terna spa è il principale proprietario della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica ad alta tensione. E' responsabile della trasmissione e del dispacciamento dell'energia sull'intero territorio. Viene remunerata con una tariffa stabilita dall'AEEG

Il gestore dei servizi elettrici (GSE) è la spa a controllo pubblico che promuove in Italia lo sviluppo delle fonti rinnovabili attraverso l'erogazione di incentivi e con campagne di informazione per un consumo di energia elettrica responsabile e compatibile con lo sviluppo sostenibile.

I produttori sono le aziende che posseggono le centrali elettriche e che immettono sul mercato l'elettricità che producono.

I grossisti sono le aziende che possono acquistare l'energia elettrica dai produttori e venderla sul mercato senza esercitare altre attività, come la sua produzione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia.

I distributori sono le aziende proprietarie o responsabili in regime di monopolio della rete di distribuzione locale dell'energia elettrica (in genere l'azienda municipalizzata locale).

Riguardo alla produzione di energia elettrica per fonte, l'Italia attualmente è fortemente dipendente dal gas naturale che da un lato limita le emissioni medie del parco elettrico nazionale, ma dall'altro rende il sistema estremamente sensibile alle eventuali problematiche di approvvigionamento di tale risorsa.

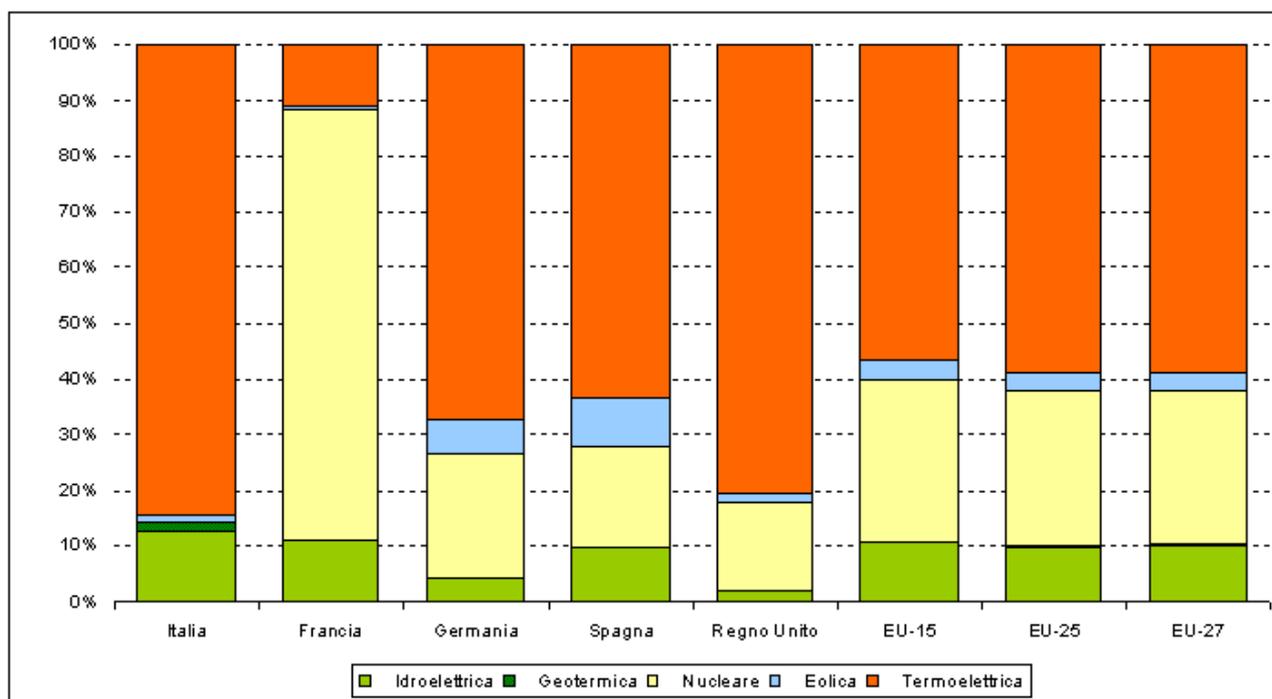


Fig. 1 – Produzione di energia elettrica per fonte. Fonte: Terna, 2009.

Un ruolo fondamentale ha anche la produzione idroelettrica, anche se tale fonte risulta quasi completamente sfruttata dove ritenuta conveniente. L'Italia è infatti il terzo produttore idroelettrico dell'unione europea come quantità dopo Svezia e Francia.

Si sottolinea inoltre il ruolo delle importazioni di energia elettrica che in termini percentuali sulla domanda oscillano dal 10 % in fase diurna al 25 % in fase notturna della domanda (Terna, 2009).

Seppur la capacità installata in Italia risulta sufficiente per coprire i propri fabbisogni, spesso è più conveniente importare energia elettrica. Tale energia elettrica importata è prodotta principalmente dalle centrali nucleari francesi e svizzere la cui produzione è pressoché costante anche nelle ore notturne quando la domanda di elettricità è bassa. Per l'Italia quindi risulta conveniente ridurre l'attività di produzione interna delle centrali meno efficienti ed attivare le stazioni di pompaggio che successivamente immetteranno nuovamente energia elettrica in presenza di richieste maggiori.

Dal confronto dei prezzi dell'energia elettrica condotto dal centro studi CNA nel 2009 sui prezzi finali al lordo delle imposte per consumi industriali annui compresi tra 500 e 2.000 MWh, ossia una delle classi più rappresentative per il mercato italiano, emerge come il prezzo pagato in Italia di 16,8 centesimi di euro per kWh è più elevato rispetto la media dell'UE del +31,8 % ed il terzo più alto in Europa dopo Danimarca e Slovacchia.

	<20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Unione Europea 27	14,33	19,37	10,81	14,78	9,32	12,72	8,28	11,31	7,68	10,35	7,06	9,53
Area Euro	14,95	20,68	11,01	15,47	9,42	13,20	8,35	11,65	7,67	10,58	6,96	9,60
Belgio	13,95	18,57	12,01	15,90	10,22	13,41	9,16	12,06	8,39	10,94	7,48	9,72
Bulgaria	7,67	9,28	7,21	8,72	6,37	7,72	5,83	7,08	5,19	6,34	4,68	5,73
Repubblica Ceca	16,65	19,94	13,53	16,21	10,84	13,03	9,48	11,41	8,82	10,61	8,82	10,63
Danimarca	10,14	23,70	8,19	21,69	7,66	21,02	7,59	21,02	6,92	20,15	6,92	20,15
Germania	16,31	23,47	11,48	17,46	9,67	15,10	8,38	13,49	7,71	12,33	7,59	11,94
Estonia	7,49	9,66	6,28	8,22	5,81	7,67	5,04	6,75	4,08	5,52	3,98	5,40
Irlanda	17,30	19,64	14,50	16,45	11,88	13,46	10,18	11,48	9,20	10,12	8,21	9,34
Grecia	14,51	16,50	11,18	12,80	9,01	10,29	7,80	8,95	6,95	8,02	6,01	6,90
Spagna	16,30	19,87	12,61	15,38	10,82	13,19	8,98	10,95	7,89	9,62	6,84	8,34
Francia	10,10	13,28	7,87	10,39	6,33	8,25	5,90	7,81	5,90	8,01	4,90	6,81
<b>Italia</b>	<b>20,11</b>	<b>28,16</b>	<b>13,33</b>	<b>18,78</b>	<b>11,90</b>	<b>16,77</b>	<b>10,71</b>	<b>14,37</b>	<b>9,52</b>	<b>12,17</b>	<b>8,29</b>	<b>10,09</b>
Cipro	15,19	17,69	15,06	17,54	13,18	15,38	12,01	14,03	10,91	12,77	10,90	12,76
Lettonia	11,55	13,97	9,64	11,66	8,95	10,84	8,42	10,23	7,95	9,61	7,21	8,72
Lituania	10,91	13,07	9,74	11,66	8,57	10,27	7,24	8,67	6,82	8,17	n.d.	n.d.
Lussemburgo	18,13	21,06	12,63	13,91	11,07	12,28	9,10	9,92	6,54	6,94	n.d.	n.d.
Ungheria	11,84	14,43	12,41	15,11	12,49	15,21	11,04	13,47	10,71	13,08	9,06	11,10
Malta	15,68	16,46	15,33	16,09	13,99	14,69	10,45	10,98	10,45	10,98	10,45	10,98
Paesi Bassi	16,30	24,05	10,65	17,40	9,35	13,30	8,80	12,05	8,70	11,30	8,65	11,35
Austria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.								
Polonia	13,52	17,06	10,34	13,18	8,72	11,20	7,78	10,05	7,33	9,50	6,87	8,94
Portogallo	14,15	16,57	10,44	11,95	9,26	9,87	8,26	8,72	6,76	7,18	5,76	6,07
Romania	10,13	12,11	9,70	11,58	8,20	9,80	7,24	8,66	6,44	7,71	5,82	6,97
Slovenia	16,04	20,37	13,04	16,15	9,92	12,49	8,01	10,18	6,56	8,20	7,21	9,00
Slovacchia	21,67	25,87	16,68	19,93	14,06	16,82	12,60	15,07	10,92	13,08	9,75	11,68
Finlandia	8,12	10,23	7,50	9,47	6,50	8,37	6,35	8,06	5,23	6,71	5,08	6,52
Svezia	11,48	14,40	7,67	9,63	6,73	8,47	5,92	7,44	5,39	6,78	4,94	6,22
Regno Unito	13,33	15,73	11,27	13,43	10,25	12,24	9,26	11,03	9,09	10,73	8,97	10,62
Croazia	11,11	13,76	9,95	12,33	8,72	10,84	7,43	9,27	6,07	7,56	5,38	6,75
Turchia	8,13	9,92	7,65	9,59	7,59	9,26	6,98	8,53	6,28	7,70	6,22	7,63
Norvegia	7,04	10,34	6,74	9,97	6,69	9,91	5,56	8,50	4,56	7,25	3,06	5,37

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Tab 1. Prezzi dell'energia elettrica per classe di consumo

Maggiormente penalizzate sono le piccole imprese italiane alle quali sono applicati tra i prezzi più alti del panorama europeo.

Questo gap di prezzo è probabilmente ascrivibile alla forte differenza tra i rispettivi mix produttivi, in particolare: all' assenza del nucleare, alla scarsa presenza tra i combustibili fossili del carbone, ed all'elevata quota di importazione rispetto agli altri paesi europei (Torrelli T., 2010).

## **Le principali politiche che influenzano il modello di simulazione del comportamento del settore elettrico veneto**

L' Universo del modello di simulazione è il sistema del settore elettrico Veneto. Tale Universo è influenzato dall'obiettivo di consumo di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili stabilite dal pacchetto clima-energia, dai sostegni al prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili quali la vendita dei certificati verdi e dal conto energia, e dalle limitazioni alle emissioni di CO<sub>2</sub> previsti dal piano nazionale d'assegnazione.

### ***Obiettivi di sviluppo delle energie rinnovabili***

L'Unione Europea, con il pacchetto clima energia (direttiva 2009/28/CE), ha fissato degli obiettivi che vengono riassunti nella formula del “20 – 20 – 20” indicanti le percentuali di riduzione delle emissioni, di aumento dell'efficienza energetica e di aumento della quota di energia proveniente da fonti rinnovabili da realizzarsi entro il 2020. La scelta della commissione europea è stata quindi di non abbandonare l'obiettivo di un drastico contenimento delle emissioni al fine di evitare l'aumento di 2 °C della temperatura globale rispetto ai livelli pre – industriali (Paganetto, 2010).

Lo sviluppo delle energie rinnovabili, in questa fase economica, non è legato al mercato, ma a scelte di politica economica (Boatto, 2009). L'Italia ha posto lo sviluppo delle fonti rinnovabili insieme alla promozione dell'efficienza energetica tra le priorità della sua politica energetica.

I vantaggi della diffusione delle energie rinnovabili sono riconducibili alla tutela ambientale con la riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, allo sviluppo di nuove filiere e nel lungo termine ad una riduzione dei costi dell'energia elettrica che in definitiva consentiranno di andare verso una forma di sviluppo sostenibile (direttiva 2009/28/CE).

In particolare dall' analisi della Commissione il raggiungimento degli obiettivi in materia di energie rinnovabili comporterà (Europa press releases RAPID, 2008):

- una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> compresa tra i 600 e 900 milioni di tonnellate l'anno, che permetterà di rallentare i cambiamenti climatici e di inviare un chiaro segnale agli altri paesi per incitarli a fare altrettanto;
- una riduzione del consumo di combustibili fossili, per la maggior parte importati, compresa tra 200 e 300 milioni di tonnellate l'anno, che consentirà di accrescere la sicurezza dell'approvvigionamento energetico a beneficio dei cittadini europei;

- uno stimolo per i settori ad alta tecnologia, nuove prospettive economiche e la creazione di posti di lavoro a livello locale.

L'obiettivo di raggiungimento della quota media a livello europeo del 20 % di consumo energetico proveniente da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia elettrica entro il 2020 è stato ripartito tra i singoli stati membri in modo tale da assicurare un'equa ripartizione degli sforzi e dei costi. La ripartizione è avvenuta mediante una opportuna metodologia sviluppata dalla Commissione che tiene conto del livello nell'anno di riferimento (2005) e durante il quinquennio 2000 - 2005 in energie rinnovabili e della situazione economica di ogni Stato membro ponderando l'obiettivo secondo il PIL.

All'Italia è stata attribuita una quota del 17% a copertura dell'intero ammontare dei consumi finali ed una riduzione del 14 % delle emissioni di gas serra rispetto ai valori del 2005.

La direttiva 2009/28 ha previsto inoltre una traiettoria "indicativa" con dei punti di verifica nel 2012, 2014, 2016, 2018 per evitare che il raggiungimento degli obiettivi sia rimandato al 2020. Non si esprime invece a riguardo delle varie tecnologie di produzione di energia da fonti rinnovabili.

La direttiva 2009/28 ha introdotto un regime di garanzie all'origine negoziabili che consenta agli Stati Membri di conseguire i propri obiettivi nel modo più economicamente efficiente. Con tale sistema infatti oltre a sviluppare fonti energetiche rinnovabili locali, gli stati membri possono acquistare garanzie di origine da altri stati membri in cui la produzione di energie rinnovabili avviene a costi inferiori.

La direttiva impone agli stati membri l'adozione di piani di azione nazionale (PAN) per le energie rinnovabili da notificare periodicamente alla Commissione Europea. I piani di azione nazionali per le energie rinnovabili fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento, tenendo conto degli effetti di altre misure politiche relative all'efficienza energetica sul consumo finale di energia, e delle misure appropriate da adottare per raggiungere detti obiettivi nazionali generali. Nel corso degli anni, laddove lo Stato non rispetti le traiettorie indicative e i target intermedi definiti per il raggiungimento degli obiettivi, dovrà essere aggiornato prevedendo opportune misure correttive che pongano in evidenza le ragioni dell'eventuale scostamento ed i criteri per l'assorbimento del medesimo.

In Italia coesistono i prezzi di sostegno alle rinnovabili tra i più alti in Europa, una disponibilità di risorse sfruttabili piuttosto elevata ed una buona dotazione di infrastrutture a cui si contrappongono però problematiche legate alla realizzazione degli impianti sul territorio (autorizzazioni, consenso sociale) e di variabilità del quadro regolamentare e dei meccanismi di incentivazione.

E' in fase di "attesa" il decreto per la ripartizione a livello regionale del "burden sharing" ossia dello sforzo per arrivare al 17% del consumo totale di energia da fonti rinnovabili come previsto dalla legge 13/09. Nel modello di simulazione elaborato si è assunto che il burden sharing regionale sia già in essere ed abbia previsto gli stessi obiettivi nazionali a livello regionale.

### ***Le forme di incentivazione dell' energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili***

La comunità europea ed i paesi membri al fine di assicurare che il sistema energetico evolva in modo sostenibile promuovono programmi per la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili e per un uso efficiente dell'energia (Direttiva 2009/28/CE).

Le fonti di energia rinnovabili e gli interventi per il risparmio energetico risultano talvolta poco convenienti dal punto di vista economico se si considerano unicamente i costi diretti evitati dal soggetto che li compie. Vengono però considerati dallo stato utili alla collettività in quanto non vengono in buona parte considerate le esternalità ossia i costi esterni connessi all'inquinamento sia su base locale che globale e al progressivo esaurimento di risorse fossili finite. I costi esterni dell'uso di energia primaria di tipo fossile sono quindi recuperabili o aumentando il costo dei combustibili fossili mediante tassazione o riducendo quello delle fonti rinnovabili mediante sussidi o incentivi rendendo quindi economicamente competitive fonti che altrimenti non lo sarebbero nel breve termine per l'investitore. Un'altra motivazione è quella di permettere la formazione di un mercato per tali fonti di dimensioni sufficiente a garantire le necessarie economie di scala consentendo quindi una riduzione dei prezzi per il futuro e il finanziamento delle attività di ricerca delle imprese private attive nel settore. Va inoltre considerato il fattore sicurezza energetica, le fonti rinnovabili permettono infatti la produzione di energia su base locale riducendo quindi la necessità di importare combustibili dall'estero e aumentando la durata residua delle riserve degli stessi.

Le incentivazioni inoltre permettono di correggere alcuni meccanismi dei mercati elettrici tali da svantaggiare questo tipo di fonti, infatti fatta eccezione per le biomasse le fonti rinnovabili sono caratterizzate da un alto costo di investimento e da costi di esercizio generalmente bassi. Questo tipo di investimenti richiede quindi una programmazione a lungo termine e la possibilità di prevedere ricavi stabili nel tempo. La struttura stessa del mercato liberalizzato impedisce di

garantire prezzi dell'energia stabili o prevedibili affidandosi unicamente alla libera contrattazione tra le parti.

In Italia si è ricorso a differenti tipologie di incentivazione atte a promuovere lo sviluppo sostenibile del settore energetico che fanno capo al Gestore dei servizi elettrici GSE S.p.a. Attualmente sono disponibili una vasta gamma di misure economiche e normative incentivanti rivolte sia agli operatori del settore energetico che alle imprese e ai cittadini.

Di seguito vengono brevemente descritti i meccanismi di incentivazione attualmente presenti ([www.nextville.it](http://www.nextville.it), 2009).

Il servizio di scambio sul posto consiste nel realizzare una particolare forma di autoconsumo in sito consentendo che l'energia elettrica prodotta e immessa in rete possa essere prelevata e consumata in un momento differente da quello nel quale avviene la produzione. Il sistema elettrico quindi è utilizzato come strumento per "l'immagazzinamento virtuale" dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente autoconsumata (AEEG, 2009). Tale servizio permette di eliminare la differenza dei prezzi di acquisto e vendita dell'energia. Il meccanismo è attivo dal 2009 ed è aperto a tutte le fonti rinnovabili ed agli impianti in cogenerazione ad alto rendimento di potenza inferiore ai 200 kW.

Il ritiro dedicato rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la vendita al GSE dell'energia elettrica immessa in rete in alternativa alla vendita diretta in borsa o ai contratti bilaterali. Tale sistema quindi consente di evitare le spese connesse all'accesso al mercato e una notevole semplificazione burocratica sottraendosi agli adempimenti connessi alla gestione dei servizi di dispacciamento in immissione e del rapporto con il distributore.

Il ritiro dedicato è operativo dal 2008 ed è abbinabile ai certificati verdi e al conto energia oltre la potenza dei 200 kW. Non è invece compatibile con la tariffa omnicomprensiva e con lo scambio sul posto.

Il Conto energia è la forma di incentivo dedicata al fotovoltaico e prevede il riconoscimento di una tariffa incentivante per tutta l'energia prodotta diversa a seconda della taglia e della tipologia impiantistica e nella facoltà di attivare contemporaneamente lo scambio sul posto per gli impianti fino a 200 kW. Oltre quella taglia scatta invece l'obbligo del ritiro dedicato, che si somma comunque alla tariffa incentivante.

La tariffa omnicomprensiva è attiva dal 2009 ed è una tariffa fissa comprendente sia il valore dell'energia sia l'incentivazione, concesso per l'energia elettrica netta immessa in rete differenziato per fonte della durata di 15 anni. E' una misura rivolta agli impianti medio piccoli che producono energia elettrica da fonti rinnovabili ad esclusione del fotovoltaico della potenza inferiore a 1MW e a 200 kW per l'eolico. Questo incentivo a scelta del produttore è alternativo ai certificati verdi e non è compatibile con nessuna delle altre agevolazioni.

I certificati verdi sono titoli negoziabili che attestano la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili la cui domanda deriva dall'obbligo per i produttori e importatori di energia elettrica di immettere una quota minima di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Al fine di premiare in modo differenziato la produzione di energia elettrica da fonti diverse vengono moltiplicati per opportuni coefficienti. Tali certificati sono stati introdotti nel 2008 e non sono compatibili con la tariffa omnicomprensiva e con il conto energia per il fotovoltaico (d.l. 223/2006).

Il modello di simulazione elaborato assume che tutti gli impianti di produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili optino per la forma di incentivazione dei certificati verdi, tranne che per la tecnologia del fotovoltaico che beneficia della tariffa fissa di incentivazione prevista dal conto energia.

### ***Il mercato dei certificati Verdi***

I certificati verdi sono titoli attestanti la produzione di energia da fonti rinnovabili immessi dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE s.p.a.) a favore degli operatori che hanno prodotto energia elettrica da impianti qualificati I.A.F.R. (Impianti alimentati a Fonti Rinnovabili).

Il numero di certificati verdi spettanti al produttore di energia rinnovabile, è dato dal prodotto tra la produzione effettuata nell'anno precedente o la produzione potenziale, nel caso di impianti di nuova installazione, moltiplicata per un coefficiente che ne aumenta o riduce il beneficio a seconda della fonte rinnovabile utilizzata, diviso per la taglia del certificato che attualmente è di 1 MWh.

Il coefficiente moltiplicativo modula così l'incentivazione in modo tale da rispecchiare i differenti costi di produzione di energia dalle diverse fonti rinnovabili.

I coefficienti possono essere aggiornati ogni 3 anni mediante decreto del ministro dello sviluppo economico. I coefficienti attuali sono riportati nella Tabella 2.

<b>Fonte</b>	<b>Coefficiente</b>
Idraulica	1,00
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,80
Biomasse e biogas alimentanti impianti di cogenerazione ad alto rendimento	1,80
Gas di scarica	0,80

Tab. 2 – Coefficienti moltiplicativi per l’assegnazione dei certificati verdi.  
Fonte GSE L. 23/07/2009 n. 99

I certificati verdi sono riconosciuti per la produzione di energia da fonte rinnovabile da impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999, non sono però applicabili a impianti fotovoltaici o solari termodinamici in quanto per queste tipologie di impianti sono previste incentivazioni ad hoc.

Il rilascio di certificati verdi è previsto anche per impianti ibridi che utilizzino fonti rinnovabili in aggiunta ai combustibili fossili limitatamente alla quota di energia attribuibile a tali fonti, per questi impianti l’incentivazione vale anche per impianti la cui entrata in esercizio è anteriore al 1 aprile 1999 purchè abbiano iniziato ad operare in modalità ibrida in data successiva.

Gli impianti hanno diritto ad un periodo di incentivazione pari a 15 anni nel caso che entrino in esercizio dopo il 31 dicembre 2007, a 12 anni se sono entrati in esercizio tra il 1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2007 e ad 8 anni nel caso di impianti non alimentati da fonti rinnovabili, per cui era comunque previsto il rilascio dei certificati verdi quali quelli alimentati da rifiuti non biodegradabili e gli impianti per cogenerazione abbinata al teleriscaldamento.

Per queste due ultime tipologie non è più possibile ottenere certificati verdi per gli impianti entrati in esercizio dopo l’entrata in vigore della finanziaria 2007. Sono inoltre ammissibili all’incentivazione in oggetto gli impianti che utilizzino rifiuti come combustibile unicamente per la quota di produzione ascrivibile all’utilizzo di rifiuti organici.

La domanda di certificati verdi è costituita dalla quota d’obbligo di energia rinnovabile che i produttori e gli importatori di energia elettrica da fonte fossile devono produrre direttamente o acquistare mediante i suddetti certificati verdi. La quota d’obbligo viene calcolata annualmente a consuntivo sulla quantità prodotta e/o importata.

Inizialmente la quota obbligatoria di immissione di energia rinnovabile è stata stabilita pari al 2 % per l'anno 2001 ed è stata mantenuta stabile fino al 2003, successivamente sono stati stabiliti aumenti annui pari allo 0,35% per il periodo 2004-2006 e allo 0,75% fino al 2012.

Anno	Quota d'obbligo (%)
2002	2
2007	3,80
2008	4,55
2009	5,30
2010	6,05
2011	6,80
2012	7,55

Tab. 3 – Quota d'obbligo annuale di immissione di energia incentivata da certificati verdi stabilita dal D. lgs. 79/1999

In caso di inadempimento, è prevista una sanzione pecuniaria determinata in una somma pari ad una volta e mezzo il massimo prezzo con il quale i certificati verdi sono stati scambiati sul mercato. Nella Tabella 2 sono riportati le quote d'obbligo fino al 2012.

Il decreto Bersani (D. lgs. 79/1999) ha previsto una franchigia di 100 GWh per ciascun produttore e importatore di energia elettrica prodotta da fonti fossili, le produzioni e importazioni di energia rinnovabile, le produzioni di energia in cogenerazione, l'energia idraulica prodotta col sistema dei pompaggi e le produzioni di energia da carbone di origine nazionale e gli autoconsumi di centrale.

I certificati verdi vengono scambiati o sulla piattaforma predisposta appositamente dal GME (gestore del mercato dell'energia elettrica) o anche in sedi separate mediante contratti bilaterali, purchè tali transazioni siano comunque registrate dal GME.

La legge 24 dicembre 2007 n. 244 ha previsto inoltre che, fino al raggiungimento della quota stabilita dall'Unione Europea di produzione rinnovabile i certificati verdi in eccesso siano comunque acquistati da GSE. Il GSE può inoltre acquistare e vendere certificati per compensare squilibri di mercato.

Il mercato dei certificati verdi italiano è iniziato nel 2002. Nella prima fase dal 2002 al 2006 la domanda di certificati verdi era superiore all'offerta<sup>1</sup>, i certificati verdi non hanno trovato problemi

di collocazione ed il loro prezzo di scambio era vicino al prezzo di riferimento stabilito dal GSE. Nella Tabella 3 sono riportati i prezzi dei certificati verdi dal 2002 al 2007.

<b>Anno</b>	<b>Prezzo di offerta CV del GSE (senza IVA) (€/MWh)</b>	<b>Prezzo medio dei certificati scambiati sul mercato (€/MWh)</b>
2002	<b>84,18</b>	<b>84,18</b>
2003	<b>82,40</b>	<b>82,40</b>
2004	<b>97,39</b>	<b>97,36</b>
2005	<b>108,92</b>	<b>108,92</b>
2006	<b>125,28</b>	<b>120,37</b>
2007	<b>125,13</b>	<b>96,48</b>

Tab. 4 – Prezzi dei certificati verdi periodo 2002 – 2007  
Fonte: Bollettino GSE aggiornato al 30 giugno 2009

Il prezzo di riferimento nel 2008 e 2009 è stato calcolato sottraendo ad un valore fissato di 180 €/MWh il prezzo medio annuo dell'energia elettricaregistrato nell'anno precedente. (Tabella 4)

<b>Anno</b>	<b>Valore di riferimento (€/MWh)</b>	<b>Prezzo medio cessione energia anno precedente (€/MWh)</b>	<b>Prezzo di offerta CV del GSE (€/MWh)</b>	<b>Prezzo medio di ritiro dei certificati (€/MWh)</b>
2008	180	67,12	<b>112,88</b>	<b>95,53</b>
2009		91,34	<b>88,66</b>	<b>98,00</b>

Tab. 5 – Prezzi dei certificati verdi periodo 2008 – 2009.  
Fonte: Bollettino GSE aggiornato al 30 giugno 2009

Al fine di aumentare la domanda di certificati verdi e sostenerne il prezzo, l'obbligo di acquisire i certificati verdi in una determinata percentuale rispetto all'energia prodotta, verrà trasferito a partire dal 2012 da chi immette energia in rete a chi la preleva (grossisti e consumatori finali).

### ***Il conto energia***

Il conto energia è una modalità di incentivazione consistente nell'attribuire all'energia elettrica prodotta da un certo impianto una remunerazione aggiuntiva rispetto al valore dell'energia prodotta. Questa modalità di incentivazione viene prevista per la prima volta in Italia dal Decreto Legislativo 29 dicembre 2003 n. 387 che recepiva la direttiva europea 2001/77/CE. In questi provvedimenti si stabilivano le modalità per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica per gli impianti entrati in esercizio dopo il 2005.

Nella prima versione del conto energia vi era un notevole carico burocratico dovuta ad una complessa fase istruttoria precedente all'ammissione all'incentivo, inoltre mediante l'imposizione di limiti annuali di potenza incentivabile rallentava il potenziale di crescita della tecnologia fotovoltaica e la struttura delle tariffe incentivanti favorivano gli impianti di grossa taglia non integrati architettonicamente.

Con il nuovo conto energia applicato con il DM 19 febbraio 2007 sono stati introdotti notevoli snellimenti burocratici ed il limite annuo di potenza incentivabile è stato sostituito con un limite globale di 1200 MW.

L'articolazione dell'incentivo è stata radicalmente cambiata al fine di privilegiare i piccoli impianti integrati architettonicamente in altre costruzioni o in elementi di arredo urbano.

L'incentivo viene riconosciuto sulla totalità dell'energia autoprodotta, autoconsumi compresi. Le tariffe incentivanti hanno una durata di 20 anni ed il loro importo durante questo periodo non viene aggiornato per tenere conto dell'inflazione.

Rispetto alle tariffe del 2008 per gli anni 2009 e 2010 il decreto prevede un decremento annuo del 2 %.

Nella Tabella 6 sono riportati gli incentivi per gli impianti integrati, parzialmente integrati e non integrati.

Potenza nominale (KW)	Non Integrati (€/MWh)	Parzialmente integrati (€/MWh)	Integrati (€/MWh)
$1 \leq P_n \leq 3$	384	422	470
$3 \leq P_n \leq 20$	365	403	442
$P_n \geq 20$	346	384	422

Tab. 6 - Articolazione della tariffa incentivante per gli impianti entrati in esercizio nel 2010

Per gli anni successivi l'entità degli incentivi dovrà essere stabilito mediante apposito decreto del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

### ***Limitazioni delle emissioni di anidride carbonica***

Il protocollo di Kyoto prevede per gli stati firmatari, una riduzione o limitazione delle emissioni di gas ad effetto serra del 5,2 % rispetto ai livelli del 1990, nell'arco temporale 2008 – 2012. In particolare l'unione europea ha un obiettivo di riduzione del 8% nell'ambito del quale l'Italia si è impegnata a ridurre le emissioni del 6,5 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2010.

L' UE con la direttiva 2003/87/CE a partire dal 1° gennaio 2005, ha istituito un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas serra all'interno della comunità denominato European Union Emissions Trading Scheme (EU-ETS).

Tutte le imprese europee rientranti nel campo di applicazione della direttiva devono impegnarsi a ridurre le proprie emissioni di gas serra, secondo quanto previsto dai piani nazionali di allocazione (PNA) definiti dai singoli stati membri e sottoposti all'approvazione della Comunità Europea.

Lo schema europeo prevede due fasi, una prima 2005 – 2007 nel quale sono sottoposte alla direttiva esclusivamente le emissioni di CO<sub>2</sub> ed una seconda 2008 – 2012 nella quale potranno essere inclusi anche gli altri gas ad effetto serra.

Per quanto riguarda i settori che rientrano nell'ambito di applicazione della Direttiva, i settori coinvolti sono le attività energetiche, gli impianti di produzione e trasformazione di metalli ferrosi, l'industria dei prodotti minerali e l'industria cartaria ossia i settori maggiormente responsabili delle emissioni nell'UE.

Il sistema comunitario dei permessi di emissione è di tipo "cap and trade". Ciascun permesso assegnato (quota) rappresenta una tonnellata di emissioni di CO<sub>2</sub>.

La direttiva assegna agli stati membri il compito di elaborare il Piano Nazionale di Assegnazione (PNA) che determini il numero totale delle quote di emissione, la loro suddivisione tra settori e l'assegnazione ai singoli impianti.

Le quote annue di emissione determinate dai PNA vengono rilasciate ai singoli impianti dall'autorità competente. I singoli impianti alla scadenza fissata devono restituire un numero di quote pari alle loro emissioni effettive nel periodo di riferimento (anno civile precedente).

Se queste ultime sono superiori alle quote assegnate, l'impianto dovrà procurarsi quote sul mercato oppure pagherà l'ammenda prevista dalla direttiva.

Per quanto concerne il complesso sanzionatorio, è lasciato agli stati membri il compito di determinare le norme necessarie a tal fine.

In generale si prevede un'ammenda pari a 40 euro per il primo periodo (2005 – 2007) e di 100 euro per il secondo periodo (2008 – 2012) per ciascuna tonnellata di CO<sub>2</sub> emessa in eccesso rispetto alle quote restituite ogni anno all'autorità competente.

Il PNA italiano è stato approvato dalla commissione europea nel 2005. La quantità totale di quote è stata calcolata sommando le assegnazioni settoriali, ottenute applicando alle emissioni storiche di CO<sub>2</sub> nel 2000 i tassi di crescita annuali stimati per il periodo 2000 – 2010.

L'assegnazione a livello di impianto nel settore termoelettrico ha riguardato gli impianti che svolgono attività di combustione per la produzione di energia elettrica con potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW termici e che cedono alla rete una quota di energia elettrica pari almeno al 51 % dell'energia complessivamente prodotta dall'impianto.

Nella tabella 7 si riportano le quote di assegnazione per il periodo 2008 – 2012 relative agli impianti termoelettrici presenti in Veneto.

<b>Plant</b>	<b>Capacità</b>	<b>Feedstock</b>	<b>CO2 limit 2008 (Tons)</b>	<b>CO2 limit 2009 (Tons)</b>	<b>CO2 limit 2010 (Tons)</b>	<b>CO2 limit 2011 (Tons)</b>	<b>CO2 limit 2012 (Tons)</b>
<b>Fusina – Enel Produzione S.p.a.</b>	976	Coal	4.869.109	4.601.612	4.342.344	4.058.388	3.815.578
<b>Marghera – Enel Produzione S.p.a.</b>	140	Coal	732.255	695.112	657.969	620.825	583.682
<b>Porto Tolle – Enel S.p.a.</b>	2.640	Coal	1.036.568	725.597	518.284	0	0
<b>Marghera Levante – Edison S.p.a.</b>	766	Natural Gas	1.787.480	1.787.480	1.787.480	1.787.480	1.787.480
<b>CTE Azotati – Edison S.p.a.</b>	240	Natural Gas	657.031	727.489	677.784	628.080	578.376
<b>Castelmassa – Edison s.p.a.</b>	50	Natural Gas	220.971	298.615	298.615	298.615	298.615
<b>Porto Viro – Edison s.p.a.</b>	130	Natural Gas	99.417	99.417	99.417	127.817	303.894

Tab. 7 - Piano Nazionale di assegnazione per il periodo 2008 – 2012 elaborato ai sensi dell'art. 8, comma 2 del D.lgs. 4 aprile 2006, n. 216

## Metodologia utilizzate

Il modello di simulazione costruito costituisce una implementazione della metodologia nota come dinamica dei sistemi o “system dynamic” (SD). La SD è una tecnica che consente di rappresentare ed analizzare i sistemi<sup>2</sup> complessi la cui configurazione appare poco prevedibile nel tempo, al fine di analizzarne il loro comportamento dinamico.

La dinamica dei sistemi vanta una lunga esperienza. L’origine è legata all’ingegnere Jay W. Forrester che all’inizio della sua carriera affiancò il Prof. Brown negli studi sul controllo dei circuiti di retroazione applicati alla costruzione di sistemi antiaerei durante la seconda guerra mondiale dai quali successivamente venne sviluppato il sistema di difesa aerea del Nord America denominato SAGE (*Semi-Automatic Ground Environment*).

Negli anni ’50 Jay W. Forrester cominciò a lavorare all’istituto di tecnologia del Massachusetts (MIT) dove applicò diffusamente la metodologia della dinamica dei sistemi nello studio delle singole realtà aziendali al fine di effettuare analisi ex-post, volte all’individuazione delle cause che hanno dato vita ad un determinato fenomeno/problema osservato, o analisi ex ante, per identificare le condizioni che possano portare al raggiungimento di determinati obiettivi. Un esempio noto fu l’analisi di un problema che affliggeva la General Electric dovuto alle inspiegabili oscillazioni che caratterizzavano l’utilizzo della capacità produttiva nel business degli elettrodomestici. Forrester analizzando la struttura organizzativa dell’azienda comprese che le oscillazioni erano imputabili a fattori interni all’azienda quali i ritardi temporali e la struttura dei circuiti di retroazione che sottendeva ai processi decisionali. Per dimostrare tale intuizione Forrester elaborò un modello matematico di simulazione del comportamento del sistema aziendale e successivamente costruì il primo software Dynamo ancora oggi utilizzato nella costruzione di modelli di simulazione.

Nel 1968 la dinamica dei sistemi è stata utilizzata nell’analisi delle cause della crescita urbana e del suo decadimento con la costruzione del modello *Urban Dynamics*. Successivamente con il modello *World Dynamic* (Forrester, 1971) viene analizzata la sostenibilità dello sviluppo economico a livello globale. Il modello permise di simulare come il sistema mondo poteva essere studiato analizzando l’interazione tra tre sottosistemi, il sistema della produzione industriale, il sistema della popolazione umana ed il sistema della produzione agricola.

---

<sup>2</sup> Il termine sistema deriva dal greco *sum-istemi*, “stare insieme”. Può essere definito come insieme di entità che, pur essendo individualmente distinte, non si limitano a coesistere ma interagiscono in qualche modo, dando vita a relazioni che caratterizzano l’inseme stesso. (J.W. Forrester, 1968)

A partire dagli anni 70 le applicazioni della SD sono state numerose, si sono diffuse in tutto il mondo ed hanno riguardato studi sulla popolazione, sui sistemi ecologici ed economici.

Con il modello DICE (*Dynamic Integrated model of Climate and the Economy*) (Nordhaus, 1992), sono state incorporate relazioni economiche, fisiche ed ambientali al fine di valutare i costi dovuti al riscaldamento globale e la valutazione degli effetti di politiche di controllo di riduzione delle diverse emissioni.

In Italia la SD è stata utilizzata nei progetti di ricerca di sistema ENTRADE ed EXTRA per sviluppare una serie di simulatori del mercato elettrico italiano con orizzonti temporali sia di breve che di lungo termine, mediante i quali sono stati realizzati diversi studi del mercato elettrico nei suoi diversi aspetti (Benini, 2000).

Il metodo di ricerca SD ha una logica estremamente pratica. L'enfasi non è tanto sulla capacità del modello di prevedere particolari stati puntuali del sistema o sul rigore con cui le ipotesi del modello sono state testate empiricamente, quanto sulla possibilità che il modello offre di comprendere la logica con cui le variabili rilevanti interagiscono, il ruolo che ciascuna di esse gioca, i punti in cui il sistema è sensibile agli interventi e gli scenari che emergono come conseguenza di ipotesi alternative circa lo stato iniziale del sistema.

I modelli adottati attraverso il ricorso alla System Dynamics sono di tipo descrittivo. Essi, pur non dando luogo alla individuazione di soluzioni "ottime" in senso assoluto, tendono piuttosto ad evidenziare l'andamento delle variabili-chiave in funzione delle politiche adottate. In tal modo consentono al decisore di cogliere l'essenza, cioè la struttura dei problemi investigati.

La System Dynamics si differenzia, peraltro, dalle tradizionali metodologie di tipo quantitativo-matematico perché consente di apportare in modo relativamente agevole delle modifiche ai modelli rappresentativi dei sistemi investigati. Tali modifiche sono, anzi, funzionali al ricorso alla metodologia in oggetto, in quanto essa implica che il controllo della strategia trovi realizzazione attraverso una continua revisione delle ipotesi pro tempore assunte in merito alla dinamica del sistema, in virtù del confronto effettuato tra modello e realtà osservata. (Bianchi C., 2000)

La System Dynamics "getta un ponte" tra due sponde tradizionalmente separate: quella dell'analisi di tipo strettamente quantitativo-matematico, spesso caratterizzata da un approccio orientato

all'"ottimizzazione" e quella della concreta realtà delle organizzazioni che richiede, invece, delle risposte non univoche, cioè delle "chiavi di lettura" che consentano di comprendere e trattare opportunamente la complessità dei fenomeni. (Bianchi C., 2000)

L'utilizzo della metodologia prevede una serie di fasi quali:

- l' identificazione di un problema;
- lo sviluppo di ipotesi dinamiche e mappe causali per spiegare la causa del problema;
- la costruzione di un modello di simulazione che rappresenti il sistema alla radice del problema;
- controllo del modello per verificare che sia in grado di riprodurre il comportamento osservato nel mondo reale;
- l' elaborazione e test nel modello di politiche alternative finalizzate ad alleviare il problema;
- l' implementazione della soluzione ottimale.

La struttura del modello SD è caratterizzata da quattro elementi:

- un insieme di variabili livello che descrivono lo stato di un sistema;
- un insieme di variabili di flusso che riempiono e svuotano le variabili livello con cui sono connesse;
- un tessuto di canali che trasportano le informazioni dalle variabili livello alle variabili di flusso;
- un insieme di "funzioni di decisione" (Forrester, 1961) che descrivono il modo in cui le informazioni circa lo stato delle variabili livello vengono utilizzate per azionare le variabili di flusso.

Le variabili livello, rappresentano lo stato di un sistema in un determinato istante, come risultato di processi che hanno già avuto luogo. I livelli mantengono il loro valore anche in condizioni statiche, cioè nell'ipotesi che si blocchi lo scorrere del tempo.

Le variabili livello creano continuità tra presente e futuro, tra momenti successive nel tempo, perché esse contengono le informazioni necessarie per definire le decisioni e quindi le azioni future. (Forrester, 1969)

Le variabili di flusso invece, rappresentano i processi che operano per cambiare lo stato del sistema agendo sulle variabili livello. Contengono informazioni circa la dinamica del sistema e devono,

quindi, essere descritte con riferimento ad un determinato intervallo temporale. Nel caso di blocco dello scorrere del tempo assumono valore nullo.

Graficamente i livelli vengono presentati per mezzo di rettangoli, con canali di input e di output, mentre i flussi vengono rappresentati per mezzo di valvole su questi canali.

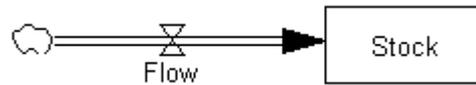


Fig. 2 Rappresentazione grafica di un diagramma “stock and flow”

Dal punto di vista analitico possiamo rappresentare le relazioni fra livelli e flussi attraverso espressioni del tipo:

$$\text{Livello}_{t+1} = \text{Livello}_t + \text{Flusso} \times \Delta t$$

Dove  $\Delta t$  è l’intervallo o soluzione che intercorre tra due successive aggiustamenti del valore della variabile livello nel processo di simulazione.

Considerando intervalli  $\Delta t$  infinitamente piccoli, al limite uguali a 0, otteniamo la derivata rispetto al tempo della variabile livello come segue:

$$\text{Flusso} = d \text{ Livello} / d t$$

L’equazione che fornisce il valore della variabile livello in ogni istante  $t$ , sarà quindi:

$$\text{Livello}_t = \text{Livello}_{t_0} + \int_0^t \text{Flusso} \times d \text{ Livello}$$

I circuiti di retroazione (feedback loops) possono essere definiti come catene di due o più variabili che si influenzano reciprocamente. Un circuito di retroazione esiste ogni volta che lo stato di un sistema stimola una decisione che risulta in un’azione e quest’ultima determina un cambiamento dello stato originale del sistema creando così le premesse per le decisioni future (Forrester, 1969).

Ciascuna variabile compresa in un determinato circuito di retroazione può essere parte di più circuiti di retroazione contemporaneamente; tramite tali variabili, che svolgono un ruolo di connessione tra più circuiti, si formano strutture sistemiche più o meno complesse.

Tali circuiti possono essere positivi quando tendono ad amplificare eventuali stimoli esterni, o negativi quando tendono ad attutire eventuali stimoli esterni.

Un esempio di circuito di retroazione positivo è l'effetto sul reddito prodotto legato alla produttività dei dipendenti, alla motivazione dei dipendenti ed ai dividendi percepiti dai dipendenti.

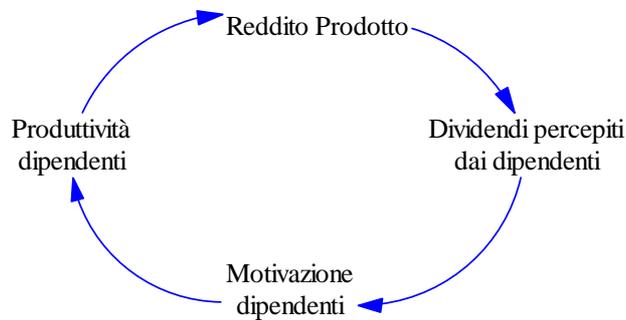


Fig. 3 Esempio di circuito di retroazione positivo. Fonte: Fiorani G., 2009

Mentre un esempio di circuito di retroazione negativa è l'effetto della variabile livello di stress dipendenti sul reddito prodotto.



Fig. 4 Esempio di circuito di retroazione negativa. Fonte: Fiorani G., 2009

Nell'analisi del comportamento dei sistemi un elemento ricorrente è il ritardo temporale che separa un'azione dalle sue conseguenze rendendo più difficile interpretare la relazione tra causa ed effetto. Il ritardo temporale può essere considerato un processo di conversione di una quantità di input in una quantità di output.

Forrester negli anni '60 e molti altri cultori successivamente hanno evidenziato come, ciascun individuo, nella sua vita quotidiana, agisca nell'ambito di sistemi sociali di diversa natura. I sistemi sociali, siano essi aziendali o meno, possono assumere un diverso grado di complessità in funzione della numerosità delle variabili in gioco, dell'articolazione e prevedibilità delle relazioni causali tra di esse intercorrenti, del grado di linearità di tali nessi causali, in relazione al fattore tempo. (Bianchi C., 2000)

Nei processi decisionali gli attori coinvolti decifrano la realtà utilizzando consciamente o inconsciamente, dei modelli, frutto della loro esperienza passata e formazione (Kuhn, 1970; Allison, 1974).

Nel tentativo di interpretare i fenomeni dinamici che emergono dall'osservazione della realtà, Senge ha effettuato una classificazione dei modelli sistemici noti con archetipi sistemici. Gli archetipi sistemici sono esempi, modelli mentali, schemi di riferimento, trasferibili in contesti simili e finalizzati a spiegare il motivo per cui spesso i sistemi generino un effetto contro intuitivo tra azione esercitata su un sistema e risposta del sistema (Senge, 1990).

Gli archetipi sistemici sono composti da una descrizione di una situazione o di un comportamento problematico osservato nella realtà, dalla descrizione del sistema che ha generato il comportamento osservato e da un principio che emerge dall'interpretazione del fenomeno analizzato.

Senge individua 9 tipologie di archetipi sistemici:

- circuito di retroazione negativo con ritardo;
- limite alla crescita;
- soluzioni che falliscono;
- procrastinare gli interventi;
- erosione degli obiettivi;
- escalation;
- successo a chi ha successo;
- tragedia delle risorse comuni;
- sviluppo e sottinvestimento.

Il circuito di retroazione negativo con ritardo si ha quando si osserva nel tempo un comportamento oscillatorio di una variabile di riferimento attorno ad un livello desiderato o di equilibrio (Fig.a).

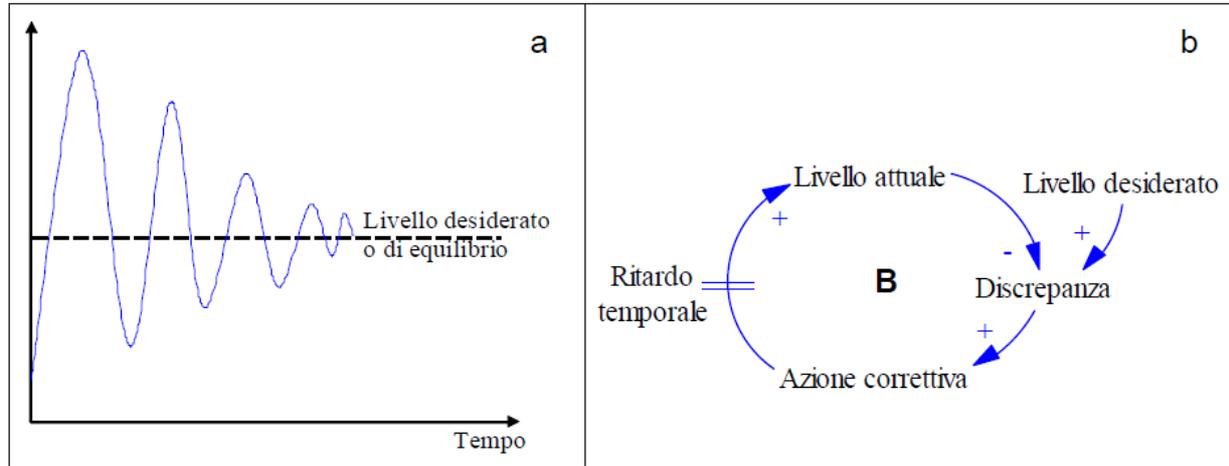


Fig. 5 Rappresentazione del circuito di retroazione negativo con ritardo. Fonte: Fiorani 2009, Mollona 2000 e Senge 1990

Il sistema del circuito di retroazione negativo con ritardo (Fig. b) mostra come un'azione correttiva possa non avere un'efficacia istantanea e ciò potrebbe indurre a far continuare l'azione correttiva con un aggiustamento eccessivo nel lungo periodo che a sua volta può indurre ad una drastica riduzione dell'azione correttiva. Gli effetti di tale comportamento sono delle continue oscillazioni della variabile da aggiustare attorno ad un livello desiderato.

L'insegnamento che emerge dall'interpretazione del fenomeno in chiave sistemica è che aggiustamenti precipitosi e aggressivi aumentano le oscillazioni. E' quindi necessario procedere con aggiustamenti graduali e, se possibile migliorare la governabilità del sistema diminuendo il ritardo. (Fiorani G., 2009)

L'archetipo sistemico limite alla crescita si ha quando una variabile dopo una fase di crescita esponenziale assume un comportamento prima asintotico seguito da una fase di stagnazione dalla quale è difficile uscire (Fig. a).

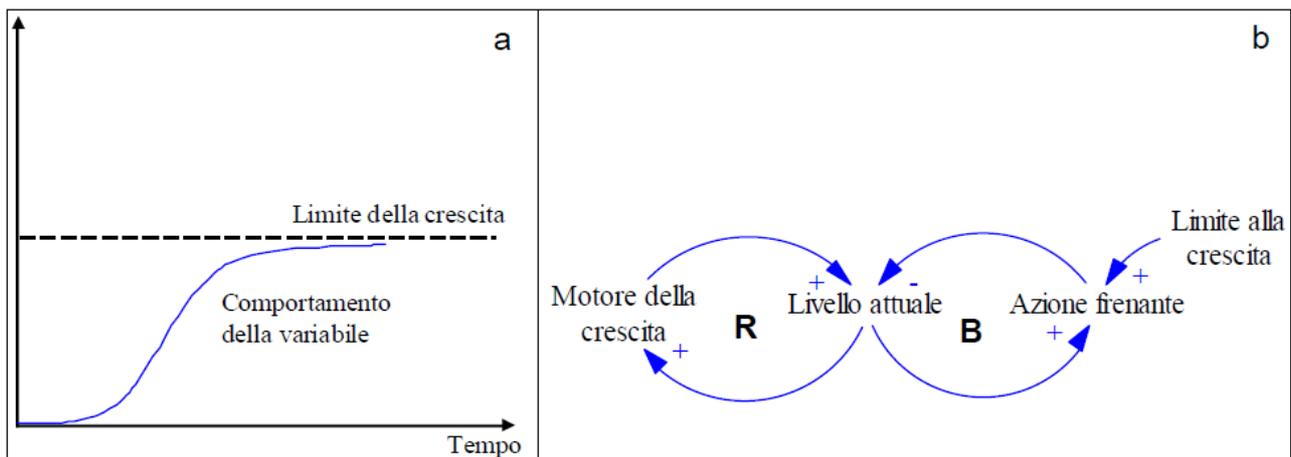


Fig. 6 Rappresentazione del limite alla crescita. Fonte: Fiorani 2009, Mollona 2000 e Senge 1990

Il sistema che origina tale comportamento è costituito da due circuiti di retroazione uno positivo e uno negativo. Nella fase iniziale il circuito positivo domina generando una crescita esponenziale. Nel tempo tale crescita della variabile viene ridotta assumendo un comportamento asintotico per effetto dell'azione frenante del circuito negativo a causa di qualche effetto di saturazione.

L'insegnamento che emerge dall'interpretazione in chiave sistemica del fenomeno osservato suggerisce che nei periodi di crescita è necessario analizzare quali possano essere le condizioni limitanti presenti e future e intervenire rimuovendo il limite alla crescita prima che questo manifesti i suoi effetti negativi. La situazione peggiora infatti se si tenta di forzare la crescita premendo l'acceleratore della crescita costituito dal circuito di retroazione positivo (Mollona, 2000 e Senge 1990).

Il modello soluzioni che falliscono descrive la situazione in cui alla manifestazione di un problema segue un intervento correttivo che sembra risolvere i sintomi del problema solo nel breve periodo in quanto nel lungo periodo porta solo ad un peggioramento della situazione.

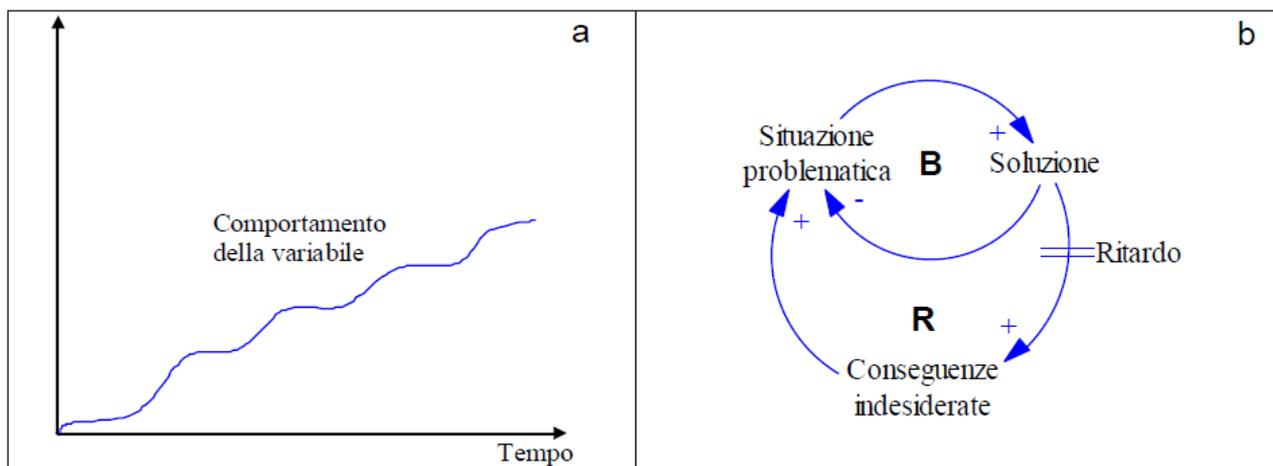


Fig. 7 Rappresentazione dell'archetipo soluzioni che falliscono. Fonte: Fiorani 2009, Mollona 2000 e Senge 1990

Il sistema che porta a tale comportamento di una variabile è composto da due circuiti di retroazione, uno negativo che rappresenta il processo di soluzione consapevole del processo decisionale volto ad eliminare il sintomo del problema e uno positivo formato dalle conseguenze spontanee e indesiderate dello stesso intervento di soluzione.

L'insegnamento dell'archetipo soluzioni che falliscono è che per risolvere i problemi è necessario individuare e colpire i problemi alla radice e non agire sui sintomi. Anche interventi razionali nel breve termine possono avere conseguenze deleterie nel medio – lungo periodo (Mollona, 2000 e Senge 1990)..

Il modello procrastinare gli interventi descrive la situazione nella quale al manifestarsi di un problema segue un intervento che ha un effetto solo nel breve termine. Nel lungo termine oltre a portare ad un peggioramento della situazione preclude anche la possibilità di intervenire radicalmente .

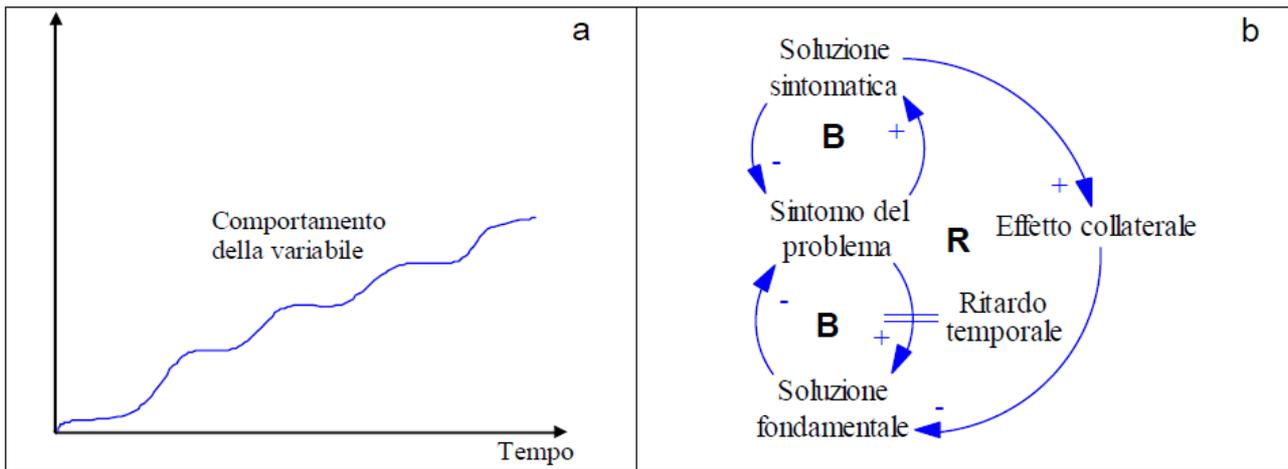


Fig. 8 Rappresentazione dell'archetipo procrastinare gli interventi. Fonte: Fiorani 2009, Mollona 2000 e Senge 1990

Il sistema è composto da tre circuiti di retroazione, due negativi, di cui uno che individua la soluzione sintomatica del problema, e l'altro, con ritardo, che indica la strada per una soluzione fondamentale al problema. Le soluzioni radicali hanno bisogno di un periodo più lungo per essere realizzate.

Il circuito di retroazione positivo è dato dall'effetto collaterale delle soluzioni sintomatiche che rendono progressivamente più difficoltoso utilizzare la soluzione fondamentale.

L'insegnamento che ne deriva dall'interpretazione del fenomeno osservato è che per prevenire conseguenze indesiderate (effetto collaterale) è essenziale fissare obiettivi di lungo periodo. La soluzione sintomatica va usata solo nei casi di emergenza per tamponare il problema in attesa di poter perseguire la soluzione radicale. (Mollona, 2000 e Senge 1990).

Il modello erosione degli obiettivi descrive la situazione nella quale il non raggiungimento del livello desiderato porta ad un aggiustamento dei nuovi obiettivi verso il basso.

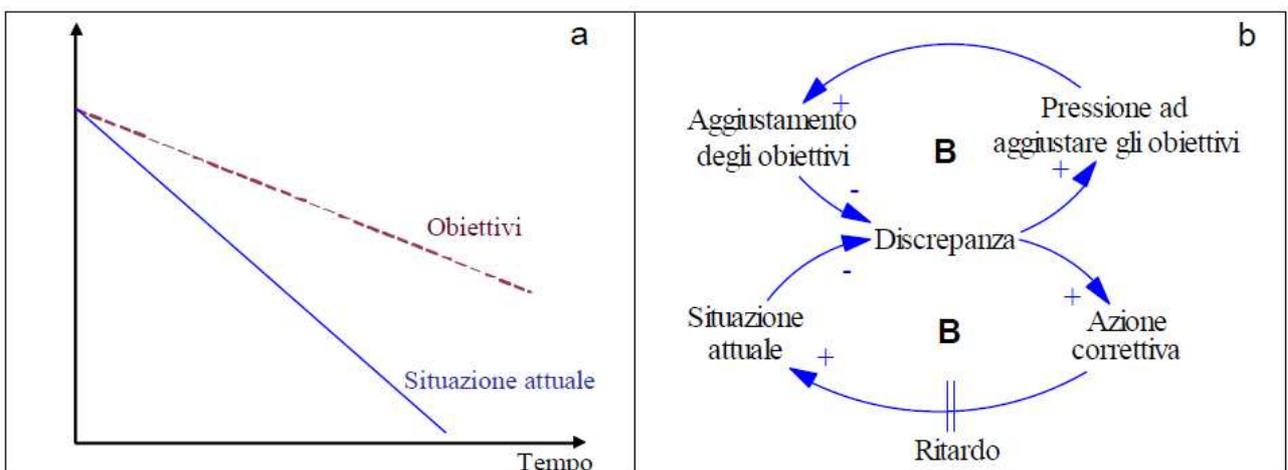


Fig. 9 Rappresentazione dell'archetipo erosione degli obiettivi. Fiorani 2009, Mollona 2000 e Senge 1990

La struttura del sistema è composta dall'aggregazione di due circuiti di retroazione negativi, uno che individua la soluzione transitoria che porta nel rivedere in basso gli obiettivi e l'altro, con ritardo, che indica la strada per una soluzione radicale al problema.

L'insegnamento che emerge dall'interpretazione in chiave sistemica del fenomeno osservato suggerisce nei sistemi di pianificazione strategica, programmazione e controllo di definire con precisione gli obiettivi di lungo termine e utilizzare tale visione come punto di riferimento solido cui agganciare la definizione di tutti i sotto-obiettivi. Spesso infatti gli obiettivi sono forgiati sulla base dell'esperienza passata dell'azienda e non sulla base di un'analisi pienamente razionale delle minacce e delle opportunità. (Mollona, 2000 e Senge 1990).

Nell'archetipo sistemico escalation viene descritto il comportamento problematico che si ha quando due attori in concorrenza reagiscono in sequenza alla decisione dell'avversario con una determinata azione che conduce a risultati indesiderati, perdendo di vista la struttura globale del sistema.

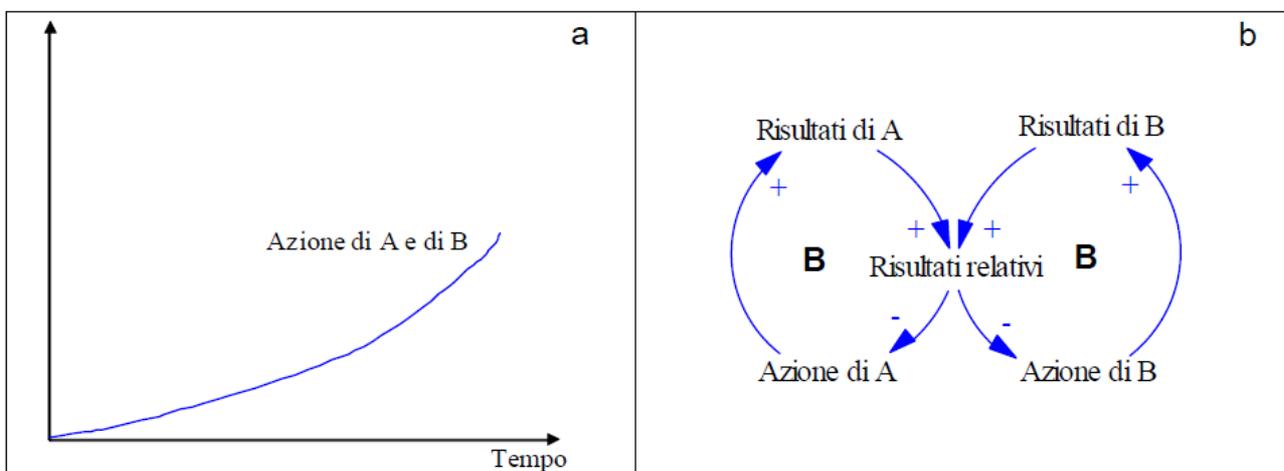


Fig. 10 Rappresazione dell'archetipo sistemico escalation. Fonte: Fiorani 2009, Mollona 2000 e Senge 1990

Il sistema che descrive l'archetipo escalation è composto da due circuiti di retroazione negativi che interconnessi originano un circuito di retroazione positivo. In altri termini ciascun circuito riproduce l'azione di un decisore che reagisce dopo aver confrontato i propri risultati con quelli di concorrente. Tale reazione stimola la reazione del secondo concorrente innescando una spirale continua.

L'insegnamento che deriva dall' 'archetipo escalation è che spesso il decisore non è in grado di anticipare la reazione dei concorrenti o è convinto che questi si adattino, più o meno passivamente, alle sue azioni: la soluzione all'escalation sarebbe la concertazione tra i due decisori. (Mollona, 2000 e Senge 1990).

L'archetipo sistemico successo a chi ha successo riguarda la situazione in cui due attori competono per una risorsa scarsa comune e l'attore che per primo inizia ad accumulare parte di tali risorse ha più facilità a conquistare quote aggiuntive di risorse

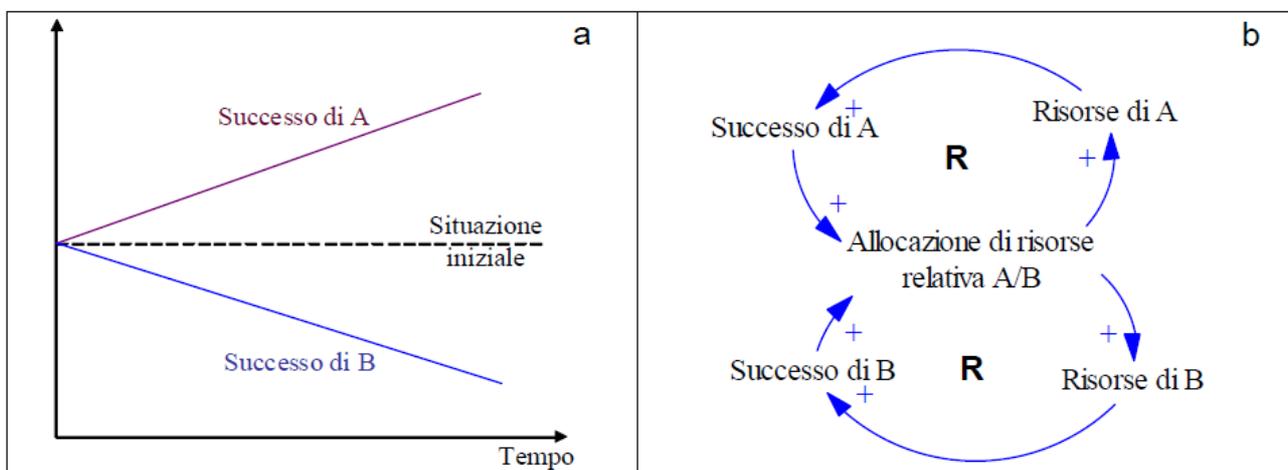


Fig. 11 Rappresetazione dell'archetipo sistemico successo a chi ha successo. Fonte: Fiorani 2009, Mollona 2000 e Senge 1990

Il sistema che descrive il comportamento dell'archetipo successo a chi ha successo è composto dall'aggregazione di due circuiti di retroazione positivi. Il successo di ciascuno dei due concorrenti dipende dalla disponibilità di risorse che, a loro volta, sono allocate in proporzione al successo relativo dei due concorrenti.

L'insegnamento che emerge dall'analisi del fenomeno osservato evidenzia che una competizione è positiva solo se i sistemi di allocazione delle risorse non producono effetti patologici; è necessario pertanto rompere il legame tra i due circuiti di retroazione slegando in parte l'allocazione delle risorse dal risultato economico e premiando anche l'innovazione, il cui potenziale economico è difficilmente valutabile nel breve periodo (Mollona, 2000 e Senge 1990).

L'archetipo tragedia delle risorse comuni analizza la situazione in cui si manifesta un'improvvisa e non prevista riduzione del rendimento di due attività.

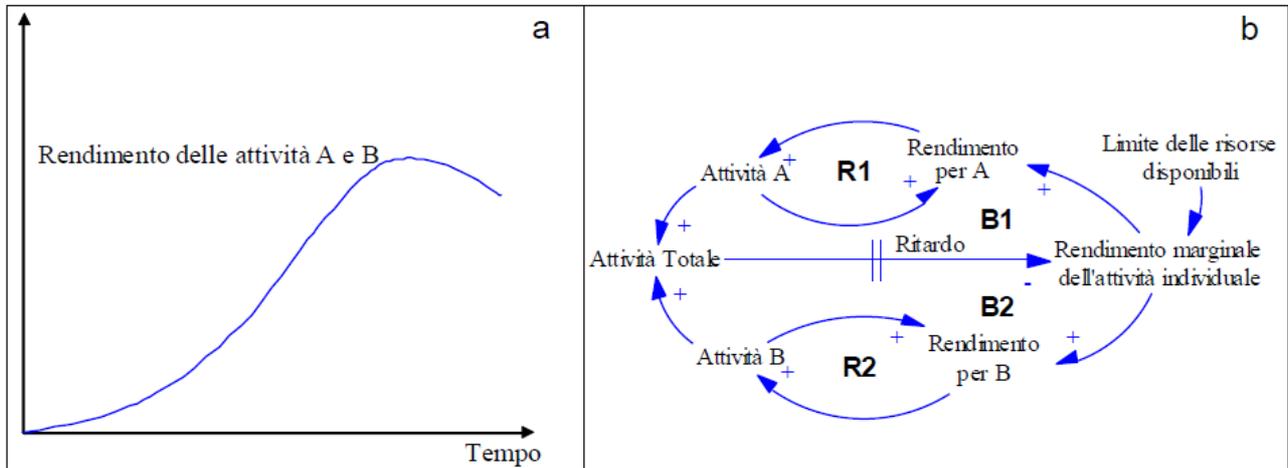


Fig. 12 Rappresetazione dell'archetipo sistemico tragedia delle risorse comuni. Fonte: Fiorani 2009, Mollona 2000 e Senge 1990

La struttura del sistema che ha generato tale comportamento è costituita dall'aggregazione di 4 circuiti di retroazione, due positivi, che determinano l'iniziale crescita esponenziale delle due attività, e due negativi, che rappresentano il calo del rendimento marginale (o esaurimento) della risorsa comune che comprime il rendimento delle due attività.

L'insegnamento che emerge è che i problemi vanno considerati in un'ottica sistemica collegando il declino dei rendimenti delle due attività. Il problema consiste, infatti, nella mancanza di coordinamento nello sfruttamento delle risorse comuni (Mollona, 2000 e Senge 1990).

Con l'archetipo sviluppo e sottoinvestimento si analizza il comportamento problematico di aziende che dopo una fase di crescita esponenziale si scontrano con un limite a tale crescita. L'intervento per rimuovere tale limite è tardivo e poco convinto, generando una serie di oscillazioni della variabile osservata.

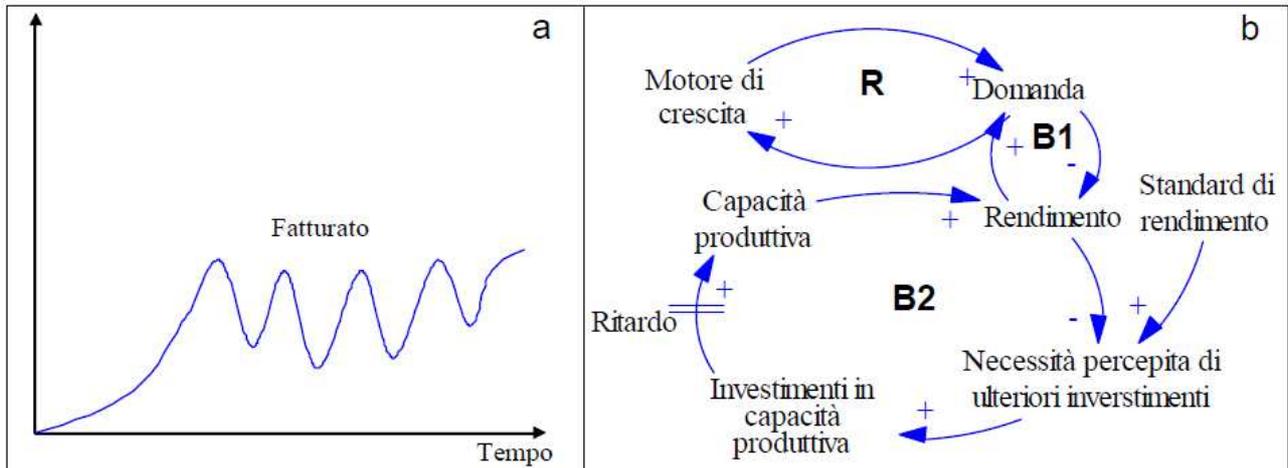


Fig. 12 Rappresazione dell'archetipo sistemico sviluppo e sottoinvestimento. Fonte: Fiorani 2009, Mollona 2000 e Senge 1990.

La struttura del sistema che genera il comportamento dell'archetipo sviluppo e sottoinvestimento osservato è composta dall'aggregazione di 3 circuiti di retroazione, uno positivo, che costituisce il motore di crescita dell'azienda, e due negativi, che costituiscono il limite alla crescita: il circuito B1 evidenzia come all'aumentare della domanda le performance si riducano, mentre il circuito B2, che rappresenta la soluzione al problema della riduzione delle performance, evidenzia la spinta a fare nuovi investimenti in capacità produttiva. Tali investimenti riportano le performance al livello originario ma con ritardo, generando il comportamento oscillatorio (Limite alla crescita + Procrastinare gli interventi).

L'insegnamento che emerge dall'interpretazione in chiave sistemica del fenomeno osservato suggerisce che, per evitare andamenti oscillatori, è necessario intervenire sul problema molto prima che i sintomi siano manifestati (Mollona, 2000 e Senge 1990).

## Descrizione del modello

Il modello elaborato rappresenta un'applicazione della metodologia della system dynamic a livello settoriale e locale che ha permesso di simulare gli effetti dell'interazione tra l'attività di produzione di energia elettrica e le scelte di politica energetica.

A tal fine è stato utilizzato il software vensim un programma orientato graficamente che consente di realizzare un diagramma schematico del sistema da esaminare e adatto alla realizzazione di modelli di simulazione dell'evoluzione temporale di sistemi formati da diversi elementi in relazione tra loro. Tale software viene distribuito dalla società Ventana Systems ed è stato prodotto dall'Università di Harvard in Massachusetts.

Il modello è suddiviso in tre sezioni; una prima che analizza la domanda regionale di energia elettrica, una seconda che valuta i profitti ed i potenziali sviluppi delle tecnologie presenti sul territorio regionale ed una terza parte che tiene traccia dei principali effetti quali l'andamento del valore delle esternalità complessive, l'effetto sull'occupazione nel settore elettrico e del valore della spesa complessiva per il consumatore finale.

Il comportamento del sistema elettrico Veneto nel modello, può essere paragonato a quello di una "big company" che deve soddisfare la domanda energetica allocando le risorse tra le tecnologie che ha a disposizione, tenendo conto dei margini, dei vincoli fisici, e mediante l'importazione di elettricità per compensare l'eventuale domanda residua. Nel modello si assume che la produzione di energia elettrica locale sommata all'importazione da altre regioni e da altri stati incontra sempre la domanda.

L'investimento nelle diverse tecnologie produttive è legato al profitto per unità di energia elettrica prodotta MWh che la tecnologia permette di ottenere, ed alle potenzialità di sviluppo espresse sempre in MWh che possono essere legate alle disponibilità di feedstock ad un determinato livello di prezzo o ad altre restrizioni fisiche. Una priorità maggiore negli investimenti viene data alle tecnologie che permettono di ottenere un profitto più elevato. Compiuto l'investimento, l'attività produttiva continuerà nel tempo con una determinata tecnologia fintantoché le condizioni manterranno il profitto positivo.

La domanda di energia elettrica regionale viene differenziata nel tempo, in base all'obiettivo nazionale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in, domanda di energia elettrica tradizionale e rinnovabile che il settore elettrico veneto cercherà di soddisfare investendo in nuova

capacità mediante tecnologie tradizionali, tecnologie rinnovabili e per la quota di domanda residua non coperta con le importazioni.

Le tecnologie in competizione considerate nel modello, sono quelle già presenti ed in progetto nell'anno 2009. La produzione tradizionale di energia elettrica in Veneto avviene prevalentemente mediante centrali alimentate a gas e a carbone, ed in misura molto limitata alla valorizzazione energetica della quota non biodegradabile dei rifiuti mediante incenerimento e captazione dei gas di discarica. Le tecnologie rinnovabili considerate sono l'idroelettrico, il fotovoltaico, la combustione diretta di biomasse solide, l'utilizzo di oli vegetali grezzi in motori endotermici, i digestori di residui agro-zootecnici e la valorizzazione della frazione biodegradabile dei rifiuti mediante incenerimento o captazione dei gas di discarica. Nelle simulazioni effettuate è stata inoltre assunta l'ipotesi di utilizzo della tecnologia del nucleare avanzato.

Di seguito verranno descritte le principali variabili che sono state utilizzate nel modello. L'elenco completo delle variabili è riportato nell'appendice 1.

L'universo del modello è rappresentato dal sistema elettrico veneto, la cui produzione interna è stimolata dalla domanda di energia elettrica regionale [**total demand**]. Tale variabile è ottenuta dalla somma delle domande settoriali (industria, servizi, domestico, trasporti, agricoltura) che sono presenti come subscript nella variabile [**sector demand**]. Durante le simulazioni tale variabile è il risultato della somma tra la domanda settoriale ad inizio simulazione [**initial sector demand**] e la variazione annua della domanda settoriale [**change in sector demand**] che durante il periodo di simulazione può essere soggetta ad una crescita o ad una contrazione annua in funzione della variabile esogena, tasso di crescita medio annuo [**annual sector growth rate**].

La domanda di energia elettrica è rappresentata graficamente nel modello dal diagramma "stock and flow" sottoriportato nel quale lo "stock" che può aumentare o diminuire nel tempo è rappresentato dalla variabile [**sector demand**] ed il flusso dalla variabile [**change in sector demand**].

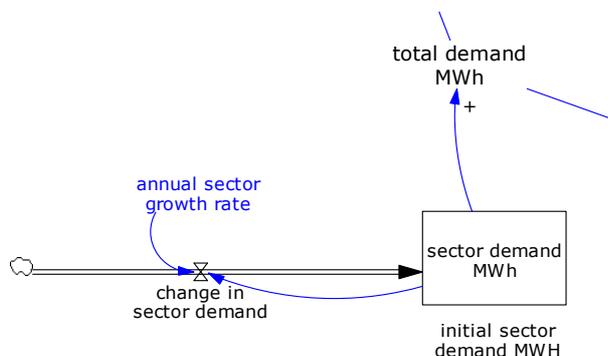


Fig. 13 Diagramma stock and flow della domanda di energia elettrica

Le domanda complessiva di energia elettrica [**total demand MWh**] viene soddisfatta mediante la produzione di energia elettrica interna [**domestic production by technology MWh**] e la parte residua con le importazioni.

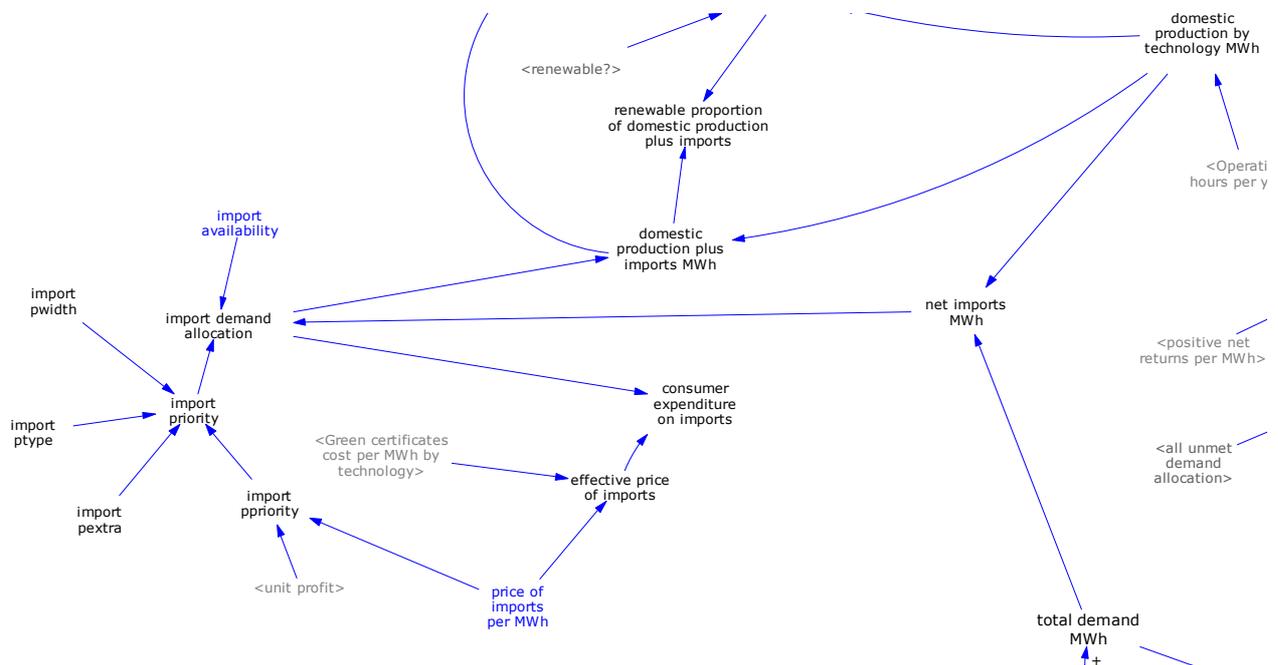


Fig. 14 Rappresentazione grafica di parte del modello relativo alle importazioni

Le importazioni nette [**net imports MWh**] sono date dalla differenza tra la domanda di energia elettrica totale [**total demand MWh**] e la produzione interna di energia elettrica [**domestic production by technology MWh**].

Le importazioni di energia elettrica possono provenire da altre regioni o dall'estero. Le importazioni di energia elettrica in Veneto derivano in gran parte da altre regioni. L'importazione dall'estero è pressochè costante ed è limitata dalla capacità di conduzione dell'unica linea di interconnessione Soverzene – Lienc. Nel modello tali valori esogeni sono tenuti differenziati come subscript nella variabile [**import availability**] nella quale si è fissato un limite massimo per le importazioni dall'estero, mentre per le importazioni da altre regioni è stato assunto che non esistano limiti.

Nelle simulazioni le importazioni vengono allocate tra importazioni da altre regioni e dall'estero in base ad una priorità calcolata sui diversi prezzi di importazione dell'energia elettrica. Tale allocazione avviene con la funzione "allocate available" utilizzata in generale per allocare delle risorse scarse sulla base di una prioritizzazione delle richieste. Tale funzione prevede una struttura predefinita composta dalle variabili [**ptype**] che indica il tipo di distribuzione, assunto normale. Le altre variabili collegate sono [**pwidth**] indica la deviazione standard e [**Ppriority**] il punto centrale della distribuzione.

La variabile [**effective price of imports**] riporta il prezzo di importazione il cui calcolo varia durante il periodo di simulazione alla luce di un prevedibile cambio di politica. Tale variabile assume per le importazioni dall'estero prima del 2013 un valore pari al prezzo di importazione dell'energia elettrica dall'estero (variabile esogena) più il costo di acquisto dei certificati verdi. Dopo il 2013 invece un valore pari al solo prezzo di importazione dell'energia elettrica dall'estero. Tale variazione di comportamento della variabile avviene mediante l'utilizzo della funzione "*if then else*" e del comando "*get time value*". La funzione "*if then else*" consente di specificare a quali condizioni verranno eseguiti una data istruzione o un dato blocco di istruzioni e quando una istruzione o un dato blocco di istruzioni alternativo. Il comando "*get time value*" permette invece di specificare durante il periodo di simulazione quando la variabile cambia comportamento.

La spesa del consumatore dovuta alle importazioni [**consumer expenditure on import**] viene calcolata moltiplicando il prezzo effettivo di importazione [**effective price of imports**] per la quantità importata [**import demand allocation**].

L'energia elettrica importata dall'estero e dalle altre regioni in [**import demand allocation**] viene sommata alla produzione complessiva interna regionale prodotta dalle tecnologie tradizionali e rinnovabili [**domestic production by technology**] nella variabile [**domestic production plus imports MWh**].

Una parte dell'energia elettrica prodotta in Veneto viene prodotta da fonti rinnovabili. Viene tenuta traccia della proporzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nella variabile [**renewable proportion of domestic production plus imports**] nella quale la produzione di energia elettrica rinnovabile [**renewable production MWh**] viene divisa per la produzione domestica + le importazioni [**domestic production plus imports MWh**]. Per calcolare tale rapporto viene utilizzato il comando "*zidz*" per impedire che tale divisione possa essere impossibile. Con tale comando infatti se il denominatore è uguale a 0 il quoziente risulterà 0.

La variabile [**Domestic production by technology MWh**] è data dal prodotto tra la capacità corrente [**current capacity MWp**] per le ore di funzionamento annuo [**operation hour per year**].

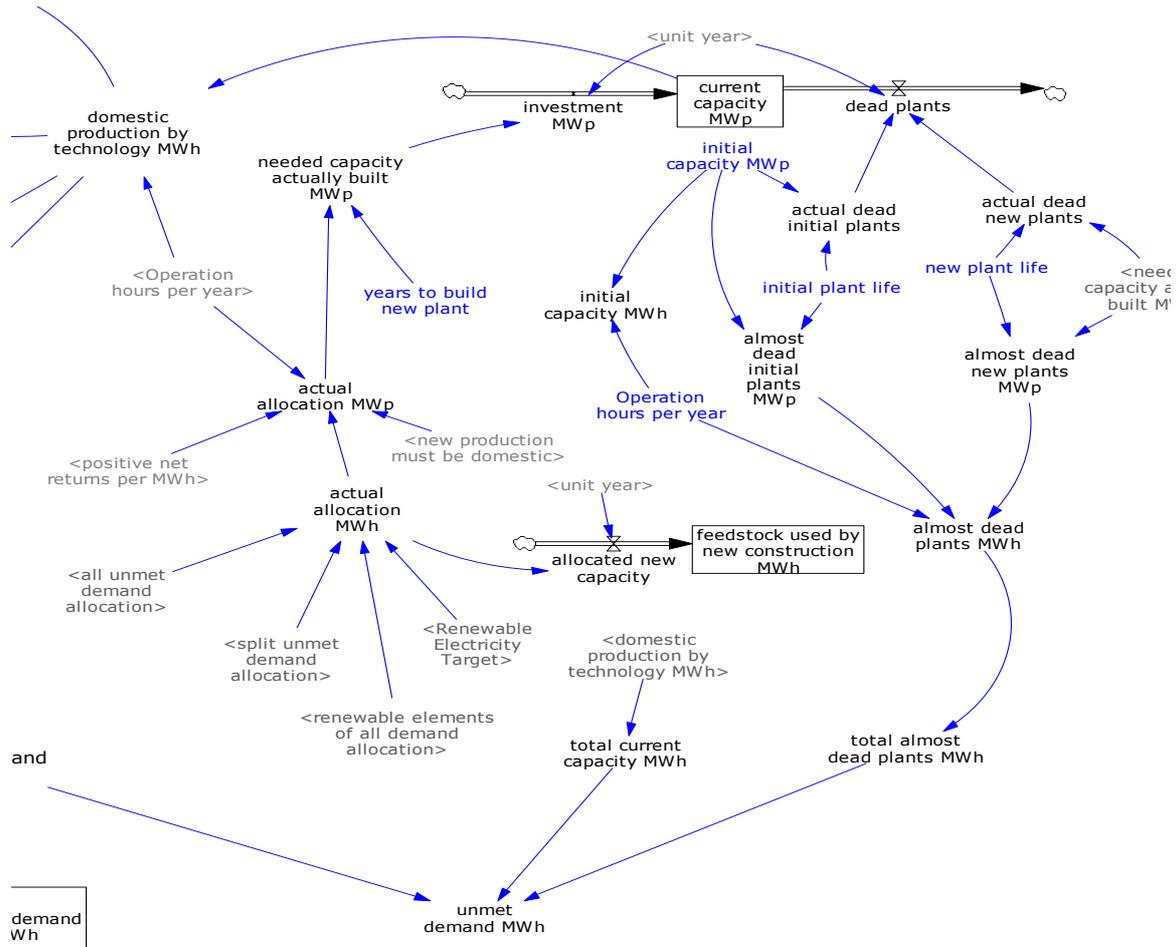


Fig. 15 Rappresentazione grafica di parte del modello relativo alla formazione della capacità corrente.

La Capacità presente in un dato momento [**current capacity MWp**] è suddivisa per tecnologia ed è un “livello” risultato di un diagramma “stock and flow”. La capacità corrente presente in un dato momento è il risultato della differenza tra la somma della capacità iniziale presente a inizio simulazione (variabile esogena) [**initial capacity MWp**] e la nuova capacità apportata con gli investimenti [**investment MWp**] meno la capacità dagli impianti che hanno terminato il loro ciclo produttivo [**dead plants**] espressa in MWp annui. Il modello distingue gli impianti già in produzione al momento di inizio del periodo di simulazione che presentano un periodo di vita residuo [**initial plant life**] dai nuovi impianti che presentano un periodo di vita pari all'intero ciclo produttivo delle varie tecnologie messe a confronto [**new plant life**].

I nuovi investimenti vengono effettuati con un certo ritardo espresso in anni a causa del tempo necessario alla costruzione di nuovi impianti che cambia in funzione della tecnologia [**years to**

**build new plant**] (variabile esogena). Tale ritardo è ottenuto mediante il comando “*delay fixed*” applicata alla variabile [**needed capacity actually built MWp**].

Gli impianti che terminano il loro ciclo produttivo possono essere impianti già presenti al momento di inizio simulazione [**actual dead initial plants**] espressi in MWp o impianti che sono stati costruiti successivamente [**actual dead new plants**] espressi in MWp. Tali valori vengono sommati nella variabile [**dead plants**] che va a ridurre la capacità installata.

E’ stato assunto che gli impianti iniziali e nuovi a fine ciclo terminino di produrre energia elettrica prima della fine del loro ciclo per un periodo pari al tempo necessario alla ricostruzione dell’impianto per tenere conto della riduzione della loro efficienza nel tempo. Le variabili [**almost dead initial plants MWp**] e [**almost dead new plants MWp**] vengono moltiplicate per le ore di funzionamento annuo [**operation hours per year**] e sommati nella variabile [**almost dead plants MWh**]. La somma tra tutte le perdite di energia elettrica di tutte le tecnologie viene calcolata nella variabile [**total almost dead plants MWh**].

La domanda di energia elettrica non coperta [**unmet demand MWh**] è data dalla differenza tra la somma di [**total almost dead plants MWh**] con la domanda totale di energia elettrica [**total demand**] e la produzione di energia elettrica interna [**total current capacity MWh**]. Tale variabile è stato imposto mediante la funzione “*if then else*” che possa assumere solo valori positivi o uguali a 0.

Gli investimenti nelle tecnologia disponibili [**investment MWp**] vengono fatti a seconda del fabbisogno di energia elettrica necessaria per coprire la domanda. Mediante la funzione “*delay fixed*” si tiene conto nella variabile [**needed capacity actually built MWp**] degli anni necessari per costruire le varie tipologie di impianti [**years to build new plants**].

Della domanda elettrica non coperta [**unmet demand MWh**] una quota deve essere prodotta da fonti rinnovabili come previsto dal target fissato dall’unione europea [**renewable electricity target**] (variabile esogena) e la rimanente parte mediante produzione da impianti tradizionali. La variabile [**unmet demand to be allocated MWh**] fornisce il valore di quanta energia elettrica deve essere prodotta da impianti rinnovabili e quanta da impianti tradizionali.

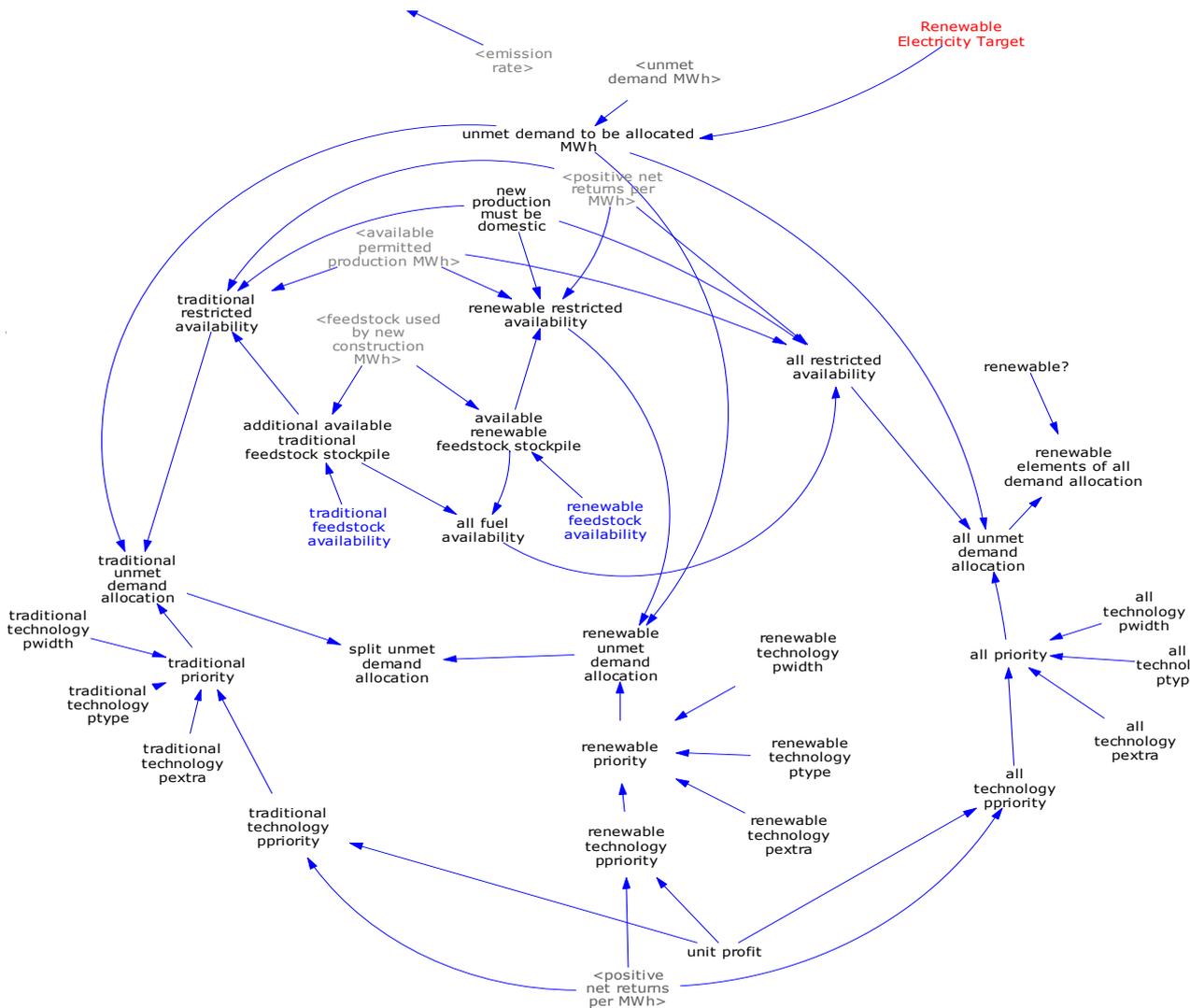


Fig. 16 Rappresentazione grafica di parte del modello relativo all’allocazione della domanda non coperta.

L’attività di produzione dell’energia elettrica da fonti tradizionali e rinnovabili è soggetta a vincoli di natura fisica e politica. La quantità di energia elettrica producibile da ciascuna tecnologia tradizionale [**traditional restricted availability**] e rinnovabile [**renewable restricted availability**] è legata al margine ottenibile per unità di energia elettrica prodotta [**positive net returns per MWh**]. Nella costruzione del modello si è assunto come prima condizione di produzione per ciascuna tecnologia che se il margine è positivo l’attività di produzione avviene altrimenti si ferma. Una volta soddisfatta questa condizione base, l’energia elettrica producibile da ciascuna tecnologia sarà pari al valore minimo tra la quantità ottenibile dalla trasformazione delle diverse materia prime disponibili espresse in MWh [**traditional feedstock availability**] e [**renewable feedstock availability**] e dalla quantità di energia elettrica producibile all’interno dei limiti di CO<sub>2</sub> stabiliti.

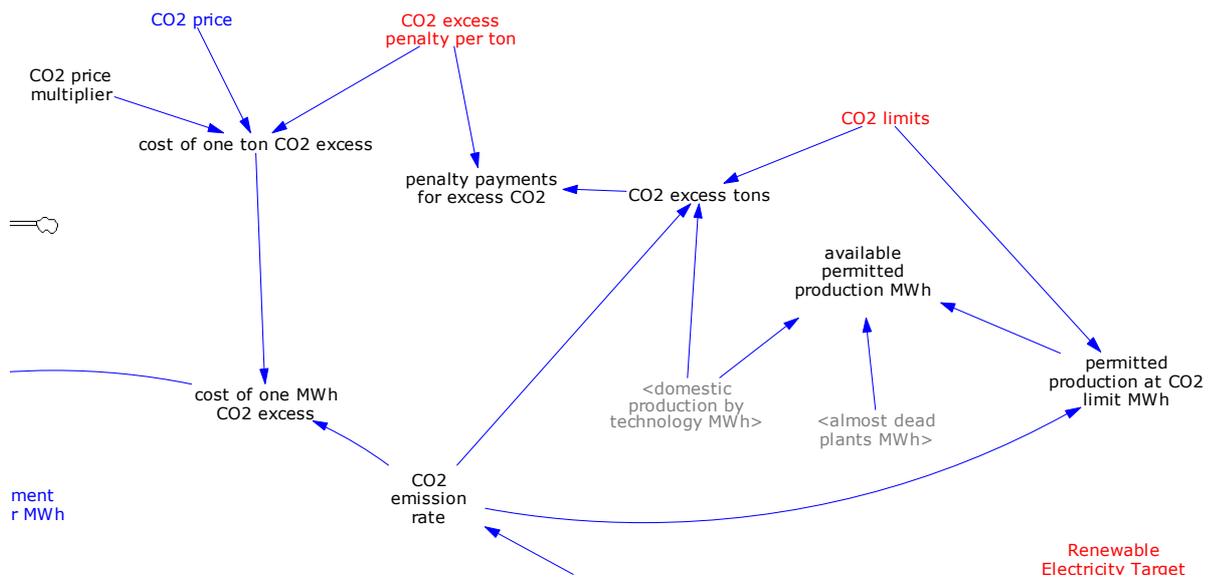


Fig. 17 Rappresentazione grafica di parte del modello relativo alla limitazione della produzione dovuta ai limiti alle emissioni di CO<sub>2</sub>.

La variabile [**available permitted production MWh**] fornisce il valore della produzione disponibile espresso in MWh dato dalla differenza tra la somma della produzione permessa entro i limiti di emissione della CO<sub>2</sub> stabiliti [**permitted production at CO<sub>2</sub> limit**] con la produzione degli impianti che hanno quasi terminato il loro ciclo produttivo [**almost dead plants MWh**] meno la produzione interna [**domestic production by technology MWh**].

L'allocazione della produzione di energia elettrica espressa in MWh nelle tecnologie tradizionali e rinnovabili avviene nelle variabili [**traditional unmet demand allocation**] e [**renewable unmet demand allocation**] mediante la funzione "available allocation". L'allocazione viene fatta in base ad una prioritizzazione stabilita a seconda del profitto che ciascuna tecnologia è in grado di dare che può essere positivo o pari a 0 [**positive net returns per MWh**].

La variabile [**positive net returns per MWh**] indica il margine per MWh assunto sempre non negativo, prodotto da ciascuna tecnologia. Tale margine per unità di energia elettrica prodotta è il risultato della differenza tra i benefici derivanti dalla vendita dell'energia elettrica ed costi di produzione [**cost of production per MWh**].

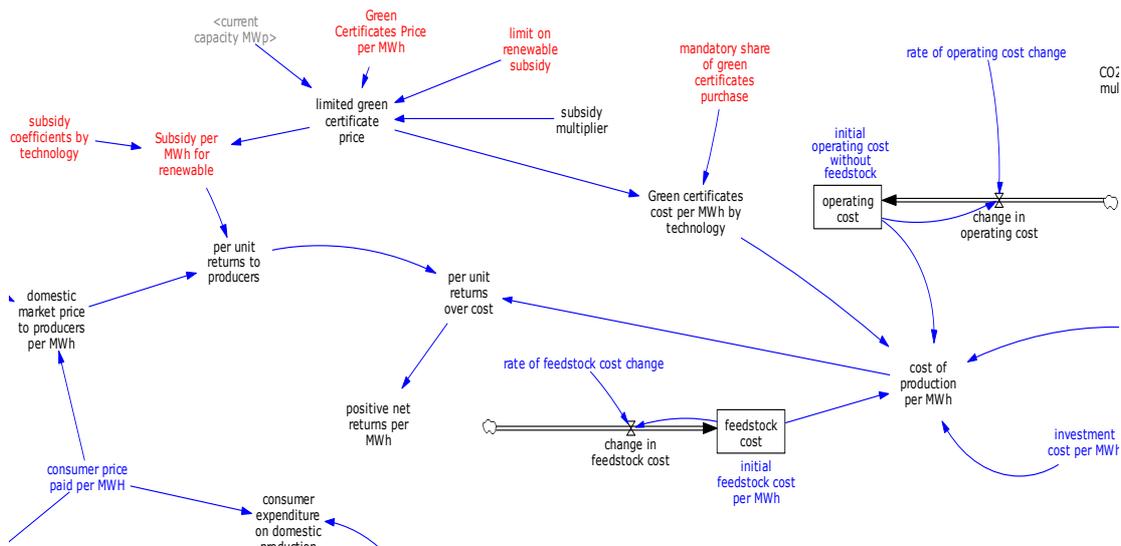


Fig. 18 Rappresentazione grafica di parte del modello relativo ai costi di produzione dell'energia elettrica.

Nel modello il costo di produzione [**cost of production per MWh**] è ottenuto dalla somma dei costi di investimento (costi di dismissione degli impianti inclusi) [**investment cost per MWh**], acquisto della materia prima [**feedstock cost per MWh**], costi operativi [**operating cost**], costi nel caso in cui l'attività di produzione dell'energia elettrica avvenga oltre i limiti di emissione della CO<sub>2</sub> stabiliti [**cost of one MWh CO<sub>2</sub> excess**] ed costi di acquisto dei certificate Verdi [**green certificates cost per MWh by technology**] da parte dei produttori di energia elettrica da fonti tradizionali.

Nel caso delle tecnologie tradizionali le entrate derivano unicamente dalla vendita di energia elettrica al prezzo di mercato [**domestic market price to producer per MWh**], mentre per le fonti rinnovabili ad esclusione del fotovoltaico è dato dal prezzo di mercato più il valore dei certificati verdi [**green certificates price per MWh**] moltiplicati per un opportuno coefficiente variabile a seconda della tecnologia [**subsidy coefficients by technology**]. Mentre il fotovoltaico oltre al prezzo di vendita dell'energia elettrica gode di una specifica tariffa, il conto energia.

Il modello tiene traccia degli effetti dell'attività di produzione di energia elettrica quali la spesa media per i consumatori [**expenditure by consumers**], il numero degli occupati [**number of employed**], il costo delle esternalità dovuto all'emissione dei principali macroinquinanti [**current emissions by emission**] e delle esternalità complessive [**annual value of all externalities**].

## I dati utilizzati nelle simulazione

### La domanda di energia elettrica

La prima sezione il modello analizza la domanda di energia elettrica complessiva in MWh/anno, ottenuta dalla somma delle domande dei diversi settori. I dati di richiesta di energia elettrica del Veneto sono stati ottenuti dallo studio condotto da Terna s.p.a. (Terna, 2008) nel quale è riportata una richiesta energetica regionale nel 2008 pari a 33.594.500 MWh il 9,8% della domanda nazionale.

Rispetto alla produzione interna di energia elettrica il Veneto si trova in una posizione di deficit a partire dal 2000, ossia dall'anno in cui è iniziata la chiusura della centrale elettrica di Porto Tolle (Ro). Nel 2008 il deficit energetico ha raggiunto i 17.268.900 MWh (-51,4 %).

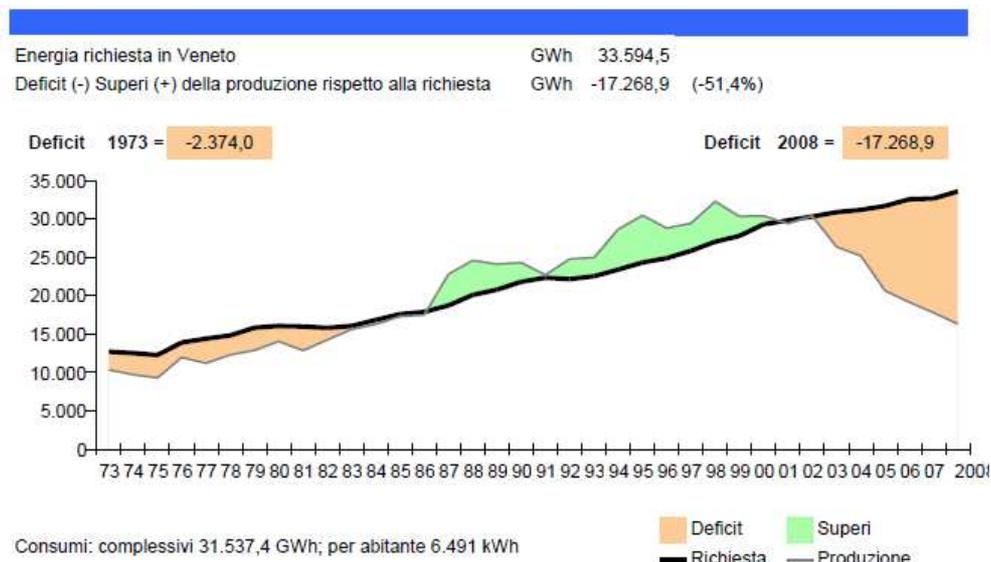


Fig. 19 Andamento della domanda e della produzione di energia elettrica in Veneto. Fonte: Terna, 2009

Il settore maggiormente energivoro è di gran lunga l'industria con 17.534.900 MWh, a cui segue il terziario con 7.665.600 MWh, il domestico con 5.457.600 MWh e l'agricoltura con 593.800 MWh. I consumi elettrici relativi ai trasporti sono limitati (285.500 MWh) e si riferiscono unicamente al trasporto ferroviario.

Nello studio "Le previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario 2009 – 2019" (Terna s.p.a., 2009) è stata stimata una crescita della domanda di energia elettrica per il prossimo decennio compresa tra uno scenario di sviluppo, che prevede una evoluzione ad tasso medio annuo di 1,6 % e uno scenario base a 0,5 % per anno.

Lo scenario di sviluppo è soprattutto idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica, mentre lo scenario base è stato sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmi energetico. (Terna, 2008)

<i>Scenario di sviluppo</i>				
	<b>2008</b>	<b>2014</b>	<b>2019</b>	<b>2008-2019</b>
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	185,7	191,3	218,6	1,5
<i>Centro</i>	61,9	64,5	74,5	1,7
<i>Sud</i>	57,6	61,5	72,5	2,1
<i>Isole</i>	34,3	34,8	39,4	1,3
<b>ITALIA</b>	<b>339,5</b>	<b>352,2</b>	<b>405,0</b>	<b>1,6</b>

*Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna*

*Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio*

*Sud: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria*

*Isole: Sicilia, Sardegna*

Fig. 20 Previsione della domanda in energia elettrica nelle aree geografiche. Fonte: Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario 2009 – 2019. Terna, 2009

Le previsioni di medio lungo periodo della domanda di energia elettrica sono state ottenute a partire da una previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, in particolare valore aggiunto e PIL vista la stretta relazione tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia. L'indicatore che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica. L'intensità elettrica è la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

Nel 2008 in Italia si è richiesta energia elettrica per circa 0,266 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo, con un incremento sostenuto pari a 0,9% rispetto all'anno precedente. Si conferma così il sempre più sostenuto impiego della risorsa elettrica alla formazione del PIL.

<i>Scenario di sviluppo</i>				
	<b>2008</b>	<b>2014</b>	<b>2019</b>	<b>2008-2019</b>
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	5,7	6,3	6,9	1,8
<i>Industria</i>	151,4	140,3	156,7	0,3
<i>beni intermedi</i>	70,0	62,8	68,2	-0,2
<i>non di base e altre</i>	81,3	77,5	88,5	0,8
<i>Terziario</i>	93,6	114,8	143,4	4,0
<i>Domestico</i>	68,4	69,9	76,2	1,0
<i>Totale consumi</i>	319,0	331,3	383,2	1,7
<i>perdite di rete</i>	20,4	20,9	21,9	0,6
<b>ITALIA</b>	<b>339,5</b>	<b>352,2</b>	<b>405,0</b>	<b>1,6</b>

Fig. 21 Previsione della domanda in energia elettrica settoriale. Fonte: Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario 2009 – 2019. Terna, 2009

Nel modello si assume che la crescita delle domande settoriali del Veneto siano le stesse di quelle previste a livello nazionale nello “scenario di sviluppo superiore”. La stima riporta un tasso di crescita medio annuo del 1,8 % per il settore agricolo, dello 0,3 % per l’industria, 4 % per il terziario e 1 % nel settore domestico. Tali dati sono stati assunti nel modello come variabili esogene costanti.

### ***La produzione interna di energia elettrica***

Nelle simulazioni effettuate con il modello i dati di produzione interna di energia elettrica attuali sono stati stimati sulla base delle capacità nominali presenti sommate a quelle in progetto nel mese di giugno 2009. (GSE, 2009)

Sulla base delle statistiche fornite da Terna e dal GSE, la produzione interna di energia elettrica nel Veneto avviene mediante nove tecnologie. Quattro tecnologie “tradizionali”, quali la combustione del carbone, del gas naturale, della frazione non organica dei R.S.U. e dell’utilizzo dei gas di discarica e sei tecnologie “rinnovabili” quali l’idroelettrico, il fotovoltaico, l’utilizzo delle biomasse solide e delle biomasse liquide, della frazione organica dei R.S.U., dei biogas prodotti dalla digestione anaerobica dei residui agro-zootecnici e dei biogas da discarica.

Nelle simulazioni è stata inoltre considerata la possibilità del ritorno del nucleare avanzato.

<b>Tecnologia</b>	<b>Capacità installata MWp (31/06/2009)<sup>1</sup></b>	<b>Ore di funzionamento annue</b>	<b>Energia elettrica prodotta MWh (situazione 31/12/2008)</b>
<b>Tradizionale termoelettrica</b>			<b>13.082.565</b>
Carbone <sup>2</sup>	1116,00	5.700*	6.319.168
Gas naturale <sup>2</sup>	1186,00	5.700*	6.715.532
Rifiuti (quota non biodegradabile)			47.865
- da incenerimento	12,98		25.365
- gas di discarica	16,24		22.500
<b>Rinnovabile</b>			<b>6.267.565</b>
Idroelettrico	1129,51	3.600*	4.162.100
Fotovoltaico	<b>48,816</b>		53.700
Biomasse e rifiuti			
- biomasse solide	66,19	7.500*	496.400
- biomasse liquide	168,00	7.500*	1.260.000
Rifiuti (quota biodegradabile)			47.865
- da incenerimento	(50 % di 12,98) <sup>3</sup>		25.365
- gas di discarica	(50 % di 16,24)		22.500
- biogas (da deiezioni animali e attività agricolo forestali)	33	7.500*	247.500
<b>Totale</b>			<b>19.350.130</b>

Tab. 8 – La produzione di energia elettrica in Veneto

<sup>1</sup> Potenza installata, comprensiva degli impianti in progetto (fonte: bollettino GSE aggiornato al 31/12/2009)

<sup>2</sup> Fonte: Enel

<sup>3</sup> Dati non ufficiali rilevati da colloqui con operatori locali e nostre stime.

Sulla base dei dati rilevati ed alle nostre elaborazioni, il 67 % della produzione interna di energia elettrica veneta è prodotta mediante impianti termoelettrici tradizionali.

In Veneto sono attive 2 centrali termoelettriche di proprietà dell'ENEL s.p.a. alimentate prevalentemente a carbone della potenza nominale complessiva di 140 e 1136 MWp localizzate a Fusina e Marghera (Ve) e 4 centrali alimentate principalmente a gas naturale di proprietà dell'EDISON s.p.a. ubicate 2 a Marghera (Ve) della potenza nominale di 766 MWp e 240 MWp e due in provincia di Rovigo a Castelmassa e Porto Viro della potenza di 50 MWp e 130 MWp.

Tutti gli impianti funzionano a pieno regime nei mesi più freddi dell'anno, mentre tra maggio ed agosto la produzione di energia elettrica è ridotta per la necessità di dover rispettare i valori limite della temperatura degli scarichi dell'acqua di raffreddamento nella laguna prescritti dalla vigente normativa (Legge Merli n. 319 del 10 maggio 1976).

Tra le energie rinnovabili spicca l'idroelettrico con 193 impianti in esercizio ed una produzione lorda da apporti naturali di 4.162.100 MWh, il 93 % della produzione rinnovabile Veneta (Fonte: GSE, 2008). L'80 % della produzione idroelettrica avviene in impianti di grossa taglia, con potenza > 10 MWp, il 15 % in impianti compresi tra 1 – 10 MWp ed il 5% in impianti di potenza inferiore ad 1 MWp.

Lo sviluppo del settore ha raggiunto la sua massima espansione per quanto riguarda i grandi impianti. Nel futuro la crescita avverrà con i piccoli impianti, in grado di sfruttare le risorse idriche minori. In progetto infatti, alla data di giugno 2009 risultano 26 nuovi impianti idroelettrici di taglia compresa tra 0,05 e 1,75 MWp per una potenza complessiva di 30,51 MWp (Bollettino GSE, 2009).

Una forte diffusione nella pianura veneta stanno avendo gli impianti alimentati a bioliquidi, la cui capacità è passata dai 14,15 MWp con 14 impianti in esercizio del 2008 a 167,95 MWp con 29 impianti in progetto (Bollettino GSE, 2009). La potenza degli impianti è compresa tra i 0,03 e 36,88 MWp ed il 16 % degli impianti ha una potenza superiore ai 5 MWp.

Gli impianti qualificati in esercizio alimentati a biomasse solide sono 2 della potenza rispettivamente di 17,5 e 0,24 MWp. In progetto vi è il rifacimento di due centrali in provincia di Belluno della capacità di 18,38 e 5,95 MWp e la nuova costruzione di 8 centrali. Complessivamente entro la fine del 2010 si dovrebbe avere una potenza installata di 66,19 MWp.

In esercizio sono presenti inoltre 25 digestori, alimentati da residui agricoli ed effluenti zootecnici con una potenza installata di 16,13 MWp. Gli impianti qualificati in progetto sono 22 con una potenza di 16,87 MWp. La taglia degli impianti è compresa tra 0,04 e 2,48 MWp.

Per quanto riguarda la produzione elettrica da rifiuti, nel 2008 sono stati inceneriti 166.310 tons di rifiuti urbani nei tre inceneritori attivi in Veneto. L'energia elettrica immessa in rete è stata pari a 50.730 MWh. (Fonte: Arpav, 2008)

<b>Impianto</b>	<b>Padova – San Lazzaro</b>	<b>Venezia - Fusina</b>	<b>Vicenza - Schio</b>	<b>Totale</b>
Potenzialità (tons/giorno)	250	175	196	621
Energia Elettrica immessa in rete (MWh)	23.972	8.863	17.897	<b>50.732</b>
Rifiuti urbani smaltiti (Tons)	77.087	45.333	43.891	166.310

Tab. 9 – Incenerimento rifiuti in Veneto Situazione impiantistica anno 2008.  
Fonte: Arpav - Osservatorio Regionale Rifiuti.

Gli impianti che utilizzano gas da discarica per la produzione di energia elettrica sono 14 con una potenza installata complessiva di 16,96 MWp (Bollettino GSE, 2009). Sono tutti di dimensioni ridotte di capacità compresa tra 0,15 e 2 MWp.

<b>Impianto</b>	<b>Totale</b>
Ponte nelle alpi (BL)	6.812
Cortina (BL)	8.606
Longarone (BL)	14.166
Campodarsego (PD)	7.590
Este (PD)	21.622
S.Urbano (PD)	147.201
Villadose (RO)	76.533
Chioggia (VE)	90.475
Jesolo (VE)	45.647
Portogruaro (VE)	39.051
S. Donà di Piave (VE)	9.461
Asiago (VI)	6.709
Grumolo delle Abbadesse (VI)	79.004
Legnago (VR)	70.855
Tot.	623.913

Tab. 10 – Captazione dei gas di discarica in Veneto  
Fonte: Arpav - Osservatorio Regionale Rifiuti.

La captazione e il recupero energetico del biogas ha prodotto dalle discariche 45.000 MWh.

### ***Le importazioni di energia elettrica***

Le importazioni di energia elettrica in Veneto derivano in gran parte da altre regioni, in primis il Trentino Alto Adige che si trova in una situazione di surplus energetico, per 15.910.800 MWh (Terna, 2008).

L'importazione dall'estero è pressoché costante, nel 2008 sono stati importati 1.358.100 MWh, ed è limitata dalla capacità di conduzione dell'unica linea di interconnessione Soverzene – Lienz.

Nel modello si è assunto che l'importazione dall'estero abbia un limite massimo di 1.358.100 MWh mentre che l'importazione dalle altre regioni non presenti limiti.

### ***I costi di produzione***

Nel modello si sono utilizzati i costi di produzione medi annui per unità di energia elettrica (€/MWh anno) relativi alle differenti tecnologie presenti nel territorio regionale. Il costo totale è stato disaggregato nelle variabili, costi di investimento (comprensivo del costo di costruzione e smantellamento dell'impianto), costi operativi (al netto del costo di acquisto del feedstock) e costo di acquisto del feedstock.

<b>Tipologia di impianto</b>	<b>Durata vita impianto (anni)</b>	<b>Costi di investimento (€/MWh anno)</b>	<b>Costi operativi (€/MWh anno)</b>	<b>Costo di acquisto feedstock (€/MWh anno)</b>	<b>Costo totale (€/MWh anno)</b>
Carbone (polverino)	35	15	5	20	<b>40<sup>1</sup></b>
Gas Naturale (ciclo combinato)	35	8	3	50	<b>61<sup>1</sup></b>
Combustione R.S.U. (quota non biodegradabile)	35	73,2	61,4	0	<b>134,6<sup>2</sup></b>
Combustione biogas da discarica (quota non biodegradabile)	25	45	20	0	<b>65<sup>2</sup></b>
Idroelettrico	40	88,7	17,3	0	<b>106<sup>3</sup></b>
Fotovoltaico	20	290	20	0	<b>310<sup>4</sup></b>
Combustione Biomassa solida	35	65	50	95	<b>210<sup>5</sup></b>
Combustione biomassa liquida	20	20	25	115	<b>160<sup>6</sup></b>
Combustione RSU (quota biodegradabile)	35	73,2	61,4	0	<b>134,6<sup>2</sup></b>
Combustione biogas da residui agro – zootecnici	25	70	20	60	<b>150<sup>7</sup></b>
Combustione biogas da discarica (quota biodegradabile)	25	45	20	0	<b>65<sup>2</sup></b>
Nucleare <sup>8</sup>	40	19	12	10	<b>41</b>

Tab. 11 – Costi di produzione dell'unità di energia elettrica

<sup>1</sup>Indagine diretta presso le centrali elettriche presenti in provincia di Venezia

<sup>2</sup>Fonte: "I costi di generazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili di Lorenzoni, Bano" per rifiuti e fanghi si è ipotizzato il conferimento gratuito alla centrale.

<sup>3</sup>Impianti ad alto salto di medie dimensioni (1 – 10 MW) ed una durata di utilizzo della potenza installata di 2500 ore/anno, tipico dei corsi d'acqua alpini

<sup>4</sup> Per il fotovoltaico il costo riferito a impianti commerciali mobili installati sul suolo della potenza compresa tra 0,5 ed 1 MWh.

<sup>5</sup> I costi degli impianti di combustione delle biomasse solide sono relativi a impianti di potenza superiore ai 15 MWp, con prezzo del combustibile di 55 €/tons.

<sup>6</sup> Dati medi riferiti alla combustione di li vegetali grezzi in motori endotermici della potenza compresa tra 0,5 – 1 MWp.

<sup>7</sup> Dati medi riferiti a impianti della potenza installata compresa tra 0,5 e 1 MWp.

<sup>8</sup> Fonte: Royal Academy of Engineers, 2007

### **Prezzo di vendita energia elettrica**

Nel modello si è ipotizzato un prezzo di vendita dell'energia elettrica di 67,18 €/MWh, pari al prezzo medio registrato dal GSM nel 2009.

I produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili, tranne che per gli impianti fotovoltaici, beneficiano delle entrate derivanti dalla vendita dei certificati verdi.

La produzione di energia elettrica da fotovoltaico gode invece della tariffa in conto energia.

### **Stima dei limiti alla crescita delle tecnologie di produzione dell'energia elettrica in Veneto**

Nel modello è possibile fissare dei limiti alla crescita delle varie tecnologie di produzione dell'energia elettrica presenti in Veneto legati ad esempio alla limitata disponibilità di feedstock disponibile ad un dato livello di prezzo o ad altri limiti "fisici".

Per quanto concerne le fonti tradizionali quali il carbone ed il gas naturale e l'uranio nel caso del nucleare si è assunto che ai livelli di costi di produzione dell'energia elettrica assunti nel modello non vi siano limitazioni nella disponibilità di feedstock nel medio periodo.

Diversa è invece la situazione per le fonti rinnovabili. L'idroelettrico è una fonte largamente sfruttata in Veneto che secondo gli esperti presenta limitati margini di incremento della capacità installata.

L'ultimo piano energetico regionale Veneto del 2005 stimava che il settore idroelettrico poteva essere potenziato di ulteriori 80 – 100 MWp con un apporto di 400.000 MWh nell'ipotesi in cui gli ostacoli burocratici venissero semplificati e rimossi. Nelle simulazioni effettuate si è assunta tale stima anche per il periodo 2010 – 2025.

Nel fotovoltaico il Veneto (al 31/12/2009) è la prima regione come capacità installata con 48,816 MWp. Riguardo al potenziale addizionale nel modello si è assunto che tale tecnologia possa raddoppiare la capacità presente con una ulteriore produzione di 600.000 MWh.

La produzione elettrica da biomasse solide, per essere economicamente sostenibile deve essere fatta in impianti di grandi dimensioni 15 – 20 MW ed in aree con grande disponibilità di biomasse

(Lorenzoni, 2009). Dall'indagine diretta degli impianti presenti in Veneto è emerso come attualmente siano alimentati quasi esclusivamente con biomasse di importazione. Le potenzialità di sviluppo di tale tecnologia risultano abbastanza slegate dalle disponibilità locali di biomassa che presentano dei costi approvvigionamento elevati data la loro prevalente presenza in aree marginali montane. Le colture energetiche (short rotation forestry e medium rotation forestry) risultano ancora poco competitive rispetto alle coltivazioni tradizionali.

Nelle simulazioni si è assunto che ai livelli di costo di produzione adottati nel modello, come per le fonti tradizionali non vi siano limitazioni allo sviluppo di tale tecnologia.

Sul territorio regionale stanno riscuotendo un notevole successo i motori diesel modificati alimentati a olio vegetale grezzo di dimensioni inferiori ad 1 MW. Per tale tecnologia è stato assunto che sul territorio regionale possa crescere per una produzione di ulteriori 600.000 MWh.

I digestori alimentati da effluenti zootecnici e insilato di mais hanno una forte capacità di diffusione in Veneto che è caratterizzato dalla presenza di allevamenti intensivi. Sulla base degli effluenti producibili dagli allevamenti presenti è stato assunto che la crescita potenziale dei digestori non può superare i 100 MWp installati con una ulteriore produzione stimata di 400.000 MWh.

Una crescita limitata è prevista nell'utilizzo energetico dei rifiuti tramite incenerimento e captazione gas di discarica stimabile in 1.000 MWh annui.

### ***Tempi necessari alla realizzazione di nuovi impianti***

Il modello prevede l'inserimento come variabile esogena del tempo necessario all'entrata in funzione dei nuovi impianti.

Nella tabella 12 sono riportate le stime dei tempi di costruzione rilevati mediante indagine diretta con gli esperti del settore.

<i>Tecnologia</i>	<i>Tempo necessario per costruire un nuovo impianto (anni)</i>
Carbone	4
Gas	4
RSU (incenerimento)	4
Combustione biogas da rifiuti e fanghi	4
Idroelettrico	4
fotovoltaico	2
Biomassa solida	3
Olio vegetale	2
Combustione RSU (quota biodegradabile)	4
Combustione biogas da residui agro – zootecnici	2
Combustione biogas da rifiuti e fanghi	4
Nucleare	5

Tab. 12 - Stima dei tempi medi necessari per la costruzione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica.

### **I principali effetti dello sviluppo della produzione elettrica da fonti rinnovabili**

Il modello tiene traccia dei principali effetti dello sviluppo della produzione delle energia elettrica da fonti rinnovabili.

In particolare fornisce una valutazione:

- del costo complessivo del sistema elettrico a carico del consumatore finale
- dell'effetto sull'occupazione nel settore elettrico
- del valore complessivo delle esternalità

#### ***Costo complessivo del sistema elettrico a carico del consumatore finale***

A copertura dei costi connessi all'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate nella bolletta elettrica è presente una opportuna tariffa A3. Tale componente compensa i differenziali per l'energia ritirata dal GSE in seguito al provvedimento CIP 6/92 tra la tariffa incentivante riconosciuta al produttore ed il prezzo ottenuto dalla vendita di detta energia sul mercato, i costi derivanti dall'applicazione della tariffa omnicomprensiva, dall'incentivazione al settore fotovoltaico e dal ritiro dei certificati invenduti dal GSE.

Nel modello vengono stimate le variazioni della componente A3 della bolletta nell'ipotesi che il prezzo della bolletta al consumatore finale medio sia pari a 162,63 €/MWh (dato medio del I°

trimestre di febbraio 2010) che il peso degli oneri generali di sistema sia pari a 8,18 % e che la componente A3 sia una componente fissa pari al 59,8 % degli oneri generali di sistema.

### ***Effetto sull'occupazione nel settore elettrico***

Il modello tiene traccia del numero di occupati diretti nel funzionamento ordinario degli impianti per MWp installato.

<b>Tecnologia</b>	<b>Dipendenti/MWp</b>
Carbone	0,50
Gas	0,30
RSU	4
Idroelettrico	1,5
Fotovoltaico	1
Biomassa solida	3,5
Olio vegetale	3
Combustione RSU (quota biodegradabile)	4
Combustione biogas da residui agro – zootecnici	5
Combustione biogas da rifiuti e fanghi	3
Nucleare	0,22

Tab. 13- Numero medio di dipendenti per tecnologia e capacità installata

I dati occupazionali medi riportati in tabella, sono il risultato di un'indagine diretta presso gli impianti presenti in Veneto e ditte costruttrici Italiane. Dall'indagine condotta appare chiaro come i tassi di occupazione diretti per unità di capacità installata delle energie rinnovabili, siano superiori rispetto ai tradizionali impianti a Carbone e Gas.

Nel modello non sono stati considerati gli effetti sull'occupazione necessari per la progettazione e costruzione degli impianti.

### ***Valutazione delle esternalità complessive***

Nel tentativo di integrare la valutazione con gli effetti ambientali e sociali della produzione energetica a livello regionale, il modello computa il costo esterno totale sulla base dei dati forniti dal progetto Extern-E, 2005 (Externalities of Energy).

Il progetto Extern-E rappresenta lo studio di riferimento a livello europeo, per la stima economica delle esternalità ambientali nel settore energetico e dei trasporti.

Le esternalità considerate nel progetto comprendono:

- impatto atmosferico, idrico e sul suolo;

- uso e degrado delle risorse naturali (acqua in particolare);
- intrusione visiva (danni del paesaggio);
- occupazione del suolo;
- rumore.

Nella tabella seguente viene riportato il costo esterno totale dovuto all'impiego di diversi tipi di impianti nel settore della produzione dell'energia elettrica.

Secondo la metodologia Extern-E, il costo esterno totale è dato dalla somma del costo globale (planetario o almeno transfrontaliero come l'effetto serra e le piogge acide), e locale, come nel caso delle alte concentrazioni di polveri sottili e le relative conseguenze, danni al paesaggio, inquinamento acustico ecc..

<b>Tipologia di impianto e fonte per la sola produzione di energia elettrica</b>	<b>Costo esterno Totale (€/MWh)</b>
Convenzionale a Carbone	<b>56</b>
Gas Naturale (ciclo combinato)	<b>18</b>
RSU (inceneritore)	<b>28</b>
Idroelettrico	<b>4,2</b>
Biomasse (esclusi rifiuti)	<b>14</b>
Fotovoltaico	<b>6</b>
Nucleare	<b>39</b>

Tab. 14 Stima del costo totale delle esternalità prodotte dalle diverse fonti utilizzate nella produzione di energia elettrica  
Fonte dati: Progetto Extern-E, media europea - 2005

Nel modello si è utilizzato il costo totale degli RSU anche per la parte di energia elettrica prodotta dai gas di discarica ed il costo totale delle biomasse è stato applicato anche alle biomasse liquide ed al biogas prodotto da residui agro-zootecnici.

## **Simulazioni**

Di seguito si riportano i risultati delle simulazioni effettuate al fine di prevedere;

1. quale sarà il mix di tecnologie per la produzione di energia elettrica nel periodo 2010 – 2020 con lo scenario di base.
2. quale sarà il mix di tecnologie per la produzione di energia elettrica nel periodo 2010 – 2020 con lo scenario di base ed una riduzione della domanda di energia elettrica regionale del 20%
3. come si evolverà il portafoglio energetico regionale nel caso di Introduzione della tecnologia del nucleare avanzato.
4. che effetto avrebbe l'adozione di una politica di autonomia energetica a livello regionale.
5. come si evolverebbe il settore energetico regionale nel caso in cui venissero a mancare gli incentivi all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

### Simulazione n° 1

#### La produzione di energia elettrica in Veneto nel periodo di simulazione 2010 – 2020 con lo scenario di base

Nello scenario base si è assunto che il prezzo dei permessi di emissione della CO<sub>2</sub> sia crescente con valori che vanno da 15 €/ton nel 2010 a 21 €/ton nel 2020, una riduzione costante degli incentivi alle energie rinnovabili con prezzi dei certificate Verdi che vanno da 93,3 €/MWh nel 2010 a 45,2 €/MWh nel 2020 e con la tariffa del conto energia per il fotovoltaico da 346 €/MWh nel 2010 a 326 €/MWh nel 2020.

Nella figura 22 e nella tabella 15 sono riportati i dati di come varierà la capacità installata delle principali tecnologie durante il periodo di simulazione.

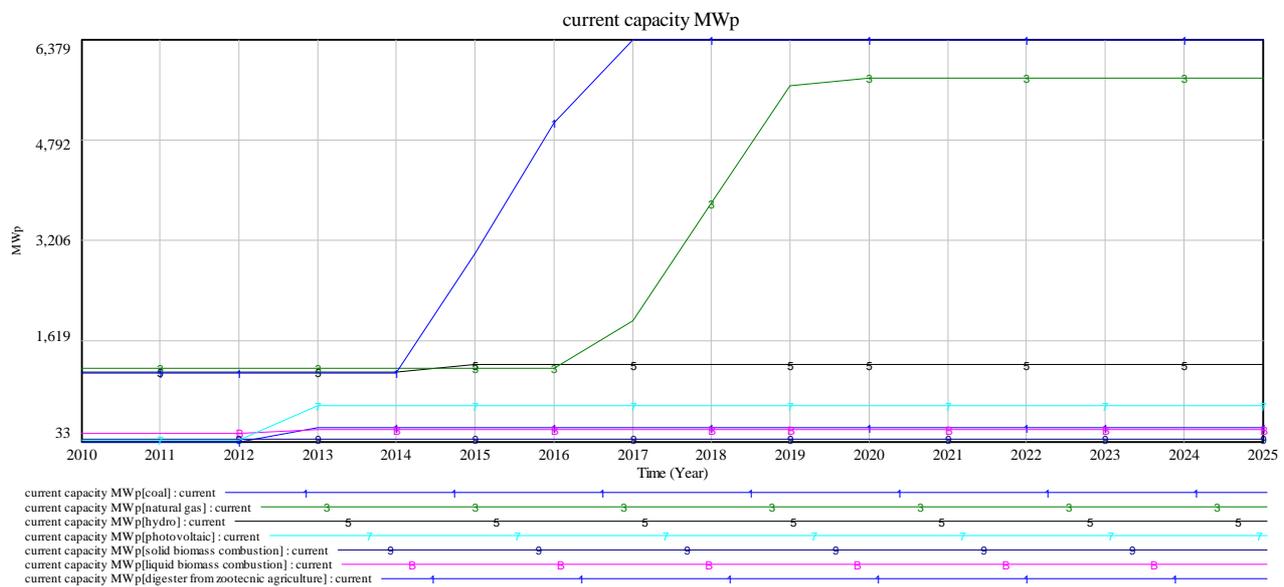


Fig. 22: Simulazione della capacità installata delle principali tecnologie utilizzate nella produzione elettrica in Veneto

Tecnologia	Anno		
	2010	2015	2020
Carbone	1.116	2.992	6.379
Gas naturale	1.186	1.186	5.766
Idraulica	1.129	1.240	1.240
Fotovoltaica	48,81	594,27	594,27
Combustione biomasse solide	66,19	66,19	66,19
Combustione biomasse liquide	168	221,33	221,33
Digestori effluenti agrozootecnici	33	249,60	249,60

Tab. 15: Risultati della simulazione nello scenario base della capacità installata (MWp) delle principali tecnologie utilizzate nella produzione elettrica in Veneto

La simulazione da come principale fonte di produzione di energia elettrica regionale a partire dal 2014 il carbone che nel 2020 raggiungerà I 6.379 MWp. Anche l'utilizzo del gas naturale crescerà in modo più contenuto a partire dal 2016 quintuplicando la sua capacità installata e raggiungendo i 5.766 MWp nel 2020.

I prezzi dei permessi di emissione della CO<sub>2</sub> assunti nello scenario base e le potenzialità delle energie rinnovabili sono quindi ancora troppo bassi per ridurre la competitività delle fonti tradizionali quali il carbone ed il gas naturale che assieme costituiranno l'80 % della capacità installata in Veneto.

Limitato rimmarrà l'utilizzo energetico dei rifiuti (combustione e digestione RSU) dei quali non è prevista una crescita della loro produzione con una capacità installata complessiva di 30 MWp.

Tra le fonti rinnovabili, anche se con solo una limitata crescita rispetto ai livelli attuali a causa delle ridotte potenzialità di sviluppo, l'idroelettrico continuerà ad essere la principale fonte di produzione di energia elettrica con 1240 MWp. La seconda fonte di energia rinnovabile sarà il fotovoltaico che nel breve periodo grazie alla forte incentivazione del prezzo dell'energia elettrica prodotta coprirà tutte le sue potenzialità di sviluppo con 594 MWp installati a partire dal 2013.

Seguiranno con 249 e 221 MWp la produzione di energia elettrica da digestori alimentati da effluenti agrozootecnici e la produzione di energia elettrica da motori endotermici alimentati da biomasse liquide. L'utilizzo delle biomasse solide in questo scenario rimmarrà stabile ai valori attuali con una capacità installata di 66,19 MWp a causa dei loro bassi margini economici rispetto alle altre fonti.

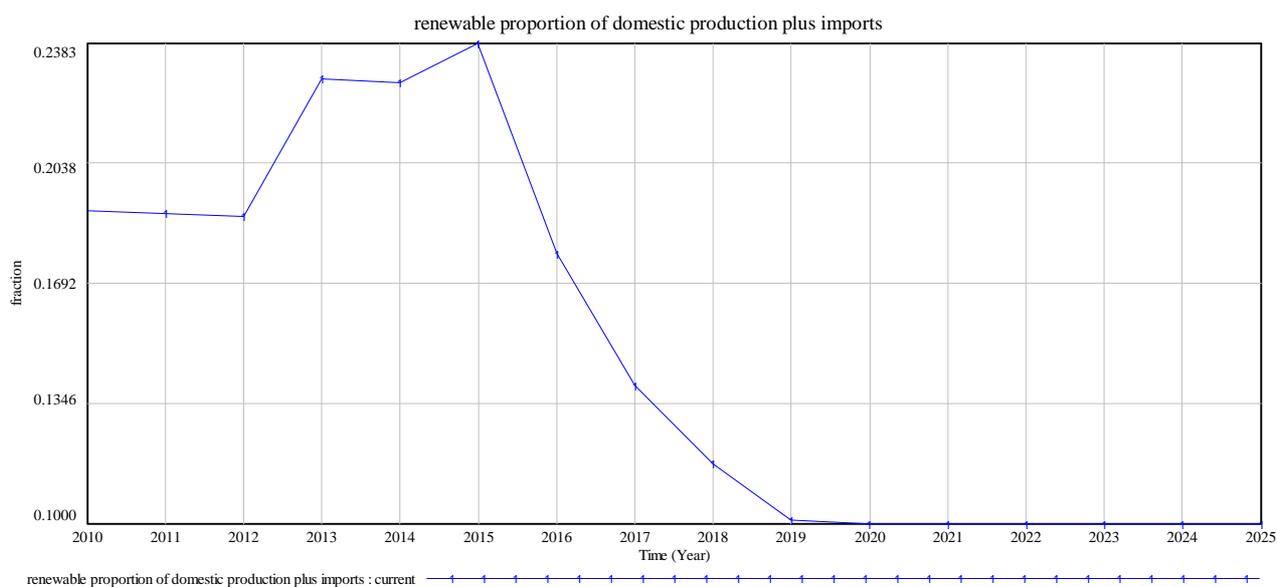


Fig. 23 Quota interna di produzione di energie rinnovabili sul totale della produzione interna più le importazioni.

La proporzione delle energie rinnovabili sul totale della produzione interna regionale più le importazioni inizialmente cresce fino a raggiungere percentuali superiori al 20% nel 2015 grazie

alla più rapida velocità di installazione ed agli elevati margini economici in particolare del fotovoltaico. Successivamente però la crescita delle fonti tradizionali quali il carbone ed il gas naturale comporteranno una forte riduzione della proporzione di energie rinnovabili prodotte localmente che nel 2020 si aggirerà su quote del 10%.

Per aumentare tale target e raggiungere gli obiettivi stabiliti dall'UE nel pacchetto clima energia a livello regionale risulterà essenziale quindi l'importazione di energie rinnovabili dall'estero e da altre regioni o con la riduzione della capacità installata delle fonti tradizionali.

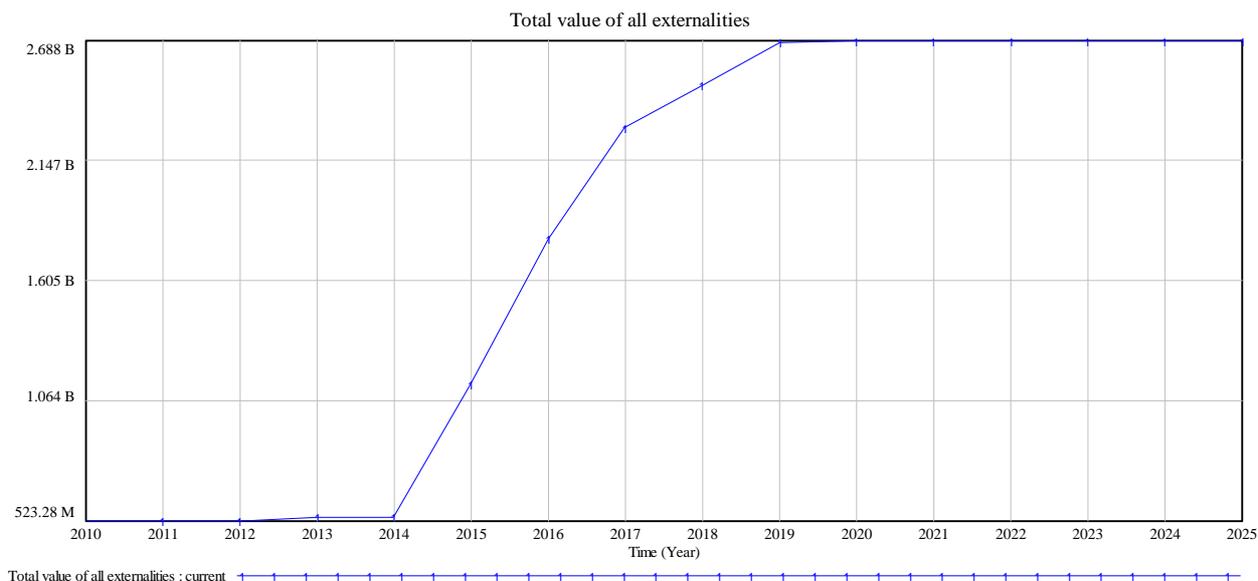


Fig. 24 Andamento del valore complessivo delle esternalità.

L'aumento della produzione energetica interna da fonti tradizionali comporterà una crescita del valore delle esternalità negative sul territorio regionale a partire dal 2014 ossia dall'anno nel quale inizierà la crescita dell'utilizzo del carbone. Sulla base delle assunzioni fatte nello scenario base il valore delle esternalità legate all'attività di produzione di energia elettrica passeranno dagli attuali 523.280.000 euro a 2.688.000.000 euro nel 2020.

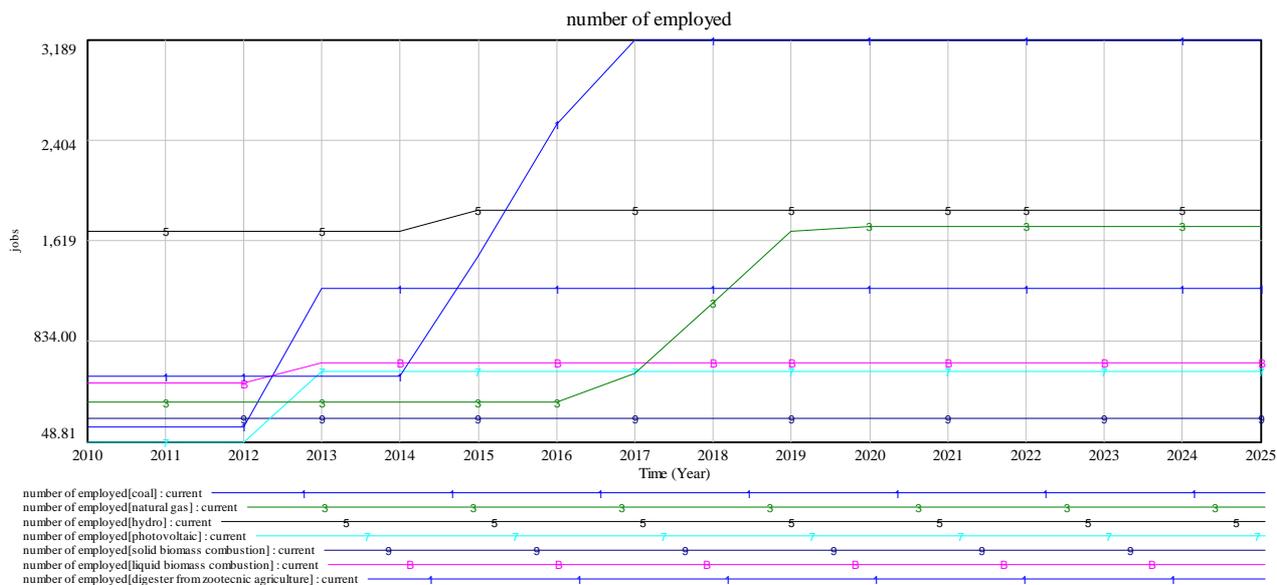


Fig. 25 Andamento del numero di occupati per tecnologia.

Il settore elettrico nello scenario base darà occupazione nel 2020 complessivamente 9.621 persone, 6.000 occupati in più rispetto al livello attuale.

La tecnologia con più elevato numero di occupati nel 2020 sarà il carbone con 3.189 persone, seguita dall'idroelettrico e dagli impianti alimentati a gas con rispettivamente 1860 e 1729 dipendenti.

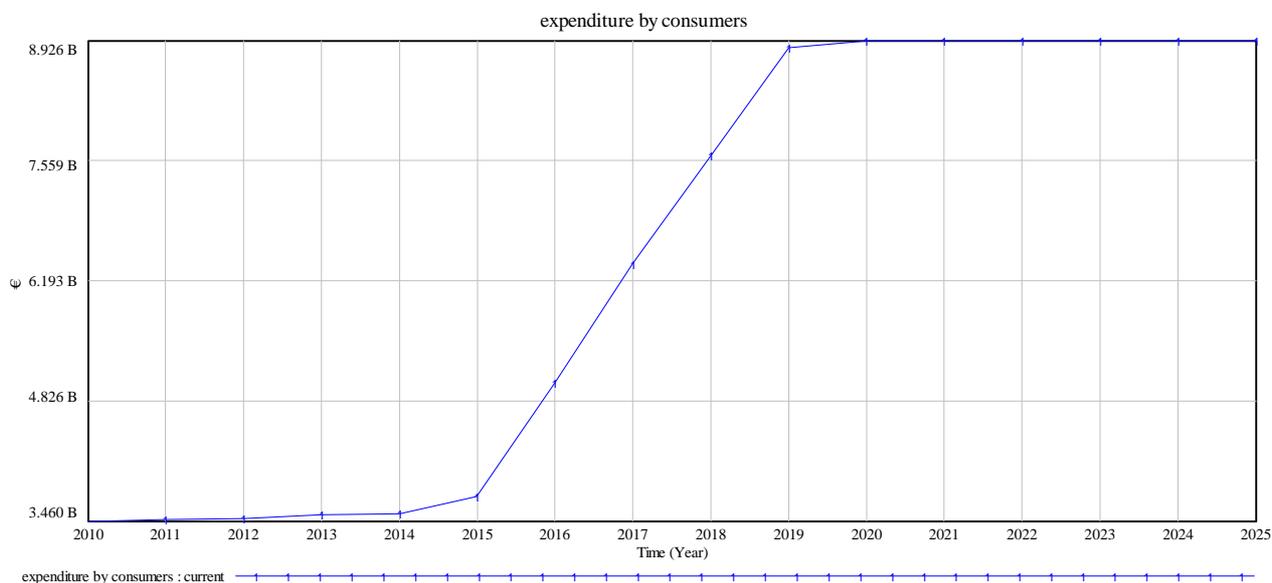


Fig. 26 Andamento delle spese complessive per i consumatori.

Le spese a carico del consumatore finale sono collegate al sostegno delle fonti rinnovabili ed all'acquisto di certificati verdi su una quota dell'energia elettrica importata dall'estero. Dalla

simulazione risultano crescenti e passeranno dagli attuali 3.460.000.000 di euro a 8.926.000.000 euro nel 2020.

### Simulazione n°2

#### **Il portafoglio energetico in Veneto nel periodo di simulazione 2010 – 2020 nello scenario di base e con una riduzione della domanda di energia elettrica del 20%**

Nella simulazione n° 2 viene ipotizzato il raggiungimento degli obiettivi di aumento dell'efficienza nell'utilizzo dell'energia elettrica previsti dal pacchetto clima energia che si sostanziano nel modello in una riduzione della domanda annua di energia elettrica del 20%.

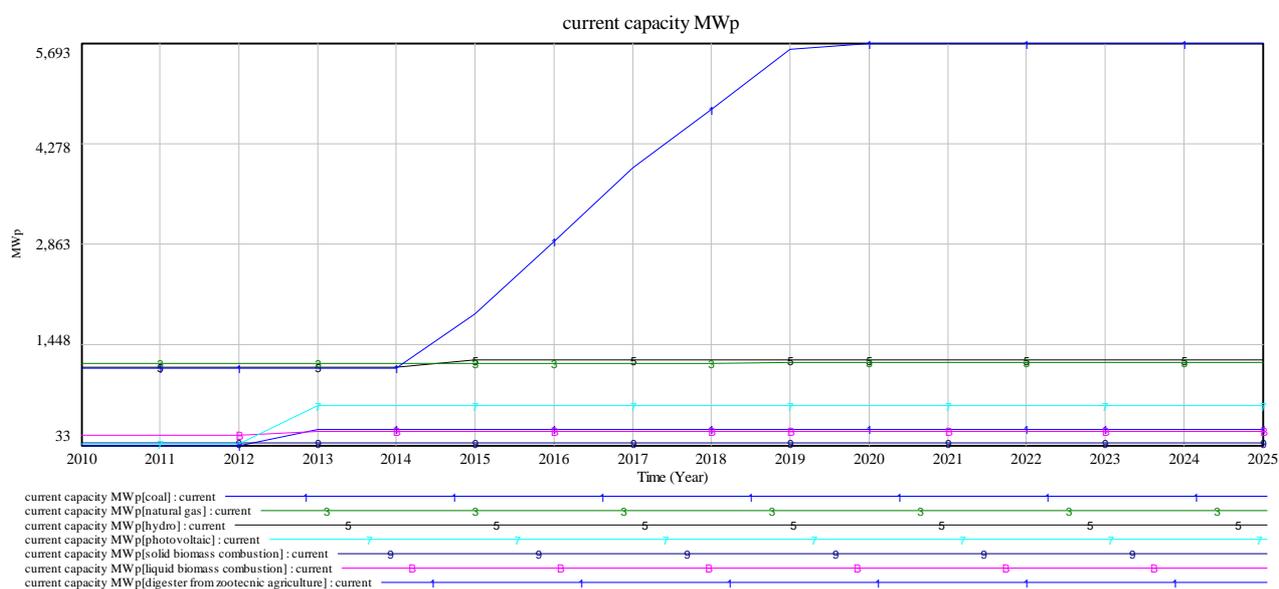


Fig. 27 Simulazione della capacità installata nello scenario base con riduzione della domanda di energia elettrica annua del 20%.

Tecnologia	Anno		
	2010	2015	2020
Carbone	1.116	1885	5693
Gas naturale	1.186	1.186	1190
Idraulica	1.129	1.240	1.240
Fotovoltaica	48,81	594,27	594,27
Combustione biomasse solide	66,19	66,19	66,19
Combustione biomasse liquide	168	221,33	221,33
Digestori effluenti agrozootecnici	33	249,60	249,60

Tab. 16 Evoluzione della capacità installata (MWp) delle principali tecnologie utilizzate nella produzione elettrica in Veneto

Nella figura 27 e tabella 16 sono riportati i risultati di simulazione della capacità installata in MWp delle principali tecnologie di produzione dell'energia elettrica dalla quale è emerso come tra le fonti tradizionali il carbone nel 2020 con 5.693 MWp si conferma la principale fonte di produzione mentre lo sviluppo del gas resta pressochè invariato ai livelli attuali con 1.190 MWp.

Tra le rinnovabili l'idroelettrico con 1.240 MWp rimane la principale tecnologia seguita dal fotovoltaico con 594,27 MWp, dai digestori degli effluenti zootecnici con 249,60 MWp e dalla combustione delle biomasse liquide con 221,33 MWp.

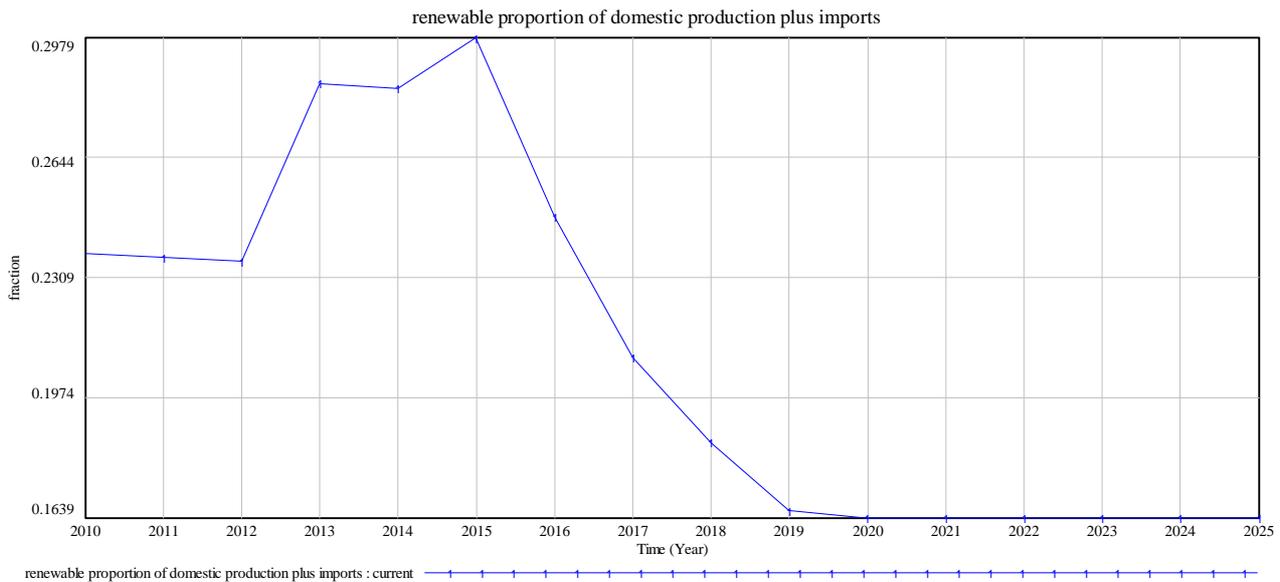


Fig. 28 Proporzione di energie rinnovabili sulla produzione regionale più le importazioni di energia elettrica.

Con la riduzione dell'efficienza del 20 % della domanda di energia elettrica il Veneto nel 2020 sarà in grado di raggiungere una percentuale di produzione interna di energie rinnovabili sul totale dell'energia elettrica consumata superiore al 16 %. Una quota quindi molto prossima agli obiettivi nazionali fissati nel pacchetto clima energia.

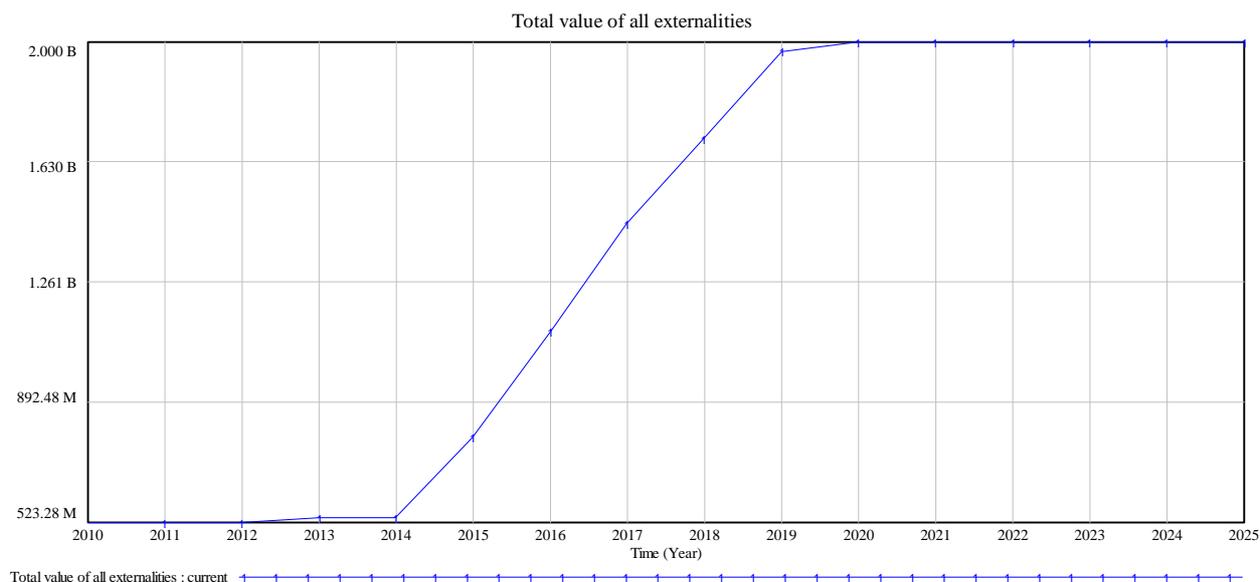


Fig. 29 Valore complessivo delle esternalità.

Nella figura 29 è riportato l'andamento del valore complessivo delle esternalità che raggiungeranno nel 2020 un valore di 2.000.000.000 euro quadruplicando il valore attuale.

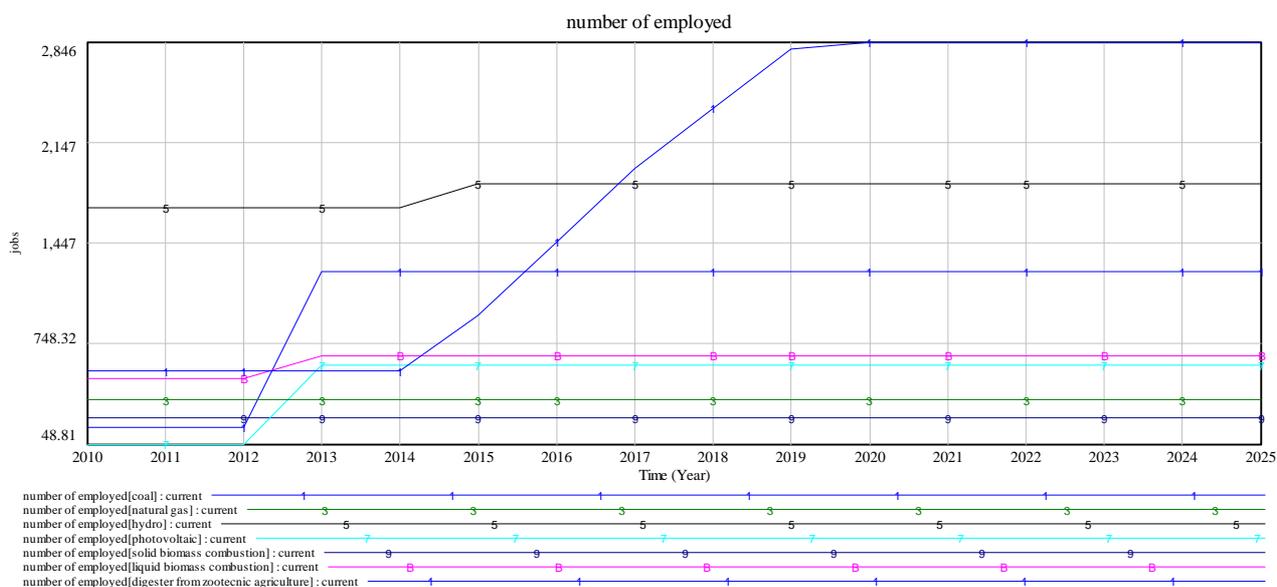


Fig. 30 Simulazione dell'andamento dell'occupazione nel settore elettrico per tecnologia.

Il settore elettrico darà impiego a 7.905 persone nel 2020. Le tecnologie che daranno maggior impiego saranno il carbone con 2.846 persone seguite dall'idroelettrico con 1.860 persone e dai digestori degli effluenti agrozooteccnici con 1.248 persone.

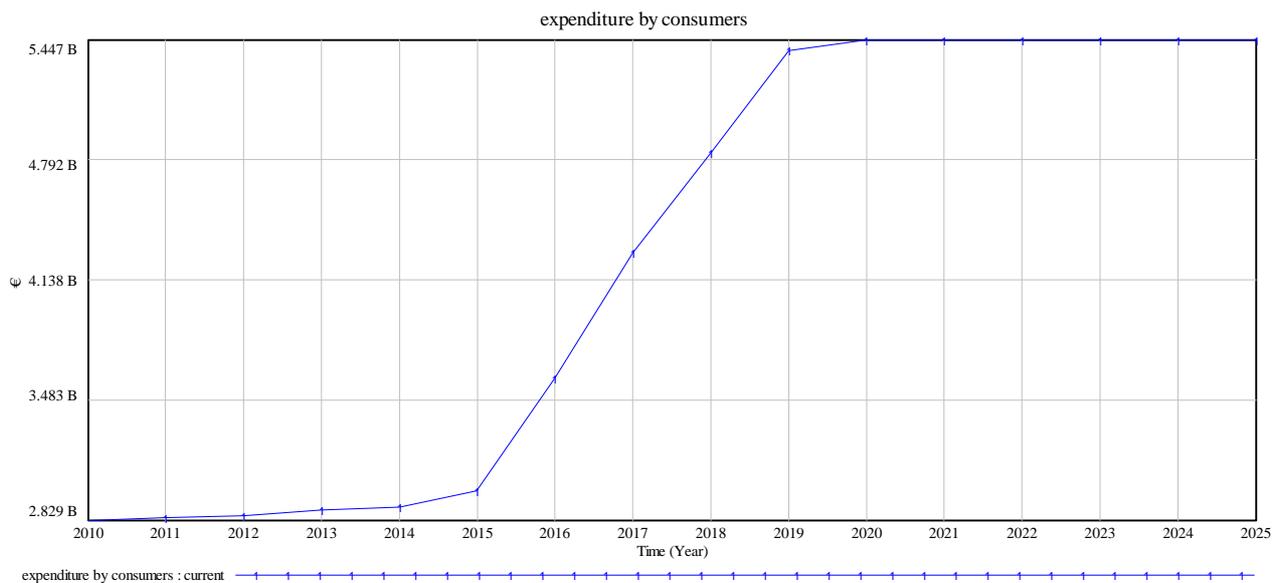


Fig. 31 Andamento delle spese a carico dei consumatori.

Le spese complessive per il consumatore finale saranno più basse di 3.479.000.000 euro rispetto allo scenario base visti i minori costi per il sostegno delle rinnovabili.

### Simulazione n° 3

#### ***Evoluzione del portafoglio energetico regionale nell'ipotesi di introduzione della tecnologia del nucleare avanzato***

Nella presente simulazione è stato ipotizzato nello scenario base l'introduzione della tecnologia del nucleare avanzato per prevederne i principali effetti.

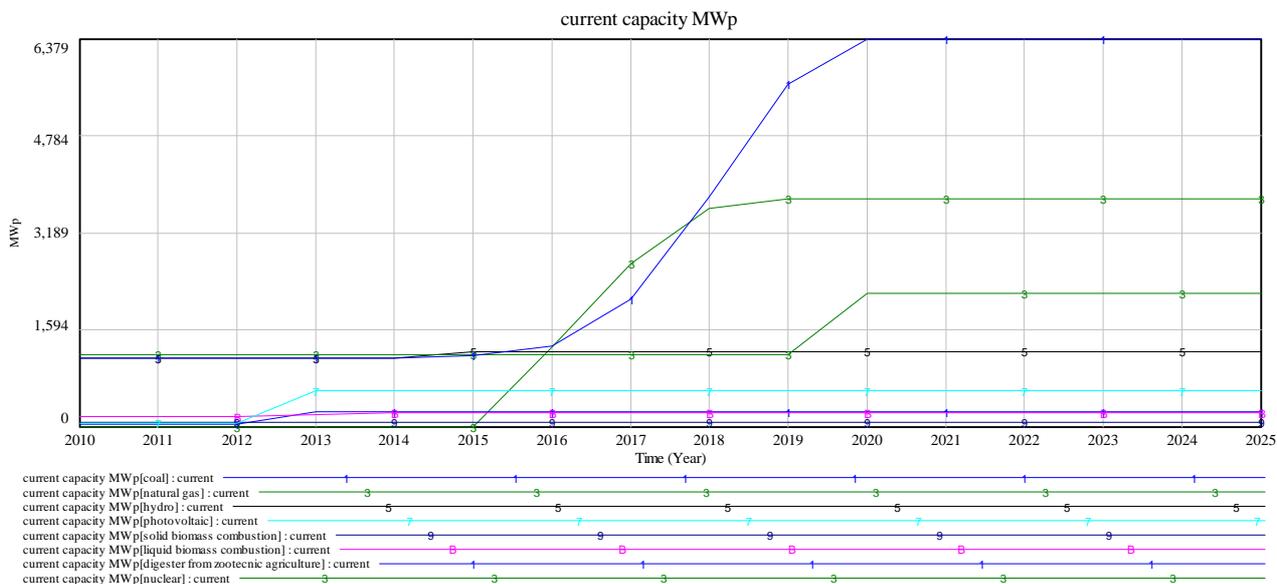


Fig. 32 Simulazione dell'andamento della capacità installata per tecnologia.

Tecnologia	Anno		
	2010	2015	2020
Carbone	1.116	1.166	6379
Gas naturale	1.186	1.186	2.186
Idraulica	1.129	1.240	1.240
Fotovoltaica	48,81	594,27	594,27
Combustione biomasse solide	66,19	66,19	66,19
Combustione biomasse liquide	168	221,33	221,33
Digestori effluenti agrozootecnici	33	249,60	249,60
Nucleare	0	0	3749,00

Tab. 17 Capacità installata nel 2020.

L' introduzione della tecnologia del nucleare avanzato nello scenario di base porterà ad un ritardo nello sviluppo del carbone che comunque raggiungerà la stessa capacità installata dello scenario base di 6.379 MWp che si confermerebbe la prima tecnologia di produzione di energia elettrica.

Fortemente ridotta invece risulterebbe la crescita della produzione di energia elettrica da impianti a gas rispetto allo scenario base che nel 2020 raggiungerà i 2186 MWp. Tale riduzione di espansione è imputabile alla minore redditività economica rispetto al nucleare ed al carbone.

La crescita delle fonti rinnovabili invece non verrebbe modificata rispetto allo scenario base.

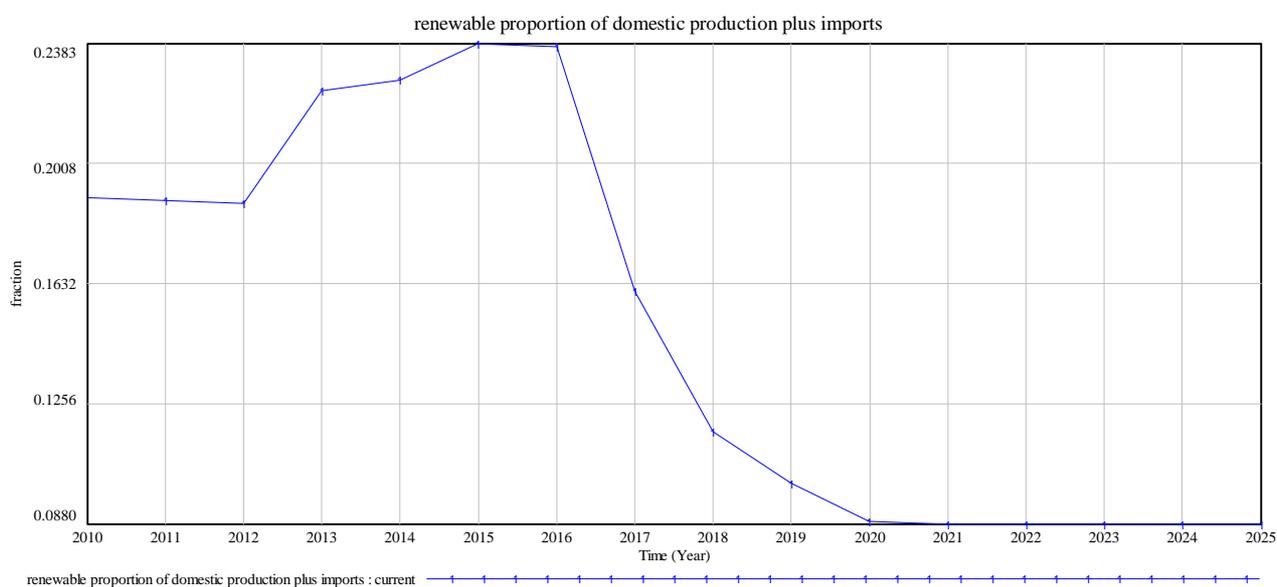


Fig. 33 Andamento della proporzione delle energie rinnovabili sul totale della produzione locale più le importazioni.

La proporzione di energie rinnovabili prodotte sul territorio regionale, dopo una prima fase di crescita con picchi che superano il 20 % tra il 2013 ed il 2016 si ridurrà notevolmente. Nel 2020 sarà inferiore rispetto allo scenario base con una percentuale dell'8,8 %.

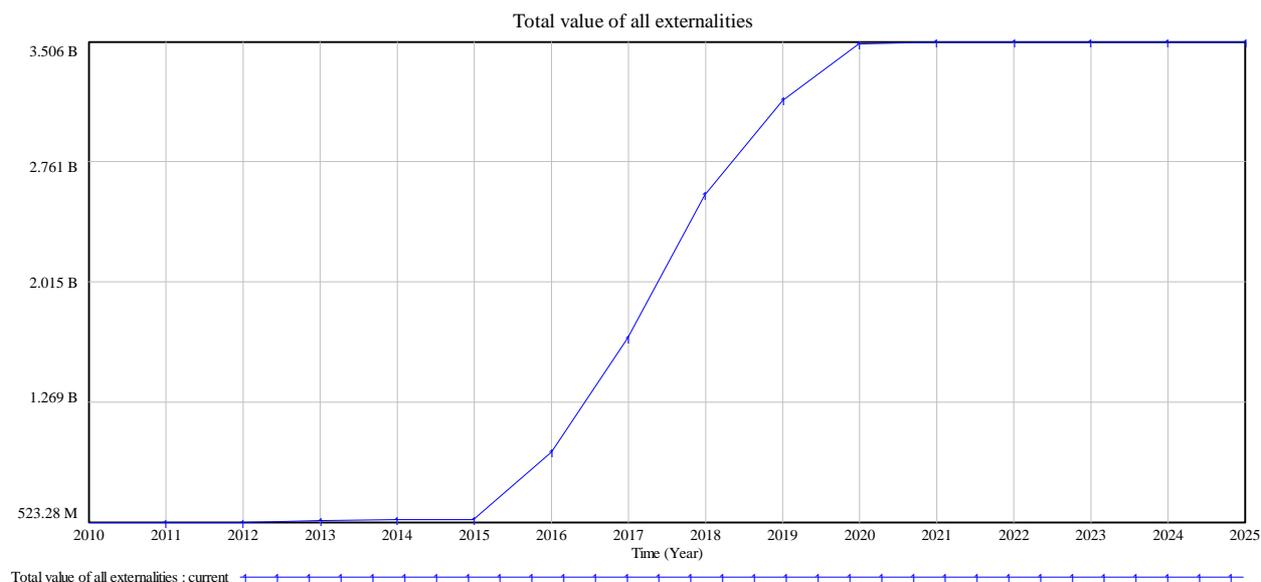


Fig. 34 Andamento del valore totale delle esternalità tra il 2010 ed il 2020.

L'introduzione del nucleare comporterà un aumento delle esternalità negative rispetto allo scenario base che cominceranno a crescere a partire dal 2015 e raggiungeranno nel 2020 i 3.506.000.000.000 euro.

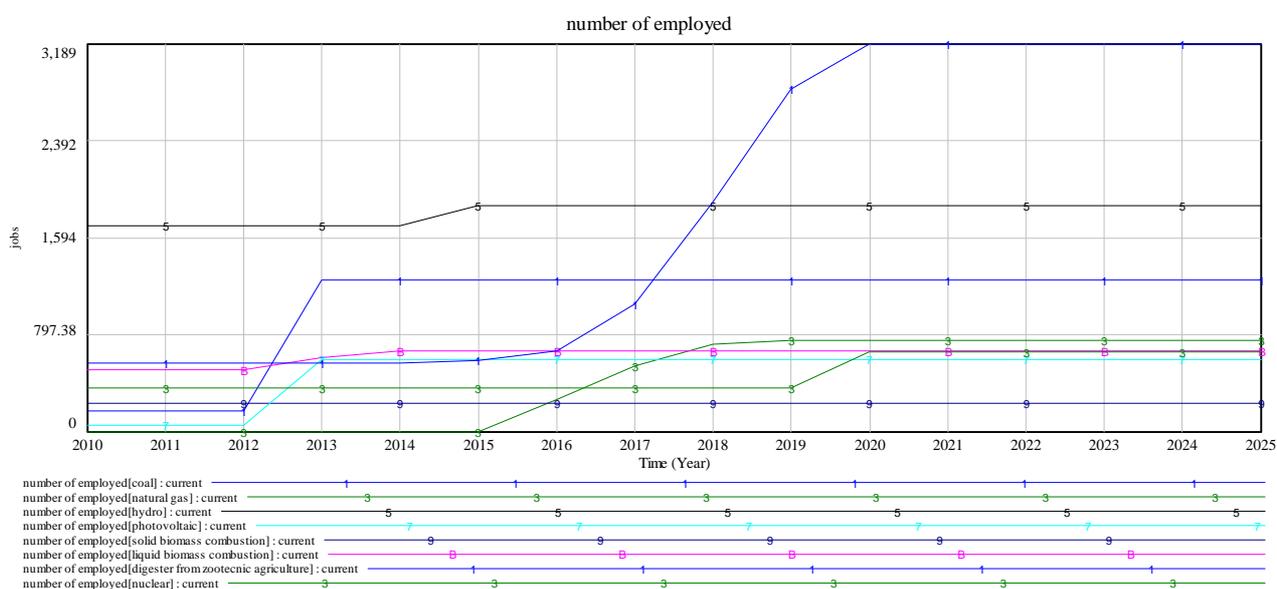


Fig. 35 Andamento del numero di occupati per tecnologia

Anche il numero di dipendenti nel settore elettrico sarà complessivamente più elevato con 9.345 occupati. La tecnologia che fornirà il più elevato livello di occupazione sarà sempre il carbone con 3189 occupati, seguito dal settore idroelettrico con 1860 occupati, dai digestori anaerobici con 1248 occupati e dal nucleare con 750 dipendenti.

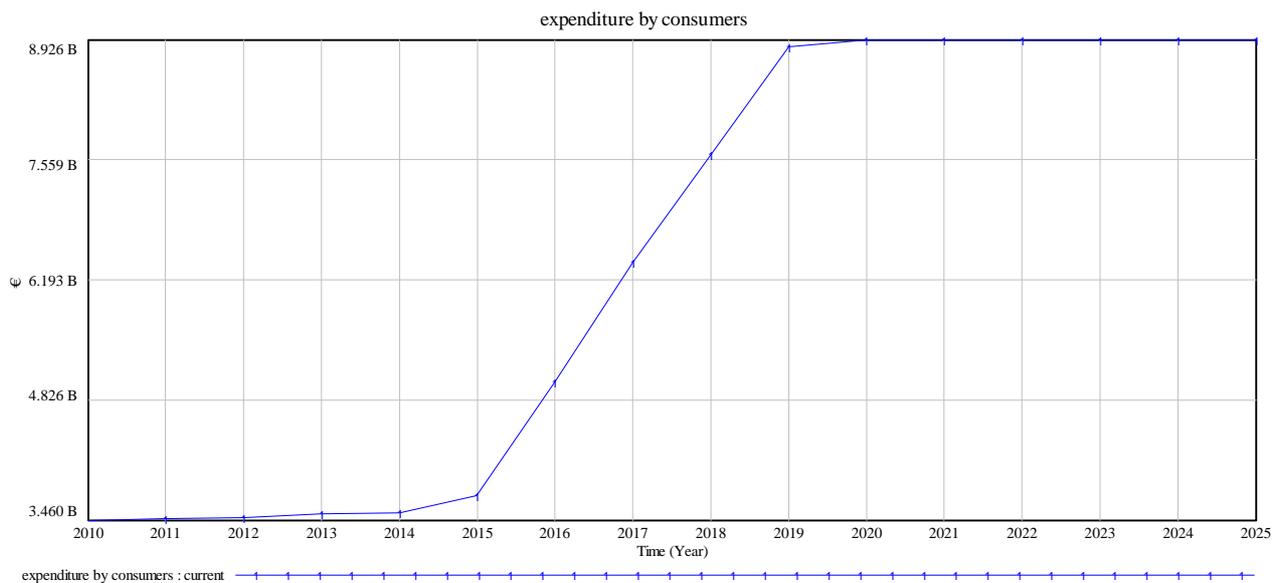


Fig. 36 Spese a carico del consumatore finale

Le spese a carico del consumatore saranno le stesse rispetto allo scenario base.

#### Simulazione 4

#### ***Evoluzione del sistema elettrico veneto nell'ipotesi di adozione di una politica di autonomia energetica***

Nella simulazione 3 si è effettuata la simulazione imponendo al modello che tutta la nuova produzione elettrica deve essere prodotta in Regione.

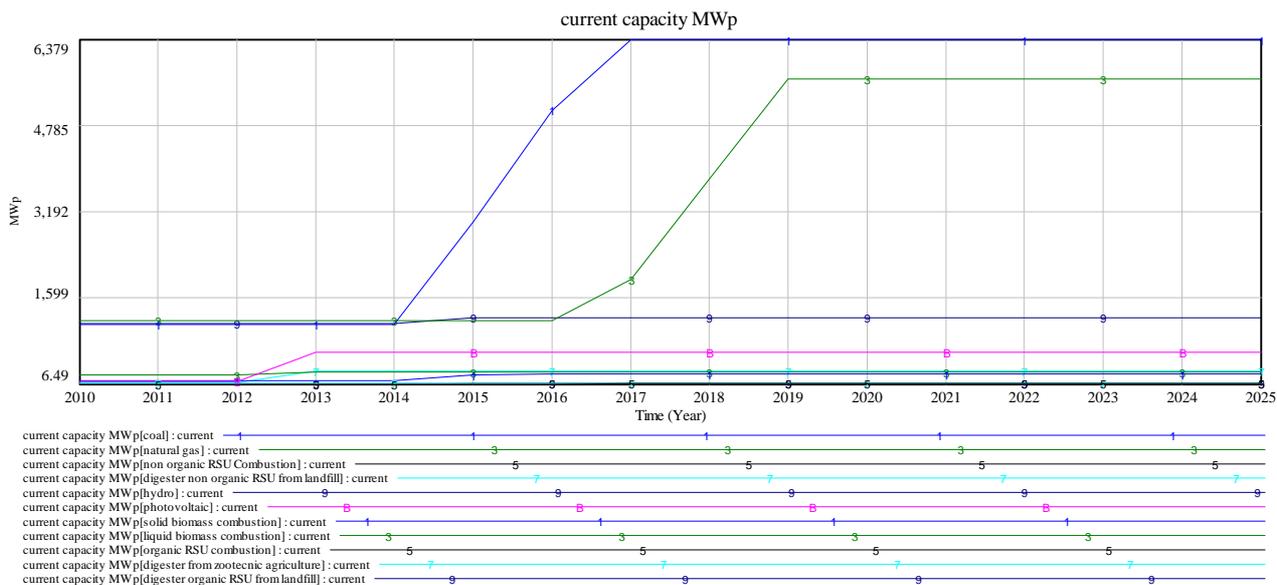


Fig. 37 Andamendo della capacità installata MWp.

Tecnologia	Anno		
	2010	2015	2020
Carbone	1.116	2.992	6.379
Gas naturale	1.186	1.186	5.647
Idraulica	1.129	1.240	1.240
Fotovoltaica	48,81	594,27	594,27
Combustione biomasse solide	66,19	168,25	199,52
Combustione biomasse liquide	168	221,33	221,33
Digestori effluenti agrozootecnici	33	249,60	249,60

Tab. 18 Dati di capacità installata in MWp risultanti dalla simulazione.

Comparando la simulazione effettuata con lo scenario base è emerso come l'obiettivo di autonomia energetica non influenza la crescita della tecnologia a carbone che comunque raggiungerà nel 2020 una capacità installata di 6.379 MWp mentre la crescita del gas subirà un ritardo raggiungendo nel 2020 una capacità installata leggermente inferiore di 5.647 MWp.

Tutte le rinnovabili raggiungeranno nel 2020 i valori di massima capacità installabile assunti come variabile esogena comprese le biomasse solide che nello scenario base invece non subivano variazioni rispetto alla capacità iniziale.

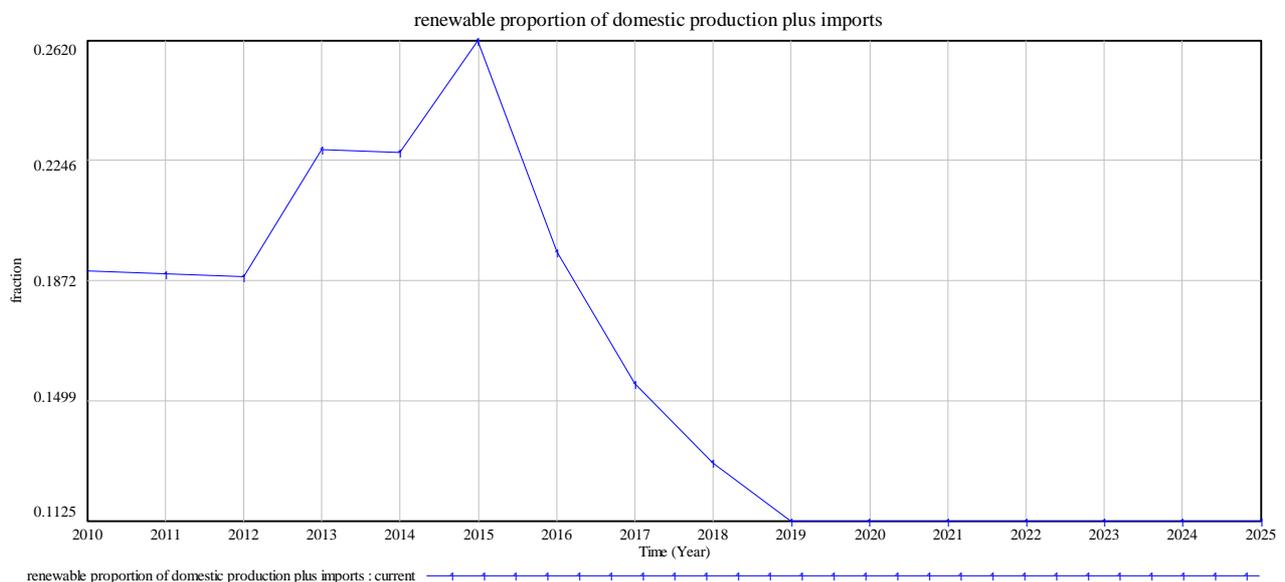


Fig. 38 Andamento della proporzione delle energie rinnovabili

La proporzione delle fonti rinnovabili sul totale della produzione interna più le importazioni raggiungerà nel 2020 l'11,25 % una percentuale leggermente superiore rispetto allo scenario base.

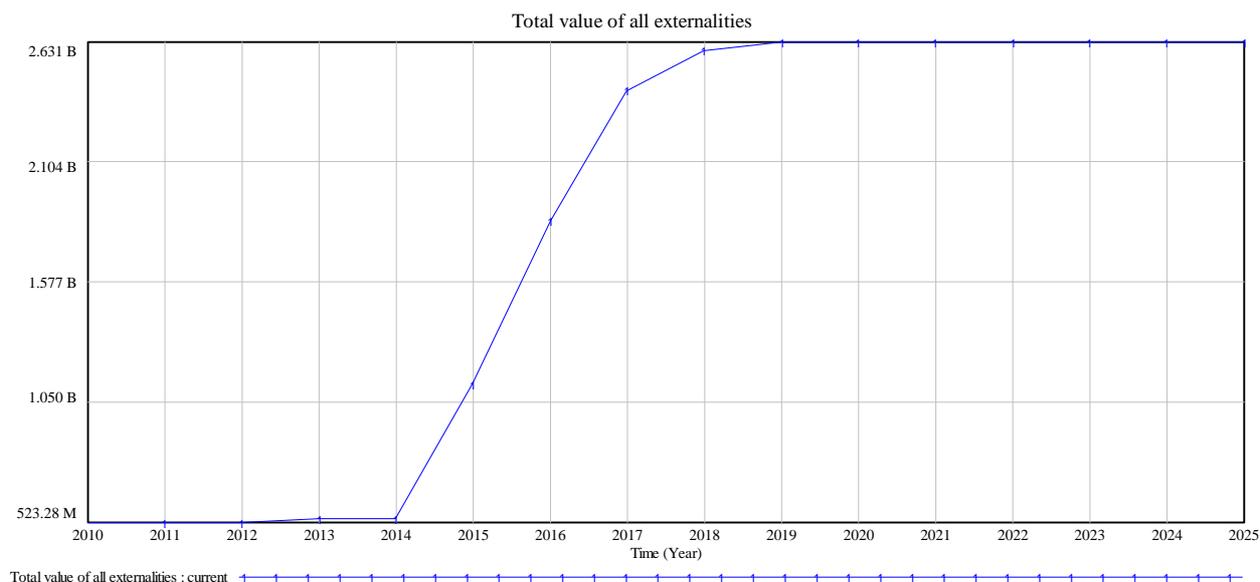


Fig. 39 Andamento del valore totale delle esternalità

Il valore complessivo delle esternalità comincerà a crescere dal 2014 seguendo la crescita della tecnologia a carbone passando dagli attuali 523.000.000 euro a 2.631.000.000 euro.

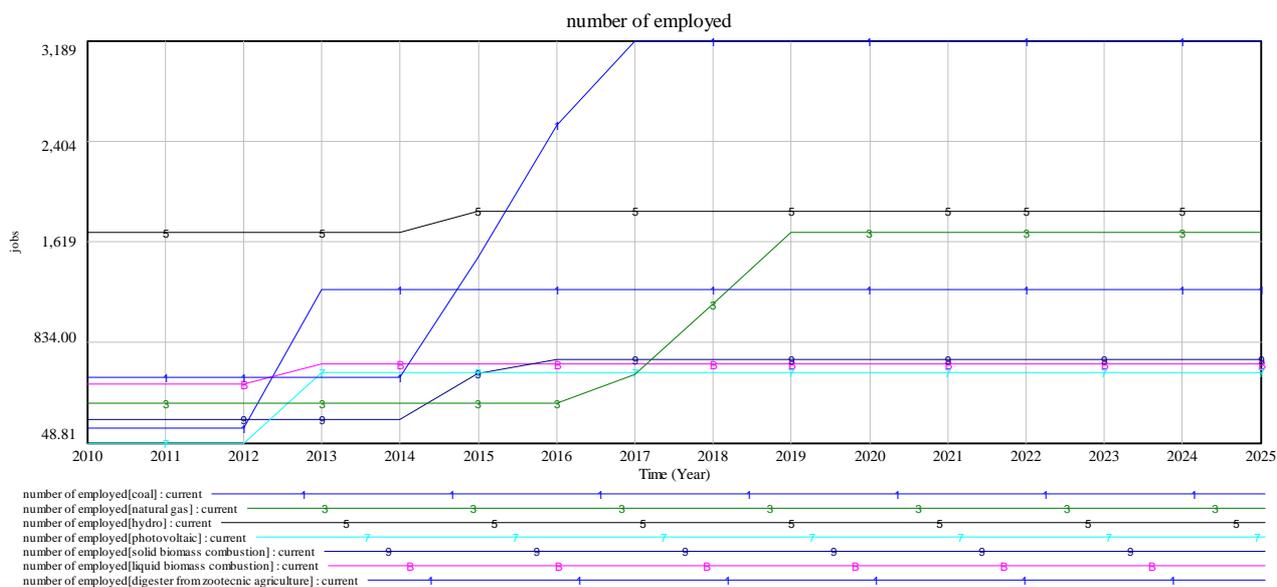


Fig. 40 Andamento del numero degli occupati

Il numero degli occupati raggiungerà nel 2020 le 10.053 unità, 432 persone in più rispetto allo scenario base. Le tecnologie con il maggior numero di occupati saranno il carbone con 3189 persone seguita dall'idroelettrico e dal gas con 1860 e 1694 persone.

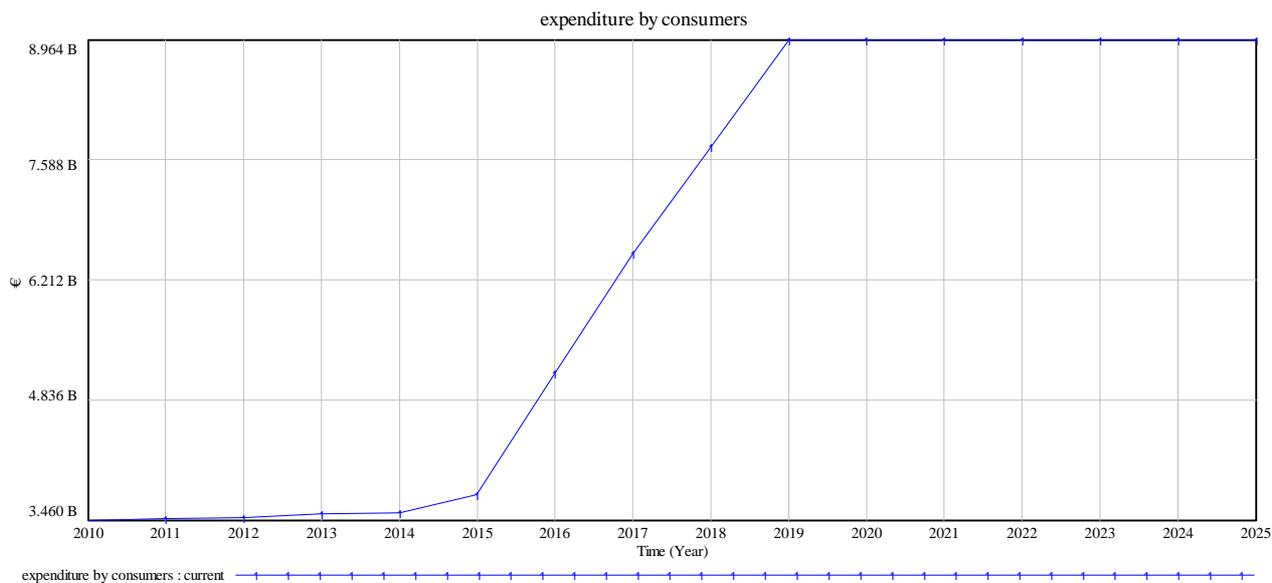


Fig. 41 Andamento delle spese per il consumatore finale

La spesa complessiva a carico dei consumatori in questo scenario nel 2020 sarà pari a 8.964.000.000 euro, 38.000.000 di euro in più rispetto allo scenario base.

### Simulazione 5

#### *Evoluzione del sistema elettrico veneto nell'ipotesi di fine degli incentivi alle energie rinnovabili*

Nella simulazione 5 sono stati azzerati gli incentivi alle energie rinnovabili.

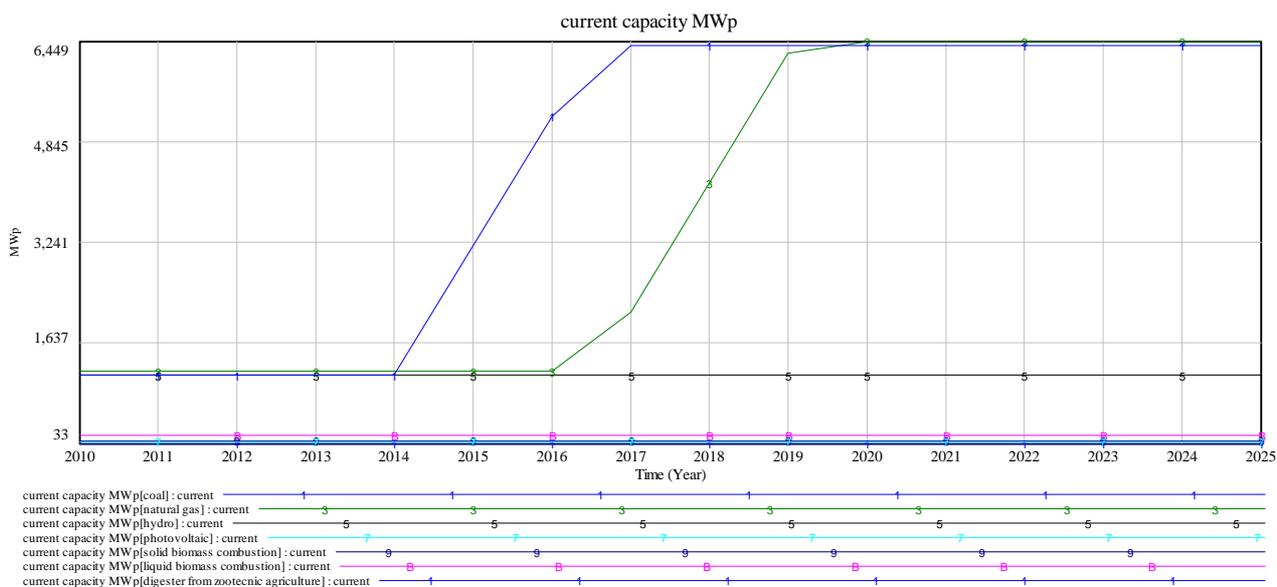


Fig. 42 Andamento della capacità installata durante il periodo di simulazione

Tecnologia	Anno		
	2010	2015	2020
Carbone	1.116	3.181	6.379
Gas naturale	1.186	1.186	6.449
Idraulica	1.129	1.129	1.129
Fotovoltaica	48,81	48,81	48,81
Combustione biomasse solide	66,19	66,19	66,19
Combustione biomasse liquide	168	168	168
Digestori effluenti agrozootecnici	33	33	33

Tab. 19 Dati della capacità installata (MWp) durante il periodo di simulazione

La scomparsa dei sussidi alle energie rinnovabili comporta la crescita delle sole tecnologie tradizionali del gas e del carbone. In base ai dati assunti il gas diventerà la prima fonte di produzione di energia elettrica con 6.449 MWp seguita dal carbone con 6.379 MWp. Tutte le energie rinnovabili rimarrebbero stabili agli attuali livelli.

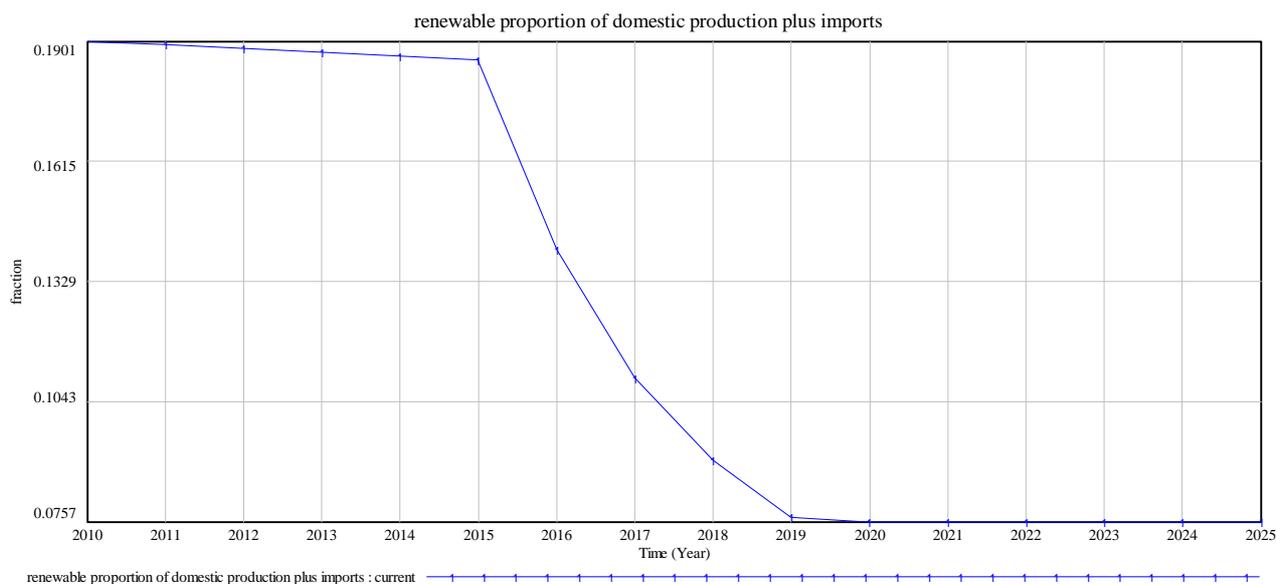


Fig. 43 Andamento della proporzione in energie rinnovabili durante il periodo di simulazione

Ovviamente la proporzione di energie rinnovabili sulla produzione interna più le importazioni sarebbe del 7% quindi lontana dagli obiettivi stabiliti dall'Unione Europea.

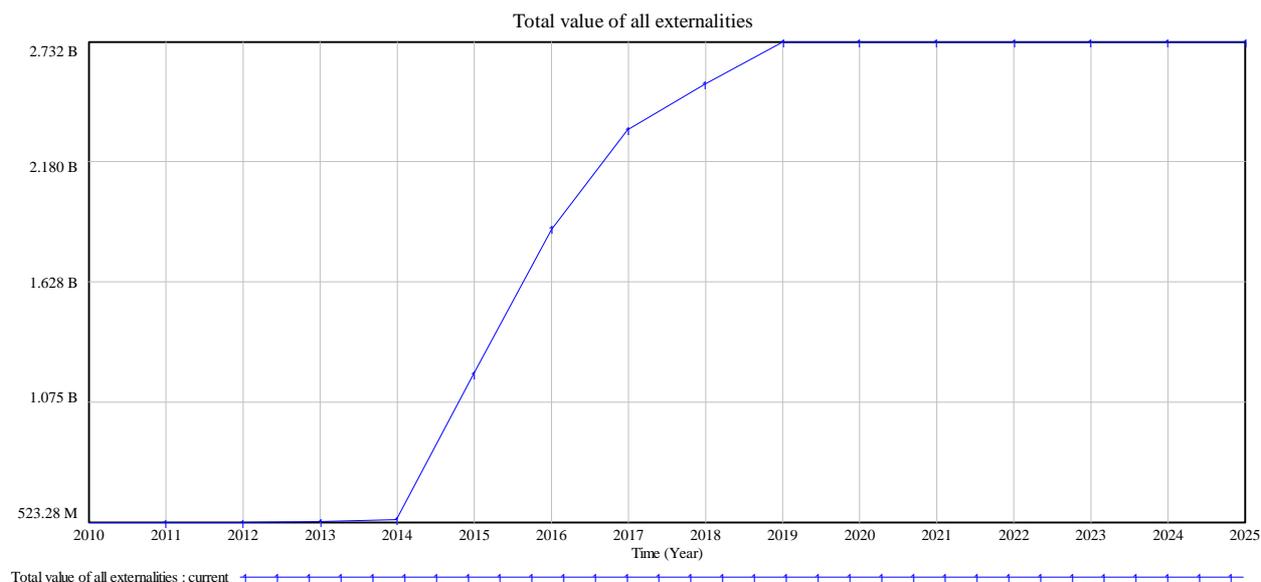


Fig. 44 Andamento del valore complessivo delle esternalità

Il valore complessivo delle esternalità nel 2020 sarà superiore rispetto allo scenario base di 44.000.000 euro.

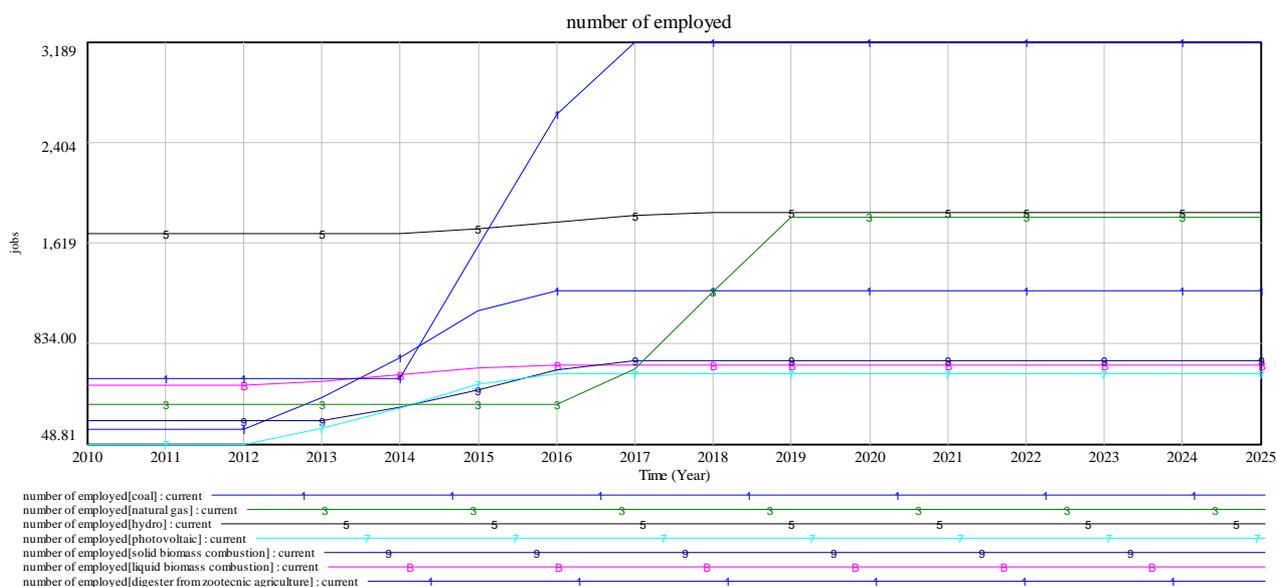


Fig. 45 Andamento del numero di occupati nel settore elettrico

Il numero totale degli occupati raggiungerà le 10.179 persone, 558 occupati in più rispetto allo scenario base. Le tecnologie che daranno più lavoro saranno il carbone, seguite dall'idroelettrico e dal gas.

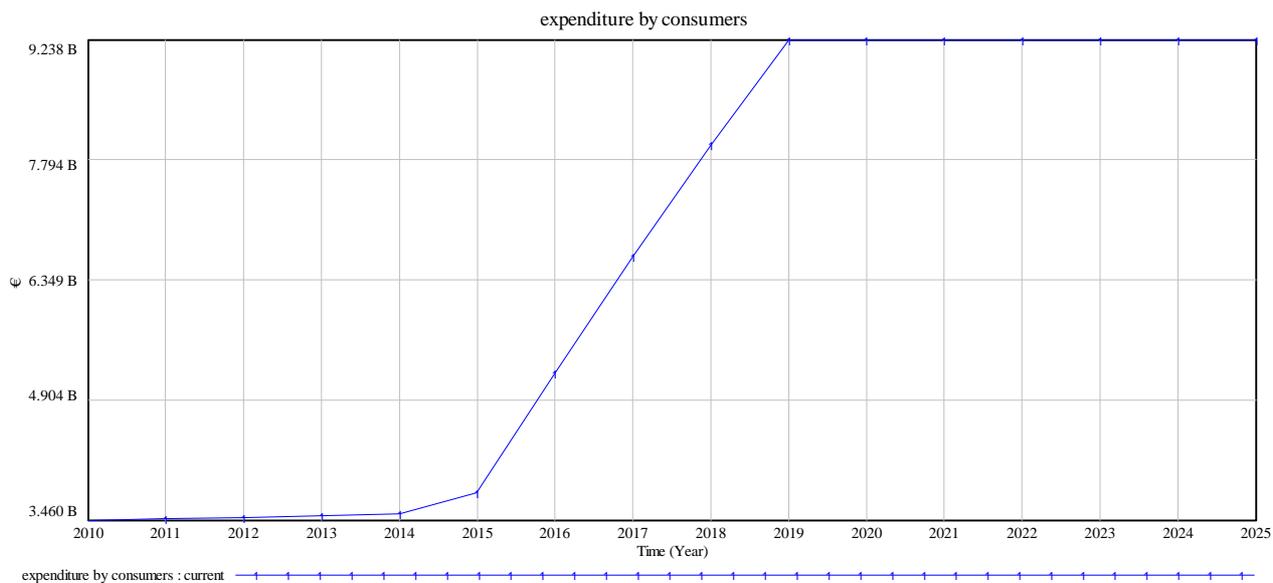


Fig. 46 Andamento delle spese a arico del consumatore finale

La spesa totale per i consumatori finali nel 2020 sarà superiore rispetto allo scenario base e raggiungerà i 9.238.000.000 euro

## **Conclusioni**

Il modello evidenzia come il settore di produzione dell' energia elettrica è influenzato dall'attuale politica energetica che sostiene fortemente il prezzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e contemporaneamente riduce lo sviluppo delle più economiche fonti tradizionali quali il carbone e gas naturale.

Le simulazioni hanno dimostrato come in assenza di una riduzione della domanda di energia elettrica almeno del 20%, ottenibile mediante l'aumento dell'efficienza nel suo uso, il target di consumo in energie rinnovabili imposto dal pacchetto clima energia non sia raggiungibile a livello regionale. Un ruolo fondamentale in tali condizioni sarà svolto dall'importazione di energia elettrica rinnovabile e/o dalla limitazione dello sviluppo delle fonti tradizionali.

La produzione di energia elettrica dal carbone si è confermata in tutte le simulazioni la principale fonte nella costituzione del futuro portafoglio energetico grazie alla maggiore competitività sulle altre tecnologie ed ai limiti fisici di espansione delle energie rinnovabili sul territorio regionale.

Tra le rinnovabili, l'idroelettrico, anche se in futuro non presenta importanti possibilità di crescita sul territorio, si è confermata sempre la principale tecnologia nel 2020 seguita dal fotovoltaico, dai digestori di effluenti agrozootecnici e dalla combustione di biomasse liquide.

La produzione di energia elettrica da biomasse solide risulta la meno remunerativa nel modello e nelle simulazioni effettuate non presenta nuovi investimenti, tranne nel caso in cui si è imposto l'obiettivo di autonomia energetica regionale. Infatti in tale scenario, il sistema elettrico regionale al fine di soddisfare la crescente domanda interna investirà anche nelle tecnologie meno redditizie.

Una introduzione della tecnologia del nucleare avanzato comporterebbe un ritardo nella crescita di nuovi investimenti in centrali di produzione elettrica alimentate a carbone, che comunque nel 2020 raggiungerebbero sempre la stessa capacità installata dello scenario base. Verrebbe invece ridotta rispetto allo scenario base la capacità installata in impianti alimentati a gas, mentre lo sviluppo delle rinnovabili non verrebbe influenzato. In questo scenario il nucleare diventerebbe la seconda fonte di produzione di energia elettrica regionale.

L'eventuale fine degli incentivi alle rinnovabili comporterebbe un blocco di sviluppo di tali tecnologie ai valori di capacità installata presenti attualmente in quanto perderebbero la loro competitività rispetto alle tecnologie tradizionali. In tale scenario la domanda energetica regionale sarà coperta per il 93% da impianti alimentati a carbone e gas

Riguardo il valore complessivo delle esternalità, il valore più elevato si è avuto nell'ipotesi di introduzione della tecnologia del nucleare avanzato che comporterebbe un valore di oltre 3 bilioni di euro ossia 7 volte superiore a quello attuale, mentre il valore più basso con lo scenario di base e la riduzione della domanda elettrica del 20% con un valore di 2 bilioni di euro.

Il grado di occupazione più elevato si ha nello scenario di fine degli incentivi alle energie rinnovabili e di adozione di una politica di autonomia energetica con rispettivamente 10.179 e 10.053 occupati. In tali scenari rimane sempre la tecnologia del carbone ad offrire il più elevato livello di impiego. Il più basso livello di occupati invece si è ottenuto con lo scenario base e riduzione della domanda elettrica del 20%. In tale situazione il numero di occupati scenderà a 7.905 persone.

Le spese totali a carico dei consumatori sono legate al sostegno del prezzo dell'energia elettrica prodotta dalle rinnovabili e dal costo di acquisto dei certificati verdi su parte dell'energia elettrica importata. Tale spesa in base ai dati assunti risulta più bassa nello scenario base con riduzione del 20% della domanda di energia elettrica regionale nel quale raggiunge un valore massimo nel 2020 pari a 5.447.000.000 euro.

## Bibliografia

AAVV, 1993. *Storia dell'industria elettrica italiana*. Laterza Editore.

Accomero T., Treu T. 2009. *La grande trasformazione nel settore elettrico. Le relazioni industriali in Enel e nelle Aziende Locali (1987 – 2007)*. Franco Angeli, Milano.

Ayres, R.U. and Walter J. 1991. *The green house effect: Damages, costs and abatement*. Environmental and resource economics

Bianchi C. (1996), *Modelli contabili e modelli "dinamici" per il controllo di gestione in un'ottica strategica*, Giuffrè, Milano.

Benini M. et al., *Simulatore per l'offerta sul mercato di breve termine dell'energia – vol. 1: analisi dei modelli microeconomici di mercato*, Rapporto CESI RdS A0/021371, 30 Giugno 2000.

Benz E., and Truck Stefan 2009. Modeling the price dynamics of CO2 emission allowances. *Energy Economics* 31.

Bezza B. 1997. *Energia e sviluppo. L'industria elettrica italiana e la società Edison*. Einaudi Editore, Milano 1997

Bush B., Duffy M., and Sandor D. 2008 *Using System Dynamics to Model the Transition to Biofuels in the United States*. Conference Paper National Renewable Energy Laboratory.

Colby, Bonnie G. 2000. Cap and Trade Policy Challenges: A Tale of three markets. *Land Economics*. Vol. 76, n. 4 638 – 658

Ellerman, A, and Buchnev, B. *the European union emissions trading scheme: origins, allocation, and early results*. Review of environmental economics and policy 2007

Emissions & generation resource integrated database (e GRID) February 12, 2009. environmental protection agency (EPA). <http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-resources/egrid/index.html>.

European Commission (2005) *Externalities of Energy. Extension of accounting framework and Policy Applications*

Fiorani G. 2009, *System thinking, System dynamics e Politiche pubbliche*- Dottorato di ricerca in economia e gestione delle aziende e delle amministrazioni pubbliche. Università degli studi di Roma "Tor Vergata.

Ford D. and Sterman, J. 1998. *Dynamic modeling of product development processes system dynamic review* vol. 14

GSE – *Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia* anno 2008, [www.gse.it](http://www.gse.it)

Lorenzoni, Bano 2008 - *I costi di generazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili*, dipartimento di ingegneria elettrica – Università di Padova.

GSE - *Incentivazione delle fonti rinnovabili*. Bollettino aggiornato al 30 giugno 2009. [www.gse.it](http://www.gse.it)

Mollona E. (2000), *Analisi dinamica dei sistemi aziendali*, Egea, Milano

Mortara G., *La nascita di un gigante: l'industria elettrica dal 1883 al 1900*, in: Mori G. (a cura di), *L'industrializzazione in Italia (1861-1900)*, Il Mulino, Bologna, 1977

Orizio L., Radice F., *Storia dell'industria elettrica in Italia, 1882-1962*, La Culturale, Milano, 1964

Paganetto L., 2010 – *Energia e ambiente: una sfida su innovazione e sviluppo*. *Economia Italiana* n. 2 edita da Unicredit Group Roma.

Progetto Probio Biogas – Veneto agricoltura 2007

Produzione e gestione dei rifiuti nel veneto 2007 – 2008 – Arpav

Randers, J. *Elements of the system dynamics method*. Massachusetts institute of technology Cambridge, 1980.

Sterman JD. 1987. *The energy transition and the economy: a system dynamic approach*. PhD thesis. MIT Sloan School of Management, Cambridge MA.

Sterman JD. 2000 *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*, Boston: McGraw Hill,.

Terna - *La previsione della crescita della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2008 – 2019*

## Appendice I

total number of employed=

SUM(number of employed[technology!])

~

~ |

Total value of all externalities=

SUM(annual value of all externalities[technology!])

~

~ |

actual allocation MWh[technology]=

IF THEN ELSE

(zidz(SUM(renewable elements of all demand allocation[technology!]),SUM(all unmet demand allocation\  
[technology!]))<Renewable Electricity Target[renewable],

split unmet demand allocation[technology],

all unmet demand allocation[technology])

~ MWh

~ |

new production must be domestic=

1

~ Dmnl [0,1,1]

~ |

limit on renewable subsidy[technology]=

1e+006,1e+007,1e+007,1e+007,1e+007,1e+007,1e+007,1e+007,1e+007,1e+007,1e+007,1e+007,1e+007,\

1e+007,1e+007,1e+007

~ MWp

~ limite dei sussidi alle energie rinnovabili

|

CO2 price multiplier=

1

~ Dmnl

~ coefficiente moltiplicatore del prezzo della CO2

|

subsidy multiplier=

1

~ Dmnl [0,3,0.5]

~ coefficiente moltiplicatore dei sussidi

|

limited green certificate price[technology]=

IF THEN ELSE(current capacity MWp[technology]>limit on renewable subsidy[technology]\

,

Green Certificates Price per MWh[hydro]\*subsidy multiplier,  
Green Certificates Price per MWh[technology]\*subsidy multiplier)  
~ €/MWh  
~ |

cost of one ton CO2 excess[technology]=  
CO2 price\*CO2 price multiplier+CO2 excess penalty per ton[technology]  
~ €/Ton  
~ Costo della Ton di CO2 prodotta in eccesso  
|

import pwidth=  
3  
~ Dmnl  
~ |

import ppriority[foreign]=  
-price of imports per MWh[foreign]/unit profit ~~|  
import ppriority[other regions]=  
-price of imports per MWh[other regions]/unit profit  
~ Dmnl  
~ |

import availability[import]=  
1.1921e+006,1.40832e+007  
~ MWh  
~ quantità di energia elettrica importata dall'estero e da alte regioni. \  
Fonte dati Statistiche Regionali terna 2009  
|

price of all externalities per MWh[technology]=  
56,18,28,28, 4.2, 6, 14, 14, 28, 14, 28, 56,18,28,28  
~ €/MWh  
~ prezzo complessivo delle esternalità (fonte externe)  
|

import priority[import,ptype]=  
import ptype ~~|  
import priority[import,ppriority]=  
import ppriority[import] ~~|  
import priority[import,pwidth]=  
import pwidth ~~|  
import priority[import,pextra]=  
import pextra  
~ Dmnl  
~ |

import ptype=  
3

~ Dmnl [0,5]

~ |

import pextra=

0

~ Dmnl

~ |

proportion of consumer price for special taxes=

0.0818

~ fraction

~ quota del prezzo al consumo per tasse speciali

|

proportion of consumer price for distribution and metering=

0.1508

~ fraction

~ |

net producer expenditures[technology]=

expenditures by producers by technology[technology]-subsidy by technology[technology\

]

~ €

~ Spesa netta del produttore per tecnologia

|

domestic market price to producers per MWh=

proportion of consumer price paid to producers\*consumer price paid per MWh

~ €/MWh

~ needs price series

|

proportion of consumer price paid to producers=

0.6267

~ fraction

~ quota del prezzo dell'energia elettrica al consumatore finale pagata al \  
produttore

|

annual value of all externalities[technology]=

domestic production by technology MWh[technology]\*price of all externalities per MWh\

[technology]

~ €

~ valore annuale delle esternalità

|

proportion of consumer price for genral taxes=

0.1407

~ fraction

~ |

tax A3 renewable paid by consumers=

0.598\*proportion of consumer price for special taxes

~ fraction

~ 59.8% of 8.18% special taxes (quota del prezzo finale dell'energia elettrica destinata a coprire l'incentivazione delle energie rinnovabili)

|

subsidy by technology[technology]=

Subsidy per MWh for renewable[technology]\*domestic production by technology MWh[technology]

]

~ €

~ Sussidi per tecnologia

|

current emissions by emission[emissions]=

SUM(current emissions[emissions,technology!])

~ Ton/Year

~ emissioni complessive

|

allocated new capacity[technology]=

actual allocation MWh[technology]/unit year

~ MWh/Year

~ energia elettrica annua prodotta dalla nuova capacità installata

|

cumulative emissions by emission[emissions]=

SUM(cumulative emissions[emissions,technology!])

~ Ton

~ quantità totale delle emissioni

|

feedstock used by new construction MWh[technology]= INTEG (

allocated new capacity[technology],

0)

~ MWh

~ |

net expenditure by GSE=

SUM(expenditure for subsidies by GSE by technology[technology!])-tax A3 paid to GSE-

penalty payments for CO2 excess

~ €

~ Entrate del GSE

|

consumer price paid per MWh=

116

~ €/MWh

~ |

tax A3 paid to GSE=

IF THEN ELSE(get time value(1,0,0)<2013,0,domestic production plus imports MWh\*consumer price paid per MWh\  
\*tax A3 renewable paid by consumers)

~ €

~ the tax is part of the price paid by consumers

|

available permitted production MWh[technology]=

IF THEN ELSE(permitted production at CO2 limit MWh  
[technology]-domestic production by technology MWh[technology]+almost dead plants MWh\  
[technology]>0,permitted production at CO2 limit MWh  
[technology]-domestic production by technology MWh[technology]+almost dead plants MWh\  
[technology],0)

~ MWh

~ Produzione di energia elettrica entro i limiti di emissione della CO2

|

renewable restricted availability[technology]=

IF THEN ELSE(positive net returns per MWh[technology]>0,  
min(available renewable feedstock stockpile[technology],available permitted production MWh\  
[technology]),  
min(available renewable feedstock stockpile[technology],available permitted production MWh\  
[technology])\*new production must be domestic  
)

~ MWh

~ |

unmet demand MWh=

IF THEN ELSE(total demand MWh-total current capacity MWh+total almost dead plants MWh\  
>0,total demand MWh-total current capacity MWh+total almost dead plants MWh,0)

~ MWh

~ quantità della domanda non coperta

|

actual dead new plants[technology]= delay fixed (

needed capacity actually built MWp[technology],new plant life[technology],0)

~ MWp

~ |

traditional restricted availability[technology]=

IF THEN ELSE(positive net returns per MWh[technology]>0,  
min(additional available traditional feedstock stockpile[technology],available permitted production MWh\  
[technology]),  
min(additional available traditional feedstock stockpile[technology],available permitted production MWh\  
[technology])\*new production must be domestic  
)

|

~ MWh  
~ |

renewable proportion of domestic production plus imports=

zidz(SUM(renewable production MWh[technology!]),domestic production plus imports MWh\  
)  
~ fraction  
~ |

all restricted availability[technology]=

IF THEN ELSE(positive net returns per MWh[technology]>0,  
min(all fuel availability[technology],available permitted production MWh[technology]\  
),  
min(all fuel availability[technology],available permitted production MWh[technology]\  
) \* new production must be domestic  
)  
~ MWh  
~ |

total current capacity MWh=

SUM(domestic production by technology MWh[technology!])  
~ MWh  
~ |

all fuel availability[technology]=

available renewable feedstock stockpile[technology]+additional available traditional feedstock stockpile\  
[technology]  
~ MWh  
~ |

available renewable feedstock stockpile[technology]=

IF THEN ELSE((renewable feedstock availability[technology]-feedstock used by new construction MWh\  
[technology])>0,renewable feedstock availability[technology]-feedstock used by new construction MWh\  
[technology],0)  
~ MWh  
~ |

additional available traditional feedstock stockpile[technology]=

IF THEN ELSE((traditional feedstock availability[technology]-feedstock used by new construction MWh\  
[technology])>0,traditional feedstock availability[technology]-feedstock used by new construction MWh\  
[technology],0)  
~ MWh  
~ |

initial capacity MWh[technology]=

initial capacity MWp[technology]\*Operation hours per year[technology]  
~ MWh  
~ energia elettrica prodotta con la capacità iniziale installata  
|

subsidy coefficients by technology[technology]=

0, 0, 0, 0, 1, 1, 1.3, 1.3, 1.3, 1.3, 0.8, 0, 0, 0, 0

~ Dmnl

~ coefficiente moltiplicatore del valore dei certificati verdi

|

renewable feedstock availability[technology]=

0,0,0,0, 400000, 600000, 3.5e+011, 400000, 1000, 300000, 1000, 0,0,0,0

~ MWh

~ Quantità potenziale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

|

penalty payments for excess CO2[technology]=

CO2 excess penalty per ton[technology]\*CO2 excess tons[technology]

~ €

~ sanzione per la produzione di CO2 oltre il limite

|

penalty payments for CO2 excess=

SUM(penalty payments for excess CO2[technology!])

~ €

~ Somma delle penalità dovute alla CO2 prodotta in eccesso

|

expenditure by consumers=

SUM(consumer expenditure on imports[import!])+SUM(consumer expenditure on domestic production\  
[technology!])

~ €

~ Spesa del consumatore

|

expenditure by producers=

SUM(expenditures by producers by technology[technology!])

~ €

~ |

expenditure for subsidies by GSE by technology[technology]=

IF THEN ELSE(get time value(1,0,0)<2013,0,domestic production by technology MWh[technology\  
])\*Subsidy per MWh for renewable[technology])

~ €

~ spese per sussidi

|

expenditures by producers by technology[technology]=

domestic production by technology MWh[technology]\*cost of production per MWh[technology\  
]

~ €

~ Costo di produzione dell'energia elettrica regionale

|

expenditures:

private,public

~

~

|

value of cumulative emissions by emission[emissions]=

SUM(Value of cumulative emissions[emissions,technology!])

~ €

~ valore cumulato delle emissioni

|

initial sector demand MWh[demand]=

1.75349e+007,7.6656e+006,5.4576e+006,285500,593800

~ MWh

~ domanda iniziale di energia elettrica per settore

|

renewable production MWh[technology]=

domestic production by technology MWh[technology]\*"renewable?"[technology]

~ MWh

~

|

change in sector demand[demand]=

sector demand MWh[demand]\*annual sector growth rate[demand]

~ MWh/Year

~ variazione annua della domanda per settore

|

demand:

industry,service,household,transport,agriculture

~

~

|

sector demand MWh[demand]= INTEG (

change in sector demand[demand],

initial sector demand MWh[demand])

~ MWh

~

|

actual allocation MWp[technology]=

IF THEN ELSE(

positive net returns per MWh[technology]>0,

actual allocation MWh[technology]/Operation hours per year[technology],

actual allocation MWh[technology]/Operation hours per year[technology]\*new production must be domestic

)

~ MWp

~

|

```

actual dead initial plants[technology]= delay fixed (
    initial capacity MWp[technology],initial plant life[technology],0)
~
    MWp
~
    |

all unmet demand allocation[technology]=
    ALLOCATE AVAILABLE(all restricted availability[technology],all priority[technology,ptype\
    ],SUM(unmet demand to be allocated MWh[plant!]))
~
    MWh
~
    totale domanda non incontrata
|

all priority[technology,ptype]=
    all technology ptype ~|
all priority[technology,ppriority]=
    all technology ppriority[technology] ~|
all priority[technology,pwidth]=
    all technology pwidth ~|
all priority[technology,pextra]=
    all technology pextra
~
    Dmnl
~
    |

all technology pextra=
    0
~
    Dmnl
~
    |

all technology ppriority [coal]=
    positive net returns per MWh[coal]/unit profit ~|
all technology ppriority[natural gas]=
    positive net returns per MWh[natural gas]/unit profit ~|
all technology ppriority[non organic RSU Combustion]=
    positive net returns per MWh[non organic RSU Combustion]/unit profit ~|
all technology ppriority[digester non organic RSU from landfill]=
    positive net returns per MWh[digester non organic RSU from landfill]/unit profit ~|
all technology ppriority[hydro]=
    positive net returns per MWh[hydro]/unit profit ~|
all technology ppriority[photovoltaic]=
    positive net returns per MWh[photovoltaic]/unit profit ~|
all technology ppriority[solid biomass combustion]=
    positive net returns per MWh[solid biomass combustion]/unit profit ~|
all technology ppriority[liquid biomass combustion]=
    positive net returns per MWh[liquid biomass combustion]/unit profit ~|
all technology ppriority[organic RSU combustion]=
    positive net returns per MWh[organic RSU combustion]/unit profit ~|
all technology ppriority[digester from zootecnic agriculture]=
    positive net returns per MWh[digester from zootecnic agriculture]/unit profit ~|

```

all technology ppriority[digester organic RSU from landfill]=  
 positive net returns per MWh[digester organic RSU from landfill]/unit profit ~|

all technology ppriority[coal over limit]=  
 positive net returns per MWh[coal over limit]/unit profit ~|

all technology ppriority[natural gas over limit]=  
 positive net returns per MWh[natural gas over limit]/unit profit ~|

all technology ppriority[non organic RSU Combustion over limit]=  
 positive net returns per MWh[digester non organic RSU from landfill over limit]/unit profit \

~|  
 all technology ppriority[digester non organic RSU from landfill over limit]=  
 positive net returns per MWh[digester non organic RSU from landfill over limit]/unit profit  
 ~ Dmnl  
 ~ |

all technology ptype=  
 3  
 ~ Dmnl [0,5]  
 ~ |

all technology pwidth=  
 3  
 ~ Dmnl  
 ~ |

almost dead new plants MWp[technology]= delay fixed (  
 needed capacity actually built MWp[technology],new plant life[technology]-5,0)  
 ~ MWp  
 ~ We estimate the year that we need to start to replace a plant that we just \  
 built, based on average replacement time. This will be off for \  
 technologies that take more or less time to build.  
 |

almost dead initial plants MWp[technology]= delay fixed (  
 initial capacity MWp[technology],initial plant life[technology]-5,0)  
 ~ MWp  
 ~ We anticipate plant death by the average number of years it takes to build \  
 a replacement, in order to be ready. However, this will "miss" if the \  
 plant is replaced by a plant technology that takes more or less than this \  
 average.  
 |

almost dead plants MWh[technology]=  
 almost dead new plants MWp[technology]\*Operation hours per year[technology]+almost dead initial plants MWp\  
 [technology]\*Operation hours per year  
 [technology]  
 ~ MWh  
 ~ energia elettrica prodotta da impianti a fine ciclo  
 |

annual sector growth rate[demand]=  
 0.003,0.004,0.01,0,0.018  
 ~ fraction/Year  
 ~ Source: Terna 2009 (tasso di crescita annuo della domanda per settore)  
 |

change in feedstock cost[technology]=  
 rate of feedstock cost change[technology]\*feedstock cost[technology]  
 ~ €/MWh/Year  
 ~ variazione del coso di alimentazione  
 |

CO2 excess penalty per ton[technology]=  
 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 100, 100, 100, 100  
 ~ €/Ton  
 ~ sanzione per ton di CO2 podotta oltre il limite  
 |

CO2 limits[technology]=  
 0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0  
 ~ Ton  
 ~ limiti di emissione della CO2  
 |

CO2 price  
 ~ €/Ton  
 ~ Prezzo dei permessi di emissione della CO2  
 |

dead plants[technology]=  
 (actual dead new plants[technology]+actual dead initial plants[technology])/unit year  
 ~ MWp/Year  
 ~ |

domestic production by technology MWh[technology]=  
 IF THEN ELSE(current capacity MWp[technology]>0,current capacity MWp[technology]\*Operation hours per year\  
 [technology],0)  
 ~ MWh  
 ~ produzione elettrica regionale MWh  
 |

feedstock cost[technology]= INTEG (  
 change in feedstock cost[technology],  
 initial feedstock cost per MWh[technology])  
 ~ €/MWh  
 ~ costo di alimentazione dell'impianto  
 |

import:

foreign,other regions

~

~ |

initial feedstock cost per MWh[technology]=

20, 50, 0, 0, 0, 0, 95, 115, 0, 60, 0, 20, 50, 0, 0

~ €/MWh

~ costi di alimentazione iniziali per unità di energia elettrica prodotta \ (MWh)

|

initial operating cost without feedstock[technology]=

5,3,61.4,20,17.3,20,50,25,61.4,20,20,5,3,61.4,20

~ €/MWh

~ costi di manutenzione e gestione iniziali senza feedstock

|

new plant life[technology]=

40, 40, 35, 25, 60, 15, 35, 20, 35, 25, 25, 40, 40, 35, 25

~ Year

~ |

initial plant life[technology]=

40, 40, 40, 35, 35, 50, 15, 40, 25, 25, 20, 40, 40, 40, 35

~ Year

~ |

plant:

traditional, renewable

~

~ |

positive net returns per MWh[technology]=

IF THEN ELSE(per unit returns over cost[technology]>0,per unit returns over cost[technology] \ ],0)

~ €/MWh

~ profitto positivo per unit di energia elettrica prodotta

|

pprofile:

pptype, ppriority, pwidth, pextra

~

~ |

price of imports per MWh[import]=

100,116

~ €/MWh

~ prezzi di importazione dell'energia elettrica

|

rate of feedstock cost change[technology]=  
 0,-0.01, 0.01, 0.01, -0.03, -0.02, 0.01, 0.01, -0.01,0,-0.01,0.01, 0,-0.01, 0.01  
 ~ fraction/Year  
 ~ quota di variazione dei costi di alimentazione  
 |

renewable unmet demand allocation[technology]=  
 ALLOCATE AVAILABLE(renewable restricted availability[technology],renewable priority[\  
 technology,ptype], unmet demand to be allocated MWh[renewable]  
 )  
 ~ MWh  
 ~ |

renewable elements of all demand allocation[technology]=  
 all unmet demand allocation[technology]\*"renewable?"[technology]  
 ~ MWh  
 ~ |

renewable priority[technology,ptype]=  
 renewable technology ptype ~|  
 renewable priority[technology,ppriority]=  
 renewable technology ppriority[technology] ~|  
 renewable priority[technology,pwidth]=  
 renewable technology pwidth ~|  
 renewable priority[technology,pextra]=  
 renewable technology pextra  
 ~ Dmnl  
 ~ |

renewable technology pextra=  
 0  
 ~ Dmnl  
 ~ |

renewable technology ppriority[coal]=  
 0 ~|  
 renewable technology ppriority[natural gas]=  
 0 ~|  
 renewable technology ppriority[non organic RSU Combustion]=  
 0 ~|  
 renewable technology ppriority[digester non organic RSU from landfill]=  
 0 ~|  
 renewable technology ppriority[hydro]=  
 positive net returns per MWh[hydro]/unit profit ~|  
 renewable technology ppriority[photovoltaic]=  
 positive net returns per MWh[photovoltaic]/unit profit ~|  
 renewable technology ppriority[solid biomass combustion]=  
 positive net returns per MWh[solid biomass combustion]/unit profit ~|

```

renewable technology ppriority[liquid biomass combustion]=
    positive net returns per MWh[liquid biomass combustion]/unit profit ~~|
renewable technology ppriority[organic RSU combustion]=
    positive net returns per MWh[organic RSU combustion]/unit profit ~~|
renewable technology ppriority[digester from zootechnic agriculture]=
    positive net returns per MWh[digester from zootechnic agriculture]/unit profit ~~|
renewable technology ppriority[digester organic RSU from landfill]=
    positive net returns per MWh[digester non organic RSU from landfill]/unit profit ~~|
renewable technology ppriority[coal over limit]=
    0 ~~|
renewable technology ppriority[natural gas over limit]=
    0 ~~|
renewable technology ppriority[non organic RSU Combustion over limit]=
    0 ~~|
renewable technology ppriority[digester non organic RSU from landfill over limit]=
    0
    ~      Dmnl
    ~      |

renewable technology ptype=
    3
    ~      Dmnl [0,5]
    ~      |

renewable technology pwidth=
    3
    ~      Dmnl
    ~      |

"renewable?"[technology]=
    0,0,0,0,1,1,1,1,1,1,1,0,0,0,0
    ~      Dmnl
    ~      Tecnologia rinnovabile?
    |

split unmet demand allocation[technology]=
    renewable unmet demand allocation[technology]+traditional unmet demand allocation[technology]
    ]
    ~      MWh
    ~      |

technology:
    coal, natural gas, non organic RSU Combustion, digester non organic RSU from landfill\
    , hydro, fotovoltaic, solid biomass combustion, liquid biomass combustion, organic RSU combustion\
    , digester from zootechnic agriculture, digester organic RSU from landfill, coal over limit\
    , natural gas over limit, non organic RSU Combustion over limit, digester non organic RSU from landfill over limit
    ~
    ~      |

```

total almost dead plants MWh=

SUM(almost dead plants MWh[technology!])  
~ MWh  
~ energia elettrica totale prodotta da impianti a fine ciclo  
|

traditional technology pextra=

0  
~ Dmnl  
~ |

traditional technology ppriority[coal]=

positive net returns per MWh[coal]/unit profit ~~|

traditional technology ppriority[natural gas]=

positive net returns per MWh[natural gas]/unit profit ~~|

traditional technology ppriority[non organic RSU Combustion]=

positive net returns per MWh[non organic RSU Combustion]/unit profit ~~|

traditional technology ppriority[digester non organic RSU from landfill]=

positive net returns per MWh[non organic RSU Combustion]/unit profit ~~|

traditional technology ppriority[hydro]=

0 ~~|

traditional technology ppriority[photovoltaic]=

0 ~~|

traditional technology ppriority[solid biomass combustion]=

0 ~~|

traditional technology ppriority[liquid biomass combustion]=

0 ~~|

traditional technology ppriority[organic RSU combustion]=

0 ~~|

traditional technology ppriority[digester from zootecnic agriculture]=

0 ~~|

traditional technology ppriority[digester organic RSU from landfill]=

0 ~~|

traditional technology ppriority[coal over limit]=

positive net returns per MWh[coal over limit]/unit profit ~~|

traditional technology ppriority[natural gas over limit]=

positive net returns per MWh[natural gas over limit]/unit profit ~~|

traditional technology ppriority[non organic RSU Combustion over limit]=

positive net returns per MWh[non organic RSU Combustion over limit]/unit profit ~~|

traditional technology ppriority[digester non organic RSU from landfill over limit]=

positive net returns per MWh[digester non organic RSU from landfill over limit]/unit profit

~ Dmnl  
~ |

traditional technology ptype=

3  
~ Dmnl [0,5]  
~ |

traditional technology pwidth=

3  
~ Dmnl  
~ |

unit profit=

1  
~ €/MWh  
~ |

unit year=

1  
~ Year  
~ unità di tempo anno  
|

\*\*\*\*\*

.Control

\*\*\*\*\*~

Simulation Control Parameters

|

Green certificates cost per MWh by technology[technology]=

limited green certificate price[technology]\*mandatory share of green certificates purchase\  
[technology]  
/100  
~ €/MWh  
~ Costo di acquisto dei certificati verdi per unità di energia elettrica \  
prodotta (MWh)  
|

Subsidy per MWh for renewable[technology]=

subsidy coefficients by technology[technology]\*limited green certificate price[technology\  
]  
~ €/MWh  
~ Incentivazione energie rinnovabili  
|

permitted production at CO2 limit MWh[technology]=

IF THEN ELSE(CO2 limits[technology]>0,zidz(CO2 limits[technology],CO2 emission rate[\  
technology]),1e+012)  
~ MWh  
~ Energia elettrica prodotta entro i limiti di emissione della CO2  
|

cost of one MWh CO2 excess[technology]=

cost of one ton CO2 excess[technology]\*CO2 emission rate[technology]  
~ €/MWh  
~ Costo di un MWh di elettricità prodotta in eccesso rispetto il limite \  
|

della CO2

|

CO2 excess tons[technology]=

IF THEN ELSE(

CO2 emission rate[technology]\*domestic production by technology MWh[technology]-CO2 limits\  
[technology]>0,

CO2 emission rate[technology]\*domestic production by technology MWh[technology]-CO2 limits\  
[technology],0)

~ Ton

~ emissioni di CO2 eccedente i limiti

|

consumer expenditure on imports[import]=

effective price of imports[import]\*import demand allocation[import]

~ €

~ |

import demand allocation[import]=

ALLOCATE AVAILABLE(import availability[import],import priority[import,ptype],net imports MWh\  
)

~ MWh

~ |

domestic production plus imports MWh=

SUM(domestic production by technology MWh[technology!])+SUM(import demand allocation\  
[import!])

~ MWh

~ |

change in emissions[emissions,technology]=

current emissions[emissions,technology]

~ Ton/Year

~ variazione nelle emissioni

|

effective price of imports[foreign]=

IF THEN ELSE(get time value(1,0,0)<2013,Green certificates cost per MWh by technology\  
[coal]+price of imports per MWh[foreign],price of imports per MWh[foreign]) ~|

effective price of imports[other regions]=

price of imports per MWh[foreign]

~ €/MWh

~ prezzo di importazione dell'energia elettrica dall'estero

|

consumer expenditure on domestic production[technology]=

domestic production by technology MWh[technology]\*consumer price paid per MWh

~ €

~ Spesa del consumatore per sostenere la produzione lettrica regionale

|

cost of production per MWh[technology]=

investment cost per MWh[technology]  
+operating cost[technology]  
+feedstock cost[technology]  
+Green certificates cost per MWh by technology[technology]  
+cost of one MWh CO2 excess[technology]  
~ €/MWh  
~ costo di produzione dell'unità di energia elettrica (MWh)

|

traditional feedstock availability[technology]=

3e+007, 3e+007, 10000, 10000, 0,0,0,0,0,0,3.5e+013, 1.125e+015, 10000, 10000  
~ MWh  
~ quantità di energia elettrica potenzialmente producibile da fonti \  
tradizionali

|

per unit returns to producers[technology]=

domestic market price to producers per MWh+Subsidy per MWh for renewable[technology]  
~ €/MWh  
~ prezzo per unità di vendita (MWh) della energia elettrica

|

current emissions[emissions,technology]=

domestic production by technology MWh[technology]\*emission rate[emissions,technology\  
]/unit year  
~ Ton/Year  
~ emissioni correnti per anno

|

CO2 emission rate[technology]=

emission rate[CO2,technology]  
~ Ton/MWh  
~ quota di emissione della CO2 per tecnologia

|

net imports MWh=

total demand MWh-SUM(domestic production by technology MWh[technology!])  
~ MWh  
~ importazione netta di energia elettrica

|

Value of cumulative emissions[emissions,technology]=

cumulative emissions[emissions,technology]\*Price of emissions[emissions]  
~ €  
~ valore delle emissioni

|

emissions:

CO2,PM10,NOx,SO2

~ Ton/Year

~ |

total demand MWh=

SUM(sector demand MWh[demand!])

~ MWh

~ Source: GSE report (domanda totale)

|

change in operating cost[technology]=

rate of operating cost change[technology]\*operating cost[technology]

~ €/MWh/Year

~ |

emission rate[CO2,technology]=

0.917, 0.36, 1.3, 0.4, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0.917, 0.36, 1.3, 0.4 ~|

emission rate[PM10,technology]=

0.0002, 1.9e-005, 0.0002, 1.9e-005, 0, 0, 3.6e-005, 3.6e-005, 3.6e-005, 2.4e-005, 2.4e-005\  
, 0.0002, 1.9e-005, 0.0002, 1.9e-005 ~|

emission rate[NOx,technology]=

0.0005, 0.00096, 0.00245, 0.00096, 0, 0, 0.00042, 0.00042, 0.00042, 0.0002, 0.0002\  
, 0.0005, 0.00096, 0.00245, 0.00096 ~|

emission rate[SO2,technology]=

0.00052, 1.4e-005, 0.00036, 1.4e-005, 0, 0, 0.00021, 0.00021, 0.00021, 2.6e-005, 2.6e-005\  
, 0.00052, 1.4e-005, 0.00036, 1.4e-005

~ Ton/MWh

~ quota di emissione dei principali macroinquinanti

|

cumulative emissions[emissions,technology]= INTEG (

change in emissions[emissions,technology],

0)

~ Ton

~ quantità cumulata delle emissioni

|

current capacity MWp[technology]= INTEG (

investment MWp[technology]-dead plants[technology],

initial capacity MWp[technology])

~ MWp

~ attuale capacità installata (MWp)

|

unmet demand to be allocated MWh[plant]=

Renewable Electricity Target[plant]\*unmet demand MWh

~ MWh

~ quantità di energia elettrica da coprire mediante fonti rinnovabili  
|

per unit returns over cost[technology]=

per unit returns to producers[technology]-cost of production per MWh[technology]

~ €/MWh

~ margine per unità di energia elettrica prodotta  
|

FINAL TIME = 2025

~ Year

~ The final time for the simulation.  
|

Green Certificates Price per MWh[technology]

~ €/MWh

~ Prezzo dei certificati verdi  
|

initial capacity MWp[technology]

~ MWp

~ 2008  
|

INITIAL TIME = 2010

~ Year

~ The initial time for the simulation.  
|

investment cost per MWh[technology]=

15,8,73.2,45,88.7,290,65,20,73.2,70,45,15,8,73.2,45

~ €/MWh

~ Costo di investimento per unità di elettricità (MWh) prodotta  
|

investment MWp[technology]=

needed capacity actually built MWp[technology]/unit year

~ MWp/Year

~ |

jobs per MWp[technology]=

0.5, 0.3, 4, 3, 1.5, 1, 3.5, 3, 4, 5, 3, 0.5, 0.3, 4, 3

~ jobs/MWp

~ numero di lavoratori impiegati per MWp installato  
|

mandatory share of green certificates purchase [technology]

~ fraction

~ quota obbligatoria di acquisto dei certificati verdi

|

needed capacity actually built MWp[technology]= delay fixed (  
actual allocation MWp[technology],years to build new plant  
[technology],0)

~ MWp

~

|

number of employed[technology]=  
current capacity MWp[technology]\*jobs per MWp[technology]

~ jobs

~ numero di persone impiegate

|

operating cost[technology]= INTEG (  
change in operating cost[technology],  
initial operating cost without feedstock[technology])

~ €/MWh

~ costi operativi per MWh

|

Operation hours per year[technology]=  
5700, 5700, 2000, 1385, 3600, 1100, 7500, 7500, 2000, 1385, 7500, 5700, 5700, 2000, \  
1385

~ MWh/MWp

~

|

Price of emissions[emissions]=  
15,14698,3054,3442

~ €/Ton

~ prezzo delle emissioni

|

rate of operating cost change[technology]=  
0,-0.01, 0.01, 0.01, -0.03, -0.02, 0.01, 0.01, -0.01,0,-0.01,0,-0.01,-0.01, 0.01

~ fraction/Year

~ quota di variazione dei costi d manutenzione e gestione

|

Renewable Electricity Target[plant]  
~ fraction  
~ Quota di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili

|

SAVEPER =

TIME STEP

~ Year [0,?]

~ The frequency with which output is stored.

|

TIME STEP = 1

~ Year [0,?]  
~ The time step for the simulation.  
|

traditional unmet demand allocation[technology]=

ALLOCATE AVAILABLE(traditional restricted availability[technology],traditional priority\  
[technology,ptype], unmet demand to be allocated MWh[traditional])  
~ MWh  
~ |

traditional priority[technology,ptype]=

traditional technology ptype ~|

traditional priority[technology,ppriority]=

traditional technology ppriority[technology] ~|

traditional priority[technology,pwidth]=

traditional technology pwidth ~|

traditional priority[technology,pextra]=

traditional technology pextra

~ Dmnl

~ |

years to build new plant[technology]=

4,4,4,4,4,2,3,2,4,2,4,4,4,4,4

~ Year

~ anni necessari per costruire un nuovo impianto

|