



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia
e lo sviluppo economico sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Rapporto “Impatto dell’energia nucleare su sostenibilità e economicità per varie opzioni di mix energetici”

*S. Boarin, M. Mazzoccoli, M. E. Ricotti, C. Petrovich, M. Ciotti, J. L. Manzano,
O. Aronica, C. Bustreo, G. Meneghini, I. Vignotto, G. Zollino*



RdS/2012/135

RAPPORTO “IMPATTO DELL’ENERGIA NUCLEARE SU SOSTENIBILITÀ E ECONOMICITÀ PER VARIE OPZIONI DI MIX ENERGETICI”

C. Petrovich, M. Ciotti, J. L. Manzano, O. Aronica ENEA

S. Boarin, M. Mazzoccoli, M. E. Ricotti Chiara Bustreo, Guido Meneghini, Irene Vignotto, Giuseppe Zollino, CIRTEN

Settembre 2012

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Governo, Gestione e Sviluppo, del Sistema Elettrico Nazionale

Progetto: Nuovo Nucleare da Fissione: Collaborazioni Internazionali e sviluppo Competenze in Materia Nucleare

Responsabile del Progetto: Massimo Sepielli -V- °

Titolo

Impatto dell'energia nucleare su sostenibilità e economicità per varie opzioni di mix energetici

Descrittori
Tipologia del documento:

Collocazione contrattuale: ACCORDO DI PROGRAMMA Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico PIANO ANNUALE DI REALIZZAZIONE 2011 Progetto 1.3.1: Energia nucleare: NUOVO NUCLEARE DA FISSIONE: COLLABORAZIONI INTERNAZIONALI E SVILUPPO COMPETENZE IN MATERIA NUCLEARE, PAR 2011.

Argomenti trattati: Politica energetica, Valutazione di impatto ambientale, Energia nucleare, Energia solare, Energia Eolica

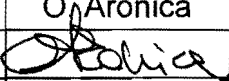
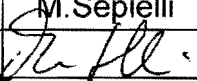
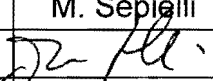
Sommario

Partendo da un approccio globale, sono state effettuate valutazioni e confronti dell'impatto delle varie fonti di energia a livello nazionale, dal punto di vista economico e delle infrastrutture. Sono state prese in considerazione anche le implicazioni dell'utilizzo di fonti diversificate. Sono state effettuate valutazioni sul ciclo del combustibile di reattori innovativi, con confronti tra ciclo aperto e ciclo chiuso, per avere una visione complessiva sugli aspetti principali, tra cui non-proliferazione, risorse, costi e scorie.

Note

Altri autori: C. Petrovich, M. Ciotti, J. L. Manzano (ENEA)
 S. Boarin, M. Mazzoccoli, M. E. Ricotti (POLIMI)
 Chiara Bustreo, Guido Meneghini, Irene Vignotto, Giuseppe Zollino (UNIPD)

Copia n.
In carico a:

2			NOME			
			FIRMA			
1			NOME			
			FIRMA			
0	EMISSIONE	26.9.2012	NOME	O. Aronica	M. Sepielli	M. Sepielli
			FIRMA			
REV.	DESCRIZIONE	DATA		REDAZIONE	CONVALIDA	APPROVAZIONE

INDICE

Introduzione	Pag.	3
Allegato 1	Ciclo del combustibile nucleare: confronto tra ciclo aperto in reattori termici e ciclo chiuso in reattori veloci a piombo	6
Allegato 2	Mix energetici con bassa emissione di gas serra: costi di sistema e ruolo del nucleare	7
Allegato 3	Rapporto sull'impatto dell'energia nucleare su sostenibilità e economicità per varie opzioni di mix energetici, studio delle variabili macroscopiche energetico-ambientali	8
Allegato 4		9

Introduzione

L'attività sugli scenari energetici è stata condotta partendo da un approccio globale.

In particolare il lavoro è stato suddiviso in in quattro parti:

- ALLEGATO 1: Ciclo del combustibile nucleare: confronto tra ciclo aperto in reattori termici e ciclo chiuso in reattori veloci a piombo.** Vengono qui confrontati alcuni aspetti del ciclo del combustibile nel caso di un ciclo aperto di un reattore termico con il caso di un ciclo chiuso di un reattore veloce raffreddato a piombo. La chiusura del ciclo del combustibile comporta indubbi vantaggi per quanto riguarda la diminuzione delle risorse di uranio da utilizzare e la riduzione di massa (e volume) del combustibile da staccare nel deposito geologico. Inoltre la radiotossicità totale per unità di energia viene ridotta, nel lungo termine, di circa 2 ordini di grandezza. Vengono qui quantificati anche i fattori di guadagno per quanto riguarda il calore di decadimento e la radioattività del combustibile. Un altro vantaggio spesso dichiarato è quello della diminuzione del tempo con cui la radiotossicità del combustibile da stoccare raggiunge quella dell'uranio originale di partenza. Questa affermazione viene qui analizzata, mostrandone possibili interpretazioni erranee. Il tempo di decadimento per raggiungere quello dell'uranio di partenza dovrebbe essere usato con cautela in queste valutazioni, essendo un parametro poco indicativo ai fini della sicurezza e spesso fuorviante a causa del fatto che il riferimento per l'uranio dipende dal ciclo considerato.
- ALLEGATO 2: Mix energetici con bassa emissione di gas serra: costi di sistema e ruolo del nucleare.** Sono analizzati i costi connessi all'attuazione della Roadmap 2050 dell'Unione Europea, che prevede un azzeramento delle emissioni di gas serra nel settore elettrico per l'anno 2050, grazie anche ad un massiccio impiego delle fonti rinnovabili intermittenti: eolico e fotovoltaico.

In questo rapporto sono quantificate le conseguenze per un sistema elettrico nel quale sia presente una rilevante percentuale di fonti intermittenti, con particolare riferimento alla situazione italiana.

Le emissioni e i costi dell'elettricità a livello di sistema sono stati calcolati per quattro scenari con diversi mix di fonti di generazione di elettricità.

I risultati mostrano i benefici determinati dall'introduzione nel mix della fonte nucleare in termini di minori emissioni, nell'abbassamento del costo del kWh e in termini di certezza nel raggiungimento dell'obiettivo fissato.
- ALLEGATO 3: Rapporto sull'impatto dell'energia nucleare su sostenibilità e economicità per varie opzioni di mix energetici, studio delle variabili macroscopiche energetico-ambientali.** In questo lavoro sono state considerate gli aspetti economici-finanziari dell'impiego di SMR in diversi scenari di mix di energie rinnovabili e cioè, eolica, stoccaggio di aria compressa e cogenerazione (etanolo tramite biomassa e produzione di acqua dissalata): nella prima parte dello studio è stato considerato l'effetto sul mercato elettrico italiano, di una centrale nucleare SMR da 500MWe accoppiata con un parco eolico da 500MWe, più un sistema di stoccaggio di energia ad aria compressa sistema (CAES: compressed air advanced system).


Sia la centrale nucleare sia il parco eolico hanno la possibilità di fornire direttamente l'energia alla rete o al sistema di

stoccaggio. Sono state valutate differenti strategie e dimensioni del CAES e la simulazione del mercato energetico italiano è stata eseguita, sulla base delle 24h. I risultati dimostrano l'efficacia di un tale scenario, nucleare, fonti rinnovabili e stoccaggio di ridurre il prezzo dell'energia elettrica per i cittadini, nelle ore di punta. Nella seconda parte dello studio è stata analizzata la capacità degli SMR di risultare, economicamente e finanziariamente vantaggiosi rispetto ai ritardi di costruzione dei grandi reattori nucleari e idonei per essere utilizzati in scenari di cogenerazione, in cui viene usata la biomassa per la produzione di etanolo e l'impianto SMR fornisce sia energia elettrica sia vapore (energia termica) ad un impianto di produzione di etanolo e ad un impianto di dissalazione, che produce acqua per un processo biomassa-etanolo e/o per uso urbano (potabile acqua). È stato valutato l'andamento della redditività di un simile regime di cogenerazione in funzione di mais, paglia e prezzi acqua, individuando gli intervalli in cui la cogenerazione nucleare è conveniente.

- **ALLEGATO 4: Rapporto sull'impatto dell'energia nucleare su sostenibilità ed economicità per varie opzioni di mix energetici, scenari economici.** In questo lavoro vengono analizzati i diversi scenari per la generazione di energia elettrica in Italia al 2050, compatibili con gli obiettivi di de-carbonizzazione della Comunicazione della Commissione Europea "Energy Roadmap 2050" del 15/12/2011 (COM 2011 885) ed i relativi costi. Per tutti gli scenari viene calcolato il costo medio di generazione dell'energia elettrica, comprensivo del costo di accumulo. Il costo di trasporto e distribuzione, eventualmente a mezzo di "reti elettriche intelligenti" è invece escluso e costituirà una voce della componente degli oneri di sistema di una futura bolletta elettrica. Per il calcolo viene utilizzato il codice "COMESE" (Costo Medio Scenari Elettrici), sviluppato presso il Centro Interdipartimentale "Centro Ricerche Fusione" (CRF) dell'Università di Padova.


L'ipotesi di partenza è l'andamento della domanda elettrica in Italia, a partire dalla situazione al 2011 (richiesta totale pari a 334,6 TWh, di cui 45,7 TWh di importazione netta) e dei relativi profili orari di richiesta di potenza [1]. Vengono presi in considerazione due macroscenari di crescita per la domanda elettrica nazionale, dedotti dai modelli IEA; in entrambi i casi si suppone che al 2030 e 2050 la domanda elettrica sia interamente soddisfatta da generazione domestica:

- nel primo (*Business as Usual - BaU*), si assume un tasso di crescita medio annuo dell'1% (conservativo rispetto al 2% utilizzato in altri studi), in modo che la richiesta elettrica al 2050 risulta pari a ~500 TWh; rappresenta l'evoluzione del sistema energetico attuale, in assenza di politiche energetiche che mirino fortemente alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica e/o al miglioramento dell'efficienza energetica, senza significative variazioni nelle tecnologie che compongono il mix;
- nel secondo (*Blue*), si assume che vengano seguite politiche di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni di anidride carbonica per raggiungere gli obiettivi fissati per il settore elettrico; per tale scenario si assume un tasso di crescita medio annuo dello 0,6%, che porta ad una richiesta elettrica al 2050 pari a 425 TWh. Per entrambi gli scenari si ipotizza che la domanda elettrica sia la stessa nei mesi di giugno, luglio ed agosto, pari alla media della domanda al 2011, aumentata proporzionalmente all'aumento della domanda annuale.

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione PAR2011-ENEA-L1A2-029	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 5	di 9
--	--	------------------	----------------------	------------------	----------------

Per i due scenari sono state poste ipotesi diverse circa i prezzi dei combustibili e dei diritti di

Emissione. Non si sono fatte ipotesi sul prezzo del petrolio al 2050, perché si considera nullo il contributo di questa fonte alla generazione elettrica a partire dal 2035.

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione PAR2011-ENEA-L1A2-029	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 6	di 9
--	--	------------------	----------------------	------------------	----------------

ALLEGATO 1: Ciclo del combustibile nucleare: confronto tra ciclo aperto in reattori termici e ciclo chiuso in reattori veloci a piombo

Titolo

Ciclo del combustibile nucleare: confronto tra ciclo aperto in reattori termici e ciclo chiuso in reattori veloci a piombo

Descrittori

Tipologia del documento: Rapporto tecnico

Collocazione contrattuale: ACCORDO DI PROGRAMMA Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico PIANO ANNUALE DI REALIZZAZIONE 2011 Progetto 1.3.1: Energia nucleare: NUOVO NUCLEARE DA FISSIONE: COLLABORAZIONI INTERNAZIONALI E SVILUPPO COMPETENZE IN MATERIA NUCLEARE, PAR 2011.

Argomenti trattati: Energia nucleare. Prodotti di fissione. Generation IV reactors. Reattori nucleari veloci, Trasmutazione rifiuti ad alta attività

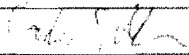
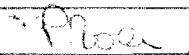
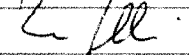
Sommario

Vengono qui confrontati alcuni aspetti del ciclo del combustibile nel caso di un ciclo aperto di un reattore termico con il caso di un ciclo chiuso di un reattore veloce raffreddato a piombo. La chiusura del ciclo del combustibile comporta indubbi vantaggi per quanto riguarda la diminuzione delle risorse di uranio da utilizzare e la riduzione di massa (e volume) del combustibile da stoccare nel deposito geologico. Inoltre la radiotossicità totale per unità di energia viene ridotta, nel lungo termine, di circa 2 ordini di grandezza. Vengono qui quantificati anche i fattori di guadagno per quanto riguarda il calore di decadimento e la radioattività del combustibile. Un altro vantaggio spesso dichiarato è quello della diminuzione del tempo con cui la radiotossicità del combustibile da stoccare raggiunge quella dell'uranio originale di partenza. Questa affermazione viene qui analizzata, mostrandone possibili interpretazioni erranee. Il tempo di decadimento per raggiungere quello dell'uranio di partenza dovrebbe essere usato con cautela in queste valutazioni, essendo un parametro poco indicativo ai fini della sicurezza e spesso fuorviante a causa del fatto che il riferimento per l'uranio dipende dal ciclo considerato.

Note

Copia n.

In carico a:

2			NOME			
			FIRMA			
1			NOME			
			FIRMA			
0	EMISSIONE	7/3/2012	NOME	C. Petrovich	F. Padoani	M. Sepielli
			FIRMA			
REV.	DESCRIZIONE	DATA		REDAZIONE	CONVALIDA	APPROVAZIONE

INDICE

1. Introduzione	p. 3
2. Indicatori	p. 4
3. Reattori termici in ciclo aperto	p. 5
4. Reattori veloci a piombo in ciclo chiuso	p. 9
5. Confronto dei risultati	p. 13
6. Conclusioni	p. 17
Bibliografia	p. 18

1. Introduzione

Nell'utilizzo dell'energia nucleare, la radioattività del combustibile irraggiato viene spesso percepita dall'opinione pubblica con preoccupazione, specialmente per il fatto di essere a lunga vita.

Anziché usare reattori termici a ciclo aperto (ovvero, senza riprocessamento del combustibile), si può ipotizzare la chiusura del ciclo, ovvero il riprocessamento del combustibile irraggiato ed il riciclo di tutti gli attinidi, attraverso reattori veloci di IV generazione [DOE, 2002]. Questo comporterebbe indubbi vantaggi per quanto riguarda l'aumento della quantità di energia estraibile (a parità di massa di uranio naturale consumata) e, allo stesso tempo, la riduzione di attinidi da stoccare in maniera definitiva; gli attinidi sono proprio gli isotopi con tempo di dimezzamento molto alto.

Un altro vantaggio spesso dichiarato è quello della diminuzione del tempo con cui la radiotossicità del combustibile raggiunge quella dell'uranio originale di partenza. Questa affermazione verrà analizzata, mostrandone possibili interpretazioni erranee.

Lo scopo del presente rapporto è quello di chiarire questi aspetti, confrontando il ciclo aperto dei reattori termici con quello chiuso dei reattori veloci, quantificandone anche i flussi di massa del combustibile in entrata (consumo di uranio) e in uscita (rifiuti da stoccare definitivamente), assieme alla radioattività, al calore di decadimento, alla dose da ingestione e da inalazione.

Non è tema del presente rapporto invece un confronto completo tra i due cicli, che comporterebbe un'analisi non solo degli aspetti menzionati (risorse impiegate e rifiuti prodotti), ma anche ad esempio dei costi, della dose alla popolazione, del diverso impatto sulla non-proliferazione e del volume finale del deposito geologico. Molte di queste questioni sono valutate in alcuni recenti studi, tra cui [NEA, 2002], [NEA, 2006], [RED-IMPACT, 2007], [IAEA, 2010], [NEA, 2011], [Petrovich, 2011].

Alcuni indicatori per valutare i diversi cicli del combustibile verranno discussi nel paragrafo §2. In §3 verrà analizzato il ciclo aperto nel caso di un EPR (European Pressurized Reactor), mentre in §4 verrà analizzato il caso del ciclo chiuso di un reattore veloce raffreddato a piombo come ELSY (European Lead-cooled SYstem). In §5 vengono quantificati i fattori di guadagno tra queste due situazioni.

2. Indicatori

Esistono diversi indicatori possibili per valutare il ciclo del combustibile. Alcune possibilità sono:

1. stimare la quantità di uranio naturale consumato in *massa per unità di energia* (kg/TWh_e); in generale, risulta opportuno normalizzare i valori in TWh_e in quanto permette di includere anche i dati sull'efficienza del reattore, il *burn-up* del combustibile, ecc.
2. valutare:
 - a. la quantità di combustibile da stoccare in *massa per unità di energia* (kg/TWh_e), assieme alla:
 - b. *radiotossicità e radioattività per unità di massa* (Bq/kg e Sv/kg) e la loro *variazione nel tempo*. La radioattività per unità di massa viene anche utilizzata per la definizione dei *clearance levels* (Bq/kg), ovvero i limiti di concentrazione, specifici per ogni isotopo, sotto i quali il materiale radioattivo può essere rimosso dal controllo perché ritenuto trascurabile ([IAEA, 1996], [IAEA, 2004a]). Anche il recente rapporto [IAEA, 2009], classifica i rifiuti radioattivi (high-level waste, intermediate-level waste, ecc.) a seconda della concentrazione di attività e del tempo di dimezzamento degli isotopi.

Queste 2 grandezze (kg/TWh_e e Sv/kg) rappresentano in un certo modo la “quantità” e la “qualità” della sorgente di radioattività (quanto materiale radioattivo e quanto potenzialmente pericoloso). Sono grandezze relativamente facili da calcolare per i diversi cicli di combustibile ma che rappresentano pericoli solamente “potenziali” e non il rischio reale per la popolazione (non tengono conto delle numerose barriere di protezione, ma anche ad esempio della migrazione degli isotopi dal deposito geologico, della probabilità di scenari incidentali, della distanza dalla popolazione, ecc.).

3. Valutazione della *radiotossicità per unità di energia* (Sv/TWh_e) e sua *variazione nel tempo*. È un dato integrale che riassume in un unico valore le due grandezze precedenti (la quantità di massa allo scarico e la radiotossicità del materiale). Questo indicatore risulta utile per confrontare diverse opzioni di ciclo di combustibile, ma fornisce un valore ancora più indiretto per quanto riguarda la potenziale pericolosità del materiale (non distingue bassi valori di massa con alta radiotossicità da alti valori di massa con bassa radiotossicità).
4. *Tempo* (anni) in cui la radiotossicità del combustibile da stoccare, in Sv/TWh_e , raggiunge la radiotossicità della quantità di uranio consumato (per produrre la stessa unità di energia). Questo indicatore è usato per esempio in [Bomboni, 2008] e [IAEA, 2010].
5. *Calore di decadimento per unità di energia* (W/TWh_e) del combustibile destinato al deposito geologico e sua *variazione nel tempo*. Questo indicatore è utile in quanto influisce sul volume necessario del deposito.

6. La valutazione del *rischio annuale*, definito come il prodotto del tasso di dose efficace (Sv/anno) per la probabilità di esposizione alla dose stessa. In questo caso si dovrebbe tener conto di tutti i possibili rischi di esposizione lungo tutto il ciclo (approccio “dalla culla alla tomba”). Questo è l’indicatore ritenuto qui teoricamente più corretto ma meno facilmente calcolabile e più soggetto ad incertezza (si dovrebbe tener conto della probabilità di tutti gli scenari incidentali, come le dosi nel riprocessamento, nel trasporto di materiale, la probabilità di rottura di contenitori nel deposito, che l’acqua raggiunga il contenitore, ecc.). Questo valore poi è da ritenersi accettabile se risulta di ordini di grandezza inferiore rispetto a quello del fondo di radiazione naturale. Si veda [NEA, 2006] per una discussione su parametri simili e su alcuni risultati.

Altri indicatori sono stati proposti e una discussione dedicata a questi temi è fornita in [IAEA, 2003], a cui si rimanda per approfondimenti. E’ sufficiente qui sottolineare che la scelta degli indicatori non è secondaria e influisce sulla valutazione delle diverse opzioni di ciclo del combustibile (es. valutare la dose alla popolazione lungo tutto il ciclo può suggerire poco impatto del riciclo degli attinidi, mentre la radiotossicità del solo combustibile ne mostra un guadagno di 2 ordini di grandezza). Valutazioni in termini di Sv/TWh_e sono quindi limitative, ma, come già detto, fornisce un semplice modo per confrontare cicli di combustibile diversi. Nei prossimi paragrafi verranno calcolate alcune di queste grandezze per il ciclo aperto di un reattore termico e per il ciclo chiuso di un reattore veloce raffreddato a piombo.

3. Reattori termici in ciclo aperto

Per valutare il ciclo aperto dei LWR (Light Water Reactors), è stato preso in considerazione un reattore EPR [IAEA, 2004b]. Gli EPR rappresentano lo stato dell’arte (assieme agli AP1000) dei reattori termici nei paesi OCSE e sono in fase di costruzione in Finlandia, in Francia e in Cina. E’ stata calcolata la composizione del combustibile allo scarico di un EPR con le caratteristiche riportate in tabella 1.

Tabella 1. Caratteristiche di un EPR. Parametri usati per il calcolo in ciclo aperto ([AREVA, 2005]; [Bianchi, 2010]; [IAEA, 2004b]).

Arricchimento medio in ²³⁵ U	4,5% (in peso)
Burn-up	55 GWd/ton
Potenza media	37,2 MW _{th} /ton di U
Elemento di combustibile	17×17 (PWR Westinghouse)

Il codice utilizzato è il codice ORIGEN-S [Gauld, 2011], che calcola l’evoluzione nel tempo degli isotopi del combustibile, aggiornando le sezioni d’urto durante il bruciamento. ORIGEN-S include librerie di dati nucleari per 2226 isotopi e sezioni d’urto per 774 nuclidi. Altre caratteristiche di un EPR sono riportate in tabella 2.

Tabella 2. Caratteristiche di un EPR.

Potenza termica	4,6 GW _{th}
Potenza elettrica	1,65 GW _e
e=efficienza	36%
Combustibile allo scarico (attinidi + prodotti di fissione)	27,4 ton./anno
Produzione di energia	13 TWh _e /anno
Combustibile allo scarico per unità di energia (attinidi + prodotti di fissione)	2,1 ton./TWh _e
Quantità di uranio naturale necessaria	17,4 ton./TWh _e

La quantità di combustibile allo scarico (attinidi + prodotti di fissione) per unità di energia (ton./TWh_e) nel ciclo aperto dipende essenzialmente dall'inverso del burn-up B e può essere espressa dall'equazione:

$$Q_{att1+PF} = 1 / (B \cdot e \cdot 0,024),$$

dove $Q_{att1+PF}$ = combustibile allo scarico (ton./TWh_e);
 B = burnup in GWd/ton;
 e = efficienza del reattore.

Tenendo conto della parziale trasformazione di attinidi in PF = Prodotti di Fissione (1 MWday brucia circa 1 g di attinidi), la quantità di soli attinidi Q_{att1} allo scarico può essere espressa come:

$$Q_{att1} = \frac{(1 - \frac{B}{1000})}{B \cdot e \cdot 0,024}.$$

I risultati del vettore del combustibile allo scarico sono riportati in tabella 3, dove vengono mostrati anche quelli ottenuti con il codice di scenario francese COSI del CEA [Boucher, 2009] e calcolati in [Petrovich, 2011]. L'accordo è ritenuto più che soddisfacente per gli scopi di questo rapporto. La differenza più rilevante è quella relativa alla quantità di prodotti di fissione (PF), ma si ritiene qui il risultato di ORIGEN-S più corretto¹.

¹ Dalla nota relazione di 1 g di fissile bruciato per ogni MWday prodotto, e dal burnup di 55 GWd/ton, si ottiene una quantità di bruciamento di circa il 5.5% e quindi un pari valore di PF. La quantità di PF è sempre di circa 44 kg/TW_{th}. L'uso di COSI con l'ultima versione del codice CESAR (5.3) dovrebbe dare un inventario più completo di PF e quindi un maggiore accordo con ORIGEN.

Tabella 3. Vettore del combustibile allo scarico.

	% di massa ORIGEN-S	% di massa COSI
²³⁴ U	0,018%	0,021%
²³⁵ U	0,706%	0,725%
²³⁶ U	0,637%	0,621%
²³⁷ U	0,001%	---
²³⁸ U	91,547%	92,181%
²³⁹ U	0,0001%	---
²³⁷ Np	0,082%	0,081%
²³⁸ Np	0,0003%	---
²³⁹ Np	0,010%	0,009%
²³⁸ Pu	0,039%	0,041%
²³⁹ Pu	0,616%	0,614%
²⁴⁰ Pu	0,303%	0,301%
²⁴¹ Pu	0,182%	0,187%
²⁴² Pu	0,100%	0,106%
²⁴¹ Am	0,006%	0,007%
^{242m} Am	0,0001%	0,0001%
²⁴³ Am	0,029%	0,027%
²⁴² Cm	0,003%	0,003%
²⁴³ Cm	0,0001%	0,0002%
²⁴⁴ Cm	0,013%	0,013%
²⁴⁵ Cm	0,0007%	0,0008%
²⁴⁶ Cm	0,0001%	0,0001%
PF	5,70%	5,07%
Totale	100,00%	100,00%

Le tabelle 4-7 riportano i risultati, con decadimento fino ad 1 milione di anni, per quanto riguarda la radioattività, il calore di decadimento, la dose da ingestione e da inalazione del combustibile. Per il calcolo della dose sono stati usati i coefficienti di conversione Sv/Bq della pubblicazione ICRP72 [ICRP, 1996] e, ove mancanti, quelli calcolati da FISPACT [Forrest, 2001a].²

² Poiché ORIGEN-S non usa i coefficienti ICRP72, si è reso necessario post-processare i dati di output per applicare tali coefficienti, in modo da rendere possibile il confronto con i risultati di FISPACT.

Tabella 4. Attività.

anni	TBq/TWh _e		
	PF	attinidi	totale
0,3	5,4·10 ⁵	2,0·10 ⁴	5,6·10 ⁵
1	2,3·10 ⁵	1,7·10 ⁴	2,5·10 ⁵
3	9,0·10 ⁴	1,4·10 ⁴	1,0·10 ⁵
10	3,9·10 ⁴	1,0·10 ⁴	4,9·10 ⁴
30	2,2·10 ⁴	4,6·10 ³	2,7·10 ⁴
100	4,2·10 ³	9,3·10 ²	5,2·10 ³
300	4,4·10 ¹	4,7·10 ²	5,1·10 ²
1000	2,3	1,5·10 ²	1,5·10 ²
3000	2,3	7,8·10 ¹	8,0·10 ¹
10 ⁴	2,3	4,7·10 ¹	4,9·10 ¹
3·10 ⁴	2,1	1,8·10 ¹	2,0·10 ¹
10 ⁵	1,8	4,6	6,4
3·10 ⁵	1,1	3,3	4,4
10 ⁶	0,4	1,9	2,3

Tabella 5. Calore di decadimento.

anni	W/TWh _e		
	PF	attinidi	totale
0,3	6,0·10 ⁴	5,4·10 ³	6,5·10 ⁴
1	2,7·10 ⁴	2,7·10 ³	3,0·10 ⁴
3	9,5·10 ³	1,4·10 ³	1,1·10 ⁴
10	3,1·10 ³	1,3·10 ³	4,4·10 ³
30	1,7·10 ³	1,1·10 ³	2,8·10 ³
100	3,2·10 ²	7,2·10 ²	1,0·10 ³
300	2,8	4,1·10 ²	4,2·10 ²
1000	5,6·10 ⁻²	1,3·10 ²	1,3·10 ²
3000	5,6·10 ⁻²	6,3·10 ¹	6,3·10 ¹
10 ⁴	5,4·10 ⁻²	3,8·10 ¹	3,8·10 ¹
3·10 ⁴	4,9·10 ⁻²	1,5·10 ¹	1,5·10 ¹
10 ⁵	3,4·10 ⁻²	3,3	3,3
3·10 ⁵	1,4·10 ⁻²	2,1	2,1
10 ⁶	2,5·10 ⁻³	1,2	1,2

Tabella 6. Dose da ingestione.

anni	Sv/TWh _e		
	PF	attinidi	totale
0,3	1,8·10 ⁹	3,7·10 ⁸	2,2·10 ⁹
1	1,2·10 ⁹	3,3·10 ⁸	1,6·10 ⁹
3	6,9·10 ⁸	3,1·10 ⁸	1,0·10 ⁹
10	3,8·10 ⁸	2,9·10 ⁸	6,8·10 ⁸
30	2,3·10 ⁸	2,5·10 ⁸	4,7·10 ⁸
100	4,2·10 ⁷	1,7·10 ⁸	2,1·10 ⁸
300	3,5·10 ⁵	9,8·10 ⁷	9,9·10 ⁷
1000	2,2·10 ³	3,3·10 ⁷	3,3·10 ⁷
3000	2,2·10 ³	1,8·10 ⁷	1,8·10 ⁷
10 ⁴	2,2·10 ³	1,1·10 ⁷	1,1·10 ⁷
3·10 ⁴	2,1·10 ³	4,3·10 ⁶	4,4·10 ⁶
10 ⁵	1,7·10 ³	1,2·10 ⁶	1,2·10 ⁶
3·10 ⁵	1,2·10 ³	8,1·10 ⁵	8,1·10 ⁵
10 ⁶	6,9·10 ²	3,3·10 ⁵	3,3·10 ⁵

Tabella 7. Dose da inalazione.

anni	Sv/TWh _e		
	PF	attinidi	totale
0,3	1,1·10 ¹⁰	1,8·10 ¹¹	1,9·10 ¹¹
1	7,1·10 ⁹	1,6·10 ¹¹	1,7·10 ¹¹
3	3,3·10 ⁹	1,5·10 ¹¹	1,5·10 ¹¹
10	1,8·10 ⁹	1,4·10 ¹¹	1,4·10 ¹¹
30	1,0·10 ⁹	1,2·10 ¹¹	1,2·10 ¹¹
100	1,8·10 ⁸	8,2·10 ¹⁰	8,2·10 ¹⁰
300	1,5·10 ⁶	4,7·10 ¹⁰	4,7·10 ¹⁰
1000	3,0·10 ⁴	1,6·10 ¹⁰	1,6·10 ¹⁰
3000	3,0·10 ⁴	8,7·10 ⁹	8,7·10 ⁹
10 ⁴	2,9·10 ⁴	5,3·10 ⁹	5,3·10 ⁹
3·10 ⁴	2,8·10 ⁴	2,0·10 ⁹	2,0·10 ⁹
10 ⁵	2,3·10 ⁴	2,9·10 ⁸	2,9·10 ⁸
3·10 ⁵	1,4·10 ⁴	8,1·10 ⁷	8,1·10 ⁷
10 ⁶	5,2·10 ³	5,2·10 ⁷	5,2·10 ⁷

Come termine di confronto, la tabella 8 riporta le stesse grandezze rispettivamente per:

- 1 tonnellata di uranio naturale;
- 1 tonnellata di uranio naturale dopo 1 milione di anni, quindi includendo i prodotti di decadimento come il Rn, Pb, Po;
- 17,4 tonnellate di uranio naturale (con prodotti di decadimento), che corrispondono alla massa necessaria per ottenere 1 TWh_e di energia elettrica da un EPR.

Table 8. Attività, calore di decadimento e dose da uranio naturale.

	1 t di U_{nat}	1 t di U_{nat} dopo 1 milione di anni (con prodotti di decadimento)	17,4 t di U_{nat} dopo 1 milione di anni (con prodotti di decadimento)
Bq	$2,5 \cdot 10^{10}$	$1,8 \cdot 10^{11}$	$3,1 \cdot 10^{12}$
W	$1,8 \cdot 10^{-2}$	$1,0 \cdot 10^{-1}$	1,7
Sv (ingestione)	$1,2 \cdot 10^3$	$5,1 \cdot 10^4$	$8,9 \cdot 10^5$
Sv (inalazione)	$2,2 \cdot 10^5$	$2,2 \cdot 10^6$	$3,8 \cdot 10^7$

Il tempo con cui la radioattività, la radiotossicità ed il calore di decadimento del combustibile in ciclo aperto raggiunge quella dell'uranio di riferimento risulta maggiore di 200000 anni³. Si noti che questo confronto viene solitamente effettuato per unità di energia prodotta e tra masse diverse, ovvero 17,4 t di uranio naturale e tra 2,1 t di combustibile allo scarico (come riportato in tabella 2).

4. Reattori veloci a piombo in ciclo chiuso

Il reattore veloce raffreddato a piombo rappresenta uno dei reattori candidati per la IV generazione [DOE, 2002], il cui studio è stato finanziato anche dalla Commissione Europea durante il VI e VII Programma Quadro attraverso i progetti ELSY [Cinotti, 2008] e LEADER (Lead-cooled European Advanced Demonstration Reactor) [EC, 2010].

Si riportano qui i calcoli effettuati per un ciclo chiuso per un reattore a piombo di tipo ELSY di 1500 MW_{th} [Sarotto, 2009]. Per ciclo chiuso si intende il fatto che tutti gli attinidi allo scarico del reattore, invece di essere destinati al deposito geologico, vengono recuperati e riutilizzati per la fabbricazione di nuovo combustibile da caricare nel reattore. In questo modo si ha il duplice vantaggio di riutilizzare materiale fissile e di diminuire la quantità di materiale da stoccare in modo definitivo in sicurezza.

³ Valori dello stesso ordine di grandezza sono riportati ad esempio in [NEA, 2002] e [IAEA, 2010].

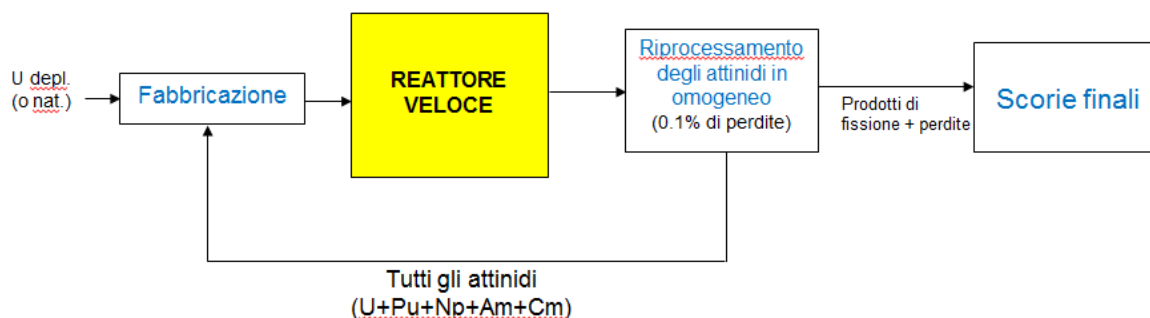


Fig. 1. Schema di ciclo chiuso.

Al deposito geologico sono destinati quindi solo i prodotti di fissione e una piccola percentuale di attinidi non recuperati nel riprocessamento (di solito in letteratura, come in [NEA, 2006], si assume 99,9% di recupero e 0,1% di perdite).

Applicando il riciclo degli attinidi, all'infinito il combustibile raggiunge una composizione di equilibrio, ovvero la quantità di ogni isotopo (ad eccezione del ^{238}U), dopo essere stata scaricata dal reattore e riprocessata, risulta esattamente uguale a quella caricata nel reattore prima dell'irraggiamento.

Quindi, al reattore è come se entrasse solo ^{238}U ed uscissero solo PF e le perdite di riprocessamento (si veda fig.1). Le condizioni di equilibrio sono state studiate in ENEA per i reattori a piombo in [Artioli, 2010] e [Petrovich, 2010] e in seguito applicate anche al progetto LEADER. La composizione di equilibrio del combustibile è mostrata in tabella 9 e risulta di 17,0% in Pu e di 0,9% per gli attinidi minori.

Tabella 9. Composizione di equilibrio del combustibile in ciclo chiuso.

	atom %
^{234}U	0,10
^{235}U	$8,4 \cdot 10^{-2}$
^{236}U	0,11
^{238}U	81,82
^{237}Np	$7,9 \cdot 10^{-2}$
^{239}Np	$1,5 \cdot 10^{-7}$
^{238}Pu	0,35
^{239}Pu	9,75
^{240}Pu	5,78
^{241}Pu	0,56
^{242}Pu	0,57
^{241}Am	0,45
^{242}Am	$1,9 \cdot 10^{-7}$
^{242m}Am	$1,4 \cdot 10^{-2}$
^{243}Am	0,17
^{242}Cm	$7,8 \cdot 10^{-5}$
^{243}Cm	$2,2 \cdot 10^{-3}$
^{244}Cm	0,10
^{245}Cm	$2,9 \cdot 10^{-2}$
^{246}Cm	$2,0 \cdot 10^{-2}$
^{247}Cm	$3,6 \cdot 10^{-3}$
^{248}Cm	$3,2 \cdot 10^{-3}$
totale	100%

In questo caso la quantità di attinidi non recuperabili dipende, oltre che dall'inverso del burn-up medio (nel progetto ELSY: $B=78$ GWd/ton) e dall'efficienza ($e=40\%$), anche ovviamente dalle perdite per riprocessamento ($r=0,1\%$). La massa di attinidi Q_{att2} per unità di energia (ton./TWh_e) può essere espressa dall'equazione:

$$Q_{att2} = \frac{r \cdot (1 - \frac{B}{1000})}{B \cdot e \cdot 0,024} = 0,00123 \text{ ton. / TWh}_e.$$

Per ottenere le quantità di Pu e di attinidi minori da stoccare, nelle condizioni di equilibrio, è sufficiente moltiplicare il risultato dell'equazione precedente per la % degli isotopi di tabella 9.

Per calcolare l'evoluzione nel tempo della radioattività e della radiotossicità si è usato il codice MCNPX [Fensin, 2008] per il calcolo delle sezioni d'urto e successivamente il codice FISPACT-2001 [Forrest, 2001b] per seguire la catena di evoluzione e decadimento degli isotopi (FISPACT segue fino a 1917 isotopi). I risultati sono riportati nelle tabelle 10-13.

Tabella 10. Attività.

anni	TBq/TWh _e		
	PF	attinidi	totale
5	$4,6 \cdot 10^4$	$3,7 \cdot 10^1$	$4,6 \cdot 10^4$
50	$1,1 \cdot 10^4$	8,9	$1,1 \cdot 10^4$
100	$3,5 \cdot 10^3$	4,7	$3,5 \cdot 10^3$
200	$4,0 \cdot 10^2$	3,3	$4,0 \cdot 10^2$
400	$2,2 \cdot 10^1$	2,4	$2,4 \cdot 10^1$
1000	2,3	1,6	4,0
10^4	2,1	0,7	2,9
10^5	1,7	$3,7 \cdot 10^{-2}$	1,8
10^6	$4,3 \cdot 10^{-1}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$4,4 \cdot 10^{-1}$
10^7	$3,0 \cdot 10^{-2}$	$2,1 \cdot 10^{-4}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$

Tabella 11. Calore di decadimento.

anni	W/TWh _e		
	PF	attinidi	totale
5	$3,5 \cdot 10^3$	8,1	$3,5 \cdot 10^3$
50	$8,0 \cdot 10^2$	4,8	$8,0 \cdot 10^2$
100	$2,5 \cdot 10^2$	3,6	$2,5 \cdot 10^2$
200	$2,4 \cdot 10^1$	2,6	$2,7 \cdot 10^1$
400	$3,2 \cdot 10^{-1}$	1,8	2,1
1000	$4,5 \cdot 10^{-2}$	1,1	1,1
10^4	$4,3 \cdot 10^{-2}$	$4,0 \cdot 10^{-1}$	$4,4 \cdot 10^{-1}$
10^5	$3,5 \cdot 10^{-2}$	$2,2 \cdot 10^{-2}$	$5,6 \cdot 10^{-2}$
10^6	$7,6 \cdot 10^{-3}$	$3,4 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \cdot 10^{-2}$
10^7	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$3,8 \cdot 10^{-4}$	$1,5 \cdot 10^{-3}$

Tabella 12. Dose da ingestione.

anni	Sv/TWh _e		
	PF	attinidi	totale
5	$3,4 \cdot 10^8$	$1,7 \cdot 10^6$	$3,4 \cdot 10^8$
50	$1,0 \cdot 10^8$	$1,1 \cdot 10^6$	$1,0 \cdot 10^8$
100	$3,2 \cdot 10^7$	$8,9 \cdot 10^5$	$3,2 \cdot 10^7$
200	$3,0 \cdot 10^6$	$6,6 \cdot 10^5$	$3,7 \cdot 10^6$
400	$3,1 \cdot 10^4$	$4,6 \cdot 10^5$	$4,9 \cdot 10^5$
1000	$2,0 \cdot 10^3$	$3,0 \cdot 10^5$	$3,0 \cdot 10^5$
10^4	$2,0 \cdot 10^3$	$1,2 \cdot 10^5$	$1,2 \cdot 10^5$
10^5	$1,7 \cdot 10^3$	$7,6 \cdot 10^3$	$9,3 \cdot 10^3$
10^6	$7,0 \cdot 10^2$	$9,5 \cdot 10^2$	$1,6 \cdot 10^3$
10^7	$2,1 \cdot 10^2$	$9,3 \cdot 10^1$	$3,0 \cdot 10^2$

Tabella 13. Dose da inalazione.

Anni	Sv/TWh _e		
	PF	attinidi	Totale
5	$1,7 \cdot 10^9$	$8,2 \cdot 10^8$	$2,5 \cdot 10^9$
50	$4,4 \cdot 10^8$	$5,5 \cdot 10^8$	$9,9 \cdot 10^8$
100	$1,3 \cdot 10^8$	$4,3 \cdot 10^8$	$5,6 \cdot 10^8$
200	$1,3 \cdot 10^7$	$3,1 \cdot 10^8$	$3,3 \cdot 10^8$
400	$2,0 \cdot 10^5$	$2,2 \cdot 10^8$	$2,2 \cdot 10^8$
1000	$2,8 \cdot 10^4$	$1,4 \cdot 10^8$	$1,4 \cdot 10^8$
10^4	$2,7 \cdot 10^4$	$5,6 \cdot 10^7$	$5,6 \cdot 10^7$
10^5	$2,1 \cdot 10^4$	$2,3 \cdot 10^6$	$2,4 \cdot 10^6$
10^6	$4,9 \cdot 10^3$	$1,5 \cdot 10^5$	$1,6 \cdot 10^5$
10^7	$2,0 \cdot 10^2$	$1,6 \cdot 10^4$	$1,6 \cdot 10^4$

Importante notare che in questo caso la quantità di uranio naturale consumato è molto minore rispetto al caso dei reattori termici. Non essendo necessario l'arricchimento in ^{235}U , un reattore veloce in ciclo chiuso consuma, all'equilibrio⁴, circa 107 kg/TWh_e di ^{238}U (valore che deriva da 1 MWd/grammo di fissile e dall'efficienza del reattore), quindi di un fattore circa 160 volte minore rispetto al caso precedente.

⁴ Non vengono qui considerate le masse di uranio per lo *start-up* del reattore ("prima carica"). Infatti, per quanto riguarda il ciclo chiuso, questo valore risulta trascurabile in termini di kg/TWh_e se si pensa ad un "riciclo infinito" degli attinidi. Per quanto riguarda invece l'EPR, si è calcolato che lo *start-up* incide sul consumo di uranio, considerando 60 anni di vita del reattore, per valori di circa l'8%-10%.

5. Confronto dei risultati

Vengono qui confrontati i risultati sopra riportati, ovvero l'attività, la radiotossicità ed il calore di decadimento nelle 2 opzioni considerate (LFR = Lead Fast Reactor e LWR = Light Water Reactor). La loro evoluzione nel tempo viene mostrata nelle figure 2-5, dove si distinguono i PF (=Prodotti di Fissione) ed il totale del combustibile (attinidi + PF). Inoltre vengono riportate le linee di riferimento di 17,4 tonnellate di uranio (quantità necessaria per produrre 1 TWh_e nel caso di EPR in ciclo aperto) e di 107 kg di uranio (quantità necessaria per produrre 1 TWh_e nel caso di LFR in ciclo chiuso). La tabella 14 riporta i fattori di guadagno usando il ciclo chiuso, per le varie grandezze considerate.

Dai grafici e dalla tabella si possono dedurre le seguenti osservazioni:

- vi è un buon accordo tra il calcolo ORIGEN-S per l'EPR ed i dati di [NEA, 2002] e [NEA, 2006] ottenuti con simili parametri di reattore. Inoltre in generale vi è anche un buon accordo tra i risultati dei prodotti di fissione ottenuti con FISPACT (per l'LFR) e quelli ottenuti con ORIGEN-S (per l'LWR);
- vi è un guadagno di circa 2 ordini di grandezza per quanto riguarda il consumo di uranio;
- vi è un guadagno di circa 2 ordini di grandezza per quanto riguarda la massa di transuranici da stoccare e di circa un fattore 20 per la massa totale del combustibile (inclusendo i prodotti di fissione);
- a lungo termine, il guadagno per quanto riguarda il calore di decadimento (W/TWh_e) e la radiotossicità (Sv/TWh_e) è anche di circa 2 ordini di grandezza. Questo risultato è analogo a quello ottenuto per il reattore a sodio ([NEA, 2006], [RED-IMPACT, 2007], [NEA, 2011]). Com'è noto, il guadagno è invece più basso fino a circa 200 anni, tempo in cui prevale il contributo dei prodotti di fissione;
- il livello di radioattività, di calore di decadimento e di radiotossicità (per unità di energia), nel caso del ciclo aperto, raggiunge quello dell'uranio di partenza in un tempo superiore ai 200000 anni;
- nel caso del ciclo chiuso, pur essendo vero che la radiotossicità da ingestione raggiunge quella dell'uranio inizialmente considerato in 300 anni (se ci si confronta con il riferimento per i LWR, ovvero $8.9 \cdot 10^5$ Sv, derivati da 17,4 ton./TWh_e), se invece si considera il livello di uranio del ciclo chiuso ($5.4 \cdot 10^3$ Sv derivati da 107 kg/TWh_e), l'uguaglianza viene raggiunta di nuovo con tempi di circa 200000 anni. Questo perché è possibile prendere un riferimento molto più basso di radiotossicità iniziale, essendo il reattore a ciclo chiuso molto più efficiente nel consumare uranio. Il tempo con cui viene raggiunta la radiotossicità dell'uranio è quindi un parametro che può essere ambiguo, in quanto la quantità di uranio usata per unità di energia varia con il reattore ed il ciclo considerato: più il sistema è efficiente, minore diventa il livello di riferimento. Inoltre, il confronto della radiotossicità avviene tra masse uguali nel caso del ciclo chiuso (107 kg sia di uranio che di combustibile esausto), mentre avviene tra masse diverse nel caso del ciclo aperto (17,4 t di uranio vs. 2,1 t di combustibile esausto)⁵. La valutazione del "tempo di incrocio" non costituisce un indicatore di "pericolosità" del combustibile, anche se può essere considerato un indicatore "complementare" agli indicatori di rischio [IAEA, 2003]. Questo approccio può essere usato ai fini dell'accettabilità pubblica del deposito geologico, forse più

⁵ Si noti anche che solitamente nel caso del ciclo aperto non viene considerata nel confronto la radiotossicità dell'uranio depleto residuo.

opportunamente prendendo come livello di riferimento la radiotossicità totale delle rocce naturali della zona attorno al deposito (piuttosto che l'uranio consumato).

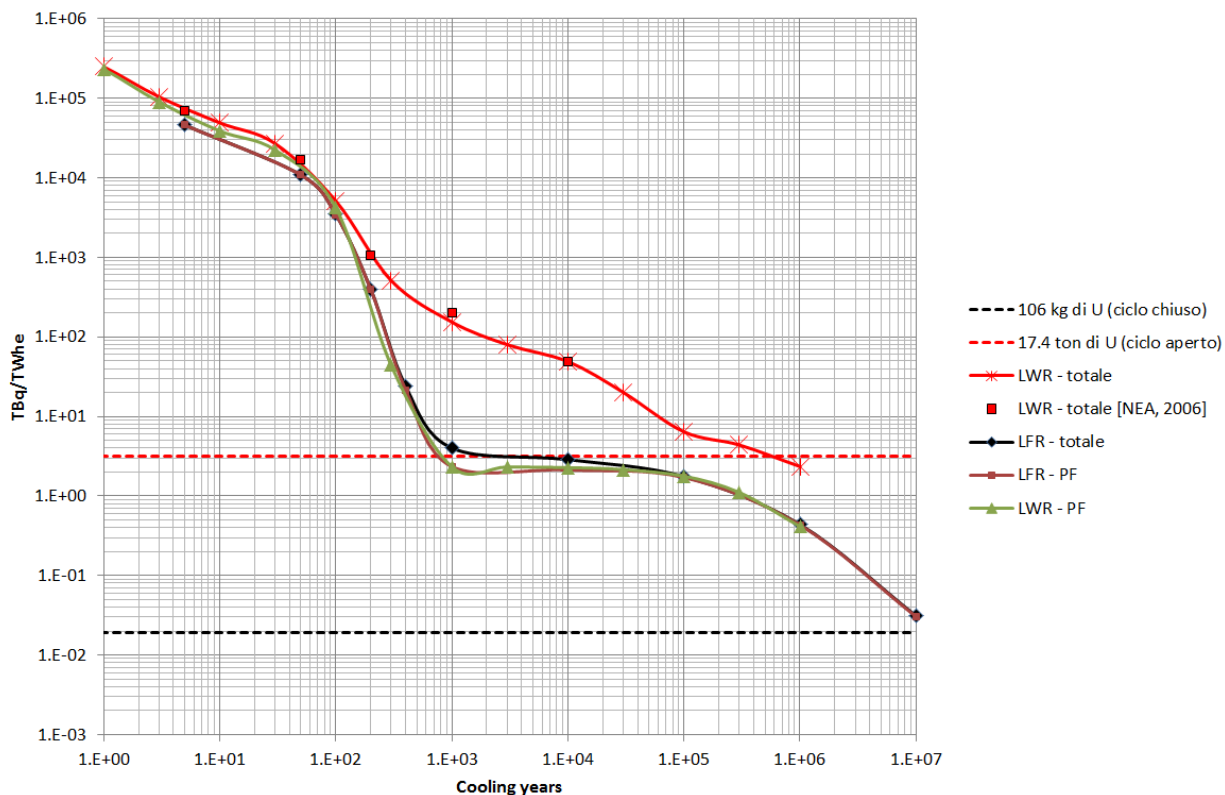


Fig. 2. Evoluzione della radioattività del combustibile per unità di energia.

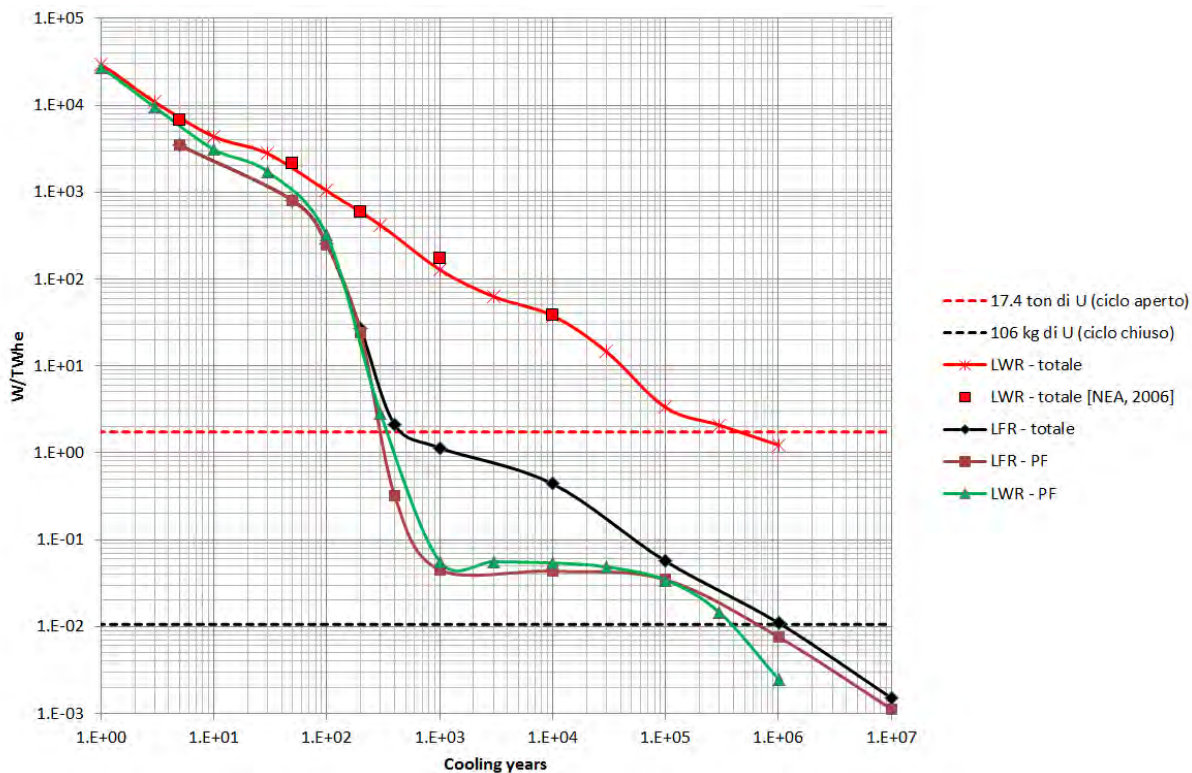


Fig. 3. Evoluzione del calore di decadimento del combustibile per unità di energia.

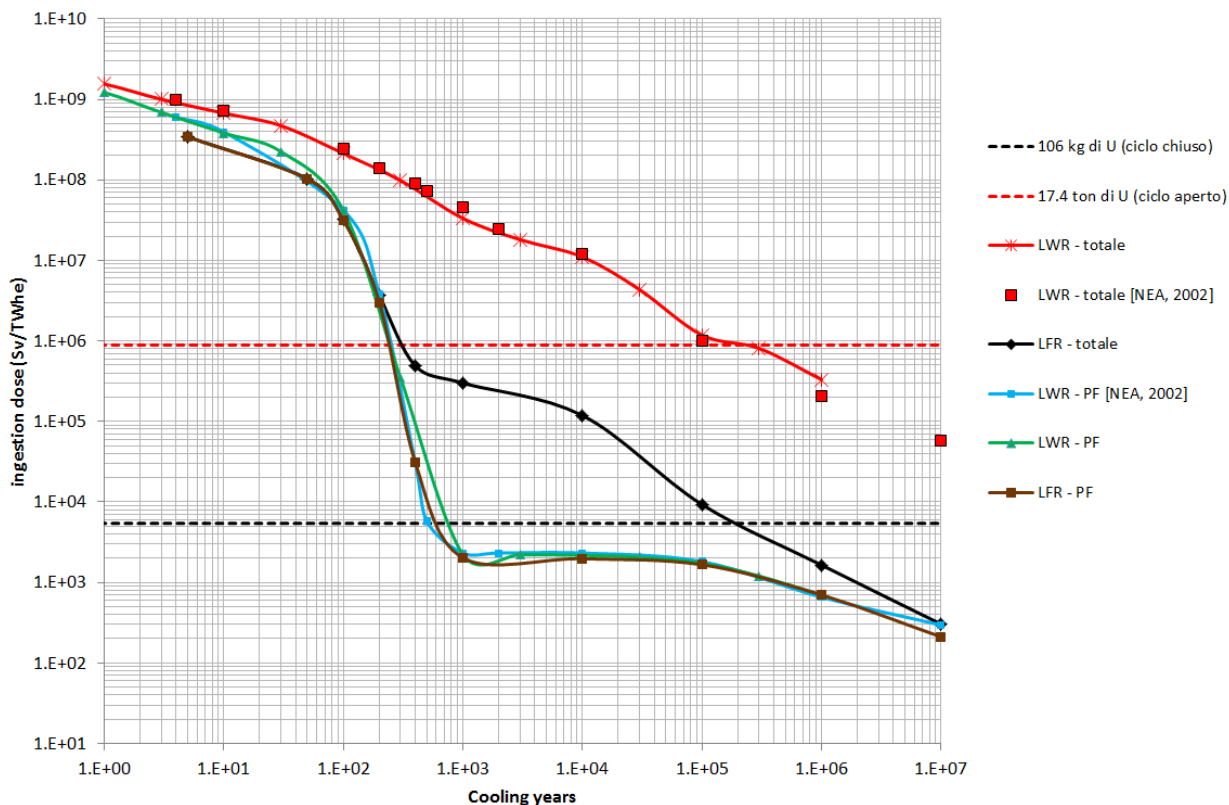


Fig. 4. Evoluzione della dose da ingestione del combustibile per unità di energia.

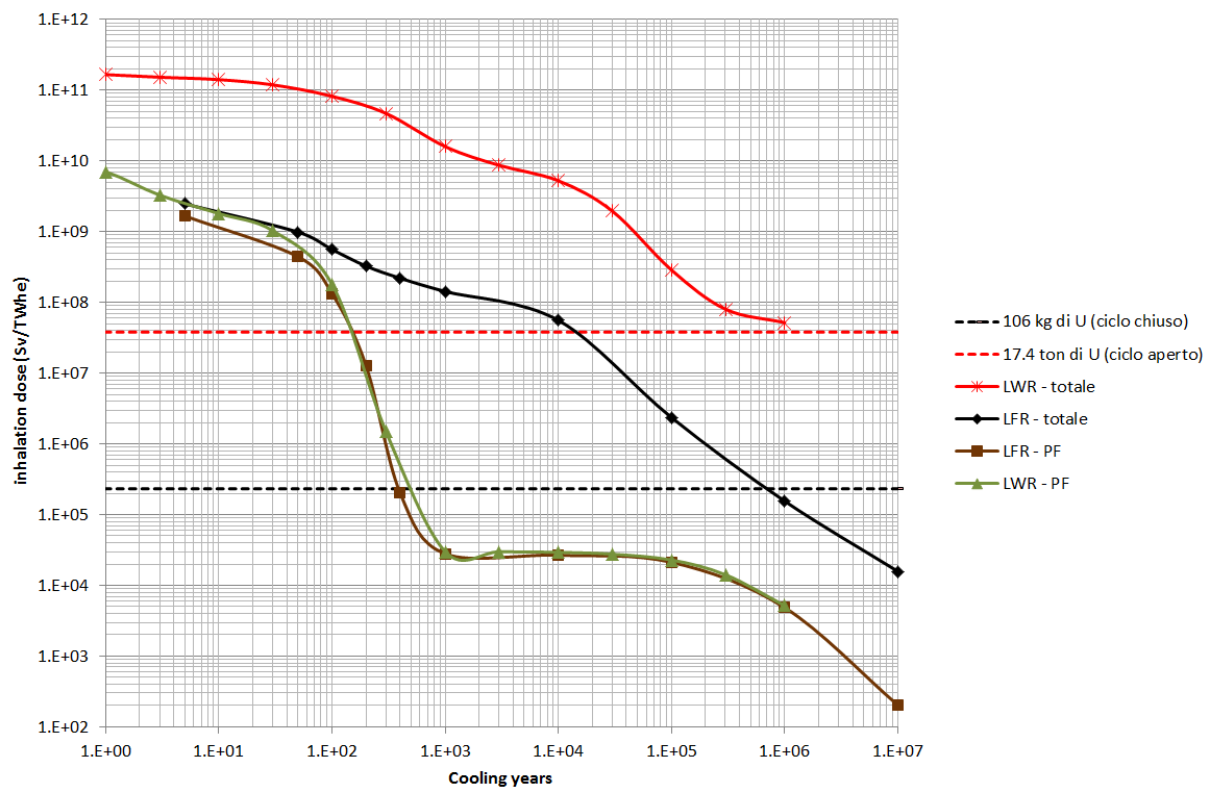


Fig. 5. Evoluzione della dose da inalazione del combustibile per unità di energia.

Tabella 14. Confronto tra ciclo aperto in LWR e ciclo chiuso in reattore veloce a piombo.

		Caso EPR in ciclo aperto	Caso ELSY in ciclo chiuso (ipotesi di 99,9% di riprocessamento)	Fattore di guadagno
massa di uranio consumato (ton/TWh _e)		17,4	0,107	~163
Massa di combustibile da stoccare (kg/TWh _e)	<i>U</i>	1956	0,982	~1992
	<i>Pu</i>	26,1	0,228	~114
	<i>AM</i>	3,0	0,011	~278
	<i>PF</i>	120	106	~1,1
	Totale	2105	107	~20
Radioattività (TBq/TWh _e)	100 anni	5,2·10 ³	3,5·10 ³	~1,5
	1000 anni	1,5·10 ²	4,0	~38
	1 milione anni	2,3	4,4·10 ⁻¹	~5
Calore di decadimento (W/TWh _e)	100 anni	1,0·10 ³	2,5·10 ²	~4
	200 anni	5,9·10 ²	2,7·10 ¹	~22
	1000 anni	1,3·10 ²	1,1	~113
	1 milione anni	1,2	1,1·10 ⁻²	~111
Radiotossicità ingestione (Sv/TWh _e)	100 anni	2,1·10 ⁸	3,2·10 ⁷	~7
	1000 anni	3,3·10 ⁷	3,0·10 ⁵	~111
	1 milione anni	3,3·10 ⁵	1,6·10 ³	~201
Radiotossicità inalazione (Sv/TWh _e)	100 anni	8,2·10 ¹⁰	5,6·10 ⁸	~147
	1000 anni	1,6·10 ¹⁰	1,4·10 ⁸	~112
	1 milione anni	5,2·10 ⁷	1,6·10 ⁵	~334

6. Conclusioni


Si delineano qui alcune conclusioni:

- con un ciclo chiuso per gli attinidi, vengono ridotti di circa 2 ordini di grandezza (rispetto al ciclo aperto di un reattore termico, a parità di energia prodotta): il consumo di uranio, la massa di attinidi minori e di plutonio da stoccare nel deposito geologico, la radiotossicità ed il calore di decadimento a lungo termine;
- questi risultati, ottenuti qui per il reattore veloce raffreddato a piombo, sono sostanzialmente simili a quelli ottenuti in letteratura per il reattore a sodio;
- i risultati sono fortemente dipendenti ovviamente dalle perdite per il riprocessamento degli attinidi (qui si è assunto un valore di 0,1%), che comunque non può essere trascurato;
- il tempo con cui la radiotossicità raggiunge quella dell'uranio di partenza è un indicatore ambiguo, in quanto la massa di uranio consumata per unità di energia varia con il ciclo ed il reattore considerato. In particolare, più il reattore è efficiente nel consumo di uranio, minore diventa il livello di riferimento. Inoltre, non appare come un indicatore rilevante ai fini del rischio per l'uomo, come d'altronde è limitativo considerare solamente il parametro Sv/TWh_e, che risulta utile nel confronto tra diversi cicli, ma non nel valutare la "sicurezza" dell'intero ciclo. Infatti, alti valori di radiotossicità dei rifiuti o il fatto di non raggiungere in tempi brevi la radiotossicità della massa di uranio di partenza non significa che non sia possibile gestire in modo accettabilmente sicuro i rifiuti del combustibile nel deposito geologico (si vedano ad esempio le conclusioni di [NEA, 2011] che mostrano picchi di dose inferiori al fondo naturale).

Bibliografia

- [AREVA, 2005] AREVA, *EPR – Design Description*, 2005, www.nrc.gov .
- [Artioli, 2010] C. Artioli, G. Grasso, C. Petrovich, *A new paradigm for core design aimed at the sustainability of nuclear energy: The solution of the extended equilibrium state*, *Annals of Nuclear Energy* 37 (2010) 915-922.
- [Bianchi, 2010] F. Bianchi, L. Boucher, R. Calabrese, C. Garzenne, G. Glinatsis, S. Monti, A. Schwenk-Ferrero, *CP-ESFR SP2-WP1: Proposal of an ESFR Reference Scenario*, FPN-P9P4-001, Rev.2, ENEA, 26/02/2010.
- [Bomboni, 2008] E. Bomboni, N. Cerullo, G. Lomonaco, V. Romanello, *A Critical Review of the Recent Improvements in Minimizing Nuclear Waste by Innovative Gas-Cooled Reactors*, *Science and Technology of Nuclear Installations*, vol. 2008, doi: 10.1155/2008/265430.
- [Boucher, 2009] L. Boucher, M. Meyer, *Manuel utilisateur de COSI6 v6.0.0 en anglais*, 09/21/2009, rev. 0.
- [Cinotti, 2008] L. Cinotti, G. Locatelli, H. A. Abderrahim, S. Monti, G. Benamati, K. Tucek, D. Struwe, A. Orden, G. Corsini, D. Le Carpentier, *The ELSY Project*, *Proceedings of PHYSOR 2008*, Interlaken (Switzerland), September 14-19, 2008.
- [DOE, 2002] *A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems*, U.S. DOE & Generation IV International Forum, GIF-002-00, December 2002.
- [EC, 2010] EC Community Research, *Lead-cooled European Advanced DEMonstration Reactor*, Grant agreement no. FP7-249668, 7th FP, 2010.
- [Fensin, 2008] M. Fensin, J. Hendricks, S. Anghaie, *MCNPX 2.6 depletion method enhancements and testing*, *Proceedings of PHYSOR 2008*, Interlaken (Switzerland), September 14-19, 2008.
- [Forrest, 2001a] R. A. Forrest, *The European Activation File: EAF-2001 biological, clearance and transport libraries*, EURATOM/UKAEA Fusion Association, Culham Science Centre (UK), UKAEA FUS 453, 2001.
- [Forrest, 2001b] R. A. Forrest, *FISPACT-2001: User manual*, EURATOM/UKAEA Fusion Association, Culham Science Centre (UK), UKAEA FUS 450, 2001.
- [Gauld, 2011] I.C. Gauld, *ORIGEN-S: Depletion module to calculate neutron activation, actinide transmutation, fission product generation, and radiation source terms*, ORNL/TM-2005/39, Version 6.1, June 2011.
- [IAEA, 1996] *Clearance levels for radionuclides in solid materials – Application of exemption principles*, IAEA-TECDOC-855, IAEA, 1996.
- [IAEA, 2003] *Safety indicators for the safety assessment of radioactive waste disposal*, IAEA-TECDOC-1372, IAEA, 2003.
- [IAEA, 2004a] *Application of the concepts of exclusion, exemption and clearance – Safety guide*, *Safety Standards Series No. RS-G-1.7*, IAEA, 2004.
- [IAEA, 2004b] *Status of advanced light water reactor designs*, IAEA-TECDOC-1391, May 2004, <http://www-pub.iaea.org/mtcd/publications/PubDetails.asp?pubId=7052>

- [IAEA, 2009] *Classification of Radioactive Waste*, IAEA Safety Standards Series, General Safety Guide No. GSG-1, IAEA, 2009.
- [IAEA, 2010] *Assessment of Nuclear Energy Systems Based on a Closed Nuclear Fuel Cycle with Fast Reactors - A report of the International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO)*, IAEA-TECDOC-1639, 2010.
- [ICRP, 1996] ICRP Publication 72, *Age-dependent Doses to Members of the Public from Intake of Radionuclides: Part 5 - Compilation of Ingestion and Inhalation Dose Coefficients*, Annals of the ICRP Volume 26/1, 1996.
- [NEA, 2002] *Accelerator-Driven Systems (ADS) and Fast Reactors (FR) in Advanced Nuclear Fuel Cycles – A Comparative Study*, NEA-OECD, 2002.
- [NEA, 2006] *Advanced Nuclear Fuel Cycles and Radioactive Waste Management*, NEA No. 5990, OECD, 2006.
- [NEA, 2011] *Potential Benefits and Impacts of Advanced Nuclear Fuel Cycles with Actinide Partitioning and Transmutation*, NEA No. 6894, OECD, 2011.
- [Petrovich, 2010] C. Petrovich, C. Artioli, G. Grasso, *Solution of the equilibrium fuel vector in closed fuel cycles and application to a lead fast reactor*, PHYSOR 2010, Pittsburgh (Pennsylvania, USA), May 9-14, 2010.
- [Petrovich, 2011] C. Bustreo, R. Calabrese, M. Ciotti, G. Glinatsis, A. Luce, J. Manzano, G. Meneghini, F. Padoani, C. Petrovich, R. Pergreff, F. Troiani, G. Zollino, *Studio preliminare sul ciclo del combustibile e sul costo dell'energia nell'ipotesi di uno scenario nucleare italiano*, ENEA-CIRTEN, NNFISS-LP1-020, 2011.
- [RED-IMPACT, 2007] *RED-IMPACT, Impact of Partitioning, Transmutation and Waste Reduction Technologies on the Final Nuclear Waste Disposal - SYNTHESIS REPORT* (Jülich Forschungszentrum), September 2007.
- [Sarotto, 2009] M. Sarotto *et al.* *ELSY core design static, dynamic and safety parameters with the open square FA*, Technical Report ELSY-DEL/09/008, EURATOM, ENEA FPN-P9IX-006, May 2009.

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione PAR2011-ENEA-L1A2-029	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 7	di 9
--	--	------------------	----------------------	------------------	----------------

ALLEGATO 2: Mix energetici con bassa emissione di gas serra: costi di sistema e ruolo del nucleare.

Titolo

Mix energetici con bassa emissione di gas serra: costi di sistema e ruolo del nucleare

Descrittori

Tipologia del documento:

Collocazione contrattuale: ACCORDO DI PROGRAMMA Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico PIANO ANNUALE DI REALIZZAZIONE 2011 Progetto 1.3.1: Energia nucleare: NUOVO NUCLEARE DA FISSIONE: COLLABORAZIONI INTERNAZIONALI E SVILUPPO COMPETENZE IN MATERIA NUCLEARE, PAR 2011.

Argomenti trattati: Politica energetica, Valutazione di impatto ambientale, Energia nucleare , Energia solare , Energia Eolica.

Sommario

Sono analizzati i costi connessi all’attuazione della Roadmap 2050 dell’Unione Europea, che prevede un azzeramento delle emissioni di gas serra nel settore elettrico per l’anno 2050, grazie ad un massiccio impiego delle fonti rinnovabili intermittenti: eolico e fotovoltaico.

In questo rapporto sono quantificate le conseguenze per un sistema elettrico nel quale venga integrata una rilevante percentuale di fonti intermittenti, con particolare riferimento alla situazione italiana.

Le emissioni e i costi dell’elettricità a livello di sistema sono stati calcolati per quattro scenari italiani con diversi mix di fonti di generazione di elettricità.

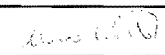
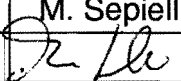
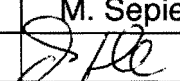
I risultati mostrano i benefici determinati dell’introduzione nel mix della fonte nucleare, sia in termini di minori emissioni che nell’abbassamento dei prezzi dell’elettricità.

Note

Autori: M. Ciotti, J. L. Manzano

Copia n.

In carico a:

2			NOME			
			FIRMA			
1			NOME			
			FIRMA			
0	EMISSIONE	25/9/2012	NOME	M. Ciotti	M. Sepielli	M. Sepielli
			FIRMA			
REV.	DESCRIZIONE	DATA		REDAZIONE	CONVALIDA	APPROVAZIONE

INDICE

Introduzione	3
Scenari della Roadmap 2050	4
Costi di generazione e costi di sistema	9
I costi di generazione	9
Costi di sistema: la rete	11
La rete e le Fonti intermittenti	12
Bilanciamento a lungo termine	16 <u>15</u>
Ruolo dell'accumulo	18
Distorsioni del mercato (prezzi negativi)	19
Penetrazione di fonti intermittenti	20
Introduzione ex post/ex ante	20
Situazione italiana	24 <u>24</u>
Scenari di decarbonizzazione	24 <u>24</u>
Emissioni di CO2	26 <u>26</u>
Costo dell'elettricità	26 <u>27</u>
Costi di sistema a livello della rete	27 <u>28</u>
Conclusioni Errore. Il segnalibro non è definito. Errore. Il segnalibro non è definito.	31 <u>31</u>
Bibliografia	30 <u>32</u>

Introduzione

L'Unione Europea intende fissare politiche energetiche, nell'orizzonte del 2050, che proseguano nella riduzione delle emissioni determinate dall'impiego dei combustibili fossili ad un ritmo più sostenuto da quello fissato nel pacchetto clima-energia per il 2020, denominata 20-20-20 che, insieme ad altre misure, vincola gli stati europei a ridurre del 20% le emissioni di gas ad effetto serra. La Commissione Europea in dicembre del 2011 ha proposto nel documento "Energy Roadmap 2050" [Com885] ai diversi organi di decisione dell'UE (Parlamento Europeo, Consiglio d'Europa, ecc.) una tabella di marcia per fare sì che la UE raggiunga l'obiettivo di un sistema dell'energia sicuro negli approvvigionamenti, competitivo e decarbonizzato nel 2050. Tale strategia è stata all'ordine del giorno della riunione del Consiglio d'Europa del 15 giugno scorso, dove non è stato però possibile avere l'unanimità necessaria per la approvazione della tabella di marcia proposta [Com11553].

In questa tabella di marcia si ipotizza una drastica riduzione delle emissioni nel settore della generazione di elettricità e, per centrare questo obiettivo, si punta ad un massiccio impiego delle energie rinnovabili, principalmente quelle intermittenti: l'eolico e il fotovoltaico. Queste due fonti, hanno sì il pregio di consentire la generazione di elettricità con emissioni molto contenute, ma con larga incertezza sulla prevedibilità della produzione per intensità e durata. La necessità di bilanciamento istantaneo tra produzione e consumo di energia elettrica su tutta la rete Nazionale rende necessario che ai sistemi di generazione elettrica basati su energie rinnovabili intermittenti (ERI), siano abbinati dei sistemi di generazione con fonti programmabili pronte a partire quando le prime non generano elettricità o lo fanno con un'intensità aleatoria. Pertanto le fonti programmabili, oltre a fornire il carico di base, devono garantire il bilanciamento dell'intero sistema elettrico.

Il nucleare è un ottimo candidato a rimpiazzare i sistemi alimentati da fonti fossili giacché genera elettricità con emissioni molto contenute ed è completamente programmabile; in [NEA2012a] è studiato il comportamento dei sistemi nucleari abbinati ad un cospicuo parco di ERI, nella doppia funzione di generare il carico di base e controbilanciare le oscillazioni inerenti alle ERI.

Oltre al livello delle emissioni, il prezzo del kWh al consumatore costituisce un altro fattore decisivo nella scelta del mix ottimale delle fonti di generazione di elettricità per un dato sistema economico. Infatti, dal costo dell'elettricità dipendono il livello di competitività dell'economia di un paese e il livello di benessere della sua popolazione. Va ricordato in tal senso che le industrie e i consumatori finali italiani pagano i prezzi più alti di Europa per l'elettricità, e che azioni che correggono tali distorsioni porterebbero benefici indiscutibili.

In questo rapporto si analizzano scenari ipotetici dell'attuazione in Italia della Roadmap 2050 per la produzione di energia elettrica, calcolando le corrispondenti emissioni di gas serra e i costi di generazione di elettricità. La stima dei costi è effettuata per ogni fonte di energia, includendo oltre ai costi di costruzione e gestione delle centrali (capitale, operazione, manutenzione, combustibile e smantellamento) i costi indotti per l'adeguamento della rete e dell'intero sistema elettrico.

Scenari della Roadmap 2050

In [Com885] si propone la riduzione delle emissioni di gas serra dell'80%, rispetto ai livelli del 1990, entro l'anno 2050. Nella ~~Figura 1~~ ~~Figura 1~~ ~~Figura 1~~ si mostrano i livelli di emissione che si intendono raggiungere nel corso del tempo per i diversi settori di consumo energetico; si osserva che per il settore della generazione elettrica è ipotizzata una totale "decarbonizzazione" ovvero assenza di emissioni di CO₂ nel 2050.

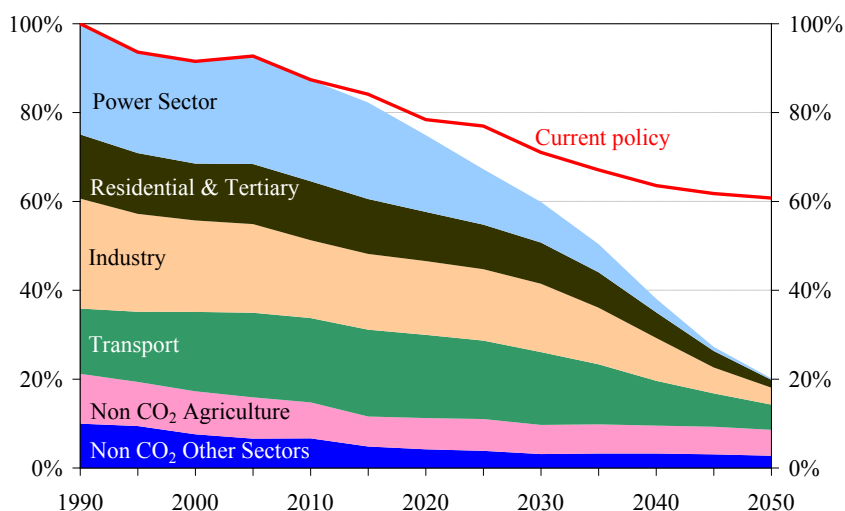


Figura 1: Andamento delle emissioni di CO₂ negli scenari "low carbon" e "current policy", elaborazione di [Deffrennes] dei dati di [Com1565]. Le emissioni da produzione di energia elettrica (power sector) tendono ad annullarsi al 2050 negli scenari "low carbon".

Nel documento [Com1565] sono riportati gli studi condotti per verificare la fattibilità del raggiungimento di questo obiettivo; a tal fine sono stati analizzati sette scenari con diversi mix di fonti di energia. Gli studi sono stati condotti da un gruppo dell'Università di Atene con l'impiego del codice PRIMES da loro sviluppato. La Roadmap 2050 (R2050 qui di seguito) è una esplorazione di possibili scenari futuri per il sistema energetico europeo, ma non è una prescrizione né un pronostico su questo sistema. [Com855] e [Hod2012].

Gli scenari analizzati sono classificabili in due gruppi, il primo corrisponde a situazioni che seguono le attuali tendenze nel consumo e nel mix energetico (curva rossa in ~~Figura 1~~ ~~Figura 1~~ ~~Figura 1~~), negli scenari del secondo gruppo in base ad un massiccio ricorso a ERI, ad una consistente riduzione dei consumi e ad un significativo

Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
PAR2011- ENEA-L1A2-023	0		5	31

aumento nell'uso dell'elettricità, si raggiunge l'obiettivo di abbattimento delle emissioni.

Nella ~~Figura 2~~ ~~Figura-2~~ ~~Figura-2~~ è indicata la percentuale della energia finale che è destinata al consumo elettrico per i due gruppi di scenari; si osservi il forte incremento del consumo di elettricità nel caso di alta decarbonizzazione.

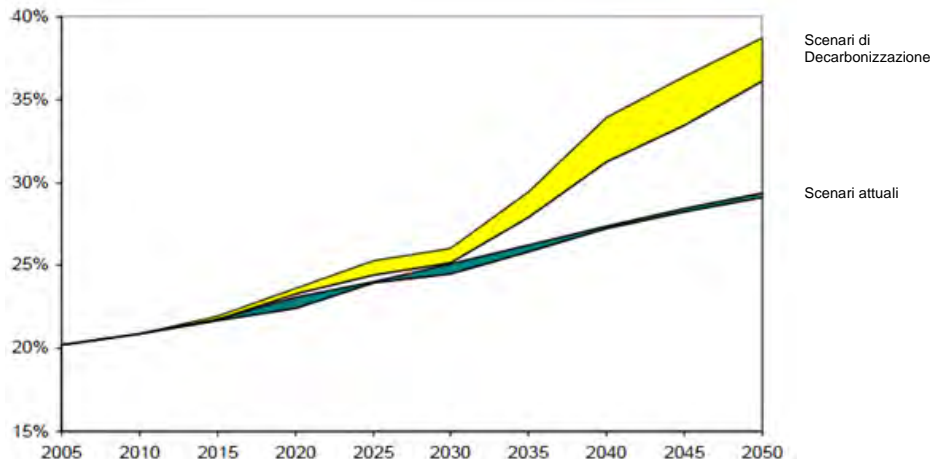


Figura 2 : Quota dell'elettricità nello scenario attuale e negli scenari di decarbonizzazione (in % della domanda finale di energia) [Com855]

Entro l'anno 2050 almeno il 55% del consumo di energia finale dovrà essere di origine rinnovabile e la generazione di elettricità sarà coperta, almeno al 60%, da queste fonti; questi elementi costituiranno due dei pilastri che dovrebbero portare al raggiungimento della decarbonizzazione.

Nella R2050 si identifica come un secondo fattore principale nel obiettivo della decarbonizzazione, una drastica riduzione dei consumi energetici, tra il 30 e il 40% dei valori attuali, come visualizzato nella ~~Figura 3~~ ~~Figura-3~~ ~~Figura-3~~. Qualche perplessità desta questa ipotesi; infatti, le attuali tendenze indicano che l'obiettivo posto dall'UE in ambito energetico per l'anno 2020 (cosiddetto 20-20-20) relativo alla riduzione dei consumi non sarà facilmente raggiungibile; al momento si prospetta una diminuzione dei consumi di appena il 10% e questo nonostante la consistente riduzione dovuta alla crisi economica. [Hod2012]

Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
PAR2011- ENEA-L1A2-023	0		6	31

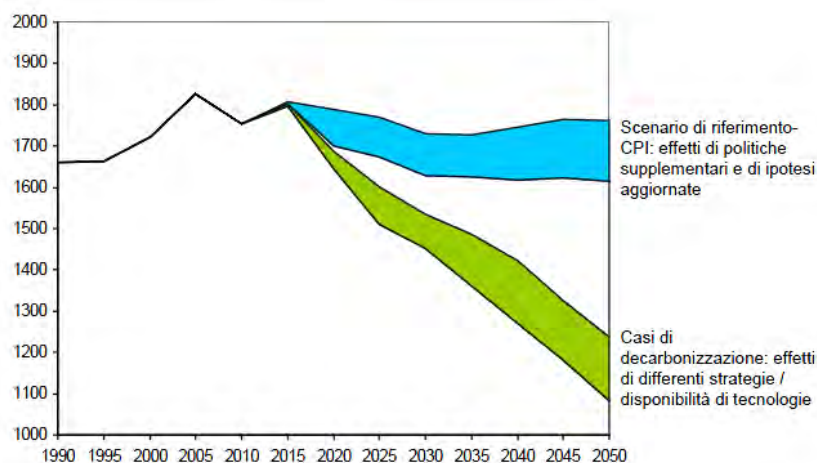


Figura 3: Consumo lordo di energia negli scenari di riferimento e di decarbonizzazione (in Mtoe) [Com855].

Il terzo pilastro nelle analisi di R2050 che porta alla decarbonizzazione è una consistente espansione della rete elettrica a livello europeo associata ad una gestione intelligente di essa includendo la disponibilità di accumulo di energia elettrica.

Tutte le opzioni che possono contribuire alla diminuzione dello CO2 sono state considerate nelle analisi della R2050, i.e. efficienza energetica, ER, nucleare, CCS e gas (come fonte sostitutiva del carbone). Nella Comunicazione della Commissione Europea che propone la R2050, si afferma che il Nucleare ha un ruolo significativo nella decarbonizzazione negli Stati Membri dove è accettato [Com885], questa affermazione trova riscontro parziale negli studi realizzati per sostenere la tabella di marcia [Com1565], poiché la presenza del nucleare negli scenari di decarbonizzazione non è significativa, ed è compresa tra un minimo del 2.5% a un massimo del 19.2% del totale dell'energia elettrica generata, che corrisponde nella ipotesi di maggiore penetrazione a 127 GWe installati, di poco maggiore rispetto alla potenza nucleare attuale a livello europeo che è di 122 GWe.

Nella R2050 si afferma che Il raggiungimento degli obiettivi indicati, può avere successo e contemporaneamente preservare la competitività dell'Economia dell'UE, solo a condizione che sia intrapresa una tale politica a livello mondiale, altrimenti strumenti appropriati dovranno essere messi in atto per preservare la competitività delle industrie ad alta intensità energetica.

Da un primo esame delle analisi di scenario in [Com1565] si osserva che tra i quattro scenari di decarbonizzazione analizzati quelli che vedono una maggior riduzione delle emissioni sono i due che hanno una maggior presenza del nucleare e sono anche quelli che implicano una minore riduzione nei consumi energetici (pertanto con maggiore probabilità di essere raggiunti).

Nella ~~Figura 1~~~~Figura 4~~~~Tabella 1~~~~Tabella 4~~~~Tabella 4~~ sono visualizzati i costi cumulati per i consumatori associati ad ogni scenario [Com1565]; essi ammontano a circa 2500 miliardi di € nel periodo 2011-2050, con una oscillazione tra le diverse opzioni intorno ai 60 miliardi; va segnalato ancora che due degli scenari più vantaggiosi del

punto di vista economico, vedono la maggiore penetrazione del nucleare (il 4 e il 5). Anche lo scenario Low Nuclear ha un costo basso, ma va notato che in questo caso si rimpiazza la riduzione della quota del nucleare con combustibili fossili (per lo più con gas), e contemporaneamente si ipotizza un calo del costo di quest'ultimi. Infatti, una delle ipotesi adottate per l'analisi di tutti i quattro scenari che portano alla decarbonizzazione è che, per effetto dell'adozione a livello mondiale di politiche di diminuzione del consumo dei combustibili fossili, questi subiscano una consistente riduzione di prezzo; pertanto, se questa premessa non si verificasse i costi totali dell'energia per tutti gli scenari sarebbero maggiorati in proporzione alla percentuali dei combustibili fossili, e il vantaggio di questo ultimo scenario scomparirebbe completamente. Purtroppo l'ipotesi che strategie per la riduzione dei combustibili fossili siano portate a compimento a livello mondiale ad oggi non risulta probabile.

Tabella 1: Valori medi annuali (dal 2011-2050) dei costi per i consumatori indotti dalla attuazione della Roadmap 2050 [Com1565].

Bn. EUR'08	Ref	CPI	High Energy effic.	Div. supply techn.	High RES	Delayed CCS	Low nuclear
Capital cost	955	995	1115	1100	1089	1094	1104
Energy purchases	1622	1611	1220	1295	1355	1297	1311
Direct efficiency inv. costs	28	36	295	160	164	161	161
Total cost for final consumers excl. all auction payments and disutility	2582	2619	2615	2535	2590	2525	2552

Nella ~~Figura 4~~~~Figura 4~~~~Figura 4~~ sono mostrati i costi cumulati di investimento dal 2011-2050 per i diversi scenari (va notato che questi valori non includono i costi di capitale per la costruzione di nuove centrali); lo scenario CPI" presenta i costi minori ma non soddisfa gli obiettivi di decarbonizzazione (figura 1). Tra gli altri quattro che soddisfano questo criterio appare come lo scenario più conveniente l'"Energy Efficiency", ma come si vede dalla tabella 1, era quello che gravava sui consumatori con i maggiori costi. Situazione che sarebbe ancora peggiore se non si verificasse la l'ipotesi relativa alla diminuzione dei prezzi dei combustibili fossili; la stessa osservazione vale per lo scenario "Low Nuclear".

Gli scenari "Diversified Supply Technologies" e "Delayed CCS" hanno una sicura stabilità dei prezzi del kWh grazie alla quota di nucleare in essi presente. Si osserva che lo scenario ad alta penetrazione di IRE comporta i massimi investimenti.

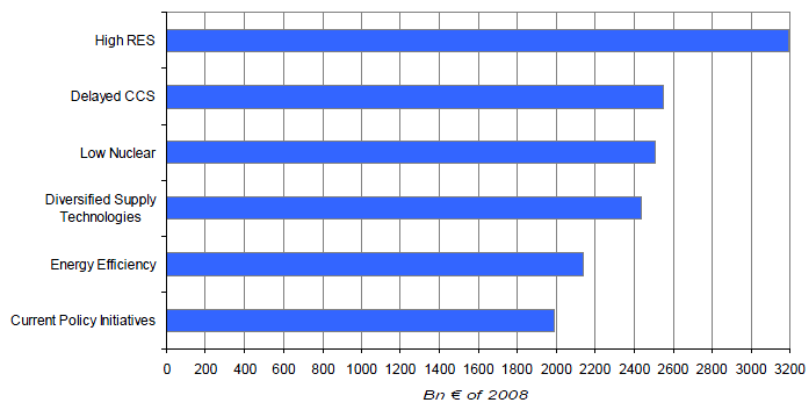


Figura 4: Investimenti cumulati nel periodo 2011-2050 per generare elettricità (normalizzati a € del 2008) [Com1565].

I costi cumulati per l'adattamento della rete nel periodo 2011-2050 sono elencati in tabella 2, si osserva che i valori sono dello stesso ordine che i precedenti spiccando il costo per lo scenario High RES di 2195 miliardi di €. Nel documento che presenta questi risultati [Com1565] si segnala che se il prezzo della trasmissione e della distribuzione di elettricità dipenderà dagli attuali meccanismi di mercato i gestori non saranno inclini ad effettuare gli investimenti necessari all'adattamento della rete alle ER; quindi potrebbe essere necessario incentivarli attraverso dei meccanismi regolatori o direttamente tramite sussidi.

Tabella 2: Costi cumulati per l'adattamento della rete nel periodo 2011-2050, da [Com1565].

Scenario		Miliardi Euro '05
1	Reference	1269
1-bis	CPI	1357
2	High Energy Efficiency	1518
3	Diversified supply technologies	1712
4	High RES	2195
5	Delayed CCS	1717
6	Low Nuclear	1793

Nella formulazione della R2050 sono stati anche calcolati i prezzi dell'elettricità, i risultati normalizzati ad euro del 2008 per gli scenari di decarbonizzazione presentano un costo del kWh più oneroso del 50 per cento con rispetto ai prezzi attuali, ad eccezione dello scenario High RES dove il costo è di quasi il doppio. Va ricordato che questi costi possono diventare ancora più elevati se non si verifica la ipotesi determinante della diminuzione del prezzo dei combustibili fossili.

Tabella 3 Prezzo del MWh al 2050 espresso in € del 2008 [Com1565].

Scenario		Costo MWh in € del 2008
1	BaU (CRS)	151.1
1-bis	CPI	156.9
2	High Energy Efficiency	146.7
3	Diversified supply technologies	146.2
4	High RES	198.9
5	Delayed CCS	151.9
6	Low Nuclear	157.2

Stando ai risultati di [COM1565] I costi della R2050 non saranno distribuiti in ugual modo tra tutti i settori economici, in particolare i consumatori finali saranno destinati a pagare in maggiore misura la decarbonizzazione in ragione dei maggiori costi degli elettrodomestici, dei veicoli e delle abitazioni che dovranno adeguarsi ai nuovi più severi valori di risparmio ed efficienza energetica. Mentre questi maggiori costi potranno essere supportati più agevolmente dai consumatori del Nord Europa, sicuramente non sarà il caso nelle altre regioni europee compresa l'Italia.

Di seguito, dopo il breve riassunto relativo al contesto dettato da accordi e trattati internazionali, si passa ad una disamina delle conseguenze implicite nella R2050 con particolare attenzione alla situazione Italiana.

Costi di generazione e costi di sistema

I costi di generazione

I costi di generazione dell'energia elettrica sono un elemento importante nella competitività del sistema paese soprattutto per produzioni maggiormente energivore nelle quali purtroppo il nostro Paese non riesce ad ottenere risultati apprezzabili.

Un equilibrato mix energetico contribuisce a raggiungere prezzi di generazione competitivi ma, soprattutto, aiuta a contenere la volatilità dei prezzi in caso di variazione dei costi del combustibile o al manifestarsi di qualunque altro squilibrio nella catena di approvvigionamento.

In Italia l'assenza nel mix energetico della fonte nucleare, il cui costo di produzione è sostanzialmente insensibile alle variazioni del costo della materia prima, non aiuta a raggiungere una stabilità sufficiente.

Essendo però il costo del combustibile una variabile fondamentale nella formazione del prezzo per tutte le fonti fossili, costo le cui variazioni nel futuro non sono assolutamente prevedibili, l'unico approccio possibile, dettato dal buon senso, rimane quello di un mix equilibrato composto da sorgenti idonee al carico di base (nucleare, geotermico, carbone) armonizzate con quelle maggiormente idonee al carico di picco (gas, idro) con un contributo appropriato di fonti intermittenti.

Diversi studi sono stati realizzati per cercare di quantificare i costi di generazione per diverse fonti e diversi mix, tentativi che aiutano a comprendere i meccanismi di fondo nella formazione del prezzo finale.

Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
PAR2011- ENEA-L1A2-023	0		10	31

L'approccio seguito recentemente dal OCSE è quello di ottenere i costi di produzione degli impianti in servizio, sulla base delle informazioni fornite dagli operatori stessi. In tal caso si tratta di numeri che contengono anche la contestualizzazione degli impianti nel sistema paese, significativi per la situazione in essere [IEA-NEA 2010].

I risultati, sia in termini aggregati per la parte europea (Figura 5) (Figura 5), che separati per la sola Italia, (Figura 6) (Figura 6) sono riportati di seguito. Il raggruppamento dei dati su tutti i paesi europei aiuta a dare sia una panoramica statisticamente più solida (per la maggiore numerosità di impianti considerati) che a capire le peculiarità del nostro sistema paese rispetto alla media europea. Aiuta inoltre a confrontare i costi del nucleare rispetto alle altre fonti, che per noi sarebbe altrimenti impossibile.

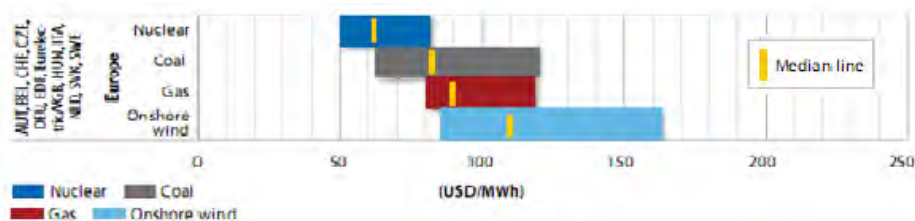


Figura 5. Costi di produzione dell'energia elettrica nei paesi europei (5% tasso di sconto) [IEA-NEA 2010].

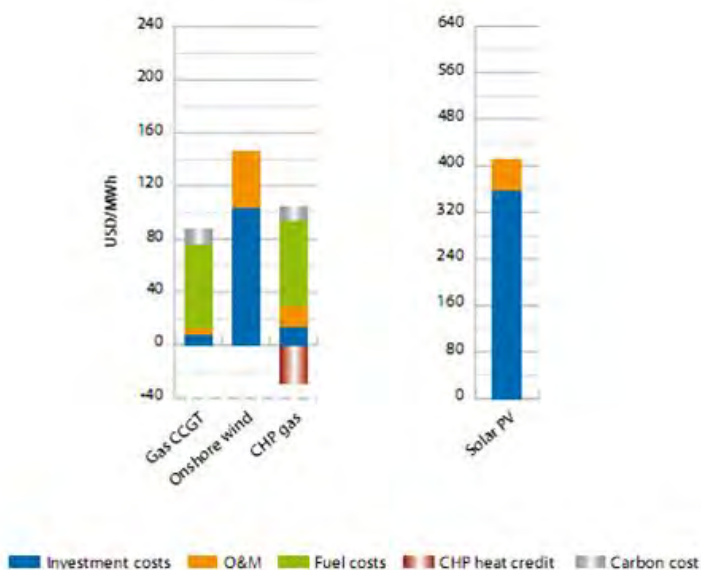


Figura 6. Costi di produzione dell'energia elettrica in Italia (5% tasso di sconto) [IEA-NEA 2010].

Per il gas il costo medio di generazione europeo, 90 USD/MWh, è in linea con i costi italiani; nella generazione eolica il costo Nazionale, oltre 140 \$/MWh, è circa un 20%

maggiore della media Europea, pari a 110 \$/MWh. Questo differenziale è causato sia dalle maggiori difficoltà di installazione, essendo i luoghi più ventosi situati in zone montane, sia un minore fattore di carico (FC). Il riferimento europeo per gli impianti a terra è un FC pari a 0.26 contro circa lo 0.18 che si ottiene in Italia a causa di una scarsa ventosità del nostro paese. Come si vede dallo studio di sensibilità riportato in [Figura 7](#), il decremento del FC comporta un maggiore costo di circa un 30%. Ulteriori installazioni a terra, saranno necessariamente ubicate in zone a minor ventosità media, risentendo ancor maggiormente di questa condizione, conseguentemente con costi crescenti.

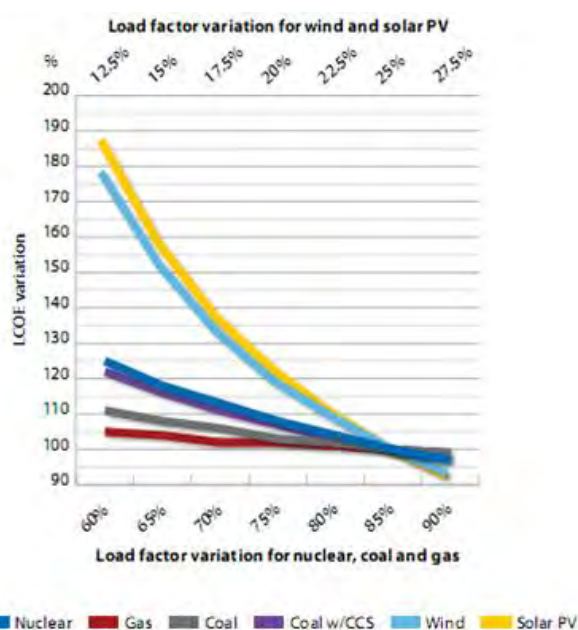


Figura 777. variazione del costo di generazione in funzione del load factor (tasso di sconto del 5%) [IEA-NEA 2010].

Costi di sistema: la rete

Un rilevante costo di sistema nella generazione di elettricità è rappresentato dal costo della rete elettrica. Infatti, un qualunque impianto una volta realizzato deve essere connesso alla rete implicando a seconda dei casi una estensione di questa o perlomeno un suo potenziamento. Parallelamente devono essere rinforzate tutte le infrastrutture, cabine di trasformazione, connessioni, ecc.

Il costo della connessione dipende dalla lunghezza della linea ed è maggiore quindi per aree di produzione remote o comunque lontane dai centri di maggiore consumo. Altri parametri sono:

- la potenza dell'impianto, maggiori potenze a parità di altri parametri consentono l'utilizzo di una tensione più alta con una maggiore efficienza di trasporto;

- il fattore di carico, impianti con elevato fattore di carico hanno un costo di connessione, per MWh prodotto, inferiore, semplicemente perché nell'arco della loro vita producono più energia elettrica.

Infine nel caso dell'Italia dove per ragioni di necessità tutta la potenza installata eolica è ubicata al sud e dove si auspica che venga installata gran parte della futura potenza da fotovoltaico, è chiaro che il dimensionamento della rete deve essere tale da consentire il trasporto di grandi quantità di energia da sud a nord, dove si concentra il consumo, con elevati costi di realizzazione della rete ed elevate perdite di trasporto.

La rete e le Fonti intermittenti

La presenza di una significativa percentuale di fonti intermittenti in rete porta ad una serie di costi di sistema aggiuntivi. Il fatto che una data sorgente non fornisce energia in modo programmabile presuppone la presenza di una sorgente di riserva pronta ad intervenire nei momenti di calo/aumento della intensità del vento o dell'irraggiamento solare. L'intermittenza non è una peculiarità delle fonti rinnovabili, anche l'idroelettrico, il geotermico e le biomasse sono fonti rinnovabili, ma sono programmabili.

L'intermittenza quindi provoca un costo indotto in tutto il sistema elettrico, costo quantificabile nella necessità di mantenere in funzione una analoga capacità di produzione che sarà impiegata con una frequenza minore e con modalità diverse da quelle all'origine del progetto.

L'impatto di una ragguardevole flotta di sistemi intermittenti si ripercuote sul sistema di generazione programmabile in due diversi modi:

il bilanciamento del sistema elettrico di breve periodo, e l'adeguatezza del sistema nel lungo periodo (riportati in letteratura come Adequacy costs o back-up costs).

Bilanciamento di breve periodo

Nel breve periodo le oscillazioni di produzione delle fonti intermittenti devono essere bilanciate con una riserva di potenza primaria, secondaria e terziaria a seconda della scala dei tempi in cui l'oscillazione si manifesta.

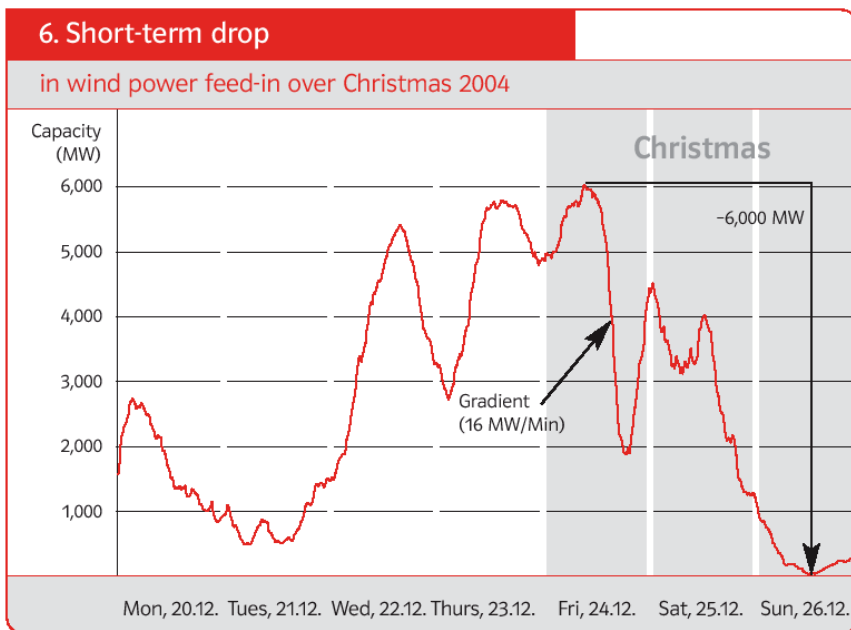


Figura 8: Dati E.On, produzione in Germania nel 2004 con capacità eolica installata di 7500 MW, confrontabile a quella odierna italiana. E' da notare la forte variazione di produzione pari a 16 MW/min durante la giornata del 24/12.

La richiesta della potenza primaria viene attivata direttamente dal gestore della rete ed interviene a riequilibrare il sistema entro pochi secondi. E' ottenuta utilizzando la riserva di rotazione delle turbine, immediatamente compensata dal gestore dell'impianto; in tal modo è possibile ristabilire opportunamente la giusta frequenza di rete, che altrimenti, in condizioni di sbilanciamento fra potenza richiesta e potenza prodotta tenderebbe a variare, deteriorando gradualmente le caratteristiche dell'energia elettrica offerta. Le modalità di remunerazione di questo servizio e le procedure di utilizzo sono stabilite mediante accordi tra il produttore e il gestore dell'impianto. Condizione necessaria per poter usufruire di questa potenza di riserva è che l'impianto non stia funzionando già alla massima potenza, altrimenti non sarebbe possibile aumentarne l'erogazione. La perdita di potenza da poter immettere in condizioni normali deve necessariamente essere remunerata dal gestore della rete, ovvero in definitiva dalla collettività degli utenti.

Per squilibri fra produzione e consumo per tempi superiori ai 15 minuti si fa ricorso alla potenza secondaria per equilibrare ulteriormente il sistema e per ripristinare la potenza primaria. In tal caso si ricorre ad impianti non in funzione ma con caratteristiche tali da poter essere avviati rapidamente. La maggiore flessibilità di tali impianti viene ottenuta a scapito della efficienza. Per la potenza terziaria eventualmente necessaria o utilizzata per ripristinare la potenza secondaria con tempi di avvio fra trenta e sessanta minuti si utilizzano altri impianti con alti costi marginali.

Il costo del bilanciamento aumenta all'aumentare della penetrazione di potenza intermittente, ma può essere mitigato con il ricorso a sistemi di accumulo efficienti e/o con la precisione nella previsione delle variazioni di produzione ottenuta mediante reti di misurazione dell'intensità del vento e dell'irraggiamento solare.

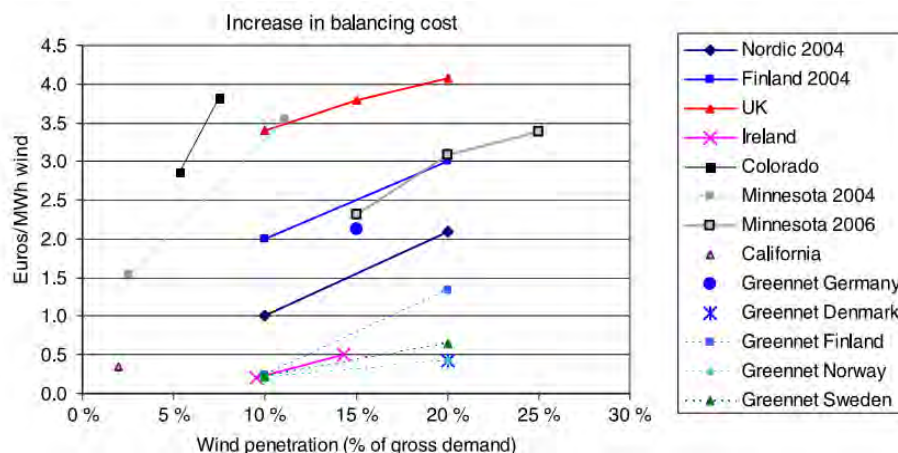


Figura 9: Estimating the impacts of wind power on power systems—summary of IEA Wind collaboration [Hannele Holttinen, Environ. Res. Lett. 3 (2008)]

I costi di bilanciamento stimati in diversi studi sono riportati in [Figura 9](#). La grande variabilità dei dati dipende anche dalle diverse assunzioni fatte negli studi soprattutto relativamente alle modalità di previsione, possibilità di immagazzinamento dell'energia ed interconnessione con sistemi limitrofi. Il costo della realizzazione e utilizzo del sistema di previsione diffuso del vento non è considerato.

Al costo del bilanciamento deve essere aggiunto il costo per la maggiore manutenzione necessaria per centrali che operano in condizioni di aumentata variabilità di produzione con le normali conseguenze di affaticamento sui componenti dell'impianto.

Le fonti intermittenti non hanno la possibilità di partecipare al bilanciamento della rete pertanto, aumentandone la penetrazione il peso del bilanciamento ricade mano a mano su un sempre minor numero d'impianti, con conseguente maggiore onerosità. Il bilanciamento deve essere inoltre ottenuto principalmente su una certa zona della rete non può essere richiesto utilizzando centrali troppo distanti. Pertanto la concentrazione di risorse intermittenti in alcune regioni del sud dell'Italia rende ancor più intenso lo sforzo per conseguire la stabilità della rete.

Anche sistemi privi di fonti intermittenti devono prevedere il bilanciamento della rete per prevenire, in piccola parte differenze fra consumo previsto e consumo reale, e soprattutto per assicurarsi la stabilità del sistema in caso di eventi incidentali, quali guasti improvvisi in un impianto o perdita di una linea elettrica.

Questa riserva di bilanciamento viene dimensionata ipotizzando il guasto alla centrale che produce la maggior quantità di elettricità e che la perdita sia totale, eventi ovviamente poco probabili. Visto il ridotto effetto economico di tali assunzioni

si sceglie di assicurare la qualità del servizio piuttosto che andare incontro ad un degradamento delle caratteristiche dell'energia o alla possibilità di black-out. Pertanto in un sistema dominato da fonti programmabili la riserva di bilanciamento la si utilizza principalmente per eventi fuori dalla norma (oltre che a compensare le differenze tra consumo previsto e consumo effettivo)

E' possibile che la dispersione dei dati riportati in **Figura 9** sia anche in parte dovuta alle diverse assunzioni di base, principalmente per quanto riguarda la qualità del servizio offerto dal gestore della rete. In un sistema dominato da fonti intermittenti la potenza di bilanciamento è invece normalmente utilizzata per il funzionamento del sistema, ovvero per colmare la differenza fra le previsioni di ventosità/irraggiamento e le condizioni reali. Questa potenza, ad esempio nel caso dello studio green net riportato in fig 10, non viene aggiunta a quella necessaria a bilanciare la improvvisa mancanza di generazione da guasto di un impianto programmabile, in quanto si assume estremamente improbabile che si verifichino gli eventi contemporanei di un guasto e di una divergenza in negativo fra previsioni e produzione. In tal caso quindi, a causa della maggiore onerosità della potenza di bilanciamento, non si predilige la sicurezza e la qualità dell'approvvigionamento, rischiando che eventi poco probabili possano degradare la qualità del prodotto. Inoltre, come mostrato in figura 10 si prende in considerazione il "tipico" errore nelle previsioni a 4 ore e non il massimo, assunzione che di nuovo inficia statisticamente la qualità del prodotto.

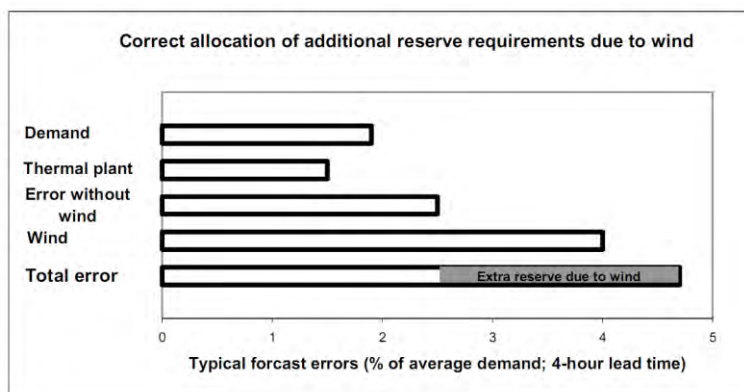


Figura 10. Tale assunzione viene ripetutamente definita come "correct" anche se in realtà obbligata dalla consapevolezza che, a causa della difficile gestione di percentuali di bilanciamento elevate, non si possa seguire la stessa filosofia usata per fonti programmabili al fine di ottenere qualità ed affidabilità del servizio comparabili. La assunzione è però coerente con la ricerca di integrazione "al costo minimo possibile". Fonte GreenNet-EU27, EIE/04/049/S07.38561, GUIDING A LEAST COST GRID INTEGRATION OF RES-ELECTRICITY IN AN EXTENDED EUROPE, Deliverable D5a

Bilanciamento a lungo termine

Il funzionamento del sistema elettrico deve essere assicurato anche in condizioni di mancanza di vento e di sole. In tal caso si deve prevedere la possibilità che il parco

generazione eolico e fotovoltaico possa avere per brevi periodi di tempo produzione pressoché nulla (per il fotovoltaico sempre al tramonto del sole).

In realtà se si considera il parco eolico distribuito su una superficie sufficientemente grande gli si può attribuire in base a dati statistici un valore minimo di produzione comunque fornibile denominato "capacity credit". Le modalità di calcolo per tale valore dipendono da vari parametri, per l'appunto l'estensione del parco di produzione, il suo load factor e la sua correlazione con la domanda di picco della rete. Il capacity credit è calcolato in diversi modi, nel caso italiano si possono vedere i dati statistici forniti da terna per il parco eolico e fotovoltaico installato.

La richiesta di rete ha due massimi stagionali, uno in corrispondenza delle ore centrali dei mesi estivi uno in corrispondenza delle ore pomeridiane/serali dei mesi invernali. Nel secondo caso la produzione da fotovoltaico è zero, pertanto il capacity credit per tale tecnologia, nel caso italiano, è zero.

Per l'eolico si può vedere da una sommaria analisi dei report di TERNA relativi al terzo mercoledì del mese che la minima potenza disponibile al picco di consumo è pari a circa 1 GW dei circa 7 installati con un capacity credit che pertanto si aggira fra il 10-15%, in linea con quello stimato in altri studi [IEA 2009]. In pratica il capacity credit tipico per regioni di limitata estensione e ridotto load factor come nel caso dell'Italia si posiziona intorno al 5-10% della potenza installata. Ciò significa che, parallelamente ad una certa potenza installata con tecnologie intermittenti è necessario installare quasi la stessa potenza con tecnologie programmabili, sostanzialmente raddoppiando il parco di generazione. In realtà, ad oggi, dove le fonti intermittenti vengono a sovrapporsi ad un parco di generazione programmabile già esistente, non sussiste questa la necessità di costruire nuove centrali da fonte programmabile.

In figura 11 viene riportata la somma della produzione nell'arco di 12 giorni relativamente ad un parco installato di 27.2 GW da eolico e 17.3 GW da solare. Come si vede si hanno molte oscillazioni di produzione da 20 GW a praticamente zero. Pertanto anche il capacity credit del sistema tedesco è praticamente prossimo allo zero.

Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
PAR2011- ENEA-L1A2-023	0		17	31

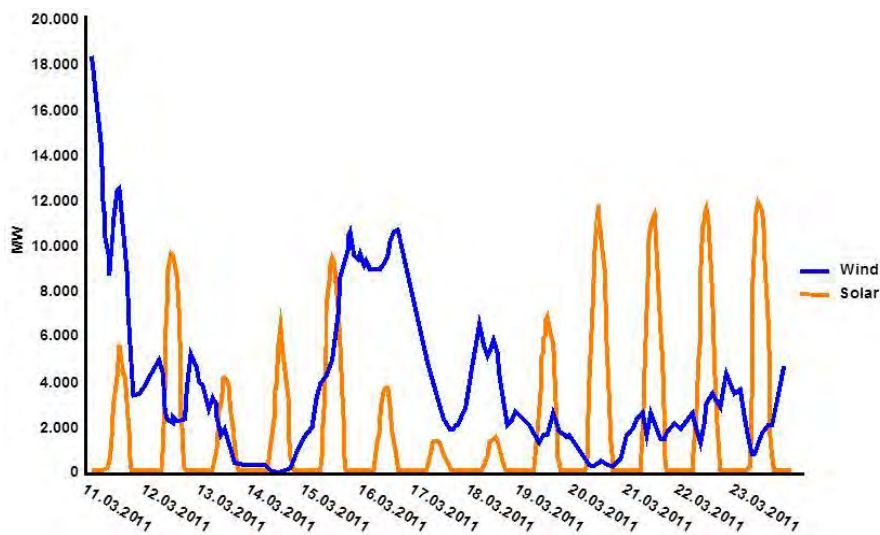


Figura 11. Produzione del sistema tedesco nell'arco di 12 giorni relativamente ad un parco installato di 27.2 GW da eolico e 17.3 GW da solare. Come si vede si hanno molte oscillazioni di produzione da 20 GW a praticamente zero. Pertanto anche il capacity credit del sistema tedesco è praticamente prossimo allo zero.

Source: Data Bundesnetzagentur 2011 GreenNet-EU27 , GUIDING A LEAST COST GRID INTEGRATION OF RES-ELECTRICITY IN AN EXTENDED EUROPE, Intelligent Energy – Europe (EIE)

Ruolo dell'accumulo

Una presenza rilevante di fonti intermittenti dovrebbe essere accompagnata da un incremento nelle potenzialità di accumulo, il cui effetto equivarrebbe ad un aumento del capacity credit.

Nel caso specifico italiano l'accumulo è ad oggi realizzato dal parco idroelettrico è pari a circa 20 GW, 8 dei quali hanno caratteristiche idonee ad utilizzare energia elettrica in eccesso, o a basso costo, per pompare l'acqua dai bacini a quota inferiore in quelli a quota superiore.

Di seguito viene riportato in [Figura 12](#) il dato relativo alla potenza da pompaggio utilizzata nei vari anni.

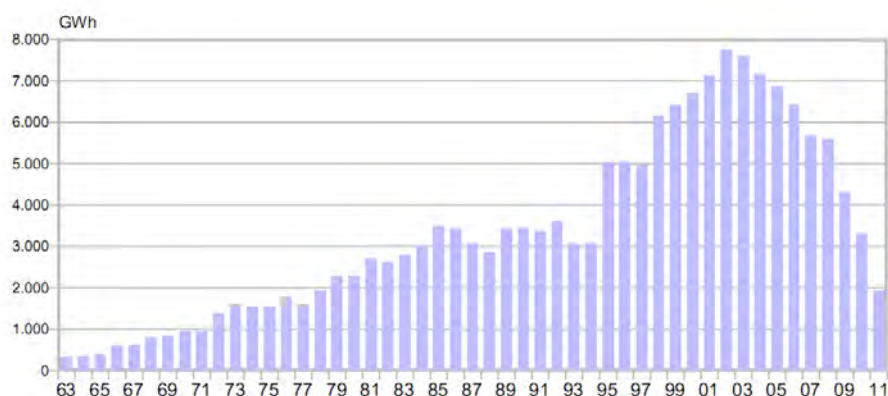


Figura 12: Andamento della potenza da pompaggio utilizzata (Terna, dati e statistiche).

Si vede chiaramente che in termini pratici il forte aumento di potenza installata da fonte intermittente si è accompagnato con un netto minor utilizzo delle potenzialità di pompaggio presenti. Infatti i valori di energia prodotta dai pompaggi sono passati dai quasi 8 TWh del 2002 ai 2TWh del 2011, con una diminuzione di un fattore 4. Contemporaneamente la potenza installata da fonte rinnovabile passava dai 5 GW del 2002 ai 20 GW attuali, ovvero un aumento di un fattore 4. E' chiaro quindi che mentre nei modelli si continua ad assumere un incremento dei pompaggi al fine di equilibrare la produzione da fonti intermittenti, dall'altro il mercato ne rifiuta il ricorso. Il fattore di carico degli impianti di pompaggio nel 2011 è pari al 4%.

Le cause risiedono in un principio elementare di economia. L'efficienza di pompaggio è pari a circa il 70%, pertanto la utility che gestisce l'impianto potrà avere un vantaggio economico solo in presenza di differenze rilevanti di prezzo fra l'energia utilizzata per pompare e quella venduta invertendo il processo. Fino all'avvento in massa delle fonti intermittenti questa differenza era rilevante, tanto che la pratica dei pompaggi risultava profittevole; i prezzi minimi di acquisto di elettricità durante la notte si collocavano anche al di sotto di 50 €/MWh e, di giorno, si poteva vendere energia anche oltre 100€/MWh. Ora i prezzi hanno cominciato a non essere più così facilmente interpretabili per la priorità di dispacciamento riconosciuta alle fonti rinnovabili che ha portato tutte le fonti tradizionali a doversi dividere una fetta minore di mercato necessariamente ad un prezzo inferiore,(vedi fig. 13) Ne risulta che la

pratica del pompaggio è divenuta maggiormente rischiosa (non vi è più certezza di poter vendere ad un prezzo conveniente) e meno profittevole. Il calmieramento dei prezzi massimi al contempo non ha portato ad alcun beneficio per

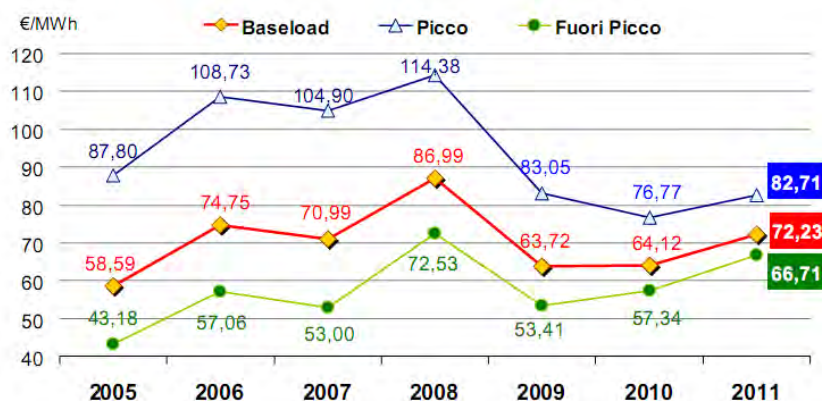


Figura 13: Andamento del prezzo unico nazionale dell'elettricità(fonte GME)

l'utente medio, che non ha visto alcuna diminuzione in bolletta, anzi semmai un aumento dovuto alla erogazione dei contributi alle FER. Pertanto da una parte si ha un maggior onere per l'utente, dall'altra una minor profittevolezza per le utility che hanno sostanzialmente abbandonato la pratica del pompaggio. In tale condizioni aumentare le potenzialità di accumulo, tanto più se ricorrendo a tecnologie con efficienza minore, come l'aria compressa, non avrebbe alcun effetto, se non accompagnando anche questa pratica con incentivi, sempre gravanti sulle spalle della comunità.

Altre difficoltà si frappongono ad una espansione della pratica dell'accumulo nella realtà del nostro Paese. La stragrande maggioranza della produzione di fonti intermittenti è ubicata nel sud dell'Italia, Sicilia e Puglia per prime. I bacini di accumulo sono tutti ubicati lungo la catena delle Alpi ad oltre 1000 Km di distanza. Le perdite di trasporto non sono trascurabili, la necessità di una rete ad alta tensione in grado di trasportare enormi quantità di energia ha un costo rilevante. Inoltre la disponibilità all'accumulo dei bacini idrici non è sempre assicurata, in periodi di elevata piovosità non è possibile aggiungere ulteriore acqua.

Pertanto, la possibilità di realizzare in futuro rilevanti strutture idonee all'accumulo di energia, dovrà confrontarsi con la alternativa di utilizzare sistemi di generazione di back-up a basso costo di capitale, tipicamente centrali a gas OCGT; il fattore determinante fra queste due possibilità sarà il costo delle emissioni di CO₂.

Distorsioni del mercato (prezzi negativi)

La perdita di redditività degli impianti programmabili si è manifestata sia attraverso una diminuzione dei prezzi massimi dell'energia elettrica che attraverso una diminuzione della massima possibilità di produzione a causa dell'aumentata percentuale di bilanciamento assegnata dal gestore della rete. Anche nel caso in cui un determinato impianto possa fornire elettricità a prezzi competitivi deve

necessariamente lasciare da parte una riserva di produzione per partecipare al bilanciamento della rete. Questo fenomeno è particolarmente sentito da impianti dedicati a fornire il carico di base.

Quindi i gestori di impianti alimentati a combustibili fossili vengono a trovarsi nella condizione di poter vendere meno energia ed ad un prezzo inferiore. Questo non potrà che portare ad un minor investimento in impianti tradizionali che nel tempo ridurranno la loro presenza a favore di fonti con priorità di dispacciamento che però ad oggi hanno ancora bisogno di incentivi onerosi per la collettività.

Un altro effetto che continua ad aumentare di rilevanza, soprattutto nel mercato tedesco, è rappresentato da un mercato con prezzi negativi. Infatti, durante alcuni transitori, può succedere che la produzione ecceda il consumo. In tal caso è necessario ridurre la produzione, ma per alcuni impianti poco flessibili questo rappresenta una procedura con un costo, ad esempio per la incapacità di riaumentare prontamente la produzione. In tal caso l'operatore è disposto a vendere l'energia eccedente a qualunque prezzo, anche a prezzi negativi, ovvero a pagare qualcuno perché possa distruggere il suo prodotto.

In questo contesto si iniziano a delineare delle preoccupazioni per la sostenibilità economica del sistema elettrico a lunga scadenza. All'aumentare della penetrazione delle fonti intermittenti infatti perderà di interesse la possibilità di investire in una fonte programmabile che dovrà confrontarsi con un mercato nel quale potrà accedere per durate temporali sempre minori. Questo non potrà che portare in una prima fase (attuale) alla realizzazione di impianti a minor costo di capitale ma a scapito di maggior costo di utilizzo. E' già il caso degli impianti a gas open cycle che vengono preferiti a quelli a ciclo combinato, che a fronte di un maggior costo di investimento offrono un più elevato rendimento e quindi risparmi sul combustibile e sulla CO2 prodotta. In una fase successiva vi è il rischio di un completo disinteresse ad investire in macchine che possono essere utilizzate poche ore/anno.

In questa prospettiva i carichi di picco potranno essere soddisfatti solo mediante il ricorso alle interconnessioni con altri paesi con diverse esigenze di consumo o mediante ricorso all'accumulo, ma certamente con un aumentato margine di rischiosità di mancanza di potenza e con una qualità del prodotto inferiore in termini di stabilità di frequenza.

Penetrazione di fonti intermittenti

Alla luce di questa prima panoramica sui cambiamenti al sistema energetico di un paese che comporta la penetrazione di una potenza rilevante generata da fonte intermittente si comprende che il costo di sistema deve essere in realtà analizzato facendo riferimento a due scenari diversi.

Introduzione ex post/ex ante

Il primo è il caso che si sta presentando in Italia e nella maggior parte dei paesi sviluppati, dove il sistema elettrico ha di per sé una capacità più che sufficiente a far fronte alle richieste di energia elettrica, anzi in alcuni casi a causa della riduzione dei consumi dovuta alla crisi economica, il sistema di generazione risulta già sovradimensionato. Gli accordi sottoscritti in sede internazionale, nonché motivi di natura etica, obbligano però a ridurre la CO2 prodotta e quindi la politica ad oggi

attuata è stata quella di introdurre rilevanti potenze da fonte intermittente per ridurre il consumo di combustibili fossili. In tal caso è chiaro che il capacity credit degli impianti intermittenti rappresenta un parametro non determinante. L'effetto principale sulla rete risulta essere quello relativo al mutamento della curva di durata residua; al fine di valutare correttamente il costo sopportato per la riduzione della CO₂, è indispensabile riuscire a fornire un valore indicativo dei costi da sopportare da parte del sistema elettrico e valutare se tale approccio risulta sostenibile.

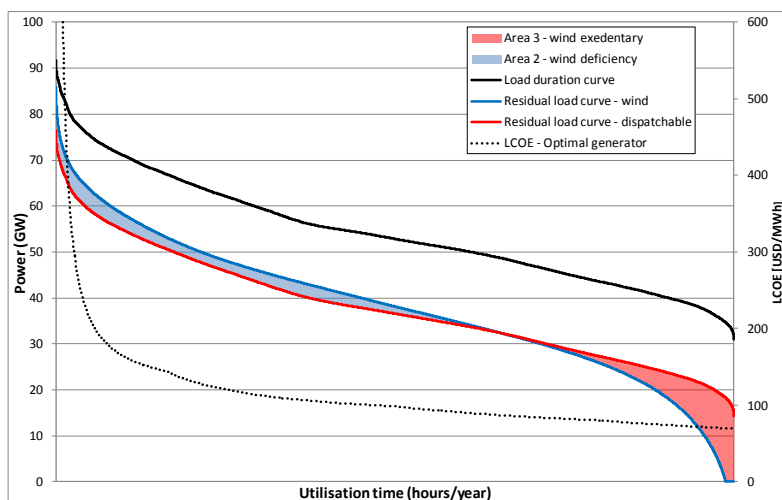


Figura 14. Curva di durata residua per un tipico sistema elettrico nel quale vengono inserite un 30% di potenza da fonte programmabile, o, in alternativa, un 30% da fonte eolica. Come si vede questo corrisponde nel primo caso (curva rossa) ad una semplice traslazione rigida della curva originale (nera), nel secondo (curva blu) ad una diversa forma con una erosione maggiore nella zona ad elevate ore di utilizzazione e sostanzialmente nessun effetto nella zona di richiesta di picco. [NEA-2012a]

In tal caso si ha una maggior erosione della zona ad elevato numero di ore di utilizzo e pressoché nessun effetto nella zona di richiesta di picco. E' chiaro che l'effetto sul sistema di generazione di energia sarà quello di ridurre i fattori di carico dei diversi impianti di generazione. Il maggior effetto si avrà su impianti che hanno elevato costo di investimento e che per poter essere ammortizzati devono funzionare un numero elevato di ore, tipico degli impianti base load privi di priorità di dispacciamento, tipicamente carbone e nucleare. E' pertanto chiaro che tali impianti possono lavorare in un sistema dove la percentuale di intermittente non è superiore ad un determinato livello, oltre il quale diventa impossibile rientrare del capitale investito. Quindi il contrasto maggiore con i sistemi esistenti avviene per impianti sia CO2 free, come il nucleare, che ad alto impatto di CO2, come il carbone. E' chiaro che nel primo caso non si registra una variazione nelle emissioni di CO2, infatti se all'aumentare della produzione di eolico devo diminuire quella da nucleare l'unico effetto ottenuto è quello di sostituire una fonte di energia che produce a 60 €/MWh con una a 140 €/MWh. Se invece questo porta ad una limitazione dell'uso di centrali a carbone l'effetto finale sull'ambiente è positivo.

Un effetto più limitato si ha nella parte centrale della curva, in tal caso una zona tipicamente coperta in Italia dalle centrali a gas a ciclo combinato. In tal caso però la riduzione del fattore di carico anche se marginale, unita alla necessità di maggior flessibilità del sistema discussa nel paragrafo precedente porta ad uno spostamento della generazione ottimali verso sistemi a gas open cycle che di nuovo offrono un costo capitale inferiore ma maggiori costi di combustibile a causa del minor rendimento del ciclo di produzione. Anche in tal caso a lungo termine l'effetto sull'ambiente rischia di essere quello di una maggiore produzione di CO2, oltre che degli altri residui di combustione, dovuto all'utilizzo di impianti meno efficienti a causa di esigenze di mercato.

In definitiva il costo che la collettività sopporta per ottenere la riduzione di CO2 risulta pari alla somma del costo dei kWh prodotti da fonte intermittente e remunerati mediante le sovvenzioni, a cui va aggiunto il costo per l'adeguamento della rete, il costo del bilanciamento del sistema ed il costo della minore redditività generalizzata su tutto il sistema elettrico dovuta alla riduzione del load factor, ma senza tener conto del costo del capitale per la costruzione di impianti di back up, in quanto li si ritiene già presenti in misura soddisfacente nella rete elettrica.

Altra situazione è quella in cui dovendo pianificare lo sviluppo del sistema elettrico del paese si valuti l'opportunità o meno di far fronte a nuove richieste di fornitura elettrica si faccia ricorso a fonti intermittenti. In tal caso il costo del kWh prodotto dovrà tener conto anche che essendo il capacity credit di queste fonti pressoché nullo, sarà necessario installare un impianto tradizionale per sopperire alle carenze del primo. Quindi le varie voci di spesa da tenere in considerazione saranno il costo dei due impianti, dove per l'impianto tradizionale si dovrà necessariamente far ricorso ad una tecnologia flessibile ed economica, oltre al costo della connessione in rete, del suo potenziamento, il costo del bilanciamento, il vantaggio dovuto al risparmio di combustibile.

Diversi studi sono stati commissionati da vari governi per cercare di capire come fronteggiare al meglio questi problemi che, all'aumentare della penetrazione delle fonti intermittenti, diventano maggiormente evidenti.



Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
PAR2011- ENEA-L1A2-023	0		23	31

Diverse possibili soluzioni vengono analizzate, sia per quanto riguarda un puro potenziamento della rete con aggiunta di nuove linee, o mediante la riqualificazione delle linee attuali con l'utilizzo di conduttori realizzati con materiale di caratteristiche migliori; un terza possibilità è relativa ad una soluzione mista, parziale incremento della rete e parziale aumento dell'immagazzinamento di energia.

I risultati ottenuti prevedono, a seconda della soluzione che si decide di adottare, un costo totale di investimento che potrebbe essere finanziato mediante un aumento minimo del prezzo del kWh all'utente finale.

Situazione italiana

Il Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili del Ministero per lo Sviluppo Economico (MSE) prevede, insieme ad altri obiettivi, che al 2020 le ER "coprano il 26,39%" del consumo di energia finale e che "la crescita dell'apporto da fonti energetiche rinnovabili nel settore elettrico per il raggiungimento degli obiettivi europei dovrà essere accompagnato da un significativo ammodernamento e potenziamento della rete elettrica di trasmissione dei consumi elettrici" [MSE 2010]. Un elenco dettagliato di misure adottate dall'Italia per ottemperare alle direttive europee si trova in [RAE 2012]. In tale rapporto sono anche analizzati tre diversi scenari energetici fino all'anno 2030. Uno dei tre scenari, quello denominato Road, soddisfa i vincoli di abbattimento delle emissioni della R2050, ipotizzando un limitato incremento nei consumi di energia elettrica (che dai 342.9 TWh del 2010 [Terna] raggiunge i 397 TWh nel 2030), un incremento di sei volte nel contributo delle ERI (Eolico e PV) e, in misura minore, un potenziamento del geotermico e delle biomasse; l'importazione di elettricità diminuisce, da 44.2 a 29.9 TWh. Con questo mix gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 (abbattimento delle emissioni del 40% rispetto ai valori dell'anno 1990) sono quasi centrati (- 36%).

Va osservato che il raggiungimento di un tale abbattimento presuppone l'esistenza di sistemi di cattura, trasporto e stoccaggio dei gas serra emessi dagli impianti di generazione a gas e a carbone, per un ammontare pari a circa 100 milioni di tonnellate di CO₂. Data l'incertezza sia della disponibilità di sistemi efficienti di CCS, sia in merito all'accettazione da parte della popolazione dei luoghi di stoccaggio di CO₂ (salvo che non s'ipotizzi di esportarla come con i rifiuti solidi urbani) sarebbe ragionevole analizzare degli scenari alternativi che prevedano l'assenza di questa tecnologia.

Anche nella R2050 si è ipotizzato uno scenario che andrebbe incontro alla eventuale mancanza della CCS prevedendo di rimpiazzare una frazione della generazione termoelettrica con nucleare.

Scenari di decarbonizzazione

Nel presente lavoro, sulla base del mix energetico presentato nello scenario Road di [RAE2012], indicato di seguito come scenario 1, si sono costruiti tre altri scenari variando i parametri ritenuti di maggior interesse.

La prima variazione (scenario 2) si è apportata ipotizzando che la tecnologia CCS non sia disponibile. Si è quindi eliminata questa componente rimpiazzandola con energia fossile senza cattura. In un terzo scenario si è ipotizzato che la frazione di produzione fossile senza cattura fosse rimpiazzata da una identica quota di nucleare, al fine di ridurre ulteriormente le emissioni. Nel quarto scenario, ipotizzando nuovamente la mancanza di CCS, si è introdotta una quota maggiore di nucleare, così da avere una riduzione delle emissioni del 60%, come previsto nel primo scenario.

Sono state poi calcolate le emissioni di CO₂, il prezzo medio di generazione di energia elettrica secondo la metodologia di [NEA2010], e i costi stimati relativi all'adeguamento della rete elettrica alle fonti intermittenti.


I dati impiegati nei calcoli sono elencati in [Tabella 4](#) ~~Tabella 4~~ ~~Tabella 4~~ e [Tabella 5](#) ~~Tabella 5~~ ~~Tabella 5~~; si osservi che i quattro scenari hanno in comune di generare la stessa energia elettrica totale, ma, dato il diverso fattore di carico delle varie fonti di generazione, si ha che la potenza totale installata negli scenari con energia nucleare è minore.

Tabella 4: Potenza installata e produzione elettrica negli scenari analizzati per l'Italia nell'anno 2030.

Fonte	1-REA2012				2-no-CCS				3-Low Nuclear				4-Nuclear			
	P		E		P		E		P		E		P		E	
	GW	%	TWh	%	GW	%	TWh	%	GW	%	TWh	%	GW	%	TWh	%
Gas CCGT	10.0	8	52.6	14	33.4	28	175.4	48	0.0	0	0.0	0	12.0	11	63.1	17
CCGT-CCS	23.4	20	122.8	33	0.0	0	0.0	0	23.4	20	122.8	33	0.0	0	0.0	0
Carbone	0.0	0	0.0	0	6.5	6	48.5	13	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0
Carbone CCS	6.5	6	48.5	13	0.0	0	0.0	0	6.5	6	48.5	13	0.0	0	0.0	0
biomasse	6.8	6	19.1	5	6.8	6	19.1	5	6.8	6	19.1	5	6.8	6	19.1	5
geotermico	1.3	1	9.3	3	1.3	1	9.3	3	1.3	1	9.3	3	1.3	1	9.3	3
eolico	15.6	13	24.6	7	15.6	13	24.6	7	15.6	13	24.6	7	15.6	14	24.6	7
pv	33.5	28	41.1	11	33.5	28	41.1	11	33.5	28	41.1	11	33.5	30	41.1	11
idro	20.7	18	48.9	13	20.7	18	48.9	13	20.7	18	48.9	13	20.7	19	48.9	13
nucleare	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	6.7	6	52.6	14	20.4	18	160.8	44
totale	117.8	100	366.9	100	117.8	100	366.9	100	114.5	97	366.9	100	110.3	100	366.9	100

Tabella 5 : Dati di input impiegati nei calcoli delle emissioni e dei prezzi del MWh (elaborazione in base a [Bloom],[ENEA-2011] e [WNA]).

Fonte	emissioni specifiche	Overnight Costs	O&M fisso	O&M var.	Combustibile	Decommissioning	Fattore carico	Tempo costruzione	Tempo esercizio	Tempo Decommiss.
	[Mton/TWh]	€/MWe	€/Mwe	€/MWh	€/MWh	€/MWe	-	anni	anni	anni
Gas CCGT	0,499	7,00E+05	1,50E+04	1	42,0	0,1	0,6	2	30	2
CCGT-CCS	0,050	1,25E+06	4,00E+04	2	45,8	0,1	0,6	2	30	2
Carbone	0,888	1,50E+06	2,00E+04	1	21,0	0,1	0,85	4	30	2
Carbone CCS	0,088	2,25E+06	7,00E+04	3	25,6	0,1	0,85	4	30	2
biomasse	0,045	2,10E+06	1,40E+04	9	89,0	0	0,32	1	30	2
geotermico	0,090	2,50E+06	1,00E+05	0	0	0	0,81	3	30	2
eolico	0,026	1,55E+06	2,20E+04	0	0	0,4	0,18	1	20	2
pv	0,085	2,00E+06	2,20E+04	0	0	1,4	0,14	1	25	2
idro	0,026	2,50E+06	7,00E+03	0	0	0,1	0,27	5	60	2
nucleare	0,029	3,00E+06	1,00E+05	0	9,5	0,2	0,9	5	60	10

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	PAR2011- ENEA-L1A2-023	0		26	31

Emissioni di CO2

Per le emissioni specifiche delle diverse fonti di energia sono stati impiegati i dati di [WNA] dove viene effettuata una accurata analisi dei dati disponibili in letteratura; tali valori rispecchiano le emissioni nell'intero ciclo di vita della centrale e tutti i processi connessi (fabbricazione dei componenti, estrazione e preparazione del combustibile, smantellamento della centrale, ecc.). Nell'esecuzione dei calcoli sono stati impiegati i valori medi, riportati nella [Tabella 5](#)~~Tabella 5~~~~Tabella 5~~. In [WNA] non sono riportate le emissioni per la fonte geotermica, il valore adoperato nei nostri calcoli è quello indicato in [Bloom].

Nella [Tabella 6](#)~~Tabella 6~~~~Tabella 6~~ sono riportati i risultati ottenuti per le emissioni totali, quelle specifiche e le riduzioni delle emissioni rispetto all'anno 1990. Nel primo scenario si raggiunge l'obiettivo di abbattimento delle emissioni così come proposto nella R2050 grazie all'impiego della tecnologia CCS; la non disponibilità di questa tecnologia, come ipotizzato nello scenario 2, comporterebbe, ovviamente, un massiccio sfioramento degli obiettivi di riduzione delle emissioni che raggiungerebbero i 137.7 Mton, comportando un aumento di queste rispetto al 1990 di circa il 3%. L'obiettivo della R2050 potrebbe comunque essere centrato mediante il ricorso al nucleare nella misura del 18% della potenza installata o in altri termini coprendo il 44% della produzione totale di elettricità con l'energia nucleare, come si vede dai dati per il quarto scenario nella [Tabella 6](#)~~Tabella 6~~~~Tabella 6~~.

Si osserva che anche nell'ipotesi della disponibilità del CCS, con l'aggiunta di un modesto ricorso al nucleare, pari al 6 % della potenza installata, in sostituzione della componente di fossile che non impiega la CCS, si avrebbe una consistente diminuzione delle emissioni rispetto allo scenario di riferimento, risultato che anticiperebbe all'anno 2030 i traguardi proposti nella R2050 per l'anno 2050.

Tabella 6: Emissioni di CO2 calcolate per i diversi scenari.

	1-REA2012	2-no-CCS	3-Low Nuclear - CCS	4-Nuclear - no CCS
Emissioni [Mton]	43.8	137.7	19.0	43.3
riduzione dal 1990 [%]	67.4	-2.8	85.8	67.7
Em. Specifica [Mton/TWh]	0.119	0.375	0.052	0.118

Costo dell'elettricità

Sono stati determinati i costi di produzione di energia elettrica ai terminali della centrale, i risultati sono riportati nella [Tabella 8](#)~~Tabella 8~~~~Tabella 8~~ con la sigla in inglese LCOE (Levelized Cost Of Electricity).

I calcoli sono stati svolti considerando due diversi valori per la carbon tax, 35€/ton 100€/ton. Il primo rappresenta il valore che porta ad una sostanziale equivalenza fra il costo di produzione ottenuto con o senza CCS, e pertanto il prezzo minimo ipotizzabile in una strategia di de carbonizzazione; il secondo può essere pensato come il prezzo che incentivi realmente alla applicazione della tecnologia CCS.

Nella ~~Tabella 7~~~~Tabella 7~~~~Tabella 7~~ sono riportati i costi calcolati dell'elettricità ai terminali della centrale per ogni fonte di generazione per i due valori della carbon tax; si conferma che il secondo valore fa diventare conveniente la produzione di elettricità da fonte fossile ove abbinata alla CCS.

Tabella 7: costi per ogni fonte di produzione di elettricità all'uscita della centrale calcolati con due valori della carbon tax, 35 €/ton (caso 1) e 100 €/ton (caso 2).

	Caso 1	Caso 2
	€/MWh	€/MWh
Gas CCGT	74.3	106.8
CCGT-CCS	76.8	80.0
Carbone	73.6	131.3
Carbone CCS	67.9	73.6
Biomasse	164.3	167.3
Geotermico	47.4	53.2
Eolico	105.6	107.3
Solare	158.8	164.3
Idroelettrico	90.4	92.1
Nucleare	54.3	56.2

In ~~Tabella 8~~~~Tabella 8~~~~Tabella 8~~ sono riportati i valori dei LCOE per ogni scenario e per i due valori scelti della carbon tax ottenuti calcolando la media pesata dei prezzi della tabella 7 per ogni mix energetico; si osserva, in un contesto di prezzi considerevolmente elevati, la tendenza alla diminuzione dei valori degli LCOE grazie alla presenza crescente della fonte nucleare.

Tabella 8: Costi di produzione dell'energia elettrica ai terminali della centrale nei diversi scenari

	1-REA2012		2-no-CCS		3-Low Nuclear - CCS		4-Nuclear - no CCS	
Carbon Tax [€/ton]	35	100	35	100	35	100	35	100
LCOE [€/MWh]	92	99.7	92.0	116.3	89.1	92.5	83.3	90.9

Costi di sistema a livello della rete

La stima dei costi relativi all'adeguamento della rete può essere effettuata utilizzando lo studio NEA [NEA-2012a] dove vengono riportati i valori per l'adeguamento ed il rafforzamento della rete per diverse nazioni e per diversi valori di penetrazione di intermittenti. In tale studio, descritto in dettaglio nel capitolo seguente, fra i vari paesi considerati, si è scelto di prendere a riferimento i costi stimati per la Germania, ovviamente parametrizzandoli al sistema Italiano, per una serie di analogie fra i parchi di intermittenti previsti fra le due nazioni che vengono di seguito discusse.

Tabella 9: Scenari di potenza installata di ERI per la Germania e l'Italia.

	Germania 2020	Italia 2030
	GW	GW
Eolico on-shore	37	15.6
Eolico off-shore	14	
Fotovoltaico	17.9	33.5
Totale ERI	68.9	49.1
Potenza installata totale	150	118
Percentuale ERI/totale	46%	42%

Analogie

Le analogie riguardano essenzialmente la necessità di installare una frazione di potenza da intermittente sostanzialmente analoga, 46% per la Germania contro il 42% dell'Italia. Il load factor dichiarato per impianti eolici tedeschi è dell'ordine del 25% contro circa il 16% di quelli installati sul nostro territorio, ovvero maggiore di circa il 50%. Analogamente il load factor dei sistemi fotovoltaici è vicino al 10% per la Germania, contro un valore di circa il 15% per l'Italia. Pertanto il load factor medio sul parco di intermittenti è comparabile.

Differenze

L'Italia è una penisola e le sue connessioni elettriche con i paesi confinanti esistono principalmente lungo il confine settentrionale. Pertanto scambi di energia possono sostanzialmente avvenire solo attraverso un'estremità e non lungo tutto il confine come per la Germania, circondata da paesi con sistemi elettrici basati su fonti prevalentemente programmabili e con mix completamente diversi tra loro, come Francia (Nucleare), Belgio (nucleare), Danimarca (eolico), Austria (Idroelettrico), Svizzera (idro e Nuc), Polonia (carbone). Questo rende più vantaggiosi gli interscambi diminuendo i costi di trasporto in caso di eccesso\carezza di energia generata.

In Italia i rilievi montuosi hanno estensione ed elevazione molto maggiore che non in Germania. Questo influisce sul costo della realizzazione di una nuova linea per circa il 30%.

In base alle suddette condizioni è ipotizzabile che il costo necessario per adeguare la rete elettrica Italiana con una potenza da intermittente comparabile sia maggiore.

Di converso è possibile che l'ipotesi di parziale potenziamento delle linee e parziale utilizzo degli accumuli in Italia possano avere alcuni elementi di costo inferiori rispetto alla Germania a causa della maggiore numerosità di impianti idroelettrici già presenti nel nostro paese. Si ritiene comunque il costo calcolato per unità di energia elettrica per la rete tedesca realisticamente rappresentativo del sistema italiano.

Lo studio NEA

Una dettagliata analisi dei costi a livello di sistema, determinati dalla installazione di ERI, è stata effettuata dalla NEA per alcuni stati membri dell'OCSE [NEA2012b]; in questo studio non sono riportati dati per l'Italia.

I costi a livello di rete sono presentati per due livelli di penetrazione per ogni fonte di generazione di elettricità: 10% e 30%, intesa come percentuale di generazione di energia sul totale di quella generata per l'intero sistema elettrico.

Per i paesi europei analizzati (Germania, Francia e Finlandia) non si riscontrano notevoli variazioni.

Essendo i costi dell'adeguamento della rete fortemente dipendenti dalla percentuale di penetrazione di ERI si è pensato di rappresentare la situazione italiana, con una penetrazione del 18% di tali fonti, interpolando linearmente fra il 10 ed il 30%. Si è inoltre tenuto in conto dei diversi load factors relativamente ai parchi di generazione italiani e tedeschi. I costi di adeguamento della rete per fonti programmabili sono trascurabili.

Tabella 10: Costo dell'energia elettrica considerando i costi di sistema.

	1-REA2012		2-no-CCS		3-Low Nuclear - CCS		4-Nuclear - no CCS	
Carbon Tax [€/ton]	35	100	35	100	35	100	35	100
LCOE [€/MWh]	92	99.7	92.0	116.3	89.1	92.5	83.3	90.9
costi di rete [€/MWh]	7.3		7.3		7.3		7.3	
prezzo medio [€/MWh]	99.3	107	99.3	123.6	96.4	99.8	90.6	98.2

Il valore trovato per il costo di rete è meno di un 10% del prezzo dell'elettricità ai terminali della centrale, ma va notato che oltre ad essere un valore molto conservativo, se comparato con i prezzi attuali dell'elettricità diventa rilevante e questi valori sono per un impiego limitato delle ERI rispetto agli scenari che si prospettano per azzerare le emissioni ricorrendo alle intermittenti senza fare uso del nucleare (in alcuni analisi se ipotizza impieghi dell'ordine del 50%).

E' inoltre da notare che pur rappresentando tale incremento in termini percentuali una variazione contenuta, in termini assoluti, considerando i 370 TWh di generazione prevista al 2030, un incremento di 7.3 €/MWh rappresenta un costo aggiuntivo sulla rete pari a 3 miliardi di euro/anno, che si ripercuoterà, con ulteriori fattori di amplificazione, sui consumatori finali.

In ogni caso il costo della generazione, sommato a quello dell'adeguamento della rete, raggiunge valori molto alti. In mancanza di nucleare il costo minimo ipotizzabile è dell'ordine di 100 €/MWh, molto superiore a quello attuale. Si dubita che tali valori di prezzo risultino sostenibili per il sistema industriale italiano.

Conclusioni

Della disamina degli studi effettuati per conto dell'UE [Com1565], relativi alla Roadmap 2050, è emerso che l'obiettivo dell'azzeramento nell'anno 2050 delle emissioni prodotte nella generazione di elettricità comporterà ingenti investimenti per gli stati membri. Questo impegno economico graverà sui consumatori in termini di maggiori tariffe, con effetti che saranno sentiti più intensamente in quei paesi come l'Italia che ha un sistema economico più debole in confronto agli stati del Nord Europa.

E' stato appurato che nell'analisi di un determinato mix energetico è fondamentale, analizzare il sistema complessivamente per determinare correttamente i costi finali, specialmente in sistemi con rilevante presenza di fonti non programmabili, quali l'eolico e il solare.

Sono stati analizzati scenari per l'Italia estesi fino l'anno 2030 che comportano una riduzione delle emissioni di almeno il 60% rispetto al 1990; i risultati mostrano i benefici correlati all'introduzione del nucleare in termini di minori emissioni, nel contenimento dei prezzi dell'elettricità, e in termini di certezza di raggiungimento dell'obiettivo fissato. Se si vuole avere certezza di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione del settore elettrico entro il 2050, va presa in considerazione una tecnologia già disponibile e con bassissimo livello di emissioni come è quella nucleare. Questo potrebbe avvenire prendendo in considerazione la ubicazione di nuove centrali nucleari nei paesi balcanici geograficamente vicini per fare fronte ai bisogni energetici delle nazioni coinvolte.

La prospettiva di scenari energetici con una grossa presenza di intermittenti comporta la necessità di disporre di pari potenze di programmabili con caratteristiche idonee al funzionamento a basso load factor, necessità che dovrà portare ad un mutamento anche del parco programmabile esistente con l'aggiunta di ulteriori costi. I costi dell'energia elettrica in tutti gli scenari analizzati, e tenendo o meno conto degli ulteriori costi di rete, risultano fortemente penalizzanti per il sistema industriale italiano.

Un ulteriore approfondimento in relazione alla possibilità di installare centrali nucleari nei paesi limitrofi connesse alla rete italiana mediante cavi sottomarini sarà effettuato in un prossimo studio di concerto con ricercatori rappresentanti delle nazioni coinvolte.

Formattato: Inglese (Stati Uniti)

Bibliografia

[Bloom] Bloomfield, K.K., Moore, J.N. and Neilson, R.N., 2003. *Geothermal energy reduces greenhouse gases. Geothermal Resources Council Bulletin*, 32, 77-79.

Formattato: Italiano (Italia)

[Com885] *Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni: "Tabella di marcia per l'energia 2050". Bruxelles, 15.12.2011, COM(2011) 885 definitivo.*


[Com11553] *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions- Energy Roadmap 2050, Brussels, 18 June 2012.*

[Com1565]. *Energy Roadmap 2050 Impact assessment and scenario analysis. European Commission Brussels, 15.12.2011, SEC(2011) 1565 final.*

[Deffrennes] Marc Deffrennes. "EU ENERGY POLICY/RM 2050, Context and Challenges For Nuclear Energy", SNETP ExCom meeting, Roma – June 18-19, 2012.

[ENEA 2011] C. Bustreo et al., "Studio preliminare sul ciclo del combustibile...", ENEA, Report RdS/2011/85.

Formattato: Italiano (Italia)

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione	Rev.	Distrib.	Pag.	di
	PAR2011- ENEA-L1A2-023	0		31	31

[Hod2012] Paul Hodson, "The IEE programme in the EU energy policy contextEuropean", European Info Day, Brussels - 24 Jan 2012.

[IEA-NEA 2010] The Projected Costs of Generating Electricity: 2010 Edition. IEA/NEA -25 Mar 2010 -ISBN: 9264084308.

[IEA 2009] IEA Wind Energy 2009 Annual Report.

[MSE 2010] Ministero dello sviluppo economico. "Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia", conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009, 30 giugno 2010.


[NEA-2012a] The Interaction of Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems. NEA-OECD 2012.

[NEA-2010b] The Role of Nuclear Energy in a Low-carbon Energy Future. NEA-OECD 2012 ISBN 978-92-64-99189-7

[REA2012] Compendio del Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010. ENEA- Unità Centrale e Strategie, Aprile 2012.

[Terna] Dati Generali 2010-2012, Terna.

[WNA] WNA Report Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources. July 2011. World Nuclear Association

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione PAR2011-ENEA-L1A2-029	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 8	di 9
--	--	------------------	----------------------	------------------	----------------

ALLEGATO 3: Rapporto sull'impatto dell'energia nucleare su sostenibilità e economicità per varie opzioni di mix energetici, studio delle variabili macroscopiche energetico-ambientali.



CIRTEN

Consorzio Interuniversitario per la Ricerca Tecnologica Nucleare

POLITECNICO DI MILANO

DIPARTIMENTO DI ENERGIA, Sezione INGEGNERIA NUCLEARE-CeSNEF

**Rapporto sull'impatto dell'energia nucleare su
sostenibilità e economicità per varie opzioni di mix
energetici, studio delle variabili macroscopiche
energetico-ambientali**

S. Boarin, M. Mazzocchi, M. E. Ricotti

CERSE-POLIMI RL-1480/2012

Milano, Agosto 2012

Lavoro svolto in esecuzione della linea progettuale LP1– punto A.2.b

AdP MSE-ENEA “Ricerca di Sistema Elettrico” - PAR2011

Progetto 1.3.1 – “Nuovo Nucleare da Fissione: collaborazioni internazionali e sviluppo competenze in materia nucleare”.



INDEX

EXECUTIVE SUMMARY.....	- 4 -
Part I	
ANALISI TECNICO-ECONOMICA DELLA SINERGIA TRA NUCLEARE, EOLICO E CAES (COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE) E VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI MICRO E MACROECONOMICI	
1. INTRODUZIONE.....	- 6 -
2. LA TECNOLOGIA PRODUTTIVA ANEMOELETTRICA ^[1-31]	- 8 -
2.1. PRINCIPI GENERALI DI UNA WIND FARM	- 8 -
2.2. MAPPATURE DELLE VELOCITÀ DEL VENTO	- 10 -
2.3. ECONOMIA DELL'ELETTROPRODUZIONE EOLICA	- 13 -
3. LA TECNOLOGIA SMR	- 20 -
3.1. CONTESTO STORICO-EVOLUTIVO.....	- 20 -
3.2. MPOWER [BABCOCK&WILCOX]	- 23 -
3.3. IRIS [WESTINGHOUSE]	- 24 -
3.4. NUSCALE [NUSCALE POWER]	- 25 -
3.5. VANTAGGI ECONOMICI DEGLI SMR.....	- 26 -
4. L'ACCUMULO ENERGETICO: LA TECNOLOGIA CAES	- 28 -
4.1. SISTEMI DI ACCUMULO DELL'ENERGIA	- 28 -
4.2. ESEMPI DI IMPIANTO.....	- 29 -
4.3. ELEMENTI TECNICI E GEOMORFOLOGICI DEL CAES	- 30 -
4.4. COSTI DEL CAES	- 39 -
5. DINAMICHE DI MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA.....	- 42 -
5.1. STRUTTURA DEL MERCATO E FUNZIONAMENTO	- 42 -
5.2. TOPOLOGIA ED OPERATIVITÀ' DELLA RETE ITALIANA	- 43 -
5.3. CURVE DI DOMANDA E PREZZI	- 48 -
5.4. PARCO DI GENERAZIONE IN ITALIA.....	- 56 -
5.5. INCENTIVI	- 60 -
6. IPOTESI DI ACCOPPIAMENTO.....	- 62 -
6.1. ACCOPPIAMENTO WIND+CAES.....	- 62 -
6.2. ACCOPPIAMENTO NUCLEARE+CAES(+WIND).....	- 67 -
7. CASO DI STUDIO	- 68 -
7.1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E METODOLOGIA DI VALUTAZIONE.....	- 68 -
7.2. IPOTESI E DATI.....	- 68 -
7.2.1. PROFILI DI DOMANDA E DI OFFERTA	- 68 -
7.2.2. STRATEGIE DI MERCATO	- 72 -
7.2.3. COSTI DI GENERAZIONE E DIMENSIONAMENTO CAES	- 75 -
8. RISULTATI.....	- 83 -
CASO 1 : SENZA CAES (EOLICO; NUCLEARE; EOLICO+NUCLEARE)	- 83 -



CASO 2 : CON CAES (EOLICO+CAES; NUCLEARE+CAES; EOLICO+NUCLEARE+CAES)	- 85 -
CASO 2.1 : STRATEGIA « DEMAND FOLLOWING ».....	- 85 -
CASO 2.2 : STRATEGIA « DEMAND SATISFACTION »	- 87 -
DETTAGLI TECNICO-ECONOMICI E ANALISI DI SENSITIVITA'	- 92 -
9. SIMULAZIONI GAMS (GENERAL ALGEBRAIC MODELING SYSTEM)	- 105 -
9.1. INTRODUZIONE.....	- 105 -
9.2. SCELTE OPERATIVE ED OBIETTIVO.....	- 105 -
9.3. RISULTATI.....	- 106 -
10. CONCLUSIONI.....	- 119 -
Appendice I – files GAMS	- 121 -
<u>Esempio di parte del file orario « 01.gms »</u>	- 121 -
<u>Esempio di file « carico.gms ».....</u>	- 133 -
Appendice II – Impianti messi fuori mercato.....	- 134 -
<u>Schematizzazione di tutti gli impianti messi fuori mercato da IMPIANTO X</u>	- 134 -
Appendice III – Utili orari	- 153 -
Appendice IV – Criterio di riempimento	- 159 -
Bibliografia	- 163 -

Part II

ECONOMIC PERFORMANCE AND EXTENDED CAPABILITIES OF SMRS

ABSTRACT.....	166
INTRODUCTION.....	166
SMRs ECONOMIC AND FINANCIAL FEATURES.....	167
INCAS MODEL DESCRIPTION.....	168
ECONOMIC PERFORMANCE: CASE STUDIES AND RESULTS.....	175
EXTENDED CAPABILITIES: NUCLEAR AND RENEWABLES.....	180
CONCLUSIONS.....	185
REFERENCES.....	186



EXECUTIVE SUMMARY

This document presents the research activities carried out by Politecnico di Milano on the subject of economic and financial performances of nuclear energy, implemented by means of Small Modular Reactors (SMRs), in different energy mix scenarios, where renewables (wind energy), energy storage (compressed air advanced systems) and cogeneration (ethanol via biomass and desalinated water production) are considered.

The first part of the report refers to the possible effect on the Italian electricity market, of a 500MWe SMR nuclear power station coupled with a 500MWe wind farm, plus a compressed air energy storage system (CAES). Both the nuclear power station and the wind farm have the option to supply directly the grid or the compressor for the energy storage. Different strategies and CAES sizes are evaluated. A simulation of the Italian energy market has been performed, on a 24h basis. The results shows the effectiveness of such a scenario, nuclear + renewables + storage, to reduce the price of the electricity for the citizens, in the peak hours.

The second part of the report refers to the capability of SMRs to react, economically and financially, to construction delays (compared with Large Nuclear Reactors) and to be used in cogeneration scenarios, where biomass is adopted to produce ethanol and the SMR plant supplies both electricity and steam (thermal energy) to an ethanol production plant and to a desalination plant, which produces water for the biomass-to-ethanol process and/or for urban use (potable water). The trend of profitability of such a cogeneration scheme as a function of corn, stover and water prices is evaluated, identifying the ranges where the nuclear cogeneration is convenient.

The second part is in form of scientific paper, submitted and accepted to ICONE20 international conference.



PART I

ANALISI TECNICO-ECONOMICA DELLA SINERGIA TRA NUCLEARE, EOLICO E CAES (COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE) E VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI MICRO E MACROECONOMICI



Obiettivo del lavoro è analizzare la sinergia tra la tecnologia Nucleare e quella Anemoelettrica, in simbiosi con un impianto di Energy Storage quale l'AA-CAES (Advanced Adiabatic - Compressed Air Energy Storage).

In linea generale, sono state effettuate due tipologie di analisi: delle simulazioni tecnico-economiche atte ad evidenziare il valore aggiunto apportato dall'accoppiamento con il sistema CAES e delle simulazioni finalizzate a dimostrare gli effetti sul comportamento del mercato elettrico italiano derivanti dalla presenza di un tale tipo di offerta produttiva.

I risultati delle prime dimostrano le possibilità di:

- ❖ incrementare la profittabilità di investimento per il gestore di impianto, trasferendo la produzione dalle ore in cui essa sarebbe valorizzata di meno dal mercato alle ore in cui, a causa di una maggiore tensione tra domanda ed offerta, il prezzo del kWh è più alto;
- ❖ bilanciare meglio la relazione tra domanda ed offerta di energia elettrica;
- ❖ diminuire i prezzi nelle ore di picco, in ragione del punto sopra citato;
- ❖ incrementare il fattore di carico dell'impianto aumentando complessivamente la quantità di energia elettrica offerta sul mercato, immagazzinando le punte di produzione che non potrebbero essere trasmesse in rete per evitare sbilanciamenti eccessivi e che determinerebbero altrimenti uno scollegamento dell'impianto.

I risultati delle seconde dimostrano le possibilità di:

- ❖ in sede di MGP (Mercato del Giorno Prima), mettere fuori mercato molteplici impianti, tra cui ovviamente quello/i responsabile/i di aver determinato il prezzo del MWh elettrico, con effetti benefici importanti a livello di diminuzione dei prezzi per gli utenti;
- ❖ in sede di MSD (Mercato del Servizio di Dispacciamento) le stesse ripercussioni del punto precedente, ma molto più marcate in termini assoluti, dato l'elevatissimo valore dei prezzi offerti (anche fino a 600€/MWh) in tali aste della Borsa Elettrica, denotando un nobilissimo ruolo sociale svolto (soprattutto dal nucleare, in termini di MW offerti), congiunto però con i legittimi interessi economici del trader.

1. INTRODUZIONE

Il CAES è un sistema di stoccaggio di energia, particolarmente utile nell'ambito di tecnologie intrinsecamente discontinue, in grado di stabilizzare (nel tempo) l'erogazione di potenza dell'impianto di produzione di energia elettrica (per esempio una wind farm) con il quale è in simbiosi.

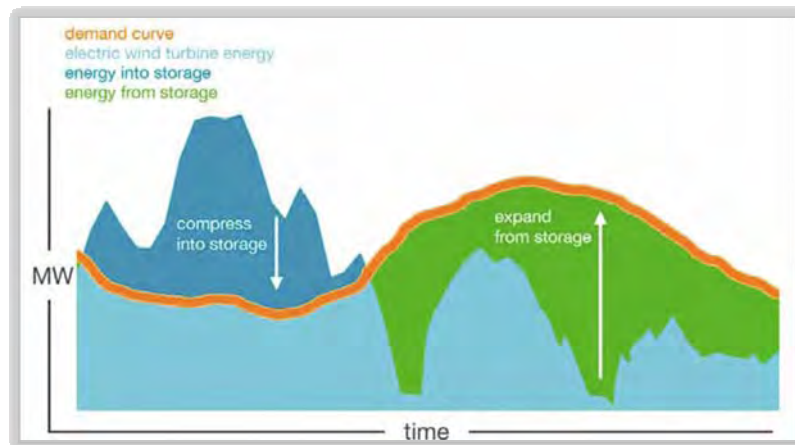


Fig.I.I: Curve della domanda e dell’energia erogata [1]

Riguardo all’ampiezza e volatilità dei cicli di generazione eolica, che minacciano l’integrità della rete di trasmissione, è documentato quanto questo fenomeno sia talvolta all’origine di un alto grado di non utilizzo dei parchi eolici installati.

Nel seguito, si cercherà di migliorare tale metodo di integrazione con una produzione del kWh elettrico mediante un impianto di tipo cogenerativo.

Nel presente lavoro si analizza la convenienza di una sinergia tra eolico, nucleare e CAES: si prenderà in esame il caso di un reattore nucleare di piccola/media taglia, pari al massimo a poche centinaia di MW ed una wind farm pari a circa un centinaio di MW (tuttavia, la potenza equivalente per il caso applicativo italiano non raggiungerà che i 20 MWe, in ragione dei bassi fattori di disponibilità di impianto).

Infine, già all’interno del Mercato del Giorno Prima (MGP), per non parlare delle potenzialità esprimibili all’interno del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), saranno simulate (in ambiente di programmazione GAMS, General Algebraic Modeling System) e dimostrate le ripercussioni sull’intero mercato elettrico italiano derivanti dall’esercizio di un’unità di elettroproduzione come quella presa in esame in questa analisi.

La capacità di immagazzinamento del CAES, di fatto, permette di aumentare l’offerta nei momenti di maggiore domanda e ridurla nel caso opposto; in tal modo, è molto concreta la chance di mettere fuori mercato tecnologie “only-peak” che “fanno il prezzo” di mercato nelle ore di picco. Sono proprio le tecnologie più flessibili e disponibili (i.e. pompaggio idrico, impianti a gas, etc...), che possono entrare in funzione nelle ore di picco, ad innalzare il livello generale dei prezzi.

Ed il CAES, con le sue caratteristiche di capacità e tempo di scarico, si presenta sul mercato come una tecnologia flessibile.

2. LA TECNOLOGIA PRODUTTIVA ANEMOELETTRICA^[1-31]

2.1. PRINCIPI GENERALI DI UNA WIND FARM

Nel corso di questo capitolo, ci si riferirà fondamentalmente al caso di una wind farm onshore. In generale, da una turbina eolica si estrae un'energia meccanica utile pari all'incirca il 30-40% dell'energia del vento processata (vale a dire: $\eta_{WT} = 0,3 \div 0,4$).

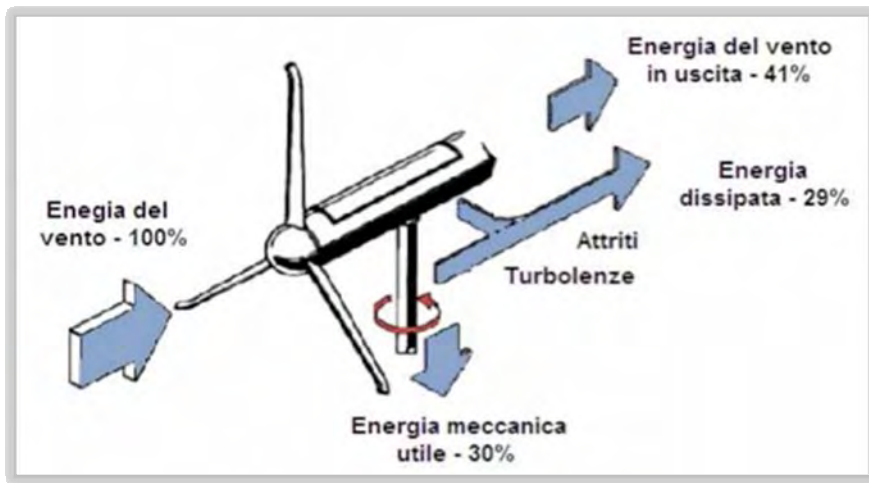


Fig.II.I: Bilancio energetico a livello della turbina eolica [4]

Va ricordato, d'altronde, che l'efficienza massima prevista dalla legge di Betz è di poco inferiore al 60% ; tuttavia, un aerogeneratore con efficienza pari a 35% ÷ 45% è ritenuto ottimo. Ovviamente, tale valore dell'efficienza non è univocamente determinabile; esso dipende, in maniera rilevante, dalla velocità del vento (v). In effetti, volendo estrapolare l'andamento sperimentale della curva $\eta_{WT} = \eta_{WT}(v)$, si ottiene:

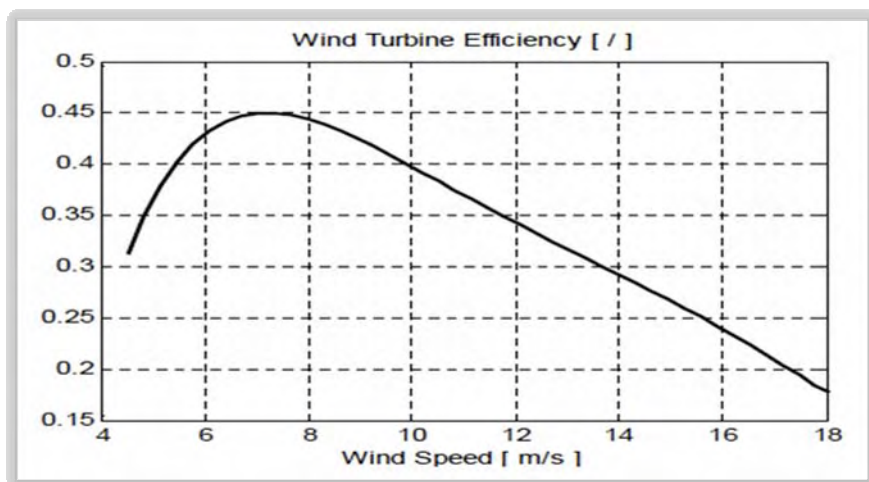


Fig.II.II: Andamento dell'efficienza in funzione della velocità del vento [4]

Inoltre, la potenza estratta dalla turbina eolica in questione è pari a:

$$P_{WT} = 0,5 \cdot A \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \eta_{WT}$$

in cui ρ è la densità dell'aria processata ed A l'area spazzata dal rotore; proprio dall'analisi di quest'ultimo parametro, è altresì possibile evincere un'utile correlazione indicativa (circa i diametri spazzati dai rotori e le potenze degli aerogeneratori) che è la seguente:

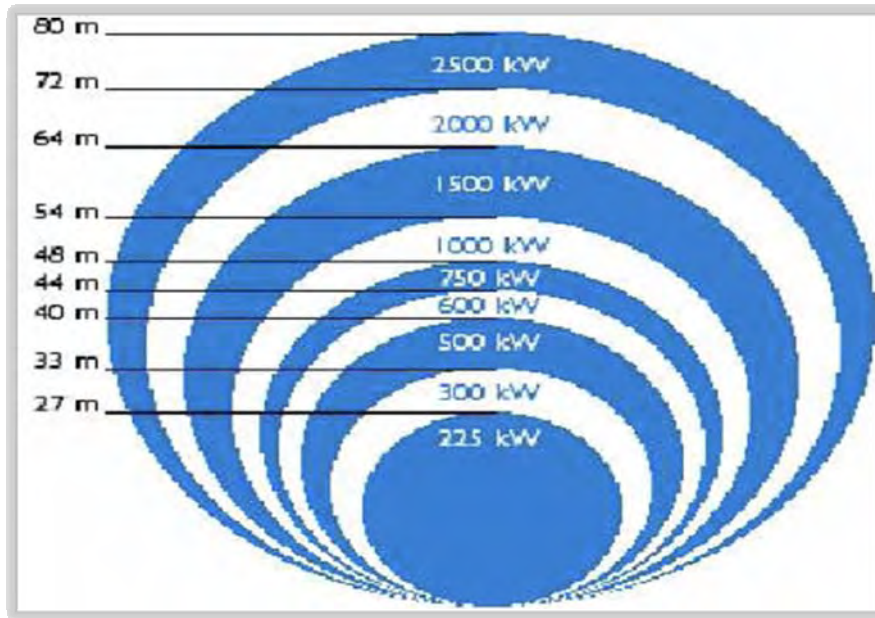


Fig.II.III: Correlazione indicativa tra potenza ed apertura alare della turbina [2]

L'andamento della potenza specifica (per unità di area spazzata dal rotore), corretto per l'efficienza η_{WT} (posta pari a 0,4), è il seguente:

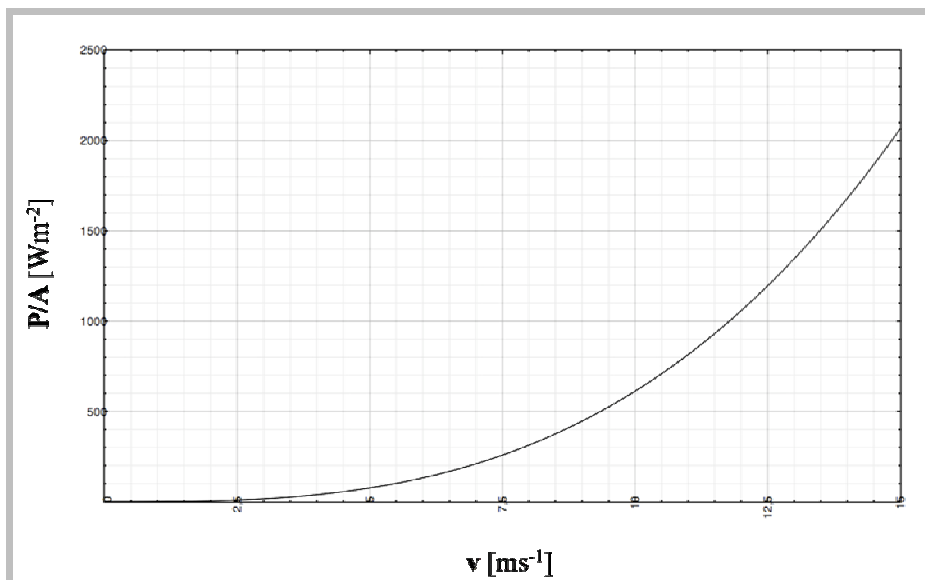


Fig.II.IV: Andamento della potenza specifica in funzione della velocità del vento

Per quanto concerne, invece, l'altro parametro chiave, vale a dire la densità dell'aria processata, esso può essere valutato con buona approssimazione (in condizioni non troppo particolari quali l'off-shore, etc...) come $\rho \approx 1,225 \text{ kg m}^{-3}$. Tuttavia, tale quantità varia abbastanza sensibilmente con l'altitudine (dipendenza affatto trascurabile, soprattutto

nel caso di rotori di grossa taglia atti ad estrarre potenze significative). Possiamo tenere conto di ciò tramite, per esempio, la seguente relazione (valida fino a 6000 m di quota sul livello del mare) [18]:

$$\rho = \rho_0 - 1,194 \cdot 10^{-4} \cdot H$$

in cui H è pari all'altitudine (in [m]), ovviamente sempre rispetto al livello del mare. Infine, va menzionata l'influenza di eventuali ostacoli in grado di perturbare il campo di velocità del vento:

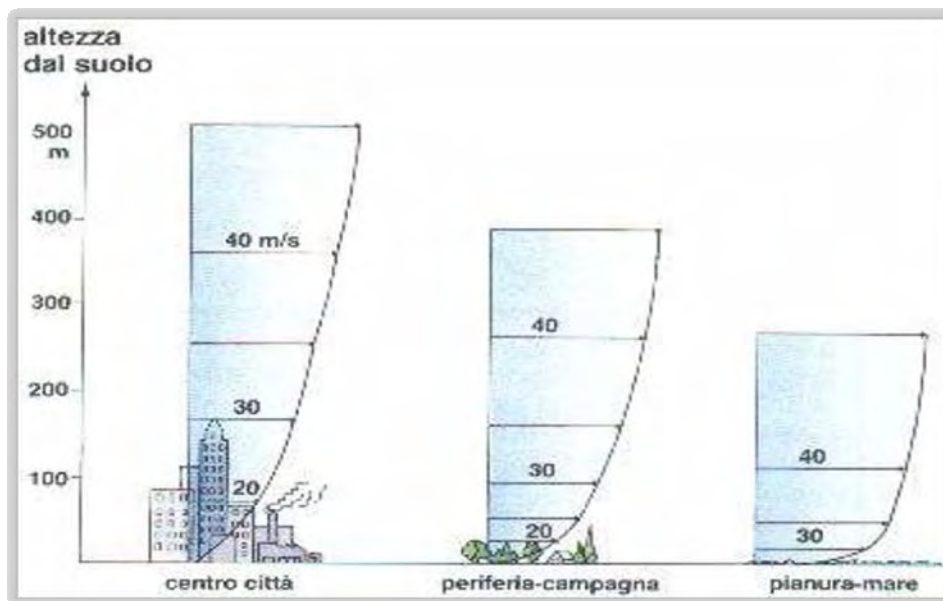


Fig.II.V: Esempi di campi di velocità perturbati [2]

2.2. MAPPATURE DELLE VELOCITÀ DEL VENTO

Al fine di cercare di stimare la quantità di energia elettrica producibile, e quindi anche il costo del kWh anemoelettrico, è indispensabile uno studio approfondito delle mappature delle velocità del vento; ovviamente, si osservano delle variazioni considerevoli in base alle condizioni geomorfologiche del territorio, all'altitudine e, ancora, all'eventuale presenza di "barriere" naturali e non.

Nel nostro Paese, per esempio, la situazione è relativamente disomogenea; nelle zone meridionali si può notare un valore della velocità media del vento anche doppio rispetto a quello corrispondente alle zone più settentrionali dell'Italia, con dei picchi anche di un fattore 3 più grandi in talune aree delle isole maggiori.

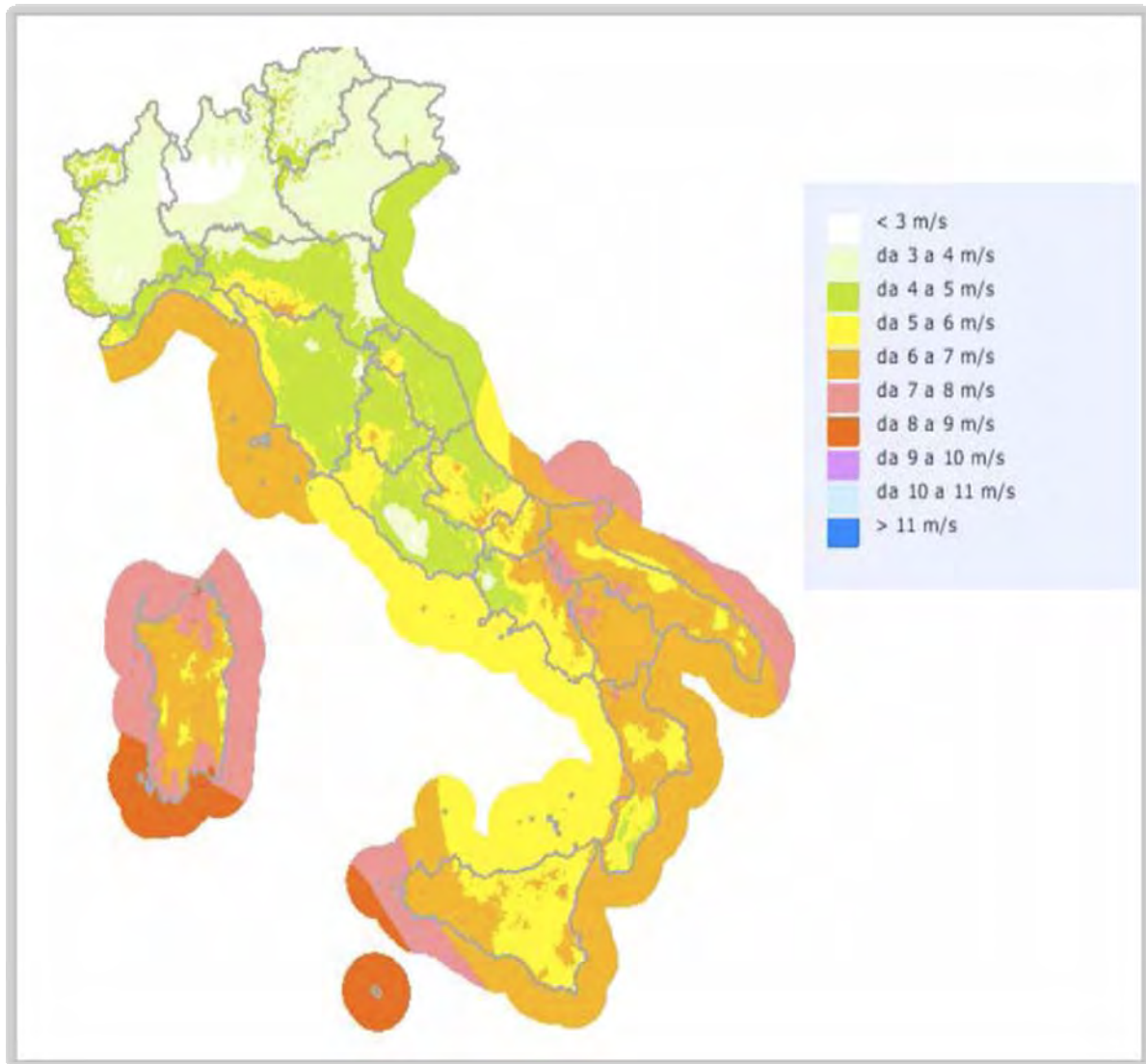


Fig.II.VI: Mappa delle velocità (ms^{-1}) medie annue del vento a 75 m dal suolo [2]

A livello europeo, inoltre, si evincono alcune aree intrinsecamente e particolarmente favorevoli allo sfruttamento di parchi eolici anche di taglia (e quindi potenza) elevata; tra queste, senza dubbio occorre menzionare le zone costiere settentrionali della Francia e gran parte del territorio del Regno Unito, in cui in effetti si raggiungono mediamente dei valori della velocità del vento intorno ai 6ms^{-1} (già a 50m di quota dal suolo).

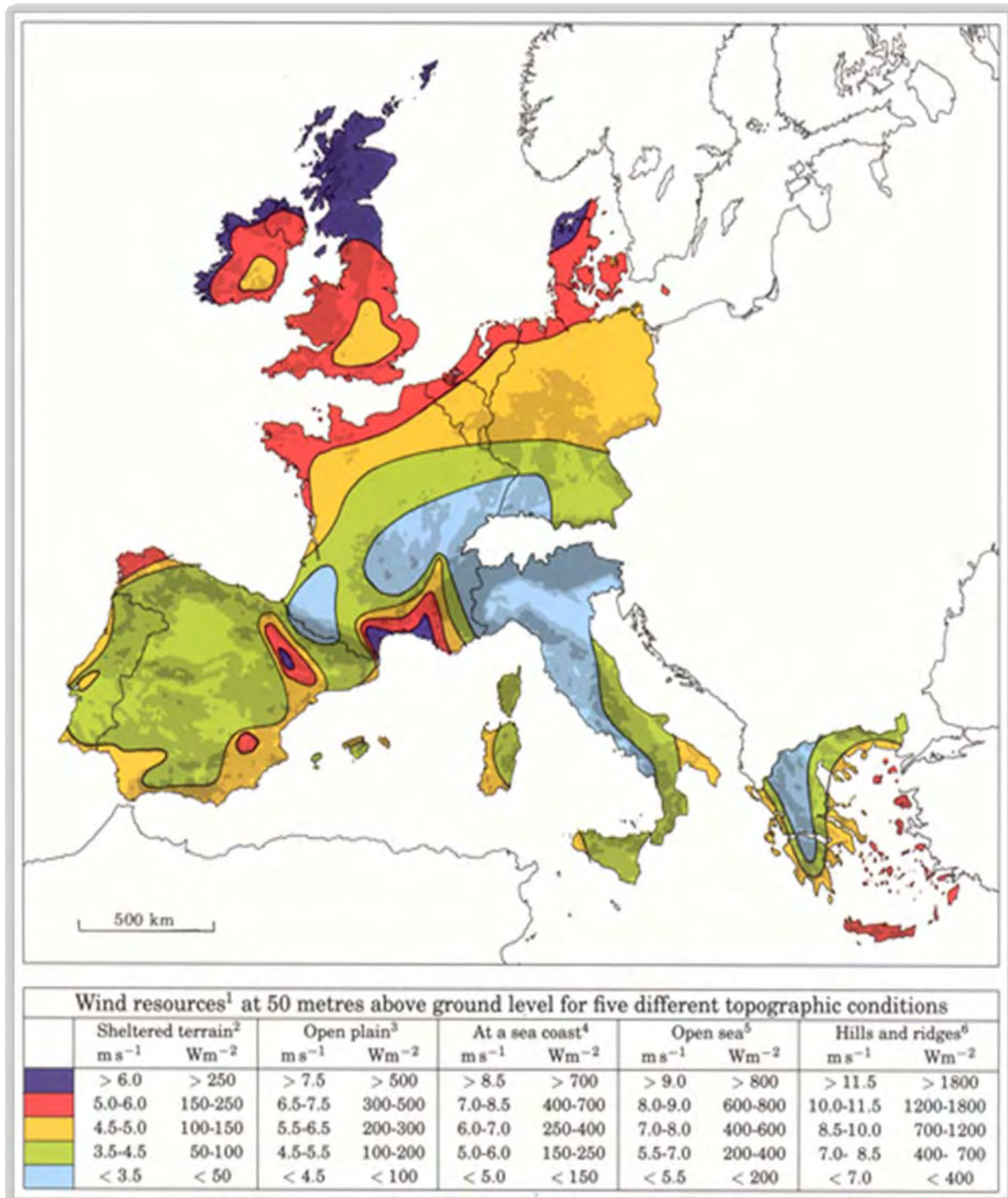


Fig.II.VII: Mappa delle velocità medie europee del vento [fonte: Risø National Laboratory]

Infine, condizioni ambientali ancora più favorevoli (con valori delle velocità del vento che sfiorano anche i 10ms⁻¹) sono presenti oltreoceano; negli Stati Uniti la situazione è, infatti, la seguente:

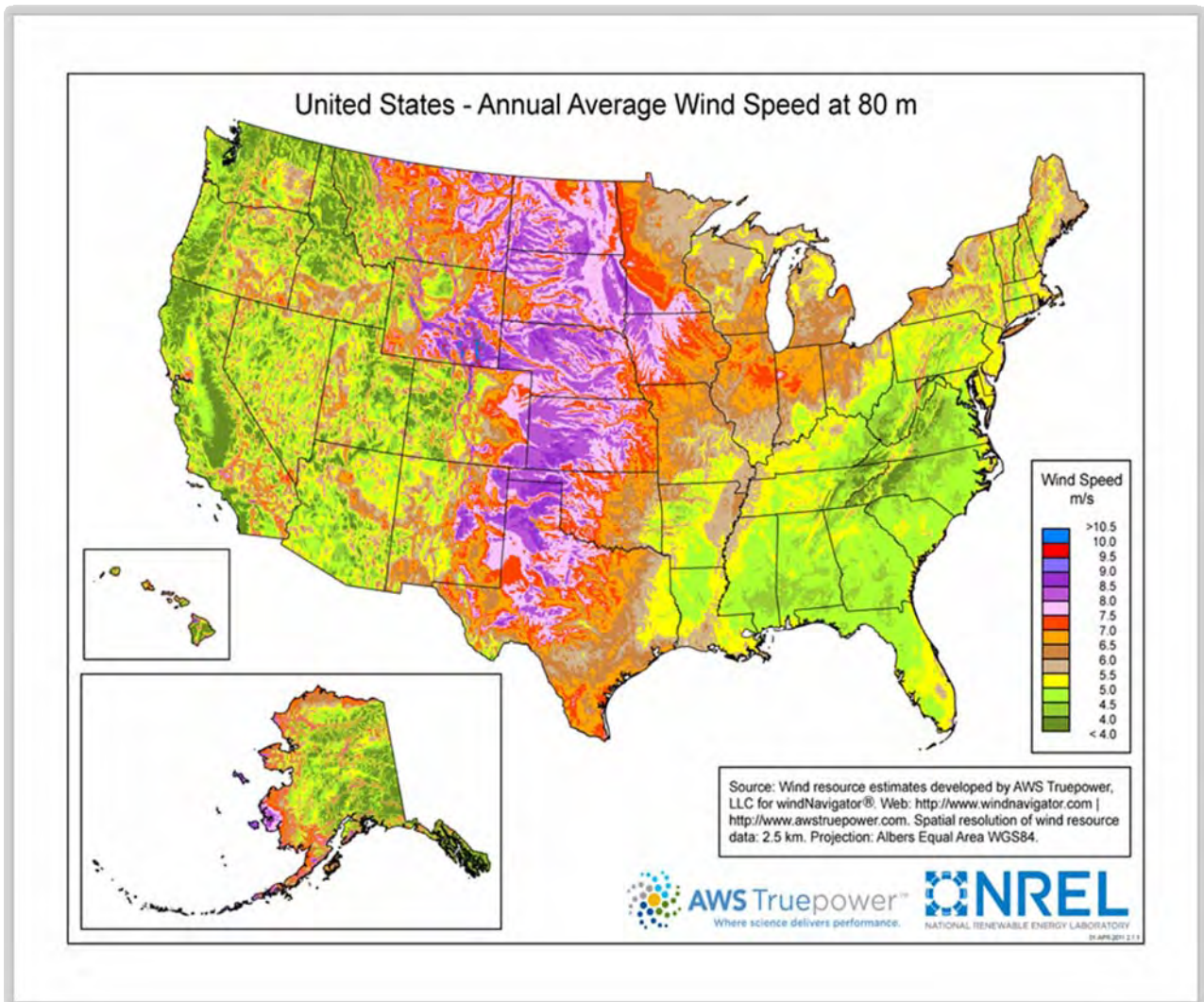


Fig.II.VIII: Mappa delle velocità medie del vento in USA [fonte: AWS Truepower]

2.3. ECONOMIA DELL'ELETTROPRODUZIONE EOLICA

Un parco eolico prevede, ovviamente, una certa ripartizione dei costi di investimento dovuta ai vari componenti della wind farm, ma anche e soprattutto alle condizioni geomorfologiche del territorio ospitante. E' comprovato, infatti, che nel caso di impianti off-shore i costi di costruzione siano sensibilmente più elevati in ragione della complessità delle opere di fondazione e dei materiali utilizzati, che devono essere più resistenti a condizioni ambientali più sfavorevoli (e.g. salsedine, maggiore ventosità, etc...). Tuttavia, tale svantaggio è controbilanciato da un aumento della capacità produttiva.

Più dettagliatamente, la ripartizione dei costi legati alla costruzione di una wind farm è la seguente:

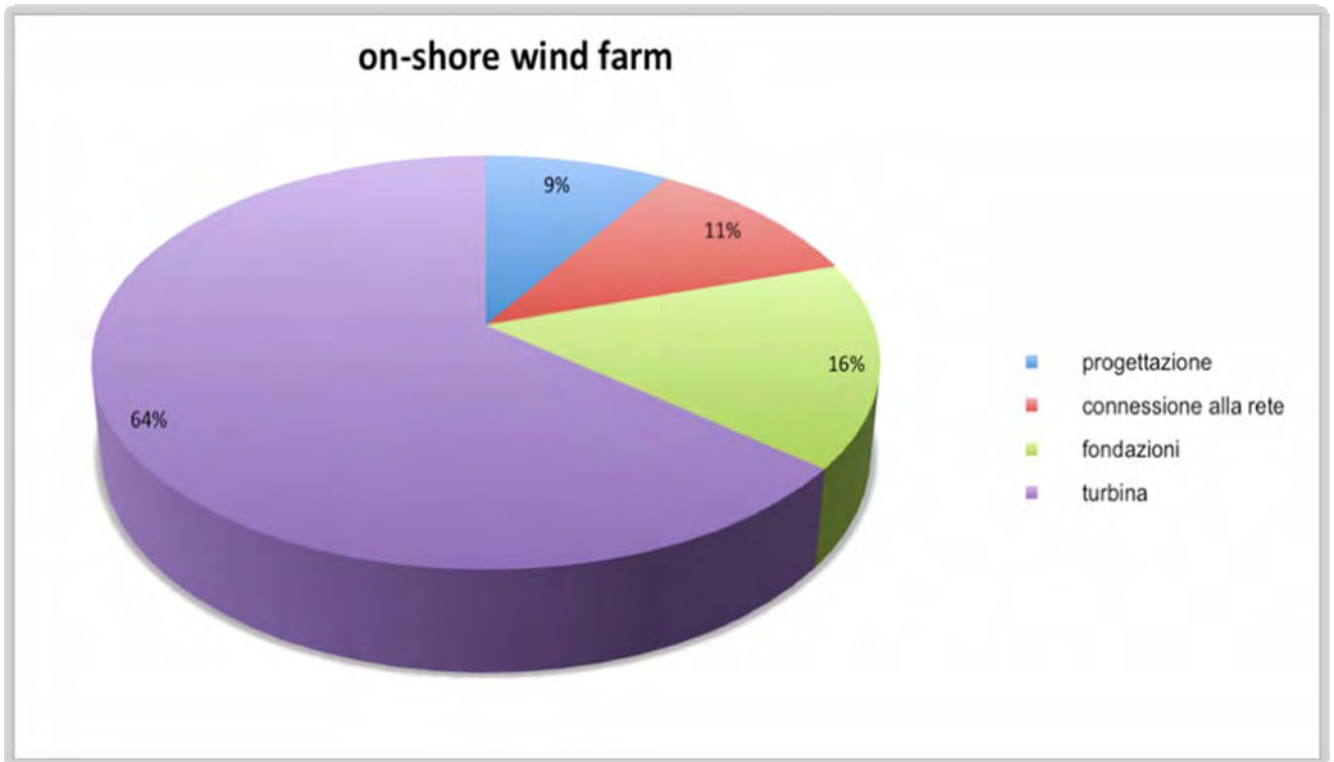


Fig.II.IX: Ripartizione dei costi di investimento di una wind farm on-shore

[fonte dati: *Opti-OWECS Final Report Vol.3*]

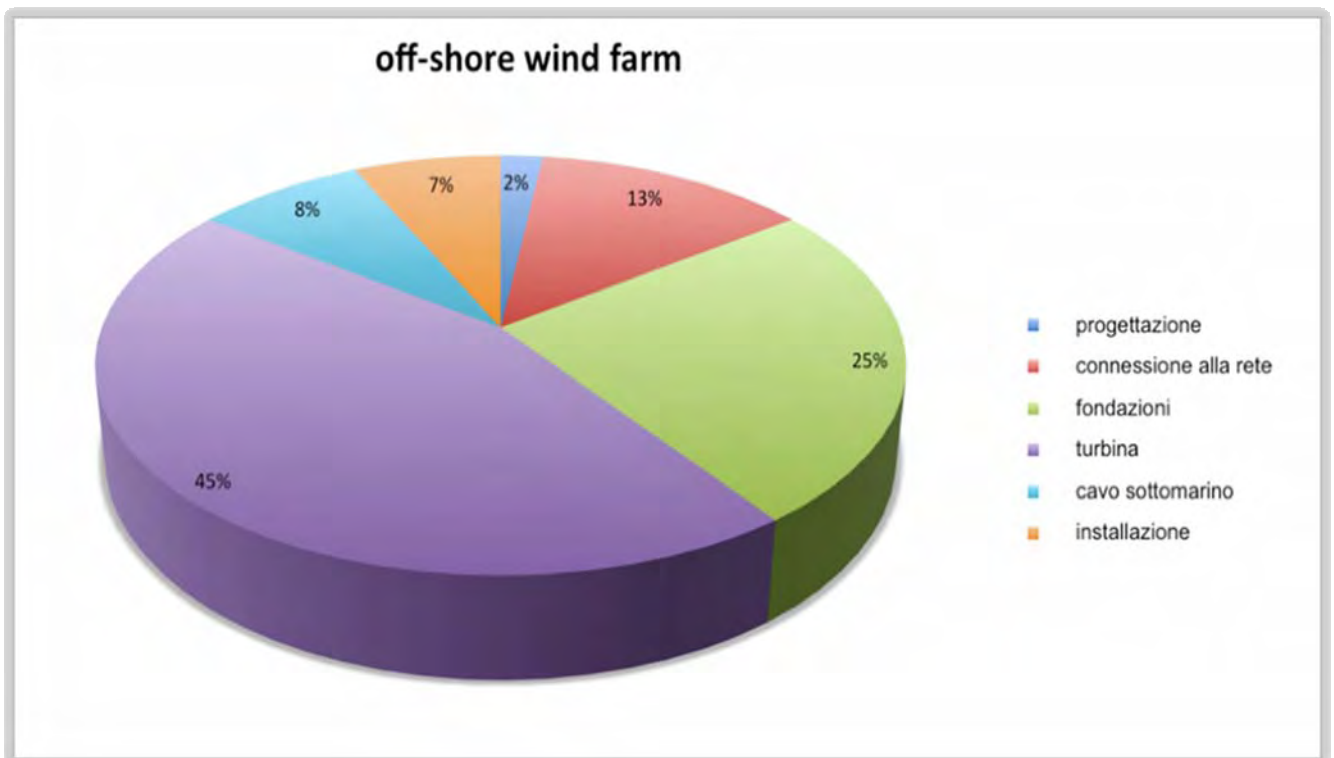


Fig.II.X: Ripartizione dei costi di investimento di una wind farm off-shore

[fonte dati: *Opti-OWECS Final Report Vol.3*]



Il costo della produzione anemoelettrica è fortemente influenzato dalla disponibilità del vento oltre che dalla sua velocità media. Da essa soprattutto, dati i valori elevati di disponibilità di impianto, dipende il load factor e quindi la possibilità di ripartire i costi di investimento su una produzione sufficiente a garantire costi contenuti del kWh.

Il load factor (e quindi l'energia effettivamente fornita alla rete nell'arco di un anno) rappresenta uno dei parametri chiave, determinante nella stima delle performance tecnico-economiche di un impianto di produzione di energia elettrica in genere. Occorre, inoltre, aggiungere che non tutta la potenza prodotta è distribuita all'esterno, ma una certa quota viene sfruttata dall'impianto medesimo per il funzionamento di servizi interni. Ad ogni modo, questa quota raramente supera il 10% della potenza nominale.

La misura normalizzata delle performance dell'impianto la si può far corrispondere al LF (Load Factor) o EDF (Energy Delivery Factor); esso coincide, praticamente, con il rapporto tra l'energia effettivamente erogata nell'anno e quella erogabile potenzialmente (se costantemente si avesse $P_{\text{erogata}} = P_{\text{nominale}}$) nell'anno. Cioè:

$$LF = \frac{\text{n° kWh erogati nell'anno}}{(P_{\text{nominale}} \cdot 8760 \text{ h})}$$

Si evince immediatamente come il LF fornisca l'idea di quanto intensamente venga sfruttato un impianto di produzione di energia elettrica, e quindi di quanto l'impianto medesimo sia robusto alle variazioni dei vari parametri di produzione (volatilità economica e di reperibilità della fonte sfruttata come "fuel", manutenzioni straordinarie, etc...).

Generalmente, i parchi eolici operano con un fattore di carico intorno ad un valore del 30%, con alcuni casi più particolari in cui raggiunge anche il 40%. Va ricordato, comunque, che in Italia un valore abbastanza diffuso del load factor si aggira sul 20% (≈ 1900 h equivalenti), con dei picchi del 30%. Ovviamente, siamo molto lontani rispetto ai valori (anche ben oltre l'80%) degli impianti di tipo "base-load" convenzionale e nucleare, i quali non risentono di influenze stagionali (dal punto di vista meteorologico).

Oltre alla disponibilità del vento, anche quella di impianto influenza il load factor. Durante le fasi d'esercizio, un parco eolico è normalmente soggetto ad alcuni guasti che interessano alcuni componenti in maniera più frequente rispetto ad altri. Usualmente, le cause di guasto rilevante riguardano componenti elettrici ed elettronici; tuttavia questo tipo di guasti comporta conseguenze più miti e tempi di downtime minori rispetto ai guasti meccanici di grossi componenti.

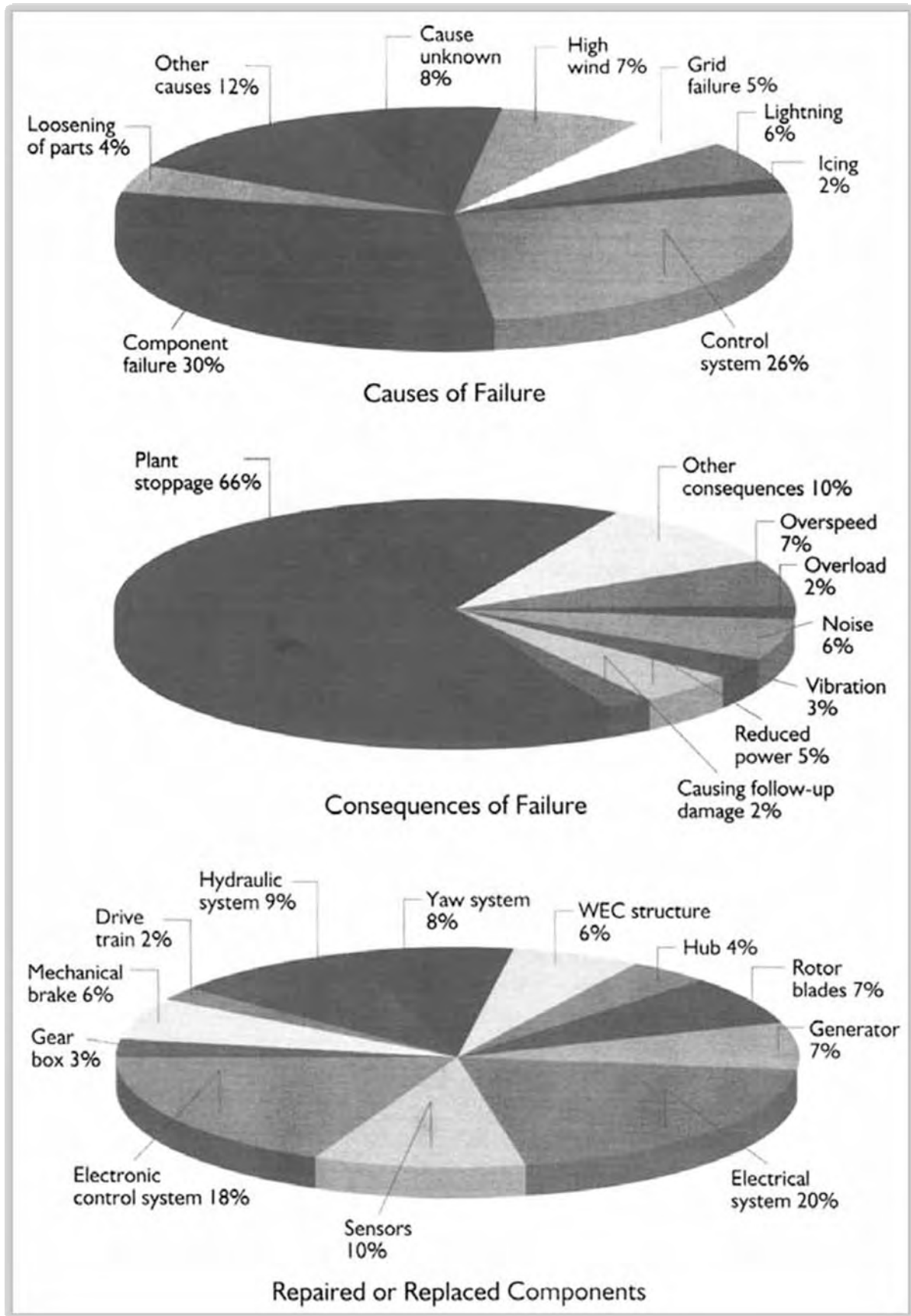


Fig.II.XI: Ripartizioni guasti [fonte: *Institute of Solar Energy and Technology, University of Kassel, Germany*]



Nel seguito, è riportato un esempio di load factor concernente l'Inghilterra ed il Galles (dall'inizio del 1992 alla fine del 1996), in cui sono evidenti forti variazioni del fattore di carico da valori inferiori intorno al 15% a valori superiori intorno al 45%.

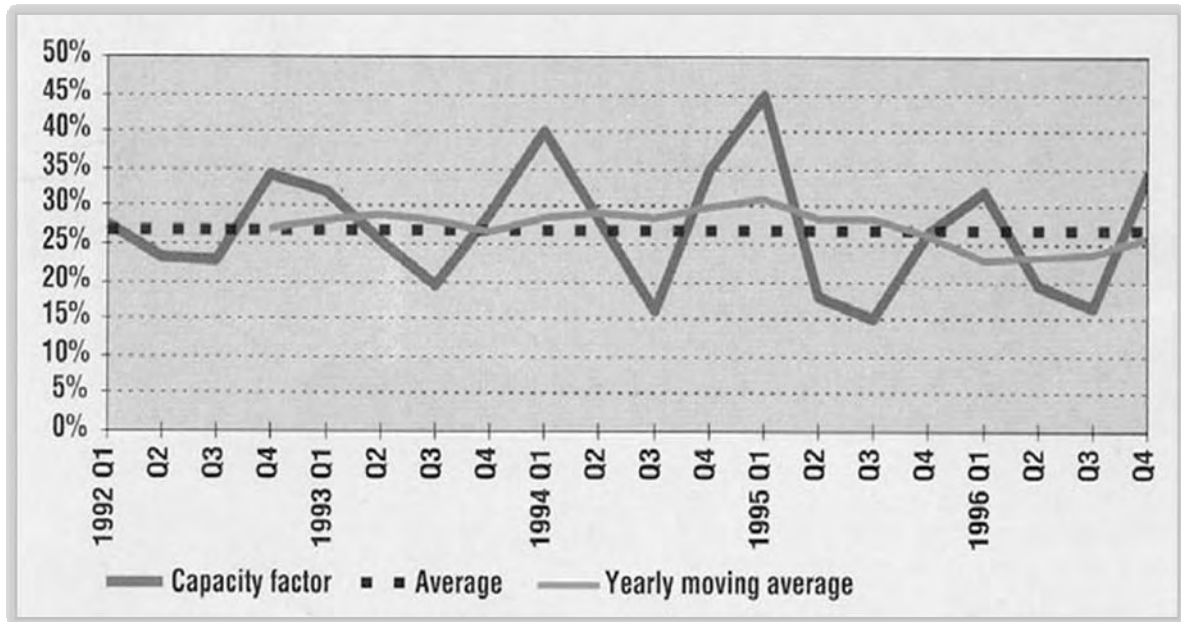


Fig.II.XII: LF medio in UK [fonte: U.K. Department of Trade and Industry, Renewable Energy Technology Status Report, 1997]

Infine, è altresì visibile la forte influenza stagionale: le ore equivalenti di operabilità dell'impianto sono più alte della media nel primo quadrimestre di ogni anno, mentre sono più basse sempre del valor medio durante il terzo quadrimestre di ogni anno.

A questo punto, nella stima del costo dell'energia erogata da una data wind farm, si definisce un ulteriore parametro, il LUEC (cioè il costo unitario del kWh erogato):

$$\text{LUEC} = [K_C \cdot (T_{\text{AMM}} + T_{\text{T+A}}) + C_{\text{O\&M}}] / (\text{LF} \cdot P_{\text{nominale}} \cdot 8760 \text{ h})$$

dove K_C = costo capitale iniziale, T_{AMM} = tasso di ammortamento annuo (qui come frazione del K_C), $T_{\text{T+A}}$ = tasso annuo riferito alla componente fiscale tasse ed assicurazioni (qui come frazione del K_C), $C_{\text{O\&M}}$ = costo annuo delle operazioni di esercizio e manutenzione.

Ad ogni modo, le uniche voci di spesa concernenti una wind farm sono praticamente quelle corrispondenti all'installazione ed alla manutenzione; i costi di approvvigionamento del combustibile ovviamente non si applicano al caso in esame. Inoltre, è opportuno ricordare che, in maniera alquanto singolare, la superficie occupata dal parco eolico non toglie a priori la possibilità che molteplici attività (principalmente quelle inerenti il settore primario) possano continuare ad avervi luogo.

Prendendo in esame un parco eolico on-shore di media produttività (circa 2000 ore equivalenti in un anno alla potenza nominale), si ottiene un costo medio del kWh di circa 0,06 €(al netto di ogni sussidio e/o incentivo).



Technology	Typical Characteristics	Typical Energy Costs (U.S. cents/kilowatt-hour)
Power Generation		
Large hydro	Plant size: 10 megawatts (MW)–18,000 MW	3–4
Small hydro	Plant size: 1–10 MW	4–7
On-shore wind	Turbine size: 1–3 MW Blade diameter: 60–100 meters	5–8
Off-shore wind	Turbine size: 1.5–5 MW Blade diameter: 70–125 meters	8–12
Biomass power	Plant size: 1–20 MW	5–12
Geothermal power	Plant size: 1–100 MW Type: binary, single- and double-flash, natural steam	4–7
Solar PV (module)	Cell type and efficiency: single-crystal 17%; polycrystalline 15%; amorphous silicon 10%; thin film 9–12%	—
Rooftop solar PV	Peak capacity: 2–5 kilowatts-peak	20–80
Concentrating solar thermal power (CSP)	Plant size: 50–500 MW (trough), 10–20 MW (tower); Types: trough, tower, dish	12–18

Fig.II.XIII: Tipici costi energetici [fonte: *REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) Renewables 2007 Global Status Report*]

Riferendosi al rapporto dell'International Energy Agency del 2008, si evince che il costo medio di produzione anemoelettrica è all'incirca di 90\$/MWh, contro per esempio i circa 35\$/MWh del nucleare.

Se una wind farm è abbinata ad un sistema CAES, i costi capitali aumentano necessariamente. Tuttavia, come già detto, il CAES offre la possibilità di aumentare ed uniformare il load factor, erogando energia elettrica immagazzinata anche in assenza (o velocità non sufficienti) di vento. In talune condizioni di volatilità dei prezzi dell'energia elettrica e con certi valori di efficienza energetica del sistema di stoccaggio, i maggiori costi capitali possono essere recuperati da una maggiore quantità di energia elettrica venduta nei periodi di maggiore domanda.

Tuttavia, una stima (seppur molto accurata) del costo del kWh prodotto non è sufficiente nella valutazione complessiva di una data tecnologia. La robustezza delle stime può essere valutata mediante un'analisi di sensitività a talune variabili; nel caso di una wind farm, ovviamente, il parametro più influente di altri è senza dubbio la velocità del vento.

Bisogna ricordare, infatti, come l'energia prodotta vari con il cubo della velocità del vento: ciò implica che un minimo cambiamento di quest'ultima, anche di qualche percento, ha degli effetti rilevanti sull'economia dell'impianto.

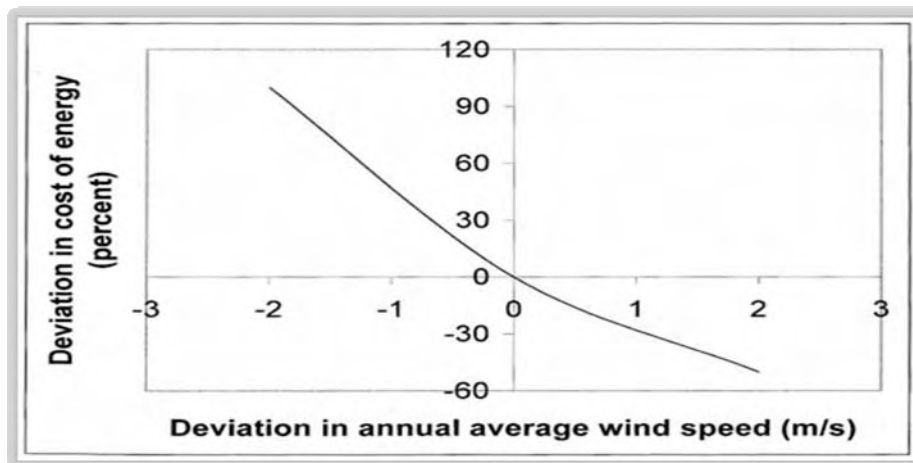


Fig.II.XIV: Incidenza della velocità del vento sul costo energetico [18]

Nel grafico, in effetti, si nota che il costo dell'elettricità varia sensibilmente con le condizioni anemometriche. Più specificatamente, inoltre, la dipendenza del costo di produzione anemoelettrica in funzione della velocità del vento, ma anche del tipo di wind farm in questione, è riportato nel grafico seguente:

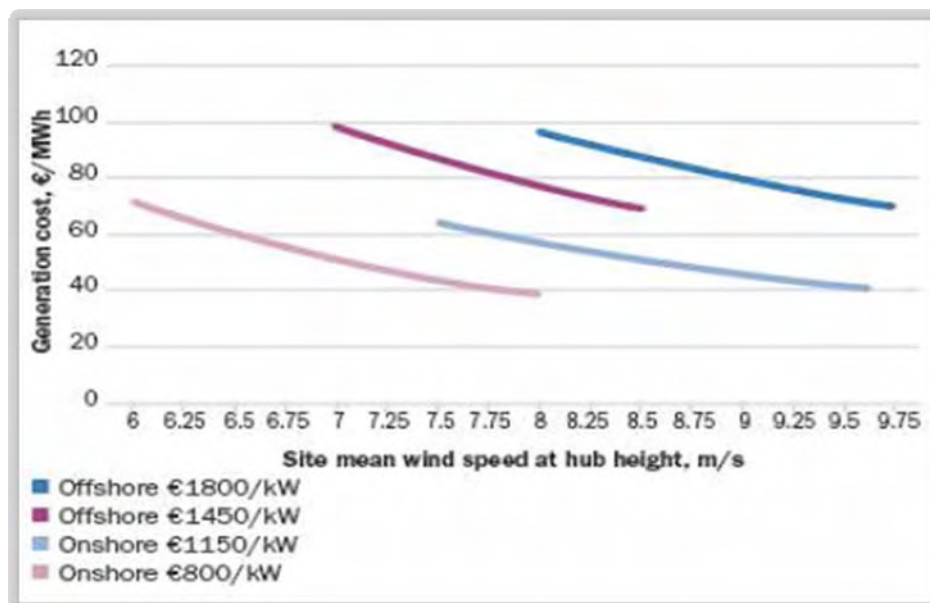


Fig.II.XV: Costi della produzione anemoelettrica [2]

Si verifica, in effetti, il controbilanciamento (almeno parziale) tra il costo di un impianto più complesso e le performance produttive del medesimo. Si nota, altresì, un'accresciuta convenienza economica nel caso di impianti di più grossa taglia, secondo un'attesa logica di economia di scala.

In ultima analisi, un andamento della profittabilità (in cui risalta la stretta dipendenza dal prezzo di vendita del kWh e dalla velocità del vento) è riportato nella figura seguente:

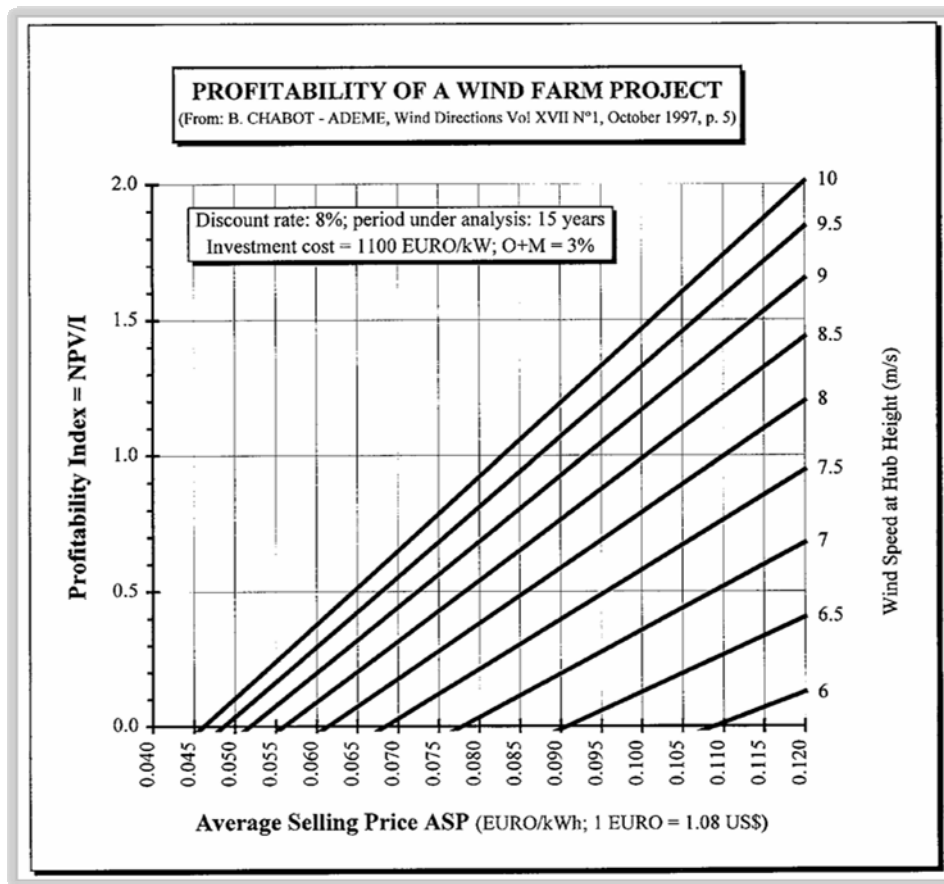


Fig.II.XVI: Profittabilità della wind farm in funzione del prezzo medio di vendita (ASP) e della velocità del vento [fonte: B. Chabot – ADME, France, and Wind Directions, Magazine of the European Wind Energy Association, London, October 1997]

3. LA TECNOLOGIA SMR

3.1. CONTESTO STORICO-EVOLUTIVO

I reattori di piccola o media taglia di tipo modulare (SMR), date le potenziali caratteristiche di accresciuta sicurezza, di facilità di trasporto e costruzione, di rischio economico-finanziario alquanto ridimensionato, hanno guadagnato in particolar modo nel corso di questi ultimi anni sia l'interesse di operatori elettrici, sia l'attenzione dei Paesi in fase di forte crescita (BRICS in primis). Da segnalare è senza dubbio l'attività del DOE (Department of Energy, USA), dedicata ad un rapido sviluppo, licensing e commercializzazione di tali reattori. Inoltre, alcuni Paesi stanno anche studiando l'applicabilità dei reattori evolutivi di piccola taglia ad un uso combinato, essenzialmente dedicato alla simultanea produzione di energia elettrica e, per esempio, dissalazione dell'acqua.

L'Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica definisce le categorie "Small Reactor" e "Medium Reactor" come corrispondenti rispettivamente a meno di 300MWe e meno di 700MWe; alla fine del 2009, i reattori al massimo di media taglia in funzionamento nel mondo si attestavano sulle 130 unità (più 12 in costruzione).



Lo sviluppo dei differenti programmi elettronucleari, intrapresi da subito dopo il secondo conflitto mondiale, ha seguito praticamente una tendenza obbligata: quella delle taglie sempre crescenti. In effetti, al di là dei primissimi reattori nucleari destinati alla produzione di energia elettrica, i quali non superavano che le poche decine di MWe, le economie di scala hanno prontamente spinto i costruttori ad accrescere in maniera notevole la potenza dei reattori. Tale tendenza è dimostrata, per esempio, dall’evoluzione dell’AP600 (Westinghouse) all’AP1000, oppure dai design dei reattori di III Generazione che prevedono una potenza di 1150MW (AP1000-Westinghouse), 1700MWe (APWR-Mitsubishi), 1600MWe (EPR-AREVA).

D’altro canto, un certo *know how* inerente i reattori di più piccola taglia è stato comunque preservato, grazie principalmente alla costruzione di reattori per la propulsione navale (più precisamente per portaerei e sottomarini).

Inoltre, l’aumento sistematico del prezzo del petrolio, gli standard di sicurezza sempre più elevati, la prospettiva molto vincolante di una riduzione drastica delle emissioni di gas serra, non hanno fatto che risuscitare un certo interesse verso nuovi progetti nucleari.

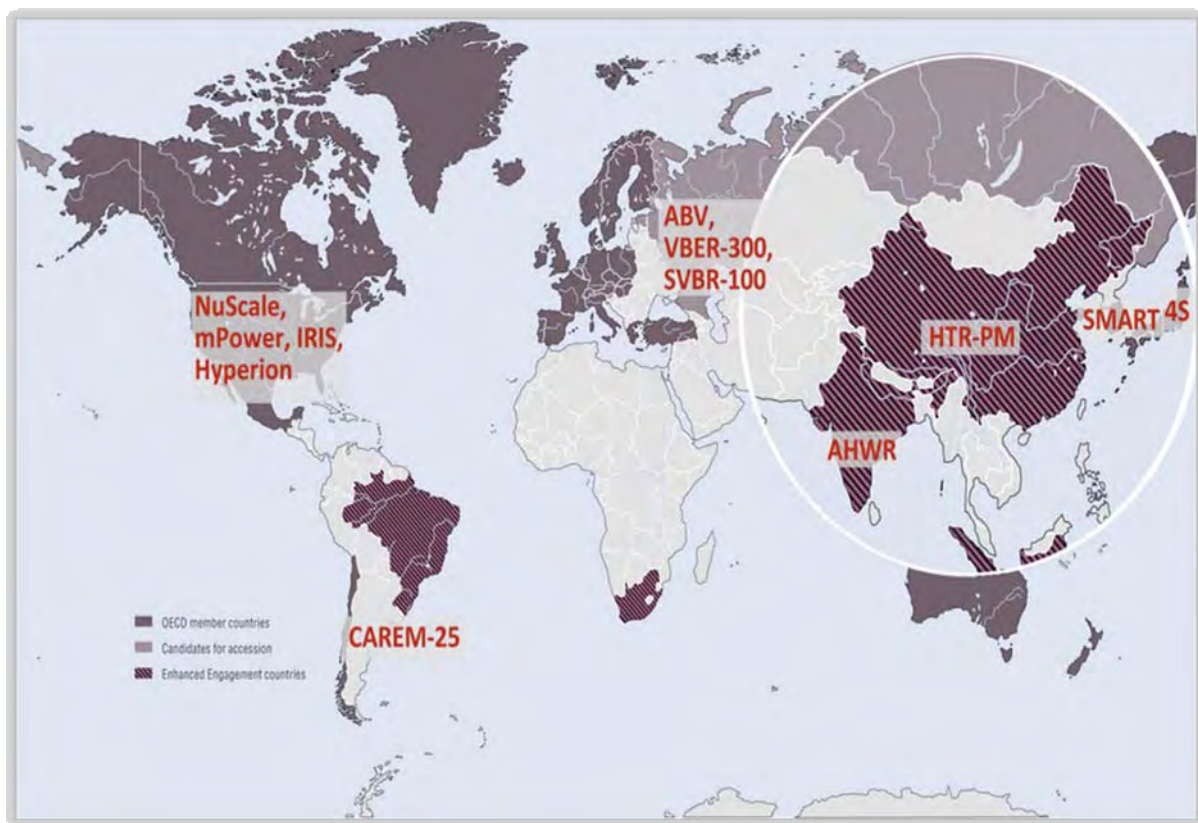


Fig.III.I: Stima degli SMR commercializzati entro un decennio [32]

Ciononostante, il costo capitale e la sensibilità ai rischi legati alla riuscita (senza grossi intoppi) dell’esecuzione del progetto hanno suscitato un’attenzione particolare verso dei progetti di reattore di piccola taglia, ancor maggiormente esasperata in un quadro economico di crisi come l’attuale.



Nel seguito, saranno discusse alcune delle tipologie di SMR ad acqua leggera (LWR) che più di altre si stanno affermando a livello tecnico-economico. Questi ultimi, basati sulla tecnologia dei reattori ad acqua pressurizzata, beneficiano di una lunga esperienza di costruzione ed esercizio, essendo la tipologia di reattore nucleare più diffusa e sfruttata (a tagli più o meno importanti) a livello mondiale.

I modelli sviluppati in USA riprendono largamente il design dei PWR classici, semplificandone tuttavia la concezione, anche in maniera molto rilevante (integrando, ad esempio, il generatore di vapore all’interno del vessel). Infine, si è spinto parecchio nella direzione di una sicurezza di tipo passivo.













SMR Design Principal designer, Country [Source]	Thermal/Electric output, MW (gross)	Availability/ Plant lifetime	Construction period/ Land based or floating?	Mode of refuelling/ Refuelling interval	Mode of deployment/ Plant configuration
CAREM-300 CNEA, Argentina [4.1]	900/300 375/125 as an option	90%/60 years	48 months 	In batches/ 11 months	Distributed or concentrated
CAREM-25 CNEA, Argentina [4.1, 4.5]	116/27	90 %/ 40 years	60 months 	In batches/ 11 months	Distributed or concentrated
SMART KAERI, Republic of Korea [4.6]	330/100	95%/ 60 years	< 36 months 	In batches/ 36 months	Distributed
IRIS Westinghouse Electric, USA [4.1]	1000/335	> 96%/ >60 years	36 months (96 months as an option) 	In batches/ 48 96 months as an option	Distributed or concentrated/ Twin unit option
IMR Mitsubishi Heavy Industries, Japan [4.1]	1000/350	95-97%/ 60 years	24 months 	In batches/ 26 months	Distributed and concentrated/ Twin unit option
ABV OKBM Afrikantov, Russia [4.2]	2x38/2x8.5	80%/ 50 years	48 months  	Factory fabricated and fuelled/ 12 years	Distributed
VBER-300 JSC “Nuclear Plants” Kazakhstan, Russia [4.1]	917/325	92%/ 60 years	48 months  	In batches/ 24 months	Distributed/ single or twin units
mPower Babcock & Wilcox, Bechtel, USA [4.7]	400/125 per module	>90%/ 60 years	36 months 	Whole core/ 54 – 60 months	Distributed or concentrated/ Multi-module plants
NuScale , NuScale Power Inc., USA [4.2, 4.8]	160/48 per module	>90%/ 60 years	36 months 	In batches/ 24 months	Distributed or concentrated/ Multi-module plants
NHR-200 INET, Tsinghua University, China [4.9]	200/ n/a	95% / 40 years	40 months 	In batches/ 36 months	Distributed

Fig.III.II: Caratteristiche basilari dei design avanzati SMR (PWR) [32]

3.2. MPOWER [BABCOCK&WILCOX]

Il reattore mPower di Babcock&Wilcox (B&W) è un reattore di Generazione III+ di 125 MWe. Esso è di tipo integrato, vale a dire che il generatore di vapore è posto nella parte superiore del vessel contenente il nocciolo del reattore. Il contenimento del reattore è, inoltre, interrato sotto terra.



Fig.III.III: Esempio di 4 moduli mPower di B&W [fonte: B&W]

Non è richiesto alcun generatore ausiliario, né un pressurizzatore esterno; il reattore è qualificato come intrinsecamente sicuro, essendo concepito come un sistema a sicurezza passiva. L’accesso al nocciolo ed al combustibile, poi, è molto più limitato, al fine di incrementare le salvaguardie e gli obiettivi generali di non proliferazione.

Il combustibile nucleare utilizzato è identico a quello dei PWR classici: assemblaggi 17X17 con 69 elementi arricchiti al 5%; le barre di combustibile, per contro, sono 2m più corte dello standard. Il ciclo di ricarica previsto va dai 48 ai 60 mesi. La vita media della centrale è stimata sui 60 anni, con capacità di stoccaggio del fuel in situ.

La potenza della centrale può essere modulata aggregando da uno a dieci moduli. I vari componenti del reattore sono prefabbricati e poi assemblati in situ, in modo da minimizzarvi le fasi di cantiere. Il tempo di costruzione è intorno ai 3 anni.

Occorre menzionare che B&W, in consorzio con FirstEnergy, TVA ed Oglethorpe Power (3 utilities americane), ha in vista la costruzione di molteplici reattori mPower entro il 2020. Il tipo di mercato papabile è stimato essere quello di sostituzione delle centrali a carbone in procinto di arrivare a fine vita.

3.3. IRIS [WESTINGHOUSE]

Il reattore IRIS è nato dal progetto di sviluppo internazionale “International Reactor Innovative and Secure” iniziato dal programma NERI (Nuclear Energy Research Initiative) del DOE a partire dal 1999. Un forte ruolo di coordinazione appartiene a Westinghouse, ma non bisogna dimenticare la cooperazione con molteplici attori quali università e laboratori di ricerca.

Tale reattore si colloca a cavallo tra la Generazione III e la Generazione IV. Esso è un reattore integrato, in cui tutti i sistemi primari sono all’interno del vessel del reattore. La sua potenza è di circa 335MWe (1000MWth). Un’opzione di 100MWe è altresì presa in considerazione per un eventuale sviluppo.

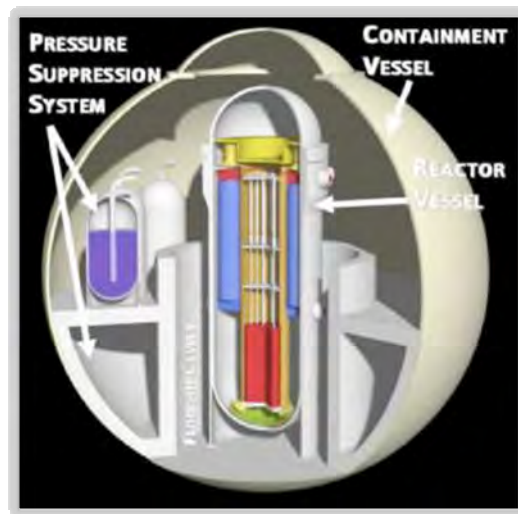


Fig.III.IV: Reattore IRIS di Westinghouse [fonte: Westinghouse]

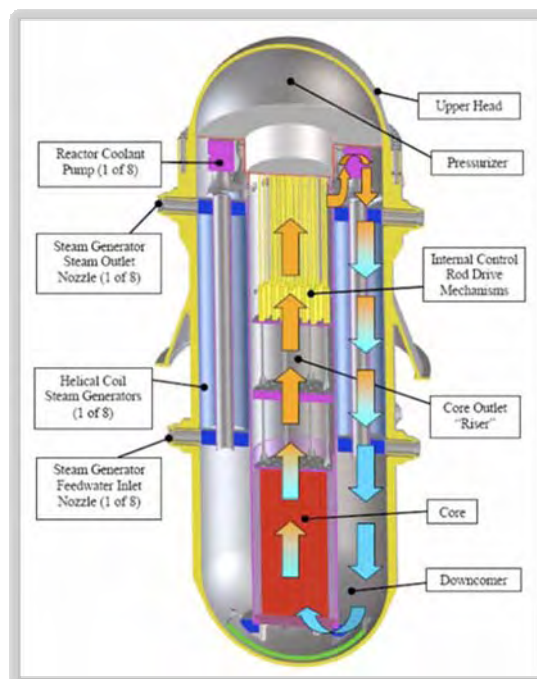


Fig.III.V: Layout integrale del reattore IRIS [32]



La sicurezza è ovviamente accresciuta, tramite un sistema passivo, rispetto ai reattori di Generazione III. I meccanismi di comando delle barre di controllo sono posti all’interno del vessel, al fine di limitare i problemi potenzialmente derivanti dalle perforazioni del vessel. Il rischio di fusione del nocciolo è stimato essere 10^{-8} .

Il combustibile nucleare è il medesimo dei classici PWR, con degli assemblaggi 17X17 d’uranio arricchito al 4,95%. Dei cicli di ricarica (per metà) sono previsti ad intervalli di 3-3,5 anni; il ciclo di ricarica potrebbe essere esteso a 48 mesi ottimizzando l’uniformità del bruciamento e prevedendo una sostituzione integrale degli assemblaggi di combustibile.

Al di là della produzione di energia elettrica, le applicazioni di IRIS interessano anche i processi di desalinizzazione e la produzione di energia termica per cogenerazione.

Secondo delle stime della WNA, il costo del reattore si aggirerebbe tra i 1000 \$ ed i 1200 \$ per kWe nel caso di più moduli destinati alla produzione di elettricità.

3.4. NUSCALE [NUSCALE POWER]

Il reattore NuScale si basa su un design messo a punto nel 2003 a partire da lavori di ricerca dell’Oregon State University. Nel 2007, la società NuScale Power fu creata proprio per dare avvio alla fase di commercializzazione.

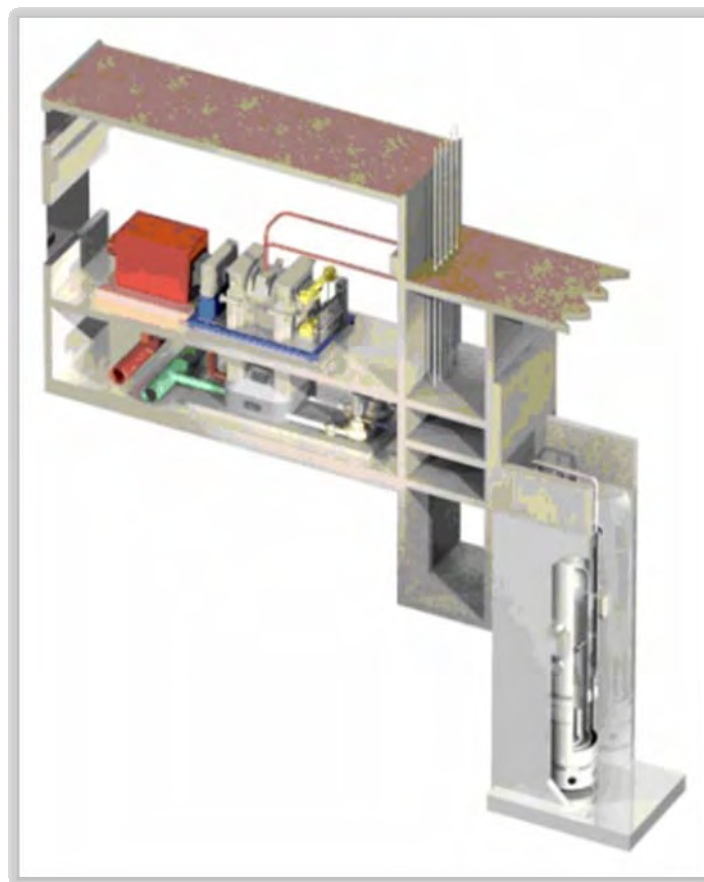


Fig.III.VI: Configurazione di un modulo NuScale di NuScale Power [32]



Si tratta sempre ovviamente di una tecnologia PWR, ma di potenza molto ridotta, ossia 45MWe (160 MWth), concepita per favorirne la modularità. In effetti, su un medesimo sito è previsto che si possa sfruttare un insieme fino a 24 reattori indipendenti di questa tipologia.

Ancora una volta, tale reattore è di tipo integrato, prevedendo il generatore di vapore nel vessel. Il sistema di raffreddamento, però, è relativamente semplificato: la circolazione del termovettore avviene per convezione naturale, non richiedendo alcuna pompa. Ovviamente la sicurezza, notevolmente aumentata, risiede su dei principi passivi. Il contenimento interrato sotto terra gioca anche il suo ruolo in tale miglioramento degli standard di sicurezza.

Il combustibile nucleare è praticamente identico a quello dei classici PWR; l'uranio arricchito tra il 3% ed il 4,5% è in una configurazione 17X17, in barre di lunghezza pari a circa 1,8m. Il ciclo di ricarica è di 24 mesi. Nel caso di una produzione articolata su 24 moduli, in linea teorica la fase di refueling può essere effettuata un modulo alla volta, permettendo in tal modo un funzionamento continuo a (quasi) piena potenza. Il Load Factor previsto, infatti, è circa 90%.

3.5. VANTAGGI ECONOMICI DEGLI SMR

Nonostante non beneficino dei vantaggi derivanti dall'economia di scala, su cui invece si fonda il concetto delle grandi unità di produzione, gli SMR presentano comunque delle peculiarità rese possibili solamente dalla loro ridotta dimensione in termini di concentrazione di potenza. Uno su tutti, la possibilità di ridurre i rischi finanziari associati ai grandi progetti; ma anche altri tratti distintivi, di ordine più tecnico-strategico, inerenti safety e security.

❖ Potenza nominale inferiore ed applicazioni specifiche:

La capacità produttiva più ridotta, tipica degli SMR, permette di penetrare in mercati relativi a zone geografiche aventi una rete di trasmissione limitata ed impossibilitata, per esempio, ad accogliere una centrale nucleare di grossa taglia. Delle applicazioni specifiche, quali la desalinizzazione o la cogenerazione, permetterebbero altresì di rispondere a dei bisogni industriali precisi.

❖ Rischio finanziario ridotto:

Uno degli elementi di interesse più marcati è senza dubbio la possibilità, rispetto ai grandi reattori di Generazione III, di sfruttare i benefici derivanti da costi capitali meno preponderanti. Inoltre, la complessità ridotta delle varie componenti d'impianto riduce altresì il loro tempo di costruzione e collaudo, implicando un impatto positivo sugli interessi sul debito, anticipando dunque i tempi di rientro dell'investimento.

❖ Modularità:

La costruzione modulare di piccoli reattori raggruppati in situ consente di limitare le attività di cantiere nel sito di produzione e, quindi, di prevedere con minor margini d'incertezza i tempi di costruzione. Tale configurazione produttiva conferisce però anche un'altra peculiare flessibilità al gestore della centrale di elettroproduzione. Così



facendo, in effetti, diviene possibile un'evoluzione della capacità dell'unità di produzione in funzione dei bisogni e della domanda. La suddetta flessibilità, ad esempio, si rivelerebbe particolarmente interessante in un quadro incerto com'è l'attuale, in cui a causa della singolare congiuntura economica è alquanto difficoltoso prevedere esattamente l'evoluzione della domanda energetica. Infine, si eviterebbero episodi nefasti dal punto di vista economico, come quelli in cui delle previsioni della domanda riviste al ribasso potrebbero implicare l'abbandono di taluni progetti (meno flessibili).

Ad ogni modo, non si può certo definire contenuto l'investimento capitale necessario, soprattutto se si vuole giungere comunque ad una potenza (aggregata complessiva) notevole. Tuttavia, il fatto di spalmare nel tempo la costruzione dei diversi moduli della centrale, permette di ridurre il debito necessario alla costruzione dei moduli successivi. In tal senso, infatti, occorre tener conto anche dei cash flows generati dalla messa in esercizio del primo (/dei primissimi) modulo (/i).

Poi l'esperienza accumulata dalla costruzione dei primi moduli permetterebbe senz'altro di accelerare la realizzazione dei moduli successivi. Questo processo indurrebbe, quindi, una concreta possibilità di una vera e propria costruzione in serie delle molteplici unità, aprendo la strada ad una marcata standardizzazione dei modelli di reattore. Quest'ultimo aspetto rivestirebbe un rilievo notevolissimo, data la potenziale e plausibile semplificazione apportata nell'ottenimento delle licenze che lascerebbe intravedere, infine, la possibilità di effetti di economia di scala supplementari.

❖ Possibilità di estensione della durata dei cicli di ricarica:

Gran parte dei modelli SMR presenta dei cicli di ricarica ben più lunghi rispetto alle centrali più classiche. Ciò migliorerebbe ovviamente il fattore di disponibilità dell'impianto, con evidenti e positive ricadute economiche per l'utility. Tuttavia a volte, per esasperare la durata di tali cicli, si ricorre a combustibili con diversi gradi di arricchimento, talvolta fino al 20%. Una scelta operativa del genere implicherebbe delle cautele particolari poiché, al di là delle questioni legate al licensing ed alla non proliferazione, si rischierebbe di allontanarsi troppo dai target di standardizzazione i quali, a loro volta, potrebbero portare cospicui benefici.

❖ Standard di sicurezza più elevati:

La maggior parte degli SMR prevede notevoli semplificazioni impiantistiche rispetto ai PWR di Generazione III. Il loro livello di potenza nominale più basso e le condizioni di esercizio meno penalizzanti permettono di adottare delle opzioni di sicurezza passiva, addirittura nel raffreddamento del nocciolo in caso di incidente severo.

La compattezza del design, inoltre, è sovente ottenuta integrando il generatore di vapore nel vessel, limitando così i rischi di fuga e contaminazione esterna, ma complicando il montaggio e le possibilità d'intervento.

❖ Non proliferazione:

I cicli di ricarica del combustibile nucleare più lunghi, l'accesso molto limitato al nocciolo (estremizzato nei reattori integrati) ed il sotterramento del reattore sono intrinsecamente degli elementi apportanti delle risposte migliorative alle domande di sicurezza sempre più esigenti, ma anche alle preoccupazioni di proliferazione.

❖ Abbattimento delle emissioni di gas serra:



Al di là dei punti in comune con qualsiasi centrale di elettroproduzione nucleare, intrinsecamente carbon free, le potenzialità derivanti dalla possibilità di associare dei moduli SMR ad insediamenti industriali marcatamente energivori, al fine di sostituire alcuni beni e/o servizi garantiti da impianti a carbone o gas (desalinizzazione e cogenerazione su tutti), conferiscono a tale tecnologia nucleare un valore aggiunto supplementare.

4. L'ACCUMULO ENERGETICO: LA TECNOLOGIA CAES

4.1. SISTEMI DI ACCUMULO DELL'ENERGIA

L'idea di accoppiare un sistema di accumulo dell'energia ad un impianto alimentato da fonti rinnovabili scaturisce dalla necessità di fornire alla rete un quantitativo di energia utile a soddisfare la domanda, anche e soprattutto nei momenti in cui la fonte rinnovabile non è disponibile (nelle ore notturne, per esempio, nel caso di impianti fotovoltaici).

Nel seguito verrà trattato un'unica metodologia utilizzata a tal fine, vale a dire l'accumulo di energia per mezzo di sistemi ad aria compressa (CAES). Questo perché, a livelli di potenza "elevati" (come quelli a cui siamo interessati), cioè indicativamente da qualche centinaio di MW fino a pochi GW (300/400 MW ÷ 2 GW), tale soluzione è la più conveniente e performante (così come verificabile nelle due figure seguenti) tra le varie tecniche a cui usualmente si ricorre.

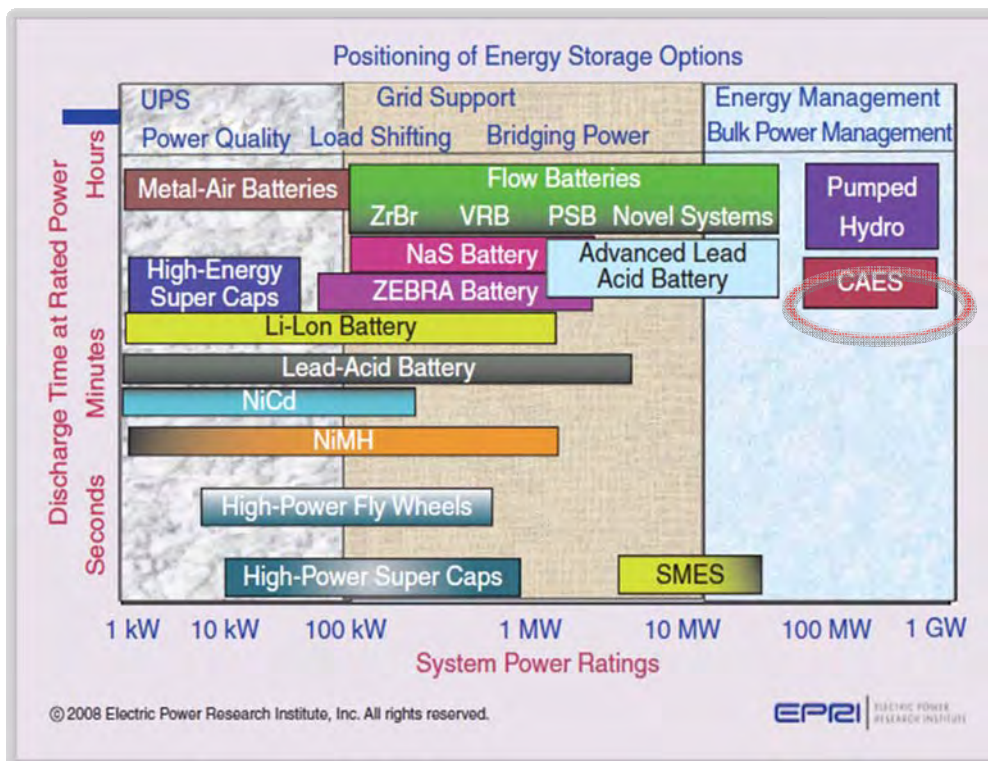


Fig.IV.I: Confronto performances tra varie tecnologie di energy storage [fonte: B. Roberts, *Capturing grid power*. IEEE Power and Energy Magazine, pages 32-41, 2009]

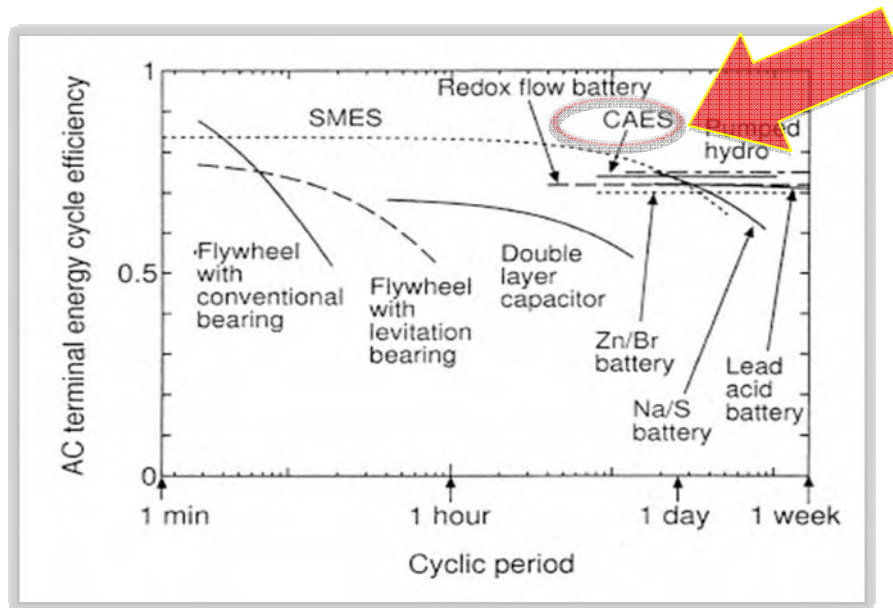


Fig.IV.II: Livelli di efficienza energetica di differenti tecnologie di energy storage [15]

4.2. ESEMPI DI IMPIANTO

Il primo impianto CAES risale al 1978 e ha sede ad Huntorf (Germania); la potenza è di 290 MW. Agli inizi degli anni '90, invece, risale quello di McIntosh (Alabama), di 110 MW. Nel 1997 è stato in seguito costruito, a Sunagawa (Giappone), un impianto di 35 MW. Tra gli altri più recenti, infine, vi è l'impianto da 2700 MW, sito a Norton (Ohio).

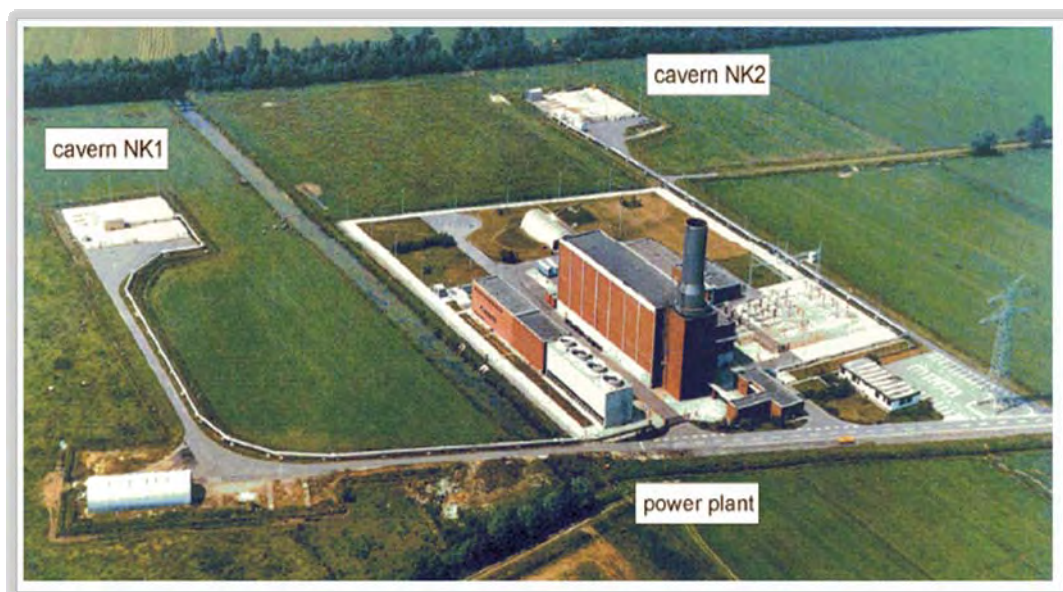


Fig.IV.III: Impianto CAES di Huntorf (Germania) [16]



Fig.IV.IV: Impianto CAES di McIntosh (Alabama) [16]

Il sistema di energy storage, per questi esempi di impianto, è molto simile e presenta una densità energetica di circa $2 \div 3 \text{ kWh m}^{-3}$ (cioè quasi 10 volte maggiore di quella tipica dei sistemi idroelettrici). In più, il CAES è l’unico tra i sistemi di accumulo energetico in grado di competere con le alte efficienze tipiche dei sistemi basati sul pompaggio idrico (in cui $\eta \approx 80 \%$, rispetto ovviamente all’energia originariamente stoccata) e di assicurare dei valori rilevanti di discharging time; in effetti, lo stock sotterraneo può anche superare una durata intorno alle 30 h.

Tale parametro, il cosiddetto “(dis)charging rate”, riveste un ruolo davvero preponderante nel dimensionamento e nella stima dei costi di un impianto CAES. Esso, infatti, indica il rateo dei MWh immessi/estratti nel sistema di stoccaggio (quindi dimensionalmente si tratta della potenza fornita in MW), dal CAES.

Nel seguito di questo lavoro, in particolar modo nelle fasi di calcolo e simulazione, si è ipotizzato uno scenario in cui il charging rate (nelle fasi di compressione) ed il discharging rate (nelle fasi di estrazione) rimanevano costanti. Nel dettaglio, i ratei di compressione erano leggermente più alti rispetto a quelli di estrazione in ragione dei criteri operativi scelti (si immagazzinavano MWh per circa 9 ore al giorno, mentre si estraevano MWh per circa 15 ore al giorno). Ovviamente, il tasso massimo richiesto è quello che determina la potenza nominale dell’impianto CAES e che incide notevolmente sulla stima del suo costo d’impianto per singolo MW (€/MW) e sul LUEC (€/MWh).

4.3. ELEMENTI TECNICI E GEOMORFOLOGICI DEL CAES

In generale, il sistema CAES consiste di diversi componenti: un compressore, una turbina, un motore elettrico, un generatore e il “serbatoio” di stoccaggio dell’aria compressa. Quest’ultimo potrebbe semplicemente essere un vessel a tenuta ed a pressione, ma nel caso di ingenti quantitativi d’aria compressa (concomitanti con livelli consistenti di potenza dell’impianto), si preferisce utilizzare delle cavità sotterranee preesistenti (soluzione in grado di abbattere

considerevolmente i costi). Bisogna, però, non tralasciare il fatto che non sempre sono disponibili (a buon mercato) delle conformazioni del territorio e del sottosuolo idonee ad accogliere un sistema di accumulo di aria compressa; in tal senso, ci si orienterebbe verso dei sistemi ben più semplici (non è detto che siano più economici), come dei vessel opportunamente coibentati.

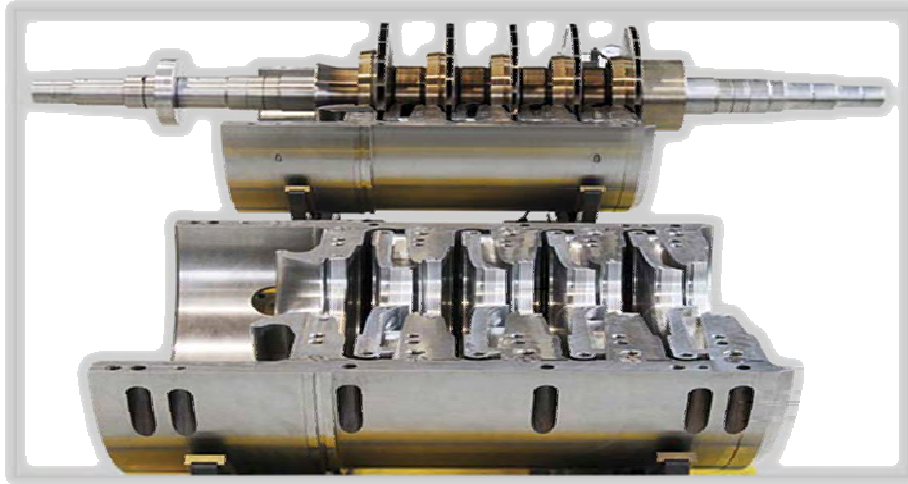


Fig.IV.V: Esempio di compressore [20]

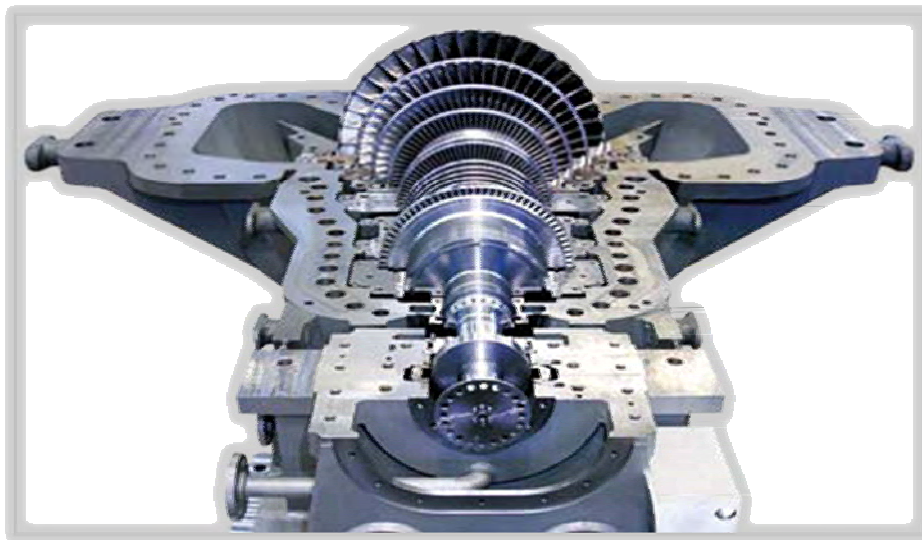


Fig.IV.VI: Esempio di turbina [20]

Più dettagliatamente, lo stoccaggio consiste nell’iniezione dell’aria in un sistema roccioso poroso sotterraneo, idoneo a garantirne la permanenza, da cui successivamente sarà riestratta quando sarà necessario far fronte ad una data richiesta fondamentale in termini di portata. I depositi geologici adeguati a tale stoccaggio sono usualmente ricercati in livelli sabbiosi e/o calcarei. Molto spesso, si rivelano adeguati le sedi di giacimenti di idrocarburi (non più sfruttati oppure in fase di esaurimento) e/o di acquiferi salini (corpi idrici profondi caratterizzati da un’enorme capacità di assorbimento del gas confinato; molto indicati anche per i sistemi CCS, Carbon Capture and Storage, per la CO₂). Ovviamente, dal punto di vista artificiale, è certamente possibile creare delle sorte di caverne all’interno di duomi o

depositi salini. Il tutto, però, è importante sottolinearlo, concerne delle profondità considerevoli, le quali possono sfiorare anche il migliaio di metri di profondità.

Nel quadro relativo agli studi preliminari di fattibilità di un impianto CAES coniugato ad una wind farm, diviene cruciale un'attenta analisi geomorfologica dei territori, al fine di valutare il 'matching' tra le aree nelle cui profondità sono presenti dei siti geologici idonei al confinamento dell'aria compressa e le aree indicate dalle mappe anemometriche come le più favorevoli allo sfruttamento di un parco eolico. La situazione è comunque molto meno sfavorevole di quanto si possa immaginare; infatti:



Fig.IV.VII: Coincidenza (in blu) tra le aree europee ad alto potenziale eolico e quelle in cui sono presenti siti geologici sotterranei idonei al confinamento dell'aria compressa; i cerchi rossi indicano le aree investigate per uno sviluppo di impianti CAES [24]

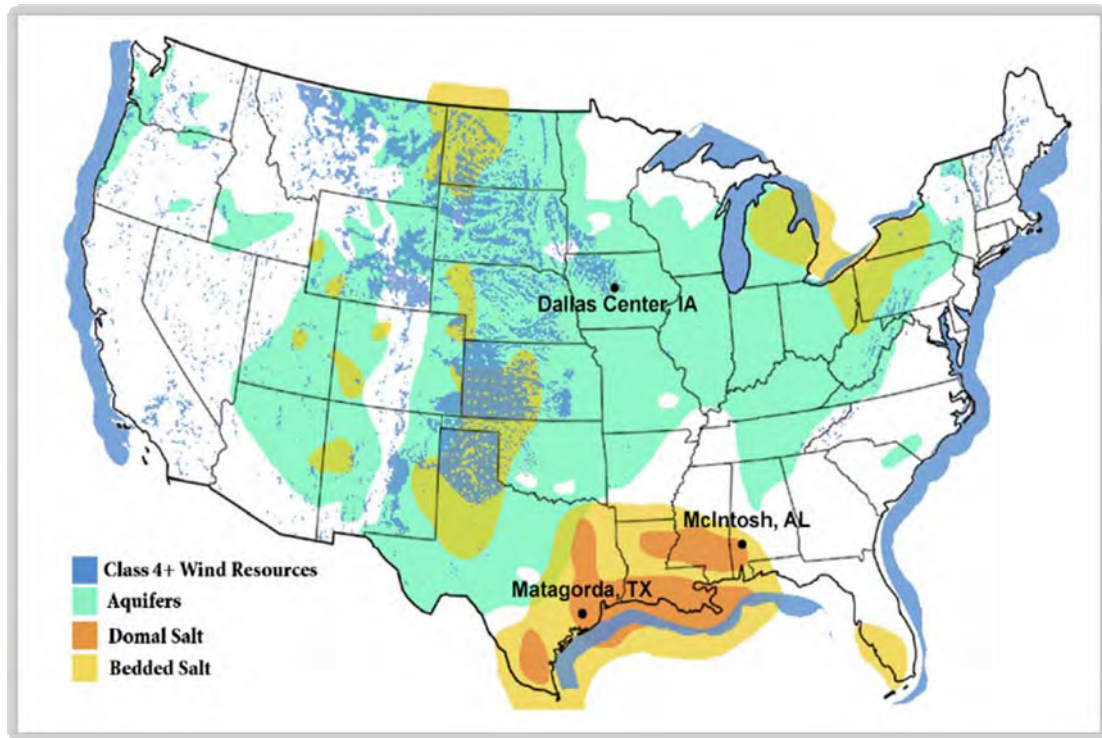


Fig.IV.VIII: Aree degli USA ad alto potenziale eolico e quelle in cui sono presenti siti geologici (di diversa natura) sotterranei idonei al confinamento dell'aria compressa [24]

Preliminarmente, al fine di produrre energia elettrica, l'aria compressa aspirata dallo stock subisce una compressione adiabatica avente luogo nel compressore; dopodiché, avviene un riscaldamento (a pressione costante, seguendo un ciclo Joule-Brayton) della miscela gassosa la quale, infine, viene poi espansa in turbina (che, a sua volta, guida un generatore).

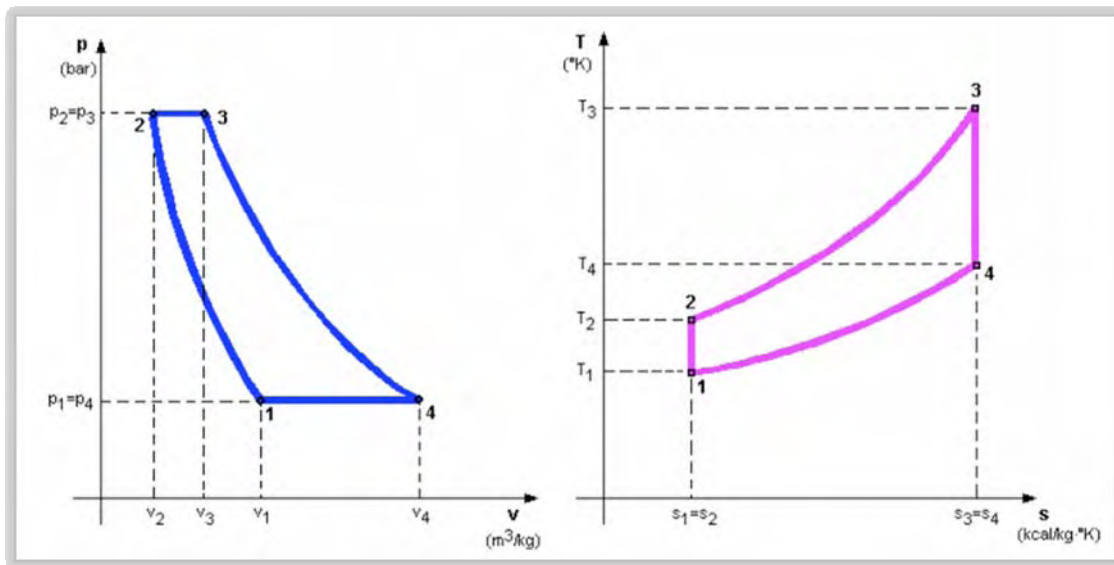


Fig.IV.IX: Diagrammi pv & Ts del ciclo Joule-Brayton [29]

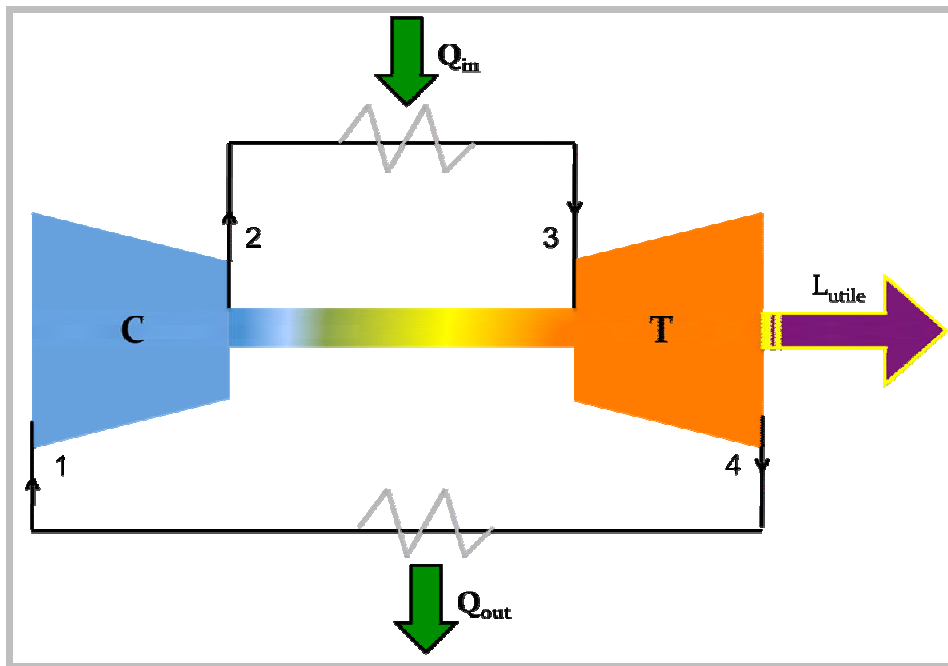


Fig.IV.X: Schema dei componenti del ciclo Joule-Brayton

Si intuisce immediatamente che il punto nevralgico sul quale cercare robuste ottimizzazioni è quello corrispondente alla fase di riscaldamento del gas da espandere in turbina, profondamente connesso alle modalità di stoccaggio dell'aria compressa nel "serbatoio" scelto. Quest'ultimo processo, infatti, prevede una forte compressione dell'aria che, inevitabilmente, induce un cospicuo riscaldamento della medesima.

Infatti, indicando con V e P rispettivamente il volume e la pressione dell'aria, modellizzando la trasformazione termodinamica da P_1 a P_2 come una politropica, si ottiene che:

$$P \cdot V^n = \text{costante}$$

in cui, nel caso specifico dell'aria, il valore isoentropico di n è pari a $n \approx 1,4$. Quindi, il lavoro richiesto durante tale compressione corrisponde all'energia accumulata nell'aria compressa, vale a dire:

$$[n/(n-1)] \cdot (P_2 \cdot V_2 - P_1 \cdot V_1) = \text{energia accumulata}$$

L'elevata temperatura corrispondente alle condizioni termodinamiche di fine compressione, invece, può essere semplicemente stimata come segue:

$$T_2 = T_1 \cdot (P_2/P_1)^{(n-1)/n}$$

Dal punto di vista della sicurezza, però, è praticamente preclusa l'opportunità di stoccare l'aria compressa alle temperature raggiunte (diverse centinaia di °C) a valle degli stadi di compressione (molte decine di bar). Tale attività, infatti, risente di vincoli abbastanza stringenti, similmente alle attività UGS (Underground Gas Storage), concernenti le conseguenze a livello geomeccanico. Fondamentalmente, i fenomeni nefasti attendibili (da evitare o, almeno, minimizzare) sarebbero indotti dalla deformazione del serbatoio, in grado di minare la tenuta della roccia di copertura, di interferire con eventuali faglie in giacimento, di generare degli spostamenti rilevabili fino in superficie (con enorme rischio di cedimenti differenziali inerenti il tessuto edilizio del territorio sovrastante).



Si deve precisare come il sistema ad aria compressa, a priori, sia in grado di operare a volume costante oppure a pressione costante.

Nel primo caso (V cost), lo svantaggio principale (affatto banale) è rappresentato dal fatto che, nel momento in cui si attinge dallo storage (nei frangenti in cui, per esempio, non soffia vento a sufficienza), la potenza elettrica erogata dall'impianto decrescerà col decrescere della pressione. Quest'ultima, infatti, non potrà che inevitabilmente diminuire durante il processo di estrazione dell'aria compressa dallo storage (essendo a volume costante, man mano che l'aria viene aspirata, essa si depressurizzerà sempre più a causa del maggiore volume disponibile in cui espandere). Sarà dunque imprescindibile, al fine di garantire una pressione costante in ingresso in turbina (di alta pressione), prevedere uno strumento simile ad una valvola a farfalla, in grado di parzializzare la portata di aria in ingresso e quindi controbilanciare la simultanea depressurizzazione dovuta all'estrazione.

Al contrario, nel secondo caso (P cost), i notevoli inconvenienti del sistema a V costante non possono aver luogo, rendendo possibile un'erogazione di potenza elettrica molto più stabile (rispetto al livello nominale), temporalmente parlando. Una delle configurazioni più sfruttate prevede, in effetti, una tecnica utilizzata anche durante l'estrazione di idrocarburi da giacimenti naturali profondi; in pratica si sopperisce alla depressurizzazione tramite un sistema di compensazione ad acqua. La pressione si attesta con continuità su valori pressoché costanti grazie alla colonna d'acqua che gestisce e compensa naturalmente le fluttuazioni bariche. Nella figura seguente è riportato schematicamente tale configurazione d'impianto (P cost):

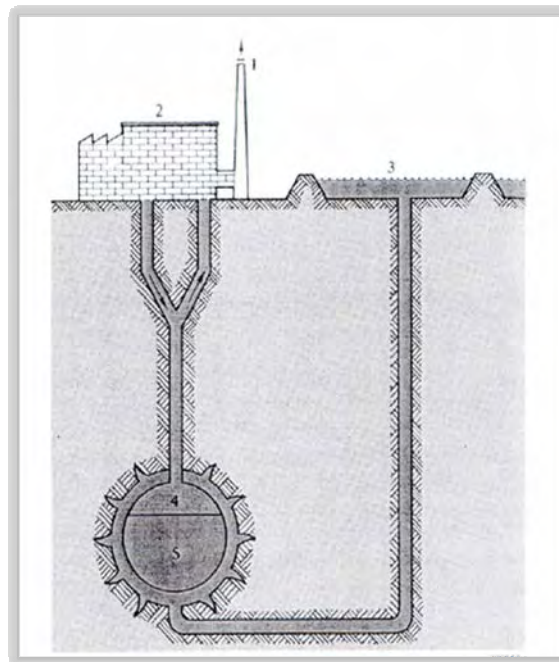


Fig.IV.XI: Schema di serbatoio CAES (P cost) con compensazione a colonna d'acqua [24]

Come accennato precedentemente, il riscaldamento del fluido processato in turbina è forse lo stadio più delicato del processo di produzione di energia elettrica di un impianto CAES. In prima analisi, si è fatto ricorso alla soluzione più

semplice (e, in talune condizioni, forse anche la più economica), vale a dire quella di "riscaldare" l'aria compressa da espandere in turbina tramite la combustione (di gas naturale, per esempio).

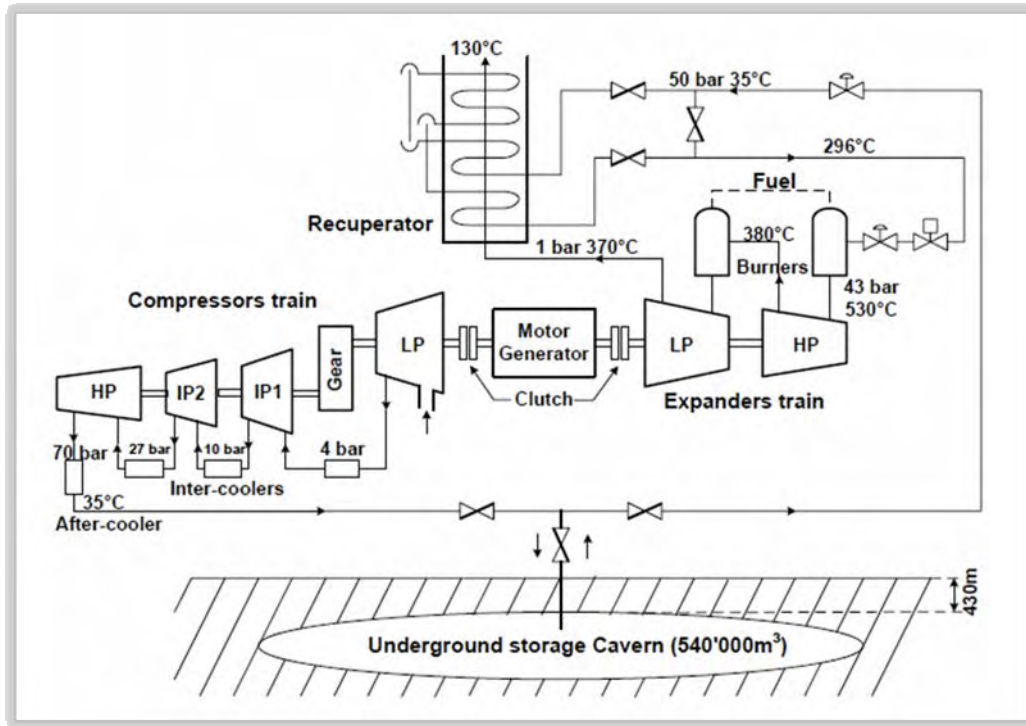


Fig.IV.XII: Schema dell'impianto di McIntosh (Alabama, USA) [27]

Tale tecnica, però, è in profondo contrasto con quello che è la colonna portante sulla quale si basa l'intera filiera delle rinnovabili, vale a dire l'obiettivo di rendersi energeticamente indipendenti dai combustibili fossili. In seguito, non a caso, sono state implementate altre tecniche mediante le quali sopperire all'introduzione di un combustibile di natura fossile nel ciclo termodinamico, azzerando quindi l'emissione di CO₂, come per esempio l'AA-CAES (Advanced Adiabatic – Compressed Air Energy Storage), ma soprattutto incrementando il valore dell'efficienza energetica raggiungibile (intorno al 70% per l'AA-CAES rispetto al 50% del CAES).

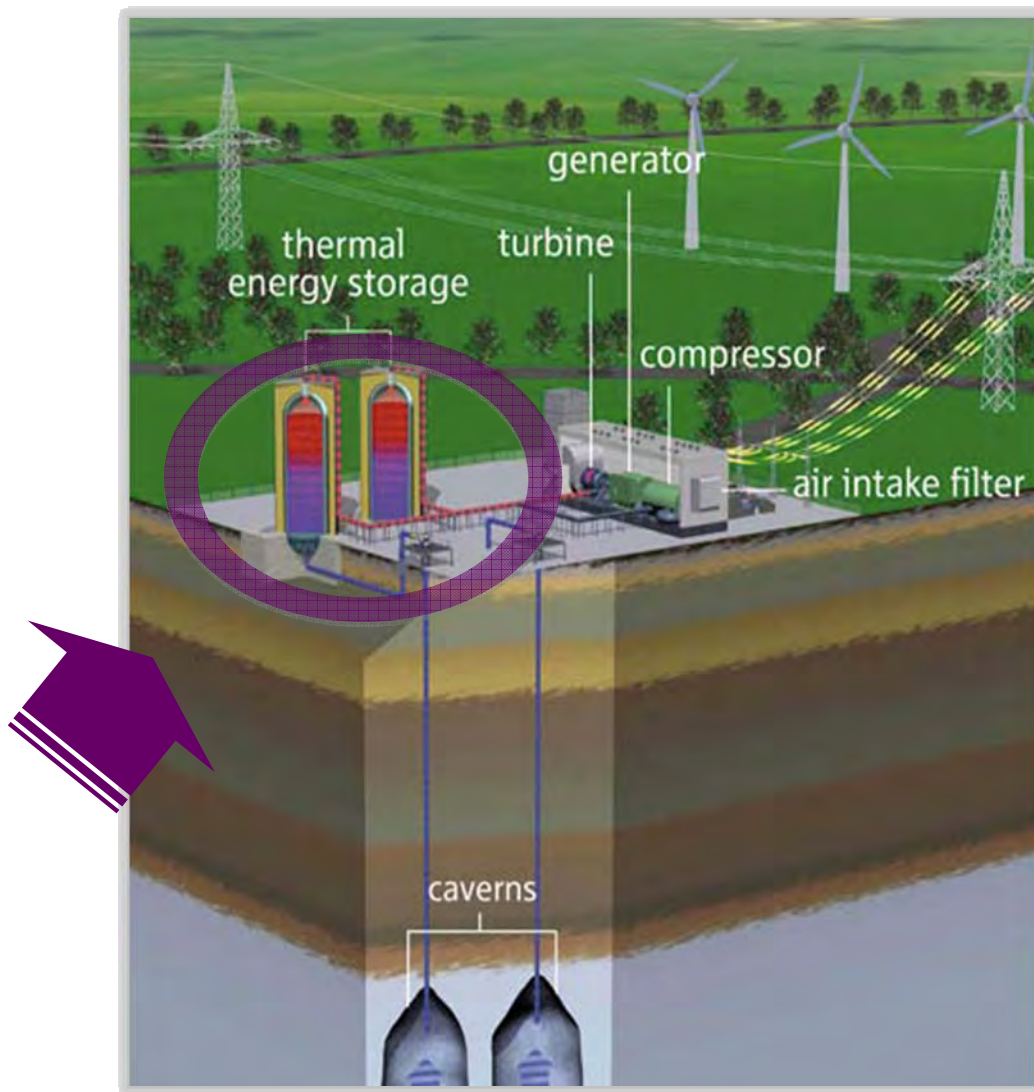


Fig.IV.XIII: Schema di un impianto AA-CAES [20]

In questo tipo di impianto, l'energia termica necessaria al processo di espansione è ricavata dagli stadi di compressione ed accumulata nel TES (Thermal Energy Storage).

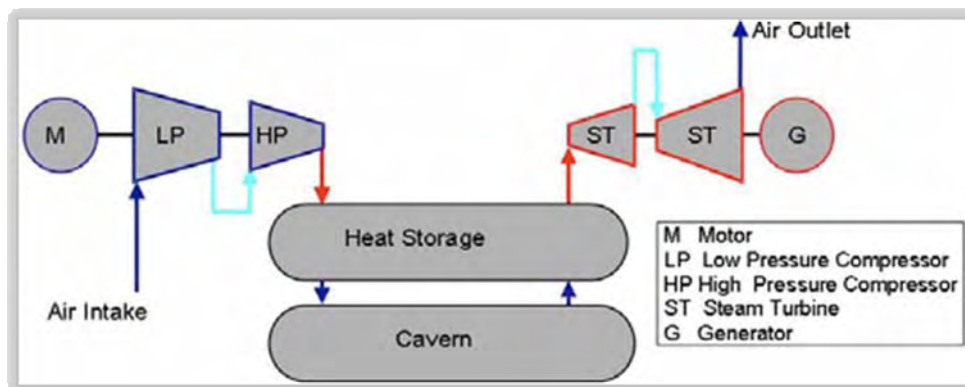


Fig.IV.XIV: Schema di un sistema AA-CAES [26]



Durante la fase di riempimento della 'caverna', l'aria compressa (principalmente per motivi di sicurezza) deve essere raffreddata; infatti, la temperatura rimane abbastanza stabilmente (nella 'caverna') intorno ai 50°C. Durante la fase opposta di estrazione, l'aria compressa viene riscaldata fino a quasi la temperatura in uscita dal compressore (che sarebbe quasi quella a cui l'aria compressa, senza raffreddamento, raggiungerebbe la 'caverna'). Inoltre, è importante sottolineare la necessità praticamente ineludibile di scindere le fasi di compressione e di riscaldamento in più stadi, in maniera che l'aria compressa possa raggiungere livelli considerevoli sia di pressione sia di temperatura. Questo è in effetti ciò che avviene in realtà, come per esempio nel impianto di McIntosh, in cui la pressione all'interno della 'caverna' si attesta stabilmente sui 160 bar e la temperatura di outlet del compressore sui 450 °C.

Si intuisce facilmente come il TES sia effettivamente il punto maggiormente interessato dai tentativi di ottimizzazione del rendimento globale del sistema, ma anche e soprattutto l'oggetto ancora di molti studi finalizzati ad individuare essenzialmente i materiali (più opportuni e performanti) costituenti il TES medesimo.

<i>Tipologia di accumulo</i>	<i>Principio di funzionamento</i>	<i>Fasi della materia</i>	<i>Esempi applicativi</i>
Calore Sensibile	Variazioni termiche importanti data l'elevata capacità termica del mezzo	Liquido Solido	H ₂ O, Sali fusi, Metalli fusi Metalli, Minerali
Calore Latente	Cambiamento di fase	Liquido/Solido Solido/Solido	Nitriti, Cloruri, Idrossidi, Carbonati, Fluoruri Idrossidi
Energia di Legame	Scambi di energia chimica tramite lo spostamento dell'equilibrio di reazione	Solido/Gas Liquido/Gas Gas/Gas	CaO/H ₂ O, MgO/H ₂ O LiBr/H ₂ O, NaOH/H ₂ O CH ₄ /H ₂ O

Fig.IV.XV: Esempi di alcune tipologie di sistema TES (Thermal Energy Storage) [31]

Tuttavia, nonostante la presenza di un componente intermedio così delicato e determinante come il TES, i sistemi AA-CAES si dimostrano non meno performanti (va ricordato che l'emissione di gas serra è azzerata) e con efficienze importanti rispetto ad un classico sistema CAES, ivi compreso il caso in cui al CAES classico viene aggiunto un ulteriore componente, come il Recuperatore.

Systems	Specifications
<p>Ordinary CAES system</p>	<p>Site: Huntorf</p> <p>Input:</p> <ul style="list-style-type: none"> 0.83 kWh electric energy 5322.94 Btu (=1.56 kW_r) fossil energy <p>Output: 1 kWh electric energy</p> <p>Energy Efficiency: 42% (Eff_{NG}=1.00)</p> <p>Round-Trip Efficiency: 60% (Eff_{NG}=0.54); 70% (Eff_{NG}=0.385)</p>
<p>CAES system with recuperator</p>	<p>Site: McIntosh</p> <p>Input:</p> <ul style="list-style-type: none"> 0.69 kWh electric energy 3992.20 Btu (=1.17 kW_r) fossil energy <p>Output:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 kWh electric energy <p>Energy Efficiency: 54% (Eff_{NG}=1.00)</p> <p>Round-Trip Efficiency: 76% (Eff_{NG}=0.54) 88% (Eff_{NG}=0.385)</p>
<p>Advanced adiabatic CAES system</p>	<p>Site: EU-funded R & D project</p> <p>Input:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1.42 kWh electric energy 0.00 Btu (=0.00 kW_r) fossil energy <p>Output:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 kWh electric energy <p>Energy Efficiency: 70% (Eff_{NG}=0.0)</p>

Fig.IV.XVI: Confronto fra i più usuali sistemi CAES [14]

4.4. COSTI DEL CAES

Cercare di stimare con estrema precisione i vari contributi al costo del CAES, in base al livello di potenza necessario ad asservire l'impianto di elettroproduzione cui è associato, è purtroppo praticamente impossibile.



In letteratura sono ovviamente presenti molteplici riferimenti agli impianti esistenti ed al know how acquisito nel corso degli ultimi decenni: il valore più riconosciuto indica un costo capitale di circa 1300€/MW [33,34] concernente la tecnologia AA (Advanced Adiabatic), mentre per quanto riguarda la densità energetica all'interno del serbatoio di stoccaggio un valore medio abbastanza riconosciuto è pari a 2,5 MWh/m³.

I costi legati prettamente alla coibentazione ed alla messa in sicurezza dei serbatoi naturali individuati come idonei sono fortemente dipendenti dalla specifica geomorfologia dello stesso. Ad esempio, una determinata forma della caverna da lavorare può essere più o meno semplice rispetto ad un'altra: a titolo d'esempio, una caverna cava ma con numerose rientranze ("wells") presenta un grado di difficoltà nella sua lavorazione sicuramente più elevato. Ancora, il grado di porosità, differente a seconda della natura delle pareti della caverna, incide ovviamente sui costi della sua coibentazione.

Se, invece, si decidesse in fase preliminare di stabilire una pressione di esercizio nel sistema CAES più elevata, in maniera da aumentare la densità energetica del serbatoio a parità di volume (che nel caso di siti naturali, come per esempio vecchie miniere o vecchi pozzi ex giacimenti di idrocarburi, è praticamente imposto nel suo valore massimo, mentre ovviamente può essere rivisto al ribasso ergendo delle sorte di pareti), si potrebbe pensare di riuscire ad abbassare i costi, ma purtroppo tale scelta implicherebbe la necessità di costruire una coibentazione più resistente e delle pareti strutturali più spesse. Ne segue che anche in tal caso i costi potrebbero potenzialmente aumentare.

Dal punto di vista operativo, inoltre, anche la strategia di utilizzo del sistema di stoccaggio CAES incide marcatamente sui costi, dettandone direttamente il dimensionamento. Scegliendo una strategia aggressiva, infatti, in cui ad esempio si voglia immagazzinare gran parte della produzione energetica per servire solo i picchi del mercato elettrico in pochissime ore al giorno, si arriverebbe ad un costo capitale del sistema CAES antieconomico (anche al di sopra del miliardo di euro, nel caso di un impianto di molte centinaia di migliaia di metri cubi), dettato essenzialmente dall'alto valore di potenza equivalente del CAES. Una riestrazione così rapida dei MWh immagazzinati indurrebbe un costo notevole per il treno d'espansione e per l'alternatore.

Infatti, come si evince da alcune simulazioni effettuate nel presente lavoro e mostrate nel seguito, la strategia migliore (al fine di salvaguardare dei valori moderati del costo capitale e del LUEC relativi al CAES) è quella ovviamente di seguire la domanda, ma non in maniera eccessivamente speculativa. Ciò si realizzerebbe, per esempio, scegliendo di immagazzinare i MWh prodotti in intervalli temporali non superiori alla decina di ore nell'arco delle 24 ore, riestraendoli in un periodo di circa una quindicina di ore (cioè a ratei di estrazione pari a pochissime centinaia di MWh estratti per ora, nel caso di studio ovviamente, i quali determinano una potenza equivalente dell'impianto non troppo elevata ai fini dei costi capitali).

In ultima analisi, bisogna evidenziare come non sia neanche univocamente determinabile un legame semplice e diretto tra la capienza (in metri cubi od in MWh stoccabili) ed i costi capitali richiesti per il sistema CAES. Ciò in ragione di molteplici fattori: innanzitutto, la capienza fornisce un'informazione esclusivamente sul valore di MWh stoccabili, ma non dice nulla sull'intervallo di tempo in cui si impone che il serbatoio venga riempito. Così facendo, si capisce l'impossibilità di trarre delle conclusioni sulla potenza (a partire dal solo volume di stoccaggio) e, quindi, sui costi.



Inoltre, anche a parità di potenza, sarebbe necessario conoscere anche il rapporto di compressione scelto in fase di progetto (tra la pressione di ingresso e quella d'uscita dell'aria compressa) avente una diretta influenza non solo sul costo di coibentazione, bensì anche sul costo di realizzazione del TES (Thermal Energy Storage).

La realizzazione del TES, infatti, è strettamente connessa dal valore di pressione raggiunto dall'aria compressa a valle del treno di compressione, in quanto esso determina direttamente il valore di temperatura raggiunto dall'aria al termine del processo di compressione. Poiché il ruolo del TES è proprio quello di asportare questo calore (indotto dalla compressione) dall'aria da stoccare, in modo da garantire le condizioni di sicurezza richieste all'interno della caverna, ma anche preriscaldare l'aria prima dell'ingresso in turbina, si intuisce subito come i costi che riguardano la sua realizzazione subiscano delle variazioni non trascurabili.

In conclusione, con i dati a disposizione non è possibile effettuare un'analisi di sensitività del costo capitale, rispetto a ben determinati parametri quali la capienza del bacino di immagazzinamento, la forma del medesimo, il rapporto di compressione o ancora la conformazione naturale del sito ritenuto idoneo allo storage. Tuttavia, così come ottenuto anche nel presente lavoro (e mostrato nel capitolo dei risultati), in letteratura sono presenti alcuni dati inerenti l'andamento dei costi capitali d'impianto in funzione della potenza equivalente del sistema CAES, i quali mostrano una curva praticamente lineare.

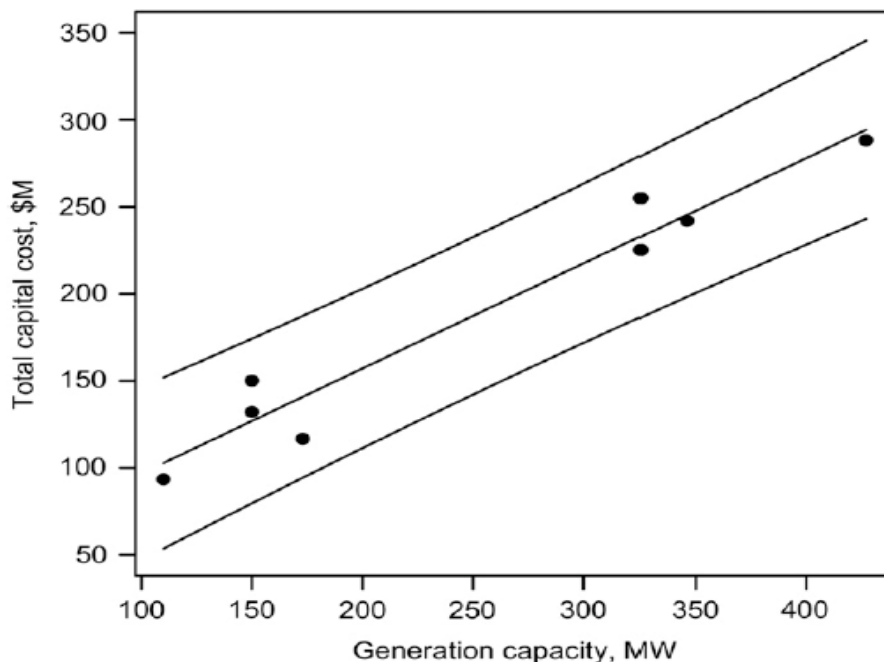


Fig.IV.XVII: Andamento del costo capitale in funzione della potenza [33]



5. DINAMICHE DI MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

5.1. STRUTTURA DEL MERCATO E FUNZIONAMENTO

Il sistema elettrico nazionale è un sistema a rete organizzato all'interno del quale, in un contesto di libero mercato, le attività di produzione, trasmissione e distribuzione (in media e bassa tensione agli utenti) dell'energia elettrica sono nettamente distinte e svolte da soggetti differenti.

L'attività di produzione prevede la trasformazione, negli appositi centri di produzione, delle fonti primarie di energia in elettricità; in seguito, quest'ultima sarà trasferita alle zone di consumo attraverso un sistema a rete composto da linee, stazioni elettriche e stazioni di trasformazione. Complessivamente, quindi, l'energia prelevata dai consumatori finali è prodotta ed immessa in rete dai molteplici impianti di generazione disseminati sul territorio; in più, un contributo complementare è rappresentato dall'energia importata dall'estero. E' dunque evidente che, un sistema di rete così concepito, funziona come un sistema di vasi comunicanti, da cui è praticamente impossibile evincere da quale impianto provenga l'energia consumata da una determinata utenza.

I principali soggetti che, ciascuno con un ruolo ben definito, concorrono al funzionamento del sistema elettrico sono:

- Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), il quale opera al fine di preservare la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale;
- Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG), la quale opera al fine di garantire la concorrenza e l'efficienza nel settore;
- Terna S.p.A., gestore della rete di trasmissione nazionale;
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE), il quale è responsabile di ritirare la produzione di energia CIP6 e venderla sul mercato;
- Acquirente unico (AU), il quale svolge un ruolo di garante della fornitura dell'energia elettrica;
- Gestore dei Mercati Energetici (GME), gestore e coordinatore del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, ovvero della Borsa Elettrica, ai sensi dell'articolo 5 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79. Strutturalmente parlando, il GME è interamente partecipato dalla società GSE S.p.A. (GSE) la quale, oltre ad essere interamente partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, controlla interamente anche la società Acquirente Unico S.p.A. (AU). Da un punto di vista prettamente operativo, il GME è responsabile della gestione sia del Mercato a Pronti dell'Energia (Mercato del Giorno Prima, Mercato Infragiornaliero e il Mercato per il Servizio di Dispacciamento) sia del Mercato a Termine dell'Energia con obbligo di consegna fisica dell'energia. Inoltre, esso gestisce altresì la Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX e, dal 2007, anche la Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE), piattaforma tramite la quale gli operatori che negoziano bilateralmente energia elettrica al di fuori dei mercati dell'energia registrano le relative obbligazioni commerciali e dichiarano i relativi programmi di immissione e prelievo.

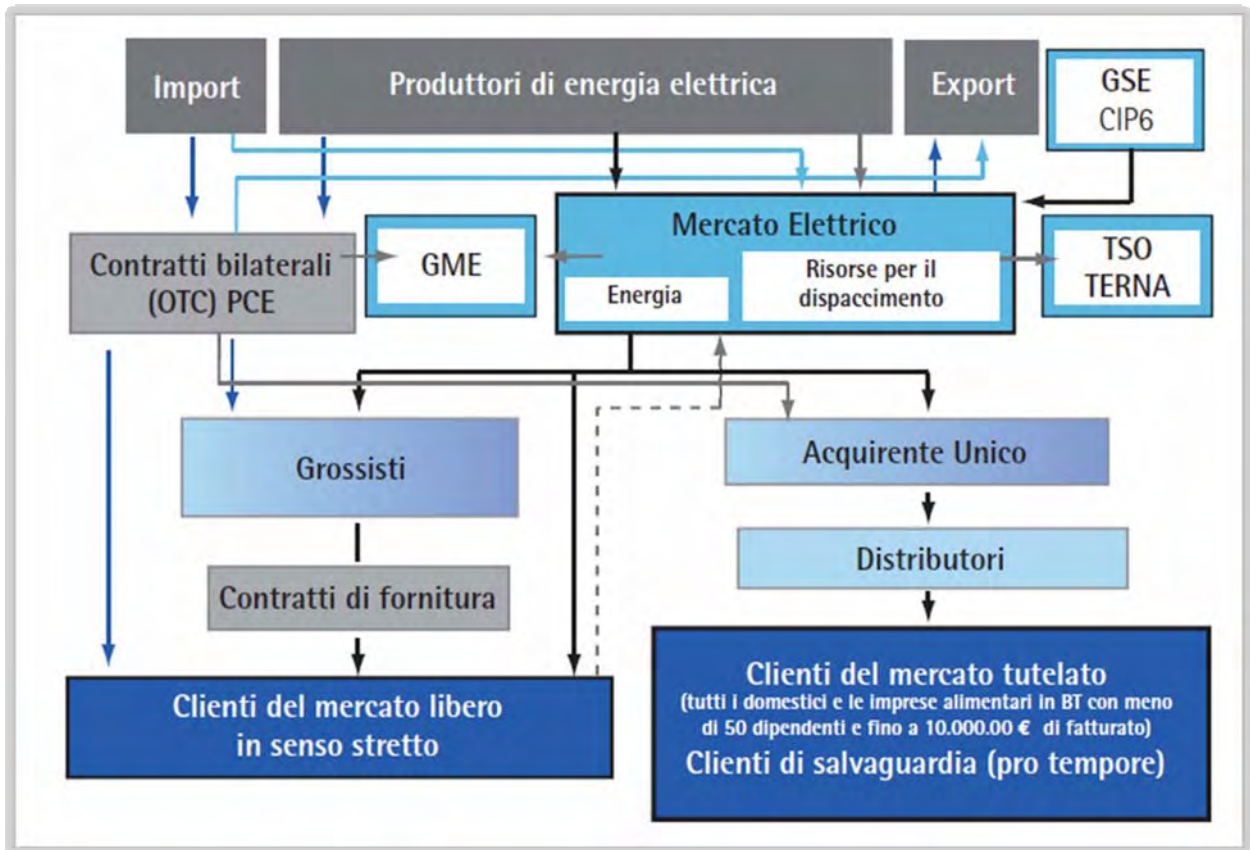


Fig.V.I: Schema del mercato elettrico italiano [fonte: GME]

Si evince, quindi, come il Mercato Elettrico sia un vero e proprio marketplace telematico per la negoziazione dell’energia elettrica all’ingrosso, nel quale il prezzo dell’energia giunge al prezzo di equilibrio ottenuto dall’incontro tra le quantità di energia elettrica domandate e quelle offerte dagli operatori medesimi che vi partecipano. La borsa elettrica, tuttavia, non è affatto un mercato obbligatorio: gli operatori, infatti, possono concludere contratti di compravendita anche al di fuori della piattaforma di borsa, i cosiddetti contratti bilaterali. E’ interessante notare che, differenza di altri mercati europei dell’energia, il mercato del GME non è un mercato prettamente finanziario finalizzato solo alla determinazione di prezzi e quantità, ma effettivamente è anche un mercato fisico dove si definiscono programmi fisici di immissione e prelievo secondo il criterio di merito economico. La disponibilità e le quantità di riserva sono garantite da Terna attraverso una vasta selezione di offerte degli operatori sul mercato del servizio di dispacciamento. Eventualmente, Terna può anche operare in tempo reale in funzione ovviamente delle necessità di bilanciamento.

5.2. TOPOLOGIA ED OPERATIVITÀ’ DELLA RETE ITALIANA

Il mercato elettrico si divide, operativamente parlando, in molteplici zone di mercato; esse corrispondono ad aggregati di zone geografiche e/o virtuali caratterizzate da un medesimo prezzo zonale dell’energia. Effettivamente, il sistema elettrico è articolato in zone di trasmissione, l’esistenza delle quali implica (essenzialmente per motivi di sicurezza e salvaguardia della rete), però, dei limiti fisici di transito dell’energia tra le varie zone confinanti.



Fig.V.II: Zone virtuali e zone geografiche della rete di trasmissione nazionale [fonte: GME]

Il GME è solito sfruttare una rappresentazione semplificata e più schematica della topologia della rete, in cui sono più evidenti le criticità derivanti dai limiti di transito di maggiore rilevanza; così facendo, le operazioni di verifica e di rimedio concernenti eventuali congestioni determinate dai programmi di immissione e prelievo subiscono una marcata semplificazione. In tale scenario, si hanno 6 zone geografiche nazionali (Centro-Nord, Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia, Sardegna), 6 zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Grecia) e diversi poli di produzione limitata. L’interconnessione della rete di trasmissione nazionale con l’estero ha luogo tramite 18 linee, di cui 4 con la Francia, 9 con la Svizzera, 1 con l’Austria, 2 con la Slovenia, 1 cavo sottomarino in corrente continua con la Grecia, 1 cavo sottomarino in corrente continua fra Sardegna e Corsica.

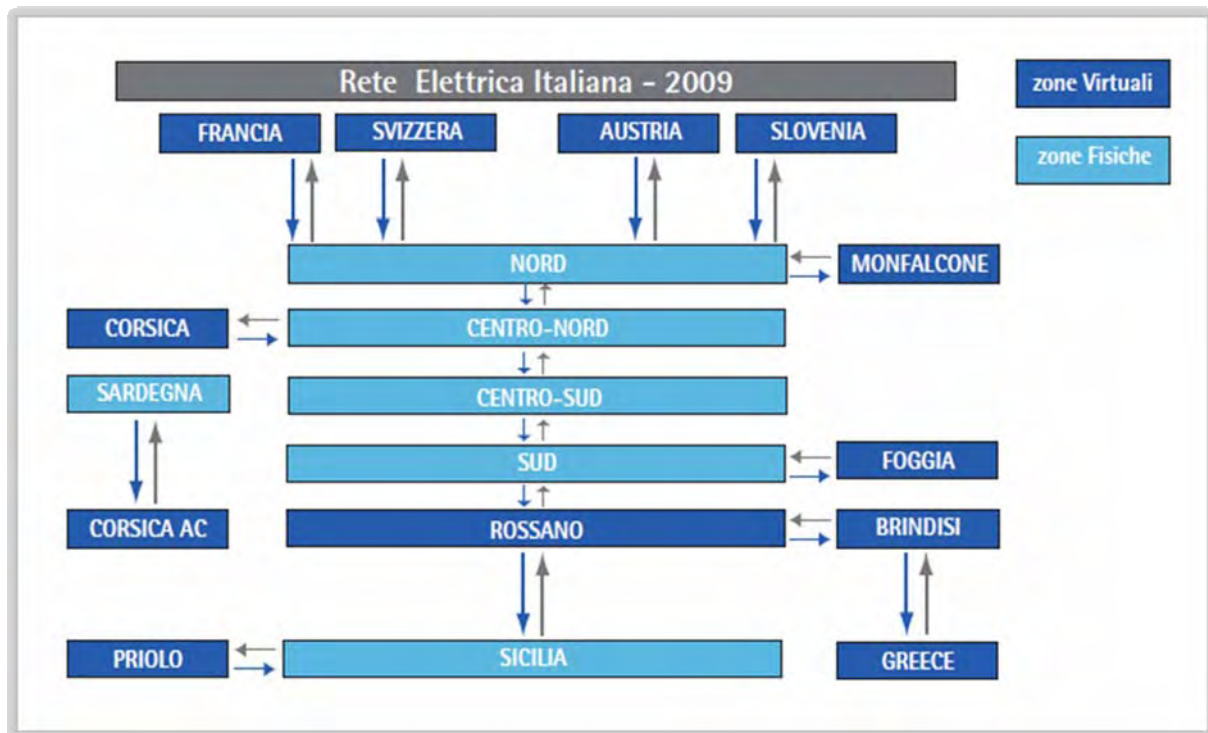


Fig.V.III: Schema delle zone geografiche e virtuali della rete di trasmissione [fonte: GME]

Ogni zona, sia essa geografica oppure virtuale, è un insieme di punti di offerta, vale a dire l'unità minima di energia elettrica rispetto alla quale deve essere definito il programma orario di immissione e di prelievo (anche per quanto concerne i contratti bilaterali). In un programma di immissione, i punti di offerta in immissione coincidono generalmente con i singoli e particolari punti di immissione, cioè con le singole unità di produzione di energia elettrica. Nei programmi di prelievo, invece, i punti di offerta in prelievo possono corrispondere sia a singoli e particolari punti di prelievo, cioè a singole unità di consumo, sia ad aggregati di punti di prelievo. Il punto di immissione (cioè ad esempio una centrale termoelettrica), quindi, essendo in grado di gestire e, all'occorrenza, parzializzare le proprie immissioni di energie elettrica in rete, viene dispacciato da Terna (anche singolarmente parlando) al fine di bilanciare istante per istante il sistema elettrico in toto. Ovviamente, la suddetta operazione deve tener conto delle caratteristiche intrinseche del punto di immissione in questione, in particolare il suo grado di flessibilità ed i tempi di risposta; a tal fine, si cerca per quanto possibile, di stilare dei programmi di immissione personalizzati. Inoltre, per ogni punto di offerta è individuato un sorta di utente di dispacciamento, responsabile verso Terna dell'esecuzione dei programmi di immissione, dell'esecuzione dei programmi di prelievo ed anche dell'esecuzione degli ordini di bilanciamento (anche eventualmente in tempo reale). Sono altresì previste delle penali, cosiddette di sbilanciamento, addebitate a quei punti di offerta colpevoli di mancati nel rispetto dei programmi cumulati.

Articolazione del mercato elettrico nazionale:

Il Mercato Elettrico, come esposto precedentemente, ha delle diramazioni, quali il Mercato Elettrico a Pronti (MPE), il Mercato a Termine dell'energia Elettrica con obbligo di consegna e ritiro (MTE) e la Piattaforma per la consegna fisica



dei contratti conclusi sull'IDEX (CDE). Il Mercato Elettrico a Pronti rappresenta l'insieme del Mercato del Giorno Prima (MGP), del Mercato Infragiornaliero (MI) e del Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD):

- il Mercato del Giorno Prima (MGP) si svolge in asta in un'unica sessione relativa al giorno successivo ed ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerta di vendita e di acquisto;
- il Mercato Infragiornaliero (MI) si svolge in due aste in successione ed ha per oggetto la contrattazione, tramite offerte di vendita e di acquisto, delle variazioni di quantità di energia rispetto a quelle negoziate in MGP;
- il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD), articolato in MSD ex ante e Mercato di Bilanciamento (MB), ha per oggetto l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento.

Il Mercato Elettrico si articola dunque in molteplici sessioni di mercato; in ogni sessione è fissato un intervallo di tempo (chiamato seduta) per la ricezione delle offerte. Gli operatori prendono parte al mercato presentando offerte di acquisto o vendita.

Le offerte si compongono di coppie di quantità e di prezzo unitario di energia (quindi MWh e €/MWh) ed esprimono la disponibilità a vendere o ad acquistare una quantità di energia pari al massimo a quella specificata nell'offerta ad un prezzo pari a quello specificato nell'offerta medesima. Il prezzo e le quantità non possono e non devono essere negativi, mentre le offerte di acquisto possono anche non specificare alcun prezzo di acquisto (tranne ovviamente che per MSD), esprimendo in tal caso la disponibilità dell'operatore ad acquistare energia a qualunque prezzo.

Più in dettaglio, le offerte si riferiscono ai singoli punti di offerta, vale a dire alle unità fisiche di produzione e di consumo, ed a singole ore. Tale convenzione determina che, per ogni giorno e per ogni punto di offerta, possono essere presentate al massimo 24 offerte, ciascuna indipendente dalle altre. Le offerte possono, in linea generale, essere:

- Semplici, se indicanti la quantità di energia offerta sul mercato da un operatore ed il relativo prezzo per un determinato periodo;
- Multiple, se facenti riferimento ad un frazionamento di una determinata quantità offerta sul mercato dal medesimo operatore per un certo periodo;
- Predefinite, se costituite da offerte semplici o multiple che di giorno in giorno sono sottoposte all'attenzione del GME come proposte.

Gli attori protagonisti del mercato sono rappresentati da tutti quei soggetti dotati di un'ideale professionalità e competenza nell'utilizzo dei sistemi telematici e di sicurezza, che hanno concluso con successo l'iter di ammissione con il GME. Lo Schema organizzativo risultante di MPE è il seguente:



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

Fig.V.IV: Schema organizzativo MPE [fonte: GME]



In conclusione, la borsa elettrica è subito sembrata uno strumento potenzialmente fondamentale al fine di creare un mercato elettrico concorrenziale in Italia, in cui potesse divenire possibile l'emergere di prezzi di equilibrio efficienti in grado di consentire ai produttori ed ai grossisti di vendere e comprare energia elettrica dove c'è una maggiore convenienza economica. Essa rappresenterebbe altresì un modo per assicurare ai propri operatori un certo livello di trasparenza e di sicurezza degli scambi. In quest'ottica, infatti, il GME svolge le proprie funzioni preservando certi livelli di neutralità, trasparenza e concorrenza tra produttori, così come previsto tra l'altro dal Decreto che lo ha istituito.

Tuttavia, è ineluttabile (ma anche evidente) la presenza di alcuni elementi strutturalmente presenti, più strettamente legati al mercato di dispacciamento, capaci di dar luogo ad alcune operazioni a forte connotato speculativo e, soprattutto, a discapito del bene collettivo. Già dallo schema organizzativo del Mercato Elettrico a Pronti, infatti, è ben visibile come gli utenti del dispacciamento si ritrovino spesso col coltello dalla parte del manico, offrendo ad un prezzo arbitrariamente stabilito l'energia necessaria al bilanciamento in tempo reale della rete ed alla risoluzione delle congestioni. Per correttezza, è doveroso rimarcare che le quantità complessive di energia venduta a tali prezzi (talvolta spropositati) permangono comunque molto ridotte, incidendo quindi in maniera marginale (ma non trascurabile) sul prezzo dell'energia elettrica effettivamente pagato dagli utenti in bolletta.

D'altro canto, il modus operandi in questione consente a taluni impianti di produzione di energia elettrica (parzialmente od interamente dedicati a questo insieme di operazioni di bilanciamento della rete in senso lato) di accumulare, a discapito della collettività, guadagni tutt'altro che marginali, poiché in grado di vendere (per estrema necessità dell'acquirente) il proprio kWh ad un prezzo a dir poco fuori mercato.

E' anche e soprattutto nell'ottica di questa criticità del sistema elettrico italiano che sarebbe utile applicare i risultati del presente studio; la possibilità di utilizzare i MWh elettrici stoccati nell'impianto CAES, riestraendoli nei momenti in cui in generale la tensione tra i prezzi e la domanda raggiunge i suoi valori massimi, o proprio selettivamente nei momenti in cui si attinge da certi altri punti di immissione al prezzo (unilateralmente stabilito) da loro offerto, potrebbe senz'altro

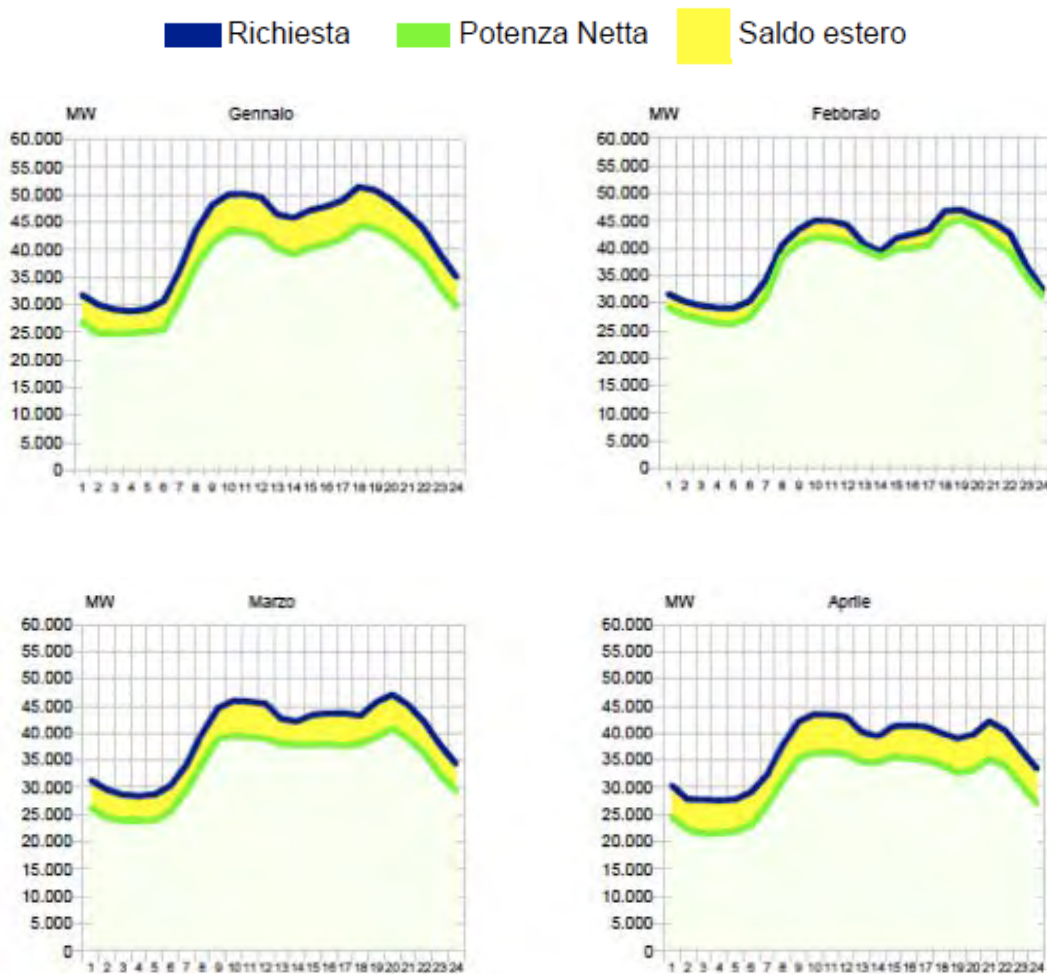


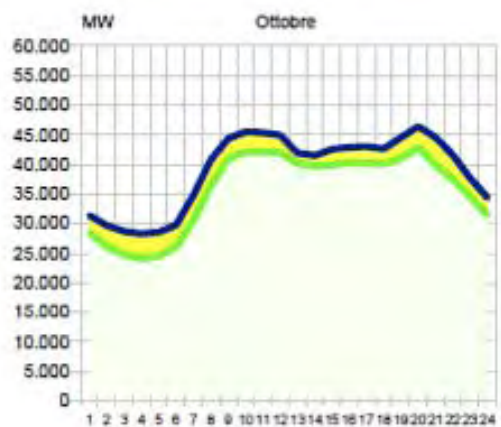
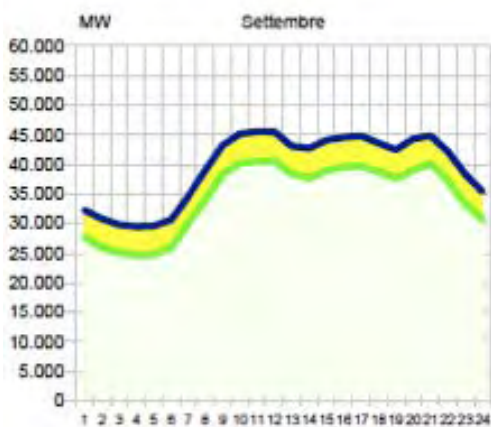
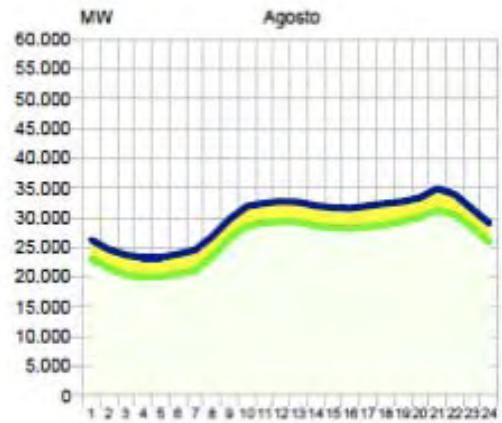
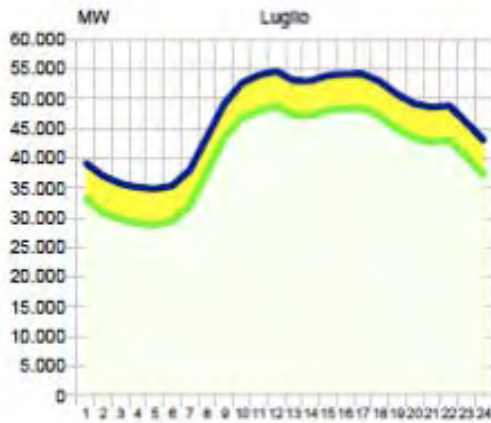
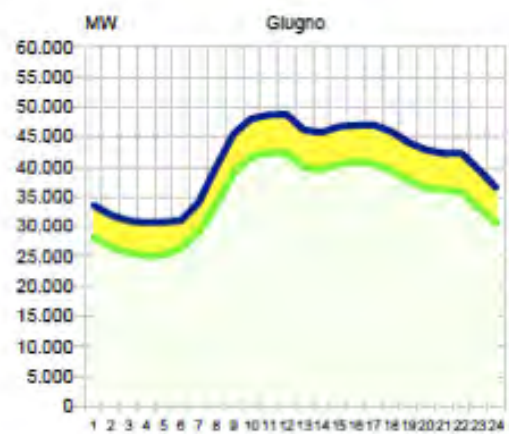
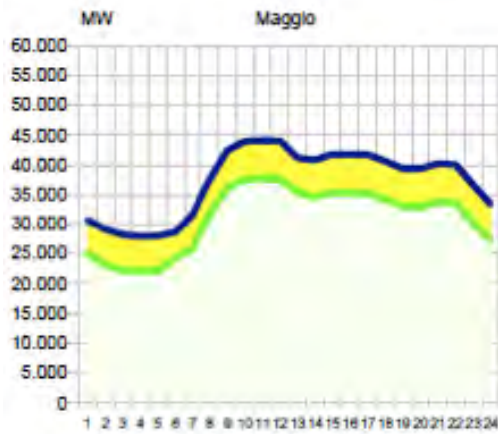
spingere fuori mercato (in questo caso di dispacciamento) altri operatori, fondamentalmente basati su impianti di produzione a turbogas, svolgendo tra l'altro un vero e proprio ruolo sociale, a beneficio della società e di tutti gli utenti.

In ultima analisi, è ovviamente da ricordare che l'esposizione a tali condotte speculative è tra l'altro dovuta alla composizione del portafoglio energetico italiano il quale, essendo marcatamente sbilanciato verso carbone e gas, difficilmente può assicurare scarsa volatilità.

5.3. CURVE DI DOMANDA E PREZZI

Un'analisi delle curve della domanda di energia elettrica in Italia mostra comunque un certo grado di consuetudine e ciclicità. Fondamentalmente, almeno per ciò che concerne i giorni feriali, si nota la presenza di due picchi (di domanda e, quindi, di prezzo) nell'arco delle 24 ore; uno in tarda mattinata e l'altro in prima serata. Tali picchi, inoltre, sono sempre più marcati man mano che ci si avvicina ai periodi più caldi (a causa dell'ingente uso di condizionatori, caratteristica abbastanza peculiare dell'Italia) ed a quelli più freddi. A titolo d'esempio vengono riportate, qui di seguito, le curve della domanda nazionale di energia elettrica del terzo mercoledì di ogni mese, relativamente all'anno 2010, le quali ricalcano abbastanza bene l'andamento predetto [28]:





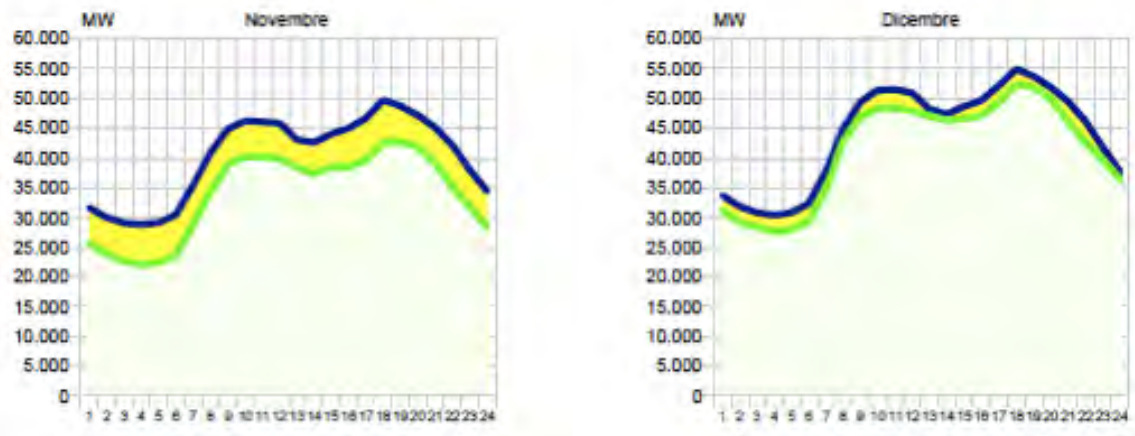
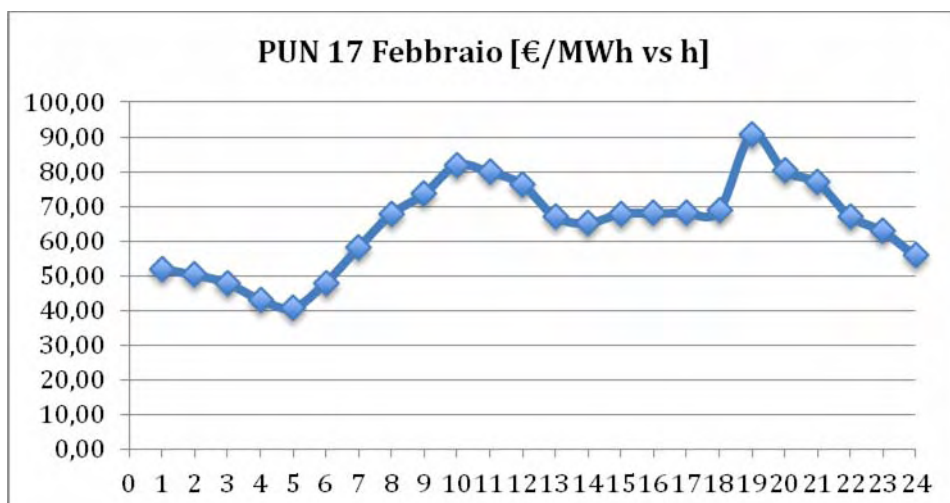
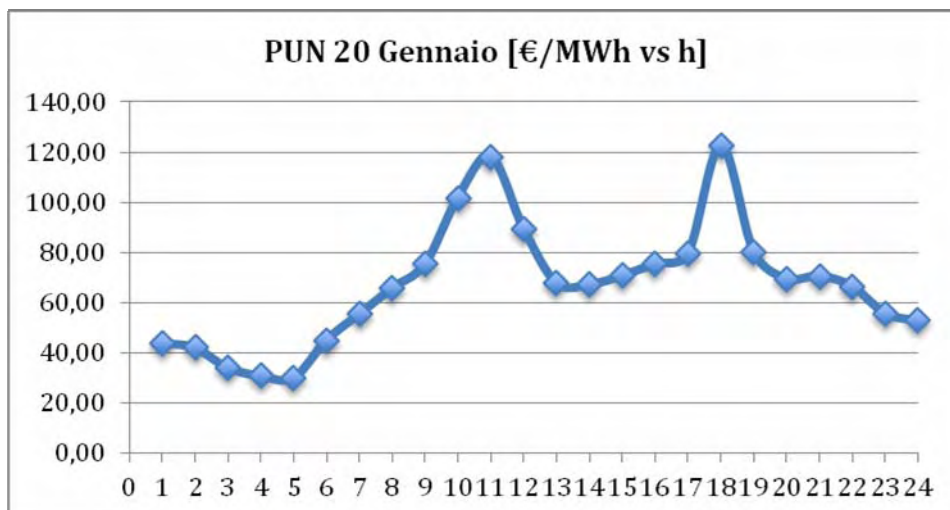
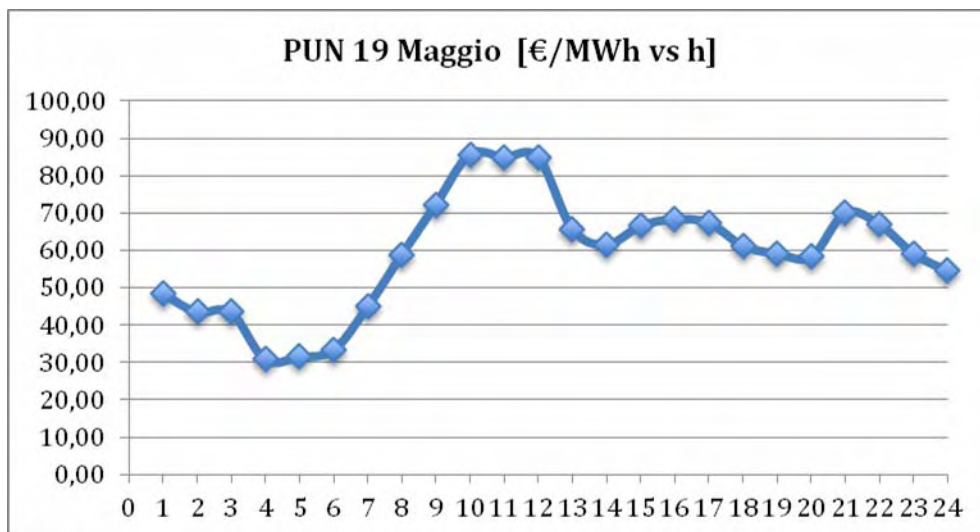
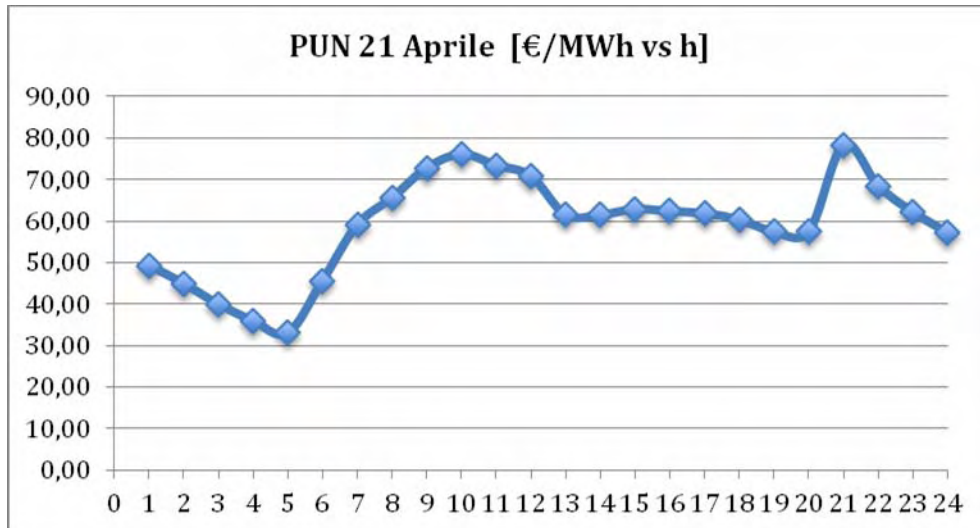
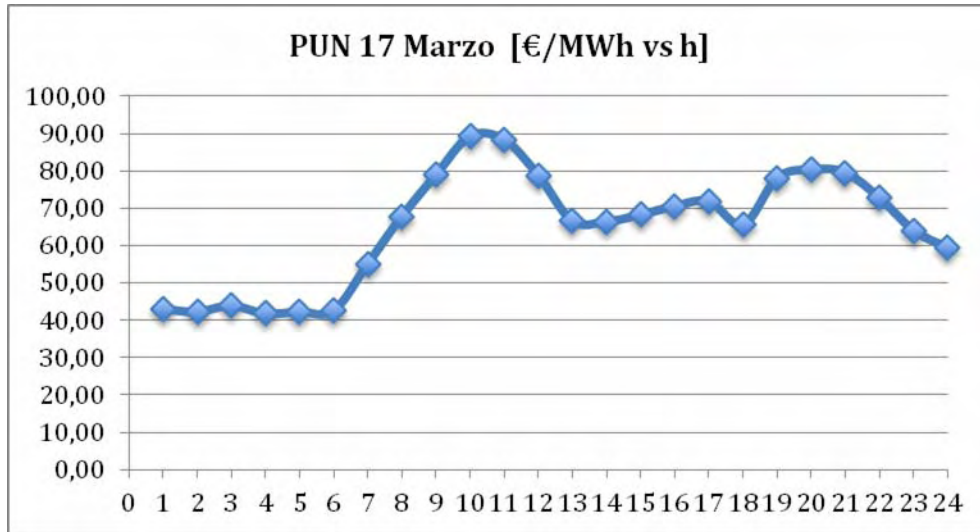
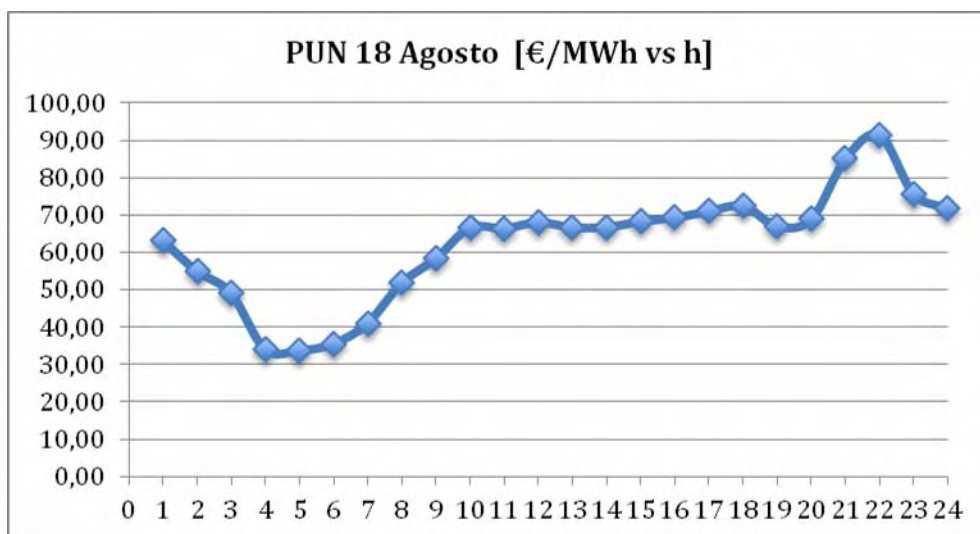
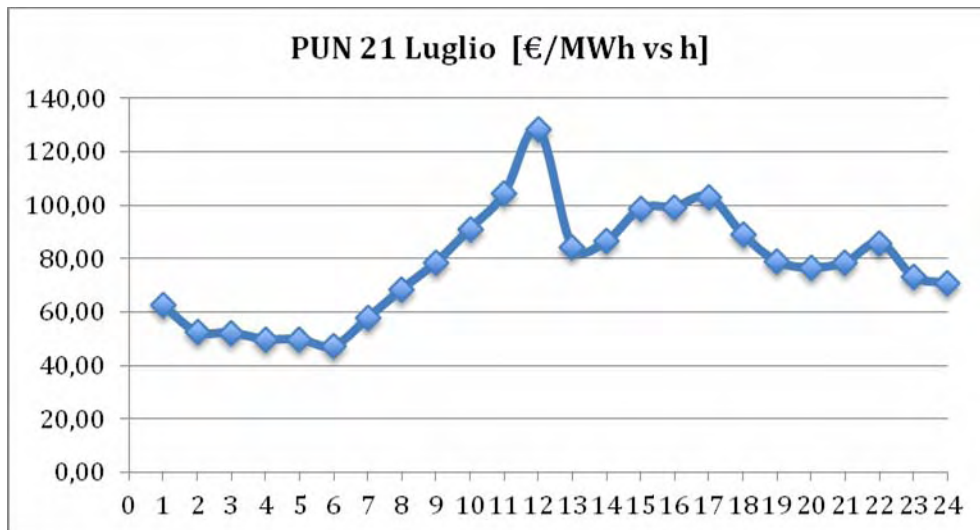
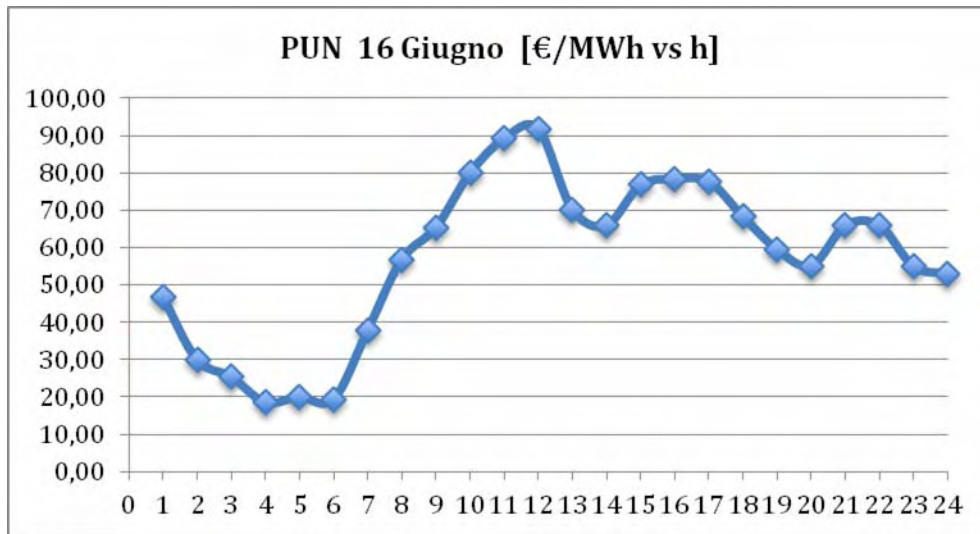


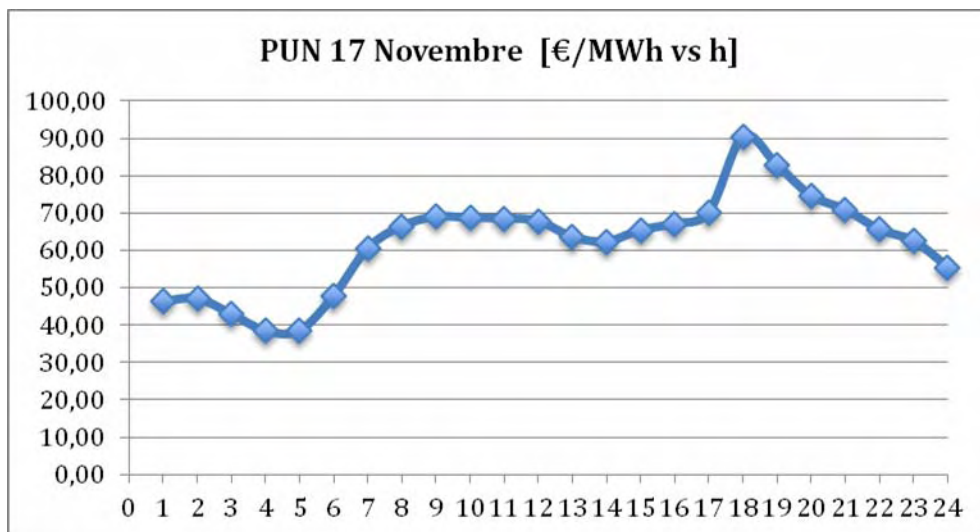
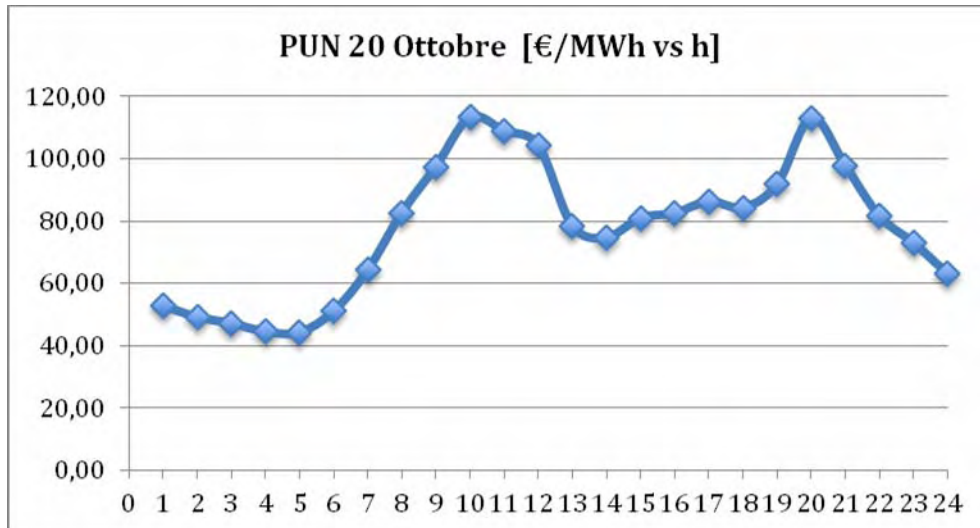
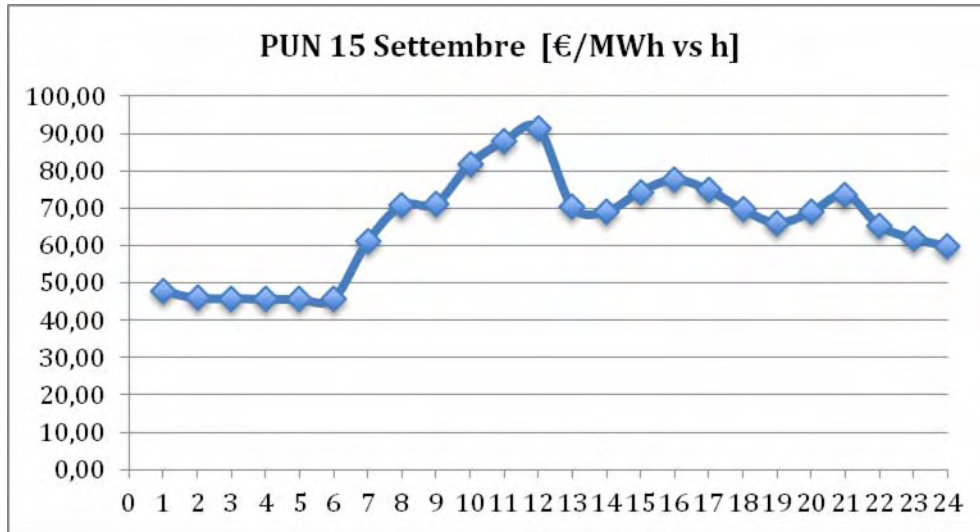
Fig.V.V: Andamenti della domanda [fonte: TERNA]

Come accennato precedentemente, anche il PUN (Prezzo Unico Nazionale) corrispondente ovviamente ai medesimi momenti storici ricalca abbastanza bene il medesimo andamento, mostrando il forte legame tra i livelli di domanda ed i prezzi.









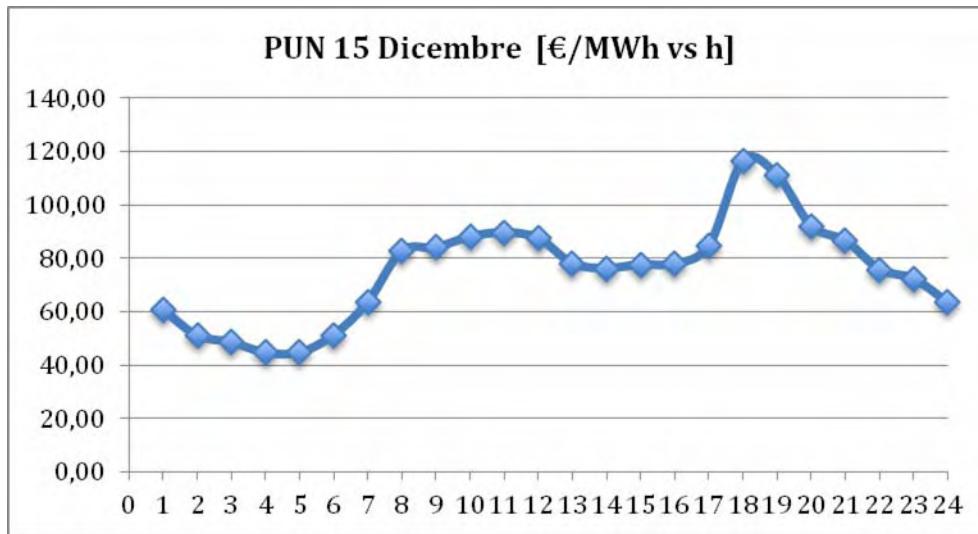


Fig.V.VI: Andamenti del PUN [fonte dati: GME]

Dal punto di vista storico, inoltre, occorre notare un calo del PUN a cavallo tra il 2008 ed il 2009, periodo in cui la crisi economica mondiale ha cominciato a ripercuotersi largamente anche in Europa ed in Italia; tuttavia, anche la difficile congiuntura economica non ha invertito il trend, il quale vede sempre un PUN in fase crescente.

Nella figura seguente è riportato l'andamento dei valori del PUN degli ultimi anni:

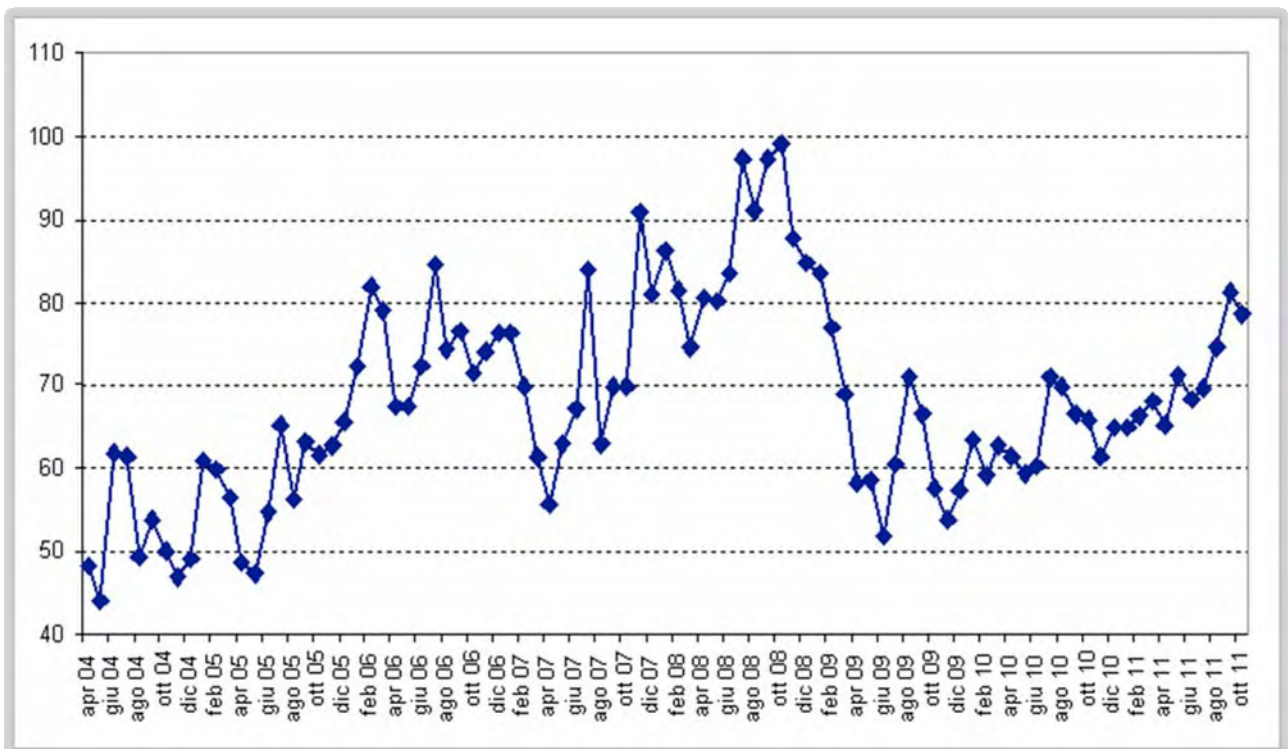


Fig.V.VII: Andamento storico del PUN (Prezzo Unico Nazionale) degli ultimi anni [fonte: GME]



A livello europeo, il prezzo del kWh elettrico italiano è purtroppo tra i più alti in assoluto, così come mostrato nelle due figure seguenti:

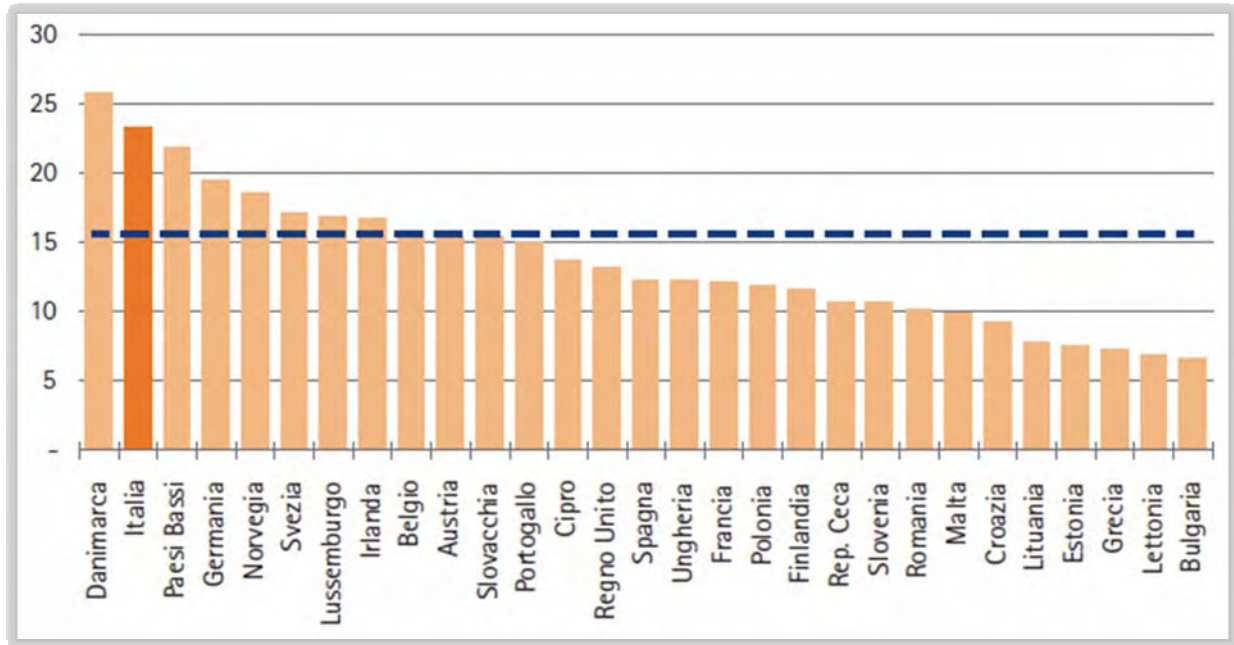


Fig.V.VIII: Prezzo medio dell'energia elettrica per utenze domestiche [fonte: Senato, 2007]

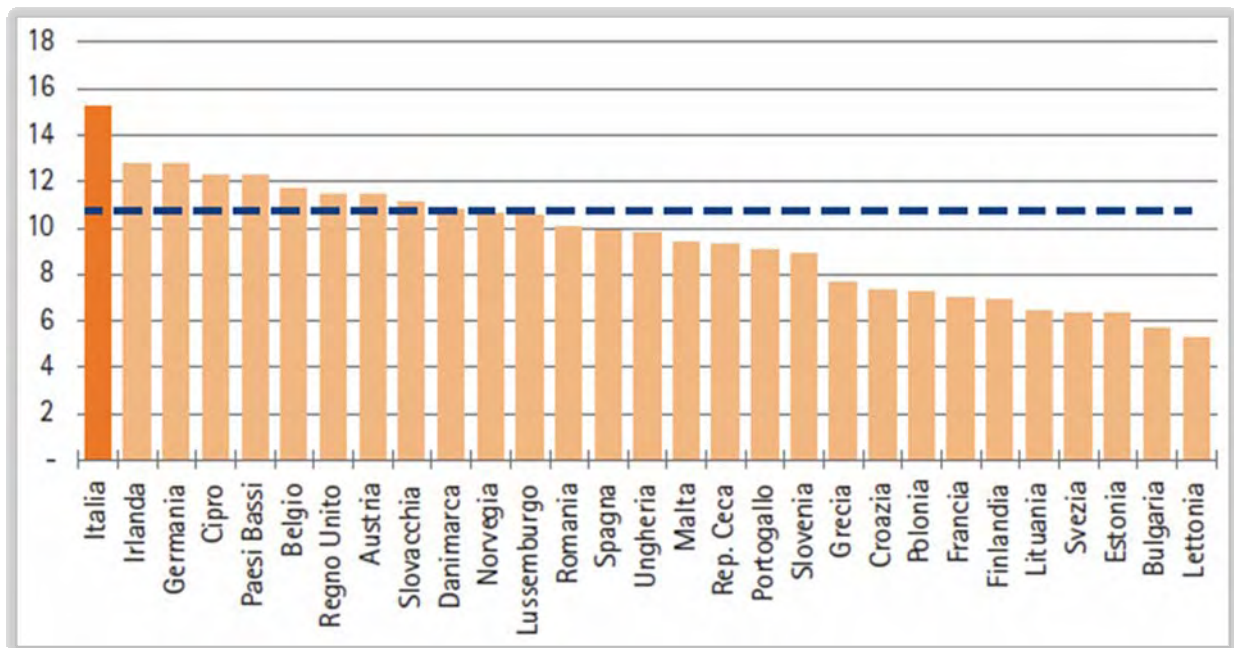


Fig.V.IX: Prezzo medio dell'energia elettrica per utenze industriali [fonte: Senato, 2007]



Tale gap negativo rispetto alla media europea trova senza dubbio almeno alcune delle sue cause nell'assenza di un vero e proprio piano energetico nazionale che preveda a lunga gittata la razionalizzazione e la diversificazione delle fonti produttive alla base del portafoglio energetico. Quest'ultimo, in effetti, a differenza di altri Paesi (in particolar modo quei Paesi in cui il kWh elettrico costa molto meno di quello italiano) rappresenta una delle criticità del sistema energetico italiano. Quanto sia forte lo sbilanciamento verso il ricorso ai combustibili fossili (uranio escluso) lo si evince chiaramente dalla figura seguente, in cui è mostrata la provenienza della potenza erogata al fine di soddisfare la domanda richiesta in rete:

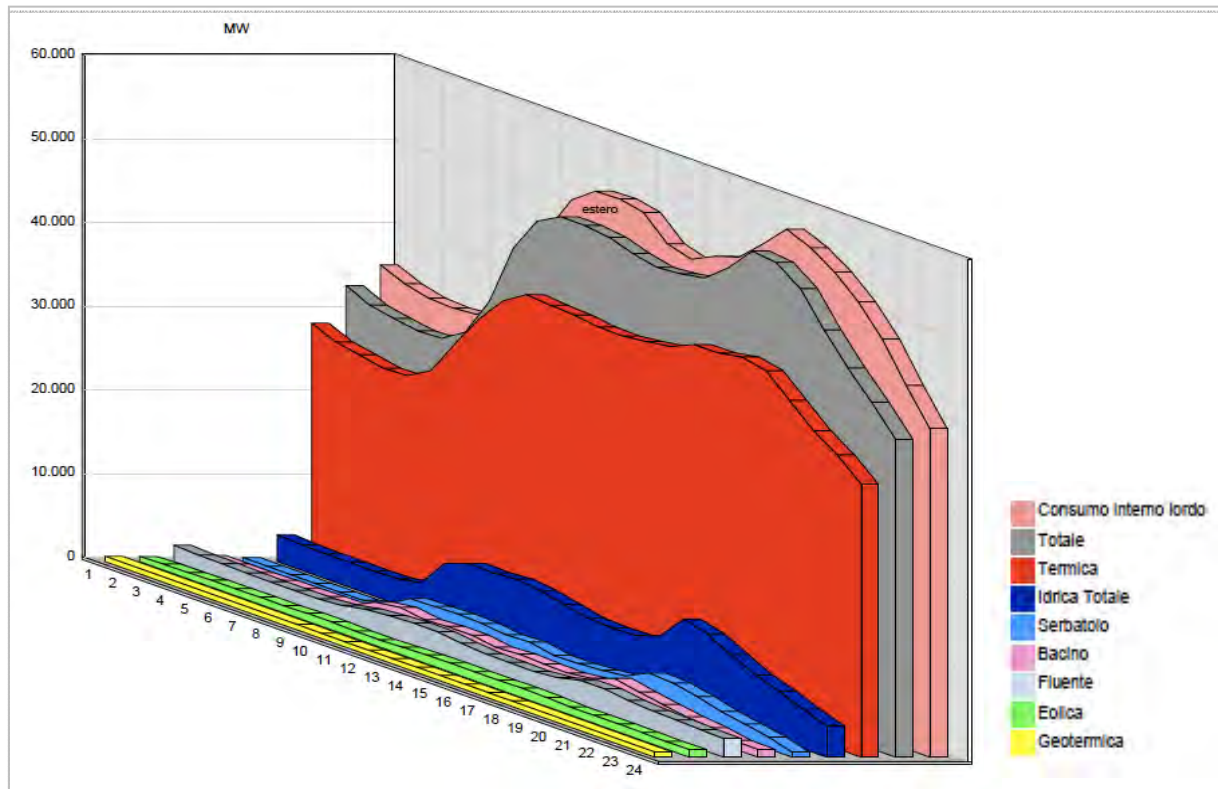


Fig.V.X: Potenza oraria relativa al consumo interno lordo di energia elettrica in Italia nel terzo mercoledì del mese di dicembre 2010 [28]

5.4. PARCO DI GENERAZIONE IN ITALIA

Più nel dettaglio, analizzando i dati riferiti al 2010, si evince che in termini energetici circa il 75% dei kWh generati proviene da centrali termoelettriche convenzionali:



GWh		2010		
		Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Italia
Produzione lorda				
- idroelettrica		53.479,2	927,5	54.406,7
- termoelettrica tradizionale		208.313,3	22.934,7	231.248,0
- geotermoelettrica		5.375,9	-	5.375,9
- eolica		9.122,0	3,9	9.125,9
- fotovoltaica		1.905,7	-	1.905,7
Totale produzione lorda		278.196,0	23.866,2	302.062,2
		-	-	-
Servizi ausiliari della Produzione		10.305,4	1.009,1	11.314,5
		=	=	=
Produzione netta				
- idroelettrica		52.880,6	914,6	53.795,2
- termoelettrica tradizionale		199.045,5	21.938,5	220.984,0
- geotermoelettrica		5.046,5	-	5.046,5
- eolica		9.043,8	3,9	9.047,7
- fotovoltaica		1.874,4	-	1.874,4
Totale produzione netta		267.890,7	22.857,0	290.747,7
		-	-	-
Energia destinata ai pompaggi		4.453,6	-	4.453,6
		=	=	=
Produzione destinata al consumo		263.437,1	22.857,0	286.294,1
		+	+	+
Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori		+8.729,2	-8.729,2	-
		+	+	+
Saldo import/export con l'estero		+44.160,4	-	+44.160,4
		=	=	=
Energia richiesta		316.326,7	14.127,8	330.454,5
		-	-	-
Perdite		20.302,7	267,3	20.570,0
		=	=	=
Consumi	Autoconsumo	7.601,2	13.502,1	21.103,3
	Mercato libero	208.684,3	358,4	209.042,7
	Mercato tutelato	79.738,5	-	79.738,5
	Totale Consumi	296.024,0	13.860,6	309.884,5

Fig.V.XI: Bilancio dell'energia elettrica in Italia [fonte: TERNA]

Inoltre il deficit produttivo, il cui trend mostra una sua fase di crescita sistematica, è sopperito tramite importazioni dall'estero, per una quota di poco superiore ai 44TWh.

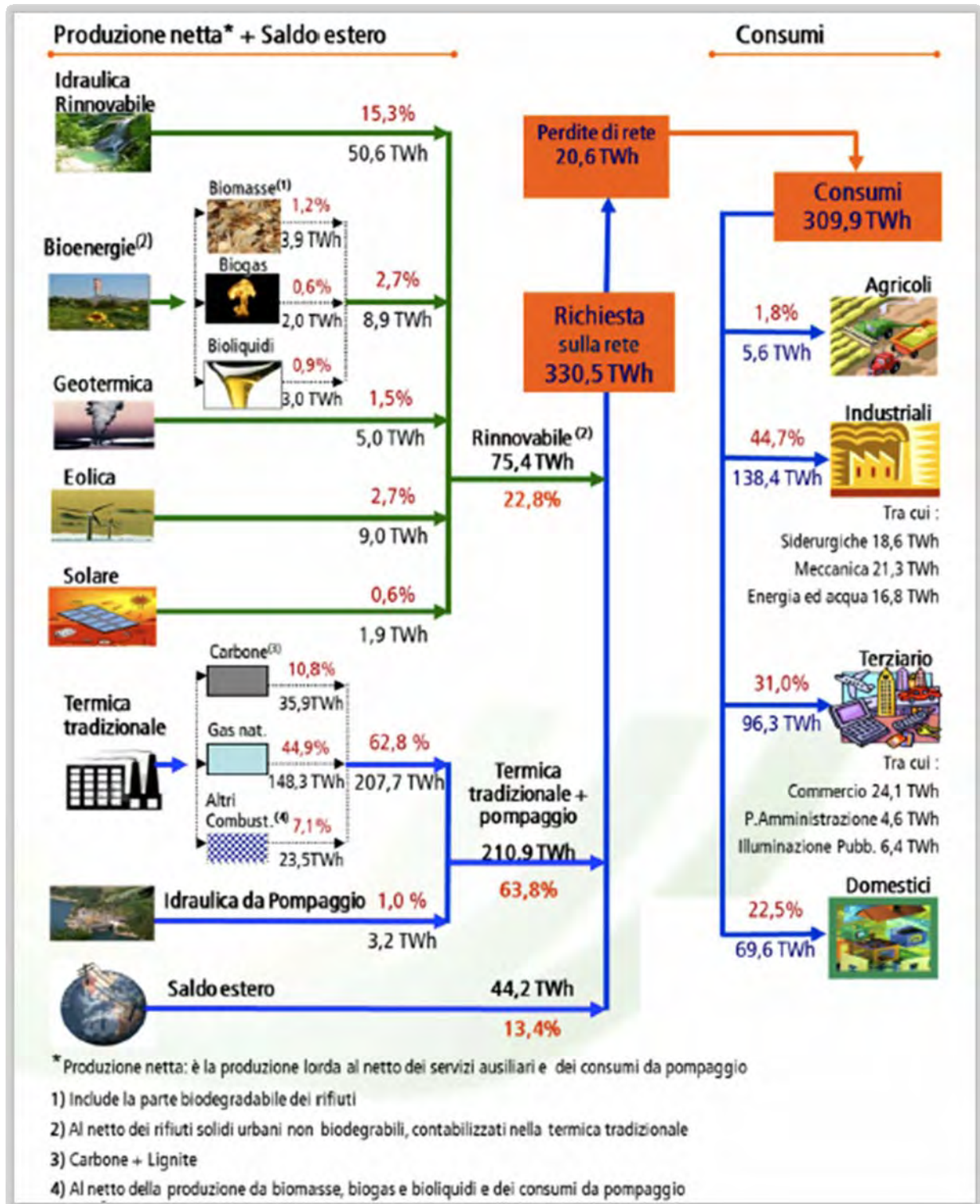


Fig.V.XII: [fonte: GSE - 2010]

Tale ricorso alle importazioni estere, al fine di sopperire al deficit interno di produzione, è purtroppo strutturalmente in aumento, così come mostrato nella figura che segue:

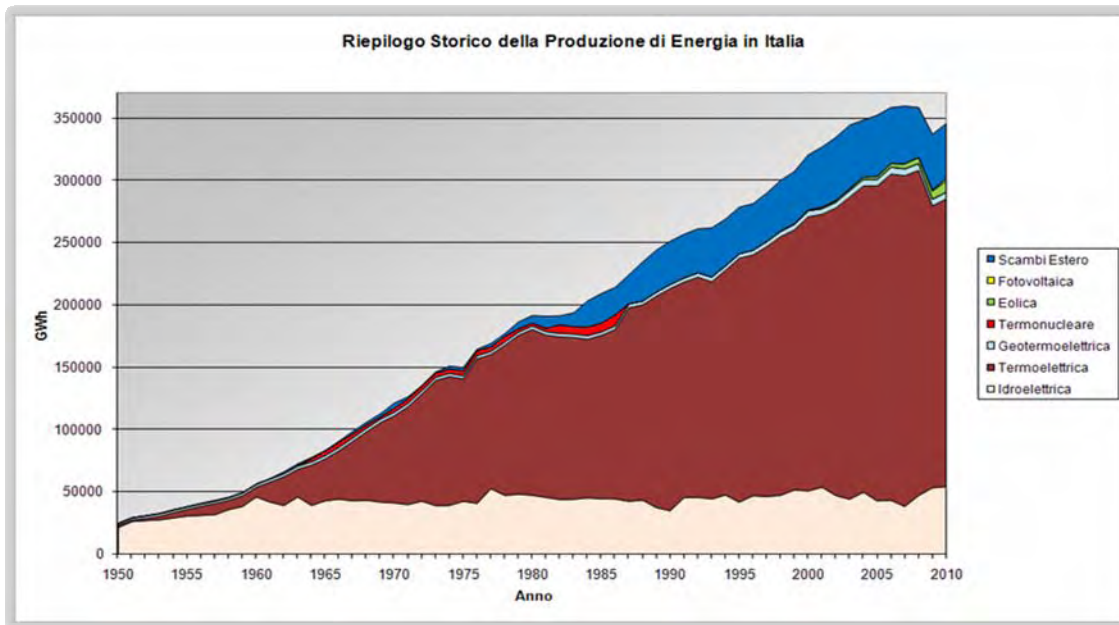


Fig.V.XIII: Fonti di produzione di energia elettrica [fonte: TERNA]

Si nota, infatti, una quota crescente relativa allo scambio estero nonostante negli ultimi anni in particolar modo si sia assistito ad installazioni massive di impianti fotovoltaici ed eolici; una volta di più, è dimostrata la marcata difficoltà, da parte di questo tipo di impianti di generazione, di competere *in termini energetici* (quindi, essenzialmente, in termini di fattore di carico degli impianti in questione) con le altre tipologie cosiddette più convenzionali. Storicamente parlando, in effetti, mentre il deficit energetico annuo nel 1973 non arrivava nemmeno a sfiorare il TWh, nel 2010 esso ha superato i 44TWh.

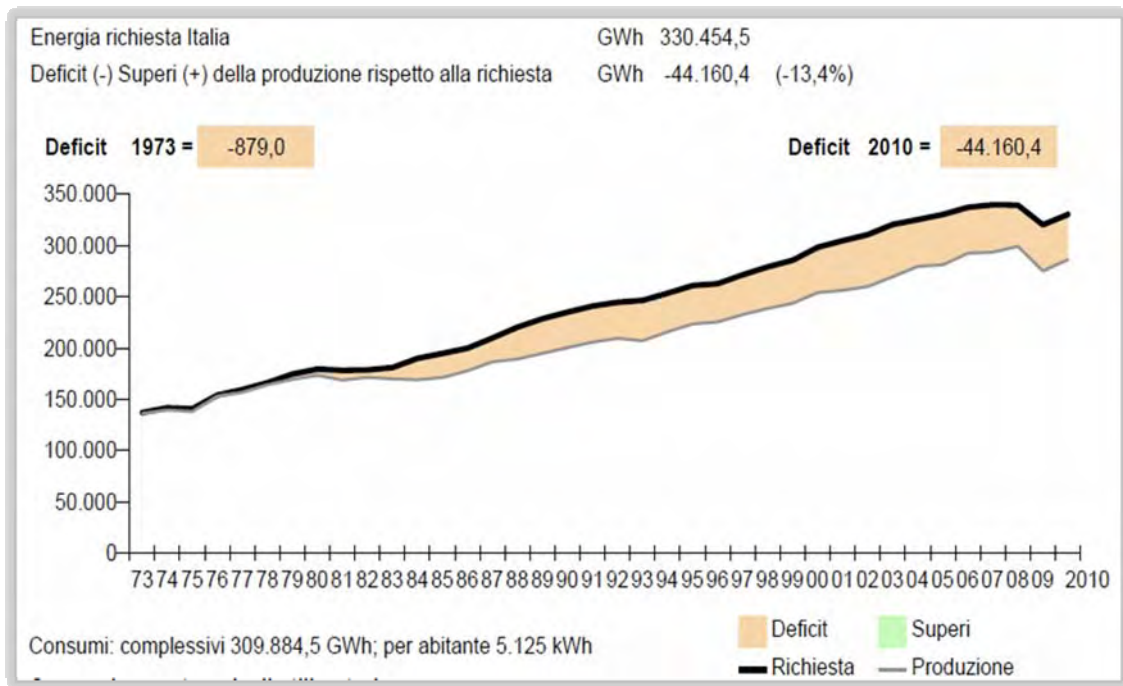


Fig.V.XIV: Energia richiesta [fonte: TERNA]

5.5. INCENTIVI

Il presente studio prende in esame una particolare tecnologia basata su fonte rinnovabile, l'eolico. Il criterio tecnico-economico, in base al quale si è scelto di percorrere tale direzione, è mostrato in maniera evidente nella figura seguente:

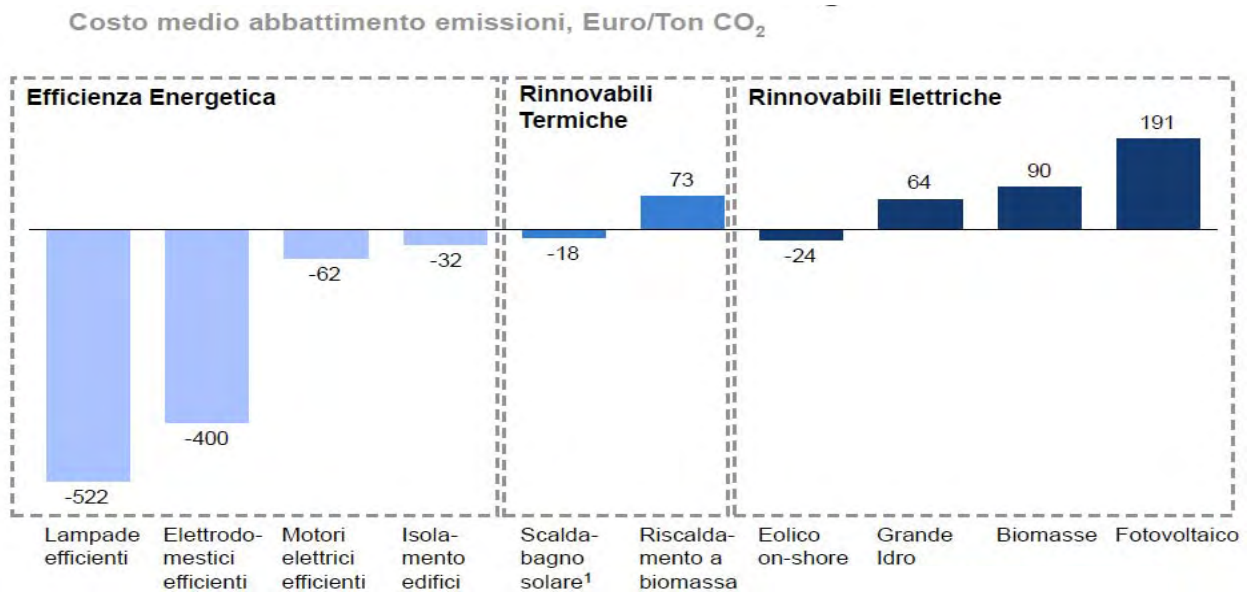


Fig.V.XV: Costo medio di abbattimento emissioni CO₂ [fonte: Ministero Sviluppo Economico – 2012]



Si evince, infatti, che l'eolico è l'unica tecnologia possibile mediante la quale si raggiunge un costo di abbattimento di emissioni di CO₂ addirittura negativo, in fortissimo contrasto, ad esempio, con il celeberrimo e sponsorizzatissimo fotovoltaico che, invece, comporta il costo medio più alto in assoluto.

Purtroppo, è doveroso sottolineare come il sistema di incentivazione non sia strettamente legato a tale parametro, nonostante in taluni casi (e.g. il fotovoltaico) si rischia consistentemente una contraddizione strutturale.

Ad ogni modo, il livello di incentivazione accordato (sotto precisi vincoli di potenza installabile) dal governo italiano è davvero cospicuo, soprattutto se raffrontato con gli analoghi incentivi accordati negli altri

Paesi dell'Unione Europea; la figura seguente mostra tale singolare peculiarità del sistema italiano:

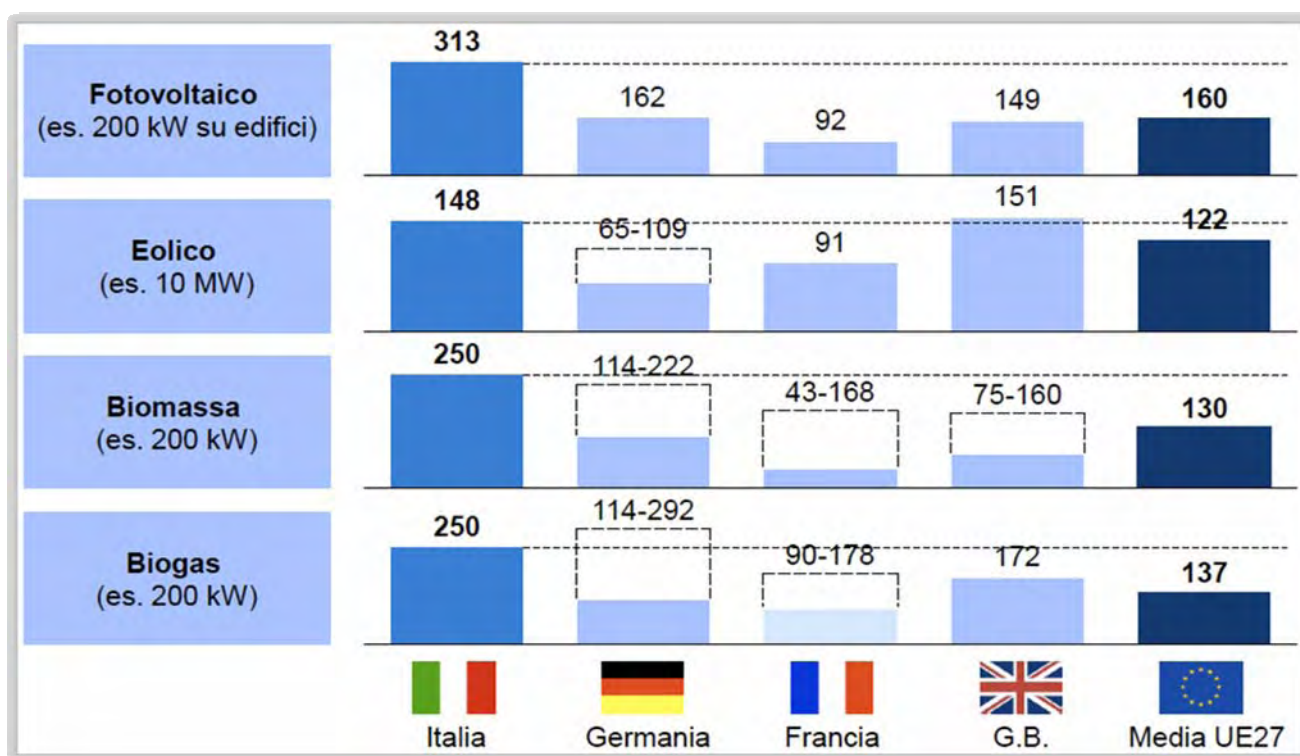


Fig.V.XVI: Confronto UE degli incentivi [fonte: Ministero Sviluppo Economico – 2012]

Nel seguito, nelle varie fasi di calcolo e di simulazione, sarà ripreso tale valore dell'incentivo (approssimato a 150€/MWh), insieme ovviamente al caso di incentivo nullo, ma anche ad altri casi con incentivo crescente.



6. IPOTESI DI ACCOPPIAMENTO

6.1. ACCOPPIAMENTO WIND+CAES

L'integrazione di una wind farm ad un impianto di accumulo energetico basato sulla tecnologia CAES (oppure, ancora meglio, AA-CAES) è già applicato nella realtà: esistono dei sistemi integrati wind farm + CAES che mostrano inoltre un ottimo grado di "self-consistency", con i risultati seguenti (in termini qualitativi):

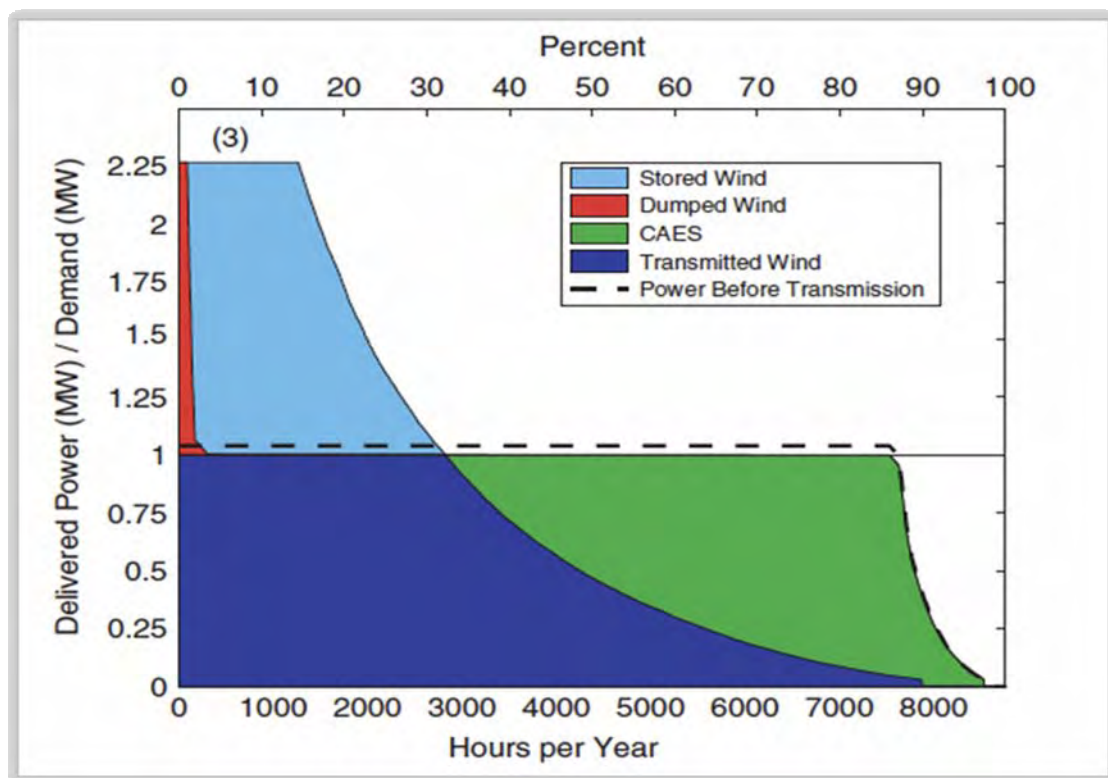


Fig.VI.I: Energia erogata nell'arco di un anno [10]

Ad ogni modo, l'obiettivo socialmente utile di soddisfare la domanda adattandovi il profilo di generazione, coincide con l'interesse economico degli operatori, essendo fruttuosa la scelta di rinunciare a fornire alla rete l'energia prodotta nelle ore in cui la domanda (ed il prezzo del kWh elettrico) cala drasticamente e dirottarla, invece, al sistema di energy storage.

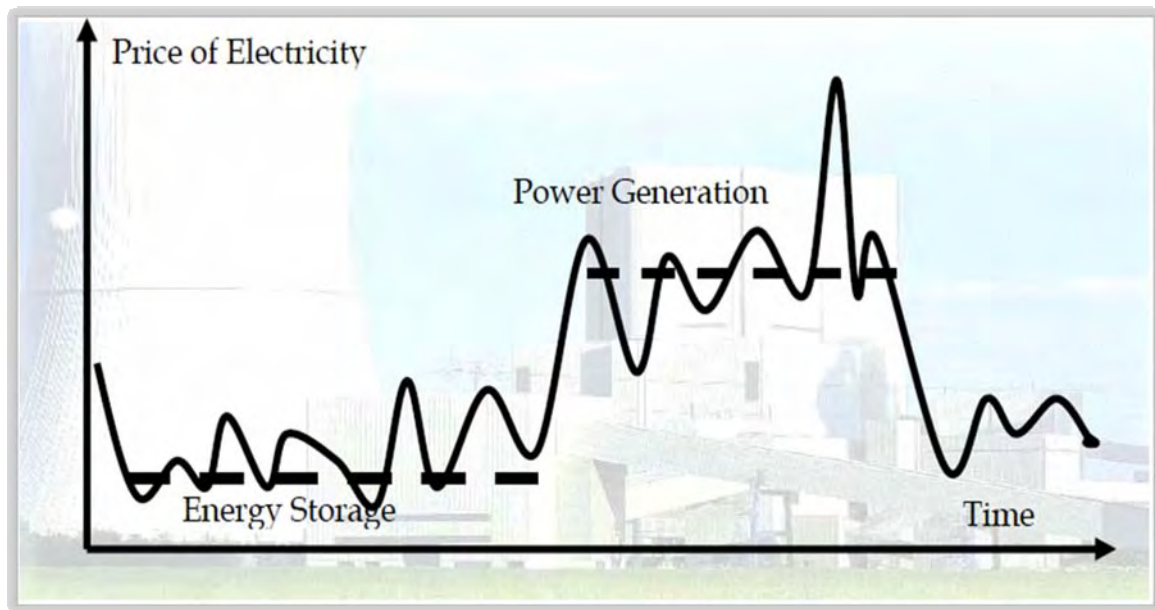


Fig.VI.II: Motivazione (essenzialmente economica) dell'idea di stoccaggio energetico [1]

Così facendo, l'impianto sarà pronto ad erogare energia elettrica nei momenti di picco della domanda (e del prezzo del kWh), massimizzando i profitti (anche in assenza di vento).

O ancora, se si scegliesse di fornire alla rete un livello di energia costante sulle 24 ore (vale a dire soddisfare uno scenario in cui la curva di domanda ha un andamento costante giornaliero), tale scelta produttiva permetterebbe di non stabilire una soglia di potenza off-peak (concernente la fonte eolica nei momenti di ingente ventosità) relativamente bassa, aumentando la quantità di kWh eolici erogati (cioè venduti) nei momenti della giornata in cui il prezzo del kWh elettrico è più alto, spalmando quindi i guadagni sulle 24 ore (e quindi anche sulle ore in cui i margini di guadagno sono più importanti), anziché lasciarli concentrati nelle ore di forte ventosità (le quali, purtroppo per la fonte anemoelettrica, coincidono spesso con le ore notturne dove i margini di guadagno sono molto bassi o addirittura negativi).

Va sottolineato che tali scenari sono abbastanza plausibili e rendono profitti grazie ai livelli elevati di efficienza energetica del sistema CAES ($\approx 50\%$); ancora meglio se AA-CAES ($\approx 70\%$), nel cui caso si azzera altresì l'emissione di gas serra (e quindi i costi aggiuntivi, sempre più onerosi, legati alla carbon tax).

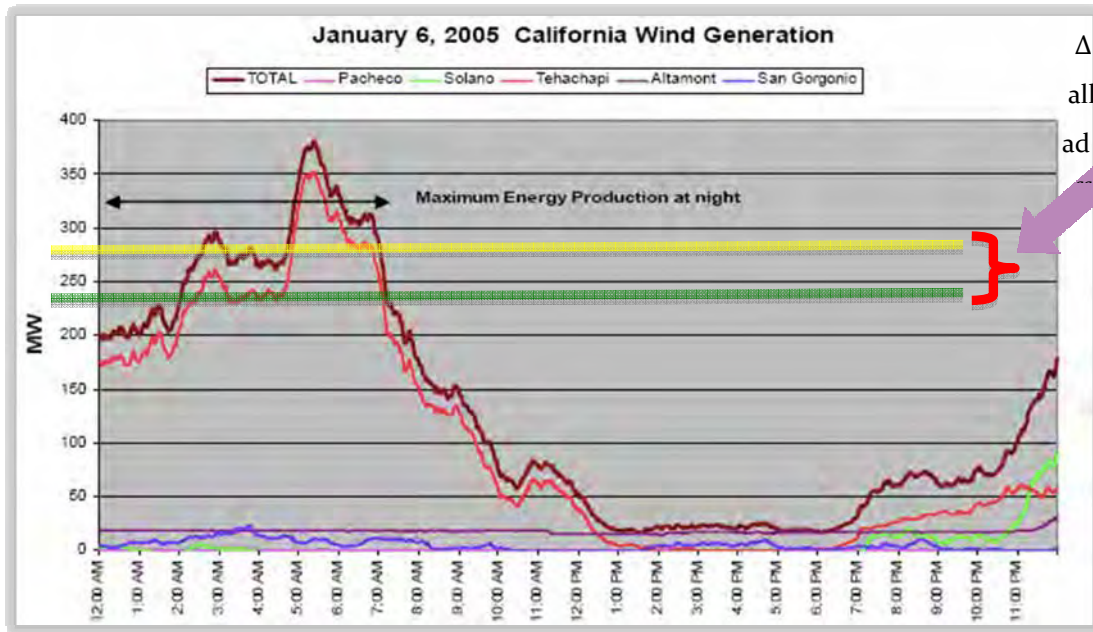


Fig.VI.III: Generazione eolica in California del 06/01/2005 ed esempi di soglie di off-peak [1]

Va precisato, procedendo step by step, che l'introduzione di un sistema di accumulo come il CAES (integrato per esempio ad una wind farm) generalmente ha delle ricadute economiche affatto nefaste sul LUEC (Levelized Unit Cost of Energy):

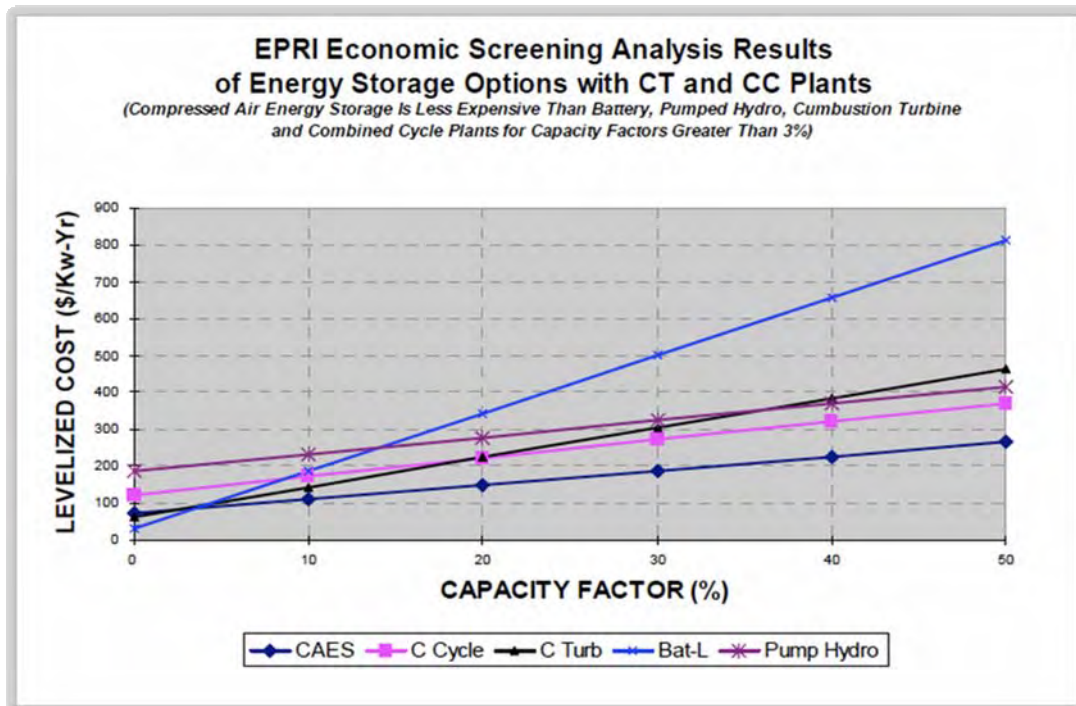


Fig.VI.IV: Grafico del LUEC in funzione del fattore di carico equivalente (incrementato dal CAES, pompaggio idrico, etc...) [1]



Infatti, considerando il costo del kW eolico on-shore ($\approx 2000\$/kW$) ed un fattore di carico abbastanza importante (tipico di zone come il Galles, l'Inghilterra, oppure oltreoceano in California, etc...) come il 30%, si ottiene in pratica che il costo equivalente del kW lievita a circa 4500\$; ora, se prendessimo in conto l'integrazione con un sistema CAES,

<u>Category</u>	<u>Power (MW)</u>	<u>Project Value</u>	<u>DOE Funds</u>
1. Battery storage for utility load shifting or wind during operation and ramping control	57.0	\$145,168,940	\$60,784,483
2. Frequency regulation ancillary services	20.0	\$48,127,957	\$24,063,978
3. Distributed storage for grid support	7.5	\$44,468,944	\$20,350,142
4. Compressed air storage (CAES)	450.0	\$480,962,403	\$54,561,142
5. Demonstration of promising storage technologies	2.8	\$53,075,574	\$25,230,027
Total:	537	\$771,803,818	\$184,989,700

Fig.VI.V: Progetti di accumulo energetico in California - fonte: (SNL ESS 2010) [16]

la cui precisa taglia implica che si addiziona un costo pari a $750 \div 900 \$/kW$, si avrebbe un effetto complessivo su tutto l'impianto equivalente ad un innalzamento del fattore di carico del parco eolico dal 30% al 45 ÷ 55%. Questi ultimi due valori relativi al LF implicherebbero una diminuzione consistente, a circa $3000\$/kW \div 2500\$/kW$, del costo equivalente del kW eolico precedentemente menzionato e pari a 4500\$.

Il tutto non fa che dimostrare l'intrinseco valore aggiunto della tecnologia CAES.

Nel grafico seguente, è possibile osservare l'effetto sul costo del kWh derivante dal tipo di tecnologia produttiva e, soprattutto, il non trascurabile peso del prezzo del combustibile fossile (nel caso in questione si tratta del gas, quindi assume rilevanza anche la tassazione sulle tonnellate equivalenti di CO₂ immesse in atmosfera):

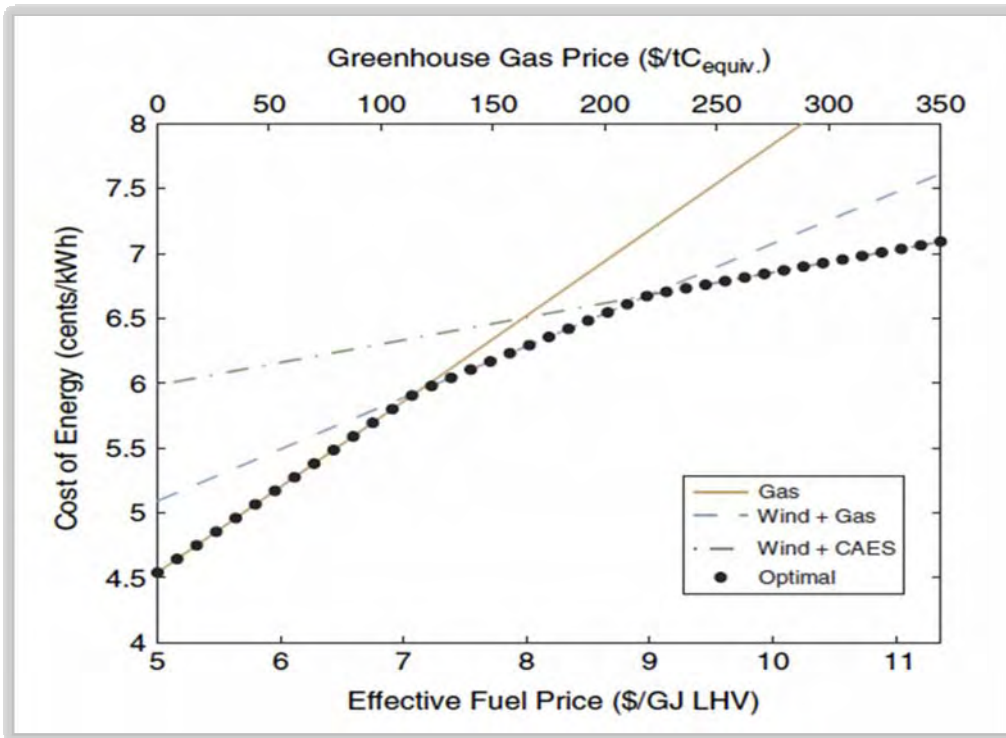


Fig.VI.VI: Prezzo del kWh in dipendenza dalle tasse sulle emissioni di gas serra e dal prezzo del combustibile fossile [10]

Ovviamente, anche la ripartizione dei costi, varia a seconda della tecnologia produttiva e della fonte energetica utilizzata; ne consegue che alcune filiere sono più esposte di altre alla volatilità del prezzo del fuel (in tal senso, il kWh di origine nucleare rimane il più robusto).

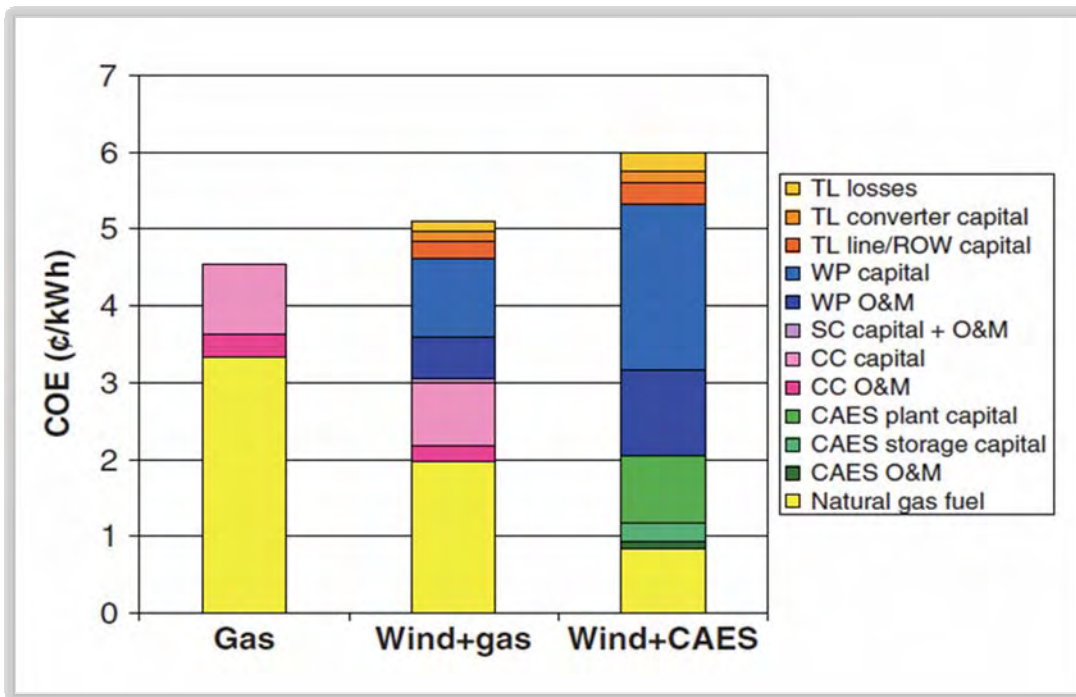


Fig.VI.VII: Ripartizione dei costi nella composizione del prezzo del kWh [10]



6.2. ACCOPPIAMENTO NUCLEARE+CAES(+WIND)

L'ipotesi di integrare il sistema di stoccaggio energetico di tipo CAES ad una tecnologia base-load e capital intensive come il nucleare nasce spontaneamente dall'intrinseca indisposizione del nucleare medesimo alla flessibilità. Trattandosi, in effetti, di una tecnologia che trae i suoi vantaggi impiantistici nell'operare costantemente a pieno carico, essa non è capace per sua stessa natura di realizzare un efficace matching con la curva di domanda che costante non è praticamente mai (l'andamento tipico presenta due picchi, uno a metà mattinata e l'altro in prima serata).

Il CAES, dunque, potrebbe rivelarsi molto utile nell'erogare energia elettrica con un profilo più simile alla domanda; tale scelta operativa prevedrebbe, ad esempio, l'invio di una quota consistente dei MWh elettrici prodotti nelle ore notturne al sistema CAES, da cui riestrarli nei momenti in cui la tensione tra domanda ed offerta raggiunge valori importanti (vale a dire durante i picchi sopra citati).

A prima vista, un tale criterio operativo sembrerebbe tendere verso una massimizzazione dei profitti da parte del gestore dell'impianto, a discapito forse del prezzo d'equilibrio sul mercato. Tuttavia, in realtà si tratta di una strategia win-win in cui non ci sono vinti (soggetti che ne subirebbero degli svantaggi), ma solamente vincitori (soggetti che ne gioverebbero dei vantaggi); più nel dettaglio, tale strategia prevede senza dubbio che l'operatore venda dei kWh elettrici quando il prezzo è più alto, immagazzinando invece kWh elettrici quando il prezzo è più basso, ma accade sempre che il prezzo sia alto quando la domanda si ritrova in eccesso rispetto all'offerta. Così facendo, quindi, si realizzerebbe effettivamente un migliore servizio pubblico, erogando una quantità maggiore di energia elettrica quando più serve poiché richiesta dalla rete. Ne risulta, quindi, che adoperando il modus operandi in questione, cioè per esempio shiftando la produzione dalla notte al giorno (attraverso l'immagazzinamento nel CAES), diviene altresì inadeguata una netta distinzione tra il concetto di seguire e quello di soddisfare la domanda, evitando dunque un presunto (e potenziale) atteggiamento speculativo atto a perturbare negativamente il mercato elettrico.

Inoltre, almeno nel medio-lungo periodo, è oltremodo lecito attendersi una diminuzione dei prezzi del kWh elettrico in ragione del rilassamento più o meno parziale della tensione tra domanda ed offerta così ottenuto.

E' importante poi sottolineare che, mentre nel caso dell'eolico il sistema CAES serve essenzialmente ad aumentare il fattore di carico, poiché troppo spesso la produzione anemoelettrica supera la soglia di off-peak oppure evolve in maniera troppo irregolare da non permetterne neanche una sua immissione in rete (sarebbe pericoloso per l'integrità della rete stessa), nel caso del nucleare il CAES serve più che altro a valorizzarne meglio la produzione elettrica, vendendo a prezzi medi più alti (mantenendo comunque un capacity factor ai massimi tecnicamente consentiti) e salvaguardando, quindi, il potenziale del kWh nucleare (soprattutto quello notturno, il più vulnerabile sotto questo punto di vista).



7. CASO DI STUDIO

7.1. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO E METODOLOGIA DI VALUTAZIONE

Il sistema analizzato si compone di un’unità di generazione completamente carbon-free, basata su tecnologia base-load e tecnologia discontinua, integrate e supportate sia a fini tecnici (al fine di stabilizzare, cioè, l’erogazione troppo volatile della wind farm) sia a fini economici (la possibilità di seguire la domanda, in seguito alla flessibilità d’impianto assicurata dal sistema di immagazzinamento, aumenta i profitti spalmando l’erogazione di energia elettrica su tutte le 24 ore e, quindi, anche nelle ore di picco dei prezzi).

Nello specifico, si è scelto di studiare una particolare tipologia d’impianto composta da una centrale nucleare di potenza elettrica complessiva pari a 500 MW (che può essere rappresentata sia da un unico impianto di taglia media, sia da un cluster di alcuni reattori di piccola taglia SMR), una wind farm da 100 MW (tenuto conto del fattore di carico medio italiano, pari al 19%, tale potenza corrisponde ad una potenza equivalente di 19 MWe) ed un sistema AA-CAES di taglia da ottimizzare (presumibilmente qualche centinaia di migliaia di metri cubi, corrispondenti alla capienza necessaria all’immagazzinamento di gran parte dei MWh elettrici prodotti, essenzialmente quelli notturni, in cui i margini di guadagno assumono sovente valori negativi).

Con riferimento all’impianto descritto, sono state effettuate simulazioni per valutare l’eventuale beneficio apportato dal CAES, sia all’eolico sia al nucleare separatamente, sia in assetto integrato.

In una prima analisi microeconomica, che concerne cioè gli effetti economici per il gestore d’impianto, si vuole valutare se i costi capitali aggiuntivi e relativi al CAES, nonché le perdite di conversione, siano più che compensate dai benefici economici derivanti dalla flessibilità di offerta e dalla possibilità di valorizzare la produzione di energia elettrica vendendola sul mercato nelle ore in cui il prezzo è maggiore.

In secondo luogo, a livello macroeconomico, si vuole valutare in quale modo ed in che misura l’introduzione di una capacità di generazione carbon-free come quella in esame sia in grado di alterare l’equilibrio di mercato. Si vuole valutare, cioè, se e quali tipologie di generazione vengano messe fuori mercato dalla concorrenza delle tecnologie “pulite” nucleare ed eolica, supportate dal CAES.

7.2. IPOTESI E DATI

7.2.1. PROFILI DI DOMANDA E DI OFFERTA

Ai fini dell’analisi economica, si fa riferimento all’evoluzione giornaliera del mercato elettrico italiano sulle 24 ore di un giorno rappresentativo delle condizioni medie stagionali, sia a livello di domanda, sia di conseguenza a livello di prezzi. Inoltre, poiché nell’impianto studiato è presente, tra l’altro, una determinata componente anemoelettrica, si è



scelto un giorno abbastanza rappresentativo dei valori medi stagionali della velocità del vento. Si farà riferimento, quindi, ad un giorno infrasettimanale (mercoledì) del mese di ottobre.

Ovviamente, i valori della domanda di mercato vengono normalizzati alla taglia dell'impianto studiato, al fine di assumere il profilo della domanda "locale" ed adattarvi l'offerta dell'impianto medesimo.

Ai fini dell'analisi microeconomica ci si baserà sui dati del giorno di mercoledì 15/10/2008, mentre ci si baserà sui dati del giorno di mercoledì 20/10/2010 per ciò che concerne alcune valutazioni sull'analisi del criterio di riempimento tra eolico e nucleare, nel caso di dimensioni ridotte rispetto ai bisogni operativi (elaborazioni sui margini di guadagno per singolo MWh stoccato riportate in Appendice IV).

Ai fini dell'analisi macroeconomica, ci si è posti nel 2008, nel giorno di mercoledì 15 ottobre. Tale scelta è resa necessaria dalla disponibilità di dati relativi al 2008; la scelta del 2008 ha comunque il pregio di rappresentare una domanda di mercato non compromessa dalla recente crisi economica, i cui livelli sono più comparabili a quelli odierni, in ripresa, ma per i quali dati dettagliati sulle offerte degli operatori non sono disponibili.

Comparando il profilo di domanda di elettricità del 2008 con quelli più recenti, si possono fare le seguenti considerazioni:

- si osserva un progressivo avvicinamento dei valori picco-picco nelle oscillazioni del PUN sulle 24 ore;
- il concetto della tariffa bi-oraria sta entrando in forte crisi strutturale.

Con la recente escalation delle installazioni di impianti basati su fonti energetiche rinnovabili, quindi fortemente volatili ed incostanti, soprattutto in regioni come la Puglia e la Calabria alcune tecnologie più convenzionali (come ad esempio le centrali a ciclo combinato) hanno dovuto riformulare la propria strategia commerciale, in modo da compensare la volatilità degli impianti a energia rinnovabile, servendo solo i picchi della Domanda poiché spinti fuori mercato nelle contrattazioni alla borsa elettrica per il resto delle 24 ore.

In realtà quello che succede è che gli impianti basati su tecnologie tradizionali offrono MWh in borsa elettrica ad un prezzo superiore od al limite uguale al loro costo marginale. Una volta realizzato l'impianto, risulta infatti economicamente conveniente entrare in produzione non appena il prezzo di mercato è superiore ai costi marginali (i.e. variabili) di produzione. Sulla base dello stesso principio, gli impianti basati su rinnovabili possono offrire la loro produzione sul mercato ad un prezzo molto più basso, data la scarsa incidenza dei costi variabili di O&M. Ciò che accade è che i gestori di questi impianti offrono energia elettrica a prezzo nullo, ipotizzando che il PUN che risulterà dall'equilibrio di mercato sarà superiore, perché spesso determinato dagli operatori dominanti, e sicuramente sufficiente a coprire i loro costi di produzione.

Così facendo, questi ultimi sono sicuri (e così infatti è) di vendere l'energia da loro prodotta (ovviamente non a zero euro, ma al prezzo stabilito dal mercato elettrico, in cui gli operatori dominanti non offrono a zero euro) a discapito però di chi non può permettersi di rischiare di vendere il proprio MWh elettrico al di sotto del costo marginale, in ragione



della presenza di non trascurabili costi di approvvigionamento del combustibile e, più in generale, di operation & maintenance.

A titolo d'esempio, si riporta qui di seguito un grafico (elaborato a partire dai dati resi pubblici dal Gestore del Mercato Energetico) in cui si mostrano gli andamenti della domanda e del prezzo unico nazionale relativi al giorno studiato. Dal grafico risulta evidente la correlazione tra le due curve. In più, è altresì riportata la curva inerente l'offerta complessiva dell'impianto considerato (eolico+nucleare).

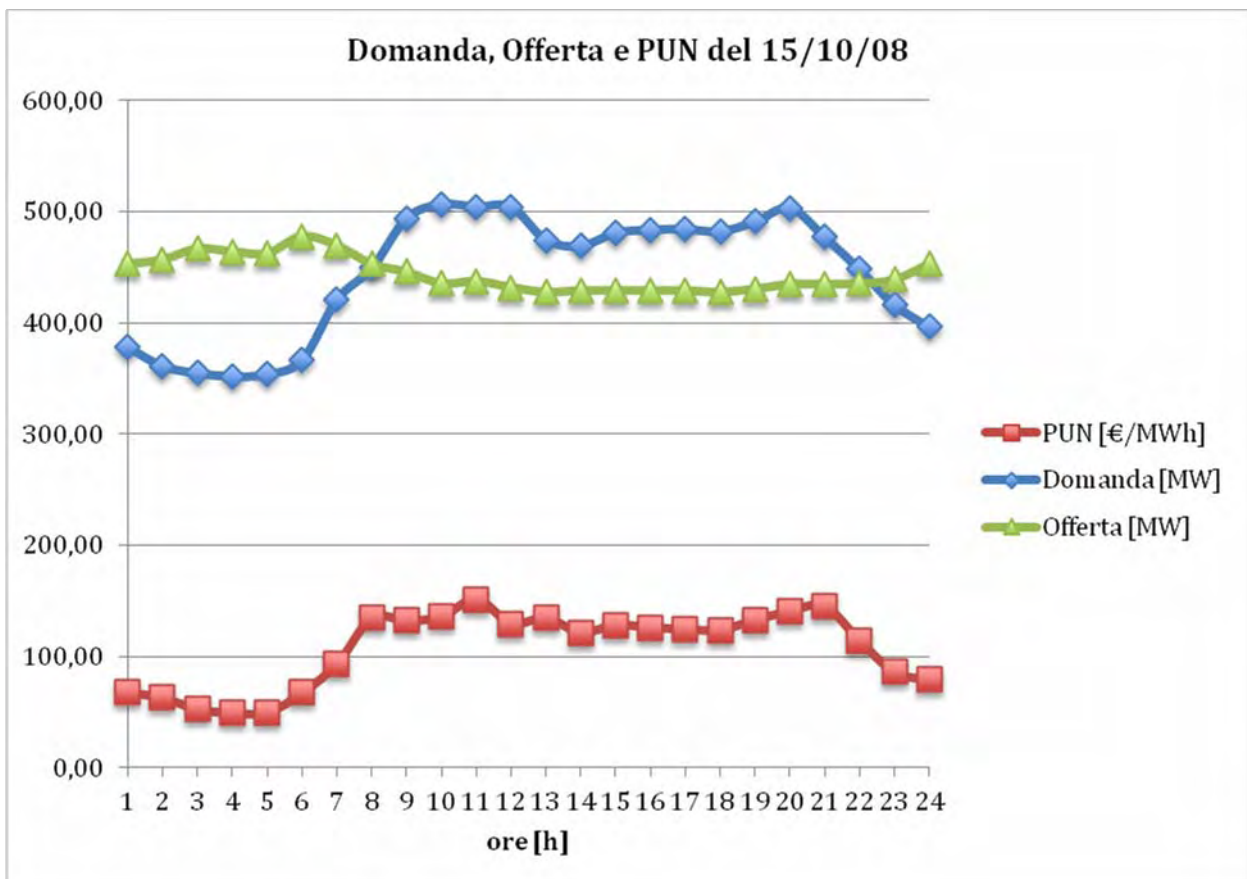


Fig.VII.I: Curve di Domanda, Offerta e PUN [fonte dati: GME]

L'andamento della curva di offerta è il risultato della somma dei valori della potenza erogata dalla wind farm e dall'impianto nucleare; quest'ultima però presenta un profilo costante (in questo caso a 425 MW, applicando un fattore di carico conservativo come l'85%). Sommando l'offerta eolica variabile alla quota costante di offerta nucleare, si ottiene la curva in verde.

A proposito ancora del profilo di generazione eolico, è importante sottolineare come questo sia frutto di stime, a livello statistico, ottenute a valle di lunghi periodi di monitoraggio di talune aree geografiche. Ciò implica che in letteratura, anche e soprattutto a causa della mancanza di dati concernenti precise zone geografiche (come nel nostro caso) sulle quali si sceglie di effettuare degli studi, si faccia riferimento a profili di generazione abbastanza riconosciuti, i quali



mostrano che la parte prevalente della produzione anemoelettrica ha luogo nelle ore notturne, per poi calare anche significativamente durante le ore del giorno, in particolare nel pomeriggio. A tal proposito, si è scelto dunque un profilo eolico "realistico" (cioè non creato ad hoc per interpolazioni o valutazioni statistiche) risultante da numerosi studi e monitoraggi ambientali eseguiti in California in aree molto vaste; in questi studi, il profilo del 6 Gennaio 2005 (cfr. §VI.I) ricalca molto bene l'andamento generale al quale, in numerose pubblicazioni scientifiche, si fa riferimento. Ovviamente, per applicarlo al nostro caso, è stato ricalibrato dal valore di load factor elevato di quelle zone a quello tipico italiano, intorno al 19% (fonte CESI Ricerca).

E' curioso notare, infine, che tale andamento sia quasi speculare a quello del profilo di generazione fotovoltaico, la cui forte complementarità potrebbe aprire degli scenari da indagare sicuramente interessanti; ma il tutto esula dal presente lavoro.

Per quanto concerne, invece, il profilo di generazione nucleare, si è ovviamente scelto un profilo costante sul valore di potenza elettrica nominale dell'impianto. Tale scelta è giustificata dalle caratteristiche intrinseche di questa tecnologia, particolarmente indicata per il carico di base e particolarmente inadatta a seguire il carico totale (operazione che richiede una flessibilità notevole). Si è scelto di non compromettere la profittabilità del kWh nucleare e la durata di vita dell'impianto medesimo, non attuando quindi delle strategie operative atte a seguire (seppur parzialmente) il carico. La tecnologia nucleare "capital-intensive" richiede infatti il massimo sfruttamento dell'impianto per recuperare l'investimento iniziale.

A livello neutronico e termo-meccanico, invece, sono sconsigliabili escursioni di potenza che alterino l'equilibrio neutronico per cui gli impianti sono stati licenziati. Agli impianti innovativi è richiesta la capacità di seguire il carico effettuando variazioni in potenza fino al 20%, con limitazioni sui ratei di variazione [OECD-NEA, "Technical and economic aspects of load following with nuclear plants", June 2011].

Ad esempio, se si optasse per una flessibilità accresciuta al fine di seguire il carico, nel caso di PWR la movimentazione ripetuta delle barre di controllo provocherebbe delle distorsioni spaziali della densità di potenza nel nocciolo, particolarmente gravose. In effetti, i picchi di potenza conseguenti porterebbero ad innalzamenti locali notevoli delle temperature del combustibile e della guaina di contenimento.

L'aumento della prima aumenterebbe il livello di stress termico nella pastiglia e la sua probabilità di cracking, con il rischio crescente di rilascio dei gas di fissione. In più, l'aumento della pressione interna della guaina, unitamente agli effetti di cui sopra, potrebbe indurre l'innescò dell'interazione guaina-combustibile.

L'aumento della seconda aumenterebbe gli stress termici a livello della sezione della guaina, ma aumenterebbe anche la pericolosa probabilità di reazione di ossidazione esotermica dello Zirconio in biossido di Zirconio. Quest'ultimo, inoltre, può a sua volta indurre un aumento della resistenza termica ed un problematico infragilimento da idrogeno a livello della guaina.



Inoltre, una distribuzione spaziale della densità di potenza nel nocciolo non uniforme indurrebbe delle forti oscillazioni spaziali da Xenon, capaci di interferire notevolmente con la generazione di potenza.

Il diverso grado di bruciamento del combustibile, poi, implica una disuniformità della reattività all'interno del nocciolo con un burnup medio allo scarico inferiore.

Anche il sistema di controllo del Boro (capace di assicurare grandi vantaggi nel controllo della reattività a lungo termine, non perturbando la distribuzione spaziale della potenza nel nocciolo) sarebbe soggetto ad importanti limitazioni, non essendo più in grado di controbilanciare le variazioni di reattività a breve termine (essenzialmente a causa dei tempi usualmente diversi di diluizione e borazione), generando un volume più cospicuo di rifiuti liquidi e riducendo particolarmente la capacità di intervento in prossimità della fine del ciclo del combustibile.

In ultima analisi, non bisogna trascurare i plausibili problemi derivanti da fenomeni di fatica dei materiali costituenti il nocciolo, ma anche il sistema di raffreddamento.

Si evince, dunque, come sia impossibile asservire completamente una centrale nucleare alla modulazione del carico, fondamentalmente in ragione degli effetti di cui sopra che impongono una determinata razionalizzazione delle operazioni di intervento (e.g. il limite massimo di velocità di aumento della potenza generata nel nocciolo), la quale però non sarebbe ottimamente compatibile con le richieste della rete.

Per tutta questa serie di motivi, infine, si è scelto di optare per un profilo di generazione costante nel tempo, lasciando l'eventualità di modulazione del carico al caso con accoppiamento con il sistema CAES.

7.2.2. STRATEGIE DI MERCATO

Per quanto riguarda la scelta delle molteplici strategie operative attuabili in seguito all'accoppiamento con il sistema CAES, nel presente studio si analizzano fondamentalmente due tipologie di strategia operativa, Demand Following e Demand Satisfaction.

La prima rappresenta un caso realistico in cui gli operatori di mercato (i.e. produttori) attuano la propria strategia di vendita, nel proprio interesse, offrendo energia elettrica al mercato nei momenti di maggiore tensione tra domanda e offerta, in cui di conseguenza il prezzo del MWh è maggiore e significativamente più elevato del LUEC (Livelized Unit Energy Cost).

In effetti, un'unità di produzione ha interesse economico a funzionare non appena il prezzo è superiore al costo marginale (i.e. costo variabile). Tuttavia, in quest'analisi ci si svincola da questo criterio minimo e si immagazzina nelle ore in cui il margine di guadagno è negativo o non è sufficientemente elevato rispetto al LUEC.



La seconda rappresenta un esercizio teorico al fine di simulare un'unità produttiva in grado di riprodurre il profilo di domanda di mercato, con l'idea che un numero multiplo di tali unità di impianto possano soddisfare la domanda medesima.

Ovviamente in entrambi i casi, in fase di dimensionamento del CAES, viene stabilito e poi rispettato il vincolo di dimensione in metri cubi (in seguito all'individuazione preliminare della quantità di MWh elettrici da stoccare al fine di soddisfare la strategia operativa scelta). La potenza equivalente del CAES è stata determinata (come si evince nel calcolo del LUEC nel prossimo paragrafo) a partire dal rateo di riestrazione dei MWh stoccati, mantenuto costante per ipotesi e per facilità realizzativa ed operativa.

Ad ogni modo, il CAES è funzionale ad entrambe le strategie, permettendo di differire nel tempo l'energia elettrica generata, al netto delle perdite.

In generale, la produzione ora per ora dell'impianto complessivamente studiato è la seguente:

	Potenza Eolica [MW]	Potenza Nucleare [MW]	PUN [€/MWh] del 15/10/08
1h	27,98	425	67,76
2h	32,17	425	63,05
3h	41,96	425	52,72
4h	39,17	425	49,50
5h	37,77	425	49,91
6h	53,15	425	67,53
7h	44,76	425	93,31
8h	27,98	425	134,28
9h	20,98	425	131,99
10h	10,49	425	135,68
11h	12,59	425	151,39
12h	6,99	425	129,53
13h	2,80	425	134,67
14h	4,20	425	121,43
15h	4,20	425	128,24
16h	4,20	425	126,00
17h	4,20	425	124,40
18h	2,80	425	123,73
19h	5,60	425	132,75
20h	9,79	425	140,45
21h	9,79	425	145,05
22h	10,49	425	114,48
23h	13,99	425	86,03



24h	27,98	425	79,00
-----	-------	-----	-------

Tabella VII.I: Produzione oraria

Nella tabella che segue, invece, è cromaticamente visibile il criterio economico (tramite i valori di margine di guadagno orario rappresentati) alla base della strategia produttiva Demand Following, vale a dire immagazzinare la produzione elettrica nel periodo 23h-7h (in rosso) e venderla in 8h-22h (in verde), seguendo per quanto possibile i picchi di prezzo:

	NUC [€MWh]	WIND (0) [€MWh]	WIND (150) [€MWh]	WIND (300) [€MWh]	WIND (450) [€MWh]
1h	-8,20	-37,75	112,25	262,25	412,25
2h	-12,91	-42,45	107,55	257,55	407,55
3h	-23,24	-52,79	97,21	247,21	397,21
4h	-26,46	-56,01	93,99	243,99	393,99
5h	-26,05	-55,59	94,41	244,41	394,41
6h	-8,43	-37,98	112,02	262,02	412,02
7h	17,34	-12,20	137,80	287,80	437,80
8h	58,32	28,77	178,77	328,77	478,77
9h	56,03	26,48	176,48	326,48	476,48
10h	59,72	30,18	180,18	330,18	480,18
11h	75,43	45,88	195,88	345,88	495,88
12h	53,57	24,02	174,02	324,02	474,02
13h	58,71	29,16	179,16	329,16	479,16
14h	45,47	15,93	165,93	315,93	465,93
15h	52,27	22,73	172,73	322,73	472,73
16h	50,04	20,50	170,50	320,50	470,50
17h	48,44	18,90	168,90	318,90	468,90
18h	47,77	18,22	168,22	318,22	468,22
19h	56,79	27,24	177,24	327,24	477,24
20h	64,49	34,94	184,94	334,94	484,94
21h	69,09	39,55	189,55	339,55	489,55
22h	38,51	8,97	158,97	308,97	458,97
23h	10,07	-19,47	130,53	280,53	430,53
24h	3,04	-26,51	123,49	273,49	423,49

Tabella VII.II: Margini di guadagno orari



Nella tabella che segue, è invece cromaticamente visibile la strategia produttiva Demand Satisfaction, vale a dire quella di immagazzinare la produzione elettrica nei periodi di eccesso di produzione rispetto alla domanda (in rosso) e di venderla nei periodi opposti (in verde), indipendentemente dal valore di prezzo.

	Surplus Offerta Eolico [MW]	Surplus Offerta Nucleare[MW]
1h	11,79	62,99
2h	16,70	78,93
3h	26,76	84,99
4h	24,09	87,72
5h	22,61	86,00
6h	37,45	73,67
7h	26,74	21,87
8h	8,74	-5,16
9h	-0,16	-47,96
10h	-11,19	-59,88
11h	-8,99	-57,74
12h	-14,58	-57,68
13h	-17,51	-29,33
14h	-15,89	-24,21
15h	-16,39	-35,39
16h	-16,50	-37,95
17h	-16,53	-38,61
18h	-17,84	-36,63
19h	-15,41	-44,89
20h	-11,74	-56,69
21h	-10,63	-31,73
22h	-8,69	-4,03
23h	-3,84	26,25
24h	11,01	45,44

Tabella VII.III: Surplus/Deficit di produzione orario

7.2.3. COSTI DI GENERAZIONE E DIMENSIONAMENTO CAES

Come costi di generazione per le due tecnologie considerate, sono stati assunti i dati OECD-IEA-NEA del 2010, riassunti nella figura seguente:



2: Median case specifications summary							
Median case specifications	Nuclear	CCGT	SC/USC coal	Coal w/90%CC(S)	Onshore wind	Solar PV	
Capacity (MW)	1 400.00	480.00	750.00	474.40	45.00	1.00	
Owner's and construction	3 681.07	1 018.07	1 915.65	3 336.96	2 236.80	5 759.35	
Overnight cost (\$/kW)*	4 101.51	1 068.97	2 133.49	3 837.51	2 348.64	6 005.79	
O&M (\$/MWh)	14.74	4.48	6.02	13.61	21.92	29.95	
Fuel cost (\$/MWh)	9.33	61.12	18.21	13.04	0.00	0.00	
CO ₂ cost (\$/MWh)	0.00	10.54	23.96	3.22	0.00	0.00	
Efficiency (net, LHV)	33%	57%	41.1%	34.8%	-	-	
Load factor (%)	85%	85%	85%	85%	26%	13%	
Lead time (years)	7	2	4	4	1	1	
Expected lifetime (years)	60	30	40	40	25	25	
LCOE (\$/MWh)	5%	58.53	85.77	65.18	62.07	96.74	410.81
	10%	98.75	92.11	80.05	89.95	137.16	616.55

*Overnight costs include owner's, construction and contingency costs but exclude IDC.

Notes:

- Years refer to time of plant coming on line i.e. duration of plant construction.
- All costs are expressed in USD (2008 average values 1 USD=0.684 EUR).
- Construction costs include owner's and EPC costs but exclude contingency and IDC. The LCOE includes total investment costs, i.e. construction costs plus contingency for unforeseen technical and regulatory difficulties and IDC. Overnight costs were calculated applying the study generic assumptions (15% contingency for nuclear and coal with CC(S) and 5% for coal without CC(S), gas, wind and solar technologies).
- Thermal plant efficiencies are net (sent out basis), LHV (lower heating value). The difference between lower and higher heating value, based on IEA conventions, is 5% for coal and 10% for gas.

Fig.VII.II: Valori medi europei di varie specifiche energetiche [fonte: OECD - IEA - NEA]

In particolare, il costo unitario di generazione dell’eolico è pari a 105,51 €/MWh (ovviamente al netto di incentivi). Nelle simulazioni effettuate, si è ritenuto considerare sia il caso senza incentivi, sia il caso con incentivi (150 €/MWh, 300 €/MWh, 450 €/MWh), dove il valore attualmente in vigore in Italia ammonta a circa (valore minimo) 150 €/MWh (cfr. §V.V).

Il costo dell’energia elettrica di fonte nucleare è, invece, pari a 75,96 €/MWh, avendo optato anche qui per un tasso di sconto del 10%. Si consideri che il costo del MWh nucleare si riferisce ad impianti tradizionali di media/grossa taglia. Il costo relativo ad un impianto SMR di tipo modulare e integrale è un dato non disponibile, in quanto tali impianti non sono ancora stati realizzati; tuttavia, una sua corretta stima dovrebbe integrare considerazioni di diseconomia di scala, ma anche vantaggi economici derivanti dalla modularizzazione e standardizzazione del concetto, dalla strategia di deployment (e.g. unità multiple sullo stesso sito) e dal fenomeno dell’apprendimento nelle fasi di costruzione in sito.

Da sottolineare è altresì l’impatto ben differente dei costi variabili (legati all’approvvigionamento del combustibile ed all’O&M) sui medesimi costi unitari di generazione; nel caso del nucleare, infatti, tale componente è strutturalmente più elevata rispetto al caso dell’eolico (in cui l’O&M è molto meno complessa ed onerosa, ma soprattutto manca totalmente una voce di costi corrispondenti all’approvvigionamento del combustibile, peculiarità di molti impianti basati su fonti rinnovabili). Numericamente, sulla base dei valori medi europei (fonte OECD-IEA-NEA), l’impatto sul costo del MWh nucleare è di circa il 24%, mentre quello sul MWh eolico è di circa il 16%.

Per quanto concerne il CAES, il costo del MWh erogato assunto ai fini del presente studio è sicuramente conservativo e pari a 30€/MWh.



Tale valore dipende essenzialmente dal costo capitale dell'impianto CAES, ripartito sulla quantità di energia elettrica totale erogata nel periodo. A sua volta, il costo capitale è riferito alla potenza del CAES. La potenza dipende dal rateo di erogazione dell'energia immagazzinata.

Di seguito, si riportano i calcoli dei costi concernenti il CAES ed il suo MWh, in tutti i casi di studio, vale a dire:

- sola produzione eolica (con strategie operative Demand Following e Demand Satisfaction);
- sola produzione nucleare (con strategie operative Demand Following e Demand Satisfaction);
- produzione integrata eolico+nucleare (con strategie operative Demand Following e Demand Satisfaction).

Si potranno ovviamente anche apprezzare tutte le altre informazioni impiantistiche, quali potenza, filling/discharging time, dimensioni in metri cubi, etc...

La strategia operativa Demand Following prevede di immagazzinare l'energia generata dalle ore 23 alle ore 7, riestraendo energia da fornire alla rete (in aggiunta alla simultanea produzione) dalle ore 8 alle ore 22.

La strategia operativa Demand Satisfaction prevede, invece, di immagazzinare l'energia generata nelle ore in cui vi è un eccesso di Offerta rispetto alla Domanda, e ristrarla (in aggiunta alla simultanea produzione) nel caso opposto.

dati:

densità energetica CAES = 2,5 kWh/m³

costo (AA-)CAES = 1300 €/kW (conservativo)

E efficiency = 70%

LCC = levelized capital cost in constant euros [€/MWh] = FCR*TCIC/E [€/MWh]

FCR = constant euro fixed charge rate = $X/[1-(1+X)^{-L}]$

TCIC = total capital investment cost in constant euros [€]

E = annual electric energy generation for single unit [MWh/y]

❖ CASO SOLO EOLICO(+CAES):



Strategia Dfollow:

filling time = 9 h [23h-7h]

discharging time = 15 h [8h-22h]

E storage = 320,00 MWh/d (conservativo)

E vendibile = 224,00 MWh/d (i.e. 70% di Estorage a causa delle perdite di conversione)

14,93 MWh/h (i.e. Evendibile/discharging time)

quindi → Potenza CAES = 14,93 MW --> costo capitale = 19,41 M€

X = 10%

L = 50 y

quindi → FCR = 0,10085917

TCIC = 19413333,3 €

E = 81760 MWh/y

LCC [CAES] = 23,95 €/MWh --> LUEC conservativo = 26,34 €/MWh

volume CAES = 128000,00 m³ (i.e. Estorage/densità energetica), per esempio un cubo di lato 50,40 m

Strategia Dsatisf:

filling time = 9 h [24h-8h]

discharging time = 15 h [9h-23h]

E storage = 190,00 MWh/d (conservativo)

E vendibile = 133,00 MWh/d (i.e. 70% di Estorage a causa delle perdite di conversione)

8,87 MWh/h (i.e. Evendibile/discharging time)

quindi → Potenza CAES = 8,87 MW --> costo capitale = 11,53 M€

X = 10%

L = 50 y

quindi → FCR = 0,10085917



TCIC = 11526666,7 €

E = 48545 MWh/y

LCC [CAES] = 23,95 €/MWh --> LUEC conservativo = 26,34 €/MWh

volume CAES = 76000,00 m³ (i.e. Estorage/densità energetica),
42,36 m

per esempio un cubo di lato

❖ CASO SOLO NUCLEARE(+CAES):

Strategia Dfollow:

filling time = 9 h [23h-7h]

discharging time = 15 h [8h-22h]

E storage = 4000,00 MWh/d (conservativo)

E vendibile = 2800,00 MWh/d (i.e. 70% di Estorage a causa delle perdite di conversione)

186,67 MWh/h (i.e. Evendibile/discharging time)

quindi → Potenza CAES = 186,67 MW --> costo capitale = 242,67 M€

X = 10%

L = 50 y

quindi → FCR = 0,10085917

TCIC = 2426666667 €

E = 1022000 MWh/y

LCC [CAES] = 23,95 €/MWh --> LUEC conservativo = 26,34 €/MWh

volume CAES = 1600000,00 m³ (i.e. Estorage/densità energetica),

per esempio un cubo di lato 116,96 m

Strategia Dsatisf:

filling time = 9 h [23h-7h]

discharging time = 15 h [8h-22h]



E storage = 570,00 MWh/d (conservativo)

E vendibile = 399,00 MWh/d (i.e. 70% di Estorage a causa delle perdite di conversione)

26,60 MWh/h (i.e. Evendibile/discharging time)

quindi → Potenza CAES = 26,60 MW --> costo capitale = 34,58 M€

X = 10%

L = 50 y

quindi → FCR = 0,10085917

TCIC = 34580000 €

E = 145635 MWh/y

LCC [CAES] = 23,95 €/MWh --> LUEC conservativo = 26,34 €/MWh

volume CAES = 228000,00 m³ (i.e. Estorage/densità energetica), per esempio un cubo di lato 61,09 m

❖ CASO INTEGRATO NUCLEARE+EOLICO(+CAES):

Strategia Dfollow:

filling time = 9 h [23h-7h]

discharging time = 15 h [8h-22h]

E storage = 4320,00 MWh/d (conservativo)

E vendibile = 3024,00 MWh/d (i.e. 70% di Estorage a causa delle perdite di conversione)

201,60 MWh/h (i.e. Evendibile/discharging time)

quindi → Potenza CAES = 201,60 MW --> costo capitale = 262,08 M€

X = 10%

L = 50 y



quindi \rightarrow FCR = 0,10085917

TCIC = 262080000,3 €

E = 1103760 MWh/y

LCC [CAES] = 23,95 €/MWh \rightarrow LUEC conservativo = 26,34 €/MWh

volume CAES = 1728000,00 m³ (i.e. Estorage/densità energetica), per esempio un cubo di lato 120,00 m

Strategia Dsatisf:

filling time = 9 h [23h/24h-7h/8h]

discharging time = 15 h [8h/9h-23h/24h]

E storage = 760,00 MWh/d (conservativo)

E vendibile = 532,00 MWh/d (i.e. 70% di Estorage a causa delle perdite di conversione)

35,47 MWh/h (i.e. Evendibile/discharging time)

quindi \rightarrow Potenza CAES = 35,47 MW \rightarrow costo capitale = 46,11 M€

X = 10%

L = 50 y

quindi \rightarrow FCR = 0,10085917

TCIC = 46106666,7 €

E = 194180 MWh/y

LCC [CAES] = 23,95 €/MWh \rightarrow LUEC conservativo = 26,34 €/MWh

volume CAES = 304000,00 m³ (i.e. Estorage/densità energetica), per esempio un cubo di lato 67,24 m

Nel dettaglio, nel comparare i benefici apportati ad esempio dall'AA-CAES ad una semplice wind farm, si è considerato che tutti i MWh eolici generati nel caso senza AA-CAES fossero immessi in rete e quindi venduti. Tale ipotesi, invece, è responsabile di una sovrastima degli utili del parco eolico, in quanto non tutta l'energia prodotta sarebbe in realtà



venduta; nelle ore di picco di produzione, mediamente di notte, la quantità di MWh eolici prodotti sarebbe talmente al di là del valore medio di generazione che, per motivi legati alla sicurezza della rete stessa ed all’eccessiva volatilità produttiva, non sarebbero immessi in rete, ma semplicemente persi.

Considerando che non tutta la produzione eolica viene immessa in rete a causa di vincoli tecnici di sicurezza e stabilità della stessa, risulta che gli utili totali della wind farm sono sovrastimati. L’accoppiamento con un sistema CAES permetterebbe invece di immagazzinare e riestrare successivamente i MWh in eccesso, senza rinunciare alla loro vendita, anche se con una perdita di conversione del 30%. I MWh eolici venduti, in questo caso, sarebbero superiori al caso senza CAES. Nella simulazione effettuata, per l’impossibilità di stimare la quantità di energia eolica in eccesso e non trasferibile in rete, il beneficio economico apportato dal CAES viene così ad essere sottostimato. Per questo motivo, i risultati possono essere considerati conservativi.



8. RISULTATI

Nelle tabelle che seguono, dunque, è possibile verificare gli utili caso per caso, a seconda della tecnologia (con/senza CAES) e/o della strategia produttiva, considerando tre diversi valori d'incentivo all'eolico (150 €/MWh, 300 €/MWh, 450 €/MWh).

CASO 1 : SENZA CAES (EOLICO; NUCLEARE; EOLICO+NUCLEARE)

Così come per le altre strategie, si rimanda l'attenzione del lettore all'Appendice III per i margini di guadagno orari i quali, cumulati, costituiscono i risultati presentati sinteticamente in queste tabelle.

senza CAES:

utile WIND_0 [€d] Totale Giornaliero	utile WIND_150 [€d] Totale Giornaliero	utile WIND_300 [€d] Totale Giornaliero	utile WIND_450 [€d] Totale Giornaliero	utile NUC [€d] Totale Giornaliero
-8650,34	59749,66	128149,66	196549,66	322920,58

utile WIND_0+NUC [€d] Totale Giornaliero	utile WIND_150+NUC [€d] Totale Giornaliero	utile WIND_300+NUC [€d] Totale Giornaliero	utile WIND_450+NUC [€d] Totale Giornaliero
314270,24	382670,24	451070,24	519470,24

Tabella VII.IV: Utili giornalieri

E' interessante notare che, senza incentivi, la vendita di energia eolica non è economicamente sostenibile (utile negativo).

Nel caso di accoppiamento eolico+nucleare, invece, l'utile totale giornaliero è positivo perché la parte nucleare compensa le perdite dell'eolico: infatti, gli utili nel caso di solo nucleare sono maggiori del caso eolico(con incentivo nullo)+nucleare di circa il 2,8%.

Graficamente:

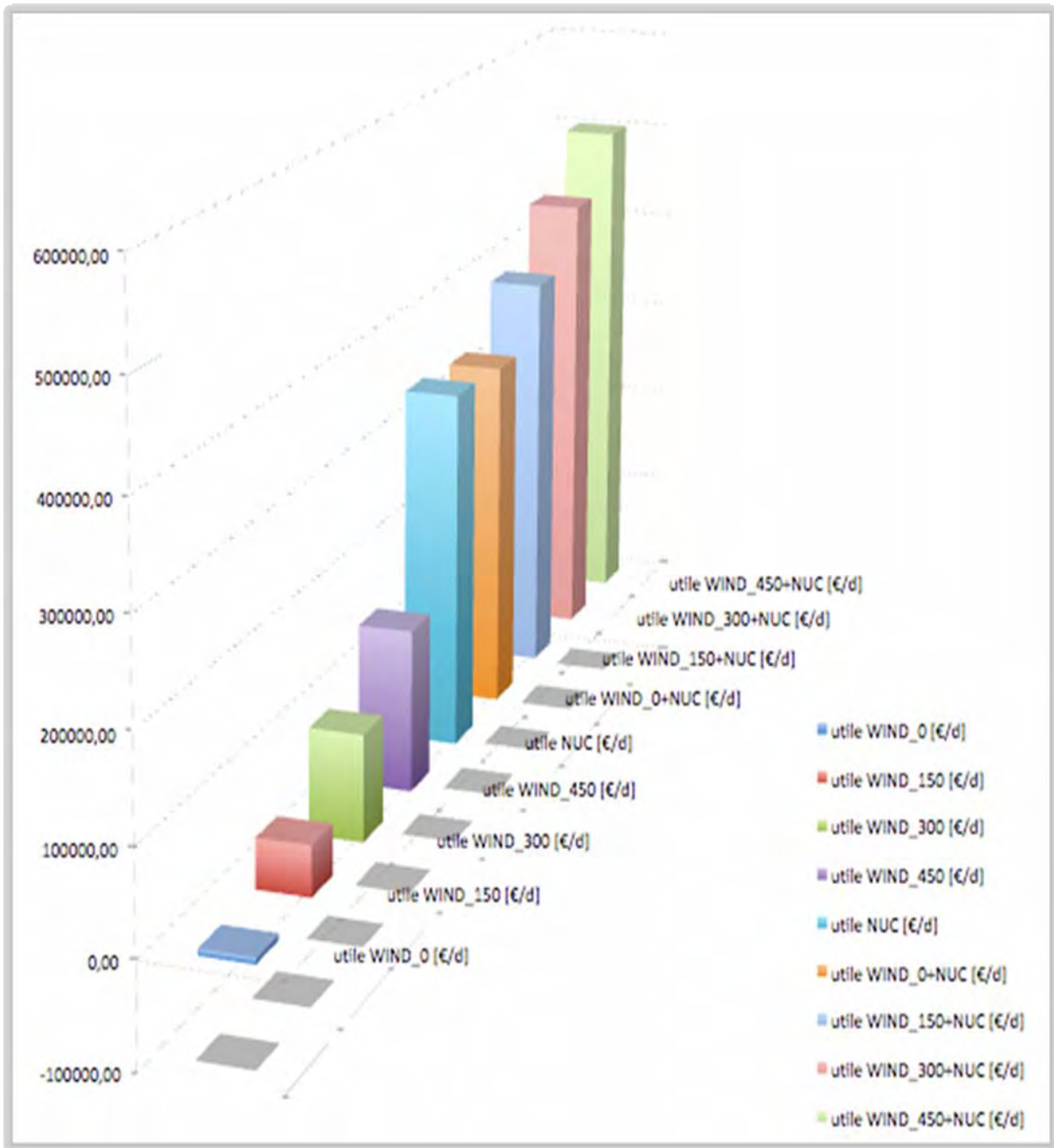


Fig.VII.III: Utili [€/d] in funzione della tecnologia produttiva



CASO 2 : CON CAES (EOLICO+CAES; NUCLEARE+CAES; EOLICO+NUCLEARE+CAES)

CASO 2.1 : STRATEGIA « DEMAND FOLLOWING »

con CAES (D follow):

utile WIND_0 [€d]	Utile WIND_150 [€d]	utile WIND_300 [€d]	utile WIND_450 [€d]	utile NUC [€d]
Totale Giornaliero	Totale Giornaliero	Totale Giornaliero	Totale Giornaliero	Totale Giornaliero
-6214,24	47834,35	101882,94	155931,53	346931,01

utile WIND_0+NUC [€d]	utile WIND_150+NUC [€d]	utile WIND_300+NUC [€d]	utile WIND_450+NUC [€d]
Totale Giornaliero	Totale Giornaliero	Totale Giornaliero	Totale Giornaliero
340716,77	394765,36	448813,95	502862,54

Tabella VII.V: Utili giornalieri

Da queste tabelle si evince in maniera chiara quanto nevralgico possa divenire il sistema di energy storage in simbiosi con un impianto elettroproduttivo.

Per esempio, nel caso di solo eolico (con incentivo nullo), gli utili giornalieri passerebbero da -8650 €d a circa -6000 €d, con un incremento dei medesimi di circa il 30%.

Nel caso di impianto solo nucleare, invece, essi passerebbero da circa 323000 €d a circa 347000 €d, un aumento quindi di circa il 7,5%.

Graficamente:

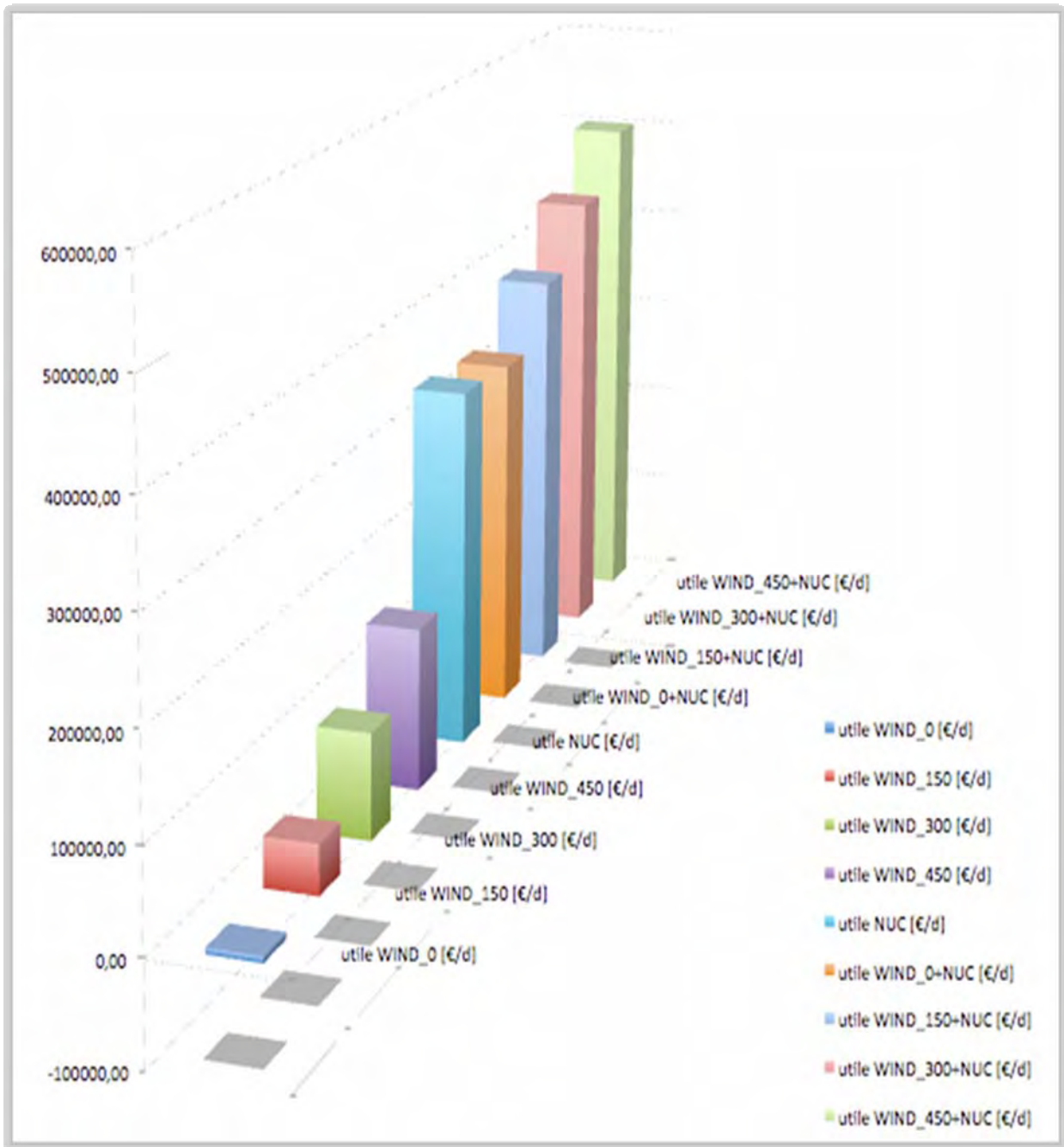


Fig.VII.IV: Utili [€/d] in funzione della tecnologia produttiva

Da sottolineare come questi maggiori utili siano inclusivi dei maggiori costi capitali dovuti alla realizzazione del CAES.

E' interessante notare che nel caso dell'eolico stand-alone, neanche l'accoppiamento ad un sistema CAES con alta efficienza consente la sostenibilità economica; tuttavia ne riduce le perdite.

Nel caso dell'eolico, si nota un effetto decrescente dell'accoppiamento con il CAES al crescere dell'incentivo. Quando quest'ultimo, infatti, cresce (fino anche a superare i 150 €/MWh), gli utili subiscono una contrazione sempre più importante. In effetti, le perdite energetiche, che derivano dall'immagazzinare energia nelle ore notturne per estrarla in



quelle diurne, determinano la rinuncia a guadagni elevati proprio dovuti all’incentivazione. A fronte di ciò, il maggiore prezzo di vendita diurno non riesce a compensare tale mancato guadagno. Ad ogni modo, in contesti più particolari, come ad esempio il terzo mercoledì di dicembre, le più ampie oscillazioni picco-picco del PUN potrebbero permettere un incremento degli utili anche per incentivi più elevati, compensando le perdite di conversione.

Un esempio è il caso di incentivo pari a 300 €/MWh, in cui gli utili subiscono una diminuzione da circa 128000 €d a circa 102000 €d, vale a dire approssimativamente 26000 €d o 9,5 M€/y.

Al di là degli effetti perturbativi degli alti incentivi (prerogativa però del sistema italiano), dunque, si verifica un effetto benefico sia sull’impianto solo eolico (ad incentivi moderati, più in linea cioè con la media UE), sia sull’impianto solo nucleare; ma un effetto ancor più benefico si verifica per l’impianto accoppiato nucleare+eolico (in termini di valori assoluti). Nello specifico, nel caso dell’impianto eolico(incentivo nullo)+nucleare, con strategia Demand Following, il maggiore utile giornaliero è di circa 26.400 €d, corrispondente ad un ordine di grandezza di circa 10 milioni di euro di utile addizionale all’anno (nell’ipotesi estremamente semplificativa, solo per dare un ordine di grandezza, che il giorno assunto sia replicato per 365 volte).

In conclusione, già a questo stadio, si intravede il potenziale beneficio sociale macroeconomico accresciuto che potrebbe derivare dalla capacità di rilassare la tensione tra offerta e domanda nei momenti più nevralgici nell’arco delle 24 ore. Di fatto, tramite questa strategia operativa, resa possibile (anche per tecnologie base-load) dal sistema di energy storage, è plausibile attendersi (come infatti verificheremo più avanti) una diminuzione del PUN nei momenti di picco, in quanto proprio in questi frangenti si avrebbe un ulteriore quantitativo (più o meno importante, a seconda della taglia dell’impianto studiato) di MWh offerti in sede di Borsa Elettrica (per di più, a prezzi potenzialmente molto competitivi, date le caratteristiche della tecnologia produttiva in sinergia con il CAES medesimo).

Adirittura, si verificano interessanti incrementi degli utili anche nel caso si decidesse una strategia produttiva tale da soddisfare la domanda sistematicamente sulle 24 ore, come mostrato nel paragrafo che segue.

CASO 2.2 : STRATEGIA « DEMAND SATISFACTION »

con CAES (D satisfaction):

utile WIND_0 [€d]	utile WIND_150 [€d]	utile WIND_300 [€d]	utile WIND_450 [€d]	utile NUC [€d]
Totale Giornaliero	Totale Giornaliero	Totale Giornaliero	Totale Giornaliero	Totale Giornaliero
-6527,35	55605,74	117738,83	179871,92	328153,88



utile WIND_0+NUC [€d]	utile WIND_150+NUC [€d]	utile WIND_300+NUC [€d]	utile WIND_450+NUC [€d]
Totale Giornaliero 321626,54	Totale Giornaliero 383759,63	Totale Giornaliero 445892,72	Totale Giornaliero 508025,81

Tabella VII.VI: Utili giornalieri

Da evidenziare come anche in questo caso (nella strategia di soddisfare la domanda) gli utili con CAES siano più bassi di quelli senza CAES quando si fa riferimento all'eolico con elevato incentivo.

In presenza di incentivo al MWh, la possibilità di vendere energia elettrica nelle ore in cui il prezzo dell'elettricità è più elevato non riesce ancora una volta a compensare la mancata vendita del 30% dell'energia elettrica immagazzinata e persa nella conversione in ingresso e uscita dal CAES. Relativamente a questo 30% di vendite perse, si perde anche l'incentivo.

In mancanza di incentivo, l'accoppiamento con il CAES è invece economicamente conveniente perché riduce le perdite da -8650 €d a -6527,35 €d, cioè un incremento degli utili giornalieri di circa il 25%.

Graficamente:

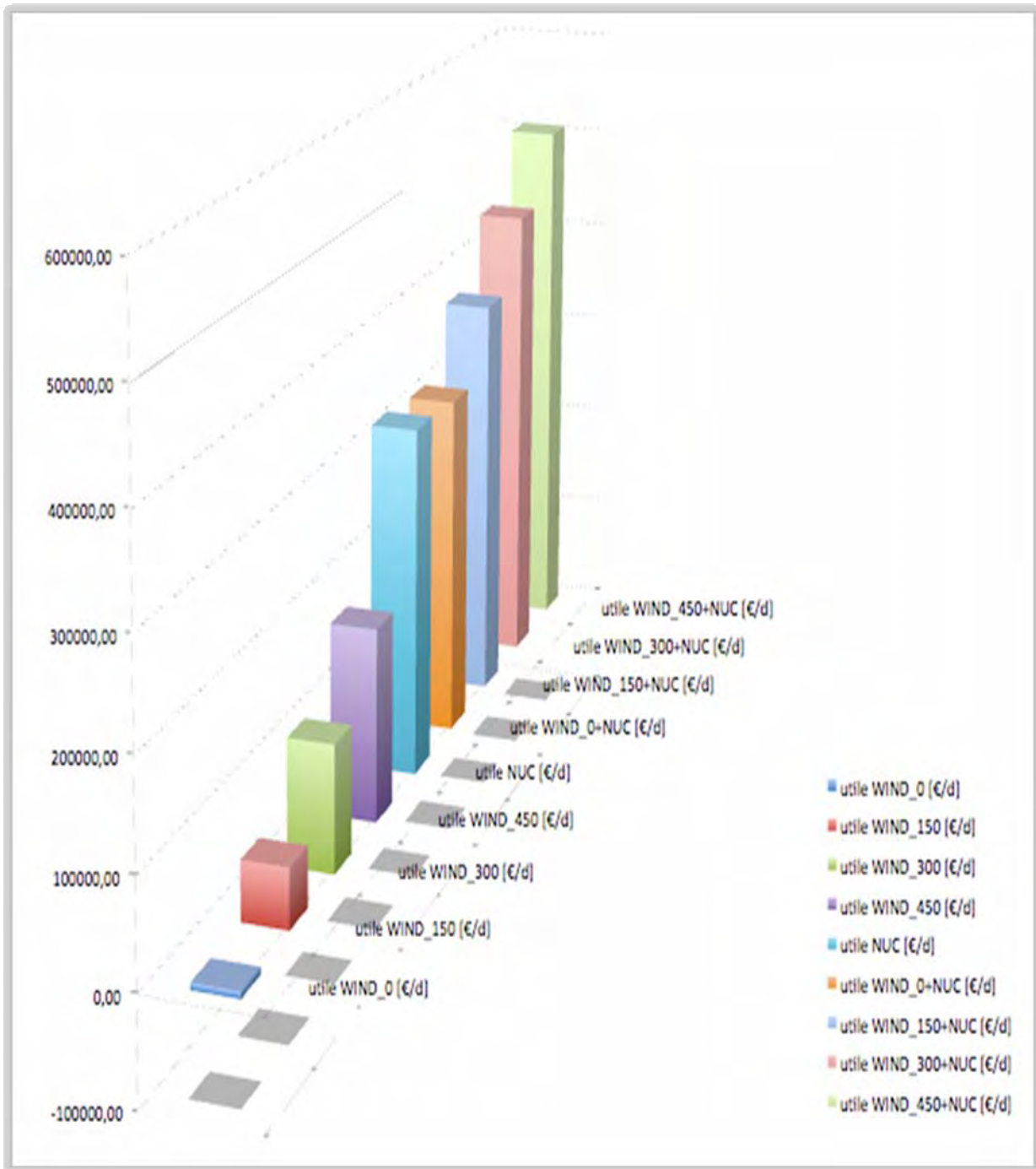


Fig.VII.V: Utili [€d] in funzione della tecnologia produttiva

Nel caso nucleare, analogamente all'altra strategia (Demand Following), nonostante le perdite energetiche, l'accoppiamento con il CAES è sempre migliorativo dei guadagni, grazie alla possibilità di valorizzare meglio la produzione, trasferendo le vendite dalle ore notturne a quelle diurne. Dal punto di vista quantitativo, gli utili giornalieri aumenterebbero da circa 323000 €d a circa 328000 €d, cioè dell'1,5% circa, che in termini annui si tramuterebbe in maggiori guadagni per una cifra di poco inferiore ai 2 M€y.



In ultima analisi, anche queste simulazioni, così come quelle inerenti l'altra strategia operativa, mostrano l'importanza di un ulteriore parametro: l'oscillazione picco-picco del PUN. Nel giorno analizzato, i valori relativi all'ampiezza del parametro in questione non sono sufficienti a controbilanciare la perdita energetica a livello del sistema di immagazzinamento, nel caso di incentivo elevato (al di sopra della media UE) in cui sarebbe conveniente vendere i MWh prodotti anche di notte. In effetti, nel caso di incentivo pari a 300 €/MWh, gli utili subiscono una contrazione da circa 128000 €d a circa 118000 €d, vale a dire approssimativamente 10000 €d o 3,5 M€y.

In valore assoluto, va evidenziato come gli incrementi degli utili giornalieri siano più marcati nel caso di strategia "Demand Following", rispetto alla "Demand Satisfaction". Quantitativamente, analizzando gli effetti sui vari impianti in simbiosi con il sistema AA-CAES, si ottiene che le differenze tra gli utili nelle due strategie studiate (Utili Dfollow – Utili Dsatisf) sono pari a:

- impianto eolico (incentivo 0 €/MWh):

$$[(-)6200 \text{ €d}] - [(-)6500 \text{ €d}] = -300 \text{ €d} \rightarrow \text{Utili Dfollow} = + 4,6\% \text{ di Utili Dsatisf}$$

- impianto nucleare:

$$[347000 \text{ €d}] - [328000 \text{ €d}] = -19000 \text{ €d} \rightarrow \text{Utili Dfollow} = + 5,8\% \text{ di Utili Dsatisf}$$

- impianto eolico (incentivo 0 €/MWh)+nucleare:

$$[341000 \text{ €d}] - [322000 \text{ €d}] = -19000 \text{ €d} \rightarrow \text{Utili Dfollow} = + 5,9\% \text{ di Utili Dsatisf}$$

- impianto eolico (incentivo 300 €/MWh)+nucleare:

$$[449000 \text{ €d}] - [446000 \text{ €d}] = -3000 \text{ €d} \rightarrow \text{Utili Dfollow} = + 0,7\% \text{ di Utili Dsatisf}$$

Il tutto dimostra la minor efficacia della strategia di soddisfare la domanda, la quale non permette (se non nel caso di ingente volatilità del PUN, come nei mesi più critici dell'anno, e.g. dicembre o febbraio) di incrementare gli utili come nel caso in cui si sceglie di seguire la domanda. D'altronde, si è analizzata anche questa strategia al fine di un esercizio teorico, immaginando un'unità produttiva modulare di base che, se replicata, è in grado di riprodurre esattamente il profilo di domanda di energia elettrica.

In conclusione, va evidenziato come oltre al beneficio economico apportato, l'introduzione di un sistema CAES consenta, nel caso del nucleare (ma di tecnologie base-load in genere), una gestione operativa di impianto radicalmente differente, grazie alla flessibilità garantita dal CAES inteso come buffer di energia.

Come vedremo più avanti, la possibilità di gestire l'impianto nucleare in maniera flessibile potrebbe portare questa tecnologia a competere, addirittura sul mercato di dispacciamento, con altre tecnologie elettroproduttive estremamente flessibili (ad esempio il turbogas...).

Qui di seguito (cfr. pagina seguente) viene riportato un grafico che aiuta a ricapitolare gli effetti migliorativi, a livello di utile giornaliero [€d], e la portata di questi ultimi a seconda della tipologia di impianto produttivo e di strategia operativa.

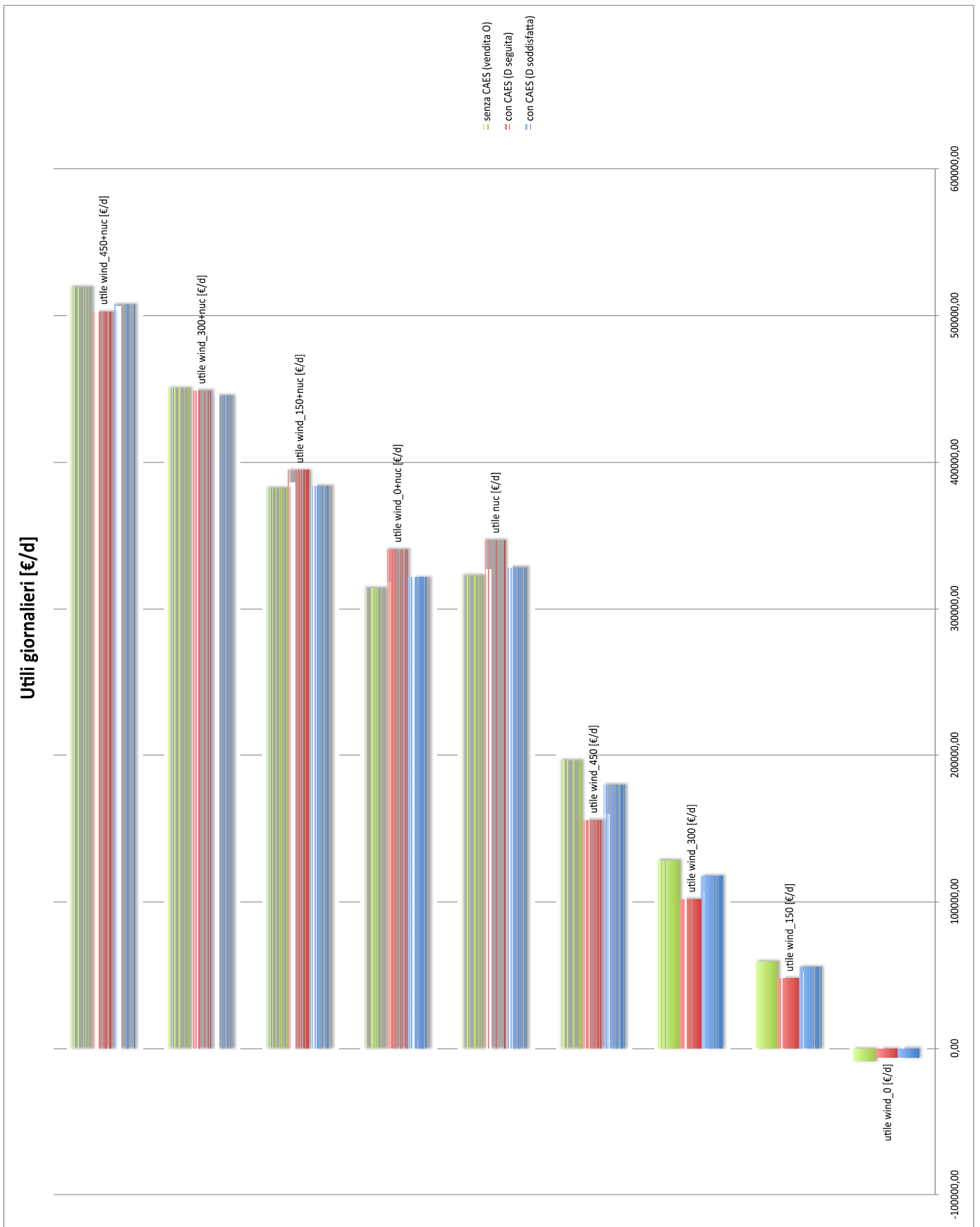


Fig.VII.VI: Riepilogo utili [€d] in funzione della tecnologia produttiva



DETTAGLI TECNICO-ECONOMICI E ANALISI DI SENSITIVITA'

Prima di affrontare gli effetti macroeconomici, valutati nelle simulazioni in ambiente di programmazione GAMS (General Algebraic Modeling System), è necessario sottolineare alcune precisazioni a livello tecnico-economico concernenti l'AA-CAES, non evidentissime se non in seguito ad alcuni studi preliminari.

Prima di tutto, per quanto concerne la strategia produttiva di soddisfare la domanda in maniera sistematica sulle 24 ore, pur avvicinandosi notevolmente alla curva della domanda (in rosso nella figura qui di seguito), sarà impossibile generare una curva di offerta perfettamente collimante. Graficamente parlando, tale piccolo scarto tra la curva dell'offerta (in blu) e quella della domanda (in rosso), è ben visibile nella figura che segue. Questo scostamento, che comunque è minimo poiché si è altresì trascurato il realistico tempo morto tra le constatazioni della domanda e l'attivazione degli accorgimenti e dei rimedi riguardanti il sistema di accumulo, è fondamentalmente dovuto al fatto che l'intero impianto (qui eolico+nucleare+AA-CAES) è calibrato sul valore medio della sua offerta (valore medio in ragione della presenza di una fonte volatile, l'eolico). Ciò vuol dire che, nei momenti in cui si attinge dal CAES al fine di sopperire al difetto tra offerta e domanda (nella figura seguente lo scenario preso in conto è quello appunto di soddisfare la domanda), il valore imposto dalla domanda è irraggiungibile a causa delle perdite energetiche nel sistema AA-CAES (la cui efficienza energetica è comunque molto alta, intorno al 70%).

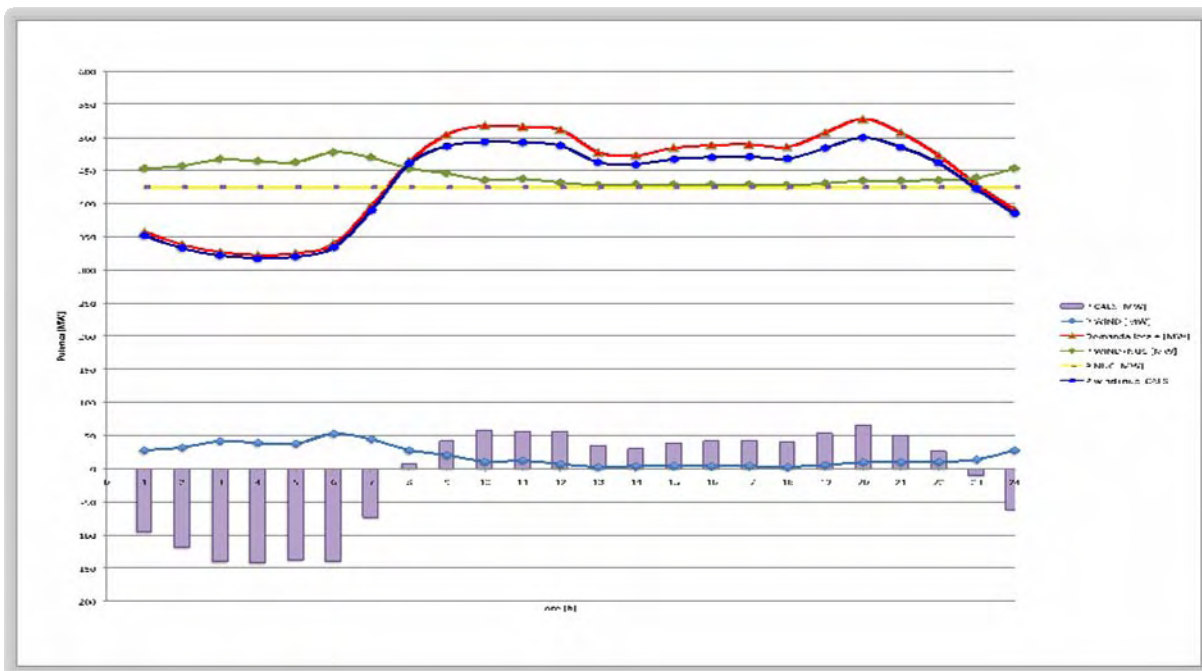


Fig. VII.VII: Margini di guadagno

Dunque, mentre in linea di principio si calibra il sistema di accumulo e la sua strategia di funzionamento in modo da immagazzinare tutti i MWh elettrici in eccesso durante le ore in cui c'è un surplus di produzione rispetto alla domanda, in realtà tali MWh elettrici non saranno sufficienti a raggiungere la curva di domanda nelle ore di picco della medesima. Effettivamente, una quota intorno al 30% dei MWh immagazzinati verrà persa.



Inoltre, ogniqualvolta si è fatto e si farà riferimento a confronti tra gli utili derivanti da una data tecnologia associata o non ad un sistema di accumulo di tipo CAES, le stime sono fortemente conservative.

Bisogna in più evidenziare come, nel caso d'impianto di produzione basato su molteplici tecnologie, come quello in esame, sia ovviamente doveroso valutare il grado di competizione e di profittabilità per quanto concerne la scelta di quale tecnologia privilegiare nel riempimento del CAES.

Mentre nei casi simulati precedentemente si è scelto di dimensionare il CAES in modo che potesse accogliere tutta l'energia che il gestore desiderava immagazzinare (in ragione del fatto che, come mostrato più avanti, all'aumentare della dimensione del CAES gli utili aumentano in modo lineare, pur considerando l'aumento dei costi capitali del CAES stesso), qui di seguito si ipotizza una dimensione del CAES limitata. Da ciò ne deriva quindi la necessità di stabilire un criterio di riempimento del CAES.

In breve, se la capienza impone determinati vincoli (fisici, economici, etc...) sulla quantità di MWh stoccabili nel sistema di energy storage, allora il criterio di riempimento del CAES prevede che si immagazzini l'energia prodotta con margine economico minore, ciò per evitare di rinunciare, a causa delle perdite di conversione, a margini di guadagno migliori.

Nello specifico, determinare univocamente quale tecnologia elettroproduttiva di quelle studiate assicuri margini di guadagno inferiori/superiori non è immediato, data la presenza dell'incentivo, parametro in grado di perturbare sensibilmente questo tipo di considerazioni. Ad ogni modo, è solamente necessario distinguere i casi con/senza incentivo. Nel caso di incentivo nullo, l'eolico è la tecnologia che garantisce margini economici inferiori e, quindi, in maniera speculare il nucleare quelli superiori; in questo contesto, comunque abbastanza lontano dalla realtà (l'eolico non è capace di autosostenersi), il MWh eolico sarebbe quello da privilegiare nel riempimento del CAES. Nel caso opposto, invece, in presenza di tutti gli incentivi studiati, poiché questi ultimi fanno sì che il margine di guadagno orario del MWh eolico non sia mai negativo, è il MWh nucleare che garantisce il margine economico inferiore e che dunque sarà da privilegiare nel riempimento del CAES.

Per ulteriori approfondimenti, concernenti soprattutto le modalità e le simulazioni tramite le quali si è giunti alle conclusioni di cui sopra, si rimanda l'attenzione del lettore all'Appendice IV.

Doverosa è altresì un'analisi di sensitività a proposito della capienza del sistema di immagazzinamento. Innanzitutto, come è esposto nei paragrafi IV.IV e VII.II, il sistema CAES ha un costo capitale ovviamente dipendente dalla capienza, in termini di MWh stoccabili, ma anche e soprattutto dalla potenza equivalente del medesimo.

Nello scenario in cui si volesse speculare sui picchi della domanda di energia elettrica, immagazzinando al limite quasi tutti i MWh prodotti, riestraendoli poi in pochissime ore nell'arco della giornata, si avrebbe che la potenza equivalente dell'impianto di energy storage raggiungerebbe valori talmente elevati da far aumentare il costo capitale del CAES a valori improponibili (cfr. Fig.VII.VIII), tali da comprometterne la profittabilità, anche al di là del miliardo di euro (nel quadro del nostro studio).



In più, nella stessa scia, anche il valore del LUEC corrispondente al sistema di immagazzinamento si eleverebbe da valori accettabili (quali le poche decine di euro al MWh) a valori per i quali il rischio di ritrovarsi fuori mercato diventi molto consistente (al di sopra dei cento euro al MWh). Vale a dire, mentre nel caso di speculazione ‘moderata’, nel senso di seguire la domanda spalmando i MWh stoccati su intervalli temporali non eccessivamente corti (evitando quindi di riestrarre tutti i MWh in stock in 2/3 ore), il costo capitale (che ha delle ricadute sul LUEC) del CAES rimane sostenibile, nel caso opposto il LUEC diviene non più sostenibile.

Nella figura seguente, infatti, sono riportati gli andamenti del costo capitale e del costo/MWh (relativi all’AA-CAES) in funzione della capienza (in MWh) del sistema di energy storage. L’ipotesi fondamentale, fatta in sede di simulazione al fine di estrarre i dati graficati, è che la capienza dell’AA-CAES non sia mai superiore ai MWh elettrici che saranno riestratti; più nel dettaglio, ciò significa che non si prende in conto il caso di serbatoio di accumulo più grande (in termini di capienza) rispetto alle effettive necessità operative. Tale ipotesi trova tutta la sua giustificazione nel fatto che, come sempre accade (nel caso, ad esempio, di ex giacimenti di idrocarburi molto vasti, il volume libero viene ridotto tramite la costruzione di opportune pareti), i dati operativi del sistema di immagazzinamento vengono stabiliti a posteriori, sulla base del tipo e della taglia di impianto elettroproduttivo a cui è associato, e soprattutto in base alla strategia operativa (per esempio la “Demand Following”) auspicata. Ovviamente la possibilità di ritrovarsi con uno svuotamento parziale (o totale, ma inferiore all’offerta necessaria puntualmente in una determinata ora del giorno) del CAES non è del tutto inimmaginabile (nella realtà), ma in questa sede ci si è soffermati sulla simulazione di un giorno rappresentativo dell’anno, al fine di ottenere un ordine di grandezza della profittabilità dell’AA-CAES.

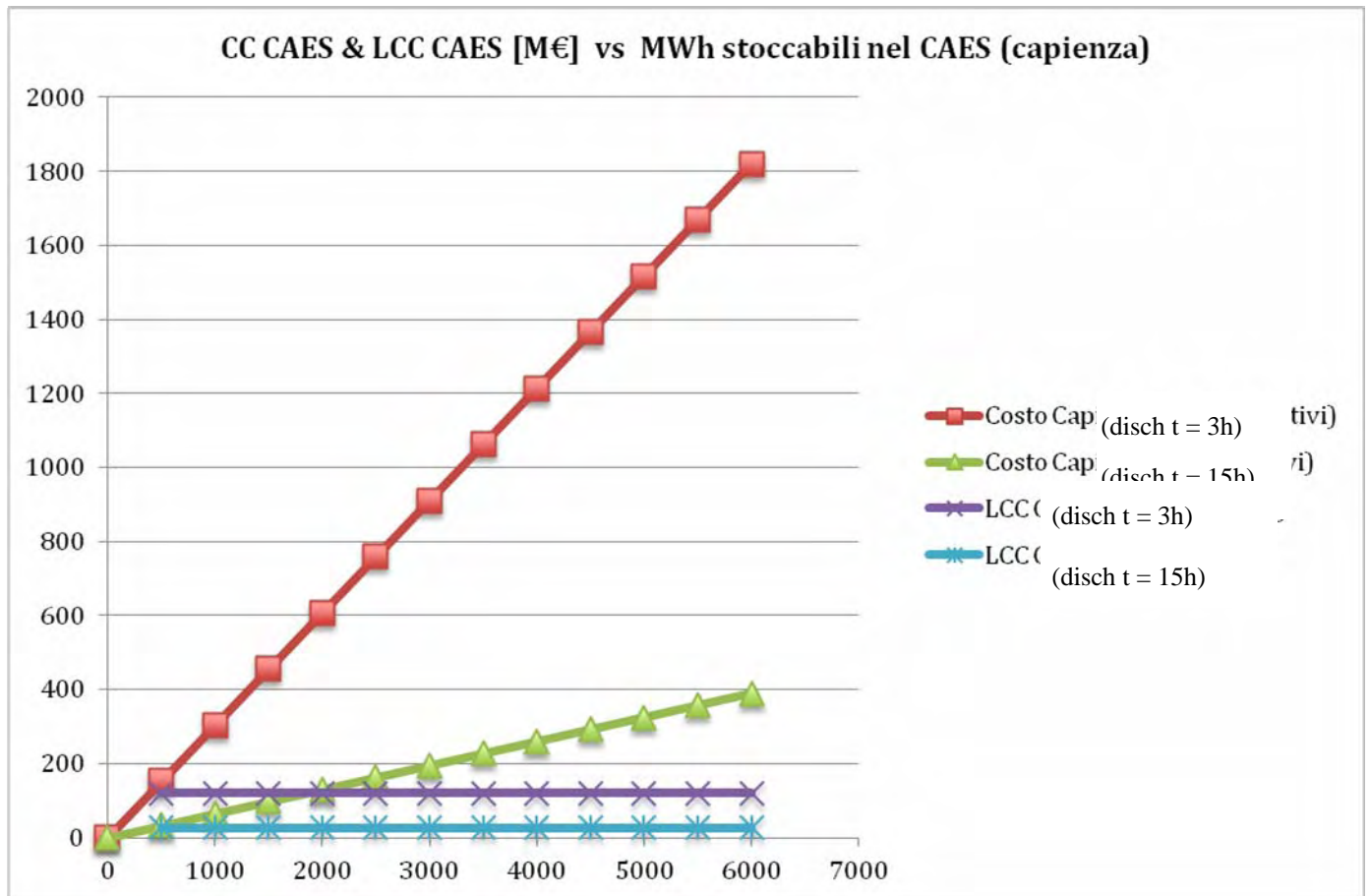


Fig.VII.VIII: Costo Capitale e Levelized Capital Cost riferiti al CAES

Quindi, nel grafico VII.VIII, ciò che cambia dalle curve in rosso ed in viola rispetto a quelle in verde ed in azzurro sono proprio le condizioni operative pre-stabilite.

Nel dettaglio, nelle curve in rosso ed in viola è possibile apprezzare rispettivamente l'evoluzione del costo capitale d'impianto (AA-CAES) e l'evoluzione del costo unitario di generazione (l'effettiva differenza con il LUEC si attesta su valori dell'ordine di pochi punti percentuali) nel caso di strategia "Demand Following" particolarmente speculativa; questo vuol dire che si è scelto di simulare il caso in cui venisse stoccata una certa quota (limitata dalla capienza del CAES; le simulazioni, infatti, si arrestano intorno al valore di 4000 MWh/d che corrisponde alla totalità dei MWh prodotti dall'impianto di generazione studiato nel presente lavoro) dei MWh complessivamente prodotti nelle 24 ore (precisamente durante 21 ore), riestraendoli tutti in 3 ore (ore di picco del prezzo dell'energia elettrica). In questa maniera, il discharging time è fissato al valore di 3 ore, facendo quindi crescere in maniera importante il rateo orario di energia estratta dall'AA-CAES (e quindi la potenza equivalente di quest'ultimo) e, conseguentemente, il valore del LUEC dell'AA-CAES medesimo a quasi 120 €/MWh.

Le altre due curve, invece, rispettivamente quelle in verde ed in azzurro, mostrano le evoluzioni delle medesime grandezze (sempre ovviamente in funzione dei MWh stoccabili) in condizioni operative significativamente differenti. In effetti, esse si riferiscono ad una strategia, sempre "Demand Following", ma molto meno estrema, in cui si immagazzina una quota dei MWh prodotti durante le ore notturne (precisamente durante 9 ore), riestraendoli con ratei



orari contenuti sulle altre 15 ore. Il discharging time è dunque fissato ad un valore di 15 ore; tale criterio fa sì che la potenza equivalente del sistema di accumulo sia molto inferiore rispetto al caso precedente, ma molto più conveniente (come in seguito mostrato dalla figura che segue) perché in grado di limitare il LUEC a circa 30 €/MWh ed il CC a poche centinaia di milioni di euro.

Il tutto è visivamente confermato nella figura seguente, in cui sono riportati gli utili giornalieri derivanti dall'impianto studiato, riferiti sempre al giorno 15 Ottobre 2008 (giorno scelto a campione per le oscillazioni del PUN abbastanza moderate e rappresentative rispetto, ad esempio, al terzo mercoledì di dicembre oppure di agosto).

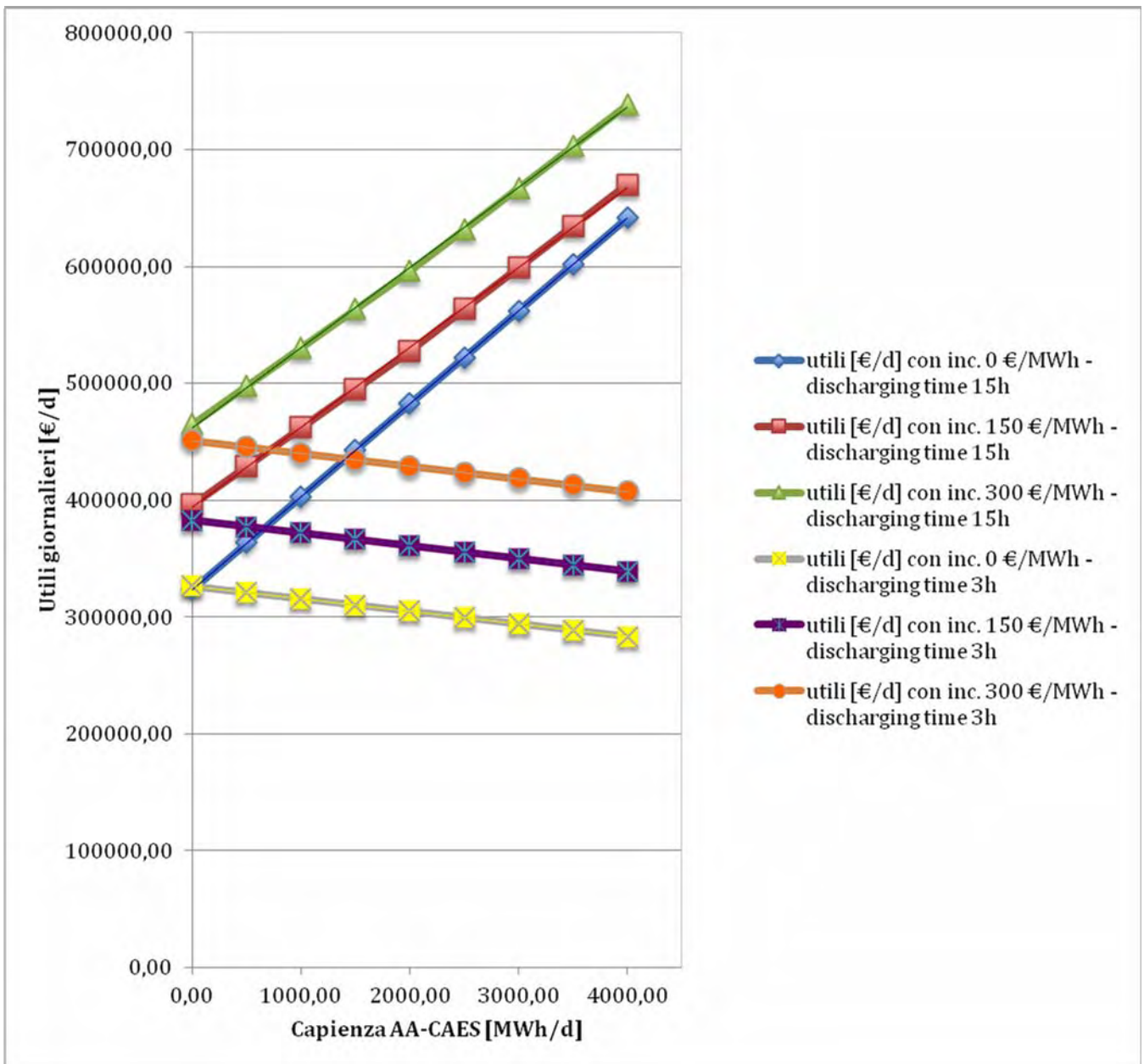


Fig.VII.IX: Utili [€/d] vs Capienza CAES [in MWh]



Si evince come, nel caso limite di stoccare tutti i MWh elettrici prodotti durante le ore notturne, gli utili lieviterebbero in modo consistente (curve in azzurro, rosso e verde) rispetto ai casi di accumulo parziale; questo, però, solo nel caso di speculazioni moderate sulla Domanda. Nel caso di speculazione ingente, in cui la domanda viene seguita fornendo energia alla rete esclusivamente per pochissime ore al giorno, a causa fondamentalmente del LUEC notevolmente accresciuto, gli utili presenterebbero addirittura un trend negativo (curve in arancione, viola e giallo).

Come riportato in legenda, di fatto, la principale differenza tra le due tipologie di curve graficate (vale a dire i due diversi tipi di coefficiente angolare, positivo nelle curve in azzurro, rosso e verde, negativo nelle curve in arancione, viola e giallo), è dovuta alla diversa strategia produttiva: le curve con pendenza positiva sono rappresentative dello scenario di speculazione moderata, in cui il discharging time si estende su 15 ore; al contrario, le curve con pendenza negativa sono rappresentative dello scenario di speculazione esasperata, in cui il discharging time è di sole 3 ore.

A titolo esemplificativo, al fine di comprendere meglio tutti gli step orari tramite i quali si è giunti al grafico VII.IX, si riportano qui di seguito due tabelle, entrambe rappresentative della situazione con discharging time pari a 15 ore e capienza dell'AA-CAES pari a 1000 MWh/d, ma facenti riferimento a valori diversi dell'incentivo (0 €/MWh e 150 €/MWh). Questi ultimi due valori dell'incentivo accordato all'eolico sono stati scelti poiché in grado di mettere in risalto il criterio di riempimento.

In tali tabelle è, in effetti, ben visibile il contributo di ogni tecnologia (eolico/nucleare) al riempimento del serbatoio di accumulo energetico, in base al criterio già spiegato precedentemente, vale a dire quello di riempire il CAES in primis con il tipo di MWh elettrico che, precisamente in quell'ora, assicura un margine di guadagno inferiore. Solo nel caso di ulteriore volume libero, si procede al suo riempimento con MWh elettrici provenienti dall'altra fonte energetica.

Nei due casi di incentivo riportati, si ricade non a caso in due situazioni opposte: nel caso di incentivo nullo, il MWh da privilegiare nel riempimento del CAES è quello eolico, mentre nell'altro caso il MWh da convogliare in primis al sistema di energy storage è quello nucleare. Questi effetti si notano bene nelle tabelle, così come anche il riempimento del volume libero rimanente tramite l'altro tipo di MWh elettrico.

Infine, data la strategia ed il discharging time, il LUEC equivalente riferito all'AA-CAES è pari a circa 30 €/MWh e viene considerato come una voce di costo per ogni MWh estratto dall'AA-CAES medesimo.



Strategia Demand Following

- incentivo = 0 €/MWh

- capienza CAES = 1000 MWh

- discharging time = 15h

marginari di guadagno:

	PUN [€/MWh]	NUC [€/MWh]	WIND (inc. 0) [€/MWh]
1 h	67,76	-8,20	-37,75
2 h	63,05	-12,91	-42,45
3 h	52,72	-23,24	-52,79
4 h	49,50	-26,46	-56,01
5 h	49,91	-26,05	-55,59
6 h	67,53	-8,43	-37,98
7 h	93,31	17,34	-12,20
8 h	134,28	58,32	28,77
9 h	131,99	56,03	26,48
10 h	135,68	59,72	30,18
11 h	151,39	75,43	45,88
12 h	129,53	53,57	24,02
13 h	134,67	58,71	29,16
14 h	121,43	45,47	15,93
15 h	128,24	52,27	22,73
16 h	126,00	50,04	20,50
17 h	124,40	48,44	18,90
18 h	123,73	47,77	18,22
19 h	132,75	56,79	27,24
20 h	140,45	64,49	34,94
21 h	145,05	69,09	39,55
22 h	114,48	38,51	8,97
23 h	86,03	10,07	-19,47
24 h	79,00	3,04	-26,51



MWh in CAES		MWh NUC in CAES	MWh WIND in CAES
111,11	charging	83,14	27,98
111,11	charging	78,94	32,17
111,11	charging	69,15	41,96
111,11	charging	71,95	39,17
111,11	charging	73,34	37,77
111,11	charging	57,96	53,15
111,11	charging	66,35	44,76
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
111,11	charging	97,12	13,99
111,11	charging	83,14	27,98
tot [MWh/d]		tot [MWh/d]	tot [MWh/d]
		681,08	318,92
1000,00	MWh/d		
46,67	MWh/h da vendere		



MWh NUC-->rete	WIND-->rete [MWh]	CAES-->rete [MW]	Utili [€d]
341,86	0,00	0,00	-2803,81
346,06	0,00	0,00	-4466,64
355,85	0,00	0,00	-8270,92
353,05	0,00	0,00	-9342,37
351,66	0,00	0,00	-9160,01
367,04	0,00	0,00	-3094,73
358,65	0,00	0,00	6220,66
425,00	27,98	46,67	30457,79
425,00	20,98	46,67	29125,74
425,00	10,49	46,67	30630,22
425,00	12,59	46,67	38298,06
425,00	6,99	46,67	27578,57
425,00	2,80	46,67	29918,52
425,00	4,20	46,67	23659,70
425,00	4,20	46,67	26896,00
425,00	4,20	46,67	25834,65
425,00	4,20	46,67	25072,77
425,00	2,80	46,67	24725,62
425,00	5,60	46,67	29080,93
425,00	9,79	46,67	32904,56
425,00	9,79	46,67	35120,80
425,00	10,49	46,67	20404,83
327,88	0,00	0,00	3302,22
341,86	0,00	0,00	1038,74
			tot
			403131,88

Tabella VII.VII: Dati parziali del grafico VII.IX



Strategia Demand Following

- incentivo = 150 €/MWh

- capienza CAES = 1000 MWh

- discharging time = 15h

margini di guadagno:

	PUN [€/MWh]	NUC [€/MWh]	WIND (inc. 150) [€/MWh]
1 h	67,76	-8,20	112,25
2 h	63,05	-12,91	107,55
3 h	52,72	-23,24	97,21
4 h	49,50	-26,46	93,99
5 h	49,91	-26,05	94,41
6 h	67,53	-8,43	112,02
7 h	93,31	17,34	137,80
8 h	134,28	58,32	178,77
9 h	131,99	56,03	176,48
10 h	135,68	59,72	180,18
11 h	151,39	75,43	195,88
12 h	129,53	53,57	174,02
13 h	134,67	58,71	179,16
14 h	121,43	45,47	165,93
15 h	128,24	52,27	172,73
16 h	126,00	50,04	170,50
17 h	124,40	48,44	168,90
18 h	123,73	47,77	168,22
19 h	132,75	56,79	177,24
20 h	140,45	64,49	184,94
21 h	145,05	69,09	189,55
22 h	114,48	38,51	158,97
23 h	86,03	10,07	130,53
24 h	79,00	3,04	123,49



MWh in CAES		MWh NUC in CAES	MWh WIND in CAES
111,11	charging	111,11	0,00
111,11	charging	111,11	0,00
111,11	charging	111,11	0,00
111,11	charging	111,11	0,00
111,11	charging	111,11	0,00
111,11	charging	111,11	0,00
111,11	charging	111,11	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
0,00	discharging	0,00	0,00
111,11	charging	111,11	0,00
111,11	charging	111,11	0,00
tot [MWh/d]		tot [MWh/d]	tot [MWh/d]
		1000,00	0,00
1000,00	MWh/d		
46,67	MWh/h da vendere		



MWh NUC-->rete	WIND-->rete [MWh]	CAES-->rete [MW]	Utili [€d]
313,89	27,98	0,00	565,94
313,89	32,17	0,00	-591,43
313,89	41,96	0,00	-3216,29
313,89	39,17	0,00	-4624,71
313,89	37,77	0,00	-4610,85
313,89	53,15	0,00	3307,80
313,89	44,76	0,00	11612,27
425,00	27,98	46,67	34654,11
425,00	20,98	46,67	32272,98
425,00	10,49	46,67	32203,84
425,00	12,59	46,67	40186,40
425,00	6,99	46,67	28627,65
425,00	2,80	46,67	30338,15
425,00	4,20	46,67	24289,14
425,00	4,20	46,67	27525,45
425,00	4,20	46,67	26464,10
425,00	4,20	46,67	25702,22
425,00	2,80	46,67	25145,25
425,00	5,60	46,67	29920,19
425,00	9,79	46,67	34373,27
425,00	9,79	46,67	36589,51
425,00	10,49	46,67	21978,45
313,89	13,99	0,00	4987,09
313,89	27,98	0,00	4408,49
			tot
			462109,02

Tabella VII.VIII: Dati parziali del grafico VII.IX

E' altresì importante segnalare come gli andamenti delle curve graficate restino comunque molto legati alle condizioni al contorno analizzate; in effetti, in caso di ampiezza di oscillazione picco-picco inferiore, più simile agli andamenti del PUN degli ultimi mesi (di complicata congiuntura economica) in Italia oppure agli andamenti del prezzo dell'elettricità in altri Paesi UE (come per esempio la Francia, con portafoglio energetico fortemente sbilanciato verso la tecnologia nucleare), tali pendenze potrebbero essere influenzate in maniera rilevante.



Le curve con coefficiente angolare positivo, infatti, vedrebbero la propria pendenza decrescere, fino al caso limite di un cambio di segno. Ad ogni modo, far sì che gli andamenti corrispondenti allo scenario di speculazione moderata (discharging time pari a 15 ore) subiscano quest’inversione di tendenza è molto difficile, poiché sarebbe necessario che il valore massimo del PUN non sia nemmeno di poche decine di punti percentuali superiore al suo valore minimo (in modo da compensare le perdite energetiche a livello del CAES), scenario effettivamente molto remoto ancora oggi (nonostante la grossa crisi strutturale a cui sta andando incontro la tariffa bi-oraria). L’assottigliamento, infatti, dell’ampiezza delle oscillazioni picco-picco dei valori del prezzo unico nazionale, mette a dura prova non solo la sostenibilità della tariffa bi-oraria, ma anche la profittabilità di un sistema di energy storage, limitatamente a valori del parametro discharging time medio-piccoli.



9. SIMULAZIONI GAMS (GENERAL ALGEBRAIC MODELING SYSTEM)

9.1. INTRODUZIONE

Le simulazioni effettuate nell'ambiente di programmazione GAMS (General Algebraic Modeling System) sfruttano, a livello di codice, un modello del sistema elettrico italiano, nonché dei meccanismi tramite i quali in sede di borsa elettrica si giunge al prezzo di equilibrio, messo a punto dai ricercatori del Dipartimento di Ingegneria Elettrica del Politecnico di Milano e messi gentilmente a disposizione dal Prof. Cristian Bovo.

Fondamentalmente, buona parte del lavoro preliminare, necessario alla preparazione delle simulazioni, ha riguardato l'adattamento di tutti i files d'input ed il perfezionamento delle istruzioni concernenti gli output.

Nei files di input vengono definiti tutti gli attori del mercato (tutti i traders e tutti gli impianti di produzione associati), la topologia della rete, i vincoli sui transiti in ogni interconnessione tra i vari nodi della rete medesima, le offerte in termini di potenza (in MW) e di prezzo (€/MWh) formulata da ciascun trader relativamente a ciascun impianto, il carico corrispondente a ciascuna delle zone in cui è suddivisa la rete.

All'interno dei molteplici files di output (.csv), tra le numerose informazioni fornite dal modello, quelle di maggiore interesse, relativamente al presente studio, riguardavano i valori del prezzo del MWh nella zona in cui si è scelto di collocare il nostro impianto ed altresì i valori del PUN. L'individuazione di questi parametri permetteva di concludere circa l'impianto che in una determinata ora del giorno studiato (il 15 Ottobre 2008) aveva "fatto il prezzo", cioè l'impianto con l'offerta (in termini di €/MWh) più alta tra quelli a cui era stato assegnato un certo quantitativo di energia da fornire alla rete (anche parziale rispetto all'offerta formulata dall'impianto medesimo).

Per una visione dettagliata dei suddetti files, si rimanda l'attenzione del lettore all'Appendice I del presente lavoro, in cui sono riportati degli esempi di tutti i files .gms di input (esempi poiché diversi files venivano replicati con poche modifiche 24 volte, in ragione della simulazione sulle 24 ore), del file mgp.gms (in cui è possibile apprezzare tutte le istruzioni relative al modello) ed una riorganizzazione sintetica e di più veloce comprensione delle informazioni derivanti dai 288 files .csv di output.

9.2. SCELTE OPERATIVE ED OBIETTIVO

Nello specifico, si è scelto di effettuare le simulazioni del comportamento del mercato facendo riferimento ai dati (fonte GME) sugli esiti dei mercati relativi al giorno 15 Ottobre 2008.



Questa scelta è giustificata dal fatto che il terzo mercoledì di Ottobre è un giorno abbastanza rappresentativo, in quanto le oscillazioni della Domanda e del PUN restano confinate tra valori né eccessivamente alti, come per esempio nel terzo mercoledì di Dicembre oppure di Febbraio, né eccessivamente bassi come ad esempio nel mese di Agosto.

Inoltre, poiché le simulazioni si basano sugli esiti dei mercati (che vengono sfruttati, nello studio in questione, a posteriori), si è scelto di collocare il nostro impianto nella zona topologica “NORD”, vale a dire la zona in cui il carico medio assume il valore più alto a livello nazionale (valori estremi da 20 a 26 GW nel giorno analizzato).

Così facendo, inserendo il nostro impianto di potenza media pari a 444 MW, non si è riscontrati risultati significativi (come sarebbe stato certamente in Sardegna o in Sicilia); in effetti, il nostro impatto era di circa il 2% rispetto alla domanda locale, quindi è sicuramente lecito attendersi un comportamento estremamente simile degli operatori (in termini essenzialmente di offerte in € della loro potenza offerta) con o senza la nostra presenza.

In più, scegliendo di appartenere ad un trader non dominante, ci si è posti nella condizione di poter offrire il nostro MW in borsa elettrica anche al di sotto del costo marginale, al limite anche a zero (così come effettivamente fatto nelle simulazioni). Non essendo affatto significativi e, soprattutto, non appartenendo al trader dominante, ci si pone infatti nella condizione di essere certi di vendere il proprio MWh, ma ovviamente non al prezzo offerto, bensì al prezzo stabilito dalle aste dei mercati.

Tali condizioni hanno creato i presupposti richiesti al fine di poter individuare, a valle delle simulazioni, i cambiamenti indotti nel mercato elettrico dalla presenza del nostro impianto (nome di fantasia IMPIANTO_X) Nucleare+Eolico+CAES. In particolare, si è potuto stabilire dettagliatamente quale/i impianto/i di produzione (con le relative zone di appartenenza ed i traders corrispondenti) fosse/ro messo/i fuori mercato dalla nostra presenza. Ciò grazie all’individuazione del nuovo impianto avente “fatto il prezzo”, ovviamente diverso rispetto al caso iniziale in cui il nostro impianto era assente.

In effetti, l’entrata in gioco del nostro impianto sposta l’equilibrio Domanda-Offerta stabilito in sua assenza, mostrando l’effetto benefico (a vantaggio anche degli utenti) di un abbassamento del prezzo dell’elettricità non solo nella zona direttamente riguardata dal nuovo impianto, ma anche in altre zone della rete (nell’analogo idraulico si parlerebbe di effetto dei vasi comunicanti), confermate da un abbassamento del PUN in maniera più che proporzionale rispetto alla medesima tendenza del prezzo nel “NORD”.

9.3. RISULTATI

Nelle tabelle che seguono, sono mostrati i valori relativi alle potenze (in MW) ora per ora offerte dal nostro impianto sul mercato elettrico (che praticamente coincidono con la totalità della potenza disponibile nell’ora corrispondente), i valori dei prezzi della zona “NORD” e del prezzo unico nazionale prima dell’ingresso nel parco offerte del nostro impianto (denominato IMPIANTO_X all’interno dei files .gms), ed i medesimi valori di prezzo dopo l’ingresso di IMPIANTO_X.



Questi ultimi, però, assumono ovviamente dei valori ben distinti a seconda della strategia produttiva scelta da IMPIANTO_X.

15 Ottobre 2008 - fonte: GME		P WIND [MW]	P NUC [MW]	P WIND+NUC [MW]
ora [h]	D NORD [MW]			
1	19 869	27,97546012	425	452,975
2	19 146	32,17177914	425	457,172
3	18 640	41,96319018	425	466,963
4	18 515	39,16564417	425	464,166
5	18 600	37,76687117	425	462,767
6	19 467	53,15337423	425	478,153
7	22 428	44,7607362	425	469,761
8	23 403	27,97546012	425	452,975
9	25 981	20,98159509	425	445,982
10	26 804	10,49079755	425	435,491
11	26 608	12,58895706	425	437,589
12	26 446	6,993865031	425	431,994
13	24 101	2,797546012	425	427,798
14	24 615	4,196319018	425	429,196
15	25 583	4,196319018	425	429,196
16	25 730	4,196319018	425	429,196
17	25 578	4,196319018	425	429,196
18	24 894	2,797546012	425	427,798
19	24 987	5,595092025	425	430,595
20	25 219	9,791411043	425	434,791
21	24 009	9,791411043	425	434,791
22	22 441	10,49079755	425	435,491
23	20 315	13,98773006	425	438,988
24	20 200	27,97546012	425	452,975
P max [MW]	26804,372	P max [MW]	53,153	P media [MW]
P min [MW]	18515,206	P min [MW]	2,798	444,000
P media [MW]	23065,759	P media [MW]	19,000	

Tabella VII.IX: Domanda [MW] e Offerta [MW]



Domanda locale [MW]	Prezzi NORD prima [€/MWh]	PUN prima [€/MWh]
382,471	67,76	67,76
368,539	62,94	63,05
358,806	52,00	52,72
356,405	48,58	49,50
358,038	49,00	49,91
374,723	67,53	67,53
431,720	87,01	93,31
450,498	130,00	134,28
500,117	127,00	131,99
515,966	131,00	135,68
512,178	147,00	151,39
509,070	125,10	129,53
463,934	118,00	134,67
473,819	116,72	121,43
492,450	123,00	128,24
495,283	118,60	126,00
492,355	112,00	124,40
479,198	106,00	123,73
480,983	119,00	132,75
485,440	124,00	140,45
462,148	140,01	145,05
431,966	109,00	114,48
391,057	85,00	86,03
388,836	79,00	79,00
Domanda media [MW]	Prezzo medio [€/MWh]	Prezzo medio [€/MWh]
444,000	101,886	107,62

Tabella VII.X: Domanda locale [MW] e Prezzi [€/MWh]



Dsatisfaction		Dfollow	
Prezzi NORD dopo [€/MWh]	PUN dopo [€/MWh]	Prezzi NORD dopo [€/MWh]	PUN dopo [€/MWh]
67,51	67,51	67,76	67,76
60	60,25	62,94	63,04
46,44	47,43	53,73	54,33
40,57	41,89	48	48,92
40,58	41,92	50	50,82
67,41	67,41	67,53	67,53
87	92,68	87,01	92,69
130	134,18	129	133,24
126,2	131,14	124	129,05
127,5	132,32	127,5	132,32
133,55	143,46	133	143,14
122	126,51	120,5	125,09
106,8	127,85	101	124,5
111,18	118,51	103,07	113,33
112	121,67	104,87	117,46
114	123,23	107,54	119,41
101	116,53	100	115,94
100	119,86	99,75	119,71
115,15	130,41	114,32	129,94
114	134,68	103,68	128,91
129,75	139,3	127	137,77
102,68	108,42	101,15	106,98
84,16	85,2	85	85,99
78,16	78,16	79	79
Prezzo medio [€/MWh]	PUN medio [€/MWh]	Prezzo medio [€/MWh]	PUN medio [€/MWh]
96,568	103,77	95,723	103,62

Tabella VII.XI: Effetti sui Prezzi

Effettivamente, scegliendo di soddisfare la domanda, si ha un effetto benefico, inteso come abbassamento del prezzo del kWh elettrico per gli utenti, abbastanza uniformato sulle 24 ore; in tal modo, infatti, si va ad allentare la tensione tra Domanda ed Offerta durante tutte le ore del giorno.

Al contrario, scegliendo di speculare sulla domanda, in maniera identica alle precedenti analisi in cui si immagazzinava l'intera produzione elettrica dalle 23 alle 7, restituendola mentre si forniva energia elettrica alla rete dalle 8 alle 22, si ottengono dei risultati ovviamente differenti.

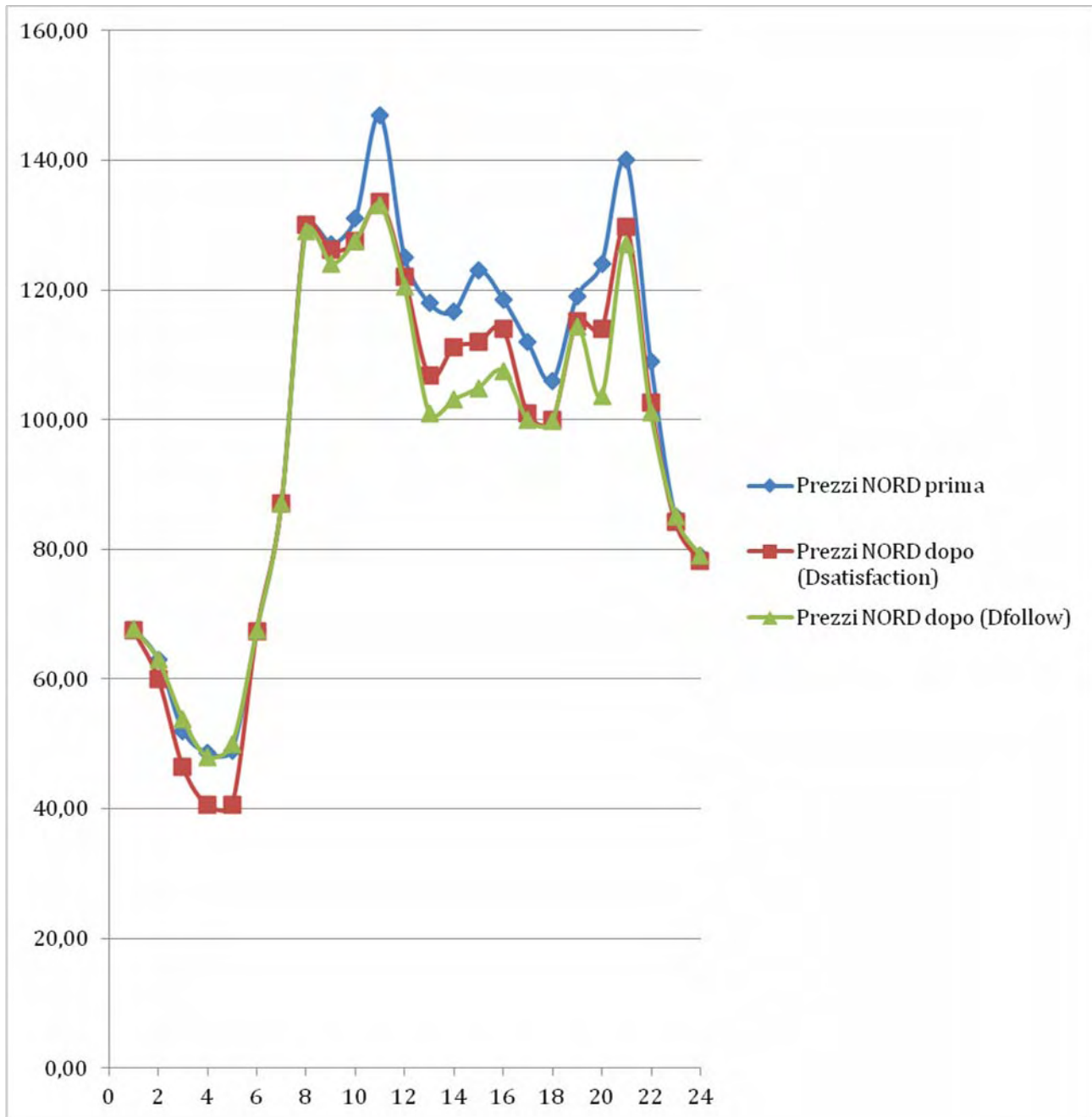


Fig.VII.X: Andamenti del prezzo zonale

Così facendo, in effetti, nelle ore notturne (23h-7h) di solo storage l'effetto dell'esercizio di IMPIANTO_X è non positivo per gli utenti, dato che implica un piccolo innalzamento dei prezzi dell'elettricità; d'altro canto, però, nelle altre ore del giorno (8h-22h) si assiste ad un importante effetto (dato le proporzioni in gioco) positivo, con un abbassamento dei prezzi in maniera ancora più marcata che nel caso precedente di soddisfazione della domanda.

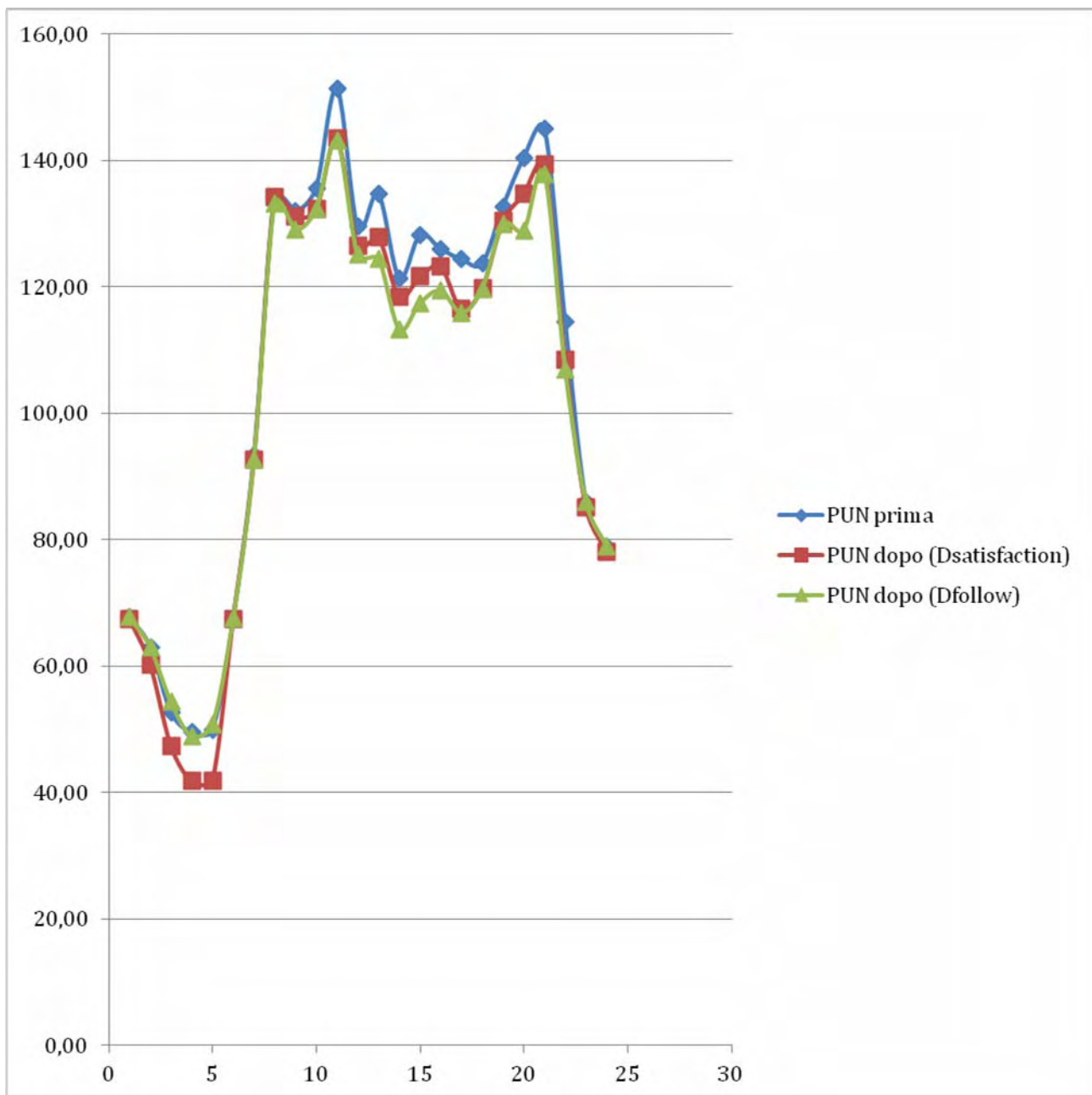


Fig.VII.XI: Andamenti del prezzo unico nazionale

Tutte queste considerazioni generali sui risultati ottenuti sono ben riassunte nei due grafici seguenti, in cui sono rappresentati in due istogrammi i contributi puntuali dell'esercizio di IMPIANTO_X nelle variazioni del prezzo zonale e quello unico nazionale, in maniera da apprezzare meglio gli effetti relativi tra le due strategie di produzione, qui indicate con "Dfollow" e "Dsatisfaction".

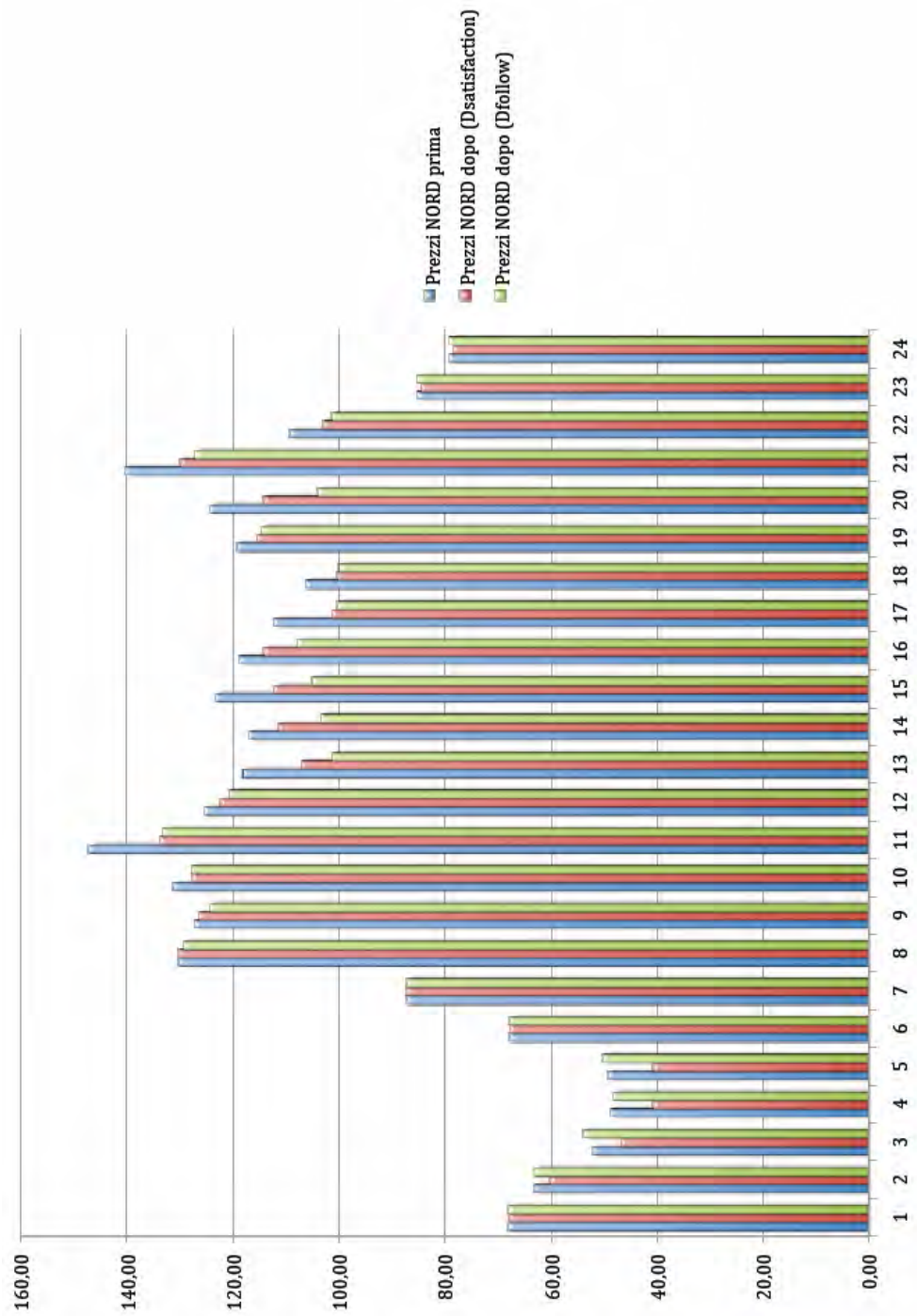


Fig.VII.XII: Riepilogo degli andamenti del prezzo zonale

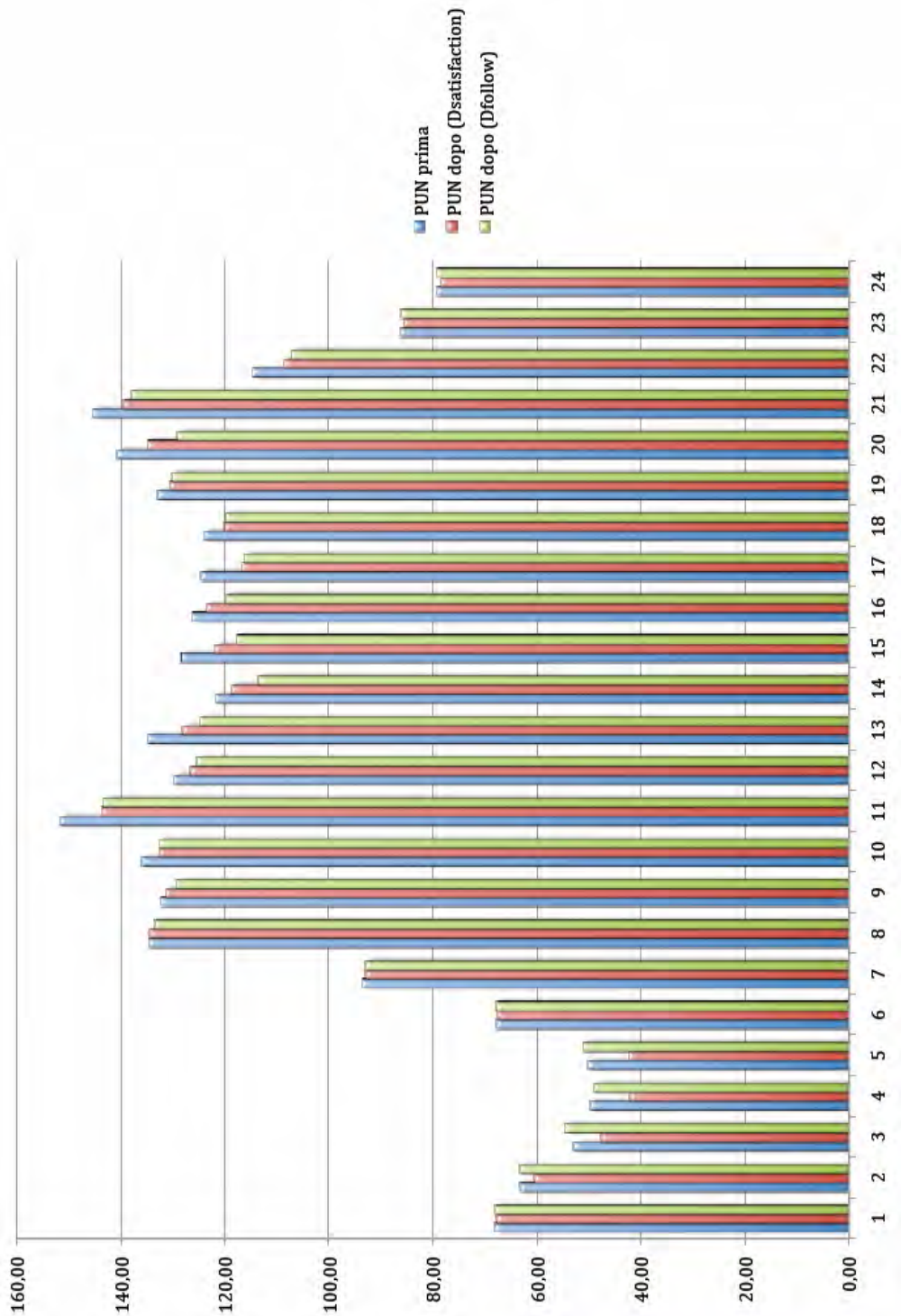


Fig.VII.XIII: Riepilogo degli andamenti del prezzo unico nazionale

Come preannunciato più volte nel presente lavoro, la messa in esercizio di tale impianto, con le sue particolari peculiarità, nel contesto del mercato elettrico italiano potrebbe e dovrebbe apportare interessanti cambiamenti.



Prima di tutto, se ci soffermassimo esclusivamente sull'MGP (Mercato del Giorno Prima), come infatti si è fatto nel quadro di queste simulazioni, gli effetti positivi sarebbero veramente di ottima portata. Dagli esiti delle simulazioni, in effetti, si verifica che già il solo IMPIANTO_X, con la sua potenza media di 444MW, non ha effetti irrilevanti come la sua taglia avrebbe potuto presagire. Al contrario, si ottiene un abbassamento dei prezzi consistenti, con delle punte di 10-20 € nei momenti di massima tensione tra Domanda ed Offerta.

Più precisamente, intorno a mezzogiorno, a livello di prezzo zonale si ottiene ad esempio una diminuzione massima del prezzo dell'elettricità intorno ai 20 €, mentre a livello di PUN l'entità della ripercussione è ovviamente meno intensa, ma comunque molto importante, dell'ordine dei 10 €

A questo punto, incrociando gli output estratti a fine simulazioni con i dati sugli esiti dei mercati disponibili on-line sul sito del GME (Gestore del Mercato Energetico), ovviamente sempre riferiti al giorno simulato, vale a dire il 15 Ottobre 2008, si è potuto identificare l'impianto o, in moltissimi casi, i numerosi impianti messi fuori mercato grazie alla concorrenza di IMPIANTO_X.

Come in precedenza, si rimanda l'attenzione del lettore all'Appendice I del presente lavoro al fine di apprezzare la rielaborazione completa di tutti i dati concernenti la totalità degli impianti messi fuori mercato, compresi quindi non solo quegli impianti che avevano fatto il prezzo, ma anche gli altri impianti che, pur avendo offerto ad un prezzo meno elevato, si sono ritrovati fuori (non potendo offrire a prezzo nullo come le rinnovabili o IMPIANTO_X, a causa di costi marginali non trascurabili o di appartenenza a traders dominanti).

Qui di seguito verranno riportati solamente gli impianti, con relativa zona e trader di appartenenza (oltre che offerta in termini di potenza e prezzo), nonché tecnologia produttiva, che avevano fatto il prezzo prima della concorrenza di IMPIANTO_X e che in seguito si sono ritrovati fuori mercato.

Impianti di generazione (che avrebbero fatto il prezzo) messi fuori mercato:							
Datisfaction:							
ora	Impianto [Tecnologia]	Zona	Trader	MW assegnati	MW offerti	prezzo offerto	prezzo assegnato
1h	UP_FIUMESANT_3_707 [CARBONE]	SARD	E.ON Produzione S.P.A.	0	121	67,76	67,51
	UP_FIUMESANT_4_708 [CARBONE]	SARD	E.ON Produzione S.P.A.	0	121	67,76	67,51
2h	UP_MONFALCO_1_689 [CARBONE]	MFTV	GRTN Bilateralista	0	52	62,94	60
3h	Altro [ALTRO]			0		52	46,44
4h	Altro [ALTRO]			0		48,58	40,57



Impianti di generazione (che avrebbero fatto il prezzo) messi fuori mercato:

Dsatisfaction:							
ora	Impianto [Tecnologia]	Zona	Trader	MW assegnati	MW offerti	prezzo offerto	prezzo assegnato
5h	UPV_RTEDOECNDRMO_677 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	49	40,58
6h	UP_OSTIGLIA_3_705 [CCGT]	NORD	E.ON Produzione S.P.A.	0	177	67,53	67,41
7h	UP_MONTALTO_1_768 [METANO]	CSUD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	0	836	87,01	87
8h	X						
9h	UPV_RTEDOECNDRMO_917 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	127	126,2
10h	UPV_RTEDOECNDRMO_939 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	40	131	127,5
11h	UPV_SWGDOEAETRTO_952 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	147	133,55
12h	UPV_RTEDOEDTSCHO_930 [ALTRO]	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	0	400	125,1	122
13h	Altro [CCGT]			0		118	106,8
14h	Altro [POMPAGGIO]			0		116,72	111,88
15h	UPV_RTEDOEDTSCHO_884 [ALTRO]	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	0	200	123	112
16h	UPV_RTEDOECNDRMO_889 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	118	114
17h	Altro [ALTRO]			0		112	101
18h	Altro [CCGT]			0		106	100
19h	UP_CNTRLNTRNO_11_896 [CCGT]	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	20	119	115,15
	UP_SERMIDE_4_897 [CCGT]	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	11,83	119	115,15
20h	UPV_RTEDOEAETRTO_890 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	250	124	114
	UP_CNTRLNTRNO_11_891 [ALTRO]	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	40	124	114
21h	UP_MONTALTO_1_912	CSUD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	87,52	836	140,01	140,01



Impianti di generazione (che avrebbero fatto il prezzo) messi fuori mercato:							
Datisfaction:							
ora	Impianto [Tecnologia]	Zona	Trader	MW assegnati	MW offerti	prezzo offerto	prezzo assegnato
	[METANO]						
22h	UPV_SWGDOEAETRTO_871 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	109	102,68
23h	UPV_RTEDOEAEETRTO_794 [CCGT]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	250	85	84,16
	UPV_RTEDOECNDRMO_795 [CCGT]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	85	84,16
	UP_NOVEL_1_796 [CCGT]	NORD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	8,11	85	84,16
24h	UP_TRRVLDLIGA_5_758 [CCGT]	CSUD	TIRRENO POWER S.P.A.	0	102,21	79	78,16
	UP_TRRVLDLIGA_6_759 [CCGT]	CSUD	TIRRENO POWER S.P.A.	0	29,77	79	78,16
	UP_VADOTERM_5_760 [CCGT]	NORD	TIRRENO POWER S.P.A.	0	83,97	79	78,16

Tabella VII.XII: Impianti fuori mercato (Dfollow)



Impianti di generazione (che avrebbero fatto il prezzo) messi fuori mercato:

Datisfaction:							
ora	Impianto [Tecnologia]	Zona	Trader	MW assegnati	MW offerti	prezzo offerto	prezzo assegnato
1h	X						
2h	X						
3h	X						
4h	Altro [ALTRO]			0		48,58	48
5h	X						
6h	X						
7h	X						
8h	UP_MONTALTO_3_868 [CCGT]	CSUD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	0	560	130	129
	UP_SERMIDE_4_869 [CCGT]	NORD	A2A TRADING S.R.L.	0	11,7	130	129
9h	UPV_RTEDOECNDRMO_917 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	127	124
10h	UPV_RTEDOECNDRMO_939 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	40	131	127,5
11h	UPV_SWGDOEAETRTO_952 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	147	133
12h	UPV_RTEDOEDTSCHO_930 [ALTRO]	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	0	400	125,1	120,5
13h	Altro [CCGT]			0		118	101
14h	Altro [POMPAGGIO]			0		116,72	103,07
15h	UPV_RTEDOEDTSCHO_884 [ALTRO]	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	0	200	123	104,87
16h	UPV_RTEDOECNDRMO_889 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	118	107,54
17h	Altro [ALTRO]			0		112	100



Impianti di generazione (che avrebbero fatto il prezzo) messi fuori mercato:							
Dsatisfaction:							
ora	Impianto [Tecnologia]	Zona	Trader	MW assegnati	MW offerti	prezzo offerto	prezzo assegnato
18h	Altro [CCGT]			0		106	99,75
19h	UP_CNTRLNTRNO_11_896 [CCGT]	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	20	119	114,32
	UP_SERMIDE_4_897 [CCGT]	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	11,83	119	114,32
20h	UPV_RTEDOEAEATRTO_890 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricita	0	250	124	103,68
	UP_CNTRLNTRNO_11_891 [ALTRO]	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	40	124	103,68
21h	UP_MONTALTO_1_912 [METANO]	CSUD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	87,52	836	140,01	140,01
22h	UPV_SWGDOEAETRTO_871 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricita	0	50	109	101,15
23h	X						
24h	X						

Tabella VII.XIII: Impianti fuori mercato (Dsatisfaction)



10. CONCLUSIONI

L'insieme dei risultati, relativi sia all'analisi tecnico-economica della sinergia tra le diverse tecnologie ivi studiate sia alla valutazione delle ripercussioni in sede di Borsa Elettrica, mostra globalmente un forte valore aggiunto apportato dal sistema di energy storage.

Al di là, infatti, delle ragioni di natura più prettamente tecnica, le quali giustificano tale considerazione principalmente per le fonti di produzione elettrica discontinue come quelle rinnovabili (nei momenti di produzione troppo al di sopra della soglia di off-peak, infatti, gran parte dei MWh prodotti non vengono forniti alla rete, anzi l'impianto subisce quasi un distacco dalla rete al fine di non minarne l'integrità e la stabilità), nel caso del nucleare si sono invece riscontrate conclusioni notevoli di natura economica e sociale.

Nel caso della tecnologia nucleare, in effetti, non si ha il problema sopracitato, bensì l'esatto opposto: si corre il rischio, in taluni periodi del giorno quale quello notturno, di sprecare il potenziale del kWh nucleare poiché obbligati a venderlo anche in condizioni di prezzo non propriamente favorevoli (a volte inferiori al costo marginale). Con il sistema di accumulo energetico studiato, al contrario, nel suddetto periodo 'sfavorevole' diviene possibile evitare di offrire energia (svendendola) al di là del livello di Domanda, riutilizzando tale surplus nelle ore in cui la tensione tra Domanda e Offerta raggiunge i suoi picchi giornalieri (normalmente a metà mattinata ed in prima serata).

In tal modo, vale a dire assicurando un cospicuo margine di flessibilità ad una tecnologia base-load tipicamente scarsamente flessibile quale è il nucleare, si aprono nuovi interessantissimi scenari concorrenziali a livello di Borsa Elettrica, per ciò che concerne fondamentalmente le speculazioni sulle ore di picco della Domanda (di ampiezza notevolissima in sede di MSD, con valori del prezzo offerto che arrivano ai 600€/MWh), responsabili in maniera non trascurabile del valore così elevato (al di sopra di quasi tutti i Paesi dell'Unione Europea) del PUN.

E soprattutto, diviene possibile mettere fuori mercato altre tecnologie convenzionali (di tecnologia cosiddetta tradizionale) molto flessibili e spesso responsabili di un'immissione massiccia di gas serra in atmosfera, quali il CCGT (centrali a ciclo combinato), le centrali a Carbone, a Metano, a Olio Combustibile, il Turbogas, etc..., come dimostrato dalle simulazioni effettuate in ambiente di programmazione GAMS (General Algebraic Modeling System).

In quest'ottica, è doveroso sottolineare un'altra distorsione peculiare del mercato elettrico italiano: soprattutto nelle rampe di potenza mattutine, fondamentalmente dalle 8 a mezzogiorno, una fonte rinnovabile viene molto sfruttata, assumendo un ruolo effettivamente strategico in questi lassi temporali: l'idroelettrico. Sebbene si tratti di una fonte rinnovabile, ma di grande flessibilità e con un certo grado di sicurezza di approvvigionamento, è spesso responsabile di determinare il prezzo dell'elettricità in alcune delle ore di questa rampa. Con la presenza e lo sfruttamento della nostra idea di impianto, tali speculazioni (addirittura sull'idroelettrico) andrebbero scemando, poiché in concorrenza con un altro sistema di accumulo (l'AA-CAES) dalle performance molto competitive.



Questa operazione ovviamente ha un costo: un debole aumento del prezzo del kWh elettrico nelle ore notturne; ma tale inconveniente sarebbe più che compensato dalla forte diminuzione potenziale del PUN nelle ore di massimo prezzo per gli utenti.

Dunque, l’accoppiamento di un sistema CAES ad un’unità di produzione di energia elettrica, benché a primo impatto possa sembrare un’operazione speculativa (legittima) da parte del trader al fine di meglio seguire la domanda, con il risvolto di massimizzare i propri utili, nella sua evoluzione applicativa invece implica delle ripercussioni positive per tutti gli utenti, svolgendo un ruolo sociale di portata inaspettata.



Appendice I – files GAMS

Esempio di parte del file orario « 01.gms »

Set F insieme dei trader/

"TRADER_X"	
"TERNA S.p.A."	"GRTN Bilateralista"
"A2A TRADING S.R.L."	"CONSORZIO APUANIA ENERGIA"
"EGL-ITALIA S.P.A."	"SORGENIA S.P.A."
"EDF TRADING LIMITED"	"EDISON TRADING S.P.A."
"KORLEA INVEST A.S."	"RUDNAP-HUNGARY ENERGIA-KERESKEDELMI KFT."
"TEI SPA"	"AZIENDA ELETTRICA TICINESE"
"DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH"	"ENEL TRADE S.P.A."
"ACCIAIERIA ARVEDI S.P.A."	"AAR eTICINO SA di Elettricità"
"ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A."	"CO-VER Energy Trading S.R.L."
"GALA SPA"	"E.ON Produzione S.P.A."
"ELECTRABEL S.A."	"OSTERREICHISCHE ELEKTRIZITATSWIRTSCHAFTS - A. (VERBUND)"
"AGSM ENERGIA S.P.A."	"ICD - INTERCOMMERCIAL DIALOGUE Ltd"
"T.P.E. TRADING PER L ENERGIA S.P.A UNIPERSONALE"	"EXERGIA SPA"
"GSE SPA"	"ATEL ENERGIA S.P.A."
"TIRRENO POWER S.P.A."	"IRIDE MERCATO SPA"
"ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"ELETTRGREEN SPA"
"ENI SPA"	"HERA TRADING S.R.L."
"REZIA ENERGIA ITALIA S.P.A."	"ENERGETIC SOURCE SPA"
"ASM ENERGY"	"BP ITALIA SPA"
"E.ON ENERGY TRADING S.P.A."	"ENECO TRADE SRL"
"BURGO ENERGIA S.R.L."	"FENICE S.P.A."
"ELECTRADE SRL"	"ERG POWER AND GAS S.P.A."
"OTTANA ENERGIA SPA"	"ENERGY FINANCING TEAM GmbH"
"EZPADA S.R.O."	"IBERDROLA GENERACION S.A.U."
"GEN-I TRGOVANJE IN PRODAJA ELEKTRICNE ENERGIJE D.O.O."	"DANSKE COMMODITIES A.S"
"COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)"	"GEOENERGIE S.P.A."
"ELEKTRIZITATS-GESELLSCHAFT LAUFENBURG AG"	"C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U."
"ITALGEN S.P.A."	/;

Set H insieme dei generatori/

"IMPIANTO_X"			"UPV_APLIDTSOE_1"
"UPV_APGMIDAUE_2"	"UPV_APGYOEMATMRDE_3"	"UPV_APGYOEBESRNE_4"	"UPV_APGYOECTESSE_5"
"UPV_APGYOEDLSRE_6"	"UPV_APGYOEEISPGE_7"	"UPV_APGYOEEES-TGE_8"	"UPV_APGYOEEESDANE_9"
"UPV_APGYOEEESMMCE_10"	"UPV_APGYOEEESPAGE_11"	"UPV_APGYOEEETLDFE_12"	"UPV_APGYOEEETSNDNE_13"
"UPV_APGYOEOEWASE_14"	"UPV_ELEMIDAUE_15"	"UPV_ELEMOEKRLNVE_16"	"UPV_ELEYOEEEDSSRE_17"
"UPV_ELEYOEEFTGNE_18"	"UPV_ELEYOEGTIPEE_19"	"UPV_ELEYOERDNPHE_20"	"UPV_EXTYOEEENRGR_21"



Rapporto "IMPATTO DELL'ENERGIA NUCLEARE SU SOSTENIBILITÀ E
ECONOMICITÀ PER VARIE OPZIONI DI MIX ENERGETICI, STUDIO DELLE
VARIABILI MACROSCOPICHE ENERGETICO-AMBIENTALI"



"UPV_HELYOEATMRDR_22"	"UPV_HELYOEEISPGR_23"	"UPV_HELYOETEISRR_24"	"UPV_INT_CALB_25"
"UPV_INT_CSUD_26"	"UPV_INT_SARD_27"	"UPV_RTEDOEEAETTO_28"	"UPV_RTEDOEDTSCO_29"
"UPV_RTEDOETSNO_30"	"UPV_RTEDOETSRO_31"	"UPV_RTELIDTSOO_32"	"UPV_RTEPIDAUO_33"
"UPV_RTEPOEAAETTO_34"	"UPV_RTEPOEACCRRO_35"	"UPV_RTEPOEAETRTO_36"	"UPV_RTEPOEATMRDO_37"
"UPV_RTEPOEATSCL_38"	"UPV_RTEPOEBESRNO_39"	"UPV_RTEPOECDVTT_40"	"UPV_RTEPOECETSVO_41"
"UPV_RTEPOECRENMO_42"	"UPV_RTEPOECPDO_43"	"UPV_RTEPOEEDLWSO_44"	"UPV_RTEPOEEISNDO_45"
"UPV_RTEPOEEISPGO_46"	"UPV_RTEPOEES-TGO_47"	"UPV_RTEPOEESDANO_48"	"UPV_RTEPOEESLRCO_49"
"UPV_RTEPOEESPAGO_50"	"UPV_RTEPOEESNRO_51"	"UPV_RTEPOEESPRO_52"	"UPV_RTEPOEESXRG_53"
"UPV_RTEPOEETSND_54"	"UPV_RTEPOEETSNO_55"	"UPV_RTEPOEGNRNT_56"	"UPV_RTEPOEOEWASO_57"
"UPV_RTEPOEPNGNR_58"	"UPV_RTEPOEESRLO_59"	"UPV_RTEPOESMRNO_60"	"UPV_SWGMIDAUD_61"
"UPV_SWGMOEBESRNO_62"	"UPV_SWGROEAAETTO_63"	"UPV_SWGROEAEETRTO_64"	"UPV_SWGROECSLNPO_65"
"UPV_SWGROEEDFRO_66"	"UPV_SWGROEEISPGO_67"	"UPV_SWGROEENCSTO_68"	"UPV_SWGROEESLNPO_69"
"UPV_SWGROEIECDLO_70"	"UPV_SWGROEIEISZ_71"	"UPV_SWGROESSRTO_72"	"UPV_SWGROEPLPTO_73"
"UPV_SWGYIDAUD_74"	"UPV_SWGYOEAAETTO_75"	"UPV_SWGYOEACCRRO_76"	"UPV_SWGYOEATRTO_77"
"UPV_SWGYOEBESRNO_78"	"UPV_SWGYOECTESSO_79"	"UPV_SWGYOECTSVRO_80"	"UPV_SWGYOEEES-TGO_81"
"UPV_SWGYOEESSPRO_82"	"UPV_SWGYOEEESXRG_83"	"UPV_SWGYOEFMSREO_84"	"UPV_SWGYOETISWGO_85"
"UP_ACEA_CAST_1_86"	"UP_ACTV_1_87"	"UP_ADDA2_1_88"	"UP_AEM-LOVER_1_89"
"UP_AIROLE_1_90"	"UP_ALTOMONTE_1_91"	"UP_AVEZZANO_1_92"	"UP_AVIGLAINO_1_93"
"UP_BARDONETT_1_94"	"UP_BASTARDO_1_95"	"UP_BASTARDO_2_96"	"UP_BISACCIA2_1_97"
"UP_BORGO_TRE_1_98"	"UP_BRINDISI_3_99"	"UP_BRINDISI_4_100"	"UP_BSCCIA48MW_1_101"
"UP_BUGLIA_1_102"	"UP_BUSSI_1_103"	"UP_CAFFARO_2_1_104"	"UP_CAIRO_1_105"
"UP_CALCINERE_1_106"	"UP_CANDELA_1_107"	"UP_CASALBORE_1_108"	"UP_CASSANO_2_109"
"UP_CASTELMAS_1_110"	"UP_CELANO_1_111"	"UP_CENTRO_OL_1_112"	"UP_CET_1_113"
"UP_CGNRNZLNLYPR_6_114"	"UP_CHAMPAGNE_3_115"	"UP_CHAMPAGNE_4_116"	"UP_CHAVONNE_1_117"
"UP_CHIOMONTE_1_118"	"UP_CHIVASSO_1_119"	"UP_CLFRRCSSN_1_120"	"UP_CNTRLADRIA_2_121"
"UP_CNTRLBMSB_1_122"	"UP_CNTRLBMSB_1_123"	"UP_CNTRLBMSB_1_124"	"UP_CNTRLDCGNR_45_125"
"UP_CNTRLDCGNR_47_126"	"UP_CNTRLDRLTT_49_127"	"UP_CNTRLDTVRL_1_128"	"UP_CNTRLSCMLB_5_129"
"UP_CNTRNRGFR_1_130"	"UP_COLOGNO_M_1_131"	"UP_COVALOU_1_132"	"UP_CPIGNA_1_133"
"UP_CRLENTINIA_1_134"	"UP_CRLENTINIB_1_135"	"UP_CROTONE1_1_136"	"UP_CROTONE2_1_137"
"UP_CSSNSERENE_1_138"	"UP_CTE-RAGE_1_139"	"UP_CTE_DEL_M_2_140"	"UP_DARFO_1_141"
"UP_DI0005_NORD_C_142"	"UP_DI0005_SICI_C_143"	"UP_DI0013_NORD_C_144"	"UP_DI0016_NORD_C_145"
"UP_DI0026_CNOR_B_146"	"UP_DI0026_CNOR_C_147"	"UP_DI0026_CSUD_C_148"	"UP_DI0026_NORD_B_149"
"UP_DI0026_NORD_C_150"	"UP_DI0026_SUD_C_151"	"UP_DI0056_CALB_B_152"	"UP_DI0056_NORD_B_153"
"UP_DI0068_NORD_C_154"	"UP_DI0073_NORD_C_155"	"UP_DI0086_NORD_C_156"	"UP_DI0107_NORD_C_157"
"UP_DI0114_CNOR_C_158"	"UP_DI0114_NORD_C_159"	"UP_DI0136_NORD_A_160"	"UP_DI0156_NORD_B_161"
"UP_DI0156_NORD_C_162"	"UP_DI0156_SARD_A_163"	"UP_DI0156_SARD_B_164"	"UP_DI0156_SUD_C_165"
"UP_DI0177_NORD_B_166"	"UP_DI0177_SUD_B_167"	"UP_DI0186_NORD_C_168"	"UP_DI0196_NORD_C_169"
"UP_DI0198_NORD_C_170"	"UP_DI0228_NORD_C_171"	"UP_DI0230_NORD_B_172"	"UP_DI0230_NORD_C_173"
"UP_DI0230_NORD_G_174"	"UP_DI0230_SUD_C_175"	"UP_DI0265_CSUD_B_176"	"UP_DI0313_NORD_B_177"
"UP_DI0318_CNOR_C_178"	"UP_DI0318_NORD_B_179"	"UP_DI0318_NORD_C_180"	"UP_DI0318_NORD_G_181"
"UP_DI0318_SUD_C_182"	"UP_DI0339_NORD_C_183"	"UP_DI0344_NORD_C_184"	"UP_DI0360_NORD_A_185"
"UP_DI0360_NORD_B_186"	"UP_DI0360_NORD_C_187"	"UP_DI0361_NORD_B_188"	"UP_DI0361_NORD_G_189"
"UP_DI0367_NORD_A_190"	"UP_DI0367_NORD_C_191"	"UP_DI0370_NORD_B_192"	"UP_DI0370_NORD_C_193"
"UP_DI0513_NORD_C_194"	"UP_DI0526_NORD_A_195"	"UP_DI0526_NORD_B_196"	"UP_DI0526_NORD_G_197"
"UP_DI1079_SUD_B_198"	"UP_DI1130_CALB_C_199"	"UP_DI1130_CNOR_B_200"	"UP_DI1130_CNOR_C_201"
"UP_DI1130_CSUD_C_202"	"UP_DI1130_NORD_A_203"	"UP_DI1130_NORD_B_204"	"UP_DI1130_NORD_C_205"
"UP_DI1130_NORD_G_206"	"UP_DI1130_SUD_C_207"	"UP_DI1156_CNOR_B_208"	"UP_DI1156_CSUD_B_209"
"UP_DI1156_CSUD_C_210"	"UP_DI1156_NORD_A_211"	"UP_DI1156_NORD_B_212"	"UP_DI1156_NORD_C_213"
"UP_DI1156_SUD_C_214"	"UP_DI1170_CSUD_B_215"	"UP_DI1170_CSUD_C_216"	"UP_DI1170_NORD_B_217"
"UP_DI1174_NORD_C_218"	"UP_DI1621_NORD_C_219"	"UP_DI1625_NORD_C_220"	"UP_DI1632_NORD_C_221"
"UP_DI1676_SARD_A_222"	"UP_DI1676_SUD_C_223"	"UP_DI1709_NORD_B_224"	"UP_DI1716_NORD_B_225"
"UP_DI1828_CNOR_B_226"	"UP_DI1828_CNOR_C_227"	"UP_DI1828_CSUD_B_228"	"UP_DI1828_NORD_A_229"
"UP_DI1828_NORD_B_230"	"UP_DI1828_NORD_C_231"	"UP_DI1835_NORD_B_232"	"UP_DI1835_NORD_C_233"
"UP_DI1835_SUD_C_234"	"UP_DI8888_CALB_D_235"	"UP_DI8888_CALB_N_236"	"UP_DI8888_CNOR_D_237"
"UP_DI8888_CNOR_N_238"	"UP_DI8888_CNOR_P_239"	"UP_DI8888_CNOR_V_240"	"UP_DI8888_CSUD_D_241"
"UP_DI8888_CSUD_N_242"	"UP_DI8888_CSUD_P_243"	"UP_DI8888_CSUD_V_244"	"UP_DI8888_NORD_D_245"
"UP_DI8888_NORD_N_246"	"UP_DI8888_NORD_P_247"	"UP_DI8888_NORD_V_248"	"UP_DI8888_SARD_N_249"
"UP_DI8888_SICI_D_250"	"UP_DI8888_SICI_P_251"	"UP_DI8888_SUD_D_252"	"UP_DI8888_SUD_N_253"
"UP_DI8888_SUD_P_254"	"UP_DI8888_SUD_V_255"	"UP_DTTCORLANO_1_256"	"UP_EDIS_CIVI_1_257"
"UP_ENI_S.P.A_2_258"	"UP_EPSISTEMI_1_259"	"UP_ETASRL_1_260"	"UP_FEATV2_2_261"
"UP_FIAT_SERE_1_262"	"UP_FIUMESANT_3_263"	"UP_FIUMESANT_4_264"	"UP_FLORINAS_1_265"
"UP_FOIANO2_1_266"	"UP_FORENZA_1_267"	"UP_FRANCIOSA1_1_268"	"UP_FRANCIOSA2_1_269"
"UP_FRNCOFONTE_1_270"	"UP_FUSINA_T_1_271"	"UP_FUSINA_T_2_272"	"UP_FUSINA_T_3_273"
"UP_FUSINA_T_4_274"	"UP_GENOVA_T_4_275"	"UP_GENOVA_T_6_276"	"UP_GNSTRDGLSC_1_277"
"UP_GOLTARA_1_278"	"UP_GRECI2_1_279"	"UP_GROSOTTO_1_280"	"UP_HONE2_1_281"
"UP_HONE_1_1_282"	"UP_HYDRLCTRQC_1_283"	"UP_IGES_1_284"	"UP_IGES_2_285"
"UP_IISALTO_1_286"	"UP_IMPSUD_2_287"	"UP_ISE_CET3_1_288"	"UP_ISE_CET3_2_289"
"UP_ISOLA_E_M_1_290"	"UP_ISOLLAZ_1_291"	"UP_IVPC4_LAC_1_292"	"UP_IVPC4_ROS_1_293"
"UP_IVPC4_VID_1_294"	"UP_IVPC_ALBE_1_295"	"UP_IVPC_ANZA_1_296"	"UP_IVPC_FOIA_1_297"
"UP_IVPC_MONT_1_298"	"UP_JESI_1_299"	"UP_LACEDONIA2_1_300"	"UP_LAMARMORA_1_301"
"UP_LA_CASELL_1_302"	"UP_LA_CASELL_2_303"	"UP_LA_CASELL_3_304"	"UP_LA_CASELL_4_305"



Rapporto "IMPATTO DELL'ENERGIA NUCLEARE SU SOSTENIBILITÀ E
ECONOMICITÀ PER VARIE OPZIONI DI MIX ENERGETICI, STUDIO DELLE
VARIABILI MACROSCOPICHE ENERGETICO-AMBIENTALI"



"UP_LBPOWERSPA_1_306"	"UP_LECCE3_1_307"	"UP_LEINI_1_308"	"UP_LINATE1_1_309"
"UP_LIVOLA16MW_1_310"	"UP_LTMPPSANIA_1_311"	"UP_MALPENSA_1_312"	"UP_MANDELA_1_313"
"UP_MARLENG.M_1_314"	"UP_MAZZUNNO_1_315"	"UP_MBLSERVICE_1_316"	"UP_MELFI_SER_1_317"
"UP_MNMLITELLO_1_318"	"UP_MNTDLLDFSA_1_319"	"UP_MNTECAVUTI_1_320"	"UP_MNTFALCONE_1_321"
"UP_MNTFRRANTEN_5_322"	"UP_MNTFRRANTE_7_323"	"UP_MNTFRRANTE_8_324"	"UP_MNTFRRANTE_9_325"
"UP_MONCALIERI_3_326"	"UP_MONCALRPW_2_327"	"UP_MONFALCO_1_328"	"UP_MONFALCO_2_329"
"UP_MONTICELLI_1_330"	"UP_MONTJOVET_1_331"	"UP_MPNTDPRSLZ_1_332"	"UP_MPNTDTRMVL_1_333"
"UP_NCTLVRNFR_1_334"	"UP_NDRRTA22MW_1_335"	"UP_NERA_MONT_1_336"	"UP_NOVEL_1_337"
"UP_NPWRBRNSI_10_338"	"UP_NPWRBRNSI_8_339"	"UP_NPWRFRRRRB_10_340"	"UP_NPWRFRRRRB_8_341"
"UP_NPWRFRRRRB_9_342"	"UP_NPWRMNTOVA_2_343"	"UP_NPWRMNTOVA_3_344"	"UP_NPWRRVENNA_10_345"
"UP_NPWRRVENNA_9_346"	"UP_NPWRTRANTO_2_347"	"UP_NRAMONTORO_3_348"	"UP_NRGAMOLISE_1_349"
"UP_NULVITERGU_1_350"	"UP_NUOVA_MOL_1_351"	"UP_NUOVA_RAD_1_352"	"UP_NURRI_1_353"
"UP_ORMIRAFIORI_3_354"	"UP_ORSARA_4_355"	"UP_ORSARA_5_356"	"UP_OSTIGLIA_1_357"
"UP_OSTIGLIA_2_358"	"UP_OSTIGLIA_3_359"	"UP_P.GARD.ME_1_360"	"UP_PALINO20MW_1_361"
"UP_PANNI_1_362"	"UP_PARAVISO_1_363"	"UP_PACENZA_4_364"	"UP_PIEVE_VER_1_365"
"UP_PMGLNDARCO_1_366"	"UP_PNDLLCPR20_1_367"	"UP_PNRGIAIGCC_1_368"	"UP_PONTE_GIU_1_369"
"UP_PONT_1_370"	"UP_PORCARI_1_371"	"UP_PORTO_MAR_2_372"	"UP_PORTO_SCU_2_373"
"UP_PORTO_VIR_1_374"	"UP_PPNERGYSRL_1_375"	"UP_PRCLCMNTCT_2_376"	"UP_PRCLCMRCL_1_377"
"UP_PRCLCPGGLT_1_378"	"UP_PRCLCRDINO_1_379"	"UP_PRECI_1_380"	"UP_PREMESA_M_1_381"
"UP_PTRCATELLA_1_382"	"UP_PWHIRLPOOL_1_383"	"UP_PZZDLTSR16_1_384"	"UP_QUARTNUS_1_385"
"UP_QUINCINET_1_386"	"UP_REA_DALMI_1_387"	"UP_RESIO_1_388"	"UP_RETE_2_1_389"
"UP_RICIGLIANO_1_390"	"UP_RIZZICONI_1_391"	"UP_RIZZICONI_2_392"	"UP_ROSELECTRA_1_393"
"UP_ROSEN_1_394"	"UP_ROSONE_1_395"	"UP_RPABOTTONI_1_396"	"UP_S.F._DEL_3_397"
"UP_S.F._DEL_4_398"	"UP_S.F._DEL_5_399"	"UP_S.F._DEL_6_400"	"UP_S.FOCA_1_401"
"UP_S.LEONARD_1_402"	"UP_S.SILVEST_1_403"	"UP_SA2_1_404"	"UP_SA2_2_405"
"UP_SALEMI_1_406"	"UP_SALISANO_2_407"	"UP_SANCHIRICO_1_408"	"UP_SANMARCO_1_409"
"UP_SANMAURO_1_410"	"UP_SANNICOLA_1_411"	"UP_SANQUIRICO_1_412"	"UP_SANSEVERI_1_413"
"UP_SANTANINFA_1_414"	"UP_SARLUX_1_415"	"UP_SATRIANO_2_416"	"UP_SENDREN_1_417"
"UP_SERENE_RI_1_418"	"UP_SERMIDE_3_419"	"UP_SERMIDE_4_420"	"UP_SERVOLA_2_421"
"UP_SESTA_1_1_422"	"UP_SETTIMO_T_1_423"	"UP_SIGNAYES_1_424"	"UP_SLLDICONZA_1_425"
"UP_SMRICRICHI_1_426"	"UP_SPARANISE_2_427"	"UP_SPEZIA_CE_3_428"	"UP_SPINA_2_429"
"UP_SPNTTMRNGO_1_430"	"UP_SSTSNGVNNI_1_431"	"UP_ST_CLAIR_1_432"	"UP_STRONGOLI_1_433"
"UP_STTNNRGSRL_1_434"	"UP_SULCIS_CEN_2_435"	"UP_SUSA_1_436"	"UP_SYNDLSPCRM_2_437"
"UP_TANAGRO_1_438"	"UP_TAVAZZANO_5_439"	"UP_TAVAZZANO_8_440"	"UP_TAVAZZANO_C_6_441"
"UP_TECNOBORGO_1_442"	"UP_TENERGY_1_443"	"UP_TERMINI_1_6_444"	"UP_TERMOLI_1_445"
"UP_TERMOUTIL_1_446"	"UP_TNRSDLMNSP_1_447"	"UP_TOMBETTA_1_448"	"UP_TRMVLRRZTR_2_449"
"UP_TRNIENASPA_1_450"	"UP_TROIA2_2_451"	"UP_TRRNTETONA_1_452"	"UP_TRRVLDLIGA_5_453"
"UP_TRRVLDLIGA_6_454"	"UP_TUSCIANO_1_455"	"UP_VADOTERM_5_456"	"UP_VADO_TERM_3_457"
"UP_VAGLIO_3_458"	"UP_VERRES_1_459"	"UP_VILLA_1_460"	"UP_VILLA_RIN_1_461"
"UP_VIZZINI_1_462"	"UP_VIZZINI_2_463"	"UP_VLLSCCRDA1_1_464"	"UP_VOGHERA_1_465"
"UP_VOLTURARA_1_466"	"UP_VOLTURARA_2_467"	"UP_VOLTURINO_1_468"	"UPV_ELEDOEEFTGNE_469"
"UPV_ELEDOEEFTGNE_470"	"UPV_ELEDOEEZPSE_471"	"UPV_HELDOEEFTGNR_472"	"UP_DI0062_NORD_B_473"
"UP_DI0062_NORD_C_474"	"UP_DI0062_SICI_C_475"	"UP_DI0062_SUD_B_476"	"UP_MNTMLVIZZO_1_477"
"UP_MNTNARBONE_1_478"	"UP_MNTPETRASI_1_479"	"UP_MONTEDURRA_1_480"	"UP_PONTE_GIU_1_481"
"UP_S.FOCA_1_482"	"UP_S.LEONARD_1_483"	"UP_TANAGRO_1_484"	"UP_TUSCIANO_1_485"
"UP_VILLA_RIN_1_486"	"UP_DI0060_CNOR_C_487"	"UP_DI0060_CSUD_C_488"	"UP_DI0060_NORD_C_489"
"UP_DI0060_SICI_C_490"	"UP_DI0060_SUD_C_491"	"UP_DI0186_NORD_C_492"	"UP_DI8888_CNOR_D_493"
"UP_DI8888_NORD_D_494"	"UP_DI8888_NORD_V_495"	"UP_DI8888_SUD_V_496"	"UP_LEVANTE_4_497"
"UP_ALTOMONTE_1_498"	"UP_BATTIGGIO_1_499"	"UP_BRINDISI_3_500"	"UP_BRINDISI_4_501"
"UP_CANDELA_1_502"	"UP_CASTELB.E_1_503"	"UP_CHIVASSO_1_504"	"UP_LEVANTE_3_505"
"UP_PACENZA_4_506"	"UP_S.F._DEL_3_507"	"UP_S.F._DEL_5_508"	"UP_S.F._DEL_6_509"
"UP_SERMIDE_3_510"	"UP_SERMIDE_4_511"	"UP_SSTSNGVNN2_1_512"	"UP_TERNI_1_513"
"UP_TORVISCOSA_1_514"	"UP_VALCAMONICA_1_515"	"UP_MEDUNO_2_516"	"UP_PREM-GROSIO_1_517"
"UP_ALANNO_1_518"	"UP_ALA_1_519"	"UP_AVENTINO1_1_520"	"UP_BAGNORE_3_1_521"
"UP_BOFFETTO_1_522"	"UP_BOLOGNANO_1_523"	"UP_CADARESE_1_524"	"UP_CALICE_1_525"
"UP_CAMPOLLIO_1_526"	"UP_CANEVA_2_527"	"UP_CARBOLI_1_1_528"	"UP_CARBOLI_2_1_529"
"UP_CARDANO_1_530"	"UP_CARZANO_1_531"	"UP_CASTELLET_1_532"	"UP_CASTEL_GI_1_533"
"UP_CASUZZE_1_534"	"UP_CIMENA_1_535"	"UP_CNTRDCOLLA_1_536"	"UP_CNTRDCORVO_1_537"
"UP_COMUNANZA_1_538"	"UP_CORNIA_2_1_539"	"UP_COSCILE_1_1_540"	"UP_CREGO_1_541"
"UP_CREVOLA_D_1_542"	"UP_CREVOLA_T_1_543"	"UP_CZZVLLFND1_1_544"	"UP_DI0182_CNOR_C_545"
"UP_DI0182_CSUD_C_546"	"UP_DI0182_NORD_C_547"	"UP_DI0182_SARD_C_548"	"UP_DI0182_SICI_C_549"
"UP_DI0182_SUD_C_550"	"UP_DRONERO_C_1_551"	"UP_FARFA_II_1_552"	"UP_FARINELLO_1_553"
"UP_FUCINE_1_554"	"UP_GALLICANO_1_555"	"UP_GARDONA_1_556"	"UP_GOGLIO_3_557"
"UP_ISOLA_SER_1_558"	"UP_LAGONI_RO_1_559"	"UP_LE_PRATA_1_560"	"UP_LUDRIGNO_S_1_561"
"UP_M.DI_TURE_1_562"	"UP_MALLERE_1_563"	"UP_MONASTERO_1_564"	"UP_MONTEVERD_1_565"
"UP_MONTEVERD_2_566"	"UP_MORINO_1_567"	"UP_NAZZANO_1_568"	"UP_NUOVA_CAS_1_569"
"UP_NUOVA_GAB_1_570"	"UP_NUOVA_LAG_1_571"	"UP_NUOVA_MON_1_572"	"UP_NUOVA_SAS_1_573"
"UP_N_LARDERE_1_574"	"UP_N_SMARTIN_1_575"	"UP_PAISCO_1_576"	"UP_PALLANZENO_2_577"
"UP_PESCARA_1_1_578"	"UP_PIANACCE_1_579"	"UP_PIANCASTA_5_580"	"UP_PIANCASTA_6_581"
"UP_PIANCASTA_7_582"	"UP_PIANCASTA_8_583"	"UP_PIETRAPOR_1_584"	"UP_PONTE_FEL_1_585"
"UP_PONTE_GAR_1_586"	"UP_PONTE_MAL_1_587"	"UP_PONTE_MAR_1_588"	"UP_PORTOTORR_1_589"



"UP_QUERO_1_590"	"UP_RANCIA_1_1_591"	"UP_RANCIA_2_1_592"	"UP_RIO_PUSTE_1_593"
"UP_S.DAMIANO_1_594"	"UP_SELVA_1_1_595"	"UP_SPTROORZIO_1_596"	"UP_STANGA_1_597"
"UP_TORNAVENT_1_598"	"UP_TRAVALE_3_1_599"	"UP_TRAVALE_4_2_600"	"UP_TRIANO_1_601"
"UP_TURBIGO_S_1_602"	"UP_VALLE_SEC_1_603"	"UP_VARZO_1_604"	"UP_VINCHIANA_1_605"
"UP_VIZZOLA_T_1_606"	"UP_ACCEGLIO_1_607"	"UP_BRESSANON_1_608"	"UP_BROSSASCO_1_609"
"UP_CASTELDEL_1_610"	"UP_CAVILLA_1_611"	"UP_CMLPCCIOLI_2_612"	"UP_CREVA_1_613"
"UP_LANA_1_614"	"UP_LEMIE_1_615"	"UP_NOVE_1_616"	"UP_PREDAZZO_1_617"
"UP_SALSOMINO_1_618"	"UP_SAVINER_1_619"	"UP_SOSPIROLO_1_620"	"UP_VOBARNO_1_621"
"UP_VOLTURIS_1_622"	"UP_BRNDSSUDCE_1_623"	"UP_BRNDSSUDCE_3_624"	"UP_BRNDSSUDCE_4_625"
"UP_LA_CASELL_4_626"	"UP_PIETRAFIT_5_627"	"UP_PORTO_COR_4_628"	"UP_PORTO_EMP_1_629"
"UP_PORTO_MAR_3_630"	"UP_PRIOLO_C_2_631"	"UP_SBARBARA_3_632"	"UP_SPEZIA_CE_2_633"
"UP_TERMINI_1_6_634"	"UP_TRINO_1_635"	"UP_TRINO_2_636"	"UP_BRNDSSUDCE_1_637"
"UP_CREVA_1_638"	"UP_FUSINA_T_4_639"	"UP_BASTARDO_2_640"	"UP_BRNDSSUDCE_1_641"
"UP_SPEZIA_CE_3_642"	"UP_BASTARDO_2_643"	"UP_BRNDSSUDCE_3_644"	"UP_FUSINA_T_3_645"
"UP_SPEZIA_CE_3_646"	"UP_SULCIS_CEN_2_647"	"UP_BASTARDO_1_648"	"UP_BRNDSSUDCE_3_649"
"UP_FUSINA_T_2_650"	"UP_FUSINA_T_3_651"	"UP_BRNDSSUDCE_4_652"	"UP_FUSINA_T_1_653"
"UP_FUSINA_T_2_654"	"UP_GENOVA_T_6_655"	"UP_BASTARDO_1_656"	"UP_BRNDSSUDCE_4_657"
"UP_GENOVA_T_4_658"	"UP_GENOVA_T_6_659"	"UP_PORTO_COR_4_660"	"UP_SULCIS_CEN_2_661"
"UP_PORTO_COR_4_662"	"UP_LA_CASELL_4_663"	"UP_LA_CASELL_4_664"	"UP_LA_CASELL_1_665"
"UP_LA_CASELL_1_666"	"UP_PIETRAFIT_5_667"	"UP_TERMINI_I_6_668"	"UP_LA_CASELL_3_669"
"UP_LA_CASELL_3_670"	"UP_LA_CASELL_2_671"	"UP_PIETRAFIT_5_672"	"UP_AVEZZANO_1_673"
"UP_IMPSUD_2_674"	"UP_DUINO_1_675"	"UPV_HELDOEAESRLR_676"	"UPV_RTEDOEGSBRO_677"
"UPV_RTEDOEGSBRO_678"	"UPV_ELEDOEGTIPEE_679"	"UPV_HELDOEDCANSR_680"	"UP_DII174_NORD_B_681"
"UP_RIZZICONI_1_682"	"UP_SPARANISE_2_683"	"UPV_HELDOEAESRLR_684"	"UP_MONFALCO_1_685"
"UPV_RTEDOEDCANSO_686"	"UPV_HELDOEDCANSR_687"	"UP_BASTARDO_1_688"	"UP_BASTARDO_2_689"
"UP_FUSINA_T_2_690"	"UP_GENOVA_T_4_691"	"UP_PIETRAFIT_5_692"	"UP_PORTO_MAR_2_693"
"UP_PORTO_MAR_3_694"	"UP_SULCIS_CEN_2_695"	"UP_TERMINI_I_6_696"	"UPV_RTEDOEDCANSO_697"
"UP_MONFALCO_2_698"	"UPV_HELDOEAESRLR_699"	"UPV_RTEDOECNDRMO_700"	"UPV_RTEDOEDCANSO_701"
"UPV_SWGDOEDCANSO_702"	"UP_OSTIGLIA_2_703"	"UP_TAVAZZANO_C_6_704"	"UP_OSTIGLIA_1_705"
"UP_OSTIGLIA_3_706"	"UP_FIUMESANT_3_707"	"UP_FIUMESANT_4_708"	"UP_SSTSNGVNN2_1_709"
"UPV_RTEDOEDCANSO_710"	"UP_CNTRLDTVRL_1_711"	"UPV_HELDOEDCANSR_712"	"UP_DII174_NORD_B_713"
"UP_DII174_NORD_G_714"	"UPV_SWGDOEAETRTO_715"	"UP_CANDELA_1_716"	"UP_CANDELA_1_717"
"UP_MONCALIERI_3_718"	"UP_CNTRLDTVRL_1_719"	"UP_CANDELA_1_720"	"UP_RIZZICONI_2_721"
"UP_TAVAZZANO_5_722"	"UPV_SWGDOEAETRTO_723"	"UP_SERMIDE_3_724"	"UP_PRIOLO_C_2_725"
"UP_SPEZIA_CE_2_726"	"UP_PIACENZA_4_727"	"UP_CHIVASSO_1_728"	"UP_SERMIDE_4_729"
"UP_SERMIDE_3_730"	"UP_VOGERA_1_731"	"UP_PIACENZA_4_732"	"UP_CHIVASSO_1_733"
"UP_SERMIDE_4_734"	"UPV_SWGDOEAETRTO_735"	"UP_CASSANO_2_736"	"UP_PIACENZA_4_737"
"UP_SERMIDE_4_738"	"UP_SERMIDE_3_739"	"UP_CASSANO_2_740"	"UP_SERMIDE_3_741"
"UP_PIACENZA_4_742"	"UP_CHIVASSO_1_743"	"UP_SERMIDE_4_744"	"UP_CASSANO_2_745"
"UP_CTE_DEL_M_2_746"	"UP_TRRVLDLIGA_5_747"	"UP_TRRVLDLIGA_6_748"	"UP_VADOTERM_5_749"
"UP_TRRVLDLIGA_5_750"	"UP_TRRVLDLIGA_6_751"	"UP_VADOTERM_5_752"	"UP_TRRVLDLIGA_6_753"
"UP_CTE_DEL_M_2_754"	"UP_TRRVLDLIGA_5_755"	"UP_VADOTERM_5_756"	"UP_CTE_DEL_M_2_757"
"UP_LEINI_1_758"	"UP_NOVEL_1_759"	"UP_CHIVASSO_1_760"	"UP_VADO_TERM_3_761"
"UPV_SWGDOEAETRTO_762"	"UP_SERMIDE_3_763"	"UP_SERMIDE_4_764"	"UP_CHIVASSO_1_765"
"UP_CTE_DEL_M_2_766"	"UPV_SWGDOEDLLCO_767"	"UP_NOVEL_1_768"	"UP_TRINO_1_769"
"UP_TRINO_2_770"	"UP_PIACENZA_4_771"	"UP_MONTALTO_3_772"	"UP_MONTALTO_1_773"
"UP_NRGAMOLISE_1_774"	"UP_MONTALTO_2_775"	"UP_ROSELECTRA_1_776"	"UP_ROSSANO_T_2_777"
"UP_ROSSANO_T_4_778"	"UP_ROSSANO_T_3_779"	"UP_BORGO_TRE_1_780"	"UP_PIOMBINO_3_781"
"UP_PIOMBINO_4_782"	"UP_LIVORNO_M_1_783"	"UP_LIVORNO_M_2_784"	"UP_SMRICRICHI_1_785"
"UP_PORTO_TOL_4_786"	"UP_PORTO_TOL_3_787"	"UP_ALTOMONTE_1_788"	"UP_TORVISCOSA_1_789"
"UP_SMRICRICHI_1_790"	"UP_ALTOMONTE_1_791"	"UP_SMRICRICHI_1_792"	"UP_ALTOMONTE_1_793"
"UP_LAMARMORA_1_794"	"UP_SERMIDE_3_795"	"UP_CHIVASSO_1_796"	"UP_SERMIDE_4_797"
"UP_SERMIDE_3_798"	"UP_CHIVASSO_1_799"	"UP_SERMIDE_4_800"	"UP_SERMIDE_3_801"
"UP_PIACENZA_4_802"	"UP_CHIVASSO_1_803"	"UP_SERMIDE_4_804"	"UP_ACTV_1_805"
"UP_PIACENZA_4_806"	"UP_PIACENZA_4_807"	"UP_TERNI_1_808"	"UP_VALPELLIN_1_809"
"UP_S.F._DEL_5_810"	"UP_S.F._DEL_6_811"	"UP_LEVANTE_3_812"	"UP_S.F._DEL_5_813"
"UP_S.F._DEL_6_814"	"UP_LEVANTE_3_815"	"UP_LEVANTE_3_816"	"UP_S.F._DEL_5_817"
"UP_S.F._DEL_6_818"	"UP_S._ANGELO_1_819"	"UP_S.F._DEL_6_820"	"UP_CELANO_1_821"
"UP_LINATEI_1_822"	"UP_CNTRLTTRG_1_823"	"UP_S.F._DEL_3_824"	"UP_S.F._DEL_4_825"
"UP_S.F._DEL_4_826"	"UP_MASOCORON_1_827"	"UP_STTNNRGSRL_1_828"	"UP_PERRERES_1_829"
"UP_AUGUSTA_C_3_830"	"UP_PORTO_SCU_2_831"	"UP_SERMIDE_4_832"	"UP_PORTO_EMP_1_833"
"UP_PORTO_EMP_2_834"	"UP_VALPELLIN_1_835"	"UP_GRESSONEY_1_836"	"UP_ROSONE_1_837"
"UP_S.F._DEL_5_838"	"UP_S.F._DEL_6_839"	"UP_S.F._DEL_5_840"	"UP_S.F._DEL_6_841"
"UP_S.F._DEL_5_842"	"UP_S.F._DEL_6_843"	"UP_S.F._DEL_4_844"	"UP_S.F._DEL_4_845"
"UP_S.F._DEL_4_846"	"UP_S.F._DEL_6_847"	"UP_S.F._DEL_6_848"	"UP_ACCEGLIO_1_849"
"UP_AGORDO_1_850"	"UP_ALANNO_1_851"	"UP_BARI_TE_1_852"	"UP_BARI_TE_2_853"
"UP_BOAZZO_1_854"	"UP_BORDOGNA_1_855"	"UP_BRESSANON_1_856"	"UP_BROSSASCO_1_857"
"UP_CADARESE_1_858"	"UP_CARDANO_1_859"	"UP_CARONA_1_860"	"UP_CARZANO_1_861"
"UP_CAVILLA_1_862"	"UP_CEDIGOLO_1_863"	"UP_CIMEGO_1_864"	"UP_CIMEGO_2_865"
"UP_CMLPCCIOLI_2_866"	"UP_CREGO_1_867"	"UP_CREVOLA_D_1_868"	"UP_CREVOLA_T_1_869"
"UP_CROT_1_870"	"UP_DOSSI_1_871"	"UP_ETQ_ROVINA_1_872"	"UP_FEDIO_1_873"



"UP_FLUMENDOS_4_874"	"UP_FLUMENDOS_5_875"	"UP_FLUMENDOS_6_876"	"UP_FONDOVALL_1_877"
"UP_FUCINE_1_878"	"UP_GALLICANO_1_879"	"UP_GARDONA_1_880"	"UP_GOGLIO_2_881"
"UP_GOGLIO_3_882"	"UP_GRIGNO_1_883"	"UP_LANA_1_884"	"UP_LEMIE_1_885"
"UP_LE_PIANE_1_886"	"UP_M.DI_TURE_1_887"	"UP_MALGA_MAR_1_888"	"UP_NOVE_1_889"
"UP_PALLANZENO_2_890"	"UP_PANTANO_D_1_891"	"UP_PEDESINA_1_892"	"UP_PIEDIMULE_1_893"
"UP_PONTE_1_894"	"UP_PONTE_GAR_1_895"	"UP_PONTE_MAR_1_896"	"UP_PREDAZZO_1_897"
"UP_ROVESCA_1_898"	"UP_S.ANTONIO_1_899"	"UP_S.DAMIANO_1_900"	"UP_S.FLORIA_1_901"
"UP_SALSOMINO_1_902"	"UP_SAMPEYRE_1_903"	"UP_SARENTINO_1_904"	"UP_SAVINER_1_905"
"UP_SBARBARA_3_906"	"UP_SFLORIANO_2_907"	"UP_SOSPIROLO_1_908"	"UP_STANGA_1_909"
"UP_STORO_1_910"	"UP_TORBOLE_1_911"	"UP_TRIANO_1_912"	"UP_VARZO_1_913"
"UP_VINCHIANA_1_914"	"UP_VOBARNO_1_915"	"UP_S.F._DEL_4_916"	"UP_S.F._DEL_6_917"
"UP_S.F._DEL_5_918"	"UP_TOR_DI_VA_2_919"	"UP_S.F._DEL_5_920"	"UP_S.F._DEL_5_921"
"UP_S.F._DEL_3_922"	"UP_ITAVSERIO_2_923"	"UP_FIUMESANT_2_924"	"UP_TAVAZZANO_8_925"
"UP_FIUMESANT_1_926"	"UP_MONFALCO_3_927"	"UP_OSTIGLIA_4_928"	"UP_S.F._DEL_3_929"
"UP_S.F._DEL_5_930"	"UP_S.F._DEL_3_931"	"UP_S.F._DEL_3_932"	"UP_TRAPANI_C_2_933"
"UP_TRAPANI_C_1_934"	"UP_S.F._DEL_3_935"	"UP_S.F._DEL_3_936"	"UP_ASSEMINI_1_937"
"UP_ASSEMINI_2_938"	"UP_CAMPOMARI_1_939"	"UP_CARPI_TUR_1_940"	"UP_CARPI_TUR_2_941"
"UP_CMRTPICENA_5_942"	"UP_CMRTPICENA_6_943"	"UP_GIUGLIANO_1_944"	"UP_GIUGLIANO_2_945"
"UP_GIUGLIANO_4_946"	"UP_LARINO_TG_1_947"	"UP_LARINO_TG_2_948"	"UP_LESSANDRIA_1_949"
"UP_LESSANDRIA_2_950"	"UP_MADDALONI_2_951"	"UP_MADDALONI_3_952"	"UP_MADDALONI_4_953"
"UP_MONTALTO_4_954"	"UP_PIETRAFIT_3_955"	"UP_PIETRAFIT_4_956"	"UP_PORTOFERR_1_957"
"UP_ROSSANO_T_1_958"	"UP_TERMINI_1_42_959"	"UP_TERMINI_1_5_960"	/;

Set H_I_F(H,I,F) terne generatore-area di appartenenza-firm/

"IMPIANTO_X"."NORD"."TRADER_X"	
"UPV_APLIDTSOE_1"."E_NE"."TERNA S.p.A."	"UPV_APGMIDAUE_2"."E_NE"."GRTN Bilateralista"
"UPV_APGYOEATMRDE_3"."E_NE"."A2A TRADING S.R.L."	"UPV_APGYOEBESRNE_4"."E_NE"."GRTN Bilateralista"
"UPV_APGYOECTESSE_5"."E_NE"."CONSORZIO APUANIA ENERGIA"	"UPV_APGYOEDLSRE_6"."E_NE"."GRTN Bilateralista"
"UPV_APGYOEEISPGE_7"."E_NE"."EGL-ITALIA S.P.A."	"UPV_APGYOEEES-TGE_8"."E_NE"."GRTN Bilateralista"
"UPV_APGYOEEESDANE_9"."E_NE"."GRTN Bilateralista"	"UPV_APGYOEEESMMCE_10"."E_NE"."GRTN Bilateralista"
"UPV_APGYOEEESPAGE_11"."E_NE"."SORGENIA S.P.A."	"UPV_APGYOEEETLDFE_12"."E_NE"."EDF TRADING LIMITED"
"UPV_APGYOEEETSNDNE_13"."E_NE"."EDISON TRADING S.P.A."	"UPV_APGYOEOEWASE_14"."E_NE"."GRTN Bilateralista"
"UPV_ELEMIDAUE_15"."E_NE"."GRTN Bilateralista"	"UPV_ELEMOEKRLNVE_16"."E_NE"."KORLEA INVEST A.S."
"UPV_ELEYOEEDSSRE_17"."E_NE"."GRTN Bilateralista"	"UPV_ELEYOEETFNGNE_18"."E_NE"."GRTN Bilateralista"
"UPV_ELEYOEGTIPEE_19"."E_NE"."GRTN Bilateralista"	"UPV_ELEYOERDNPHE_20"."E_NE"."RUDNAP-HUNGARY ENERGIA-KERESKEDELMI KFT."
"UPV_EXTYOEENRGR_21"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UPV_HELIOEATMRDR_22"."E_SD"."A2A TRADING S.R.L."
"UPV_HELIOEISPGR_23"."E_SD"."EGL-ITALIA S.P.A."	"UPV_HELIOETEISRR_24"."E_SD"."TEI SPA"
"UPV_INT_CALB_25"."CALB"."TERNA S.p.A."	"UPV_INT_CSUD_26"."CSUD"."TERNA S.p.A."
"UPV_INT_SARD_27"."SARD"."TERNA S.p.A."	"UPV_RTEDOEAETTO_28"."E_NW"."AZIENDA ELETTRICA TICINESE"
"UPV_RTEDOEDTSCHO_29"."E_NW"."DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH"	"UPV_RTEDOETSNO_30"."E_NW"."ENEL TRADE S.P.A."
"UPV_RTEDOETEISRO_31"."E_NW"."TEI SPA"	"UPV_RTTELIDTSOO_32"."E_NW"."TERNA S.p.A."
"UPV_RTEPIDAUO_33"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_RTEPOEAETTO_34"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_RTEPOEACCRRO_35"."E_NW"."ACCIAIERIA ARVEDI S.P.A."	"UPV_RTEPOEAETRTO_36"."E_NW"."AAR eTICINO SA di Elettricità"
"UPV_RTEPOEATMRDO_37"."E_NW"."A2A TRADING S.R.L."	"UPV_RTEPOEATSCLO_38"."E_NW"."ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A."
"UPV_RTEPOEBESRNO_39"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_RTEPOECDVTTTO_40"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_RTEPOECETSVO_41"."E_NW"."CO-VER Energy Trading S.R.L."	"UPV_RTEPOECKRENMO_42"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_RTEPOECSCPDO_43"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_RTEPOEEDLWSO_44"."E_NW"."GALA SPA"
"UPV_RTEPOEISNDO_45"."E_NW"."E.ON Produzione S.P.A."	"UPV_RTEPOEISPPO_46"."E_NW"."EGL-ITALIA S.P.A."
"UPV_RTEPOEES-TGO_47"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_RTEPOEESDANO_48"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_RTEPOEESLCRO_49"."E_NW"."ELECTRABEL S.A."	"UPV_RTEPOEESPAGO_50"."E_NW"."SORGENIA S.P.A."
"UPV_RTEPOEESSNRO_51"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_RTEPOEESSPRO_52"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_RTEPOEESXRGO_53"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_RTEPOEETSNDNO_54"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_RTEPOEETSNO_55"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_RTEPOEGNRNTO_56"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_RTEPOEOEWASO_57"."E_NW"."OSTERREICHISCHE ELEKTRIZITATSWIRTSCHAFTS - A. (VERBUND)"	"UPV_RTEPOEPNGRO_58"."E_NW"."CONSORZIO APUANIA ENERGIA"
"UPV_RTEPOEESRLO_59"."E_NW"."AGSM ENERGIA S.P.A."	"UPV_RTEPOESMRNO_60"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_SWGMIDAUE_61"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_SWGMOEBESRNO_62"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_SWGROEAETTO_63"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_SWGROEAETRTO_64"."E_NW"."AAR eTICINO SA di Elettricità"
"UPV_SWGROEESLNO_65"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_SWGROEESFRO_66"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_SWGROEISPPO_67"."E_NW"."EGL-ITALIA S.P.A."	"UPV_SWGROEENCSTO_68"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_SWGROEESLNO_69"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_SWGROEICDLO_70"."E_NW"."ICD - INTERCOMMERCIAL"



**Rapporto "IMPATTO DELL'ENERGIA NUCLEARE SU SOSTENIBILITÀ E
ECONOMICITÀ PER VARIE OPZIONI DI MIX ENERGETICI, STUDIO DELLE
VARIABILI MACROSCOPICHE ENERGETICO-AMBIENTALI"**



	DIALOGUE Ltd"
"UPV_SWGROEREISZO_71"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_SWGROESSRTBO_72"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_SWGROETPLPTO_73"."E_NW"."T.P.E. TRADING PER L ENERGIA S.P.A UNIPERSONALE"	"UPV_SWGWYIDAUO_74"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_SWGYOEAAETTO_75"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_SWGYOEACCRRO_76"."E_NW"."ACCIAIERIA ARVEDI S.P.A."
"UPV_SWGYOEAETRTO_77"."E_NW"."AAR eTICINO SA di Elettricità"	"UPV_SWGYOEBESRNO_78"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_SWGYOECTESSO_79"."E_NW"."CONSORZIO APUANIA ENERGIA"	"UPV_SWGYOECTSVRO_80"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_SWGYOEEES-TGO_81"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UPV_SWGYOEESSPRO_82"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_SWGYOEEESXRG0_83"."E_NW"."EXERGIA SPA"	"UPV_SWGYOEFMSR00_84"."E_NW"."GRTN Bilateralista"
"UPV_SWGYOETISWGO_85"."E_NW"."GRTN Bilateralista"	"UP_ACEA_CAST_1_86"."CSUD"."GSE SPA"
"UP_ACTV_1_87"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_ADDA2_1_88"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_AEM-LOVER_1_89"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_AIROLE_1_90"."NORD"."TIRRENO POWER S.P.A."
"UP_ALTOMONTE_1_91"."ROSN"."GRTN Bilateralista"	"UP_AVEZZANO_1_92"."CSUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_AVIGLAINO_1_93"."SUD"."GSE SPA"	"UP_BARDONETT_1_94"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_BASTARDO_1_95"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BASTARDO_2_96"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BISACCIA2_1_97"."SUD"."GSE SPA"	"UP_BORGO_TRE_1_98"."NORD"."AGSM ENERGIA S.P.A."
"UP_BRINDISI_3_99"."BRNN"."IRIDE MERCATO SPA"	"UP_BRINDISI_4_100"."BRNN"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_BSCCIA48MW_1_101"."SUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_BUGLIA_1_102"."SUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_BUSSI_1_103"."CSUD"."GSE SPA"	"UP_CAFFARO_2_1_104"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_CAIRO_1_105"."NORD"."GSE SPA"	"UP_CALCINERE_1_106"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_CANDELA_1_107"."FOGN"."GRTN Bilateralista"	"UP_CASALBORE_1_108"."SUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_CASSANO_2_109"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_CASTELMAS_1_110"."NORD"."ELETTRGREEN SPA"
"UP_CELANO_1_111"."CSUD"."GSE SPA"	"UP_CENTRO_OL_1_112"."SUD"."ENI SPA"
"UP_CET_1_113"."SUD"."GSE SPA"	"UP_CGNRZLNLYPR_6_114"."NORD"."ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A."
"UP_CHAMPAGNE_3_115"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_CHAMPAGNE_4_116"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_CHAVONNE_1_117"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_CHIOMONTE_1_118"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_CHIVASSO_1_119"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_CLFRRCSSN_1_120"."NORD"."HERA TRADING S.R.L."
"UP_CNTRLADRIA_2_121"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_CNTRLBMSB_1_122"."NORD"."GSE SPA"
"UP_CNTRLBMSB_1_123"."CSUD"."GSE SPA"	"UP_CNTRLBMSB_1_124"."NORD"."GSE SPA"
"UP_CNTRLDCGNR_45_125"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_CNTRLDCGNR_47_126"."NORD"."HERA TRADING S.R.L."
"UP_CNTRLDRILT_49_127"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"	"UP_CNTRLDTVRL_1_128"."SUD"."REZIA ENERGIA ITALIA S.P.A."
"UP_CNTRLSCMLB_5_129"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_CNTRNRGFR_1_130"."NORD"."GSE SPA"
"UP_COLOGNO_M_1_131"."NORD"."GSE SPA"	"UP_COVALOU_1_132"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_CPIGNA_1_133"."NORD"."GSE SPA"	"UP_CRLENTINIA_1_134"."SICI"."GSE SPA"
"UP_CRLENTINIB_1_135"."SICI"."GSE SPA"	"UP_CROTONE1_1_136"."CALB"."GSE SPA"
"UP_CROTONE2_1_137"."CALB"."GSE SPA"	"UP_CSSNSERENE_1_138"."CSUD"."GSE SPA"
"UP_CTE-RAGE_1_139"."SICI"."ENI SPA"	"UP_CTE_DEL_M_2_140"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_DARFO_1_141"."NORD"."ENERGETIC SOURCE SPA"	"UP_DI0005_NORD_C_142"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_DI0005_SICI_C_143"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_DI0013_NORD_C_144"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_DI0016_NORD_C_145"."NORD"."ASM ENERGY"	"UP_DI0026_CNOR_B_146"."CNOR"."BP ITALIA SPA"
"UP_DI0026_CNOR_C_147"."CNOR"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0026_CSUD_C_148"."CSUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0026_NORD_B_149"."NORD"."BP ITALIA SPA"	"UP_DI0026_NORD_C_150"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0026_SUD_C_151"."SUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0056_CALB_B_152"."CALB"."E.ON ENERGY TRADING S.P.A."
"UP_DI0056_NORD_B_153"."NORD"."E.ON ENERGY TRADING S.P.A."	"UP_DI0068_NORD_C_154"."NORD"."ENECO TRADE SRL"
"UP_DI0073_NORD_C_155"."NORD"."SORGENIA S.P.A."	"UP_DI0086_NORD_C_156"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0107_NORD_C_157"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0114_CNOR_C_158"."CNOR"."AGSM ENERGIA S.P.A."
"UP_DI0114_NORD_C_159"."NORD"."AGSM ENERGIA S.P.A."	"UP_DI0136_NORD_A_160"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0156_NORD_B_161"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_DI0156_NORD_C_162"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_DI0156_SARD_A_163"."SARD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_DI0156_SARD_B_164"."SARD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_DI0156_SUD_C_165"."SUD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_DI0177_NORD_B_166"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0177_SUD_B_167"."SUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0186_NORD_C_168"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_DI0196_NORD_C_169"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0198_NORD_C_170"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0228_NORD_C_171"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0230_NORD_B_172"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0230_NORD_C_173"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0230_NORD_G_174"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0230_SUD_C_175"."SUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0265_CSUD_B_176"."CSUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0313_NORD_B_177"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0318_CNOR_C_178"."CNOR"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0318_NORD_B_179"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0318_NORD_C_180"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0318_NORD_G_181"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0318_SUD_C_182"."SUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0339_NORD_C_183"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0344_NORD_C_184"."NORD"."TIRRENO POWER S.P.A."
"UP_DI0360_NORD_A_185"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0360_NORD_B_186"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0360_NORD_C_187"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0361_NORD_B_188"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0361_NORD_G_189"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0367_NORD_A_190"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0367_NORD_C_191"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0370_NORD_B_192"."NORD"."BURGO ENERGIA S.R.L."
"UP_DI0370_NORD_C_193"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI0513_NORD_C_194"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI0526_NORD_A_195"."NORD"."HERA TRADING S.R.L."	"UP_DI0526_NORD_B_196"."NORD"."HERA TRADING S.R.L."
"UP_DI0526_NORD_G_197"."NORD"."HERA TRADING S.R.L."	"UP_DI1079_SUD_B_198"."SUD"."FENICE S.P.A."
"UP_DI1130_CALB_C_199"."CALB"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1130_CNOR_B_200"."CNOR"."GRTN Bilateralista"



Rapporto "IMPATTO DELL'ENERGIA NUCLEARE SU SOSTENIBILITÀ E
ECONOMICITÀ PER VARIE OPZIONI DI MIX ENERGETICI, STUDIO DELLE
VARIABILI MACROSCOPICHE ENERGETICO-AMBIENTALI"



"UP_DI1130_CNOR_C_201"."CNOR"."ELETTROGREEN SPA"	"UP_DI1130_CSUD_C_202"."CSUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI1130_NORD_A_203"."NORD"."ELETTROGREEN SPA"	"UP_DI1130_NORD_B_204"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI1130_NORD_C_205"."NORD"."ELETTROGREEN SPA"	"UP_DI1130_NORD_G_206"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI1130_SUD_C_207"."SUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1156_CNOR_B_208"."CNOR"."ENERGETIC SOURCE SPA"
"UP_DI1156_CSUD_B_209"."CSUD"."ENERGETIC SOURCE SPA"	"UP_DI1156_CSUD_C_210"."CSUD"."ENERGETIC SOURCE SPA"
"UP_DI1156_NORD_A_211"."NORD"."ENERGETIC SOURCE SPA"	"UP_DI1156_NORD_B_212"."NORD"."ENERGETIC SOURCE SPA"
"UP_DI1156_NORD_C_213"."NORD"."ENERGETIC SOURCE SPA"	"UP_DI1156_SUD_C_214"."SUD"."ENERGETIC SOURCE SPA"
"UP_DI1170_CSUD_B_215"."CSUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1170_CSUD_C_216"."CSUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI1170_NORD_B_217"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1174_NORD_C_218"."NORD"."ELECTRADE SRL"
"UP_DI1621_NORD_C_219"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1625_NORD_C_220"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI1632_NORD_C_221"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1676_SARD_A_222"."SARD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI1676_SUD_C_223"."SUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1709_NORD_B_224"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI1716_NORD_B_225"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1828_CNOR_B_226"."CNOR"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI1828_CNOR_C_227"."CNOR"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1828_CSUD_B_228"."CSUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI1828_NORD_A_229"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1828_NORD_B_230"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI1828_NORD_C_231"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1835_NORD_B_232"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI1835_NORD_C_233"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_DI1835_SUD_C_234"."SUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_DI8888_CALB_D_235"."CALB"."GSE SPA"	"UP_DI8888_CALB_N_236"."CALB"."GSE SPA"
"UP_DI8888_CNOR_D_237"."CNOR"."GSE SPA"	"UP_DI8888_CNOR_N_238"."CNOR"."GSE SPA"
"UP_DI8888_CNOR_P_239"."CNOR"."GSE SPA"	"UP_DI8888_CNOR_V_240"."CNOR"."BP ITALIA SPA"
"UP_DI8888_CSUD_D_241"."CSUD"."GSE SPA"	"UP_DI8888_CSUD_N_242"."CSUD"."GSE SPA"
"UP_DI8888_CSUD_P_243"."CSUD"."GSE SPA"	"UP_DI8888_CSUD_V_244"."CSUD"."GSE SPA"
"UP_DI8888_NORD_D_245"."NORD"."GSE SPA"	"UP_DI8888_NORD_N_246"."NORD"."GSE SPA"
"UP_DI8888_NORD_P_247"."NORD"."GSE SPA"	"UP_DI8888_NORD_V_248"."NORD"."GSE SPA"
"UP_DI8888_SARD_N_249"."SARD"."GSE SPA"	"UP_DI8888_SICI_D_250"."SICI"."GSE SPA"
"UP_DI8888_SICI_P_251"."SICI"."GSE SPA"	"UP_DI8888_SUD_D_252"."SUD"."GSE SPA"
"UP_DI8888_SUD_N_253"."SUD"."GSE SPA"	"UP_DI8888_SUD_P_254"."SUD"."GSE SPA"
"UP_DI8888_SUD_V_255"."SUD"."GSE SPA"	"UP_DITCORLANO_1_256"."SUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_EDIS_CIVI_1_257"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_ENI_S.P.A_2_258"."NORD"."ENI SPA"
"UP_EPSISTEMI_1_259"."CSUD"."GSE SPA"	"UP_ETASRL_1_260"."CALB"."GSE SPA"
"UP_FEATV2_2_261"."NORD"."GSE SPA"	"UP_FIAT_SERE_1_262"."CSUD"."GSE SPA"
"UP_FIUMESANT_3_263"."SARD"."GRTN Bilateralista"	"UP_FIUMESANT_4_264"."SARD"."GRTN Bilateralista"
"UP_FLORINAS_1_265"."SARD"."E.ON Produzione S.P.A."	"UP_FOIANO2_1_266"."SUD"."GSE SPA"
"UP_FORENZA_1_267"."SUD"."GSE SPA"	"UP_FRANCIOSA1_1_268"."SUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_FRANCIOSA2_1_269"."SUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_FRNCOFONTE_1_270"."SICI"."GSE SPA"
"UP_FUSINA_T_1_271"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_FUSINA_T_2_272"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_FUSINA_T_3_273"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_FUSINA_T_4_274"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_GENOVA_T_4_275"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_GENOVA_T_6_276"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_GNSTRDGLSC_1_277"."SUD"."BP ITALIA SPA"	"UP_GOLTARA_1_278"."NORD"."GSE SPA"
"UP_GRECI2_1_279"."SUD"."GSE SPA"	"UP_GROSOTTO_1_280"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_HONE2_1_281"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_HONE_1_1_282"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_HYDRLCTRQC_1_283"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_IGES_1_284"."SUD"."BP ITALIA SPA"
"UP_IGES_2_285"."SUD"."BP ITALIA SPA"	"UP_IISALTO_1_286"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_IMPUD_2_287"."SICI"."GRTN Bilateralista"	"UP_ISE_CET3_1_288"."BRNN"."GSE SPA"
"UP_ISE_CET3_2_289"."BRNN"."GSE SPA"	"UP_ISOLA_E_M_1_290"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_ISOLLAZ_1_291"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_IVPC4_LAC_1_292"."SUD"."GSE SPA"
"UP_IVPC4_ROS_1_293"."SUD"."GSE SPA"	"UP_IVPC4_VID_1_294"."SARD"."GSE SPA"
"UP_IVPC_ALBE_1_295"."SUD"."GSE SPA"	"UP_IVPC_ANZA_1_296"."SUD"."GSE SPA"
"UP_IVPC_FOIA_1_297"."SUD"."GSE SPA"	"UP_IVPC_MONT_1_298"."SUD"."GSE SPA"
"UP_JESI_1_299"."CNOR"."GSE SPA"	"UP_LACEDONIA2_1_300"."SUD"."GSE SPA"
"UP_LAMARMORA_1_301"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_LA_CASELL_1_302"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_LA_CASELL_2_303"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_LA_CASELL_3_304"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_LA_CASELL_4_305"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_LBPOWERSPA_1_306"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_LECCE3_1_307"."SUD"."BP ITALIA SPA"	"UP_LEINI_1_308"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_LINATE1_1_309"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_LIVOLA16MW_1_310"."SUD"."ENERGETIC SOURCE SPA"
"UP_LTMPPSANIA_1_311"."SICI"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_MALPENSA_1_312"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_MANDELA_1_313"."CSUD"."GSE SPA"	"UP_MARLENG_M_1_314"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_MAZZUNNO_1_315"."NORD"."ENERGETIC SOURCE SPA"	"UP_MBLSERVICE_1_316"."CSUD"."GSE SPA"
"UP_MELFI_SER_1_317"."SUD"."GSE SPA"	"UP_MNMLITELLO_1_318"."SICI"."GSE SPA"
"UP_MNTDLLDFS_1_319"."SUD"."GSE SPA"	"UP_MNTECAVUTI_1_320"."CSUD"."GSE SPA"
"UP_MNTFALCONE_1_321"."SUD"."GSE SPA"	"UP_MNTFRANTEN_5_322"."CSUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_MNTFRANTE_7_323"."CSUD"."GSE SPA"	"UP_MNTFRANTE_8_324"."CSUD"."GSE SPA"
"UP_MNTFRANTE_9_325"."CSUD"."GSE SPA"	"UP_MONCALIERI_3_326"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_MONCALRPW_2_327"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_MONFALCO_1_328"."MFTV"."GRTN Bilateralista"
"UP_MONFALCO_2_329"."MFTV"."GRTN Bilateralista"	"UP_MONTICELLI_1_330"."SUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_MONTJOVET_1_331"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_MPNTDPRSLZ_1_332"."NORD"."GSE SPA"
"UP_MPNTDTRMVL_1_333"."NORD"."GSE SPA"	"UP_MPNTDTRMVL_1_334"."NORD"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_NDRTTA22MW_1_335"."SUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_NERA_MONT_1_336"."CNOR"."E.ON Produzione S.P.A."



Rapporto "IMPATTO DELL'ENERGIA NUCLEARE SU SOSTENIBILITÀ E
ECONOMICITÀ PER VARIE OPZIONI DI MIX ENERGETICI, STUDIO DELLE
VARIABILI MACROSCOPICHE ENERGETICO-AMBIENTALI"



"UP_NOVEL_1_337"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_NPWBRNDSI_10_338"."BRNN"."ENI SPA"
"UP_NPWBRNDSI_8_339"."BRNN"."ENI SPA"	"UP_NPWRFRRRRB_10_340"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_NPWRFRRRRB_8_341"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_NPWRFRRRRB_9_342"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_NPWRMNTOVA_2_343"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_NPWRMNTOVA_3_344"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_NPWRRVENNA_10_345"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_NPWRRVENNA_9_346"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_NPWTRANTO_2_347"."SUD"."ENI SPA"	"UP_NRAMONTORO_3_348"."CNOR"."GSE SPA"
"UP_NRGAMOLISE_1_349"."FOGN"."SORGENIA S.P.A."	"UP_NULVITERGU_1_350"."SARD"."GSE SPA"
"UP_NUOVA_MOL_1_351"."CNOR"."GSE SPA"	"UP_NUOVA_RAD_1_352"."CNOR"."GSE SPA"
"UP_NURRI_1_353"."SARD"."GSE SPA"	"UP_OMIRAFIORI_3_354"."NORD"."FENICE S.P.A."
"UP_ORSARA_4_355"."SUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_ORSARA_5_356"."SUD"."GSE SPA"
"UP_OSTIGLIA_1_357"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_OSTIGLIA_2_358"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_OSTIGLIA_3_359"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_P.GARD.ME_1_360"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_PALINO20MW_1_361"."SUD"."ENERGETIC SOURCE SPA"	"UP_PANNI_1_362"."SUD"."GSE SPA"
"UP_PARAVISO_1_363"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_PACENZA_4_364"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_PIEVE_VER_1_365"."NORD"."GSE SPA"	"UP_PMGLNDARCO_1_366"."SUD"."GSE SPA"
"UP_PNDLLCPR20_1_367"."SUD"."ENERGETIC SOURCE SPA"	"UP_PNRGIAIGCC_1_368"."CNOR"."GSE SPA"
"UP_PONTE_GIU_1_369"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_PONT_1_370"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_PORCARI_1_371"."CNOR"."GSE SPA"	"UP_PORTO_MAR_2_372"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_PORTO_SCU_2_373"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PORTO_VIR_1_374"."NORD"."GSE SPA"
"UP_PPNERGYSRL_1_375"."SUD"."GSE SPA"	"UP_PRCLCMNTCT_2_376"."SUD"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_PRCLCMRCL_1_377"."SUD"."E.ON Produzione S.P.A."	"UP_PRCLCPGGLT_1_378"."CNOR"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_PRCLCRDINO_1_379"."SUD"."E.ON Produzione S.P.A."	"UP_PRECI_1_380"."CNOR"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_PREMESA_M_1_381"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_PTRCATELLA_1_382"."CSUD"."GSE SPA"
"UP_PWHIRLPOOL_1_383"."NORD"."FENICE S.P.A."	"UP_PZZDLTSR16_1_384"."SUD"."ENERGETIC SOURCE SPA"
"UP_QUARTNUS_1_385"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_QUINCINET_1_386"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_REA_DALMI_1_387"."NORD"."GSE SPA"	"UP_RESIO_1_388"."NORD"."BP ITALIA SPA"
"UP_RETE_2_1_389"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_RICIGLIANO_1_390"."SUD"."GSE SPA"
"UP_RIZZICONI_1_391"."ROSN"."EGL-ITALIA S.P.A."	"UP_RIZZICONI_2_392"."ROSN"."EGL-ITALIA S.P.A."
"UP_ROSELECTRA_1_393"."CNOR"."ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A."	"UP_ROSEN_1_394"."CNOR"."GSE SPA"
"UP_ROSONE_1_395"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"	"UP_RPABOTTONI_1_396"."CSUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_S.F._DEL_3_397"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_S.F._DEL_4_398"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_S.F._DEL_5_399"."SICI"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_S.F._DEL_6_400"."SICI"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_S.FOCA_1_401"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_S.LEONARD_1_402"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_S.SILVEST_1_403"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_SA2_1_404"."SICI"."ERG POWER AND GAS S.P.A."
"UP_SA2_2_405"."SICI"."GSE SPA"	"UP_SALEMI_1_406"."SICI"."GSE SPA"
"UP_SALISANO_2_407"."CSUD"."GSE SPA"	"UP_SANCHIRICO_1_408"."SUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_SANMARCO_1_409"."SUD"."GSE SPA"	"UP_SANMAURO_1_410"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_SANNICOLA_1_411"."CSUD"."ENI SPA"	"UP_SANQUIRICO_1_412"."NORD"."GSE SPA"
"UP_SANSEVERI_1_413"."SUD"."GSE SPA"	"UP_SANTANINFA_1_414"."SICI"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_SARLUX_1_415"."SARD"."GSE SPA"	"UP_SATRIANO_2_416"."CALB"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_SENDREN_1_417"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_SERENE_RI_1_418"."NORD"."GSE SPA"
"UP_SERMIDE_3_419"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_SERMIDE_4_420"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_SERVOLA_2_421"."NORD"."GSE SPA"	"UP_SESTA_1_1_422"."CNOR"."GSE SPA"
"UP_SETTIMO_T_1_423"."NORD"."GSE SPA"	"UP_SIGNAYES_1_424"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_SLLDICONZA_1_425"."SUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_SMRICRICHI_1_426"."ROSN"."GRTN Bilateralista"
"UP_SPARANISE_2_427"."SUD"."EGL-ITALIA S.P.A."	"UP_SPEZIA_CE_3_428"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_SPINA_2_429"."SUD"."GRTN Bilateralista"	"UP_SPNTTMRNGO_1_430"."NORD"."GSE SPA"
"UP_SSTNSGVNNI_1_431"."NORD"."GSE SPA"	"UP_ST_CLAIR_1_432"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_STRONGOLI_1_433"."CALB"."GSE SPA"	"UP_STTNNRGSRL_1_434"."SARD"."OTTANA ENERGIA SPA"
"UP_SULCIS_CEN_2_435"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SUSA_1_436"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_SYNDLSPCRM_2_437"."CALB"."GRTN Bilateralista"	"UP_TANAGRO_1_438"."SUD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_TAVAZZANO_5_439"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_TAVAZZANO_8_440"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UP_TAVAZZANO_C_6_441"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_TECNOBORGO_1_442"."NORD"."GSE SPA"
"UP_TENERGY_1_443"."NORD"."GSE SPA"	"UP_TERMINI_1_6_444"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_TERMOLI_1_445"."CSUD"."GSE SPA"	"UP_TERMOUTIL_1_446"."NORD"."GSE SPA"
"UP_TNRSDLMNSP_1_447"."NORD"."E.ON ENERGY TRADING S.P.A."	"UP_TOMBETTA_1_448"."NORD"."AGSM ENERGIA S.P.A."
"UP_TRMVLRZZTR_2_449"."CALB"."GSE SPA"	"UP_TRNIENASPA_1_450"."CNOR"."GSE SPA"
"UP_TROIA2_2_451"."SUD"."ENERGETIC SOURCE SPA"	"UP_TRRNTETONA_1_452"."CSUD"."ENI SPA"
"UP_TRRVLDLIGA_5_453"."CSUD"."TIRRENO POWER S.P.A."	"UP_TRRVLDLIGA_6_454"."CSUD"."GRTN Bilateralista"
"UP_TUSCIANO_1_455"."SUD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_VADOTERM_5_456"."NORD"."TIRRENO POWER S.P.A."
"UP_VADO_TERM_3_457"."NORD"."TIRRENO POWER S.P.A."	"UP_VAGLIO_3_458"."SUD"."GSE SPA"
"UP_VERRES_1_459"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_VILLA_1_460"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_VILLA_RIN_1_461"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_VIZZINI_1_462"."SICI"."GSE SPA"
"UP_VIZZINI_2_463"."SICI"."E.ON Produzione S.P.A."	"UP_VLLSCCRDA1_1_464"."SUD"."GSE SPA"
"UP_VOGERA_1_465"."NORD"."GRTN Bilateralista"	"UP_VOLTURARA_1_466"."SUD"."GSE SPA"
"UP_VOLTURARA_2_467"."SUD"."GSE SPA"	"UP_VOLTURINO_1_468"."SUD"."GRTN Bilateralista"
"UPV_ELEDOEEFTGNE_469"."E_NE"."ENERGY FINANCING TEAM GmbH"	"UPV_ELEDOEEFTGNE_470"."E_NE"."ENERGY FINANCING TEAM GmbH"
"UPV_ELEDOEEZPDSE_471"."E_NE"."EZPADA S.R.O."	"UPV_HELDOEEFTGNER_472"."E_SD"."ENERGY FINANCING TEAM"



Rapporto "IMPATTO DELL'ENERGIA NUCLEARE SU SOSTENIBILITÀ E
ECONOMICITÀ PER VARIE OPZIONI DI MIX ENERGETICI, STUDIO DELLE
VARIABILI MACROSCOPICHE ENERGETICO-AMBIENTALI"



	GmbH"
"UP_DI0062_NORD_B_473"."NORD"."EGL-ITALIA S.P.A."	"UP_DI0062_NORD_C_474"."NORD"."EGL-ITALIA S.P.A."
"UP_DI0062_SICI_C_475"."SICI"."EGL-ITALIA S.P.A."	"UP_DI0062_SUD_B_476"."SUD"."EGL-ITALIA S.P.A."
"UP_MNTMLVIZZO_1_477"."SICI"."EGL-ITALIA S.P.A."	"UP_MNTNARBONE_1_478"."SICI"."EGL-ITALIA S.P.A."
"UP_MNTPETRASI_1_479"."SICI"."EGL-ITALIA S.P.A."	"UP_MONTEDURRA_1_480"."SICI"."EGL-ITALIA S.P.A."
"UP_PONTE_GIU_1_481"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_S.FOCA_1_482"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_S.LEONARD_1_483"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_TANAGRO_1_484"."SUD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_TUSCIANO_1_485"."SUD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_VILLA_RIN_1_486"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_DI0060_CNOR_C_487"."CNOR"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_DI0060_CSUD_C_488"."CSUD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_DI0060_NORD_C_489"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_DI0060_SICI_C_490"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_DI0060_SUD_C_491"."SUD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_DI0186_NORD_C_492"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_DI8888_CNOR_D_493"."CNOR"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_DI8888_NORD_D_494"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_DI8888_NORD_V_495"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_DI8888_SUD_V_496"."SUD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_LEVANTE_4_497"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_ALTOMONTE_1_498"."ROSN"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_BATTIGGIO_1_499"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_BRINDISI_3_500"."BRNN"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_BRINDISI_4_501"."BRNN"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_CANDELA_1_502"."FOGN"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_CASTELB.E_1_503"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_CHIVASSO_1_504"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_LEVANTE_3_505"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_PIACENZA_4_506"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_S.F._DEL_3_507"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_S.F._DEL_5_508"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_S.F._DEL_6_509"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_SERMIDE_3_510"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_SERMIDE_4_511"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_SSTSGVNN2_1_512"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_TERNI_1_513"."CNOR"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_TORVISCOSA_1_514"."MFTV"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_VALCAMONICA_1_515"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_MEDUNO_2_516"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_PREM-GROSIO_1_517"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_ALANNO_1_518"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_ALA_1_519"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_AVENTINO1_1_520"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BAGNORE_3_1_521"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BOFFETTO_1_522"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BOLOGNANO_1_523"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CADARESE_1_524"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CALICE_1_525"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CAMPOLLIO_1_526"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CANEVA_2_527"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CARBOLI_1_1_528"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CARBOLI_2_1_529"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CARDANO_1_530"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CARZANO_1_531"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CASTELLET_1_532"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CASTEL_GI_1_533"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CASUZZE_1_534"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CIMENA_1_535"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CNTRDCOLLA_1_536"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CNTRDCORVO_1_537"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_COMUNANZA_1_538"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CORNIA_2_1_539"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_COSCIOLA_1_1_540"."SUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CREGO_1_541"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CREVOLE_D_1_542"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CREVOLE_T_1_543"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CZZVLLFND1_1_544"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_DI0182_CNOR_C_545"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_DI0182_CSUD_C_546"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_DI0182_NORD_C_547"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_DI0182_SARD_C_548"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_DI0182_SICI_C_549"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_DI0182_SUD_C_550"."SUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_DRONERO_C_1_551"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_FARFA_II_1_552"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_FARINELLO_1_553"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_FUCINE_1_554"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_GALLICANO_1_555"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_GARDONA_1_556"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_GOGLIO_3_557"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_ISOLA_SER_1_558"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_LAGONI_RO_1_559"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_LE_PRATA_1_560"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_LUDRIGNO_S_1_561"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_M.DI_TURE_1_562"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_MALLERO_1_563"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_MONASTERO_1_564"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_MONTEVERD_1_565"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_MONTEVERD_2_566"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_MORINO_1_567"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_NAZZANO_1_568"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_NUOVA_CAS_1_569"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_NUOVA_GAB_1_570"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_NUOVA_LAG_1_571"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_NUOVA_MON_1_572"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_NUOVA_SAS_1_573"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_N_LARDERE_1_574"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_N_SMARTIN_1_575"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PAISCO_1_576"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PALLANZENO_2_577"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PESCARA_1_1_578"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PIANACCE_1_579"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PIANCASTA_5_580"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PIANCASTA_6_581"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PIANCASTA_7_582"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PIANCASTA_8_583"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PIETRAPOR_1_584"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PONTE_FEL_1_585"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PONTE_GAR_1_586"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PONTE_MAL_1_587"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PONTE_MAR_1_588"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PORTOTORR_1_589"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_QUERO_1_590"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_RANCIA_1_1_591"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_RANCIA_2_1_592"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."



Rapporto "IMPATTO DELL'ENERGIA NUCLEARE SU SOSTENIBILITÀ E
ECONOMICITÀ PER VARIE OPZIONI DI MIX ENERGETICI, STUDIO DELLE
VARIABILI MACROSCOPICHE ENERGETICO-AMBIENTALI"



"UP_RIO_PUSTE_1_593"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_S.DAMIANO_1_594"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_SELVA_1_595"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SPTROORZIO_1_596"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_STANGA_1_597"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_TORNAVENT_1_598"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_TRAVALE_3_1_599"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_TRAVALE_4_2_600"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_TRIANO_1_601"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_TURBIGO_S_1_602"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_VALLE_SEC_1_603"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_VARZO_1_604"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_VINCHIANA_1_605"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_VIZZOLA_T_1_606"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_ACCEGLIO_1_607"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BRESSANON_1_608"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BROSSASCO_1_609"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CASTELDEL_1_610"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CAVILLA_1_611"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CMLPCCIOLI_2_612"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CREVA_1_613"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_LANA_1_614"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_LEMIE_1_615"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_NOVE_1_616"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PREDAZZO_1_617"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SALSOMINO_1_618"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_SAVINER_1_619"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SOSPIROLO_1_620"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_VOBARNO_1_621"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_VOLTURIS_1_622"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BRNDSSUDCE_1_623"."BRNN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BRNDSSUDCE_3_624"."BRNN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BRNDSSUDCE_4_625"."BRNN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_LA_CASELL_4_626"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PIETRAFIT_5_627"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PORTO_COR_4_628"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PORTO_EMP_1_629"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PORTO_MAR_3_630"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PRIOLO_C_2_631"."PRGP"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SBARBARA_3_632"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_SPEZIA_CE_2_633"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_TERMINI_I_6_634"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_TRINO_1_635"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_TRINO_2_636"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BRNDSSUDCE_1_637"."BRNN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CREVA_1_638"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_FUSINA_T_4_639"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BASTARDO_2_640"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BRNDSSUDCE_1_641"."BRNN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SPEZIA_CE_3_642"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BASTARDO_2_643"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BRNDSSUDCE_3_644"."BRNN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_FUSINA_T_3_645"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SPEZIA_CE_3_646"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_SULCIS_CEN_2_647"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BASTARDO_1_648"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BRNDSSUDCE_3_649"."BRNN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_FUSINA_T_2_650"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_FUSINA_T_3_651"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BRNDSSUDCE_4_652"."BRNN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_FUSINA_T_1_653"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_FUSINA_T_2_654"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_GENOVA_T_6_655"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BASTARDO_1_656"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BRNDSSUDCE_4_657"."BRNN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_GENOVA_T_4_658"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_GENOVA_T_6_659"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PORTO_COR_4_660"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_SULCIS_CEN_2_661"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PORTO_COR_4_662"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_LA_CASELL_4_663"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_LA_CASELL_4_664"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_LA_CASELL_1_665"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_LA_CASELL_1_666"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PIETRAFIT_5_667"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_TERMINI_I_6_668"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_LA_CASELL_3_669"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_LA_CASELL_3_670"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_LA_CASELL_2_671"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PIETRAFIT_5_672"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_AVEZZANO_1_673"."CSUD"."BURGO ENERGIA S.R.L."	"UP_IMPSUD_2_674"."SICI"."ERG POWER AND GAS S.P.A."
"UP_DUINO_1_675"."NORD"."BURGO ENERGIA S.R.L."	"UPV_HELDOEAEASRLR_676"."E_SD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UPV_RTDOEIGSBRO_677"."E_NW"."IBERDROLA GENERACION S.A.U."	"UPV_RTDOEIGSBRO_678"."E_NW"."IBERDROLA GENERACION S.A.U."
"UPV_ELEDOEGTIPEE_679"."E_NE"."GEN-I TRGOVANJE IN PRODAJA ELEKTRICNE ENERGIJE D.O.O."	"UPV_HELDOEDCANSR_680"."E_SD"."DANSKE COMMODITIES A.S"
"UP_DII174_NORD_B_681"."NORD"."ELECTRADE SRL"	"UP_RIZZICONI_1_682"."ROSN"."EGL-ITALIA S.P.A."
"UP_SPARANISE_2_683"."SUD"."EGL-ITALIA S.P.A."	"UPV_HELDOEAEASRLR_684"."E_SD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_MONFALCO_1_685"."MFTV"."GRTN Bilateralista"	"UPV_RTDOEDCANSO_686"."E_NW"."DANSKE COMMODITIES A.S"
"UPV_HELDOEDCANSR_687"."E_SD"."DANSKE COMMODITIES A.S"	"UP_BASTARDO_1_688"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BASTARDO_2_689"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_FUSINA_T_2_690"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_GENOVA_T_4_691"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PIETRAFIT_5_692"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PORTO_MAR_2_693"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PORTO_MAR_3_694"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_SULCIS_CEN_2_695"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_TERMINI_I_6_696"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UPV_RTDOEDCANSO_697"."E_NW"."DANSKE COMMODITIES A.S"	"UP_MONFALCO_2_698"."MFTV"."GRTN Bilateralista"
"UPV_HELDOEAEASRLR_699"."E_SD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UPV_RTDOECNDRMO_700"."E_NW"."COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)"
"UPV_RTDOEDCANSO_701"."E_NW"."DANSKE COMMODITIES A.S"	"UPV_SWGDOEDCANSO_702"."E_NW"."DANSKE COMMODITIES A.S"
"UP_OSTIGLIA_2_703"."NORD"."E.ON Produzione S.P.A."	"UP_TAVAZZANO_C_6_704"."NORD"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_OSTIGLIA_1_705"."NORD"."E.ON Produzione S.P.A."	"UP_OSTIGLIA_3_706"."NORD"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_FIUMESANT_3_707"."SARD"."E.ON Produzione S.P.A."	"UP_FIUMESANT_4_708"."SARD"."E.ON Produzione S.P.A."



Rapporto "IMPATTO DELL'ENERGIA NUCLEARE SU SOSTENIBILITÀ E
ECONOMICITÀ PER VARIE OPZIONI DI MIX ENERGETICI, STUDIO DELLE
VARIABILI MACROSCOPICHE ENERGETICO-AMBIENTALI"



"UP_SSTSNGVNN2_1_709"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UPV_RTEDOEDCANSO_710"."E_NW"."DANSKE COMMODITIES A.S"
"UP_CNTRLDTVRL_1_711"."SUD"."REZIA ENERGIA ITALIA S.P.A."	"UPV_HELDOEDCANSR_712"."E_SD"."DANSKE COMMODITIES A.S"
"UP_DI1174_NORD_B_713"."NORD"."ELECTRADE SRL"	"UP_DI1174_NORD_G_714"."NORD"."ELECTRADE SRL"
"UPV_SWGDOEAETRTO_715"."E_NW"."AAR eTICINO SA di Elettricità"	"UP_CANDELA_1_716"."FOGN"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_CANDELA_1_717"."FOGN"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_MONCALIERI_3_718"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_CNTRLDTVRL_1_719"."SUD"."HERA TRADING S.R.L."	"UP_CANDELA_1_720"."FOGN"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_RIZZICONI_2_721"."ROSN"."EGL-ITALIA S.P.A."	"UP_TAVAZZANO_5_722"."NORD"."E.ON Produzione S.P.A."
"UPV_SWGDOEAETRTO_723"."E_NW"."AAR eTICINO SA di Elettricità"	"UP_SERMIDE_3_724"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_PRIOLO_C_2_725"."PRGP"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SPEZIA_CE_2_726"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PIACENZA_4_727"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_CHIVASSO_1_728"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_SERMIDE_4_729"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_SERMIDE_3_730"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_VOGHERA_1_731"."NORD"."ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A."	"UP_PIACENZA_4_732"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_CHIVASSO_1_733"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_SERMIDE_4_734"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UPV_SWGDOEAETRTO_735"."E_NW"."AAR eTICINO SA di Elettricità"	"UP_CASSANO_2_736"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_PIACENZA_4_737"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"	"UP_SERMIDE_4_738"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_SERMIDE_3_739"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"	"UP_CASSANO_2_740"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_SERMIDE_3_741"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_PIACENZA_4_742"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_CHIVASSO_1_743"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_SERMIDE_4_744"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_CASSANO_2_745"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_CTE_DEL_M_2_746"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_TRRVLDLIGA_5_747"."CSUD"."TIRRENO POWER S.P.A."	"UP_TRRVLDLIGA_6_748"."CSUD"."TIRRENO POWER S.P.A."
"UP_VADOTERM_5_749"."NORD"."TIRRENO POWER S.P.A."	"UP_TRRVLDLIGA_5_750"."CSUD"."TIRRENO POWER S.P.A."
"UP_TRRVLDLIGA_6_751"."CSUD"."TIRRENO POWER S.P.A."	"UP_VADOTERM_5_752"."NORD"."TIRRENO POWER S.P.A."
"UP_TRRVLDLIGA_6_753"."CSUD"."TIRRENO POWER S.P.A."	"UP_CTE_DEL_M_2_754"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_TRRVLDLIGA_5_755"."CSUD"."TIRRENO POWER S.P.A."	"UP_VADOTERM_5_756"."NORD"."TIRRENO POWER S.P.A."
"UP_CTE_DEL_M_2_757"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_LEINI_1_758"."NORD"."ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A."
"UP_NOVEL_1_759"."NORD"."GEOENERGIE S.P.A."	"UP_CHIVASSO_1_760"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_VADO_TERM_3_761"."NORD"."TIRRENO POWER S.P.A."	"UPV_SWGDOEAETRTO_762"."E_NW"."AAR eTICINO SA di Elettricità"
"UP_SERMIDE_3_763"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_SERMIDE_4_764"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_CHIVASSO_1_765"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_CTE_DEL_M_2_766"."NORD"."GRTN Bilateralista"
"UPV_SWGDOEEDLLCO_767"."E_NW"."ELEKTRIZITATS-GESELLSCHAFT LAUFENBURG AG"	"UP_NOVEL_1_768"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_TRINO_1_769"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_TRINO_2_770"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PIACENZA_4_771"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_MONTALTO_3_772"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_MONTALTO_1_773"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_NRGAMOLISE_1_774"."FOGN"."SORGENIA S.P.A."
"UP_MONTALTO_2_775"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_ROSELECTRA_1_776"."CNOR"."ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A."
"UP_ROSSANO_T_2_777"."ROSN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_ROSSANO_T_4_778"."ROSN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_ROSSANO_T_3_779"."ROSN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BORGO_TRE_1_780"."NORD"."AGSM ENERGIA S.P.A."
"UP_PIOBBINO_3_781"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PIOBBINO_4_782"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_LIVORNO_M_1_783"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_LIVORNO_M_2_784"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_SMRICRICHI_1_785"."ROSN"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_PORTO_TOL_4_786"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PORTO_TOL_3_787"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_ALTOMONTE_1_788"."ROSN"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_TORVISCOSA_1_789"."MFTV"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_SMRICRICHI_1_790"."ROSN"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_ALTOMONTE_1_791"."ROSN"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_SMRICRICHI_1_792"."ROSN"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_ALTOMONTE_1_793"."ROSN"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_LAMARMORA_1_794"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_SERMIDE_3_795"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_CHIVASSO_1_796"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_SERMIDE_4_797"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_SERMIDE_3_798"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_CHIVASSO_1_799"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_SERMIDE_4_800"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_SERMIDE_3_801"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_PIACENZA_4_802"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_CHIVASSO_1_803"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_SERMIDE_4_804"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_ACTV_1_805"."NORD"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_PIACENZA_4_806"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_PIACENZA_4_807"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_TERNI_1_808"."CNOR"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_VALPELLIN_1_809"."NORD"."C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U."	"UP_S.F._DEL_5_810"."SICI"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_S.F._DEL_6_811"."SICI"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_LEVANTE_3_812"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_S.F._DEL_5_813"."SICI"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_S.F._DEL_6_814"."SICI"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_LEVANTE_3_815"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_LEVANTE_3_816"."NORD"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_S.F._DEL_5_817"."SICI"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_S.F._DEL_6_818"."SICI"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_S._ANGELO_1_819"."CSUD"."ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A."	"UP_S.F._DEL_6_820"."SICI"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_CELANO_1_821"."CSUD"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_LINATEL_1_822"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_CNTRLLTTRG_1_823"."NORD"."TEI SPA"	"UP_S.F._DEL_3_824"."SICI"."ATEL ENERGIA S.P.A."
"UP_S.F._DEL_4_825"."SICI"."ATEL ENERGIA S.P.A."	"UP_S.F._DEL_4_826"."SICI"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_MASOCORON_1_827"."NORD"."AGSM ENERGIA S.P.A."	"UP_STTNNRGRSL_1_828"."SARD"."OTTANA ENERGIA SPA"
"UP_PERRERES_1_829"."NORD"."C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U."	"UP_AUGUSTA_C_3_830"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."



Rapporto "IMPATTO DELL'ENERGIA NUCLEARE SU SOSTENIBILITÀ E
ECONOMICITÀ PER VARIE OPZIONI DI MIX ENERGETICI, STUDIO DELLE
VARIABILI MACROSCOPICHE ENERGETICO-AMBIENTALI"



"UP_PORTO_SCU_2_831"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SERMIDE_4_832"."NORD"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_PORTO_EMP_1_833"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PORTO_EMP_2_834"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_VALPELLIN_1_835"."NORD"."C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U."	"UP_GRESSONEY_1_836"."NORD"."C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U."
"UP_ROSONE_1_837"."NORD"."IRIDE MERCATO SPA"	"UP_S.F._DEL_5_838"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_S.F._DEL_6_839"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_S.F._DEL_5_840"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_S.F._DEL_6_841"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_S.F._DEL_5_842"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_S.F._DEL_6_843"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_S.F._DEL_4_844"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_S.F._DEL_4_845"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_S.F._DEL_4_846"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_S.F._DEL_6_847"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_S.F._DEL_6_848"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_ACCEGLIO_1_849"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_AGORDO_1_850"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_ALANNO_1_851"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BARI_TE_1_852"."SUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BARI_TE_2_853"."SUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BOAZZO_1_854"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BORDOGNA_1_855"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_BRESSANON_1_856"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_BROSSASCO_1_857"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CADARESE_1_858"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CARDANO_1_859"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CARONA_1_860"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CARZANO_1_861"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CAVILLA_1_862"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CEDEGOLO_1_863"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CIMEGO_1_864"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CIMEGO_2_865"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CMPLCCIOLI_2_866"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CREGO_1_867"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CREVOLA_D_1_868"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CREVOLA_T_1_869"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CROT_1_870"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_DOSSI_1_871"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_ETQ_ROVINA_1_872"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_FEDIO_1_873"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_FLUMENDOS_4_874"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_FLUMENDOS_5_875"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_FLUMENDOS_6_876"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_FONDOVALL_1_877"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_FUCINE_1_878"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_GALLICANO_1_879"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_GARDONA_1_880"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_GOGLIO_2_881"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_GOGLIO_3_882"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_GRIGNO_1_883"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_LANA_1_884"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_LEMIE_1_885"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_LE_PIANE_1_886"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_M.DI_TURE_1_887"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_MALGA_MAR_1_888"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_NOVE_1_889"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PALLANZENO_2_890"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PANTANO_D_1_891"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PEDESINA_1_892"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PIEDIMULE_1_893"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PONTE_1_894"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PONTE_GAR_1_895"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PONTE_MAR_1_896"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PREDAZZO_1_897"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_ROVESCA_1_898"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_S.ANTONIO_1_899"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_S.DAMIANO_1_900"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_S.FLORIANA_1_901"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SALSOMINO_1_902"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_SAMPEYRE_1_903"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SARENTINO_1_904"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_SAVINER_1_905"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SBARBARA_3_906"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_SFLORIANO_2_907"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_SOSPIROLO_1_908"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_STANGA_1_909"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_STORO_1_910"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_TORBOLE_1_911"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_TRIANO_1_912"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_VARZO_1_913"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_VINCHIANA_1_914"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_VOBARNO_1_915"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_S.F._DEL_4_916"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_S.F._DEL_6_917"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_S.F._DEL_5_918"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_TOR_DI_VA_2_919"."CSUD"."ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A."	"UP_S.F._DEL_5_920"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_S.F._DEL_5_921"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."	"UP_S.F._DEL_3_922"."SICI"."EDISON TRADING S.P.A."
"UP_ITAVSERIO_2_923"."NORD"."ITALGEN S.P.A."	"UP_FIUMESANT_2_924"."SARD"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_TAVAZZANO_8_925"."NORD"."E.ON Produzione S.P.A."	"UP_FIUMESANT_1_926"."SARD"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_MONFALCO_3_927"."MFTV"."E.ON Produzione S.P.A."	"UP_OSTIGLIA_4_928"."NORD"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_S.F._DEL_3_929"."SICI"."IRIDE MERCATO SPA"	"UP_S.F._DEL_5_930"."SICI"."IRIDE MERCATO SPA"
"UP_S.F._DEL_3_931"."SICI"."IRIDE MERCATO SPA"	"UP_S.F._DEL_3_932"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_TRAPANI_C_2_933"."SICI"."E.ON Produzione S.P.A."	"UP_TRAPANI_C_1_934"."SICI"."E.ON Produzione S.P.A."
"UP_S.F._DEL_3_935"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."	"UP_S.F._DEL_3_936"."SICI"."A2A TRADING S.R.L."
"UP_ASSEMINI_1_937"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_ASSEMINI_2_938"."SARD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CAMPOMARI_1_939"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CARPI_TUR_1_940"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CARPI_TUR_2_941"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_CMRTPICENA_5_942"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_CMRTPICENA_6_943"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_GIUGLIANO_1_944"."SUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_GIUGLIANO_2_945"."SUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_GIUGLIANO_4_946"."SUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_LARINO_TG_1_947"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_LARINO_TG_2_948"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_LESSANDRIA_1_949"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_LESSANDRIA_2_950"."NORD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_MADDALONI_2_951"."SUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_MADDALONI_3_952"."SUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_MADDALONI_4_953"."SUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_MONTALTO_4_954"."CSUD"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PIETRAFIT_3_955"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_PIETRAFIT_4_956"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."
"UP_PORTOFERR_1_957"."CNOR"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."	"UP_ROSSANO_T_1_958"."ROSN"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."



"UP_TERMINI_I_42_959"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A." "UP_TERMINI_I_5_960"."SICI"."ENEL PRODUZIONE S.P.A."

Esempio di file « carico.gms »

```

$offlisting
Table CARICO(ora, I) carico zonale orario
  AUST  BRNN  CALB  CNOR  COAC  CORS  CSUD  E_CO  E_NE  E_NW  E_SD  FOGN  FRAN  GREC  MFTV
1      0      0     338  3369    0    50   3076    0    0    597    30    0    0    0
2      0      0     313  3205    0    50   2912    0    0    627    0    0    0    0
3      0      0     303  3164    0    50   2826    0    0    762    0    0    0    0
4      0      0     298  3155    0    50   2778    0    0    717    0    0    0    0
5      0      0     298  3132    0    50   2768    0    0    825    10    0    0    0
6      0      0     319  3214    0    50   2892    0    0    617    205    0    0    0
7      0      0     375  3593    0    50   3384    0    295  659    153    0    0    0
8      0      0     426  4250    0    50   3907    0    288  605    0    0    0    0
9      0      0     464  4828    0    50   4219    0    25   771    0    0    0    0
10     0      0     475  5039    0    50   4421    0    5   438    0    0    0    0
11     0      0     467  5087    0    50   4447    0    5   438    0    0    0    0
12     0      0     458  5083    0    50   4423    0    10  745    0    0    0    0
13     0      0     446  4690    0    50   4317    0    65  908    0    0    0    0
14     0      0     431  4508    0    50   4169    0    15  635    5    0    0    0
15     0      0     435  4813    0    50   4223    0    0   448    0    0    0    0
16     0      0     438  4889    0    50   4255    0    0   398    0    0    0    0
17     0      0     445  4900    0    50   4282    0    0   448    0    0    0    0
18     0      0     456  4802    0    50   4258    0    46  895    0    0    0    0
19     0      0     519  4877    0    50   4564    0    0   520    0    0    0    0
20     0      0     563  5020    0    50   4786    0    10  525    0    0    0    0
21     0      0     535  4623    0    50   4493    0    86  228    0    0    0    0
22     0      0     486  4340    0    50   4160    0    163 547    0    0    0    0
23     0      0     430  3946    0    50   3762    0    115 1021    30    0    0    0
24     0      0     378  3561    0    50   3377    0    50   692    45    0    0    0
$onlisting

```

NORD	PRGP	ROSN	SARD	SICI	SLOV	SUD	SVIZ	TBRV
19069	0	0	1329	1745	0	4205	0	0
19146	0	0	1278	1639	0	3914	0	0
18640	145	0	1272	1592	0	3751	0	0
18515	145	0	1262	1594	0	3729	0	0
18600	145	0	1263	1633	0	3684	0	0
19467	145	0	1186	1658	0	3834	0	0
22428	0	0	1278	1909	0	4416	0	0
23403	0	0	1343	2154	0	4696	0	0
25981	0	0	1385	2354	0	5138	0	0
26804	0	0	1405	2413	0	5304	0	0
26608	0	0	1394	2390	0	5262	0	0
26446	0	0	1383	2368	0	5177	0	0
24101	0	0	1365	2342	0	5148	0	0
24615	0	0	1319	2214	0	4984	0	0
25583	0	0	1304	2197	0	4960	0	0
25730	0	0	1307	2226	0	4964	0	0
25578	0	0	1312	2293	0	5012	0	0
24894	0	0	1319	2339	0	5072	0	0
24987	0	0	1354	2536	0	5514	0	0
25219	0	0	1471	2700	0	5706	0	0
24009	0	0	1476	2570	0	5593	0	0
22441	0	0	1387	2377	0	5063	0	0
20315	0	0	1308	2160	0	4982	0	0
20200	143	0	1404	1953	0	4431	0	0 ;



Appendice II – Impianti messi fuori mercato

Schematizzazione di tutti gli impianti messi fuori mercato da IMPIANTO X

Legenda: **impianti messi fuori mercato che senza IMPIANTO_X avrebbero fatto il prezzo**, **impianti messi fuori mercato anche avendo offerto ad un prezzo leggermente inferiore al precedente**, **nuovo impianto che determina il nuovo prezzo del MWh elettrico.**

Dsatisfaction:

ora	Impianto	Zona	Trader	P assegnata	P offerta	€ offerta	€ assegnata
1	UP_ OSTIGLIA_1_705	NORD	E.ON Produzione S.P.A.	145,07	173	67,51	67,51
	UP_ OSTIGLIA_3_706	NORD	E.ON Produzione S.P.A.	0	173	67,53	67,51
	UP_ FIUMESANT_3_707 [CARBONE]	SARD	E.ON Produzione S.P.A.	0	121	67,76	67,51
	UP_ FIUMESANT_4_708 [CARBONE]	SARD	E.ON Produzione S.P.A.	0	121	67,76	67,51
2	UPV_HELDOEDCANSR_681	E_SD	DANSKE COMMODITIES A.S	20	20	60	60
	UP_D1174_NORD_B_682	NORD	ELECTRADE SRL	10	10	60	60
	UP_RIZZICONI_1_683	ROSN	EGL-ITALIA S.P.A.	88,57	120	60	60
	UP_SPARANISE_2_684	SUD	EGL-ITALIA S.P.A.	0	120	60	60
	UPV_RTEDOEDCANSO_685	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	30	60,27	60
	UPV_RTEDOEDCNDRMO_686	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	61	60
	UPV_RTEDOEDCANSO_687	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	54	62,27	60
	UPV_SWGDOEDCANSO_688	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	30	62,27	60
	UP_MONFALCO_1_689 [CARBONE]	MFTV	GRN Bilateralista	0	52	62,94	60
	3	UPV_RTEDOEGSBRO_661	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	50,09	93	46,44
Altro [ALTRO]				0		52	46,44
4	UPV_RTEDOEGSBRO_653	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	45	67	40,57	40,57
	Altro [ALTRO]			0		48,58	40,57
5	UPV_RTEDOEGSBRO_670	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	36,97	67	40,58	40,58
	UP_AVEZZANO_1_671	CSUD	BURGO ENERGIA S.R.L.	0	10	41,69	40,58
	UPV_APGDOEEASNGE_672	E_NE	E AND T ENERGIE HANDELSGESELLSCHAFT mbH	0	10	43	40,58
	UPV_RTEDOEGSBRO_673	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	68	44,64	40,58
	UP_IMPSUD_2_674	SICI	ERG POWER AND GAS S.P.A.	5	5	45	65
	UPV_ELEDOEGTIPEE_675	E_NE	GEN-I TRGOVANIE IN PRODAJA ELEKTRICNE ENERGIJE D.O	0	65	48	40,58
	UPV_HELDOEAESRLR_676	E_SD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	75	48,83	40,58



	UPV_RTEDOECNDRMO_677 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	49	40,58
6	UP_OSTIGLIA_2_703	NORD	E.ON Produzione S.P.A.	16,54	177	67,41	67,41
	UP_TAVAZZANO_C_6_704	NORD	E.ON Produzione S.P.A.	0	178	67,5	67,41
	UP_OSTIGLIA_3_705 [CCGT]	NORD	E.ON Produzione S.P.A.	0	177	67,53	67,41
7	UP_MONTALTO_3_767	CSUD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	448,19	560	87	87
	UP_MONTALTO_1_768 [METANO]	CSUD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	0	836	87,01	87
8	X						
9	UPV_RTEDOEDTSCHO_915	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	20,62	400	126,2	126,2
	UPV_SWGDOEDCANSO_916	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	20	126,83	126,2
	UPV_RTEDOECNDRMO_917 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	127	126,2
10	UPV_RTEDOEDTSCHO_933	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	262,77	400	127,5	127,5
	UPV_RTEDOECNDRMO_934	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	128	127,5
	UPV_SWGDOEDCANSO_935	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	20	128,04	127,5
	UPV_RTEDOEDCANSO_936	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	30	129,82	127,5
	UPV_RTEDOEAETRTO_937	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	200	130	127,5
	UP_SERMIDE_4_938	NORD	A2A TRADING S.R.L.	0	10,3	130	127,5
	UPV_RTEDOECNDRMO_939 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	40	131	127,5
11	UPV_SWGDOEDCANSO_937	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	26,18	30	133,55	133,55
	UP_CNTRLNTRNO_11_938	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	25	134	133,55
	UP_FIUMESANT_4_939	SARD	E.ON Produzione S.P.A.	121	121	134,05	150
	UPV_RTEDOEDCANSO_940	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	50	135,43	133,55
	UPV_RTEDOECNDRMO_941	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	40	136	133,55
	UP_VALPELLIN_1_942	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	0	15	136	133,55
	UP_GRESSONEY_1_943	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	0	10	136,64	133,55
	UPV_SWGDOEAETRTO_944	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	137	133,55
	UPV_RTEDOEDCANSO_945	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	30	139,5	133,55
	UPV_ELEDOEHSEDL_946	E_NE	HSE D.O.O.	0	10	142	133,55



UP_PORTO_SCU_2_947	SARD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	25	25	143	150
UP_AVEZZANO_1_948	CSUD	BURGO ENERGIA S.R.L.	13	13	143,97	150
UPV_SWGDOEAETRO_949	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	144	133,55
UPV_SWGDOEEDILCO_950	E_NW	ELEKTRIZITATS-GESELLSCHAFT LAUFENBURG AG	0	150	145	133,55
UP_ROSONE_1_951	NORD	IRIDE MERCATO SPA	0	53	145	133,55
UPV_SWGDOEAETRO_952 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	147	133,55

12	UPV_RTDOECNDRMO_926	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	63,12	100	122	122
	UP_FIUMESANT_4_927	SARD	E.ON Produzione S.P.A.	0	121	122,4	122
	UP_CNTRLNTRNO_11_928	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	40	124	122
	UPV_RTDOECNDRMO_929	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	125	122
	UPV_RTDOEDTSCHO_930 [ALTRO]	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	0	400	125,1	122

13	UP_LINATE1_1_858	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0,52	15,56	106,8	106,8
	UP_DI1174_NORD_B_859	NORD	ELECTRADE SRL	0	10,36	110	106,8
	UP_DI1174_NORD_G_860	NORD	ELECTRADE SRL	0	3,15	110	106,8
	UP_S.F._DEL_4_861	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	18,8	18,8	111,22	201,75
	UP_CNTRLNTRNO_11_862	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	90	114	106,8
	UP_ALTOADDA_1_863	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	106,8
	UPV_RTDOEIGSBRO_864	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	86	115,77	106,8
	UP_PACENZA_4_865	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,83	115,85	106,8
	UP_PACENZA_4_866	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,83	116	106,8
	UP_PACENZA_4_867	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,83	116,15	106,8
	Altro [CCGT]			0		118	106,8

14	UPV_RTDOEIGSBRO_859	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	42,61	79	111,88	111,88
	UP_CNTRLNTRNO_11_860	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	90	114	111,88
	UPV_RTDOEIGSBRO_861	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	79	114,12	111,88
	UP_PACENZA_4_862	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,33	114,85	111,88
	UPV_ELEDOEHSEDL_863	E_NE	HSE D.O.O.	0	10	115	111,88
	UP_PACENZA_4_864	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,33	115	111,88
	UP_PACENZA_4_865	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,33	115,15	111,88
	UP_ALTOADDA_1_866	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	111,88
	Altro [POMPAGGIO]			0		116,72	111,88

15	UPV_ELEDOEHSEDLIE_872	E_NE	HSE D.O.O.	8,38	10	112	112
	UPV_HELDOEAESRLR_873	E_SD	ATEL ENERGIA S.P.A.	40	40	113,01	127,32
	UPV_RTEDOEGSBRRO_874	E_NW	IBERDOLA GENERACION S.A.U.	0	71	113,65	112
	UP_CNTRLINTRNO_11_875	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	90	114	112
	UP_ALTOADDA_1_876	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	112
	UPV_HELDOEAESRLR_877	E_SD	ATEL ENERGIA S.P.A.	20	20	118,01	127,32
	UP_S.F._DEL_4_878	SICI	IRIDE MERCATO SPA	9,4	9,4	118,1	195,75
	UP_ENERBIELL_1_879	NORD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	15,4	118,46	112
	UPV_RTEDOEAETRTO_880	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricit	0	100	119	112
	UP_CNTRLINTRNO_11_881	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	20	119	112
	UP_MASOCORON_1_882	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	20	120	112
	UP_STTNMRGSRL_1_883	SARD	OTTANA ENERGIA SPA	55	55	120	127,32
	UPV_RTEDOEDTSCHO_884 [ALTRO]	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	0	200	123	112

16	UP_CNTRLINTRNO_11_882	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	54,75	90	114	114
	UPV_RTEDOECNDRMO_883	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	115	114
	UPV_ELEDOEDCANSE_884	E_NE	DANSKE COMMODITIES A.S	0	10	115,55	114
	UPV_RTEDOEDCANSO_885	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	20	115,55	114
	UP_ALTOADDA_1_886	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	114
	UPV_HELDOEDCANSR_887	E_SD	DANSKE COMMODITIES A.S	20	20	116	128,23
	UPV_SWGDOEDCANSO_888	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	20	117,55	114
	UPV_RTEDOECNDRMO_889 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	118	114

17	UP_VALPELLIN_1_857	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	59,12	105	101	101
	UP_SARMATO_1_858	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	13,57	101,07	101
	UP_S.F._DEL_6_859	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	101,48	197,75
	UP_LEVANTE_3_860	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15,03	101,68	101
	UP_SARMATO_1_861	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	13,57	102,07	101
	UP_S.F._DEL_6_862	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	102,48	197,75
	UP_LEVANTE_3_863	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15,03	102,68	101
	UP_SARMATO_1_864	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	13,57	103,07	101
	UP_LEVANTE_3_865	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15,03	103,68	101
	UP_S.F._DEL_6_866	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	104,48	197,75



UP_SLDGLIRENZA_1_867	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	101
UP_SLDGLIRENZA_2_868	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	101
UP_ALTOADDA_1_869	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9,5	104,88	101
UPV_RTEDOEIGSBRO_870	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	60	104,91	101
UP_CGCNTRCTTA_1_871	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	6,67	105	101
UP_DI0005_NORD_B_872	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	0,9	105	101
UP_DI0114_NORD_B_873	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	4,46	105	101
UP_S_ANGELO_1_874	CSUD	ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A.	24,5	24,5	105	130,15
UP_S.F._DEL_6_875	SICI	IRIDE MERCATO SPA	15,6	15,6	106,6	197,75
UP_CELANO_1_876	CSUD	EDISON TRADING S.P.A.	25,15	25,15	106,66	130,15
UP_LINATE1_1_877	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	15,56	106,8	101
UPV_RTEDOEIGSBRO_878	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	60	107,01	101
UPV_ELEDOEDCANSE_879	E_NE	DANSKE COMMODITIES A.S	0	10	109,12	101
UPV_HELDOEBLGNR_880	E_SD	BLUE AEGEAN ENERGY S.A.	36	36	110	130,15
UP_DI1174_NORD_B_881	NORD	ELECTRADE SRL	0	10,36	110	101
UP_DI1174_NORD_G_882	NORD	ELECTRADE SRL	0	3,15	110	101
UPV_HELDOEDCANSR_883	E_SD	DANSKE COMMODITIES A.S	20	20	111	130,15
UPV_RTEDOEATRTO_884	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	150	111	101
UP_S.F._DEL_4_885	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	18,8	18,8	111,22	197,75
Altro [ALTRO]			0		112	101

18						
UP_DI0114_NORD_B_841	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	3,21	100	100
UP_DI1174_NORD_B_842	NORD	ELECTRADE SRL	0	10	100	100
UP_PREM-GROSSIO_1_843	NORD	AZA TRADING S.R.L.	16,85	60	100	100
UP_CHIVASSO_1_844	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	34,83	100,15	100
UP_TERNI_1_845	CNOR	EDISON TRADING S.P.A.	7,36	7,36	100,15	140
UPV_RTEDOEIGSBRO_846	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	71	100,6	100
UP_VALPELLIN_1_847	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A.S.U.	0	105	101	100
UP_SARMATO_1_848	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	13,73	101,07	100
UP_S.F._DEL_6_849	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	101,48	201,75
UP_LEVANTE_3_850	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	16,23	101,68	100
UP_SARMATO_1_851	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	13,73	102,07	100
UP_S.F._DEL_6_852	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	102,48	201,75
UPV_RTEDOEIGSBRO_853	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	71	102,62	100



UP_LEVANTE_3_854	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	16,23	102,68	100
UP_SARMATO_1_855	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	13,74	103,07	100
UP_LEVANTE_3_856	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	16,23	103,68	100
UP_S.F._DEL_6_857	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	104,48	201,75
UP_SLIDGLRENZA_1_858	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	100
UP_SLIDGLRENZA_2_859	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	100
UP_ALTOADDA_1_860	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9,5	104,88	100
UP_CGCNTRCTTA_1_861	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	6,67	105	100
UP_DI0005_NORD_B_862	NORD	A2A TRADING S.R.L.	0	0,9	105	100
UP_DI0114_NORD_B_863	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	4,46	105	100
UP_S._ANGELO_1_864	CSUD	ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A.	24,5	24,5	105	140
Altro [CCGT]			0		106	100

19	UP_PIAENZA_4_880	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	42,67	48	115,15	115,15
	UP_ALTOADDA_1_881	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	115,15
	UPV_RTEDOEAETRO_882	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	250	117	115,15
	UP_SERMIDE_3_883	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	8,17	117,85	115,15
	UP_SMRICRICHI_1_884	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	82,07	82,07	117,85	140,01
	UP_SERMIDE_3_885	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	8,17	118	115,15
	UP_SMRICRICHI_1_886	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	82,07	82,07	118	140,01
	UP_S.F._DEL_4_887	SICI	IRIDE MERCATO SPA	9,4	9,4	118,1	220
	UPV_RTEDOEDCANSO_888	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	20	118,13	115,15
	UP_SERMIDE_3_889	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	8,17	118,15	115,15
	UP_SMRICRICHI_1_890	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	82,07	82,07	118,15	140,01
	UP_ENERBIELL_1_891	NORD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	15,6	118,46	115,15
	UP_ALTOMONTE_1_892	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	41,81	41,81	118,85	140,01
	UP_SERMIDE_4_893	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	11,83	118,85	115,15
	UP_TORVISCOSA_1_894	MFTV	EDISON TRADING S.P.A.	0	6,48	118,85	115,15
	UP_ALTOMONTE_1_895	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	41,81	41,81	119	140,01
	UP_CNTRLNRNO_11_896 [CCGT]	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	20	119	115,15
	UP_SERMIDE_4_897 [CCGT]	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	11,83	119	115,15

20	UP_CNTRLNRNO_11_882	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	45,77	90	114	114
	UP_ALTOADDA_1_883	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	114



UPV_ELEDOEHSEDL_884	E_NE	HSE D.O.O.	0	20	116	114
UP_S.F._DEL_4_885	SICI	IRIDE MERCATO SPA	9,4	9,4	118,1	232
UP_ENERBIELL_1_886	NORD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	15,7	118,46	114
UP_CNTRLNTRNO_11_887	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	20	119	114
UP_MASOCORON_1_888	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	20	120	114
UP_STTNNGSRL_1_889	SARD	OTTANA ENERGIA SPA	55	55	120	150,01
UPV_RTEDOEATRTO_890 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	250	124	114
UP_CNTRLNTRNO_11_891 [ALTRO]	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	40	124	114
21						
UP_PIAENZA_4_889	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	43,23	49,33	129,75	129,75
UP_SMRICRICHI_1_890	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	83,93	83,93	129,75	140,01
UP_PIAENZA_4_891	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	49,33	129,95	129,75
UP_SMRICRICHI_1_892	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	83,93	83,93	129,95	140,01
UPV_RTEDOECDRMO_893	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	40	130	129,75
UP_SERMIDE_4_894	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	10,5	130	129,75
UP_SMRICRICHI_1_895	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	83,93	83,93	130,15	140,01
UPV_SWGDOEEDILCO_896	E_NW	ELEKTRIZITATS-GESELLSCHAFT LAUFENBURG AG	0	150	132	129,75
UP_ALTOMONTE_1_897	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	43,02	43,02	133,75	140,01
UP_SERMIDE_3_898	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9	133,85	129,75
UP_ALTOMONTE_1_899	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	43,02	43,02	133,95	140,01
UPV_SWGDOEATRTO_900	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	25	134	129,75
UP_CNTRLNTRNO_11_901	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	25	134	129,75
UP_SERMIDE_3_902	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9	134	129,75
UP_ALTOMONTE_1_903	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	43,02	43,02	134,15	140,01
UP_SERMIDE_3_904	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9	134,15	129,75
UP_SERMIDE_4_905	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	12,5	134,85	129,75
UP_TORVISCOSA_1_906	MFTV	EDISON TRADING S.P.A.	0	7,47	134,85	129,75
UP_SERMIDE_4_907	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	12,5	135	129,75
UP_SERMIDE_4_908	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	12,5	135,15	129,75
UP_VALPELLIN_1_909	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A.S.U.	0	15	136	129,75
UP_GRESSONEV_1_910	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A.S.U.	0	10	136,64	129,75
UP_MONTALTO_3_911	CSUD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	560	560	140	140,01
UP_MONTALTO_1_912 [METANO]	CSUD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	87,52	836	140,01	140,01



22	UP_LEVANTE_3_854	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	1,02	18,25	102,68	102,68	
	UPV_RTEDOECDRMO_855	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	40	103	102,68	
	UP_SARMATO_1_856	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	14,76	103,07	102,68	
	UP_LEVANTE_3_857	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	18,25	103,68	102,68	
	UP_S.F._DEL_6_858	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	104,48	201,75	
	UP_SLDGLRENZA_1_859	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	102,68	
	UP_SLDGLRENZA_2_860	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	102,68	
	UP_ALTOADDA_1_861	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9,5	104,88	102,68	
	UPV_SWGDOEAETRO_862	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	105	102,68	
	UP_CGCNTRCTTA_1_863	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	6,67	105	102,68	
	UP_DI0005_NORD_B_864	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	0,9	105	102,68	
	UP_DI0114_NORD_B_865	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	4,46	105	102,68	
	UP_S._ANGELO_1_866	CSUD	ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A.	0	24,5	105	102,68	
	UP_S.F._DEL_6_867	SICI	IRIDE MERCATO SPA	15,6	15,6	106,6	201,75	
	UP_CELANO_1_868	CSUD	EDISON TRADING S.P.A.	0	33,15	106,66	102,68	
	UP_LINATE1_1_869	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	15,56	106,8	102,68	
	UP_FIUMESANT_4_870	SARD	E.ON Produzione S.P.A.	0	121	108,25	102,68	
	UPV_SWGDOEAETRO_871 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	109	102,68	
	23	UPV_RTEDOEIGSBRO_793	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	57,8	92	84,16	84,16
		UPV_RTEDOEAEETRO_794 [CCGT]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	250	85	84,16
UPV_RTEDOECDRMO_795 [CCGT]		E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	85	84,16	
UP_NOVEL_1_796 [CCGT]		NORD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	8,11	85	84,16	
24		UP_PIAENZA_4_753	NORD	ATEL ENERGIA S.P.A.	9,58	22,2	78,16	78,16
	UP_CHIVASSO_1_754	NORD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	16,4	78,17	78,16	
	UP_SERMIDE_4_755	NORD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	8,4	78,18	78,16	
	UP_CASSANO_2_756	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	110	78,3	78,16	
	UP_CTE_DEL_M_2_757	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	55,73	78,94	78,16	
	UP_TRRVLDLIGA_5_758 [CCGT]	CSUD	TIRRENO POWER S.P.A.	0	102,21	79	78,16	
	UP_TRRVLDLIGA_6_759 [CCGT]	CSUD	TIRRENO POWER S.P.A.	0	29,77	79	78,16	
	UP_VADOTERM_5_760 [CCGT]	NORD	TIRRENO POWER S.P.A.	0	83,97	79	78,16	



Dfollow:

ora	Impianto	Zona	Trader	P assegnata	P offerta	€ offerta	€ assegnata
1	X						
2	X						
3	Altro UPV_RTEDOEDCANSO_667	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0,89	20	53,73	53,73
4	UPV_ELEDOEGTIPEE_661 UPV_HELDOEDCANSR_662 Altro [ALTRO]	E_NE E_SD	GEN-I TRGOVANJE IN PRODAJA ELEKTRICNE ENERGIJE D.O DANSKE COMMODITIES A.S	69,4 15 0	70 15 48,58	48 48 48	48
5	UPV_RTEDOECNDRMO_677 UPV_HELDOEDCANSR_678 UP_DUINO_1_679	E_NW E_SD NORD	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR) DANSKE COMMODITIES A.S BURGO ENERGIA S.R.L.	100 0 0,01	100 20 21	49 50 50	50
6	X						
7	X						
8	UPV_RTEDOEAETRO_867 UP_MONTALTO_3_868 [CCGT] UP_SERMIDE_4_869 [CCGT]	E_NW CSUD NORD	AAR eTICINO SA di Elettricità ENEL PRODUZIONE S.P.A. AZA TRADING S.R.L.	36,62 0 0	112 560 11,7	129 130 130	129
9	UPV_RTEDOECNDRMO_909 UP_CNTRINRNO_11_910 UPV_RTEDOEDCANSO_911 UP_SLDGLRENZA_1_912 UP_SLDGLRENZA_2_913	E_NW NORD E_NW NORD NORD	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR) AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG DANSKE COMMODITIES A.S EDISON TRADING S.P.A. EDISON TRADING S.P.A.	81,19 40 0 0 0	100 40 20 31,91 31,91	124 124 124,83 125,16 125,16	124



UP_PERRERES_1_914	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	0	16	125,38	124
UPV_RTEDOEDTSCHO_915	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	0	400	126,2	124
UPV_SWGDOEDCANSO_916	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	20	126,83	124
UPV_RTEDOECNDRMO_917 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	127	124

10						
UPV_RTEDOEDTSCHO_933	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	149,86	400	127,5	127,5
UPV_RTEDOECNDRMO_934	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	128	127,5
UPV_SWGDOEDCANSO_935	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	20	128,04	127,5
UPV_RTEDOEDCANSO_936	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	30	129,82	127,5
UPV_RTEDOEAETRTO_937	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	200	130	127,5
UP_SERMIDE_4_938	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	10,3	130	127,5
UPV_RTEDOECNDRMO_939 [ALTRO]	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	40	131	127,5

11						
UPV_RTEDOECNDRMO_936	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	7,39	100	133	133
UPV_SWGDOEDCANSO_937	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	30	133,55	133
UP_CNTRLINTRNO_11_938	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	25	134	133
UP_FIUMESANT_4_939	SARD	E.ON Produzione S.P.A.	121	121	134,05	150
UPV_RTEDOEDCANSO_940	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	50	135,43	133
UPV_RTEDOECNDRMO_941	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	40	136	133
UP_VALPELLIN_1_942	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	0	15	136	133
UP_GRESSONEY_1_943	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	0	10	136,64	133
UPV_SWGDOEAETRTO_944	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	137	133
UPV_RTEDOEDCANSO_945	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	30	139,5	133
UPV_ELEDOEHSEDLIE_946	E_NE	HSE D.O.O.	0	10	142	133
UP_PORTO_SCU_2_947	SARD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	25	25	143	150
UP_AVEZZANO_1_948	CSUD	BURGO ENERGIA S.R.L.	13	13	143,97	150
UPV_SWGDOEAETRTO_949	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	144	133
UPV_SWGDOEEDLLCO_950	E_NW	ELEKTRITATS-GESELLSCHAFT LAUFENBURG AG	0	150	145	133
UP_ROSONE_1_951	NORD	IRIDE MERCATO SPA	0	53	145	133
UPV_SWGDOEAETRTO_952 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	147	133

12						
UPV_RTEDOIEGSBRO_925	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	13,81	67	120,5	120,5
UPV_RTEDOECNDRMO_926	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	122	120,5
UP_FIUMESANT_4_927	SARD	E.ON Produzione S.P.A.	0	121	122,4	120,5



UP_CNTRLNRNO_11_928	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	40	124	120,5
UPV_RTDOECNDRMO_929	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	125	120,5
UPV_RTDOEDTSCO_930[ALTRO]	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	0	400	125,1	120,5
13						
UP_VALPELLIN_1_839	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	82,64	105	101	101
UP_SARMATO_1_840	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	13,48	101,07	101
UP_S.F._DEL_6_841	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	101,48	201,75
UP_LEVANTE_3_842	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	14,13	101,68	101
UP_SARMATO_1_843	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	13,48	102,07	101
UP_S.F._DEL_6_844	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	102,48	201,75
UP_LEVANTE_3_845	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	14,13	102,68	101
UP_SARMATO_1_846	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	13,48	103,07	101
UP_LEVANTE_3_847	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	14,13	103,68	101
UP_S.F._DEL_6_848	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	104,48	201,75
UP_SLDGLRENZA_1_849	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	101
UP_SLDGLRENZA_2_850	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	101
UP_ALTOADDA_1_851	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9,5	104,88	101
UP_CGCNTRCTTA_1_852	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	6,67	105	101
UP_DI0005_NORD_B_853	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	0,9	105	101
UP_DI0114_NORD_B_854	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	4,46	105	101
UP_S._ANGELO_1_855	CSUD	ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A.	24,5	24,5	105	150
UP_S.F._DEL_6_856	SICI	IRIDE MERCATO SPA	15,6	15,6	106,6	201,75
UP_CELANO_1_857	CSUD	EDISON TRADING S.P.A.	29,15	29,15	106,66	150
UP_LINATE1_1_858	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	15,56	106,8	101
UP_DI1174_NORD_B_859	NORD	ELECTRADE SRL	0	10,36	110	101
UP_DI1174_NORD_G_860	NORD	ELECTRADE SRL	0	3,15	110	101
UP_S.F._DEL_4_861	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	18,8	18,8	111,22	201,75
UP_CNTRLNRNO_11_862	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	90	114	101
UP_ALTOADDA_1_863	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	101
UPV_RTDOEIGSBRO_864	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	86	115,77	101
UP_PIACENZA_4_865	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,83	115,85	101
UP_PIACENZA_4_866	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,83	116	101
UP_PIACENZA_4_867	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,83	116,15	101
Altro [CCGT]			0		118	101



14	UP_SARMATO_1_843	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	1,7	13,3	103,07	103,07	103,07
	UP_LEVANTE_3_844	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	13,95	103,68	103,07	103,07
	UP_S.F._DEL_6_845	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	104,48	197,75	197,75
	UP_SLDGLRENZA_1_846	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	103,07	103,07
	UP_SLDGLRENZA_2_847	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	103,07	103,07
	UP_ALTOADDA_1_848	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9,5	104,88	103,07	103,07
	UP_CGCNTRCTTA_1_849	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	6,67	105	103,07	103,07
	UP_DI0005_NORD_B_850	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	0,9	105	103,07	103,07
	UP_DI0114_NORD_B_851	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	4,46	105	103,07	103,07
	UP_S._ANGELO_1_852	CSUD	ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A.	24,5	24,5	105	118	118
	UP_S.F._DEL_6_853	SICI	IRIDE MERCATO SPA	15,6	15,6	106,6	197,75	197,75
	UP_CELANO_1_854	CSUD	EDISON TRADING S.P.A.	25,15	25,15	106,66	118	118
	UP_LINATE1_1_855	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	15,56	106,8	103,07	103,07
	UP_DI1174_NORD_B_856	NORD	ELECTRADE SRL	0	10,36	110	103,07	103,07
	UP_DI1174_NORD_G_857	NORD	ELECTRADE SRL	0	3,15	110	103,07	103,07
	UP_S.F._DEL_4_858	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	18,8	18,8	111,22	197,75	197,75
	UPV_RTEDOEIGSBRO_859	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	79	111,88	103,07	103,07
	UP_CNTRLNTRNO_11_860	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	90	114	103,07	103,07
	UPV_RTEDOEIGSBRO_861	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	79	114,12	103,07	103,07
	UP_PIACENZA_4_862	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,33	114,85	103,07	103,07
	UPV_ELEDOEHSEDL_863	E_NE	HSE D.O.O.	0	10	115	103,07	103,07
	UP_PIACENZA_4_864	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,33	115	103,07	103,07
	UP_PIACENZA_4_865	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	46,33	115,15	103,07	103,07
	UP_ALTOADDA_1_866	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	103,07	103,07
	Altro [POMPAGGIO]			0		116,72	103,07	103,07
15	UP_SLDGLRENZA_1_857	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	15	15	104,87	104,87	104,87
	UP_SLDGLRENZA_2_858	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	14,85	15	104,87	104,87	104,87
	UP_ALTOADDA_1_859	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9,5	104,88	104,87	104,87
	UP_CGCNTRCTTA_1_860	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	6,67	105	104,87	104,87
	UP_DI0005_NORD_B_861	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	0,9	105	104,87	104,87
	UP_DI0114_NORD_B_862	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	4,46	105	104,87	104,87
	UP_S._ANGELO_1_863	CSUD	ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A.	24,5	24,5	105	127,32	127,32



UP_S.F._DEL_6_864	SICI	IRIDE MERCATO SPA	15,6	15,6	106,6	195,75
UP_CELANO_1_865	CSUD	EDISON TRADING S.P.A.	25,15	25,15	106,66	127,32
UP_LINATE1_1_866	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	15,56	106,8	104,87
UP_DI1174_NORD_B_867	NORD	ELECTRADE SRL	0	10,36	110	104,87
UP_DI1174_NORD_G_868	NORD	ELECTRADE SRL	0	3,15	110	104,87
UPV_HELDOEDCANSR_869	E_SD	DANSKE COMMODITIES A.S	14	14	111	127,32
UP_S.F._DEL_4_870	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	18,8	18,8	111,22	195,75
UPV_RTEDOIEGSBRO_871	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	71	111,43	104,87
UPV_ELEDOEHSEDL_872	E_NE	HSE D.O.O.	0	10	112	104,87
UPV_HELDOEAESRLR_873	E_SD	ATEL ENERGIA S.P.A.	40	40	113,01	127,32
UPV_RTEDOIEGSBRO_874	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	0	71	113,65	104,87
UP_CNTRLNTRNO_11_875	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	90	114	104,87
UP_ALTOADDA_1_876	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	104,87
UPV_HELDOEAESRLR_877	E_SD	ATEL ENERGIA S.P.A.	20	20	118,01	127,32
UP_S.F._DEL_4_878	SICI	IRIDE MERCATO SPA	9,4	9,4	118,1	195,75
UP_ENERBIELL_1_879	NORD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	15,4	118,46	104,87
UPV_RTEDOEAETRTO_880	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	100	119	104,87
UP_CNTRLNTRNO_11_881	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	20	119	104,87
UP_MASOCORON_1_882	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	20	120	104,87
UP_STTNNRGSRL_1_883	SARD	OTTAMA ENERGIA SPA	55	55	120	127,32
UPV_RTEDOEDTSCHO_884 [ALTRO]	E_NW	DEUTSCHE BANK AG LONDON BRANCH	0	200	123	104,87

16	UPV_RTEDOIEGSBRO_875	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	20,96	80	107,54	107,54
	UPV_HELDOEBLGNR_876	E_SD	BLUE AEGEAN ENERGY S.A.	36	36	110	128,23
	UP_DI1174_NORD_B_877	NORD	ELECTRADE SRL	0	10,36	110	107,54
	UP_DI1174_NORD_G_878	NORD	ELECTRADE SRL	0	3,15	110	107,54
	UPV_HELDOEDCANSR_879	E_SD	DANSKE COMMODITIES A.S	20	20	111	128,23
	UP_S.F._DEL_4_880	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	18,8	18,8	111,22	195,75
	UPV_HELDOEAESRLR_881	E_SD	ATEL ENERGIA S.P.A.	65	65	113,01	128,23
	UP_CNTRLNTRNO_11_882	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	90	114	107,54
	UPV_RTEDOECNDRMO_883	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	100	115	107,54
	UPV_ELEDOEDCANSE_884	E_NE	DANSKE COMMODITIES A.S	0	10	115,55	107,54
	UPV_RTEDOEDCANSO_885	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	20	115,55	107,54
	UP_ALTOADDA_1_886	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	107,54



UP_DI1174_NORD_G_882	NORD	ELECTRADE SRL				3,15	110	100
UPV_HELDOEDCANSR_883	E_SD	DANSKE COMMODITIES A.S		20		20	111	130,15
UPV_RTEDOEAETRTO_884	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità		0		150	111	100
UP_S.F._DEL_4_885	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.		18,8		18,8	111,22	197,75
Altro [ALTRO]				0			112	100
18								
UP_CHIVASSO_1_838	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		33,54		34,83	99,75	99,75
UP_CHIVASSO_1_839	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		34,83	99,95	99,75
UP_ALTOADDA_1_840	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		89	99,99	99,75
UP_DI0114_NORD_B_841	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.		0		3,21	100	99,75
UP_DI1174_NORD_B_842	NORD	ELECTRADE SRL		0		10	100	99,75
UP_PREM-GROSIO_1_843	NORD	AZA TRADING S.R.L.		0		60	100	99,75
UP_CHIVASSO_1_844	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		34,83	100,15	99,75
UP_TERNI_1_845	CNOR	EDISON TRADING S.P.A.		7,36		7,36	100,15	140
UPV_RTEDOEIGSBRO_846	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.		0		71	100,6	99,75
UP_VALPELLIN_1_847	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.		0		105	101	99,75
UP_SARMATO_1_848	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		13,73	101,07	99,75
UP_S.F._DEL_6_849	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.		10,4		10,4	101,48	201,75
UP_LEVANTE_3_850	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		16,23	101,68	99,75
UP_SARMATO_1_851	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		13,73	102,07	99,75
UP_S.F._DEL_6_852	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.		10,4		10,4	102,48	201,75
UPV_RTEDOEIGSBRO_853	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.		0		71	102,62	99,75
UP_LEVANTE_3_854	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		16,23	102,68	99,75
UP_SARMATO_1_855	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		13,74	103,07	99,75
UP_LEVANTE_3_856	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		16,23	103,68	99,75
UP_S.F._DEL_6_857	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.		10,4		10,4	104,48	201,75
UP_SLDGLRENZA_1_858	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		15	104,87	99,75
UP_SLDGLRENZA_2_859	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		15	104,87	99,75
UP_ALTOADDA_1_860	NORD	EDISON TRADING S.P.A.		0		9,5	104,88	99,75
UP_CGCNTRCTTA_1_861	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.		0		6,67	105	99,75
UP_DI0005_NORD_B_862	NORD	AZA TRADING S.R.L.		0		0,9	105	99,75
UP_DI0114_NORD_B_863	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.		0		4,46	105	99,75
UP_S._ANGELO_1_864	CSUD	ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A.		24,5		24,5	105	140
Altro [CCGT]				0			106	99,75



19	UPV_RTEDOEIGSBRO_877	E_NW	IBERDROLA GENERACION S.A.U.	65,67	70	114,32	114,32
	UP_PCIACENZA_4_878	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	48	114,85	114,32
	UP_PCIACENZA_4_879	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	48	115	114,32
	UP_PCIACENZA_4_880	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	48	115,15	114,32
	UP_ALTOADDA_1_881	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	114,32
	UPV_RTEDOEATRTO_882	E_NW	AAR e TICCINO SA di Elettricità	0	250	117	114,32
	UP_SERMIDE_3_883	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	8,17	117,85	114,32
	UP_SMRICRICH1_1_884	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	82,07	82,07	117,85	140,01
	UP_SERMIDE_3_885	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	8,17	118	114,32
	UP_SMRICRICH1_1_886	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	82,07	82,07	118	140,01
	UP_S.F._DEL_4_887	SICI	IRIDE MERCATO SPA	9,4	9,4	118,1	220
	UPV_RTEDOEDCANSO_888	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	20	118,13	114,32
	UP_SERMIDE_3_889	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	8,17	118,15	114,32
	UP_SMRICRICH1_1_890	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	82,07	82,07	118,15	140,01
	UP_ENERBIELL_1_891	NORD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	15,6	118,46	114,32
	UP_ALTOMONTE_1_892	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	41,81	41,81	118,85	140,01
	UP_SERMIDE_4_893	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	11,83	118,85	114,32
	UP_TORVISCOSA_1_894	MFTV	EDISON TRADING S.P.A.	0	6,48	118,85	114,32
	UP_ALTOMONTE_1_895	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	41,81	41,81	119	140,01
	UP_CNTRLINTRNO_11_896 [CCGT]	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	20	119	114,32
UP_SERMIDE_4_897 [CCGT]	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	11,83	119	114,32	
20	UP_LEVANTE_3_867	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	1	17,37	103,68	103,68
	UP_S.F._DEL_6_868	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	104,48	232
	UP_SLDGLRENZA_1_869	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	103,68
	UP_SLDGLRENZA_2_870	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	103,68
	UP_ALTOADDA_1_871	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9,5	104,88	103,68
	UP_GGCNTRCTTA_1_872	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	6,67	105	103,68
	UP_DIO005_NORD_B_873	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	0,9	105	103,68
	UP_DIO114_NORD_B_874	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	4,46	105	103,68
	UP_S._ANGELO_1_875	CSUD	ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A.	24,5	24,5	105	150,01
	UP_S.F._DEL_6_876	SICI	IRIDE MERCATO SPA	15,6	15,6	106,6	232
	UP_CELANO_1_877	CSUD	EDISON TRADING S.P.A.	30,15	30,15	106,66	150,01



UP_LINATE1_1_878	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	15,56	106,8	103,68
UP_DI1174_NORD_B_879	NORD	ELECTRADE SRL	0	10,36	110	103,68
UP_DI1174_NORD_G_880	NORD	ELECTRADE SRL	0	3,15	110	103,68
UP_S.F._DEL_4_881	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	18,8	18,8	111,22	232
UP_CNTRLNTRNO_11_882	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	90	114	103,68
UP_ALTOADDA_1_883	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	119	115,6	103,68
UPV_ELEDOEHSEDL_884	E_NE	HSE D.O.O.	0	20	116	103,68
UP_S.F._DEL_4_885	SICI	IRIDE MERCATO SPA	9,4	9,4	118,1	232
UP_ENERBIELL_1_886	NORD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	15,7	118,46	103,68
UP_CNTRLNTRNO_11_887	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	20	119	103,68
UP_MASOCORON_1_888	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	20	120	103,68
UP_STTNNGSRL_1_889	SARD	OTTANA ENERGIA SPA	55	55	120	150,01
UPV_RTEDOEATRTO_890 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	250	124	103,68
UP_CNTRLNTRNO_11_891 [ALTRO]	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	40	124	103,68

21	UPV_RTEDOENDRMO_886	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	76,54	100	127	127
	UPV_SWGDOEAETRTO_887	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	129	127
	UP_PIAENZA_4_888	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	49,33	129,55	127
	UP_PIAENZA_4_889	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	49,33	129,75	127
	UP_SMRICRICH1_1_890	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	83,93	83,93	129,75	140,01
	UP_PIAENZA_4_891	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	49,33	129,95	127
	UP_SMRICRICH1_1_892	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	83,93	83,93	129,95	140,01
	UPV_RTEDOENDRMO_893	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	40	130	127
	UP_SERMIDE_4_894	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	10,5	130	127
	UP_SMRICRICH1_1_895	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	83,93	83,93	130,15	140,01
	UPV_SWGDOEEDLLCO_896	E_NW	ELEKTRITATS-GESELLSCHAFT LAUFENBURG AG	0	150	132	127
	UP_ALTOMONTE_1_897	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	43,02	43,02	133,75	140,01
	UP_SERMIDE_3_898	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9	133,85	127
	UP_ALTOMONTE_1_899	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	43,02	43,02	133,95	140,01
	UPV_SWGDOEAETRTO_900	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	25	134	127
	UP_CNTRLNTRNO_11_901	NORD	AZIENDA ENERGETICA S.P.A. - ETSCHWERKE AG	0	25	134	127
	UP_SERMIDE_3_902	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9	134	127
	UP_ALTOMONTE_1_903	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	43,02	43,02	134,15	140,01
	UP_SERMIDE_3_904	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9	134,15	127



UP_SERMIDE_4_905	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	12,5	134,85	127
UP_TORVISCOSA_1_906	MFTV	EDISON TRADING S.P.A.	0	7,47	134,85	127
UP_SERMIDE_4_907	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	12,5	135	127
UP_SERMIDE_4_908	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	12,5	135,15	127
UP_VALPELLIN_1_909	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	0	15	136	127
UP_GRESSONEY_1_910	NORD	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	0	10	136,64	127
UP_MONTALTO_3_911	CSUD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	560	560	140	140,01
UP_MONTALTO_1_912 [METANO]	CSUD	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	87,52	836	140,01	140,01
22						
UP_ALTOMONTE_1_845	ROSN	EDISON TRADING S.P.A.	43,63	43,63	101,15	101,15
UP_SERMIDE_4_846	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	5,79	12,67	101,15	101,15
UP_S.F._DEL_6_847	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	101,48	201,75
UPV_SWGDOEDCANSO_848	E_NW	DANSKE COMMODITIES A.S	0	30	101,54	101,15
UP_LEVANTE_3_849	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	18,25	101,68	101,15
UPV_HELDOEBLGNR_850	E_SD	BLUE AEGEAN ENERGY S.A.	0	120	102	101,15
UP_SARMATO_1_851	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	14,76	102,07	101,15
UP_S.F._DEL_6_852	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	102,48	201,75
UPV_HELDOEAERLR_853	E_SD	ATEL ENERGIA S.P.A.	0	6	102,62	101,15
UP_LEVANTE_3_854	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	18,25	102,68	101,15
UPV_RTEDOECNDRMO_855	E_NW	COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	0	40	103	101,15
UP_SARMATO_1_856	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	14,76	103,07	101,15
UP_LEVANTE_3_857	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	18,25	103,68	101,15
UP_S.F._DEL_6_858	SICI	ATEL ENERGIA S.P.A.	10,4	10,4	104,48	201,75
UP_SLDGLRENZA_1_859	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	101,15
UP_SLDGLRENZA_2_860	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	15	104,87	101,15
UP_ALTOADDA_1_861	NORD	EDISON TRADING S.P.A.	0	9,5	104,88	101,15
UPV_SWGDOEAETRT0_862	E_NW	AAR e TICINO SA di Elettricità	0	50	105	101,15
UP_CGCNTRCTTA_1_863	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	6,67	105	101,15
UP_DIO005_NORD_B_864	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	0,9	105	101,15
UP_DIO114_NORD_B_865	NORD	AGSM ENERGIA S.P.A.	0	4,46	105	101,15
UP_S_ANGELO_1_866	CSUD	ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A.	0	24,5	105	101,15
UP_S.F._DEL_6_867	SICI	IRIDE MERCATO SPA	15,6	15,6	106,6	201,75
UP_CELANO_1_868	CSUD	EDISON TRADING S.P.A.	0	33,15	106,66	101,15
UP_LINATE1_1_869	NORD	AZA TRADING S.R.L.	0	15,56	106,8	101,15



UP_FIUMESANT_4_870	SARD	E.ON Produzione S.P.A.	0	121	108,25	101,15
UPV_SWGDOEAETRT0_871 [ALTRO]	E_NW	AAR eTICINO SA di Elettricità	0	50	109	101,15
23	X					
24	X					



Appendice III – Utili orari

senza CAES:

utile WIND_0	utile WIND_150	utile WIND_300	utile WIND_450	utile NUC
[€d]	[€d]	[€d]	[€d]	[€d]
-1056,01	3140,31	7336,63	11532,95	-3485,65
-1365,80	3459,97	8285,74	13111,50	-5485,52
-2215,18	4079,30	10373,77	16668,25	-9878,09
-2193,58	3681,27	9556,12	15430,96	-11246,15
-2099,63	3565,40	9230,44	14895,47	-11070,50
-2018,64	5954,36	13927,37	21900,38	-3583,40
-546,15	6167,96	12882,07	19596,18	7371,49
804,98	5001,30	9197,62	13393,94	24786,30
555,58	3702,82	6850,05	9997,29	23810,78
316,57	1890,19	3463,81	5037,43	25381,76
577,57	2465,91	4354,26	6242,60	32055,76
168,00	1217,08	2266,16	3315,24	22765,91
81,59	501,22	920,85	1340,49	24952,21
66,83	696,28	1325,73	1955,18	19325,93
95,37	724,82	1354,27	1983,72	22216,32
86,01	715,46	1344,91	1974,36	21268,41
79,29	708,74	1338,19	1967,64	20587,97
50,97	470,60	890,24	1309,87	20300,68
152,40	991,67	1830,93	2670,20	24133,68
342,14	1810,86	3279,57	4748,28	27408,03
387,22	1855,93	3324,64	4793,35	29364,39
94,08	1667,70	3241,32	4814,94	16368,54
-272,41	1825,75	3923,91	6022,07	4280,40
-741,56	3454,75	7651,07	11847,39	1291,35
tot	tot	tot	tot	tot
-8650,34	59749,66	128149,66	196549,66	322920,58



utile WIND_0+NUC [€d]	utile WIND_150+NUC [€d]	utile WIND_300+NUC [€d]	utile WIND_450+NUC [€d]
-4541,66	-345,34	3850,98	8047,29
-6851,32	-2025,55	2800,21	7625,98
-12093,28	-5798,80	495,68	6790,16
-13439,73	-7564,88	-1690,04	4184,81
-13170,12	-7505,09	-1840,06	3824,97
-5602,05	2370,96	10343,97	18316,97
6825,34	13539,45	20253,57	26967,68
25591,28	29787,60	33983,92	38180,24
24366,36	27513,60	30660,83	33808,07
25698,33	27271,95	28845,57	30419,19
32633,34	34521,68	36410,02	38298,37
22933,91	23982,99	25032,07	26081,15
25033,80	25453,43	25873,06	26292,69
19392,76	20022,21	20651,66	21281,10
22311,69	22941,14	23570,59	24200,03
21354,42	21983,87	22613,32	23242,76
20667,26	21296,71	21926,16	22555,61
20351,65	20771,29	21190,92	21610,55
24286,09	25125,35	25964,61	26803,88
27750,17	29218,89	30687,60	32156,31
29751,60	31220,32	32689,03	34157,74
16462,63	18036,25	19609,87	21183,49
4007,99	6106,15	8204,31	10302,47
549,78	4746,10	8942,42	13138,74
tot 314270,24	tot 382670,24	tot 451070,24	tot 519470,24



con CAES (D follow):

utile WIND_0 [€d]	utile WIND_150 [€d]	utile WIND_300 [€d]	utile WIND_450 [€d]	utile NUC [€d]
-2951,63	-2951,63	-2951,63	-2951,63	-32283,65
-3394,37	-3394,37	-3394,37	-3394,37	-32283,65
-4427,44	-4427,44	-4427,44	-4427,44	-32283,65
-4132,28	-4132,28	-4132,28	-4132,28	-32283,65
-3984,70	-3984,70	-3984,70	-3984,70	-32283,65
-5608,09	-5608,09	-5608,09	-5608,09	-32283,65
-4722,60	-4722,60	-4722,60	-4722,60	-32283,65
2416,54	8845,30	15274,06	21702,82	44114,68
2132,97	7512,65	12892,34	18272,02	42729,44
1948,98	5755,04	9561,10	13367,16	44960,24
2443,70	6564,48	10685,27	14806,05	54437,32
1708,80	4990,33	8271,85	11553,37	41245,73
1698,96	4351,03	7003,11	9655,18	44350,27
1487,18	4349,07	7210,96	10072,85	36360,95
1616,93	4478,82	7340,71	10202,60	40465,31
1574,38	4436,27	7298,16	10160,05	39119,27
1543,83	4405,72	7267,61	10129,50	38153,05
1505,45	4157,52	6809,60	9461,67	37745,10
1741,11	4812,81	7884,52	10956,23	43187,96
2045,51	5746,67	9447,82	13148,97	47837,54
2159,09	5860,25	9561,40	13262,55	50615,56
1410,86	5216,92	9022,98	12829,05	32161,47
-1475,81	-1475,81	-1475,81	-1475,81	-32283,65
-2951,63	-2951,63	-2951,63	-2951,63	-32283,65
tot	tot	tot	tot	tot
-6214,24	47834,35	101882,94	155931,53	346931,01



utile WIND_0+NUC [€d]	utile WIND_150+NUC [€d]	utile WIND_300+NUC [€d]	utile WIND_450+NUC [€d]
-35235,28	-35235,28	-35235,28	-35235,28
-35678,02	-35678,02	-35678,02	-35678,02
-36711,09	-36711,09	-36711,09	-36711,09
-36415,93	-36415,93	-36415,93	-36415,93
-36268,35	-36268,35	-36268,35	-36268,35
-37891,74	-37891,74	-37891,74	-37891,74
-37006,26	-37006,26	-37006,26	-37006,26
46531,22	52959,98	59388,74	65817,50
44862,42	50242,10	55621,78	61001,46
46909,22	50715,28	54521,34	58327,40
56881,02	61001,80	65122,59	69243,37
42954,54	46236,06	49517,58	52799,10
46049,23	48701,30	51353,37	54005,45
37848,13	40710,02	43571,91	46433,80
42082,24	44944,13	47806,02	50667,91
40693,65	43555,54	46417,43	49279,32
39696,88	42558,77	45420,66	48282,55
39250,55	41902,63	44554,70	47206,78
44929,07	48000,78	51072,48	54144,19
49883,05	53584,20	57285,36	60986,51
52774,66	56475,81	60176,97	63878,12
33572,33	37378,39	41184,45	44990,51
-33759,47	-33759,47	-33759,47	-33759,47
-35235,28	-35235,28	-35235,28	-35235,28
tot 340716,77	tot 394765,36	tot 448813,95	tot 502862,54



con CAES (D satisfaction):

utile WIND_0 [€d]	utile WIND_150 [€d]	utile WIND_300 [€d]	utile WIND_450 [€d]	utile NUC [€d]
-1855,01	572,57	3000,15	5427,73	-7754,04
-2418,82	-98,08	2222,65	4543,38	-10462,13
-3626,09	-1346,03	934,02	3214,08	-14358,75
-3385,90	-1124,13	1137,63	3399,39	-15588,29
-3228,25	-954,96	1318,32	3591,61	-15363,11
-4547,43	-2191,45	164,53	2520,51	-8558,32
-3041,00	-337,64	2365,73	5069,09	5331,16
-369,29	2515,31	5399,90	8284,50	7867,63
817,29	5030,65	9244,02	13457,38	29291,14
1385,49	5707,29	10029,09	14350,89	29139,70
1006,98	3524,78	6042,59	8560,39	30701,90
1857,71	5277,47	8697,24	12117,01	37903,23
1437,20	4325,20	7213,20	10101,20	25106,18
1290,06	3377,73	5465,40	7553,07	26945,54
1161,47	3511,42	5861,37	8211,32	22035,83
1276,21	3638,18	6000,15	8362,12	25322,50
1243,14	3608,21	5973,27	8338,33	24372,85
1308,15	3810,79	6313,43	8816,07	23452,86
1105,28	3143,13	5180,99	7218,85	23907,91
1029,87	3102,15	5174,42	7246,70	29187,76
1193,53	3778,08	6362,62	8947,17	30333,90
1111,35	3492,43	5873,50	8254,58	29615,00
331,83	2308,51	4285,19	6261,88	2021,98
-1611,12	934,16	3479,43	6024,70	-2298,57
tot	tot	tot	tot	tot
-6527,35	55605,74	117738,83	179871,92	328153,88



utile WIND_0+NUC [€d]	utile WIND_150+NUC [€d]	utile WIND_300+NUC [€d]	utile WIND_450+NUC [€d]
-9609,04	-7181,46	-4753,89	-2326,31
-12880,95	-10560,21	-8239,48	-5918,74
-17984,84	-15704,78	-13424,73	-11144,67
-18974,18	-16712,42	-14450,66	-12188,90
-18591,35	-16318,07	-14044,78	-11771,50
-13105,75	-10749,77	-8393,79	-6037,81
2290,16	4993,52	7696,89	10400,25
7498,33	10382,93	13267,53	16152,13
30108,43	34321,79	38535,16	42748,52
30525,20	34847,00	39168,79	43490,59
31708,87	34226,68	36744,48	39262,29
39760,94	43180,71	46600,48	50020,24
26543,38	29431,38	32319,38	35207,38
28235,60	30323,27	32410,94	34498,61
23197,30	25547,25	27897,20	30247,15
26598,70	28960,67	31322,65	33684,62
25616,00	27981,06	30346,12	32711,18
24761,01	27263,65	29766,29	32268,93
25013,19	27051,05	29088,90	31126,76
30217,63	32289,91	34362,18	36434,46
31527,44	34111,98	36696,53	39281,07
30726,36	33107,43	35488,50	37869,58
2353,80	4330,49	6307,17	8283,85
-3909,68	-1364,41	1180,86	3726,13
tot (0)	tot	tot	tot
321626,54	383759,63	445892,72	508025,81



Appendice IV – Criterio di riempimento

Il criterio operativo, atto a decidere quale tipo di MWh stoccare in primis, si dimostra necessario nel caso di capienza del sistema di energy storage ridotta.

Come riportato nel capitolo VII, esso deve essere tale da stabilire, ora per ora, quale tipo di MWh (eolico o nucleare) privilegiare nel riempimento del CAES.

Si deve quindi determinare, ora per ora, la tipologia di MWh che assicuri un margine economico inferiore e reindirizzarlo al sistema di accumulo; al contrario, l'altro tipo di MWh sarà fornito alla rete oppure anch'esso stoccato nel CAES, ma se e solo se la capienza lo permette (quindi dopo l'altro tipo di MWh) e se, ovviamente, in linea con la strategia operativa decisa dal gestore di impianto.

Come si evince dalle ultime considerazioni, stabilire un criterio di riempimento universale e valido per qualsiasi caso particolare è impossibile, in ragione della forte dipendenza strutturale del criterio stesso dalla strategia operativa; tuttavia, è possibile fare alcune considerazioni riguardo casi molto simili a quello studiato.

A tal fine, la tabella e la figura seguenti mostrano i margini di guadagno (per singolo MWh), di entrambe le tecnologie studiate, riferiti precisamente al giorno 20 Ottobre 2010; così facendo si analizza il caso in cui durante una singola ora è stoccabile un solo MWh.

Il caso studiato, d'altronde, è certamente replicabile e valido su più larga scala, in maniera da fornire un'indicazione generale su come procedere al riempimento di un serbatoio di accumulo nelle condizioni specifiche analizzate (cioè di accoppiamento di una wind farm e di una centrale nucleare di taglia di ordine di grandezza confrontabile).

Tali andamenti evidenziano anche qui un forte effetto perturbativo degli incentivi sulle valutazioni tra tecnologie differenti, soprattutto se non sovvenzionate.

Effettivamente, i margini di guadagno riferiti al solo parco eolico denotano valori costantemente negativi, se non per sole tre ore sull'intero giorno. Ciò sottolinea l'incapacità di autosostenersi da parte della tecnologia anemoelettrica. Ovviamente, nei casi incentivati, il senso dei margini di guadagno si capovolge completamente; essi si attestano, infatti, sistematicamente su valori (molto) positivi.



Tabella AIV.I: Margini di guadagno

	margin di guadagno/MWh (senza CAES)				
	NUC	WIND (0)	WIND (150)	WIND (300)	WIND (450)
1h	-23,10	-52,64	97,36	247,36	397,36
2h	-26,66	-56,21	93,79	243,79	393,79
3h	-28,71	-58,26	91,74	241,74	391,74
4h	-31,35	-60,90	89,10	239,10	389,10
5h	-31,67	-61,22	88,78	238,78	388,78
6h	-24,88	-54,42	95,58	245,58	395,58
7h	-11,71	-41,25	108,75	258,75	408,75
8h	6,66	-22,88	127,12	277,12	427,12
9h	21,52	-8,03	141,97	291,97	441,97
10h	37,26	7,72	157,72	307,72	457,72
11h	32,97	3,42	153,42	303,42	453,42
12h	28,27	-1,27	148,73	298,73	448,73
13h	2,46	-27,08	122,92	272,92	422,92
14h	-1,17	-30,72	119,28	269,28	419,28
15h	5,07	-24,48	125,52	275,52	425,52
16h	6,58	-22,96	127,04	277,04	427,04
17h	10,40	-19,14	130,86	280,86	430,86
18h	8,37	-21,18	128,82	278,82	428,82
19h	15,89	-13,66	136,34	286,34	436,34
20h	37,13	7,59	157,59	307,59	457,59
21h	21,76	-7,78	142,22	292,22	442,22
22h	5,57	-23,98	126,02	276,02	426,02
23h	-2,99	-32,54	117,46	267,46	417,46
24h	-12,90	-42,44	107,56	257,56	407,56
	tot	tot	tot	tot	tot
	44,79	-664,32	2935,68	6535,68	10135,68

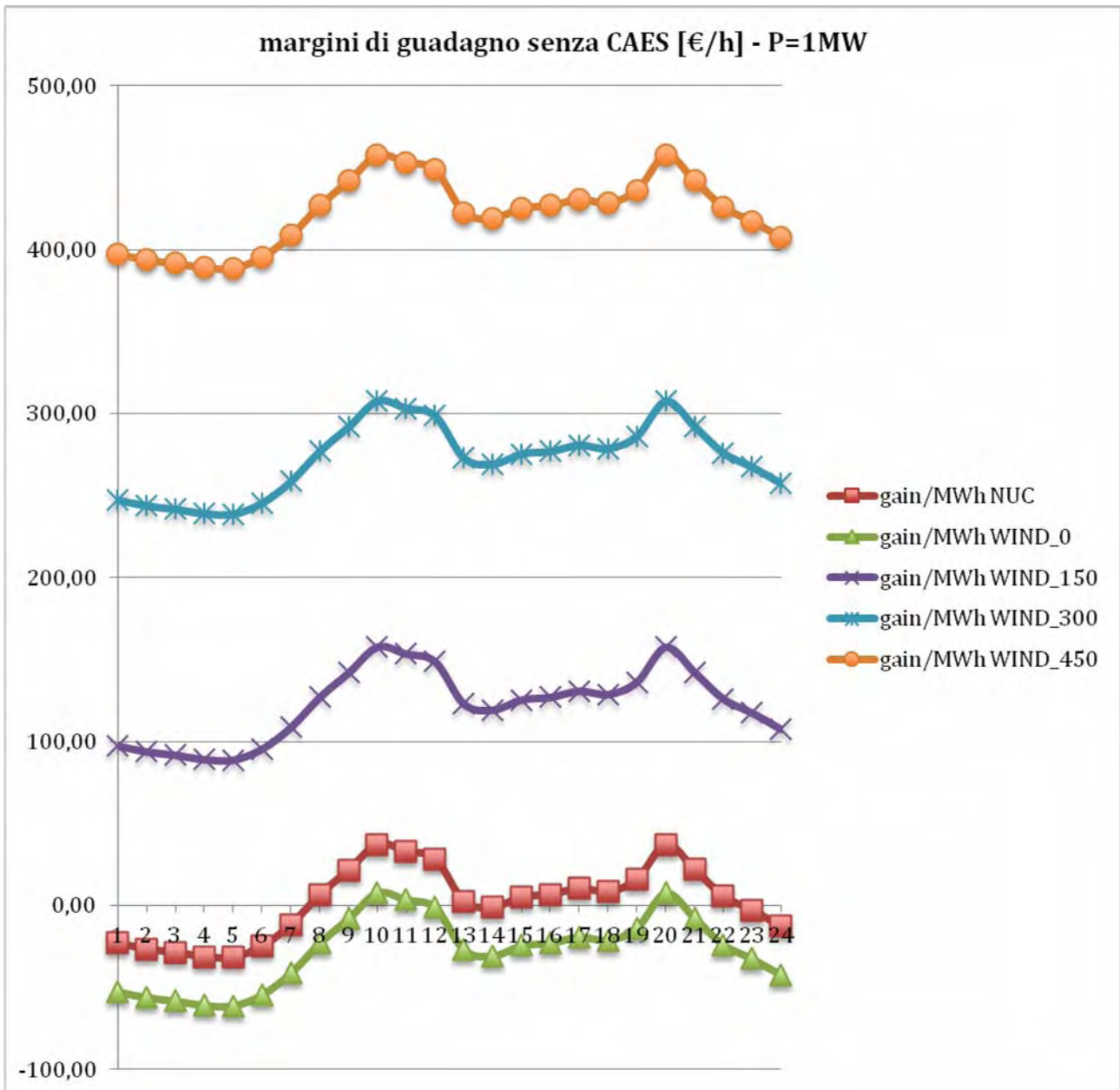


Fig. AIV.I: Margini di guadagno

Questo aspetto, però, è quello che conferisce al nucleare un ulteriore valore aggiunto, soprattutto in uno scenario produttivo come quello in esame (wind farm + centrale nucleare + AA-CAES). In effetti, facendo riferimento alle aree sottese alle curve mostrate, si nota in maniera apodittica come il kWh nucleare sia doverosamente quello da privilegiare (in presenza di incentivo) nel nostro impianto ipotizzato, dato che dal punto di vista economico il kWh eolico notturno si rivela essere molto più prezioso (poiché fortemente incentivato).

Vale a dire che, a partire dagli integrali delle curve di cui sopra, si verifica come sia più economicamente fruttuoso vendere il kWh eolico, e non quello nucleare, in ragione dei forti guadagni assicurati (essenzialmente grazie ai forti incentivi), privilegiando quindi quest'ultimo per lo stock.



Ad esempio, se alle ore 3 si decidesse di stoccare un MWh nucleare per poi rivenderlo alle 10 (perdendone però il 30% a livello del CAES), si guadagnerebbe circa 25 €MWh. Tale valore è ottenuto sottraendo il margine di guadagno delle ore 3 al margine di guadagno delle ore 10 (in cui si è tenuto conto anche del LUEC del CAES), e corrisponde ad un incremento dell’utile di circa +185 %. Nel caso si facesse lo stesso con un MWh eolico, incentivato con 300 €MWh, il guadagno si attesterebbe circa a -56 €MWh, cioè un decremento dell’utile di circa -23 %. Il tutto verifica la necessità di privilegiare il kWh nucleare rispetto al kWh eolico incentivato. Tuttavia, nel caso di kWh eolico non incentivato, le conclusioni di cui sopra si capovolgono: in effetti, l’utile sarebbe di circa 33,6 €MWh, cioè un incremento di circa +434 %.

Ovviamente, nel caso di incentivo tendente a zero, il grado di sinergia della centrale nucleare con la wind farm diminuisce fino ad annullarsi: nell’ipotesi limite di incentivo nullo, infatti, la competizione per riempire il CAES sarebbe sbilanciata in favore del kWh eolico; ad ogni modo tale scenario, in cui eolico+CAES avrebbe un grado di self-consistency inattaccabile, è di interesse inesistente in ragione del fatto che l’eolico medesimo (non essendo capace di autosostenersi) non avrebbe ragione di essere.

Tali considerazioni, infine, avvalorano ulteriormente l’idea di questo studio, cioè quella di associare una centrale nucleare ad un parco eolico (in presenza, ovviamente, di un sistema di accumulo energetico). Al di là, in effetti, degli effetti benefici apportati dal CAES a ciascuna delle due tecnologie, anche separatamente, gli ultimi calcoli dimostrano che, in uno scenario simile a quello reale (con valori dell’incentivo accordato all’eolico superiori a zero, addirittura superiori ad un valore inferiore di circa 150 €MWh), il nucleare accoppiato ad un impianto eolico a cui è già asservito un impianto AA-CAES vedrebbe privilegiato il proprio MWh nel riempimento di quest’ultimo, assicurando un incremento degli utili rispetto al caso in cui il riempimento fosse effettuato con MWh eolici. Al tempo stesso, anche il MWh nucleare ne gioverebbe forti vantaggi, dato che il suo valore economico (minato solamente nelle ore notturne, periodo in cui la tensione tra domanda ed offerta è molto allentata) verrebbe notevolmente salvaguardato.



Bibliografia

1. Linden, S.v.d., *Wind Power- Integrating Wind Turbine Generators (WTG's) with Energy Storage*. 2010.
2. Brambilla, C., *Elettrogenazione Eolica - Stato dell'arte - Potenzialità applicative in Italia - Problemi ambientali*. 2007.
3. Bullough, C., et al., *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy*. 2004.
4. Bosso, C., *Impatto della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sulla rete di produzione e distribuzione*. 2011.
5. Barrows, C., et al., *Assessing the Costs of Dispatchable Wind Energy: An Integrated Wind-Turbine and Energy Storage System*. 2009.
6. Kirschen, D.S., *Demand-Side View of Electricity Markets*. 2003.
7. Steta, F.D.S., *Modeling of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) Unit and an Optimal Model-based Operation Strategy for its Integration into Power Markets*. 2010.
8. Steta, F.D.S., et al., *A model-based optimal operation strategy for compressed air energy storage (CAES) plants*. 2011.
9. Crotagino, F., K.-U. Mohmeyer, and R. Scharf, *Huntorf CAES - More than 20 Years of Successful Operation*. 2001.
10. Greenblatt, J.B., et al., *Baseload wind energy: modeling the competition between gas turbines and compressed air energy storage for supplemental generation*. *Energy Policy*, 2007. **35**(3): p. 1474-1492.
11. Busmann, H.H.-G., J.r. Schmid, and K. Rohrig, *Wind Energy Systems*. 2009.
12. Hadjipaschalis, I., A. Poullikkas, and V. Efthimiou, *Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009. **13**(6-7): p. 1513-1522.
13. Arsie, I., et al., *A model of a hybrid power plant with wind turbines and compressed air energy storage*. 2005.
14. International Energy Agency, *Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids*. 2009.
15. J. Kondoh, I. Ishii., H. Yamaguchi, A. Murata, K. Otani, K. Sakuta, N. Higuchi, S. Sekine, M. Kamimoto, *Electrical energy storage systems for energy networks*. 2000.
16. Intrator, J., et al., *Final project report - 2020 strategic analysis of energy storage technologies*. 2011.
17. Lund, H., et al., *Optimal operation strategies of compressed air energy storage (CAES) on electricity spot markets with fluctuating prices*. *Applied Thermal Engineering*, 2009. **29**(5-6): p. 799-806.
18. Patel, M.R., *Wind & Solar Power Systems*. 1999.
19. Vannemann, P., et al., *Pumped storage plants - Status and perspectives*. 2011.
20. RWE Power AG, *ADELE - Adiabatic compressed-air energy storage for electricity supply*. 2010.
21. Moutoux, R. and F. Barnes, *Wind Integrated Compressed Air Energy Storage in Colorado*.
22. Ridge Energy Storage & Grid Services L.P., *The Economic Impact of CAES on Wind in TX, OK, and NM*. 2005.
23. Calento, R., R. Centurelli, and M. Tomasi, *Analisi econometrica del Prezzo di borsa dell'Energia Elettrica*. 2006.
24. Succar, S. and R.H. Williams, *Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind*



Power. 2008.

25. Cavallo, A., *Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (CAES)*. Energy, 2007. **32**(2): p. 120-127.
26. Zunft, S., et al., *Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Grid Integration of Wind Power*. 2006.
27. Lemofouet-Gatsi, S., *Investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and supercapacitors*. 2006.
28. TERNA, *Carichi*. 2011.
29. Belli, C. and P. Chizzolini, *Conversione dell'energia*. 2009.
30. Pavan, F., *Sviluppo progettuale ed autorizzativo di un impianto eolico offshore in Italia - fattibilità tecnica ed economica*. 2010.
31. Musa M.L., *Modellazione dei sistemi di accumulo termico per impianti solari*, 2010.
32. NEA, *Corrent status, technical feasibility and economics of small nuclear reactors*, 2011.
33. Fertig E., Apt J., *Economics of compressed air energy storage to integrate wind power: A case study in ERCOT*, 2011.
34. D. Shropshire, *Potential strategies for utilizing SMRs for combined-heat-and power production*, 2011.



PART II

ECONOMIC PERFORMANCE AND EXTENDED CAPABILITIES OF SMRS



ABSTRACT

The interest towards Small-Medium size Modular Reactors (SMRs) is growing in several countries, both developed and emerging, mainly due to SMRs' expected features of enhanced safety, competitive construction costs and time, reduced financial risk, progressive deployment, optimal fit with limited capacity grids and investment elasticity. The deployment of multiple SMRs on a single site exploits the so-called "Economy of Multiple" paradigm, based on learning and co-siting economies. Nevertheless SMRs pay for a dis-economy of scale that represents a relevant penalty on a capital intensive investment.

The first part of the paper synthesizes the results of the economic-financial comparison between the deployment of a Large Reactor (LR) and that of a set of SMRs, the overall plant size being equal. A different financial risk burden is evaluated, e.g. due to the different economic performance in case of construction delays and risk premium options. The SMRs solution reveals its competitiveness in terms of self-financing features and investment elasticity. Investment profitability is analyzed, by means of suitable key indicators (e.g. IRR, LCOE, total equity employed).

The second part of the study is devoted to the exploration of possible extended capabilities for the SMR concept: a preliminary analysis of coproduction of electricity, desalinated water and a coupling with renewables (biofuel production) is carried out.

The economic and financial analysis of the deployment scenarios for LR and SMRs has been performed by means of the INCAS simulation code (INtegrated model for the Competitiveness Analysis of Small-medium sized reactors), developed by Politecnico di Milano also during a coordinated research project with IAEA.

INTRODUCTION

In the recent years, especially in the aftermath of Fukushima and its related concerns about safety of nuclear reactors, moreover in a period of financial and economical crisis in the western countries, the Small-Medium Modular Reactors (SMRs) seem to represent a valid option to overcome those hindrances.

IAEA has been very active in coordinating international research programs on smaller sized reactors [1], especially in those countries that don't use nuclear power at all. The IAEA defines as "small" reactors those having less than 300 MW of electrical output and as "medium" reactors those having between 300 MW and 700 MW of electrical output. Generally speaking, both types of reactors are referred to as SMRs (Small and Medium sized Reactors). According to the IAEA designation of plant sizes, almost 30% of commercial power reactors that are currently in operation worldwide are SMRs.

In order to become economically competitive with conventional large reactors, whose success is based on the paradigm of economy of scale, SMRs must rely on new features on design, safety and standardization, not simply on a reduced-scale version of the larger ones. Thus, they are referred to as "deliberately small reactors" [2] and the acronym SMR is generally interpreted as "Small Modular Reactor".

SMRs competitiveness versus LRs is analyzed from the economics point of view. In this paper IRIS project is assumed as a reference for the SMR category, nevertheless, by applying INCAS top-down cost estimation, aside from specific design considerations, results may be considered applicable to a generic integral PWR of the same output size. The



implicit assumption is therefore that both technologies are technically possible. Nonetheless, some market scenarios exist where LR are not an option; hence, SMRs are the unique solution if nuclear power is to be exploited.

Some areas or countries offer serious constraints preventing larger plants from being a suitable solution :i) the limitation in electrical grid capacity, ii) remote areas requiring smaller and localized sources of power, iii) utilities or states with limited financial capabilities, iv) need of cogeneration close to the end-user or populated area. An exploratory analysis of such a feature is carried out in as a second part of the study.

SMRs ECONOMIC AND FINANCIAL FEATURES

Assuming to be in a context where both the SMR and the LR alternatives are possible, the economic factors that differentiate the cost of the two technologies must be quantified in order to assess a rational economic comparison. Since a large part of the SMRs is still in the design phase, a detailed "bottom-up" cost estimate is not yet available, at least in the open literature. A simplified "top-down" approach has been adopted, accounting for all the differences in costs of the two types of reactors, through a series of multiplying factors, which increase or decrease the unit costs of a standard reference LR. A detailed analysis can be found in Carelli et al. [3]. The average cost of a SMR can be then thought of as the cost of a conventional LR scaled by an appropriate overall factor whose components are here briefly summarized.

Economy of scale - The usual correlation for economy of scale can be applied in calculating specific overnight costs (OC) in terms of \$/kWe for two reactors of different size:

$$OC_{SMR} = OC_{LR} \left(\frac{size_{SMR}}{size_{LR}} \right)^{n-1} \quad (1)$$

where n is about 0.6. An analogous approach is also used for the calculation of Operation and Maintenance costs (O&M), which will thus be incremented.

If only this aspect would be considered, the resulting large increase in costs for SMRs would make them economically unattractive. However, other factors must be taken into account:

Multiple unit factor - If multiple units are built at the same site there are advantages in terms of infrastructure sharing and better utilization of site material and human resources. Both small and large reactors could be deployed in multiples at the same site, but the need of more SMR units to attain the same electrical output as an LR leads to a generally greater advantage for SMR technology.

Learning factor- A NOAK (N-th Of A Kind) plant costs less than a FOAK (First Of A Kind) because of the lessons learned in the construction and deployment of earlier units. Learning can be evaluated both on site and worldwide.

Design Saving factor- Design choices have an important impact on construction costs. Apart from direct savings on the quantity of materials used (steel, concrete, fuel) due to the smaller size, simplified and innovative designs may imply a different type and a reduced number of components and systems.

Modularization factor- The construction and deployment of a larger number of standardized units reduces the need for more expensive and time consuming on-site constructions and allows factory fabrication of components (mass production economies).

Besides these factors that are directly related to the generation costs, other SMRs' typical features related to financial aspects should be taken into account as well:



Up-front investment - The reduction in total overnight construction costs per unit (due to the lower size) translates directly into a reduced up-front investment. That might enable investors with limited resources to enter the nuclear market.

Investment scalability - SMR modularity turns into scalability: if the demand grows at a fairly stable rate, the investment in SMRs deployment can be sequenced (staggered construction) or concentrated (parallel construction). In this last case, the learning effect would be almost completely lost but revenues would come earlier, so that the overall investment could be however profitable.

Investment flexibility - In uncertain market conditions, the SMR modularity may turn into flexibility. The smaller size and the shorter construction time make SMRs more readily adaptable to market conditions. If no more are needed, an additional SMR investment can be avoided whereas a monolithic LR investment may result in an unexpected loss of revenues for power not taken. Moreover, the lower uncertainty translates into a reduced risk premium requested by investors.

Construction schedule - The shorter SMR construction time is assumed due to smaller size, simpler design, increased modularization, higher degree of factory fabrication and serial fabrication of components. The main effect is to reduce labour and site costs and, most of all, to shorten the Pay Back Time of each constructed unit.

Self-financing - It may reflect in the distinctive feature of SMRs versus LRs: the staggered deployment allows for the first unit to produce incomes that can finance the construction of successive modules. This reduces investors' disbursement and need for loans.

Fig.1 synthesizes the impact of some economical and financial factors specifically on SMR construction costs.

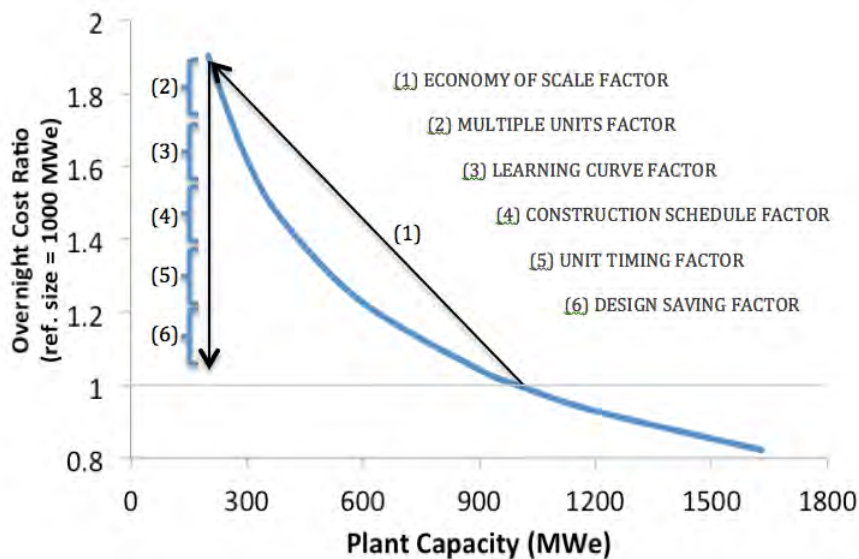


Fig. 1. Schematic impact of some economic and financial factors on SMRs: cost ratio to be applied on LR specific OC in order to estimate SMR specific OC.

INCAS MODEL DESCRIPTION

The model adopted to carry out the quantitative analysis of the impact of SMRs distinctive characteristics on their economic performance, in comparison with classical LRs, is based on a cost model proposed by Carelli et al. [3], to



provide an estimate value for the Levelised Cost Of Electricity (LCOE). It is based on an average cost function (AC) which depends on the size (S) of the plant as well as on a set of factors X that characterize SMRs with respect to LRs:

$$AC = AC(S; X) \quad (2)$$

In capital costs calculation, the factors X that have been taken into account are:

- Replication and standardization (I) that lead to learning effects and depends on the number of plants on the site N_n and in the world N_{world} ;
- Scalability and co-siting (CS) that depend on the number of reactors on the site;
- Financial aspects (F) that depend on the Weighted Average Cost of Capital (WACC);
- Modularity and design solutions (MD);

An overall effect δ is identified, by multiplying the penalty factor associated to size (economy-of-scale related factor, ES) and the above mentioned ones:

$$\begin{aligned} \delta &= \frac{AC(S_{SMR}, N_{n,SMR}, N_{world,SMR}, WACC_{SMR}, MD_{SMR})}{AC(S_{LR}, N_{n,LR}, N_{world,LR}, WACC_{LR}, MD_{LR})} \\ &= \theta_{ES} \times \theta_I \times \theta_{CS} \times \theta_F \times \theta_{MD} = \theta_{ES} \times \theta_I \times \theta_{CS} \times \theta_F \times \theta_{MD} \end{aligned} \quad (3)$$

A hypothetical scenario of 4 SMRs (335 MWe) as compared to a single LR (1340 MWe) has been analyzed. As far as capital costs are concerned, sensitivity analyses showed the δ factor ranges from 1:00 (best case: four IRIS versus 1 LR, a prior worldwide experience of 2680 MWe for both; which means two large plants and eight IRIS) to 1:16 (worst case: eight IRIS and two large plants on site, with no prior experience), with a value of 1:05 in the standard case [3].

In O&M costs calculation, a similar procedure has been adopted considering labour cost, material cost and marginal cost items.

For the same scenario, the overall impact is a 24% increase in SMR operational costs, but without considering the possible specific advantages coming from technological aspects: because of the enhanced safety, SMRs have the potential to attain licensing without the need for emergency response, which eliminates personnel training and infrastructure requirements. Also, safety systems may be eliminated (replaced by inherent plant characteristics) or simplified. Integral shielding reducing routine exposure and extended intervals between maintenance outages are other O&M saving factors that are not taken into account.

The economic model implemented and adopted in the INCAS code [4] is based on a Politecnico di Milano's consolidated research activity on the economic features of small-medium sized, modular reactors [5-8].

Previous works and analyses were intended to investigate the scope of the Economy of Multiples, which is emphasized by SMRs, and the benefits from modularization as a counterbalance to the loss of economy of scale.

INCAS applies a top-down approach to estimate the construction cost of SMR starting from cost reference information of a standard large LWR. The estimation relies on the modeling of appropriate scaling parameters, which apply to the reference LR unit cost to determine each successive SMR unit construction cost [4].

These factors account for:



- **Modularization cost savings** (Fig.2), dealing with plant engineering suitable for factory fabrication and the shift from stick built to shop built concept. Plant layout is suitable for parallel and independent modules fabrication. Modularization is possible for large monolithic reactor plants (ABWR, ESBWR, AP1000), but the lower size of SMR components and systems allow more emphasis on modularization [9].
- **Co-siting economies** (Fig.3) due to fixed site-related costs sharing among multiple units built on the same site [4].
- **Learning effects** (Fig.4) on construction costs of multiple, successive NPP units [4]. INCAS model identifies and quantifies a learning accumulation process on the same site and a learning transfer from a site to another. Each cost component has a different learning elasticity: learning on factory equipment, labor and materials account respectively for 6%, 8.5% and 10% cost saving at each doubling of the power installed on the same site. Learning on material handling is considered as not exportable from a site to another. Total learning factor is calculated through the following formula:

$$K = K_{eq} \times (N_{world} + N_{site})^{-\alpha} + K_{lab} \times (N_{world} + 1)^{-\beta_2} \times (N_{site})^{-\beta_1} + K_{mat} (N_{site})^{-\gamma} \quad (4)$$

where:

α = learning in factory equipment;

β_1 = labor learning on site;

β_2 = labor learning in the world;

γ = learning on material handling and use;

K_{eq} , K_{lab} and K_{mat} are the percentage cost of equipment, labour and material on total cost of FOAK unit, respectively;

N_{world} and N_{site} are the number of NPP of the same type, already built worldwide and on the same site.

In addition to the above mentioned factors, design-related enhancements and simplification are considered [10-14]; better plant layout and enhanced passive safety are facilitated by lower plant's output size. Related cost-savings are included in the input analysis. For the purpose of this analysis, 90% design cost saving factor has been applied to each 300MWe plant; this value is in line with estimations and considerations in [3;7;11].

Dis-economy of scale (Fig.5) is estimated and accounted for construction costs (0.62 scale factor) leading to a +58% unit construction cost increase of first SMR against 1,000MWe standard LWR. Overnight expenditures follow an "S" cumulated curve, with 25% of SMR expenses met by the 1st year of construction and 75% by the 2nd one. Concerning LR, with 5 year construction schedule, 10% of the expenses is met by the first year, 50% after 2 year ½ and 90% by the 4th year of construction.

Dis-economy of scale also applies to operation & maintenance costs (+20% compared to LR) [6], as well as for decontamination and decommissioning annual provisions (+200% compared do LR) [8; 15]. Other considerations, aside from dis-economy of scale, concur to the estimation of O&M and D&D costs. The former are less affected by dis-economy of scale than the latter, due to a larger component of variable costs; moreover, co-siting economies, different refueling cycles and other technical benefits significantly mitigate dis-economy of scale in O&M activities of SMRs.

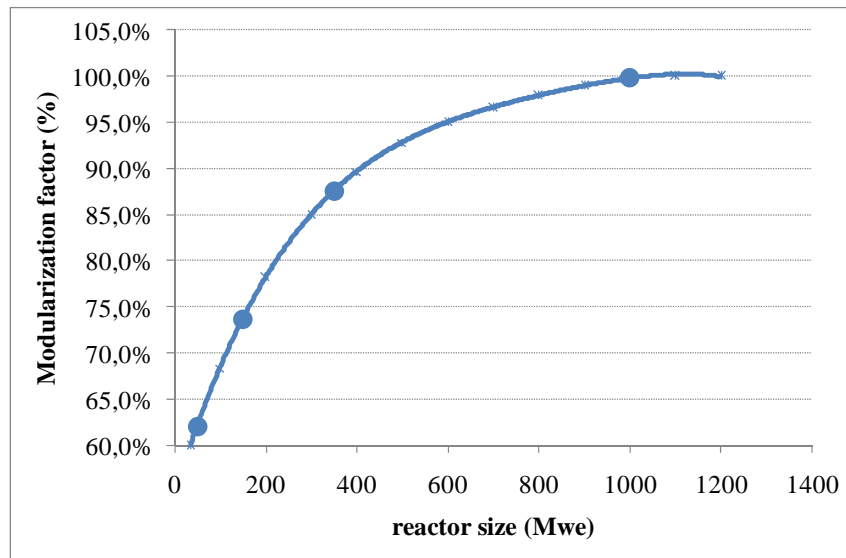


Fig. 2. Modularization factor.

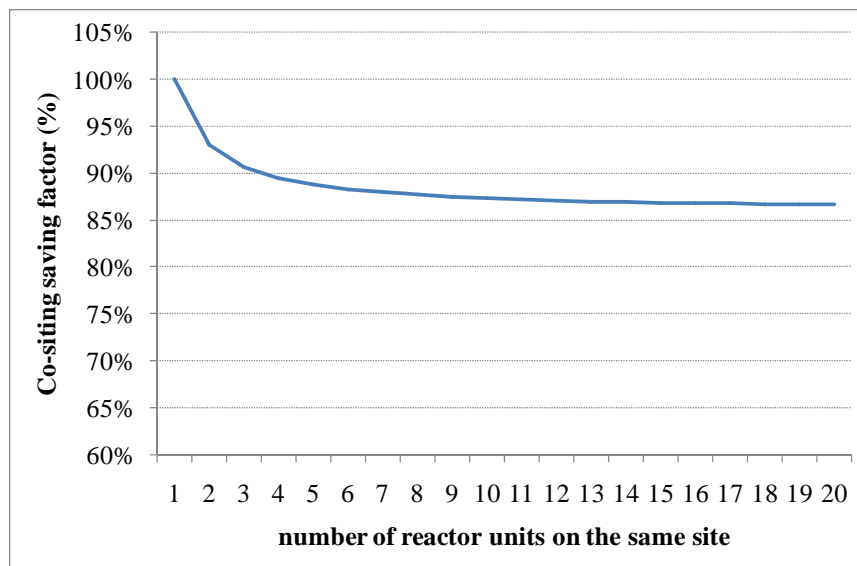


Fig. 3. Co-siting economies: site-related, fixed cost sharing by multiple units on the same site.

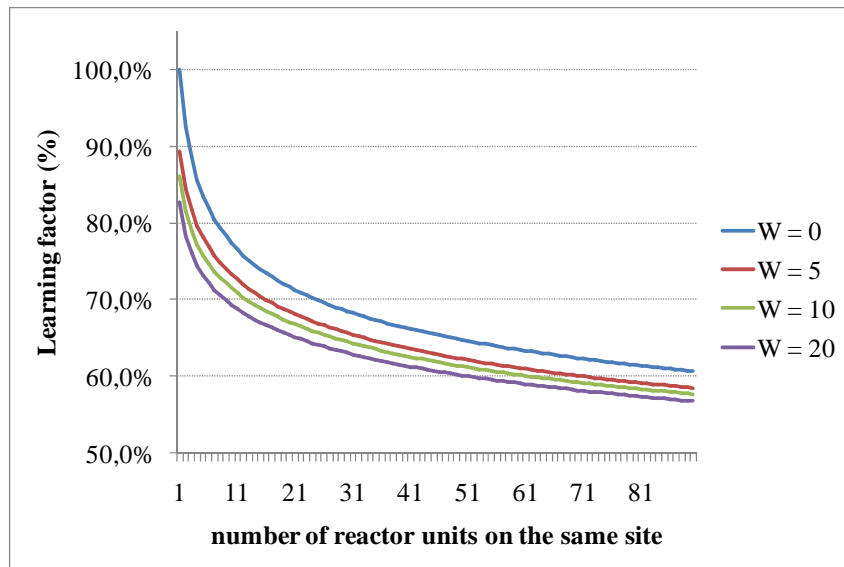


Fig. 4. Learning factor depending on number of reactors built on site and worldwide (W indicates the number of reactors of the same type already built worldwide).

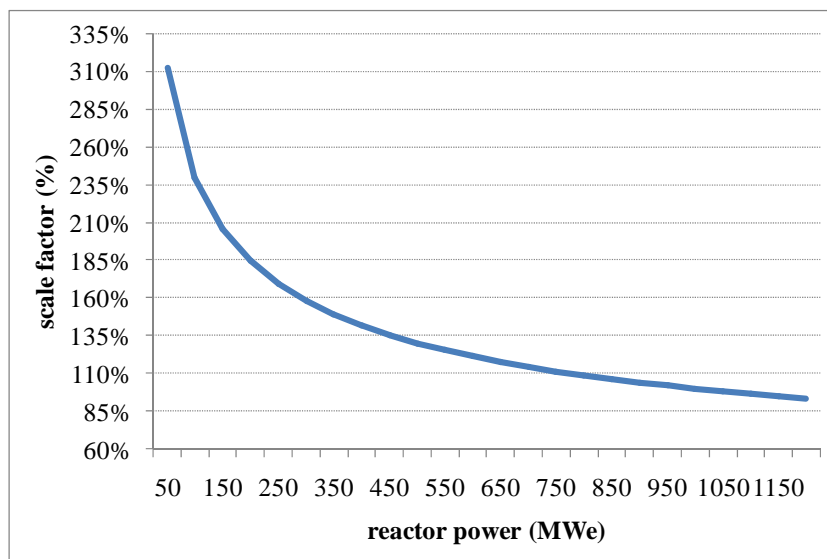


Fig. 5. Economy of scale curve.

A detailed cash flow simulation and analysis is run on the basis of a full set of scenario input data, such as electricity price, inflation, financial costs, investment financing mix, etc.

Internal Rate of Return is assumed as a suitable indicator of profitability for two alternative investment projects with a different scale and time horizon: staggered construction of SMR involves a longer period of time as compared to construction schedule of LR; capital investment costs are different.



The Investment Model, relying on a discounted cash flow model, combines the input data to produce a comprehensive set of indicators, that give an holistic investment financial appraisal, such as Internal Rate of Return (*IRR*) of the investment project, *LCOE*, capital at risk, capital structure ratios (e.g. debt-to equity, maximum debt outstanding, debt cover ratio, debt duration), investment Pay Back Time (*PBT*), cash flow profile and Net Present Value (*NPV*) of the project cash flows, interest cover ratio, profitability index.

IRR and *LCOE* are calculated iteratively as the discount rate and electricity sale price, respectively, that break even the *NPV* of the investment project:

$$NPV = 0 = \sum_t \frac{CF_t(ee_{price})}{(1 + IRR)^t} \quad (5)$$

$$NPV = 0 = \sum_t \frac{CF_t(LCOE)}{(1 + K_e)^t} \quad (6)$$

where CF_t is the cash flow of year t , which is function of the electricity price ee_{price} , while K_e is the cost of capital (equity).

Regarding the cost of capital, a key factor is the risk premium the financial markets will set for SMRs. There are five key parameters that will impact the risk premium: (i) the price volatility of the electricity market; (ii) the price volatility of the competitive fuels such as natural gas; (iii) the perceived lag time in investments heavily impacted by the licensing/design paradigm for SMRs; (iv) the carryover risks that large reactors have experienced in the marketplace - could be country-specific; and (v) the overall market risk for all capital projects. SMRs and LR would account for different risk premium set by financial markets, due to different risk profile. Project profitability may be evaluated on the basis of the Net Present Value of an investment, requiring to set the proper cost of capital and risk premium, or on the basis of the Internal Rate of Return, which is a dimensionless parameter not affected by the scale of the investment and not requiring the setting of a proper cost of capital as a discount rate. It can be argued that the investment flexibility allowed by SMRs may be valued by investors and translated in lower risk premium. Risk premium would then be differential among LRs and SMRs (see component "v" above), but to avoid the introduction of additional assumptions on the financial market behavior in the risk pricing, the *IRR* approach has been adopted: the *IRR* of the LR and SMRs projects has been calculated as representing the intrinsic profitability. *IRR* is defined as the discount rate that balances the Net Present Value calculation and therefore represent the capital remuneration of the specific project.

INCAS is particularly devoted to the assessment of the nuclear investment project risk and profitability, as a feasibility requirement for the nuclear investment. It is therefore conceived as a dynamic simulation tool to test the boundary conditions allowing to meet a target project profitability; *LCOE* is then calculated with respect to the scenario input settings.

Moreover, the Investment Model's dynamic cash flow analysis is able to capture the "self-financing" feature, a financial phenomenon typical of modular investments. It represents the capability of the project to finance itself, by re-investing the cash inflows from the early deployed NPPs' operations into the later NPP units' construction.

If any positive free cash flow exists for a NPP, after covering debt obligations, it is diverted to cash-deficit NPPs under construction, at an extent defined by the user (from 0% to 100%), the rest being earned as "shareholders' dividends".



That gives the shareholders the option to reduce the up-front equity investment effort, re-investing self-generated equity resources in the project, at an appropriate *IRR*.

Self-financing may represent a relevant financing source for staggered, modular investments in multiple NPPs, that makes a project financially affordable by investors with limited up-front investment capabilities. Fig. 6 summarizes the structure of the financial cash flows for the investors.

Despite its multi-site level analysis capability, INCAS will be employed in this work on simple, single-site business cases, to test the economic performance of LRs and SMRs under given scenario conditions.

The set of deterministic and stochastic parameters, adopted to define and simulate a deployment scenario, is reported in Table I. In this work, only the deterministic features of INCAS code have been exploited.

Default values for each LR and SMR reactor type, to be simulated in the deployment and investment scenario, have been estimated and assumed, at the best knowledge and by means of engineering evaluation of the Authors, according to open literature data, with the sole purpose of studying and highlighting possible trends and features of the economic and financial parameters.

TABLE I

Summary of deterministic inputs, plus stochastic capabilities.

<i>Deterministic</i>	<i>Deterministic or Stochastic</i>
- Reactor power output	- Capacity factor
- Reactor operating life	- O&M unit cost
- Reactor design saving factor	- Fuel cycle unit cost
- Cost of equity	- D&D unit cost
- Cost of debt	- Delay on construction duration
- Financing mix ratio	- Annual extra cost in case of delay
- Re-investment share	- Annual inflation rate
- Debt amortization period	- Risk-free rate
- Corporate tax rate	- Overnight construction cost
- Average depreciation period for fixed assets	- Annual escalation rate for construction costs
- Reactor expected construction duration	
- Number of reactors	
- Number of sites	
- Reference power output for a standard LR	
- Number of reactors of the same type already built in the world	
- Years since the deployment of the last reactor of the same type	



Generally, NPV is used as a standard reference in order to evaluate the economical competitiveness of one or more investments. Between two alternative projects, the one with the highest NPV should be chosen.

This comparison is possible only on two conditions:

- the project develops on the same time horizon while here we deal with different investment period horizons (i.e. construction schedule of LR vs SMRs) and therefore different commercial deployment periods;
- the capital investment is the same for all projects, while here we deal with different construction costs and therefore with different Total Capital Investment Costs.

Both these conditions are not met in the analysis. Therefore, another indicator has been chosen to evaluate the economical performances of alternative projects: the IRR.

IRR is not dependent on the scale of the capital investment and is a synthetic indicator of the project profitability with its specific time distribution of cash out/in flows.

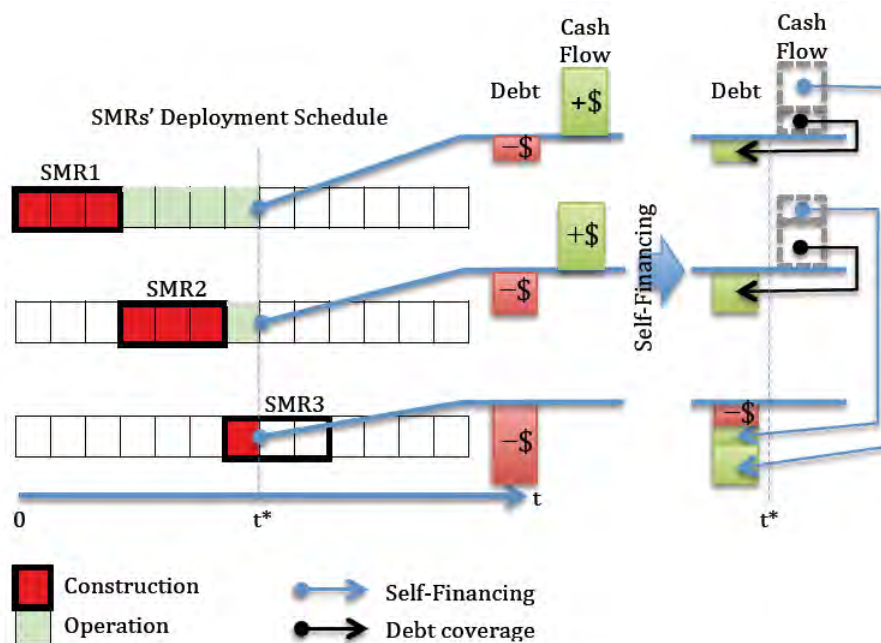


Fig. 6. Self-Financing process.

ECONOMIC PERFORMANCE: CASE STUDIES AND RESULTS

Four SMRs built on the same site are compared to one stand alone monolithic LR with the same total power output at site-level. These test cases refer, as an example, to a 1320 MWe LR unit compared with four 330 MWe SMRs. For this study a generic advanced, integral PWR has been considered as a reference for SMR category. This type of reactor plant technology is a reference for a number of projects all over the world (i.e. IRIS, mPower, NuScale, SMART, VBER-300, etc.). A “medium” sized, “IRIS-like” reactor has been considered, which represents a trade-off between the loss of economy of scale as compared to LRs and the benefits of SMR reduced scale. Even if reasoning stems from IRIS economic evaluation, results of the present work hold general validity for the same reactor plant category, since they do not integrate specific and detailed design enhancements of the IRIS design as a bottom-up cost estimation would rather



do. A design saving factor of 90% (i.e. 10% savings on LR’s overnight construction costs) seems acceptable and generally applicable to this “medium” sized plant category [3;11].

The construction schedule simulated for the SMRs deployment is staggered, to benefit from learning accumulation in the construction activity of successive units, thus progressively decreasing construction costs. Moreover, SMRs’ construction scalability allows to generate self-financing that allows to contain the up-front investment. Investment profitability is analyzed through the comparison of different construction schedules (as shown in Fig.7 and Fig.8).

The first deployment scenario refers to the case assumed as “reference”, according to the main input data reported in Table II and Table III. Other deployment scenarios refers to increasing “delay” cases, from 1 to 4 year delay is assumed both in the LR schedule as well as in the SMRs schedule. Different causes of delay are considered, encompassing licensing issues that may affect the first unit of a fleet, but also other events such as supply chain “bottlenecks”, mistakes and even “external” events that might force the construction process into a stand-by phase (i.e. the intervention of the nuclear regulatory agency following a sever accident as the Fukushima-one). The same total number of year-delay has been considered for both LR and SMR projects, even if it seems to be a very conservative scenario as far as supply chain bottleneck and drawbacks are considered. Results show that LR performance is higher than SMRs’ in term of business profitability (higher IRR and NPV) and cost-effectiveness (lower LCOE), as reported in Figs. 9, 10 and 11. Nevertheless with an increasing delay in the construction schedule, LR economic profitability worsens more and more as compared to SMRs until the latter overtakes it for overall delay of little more than 3 years.

Table II

Main input data (LR and SMRs) for economic performance case studies.

	LR	SMRs
Plant operating lifetime (years)	60	60
Estimated construction period (years)	5	3
Overnight construction cost (\$/kWe)	4000	4284 (average ¹)
Operation and Maintenance cost (\$/MWh)	9	10.8
Fuel cycle cost (\$/MWh)	6.7	6.7
Decontam.&Decommiss. sinking fund (\$/MWh)	3	5.9
Inflation (yearly %)	2%	2%
Wholesale ee _{price} (USA) (\$/MWh)	80	80
Plant availability (-)	93%	95%

¹ Overnight construction cost of SMR is actually not an input, but an intermediate result of the application of the “ δ ” overall capital cost factor on LR reference cost, as explained in the “INCAS MODEL DESCRIPTION”.

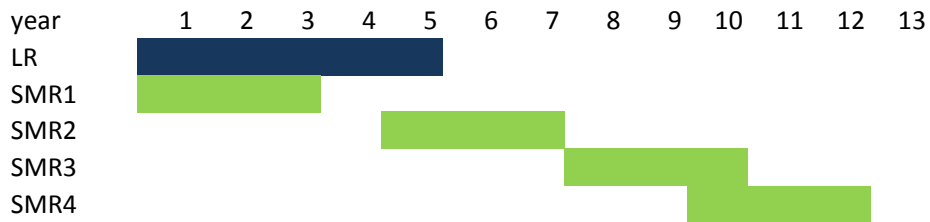


Fig. 7. Reference deployment schedule for LR and SMRs.

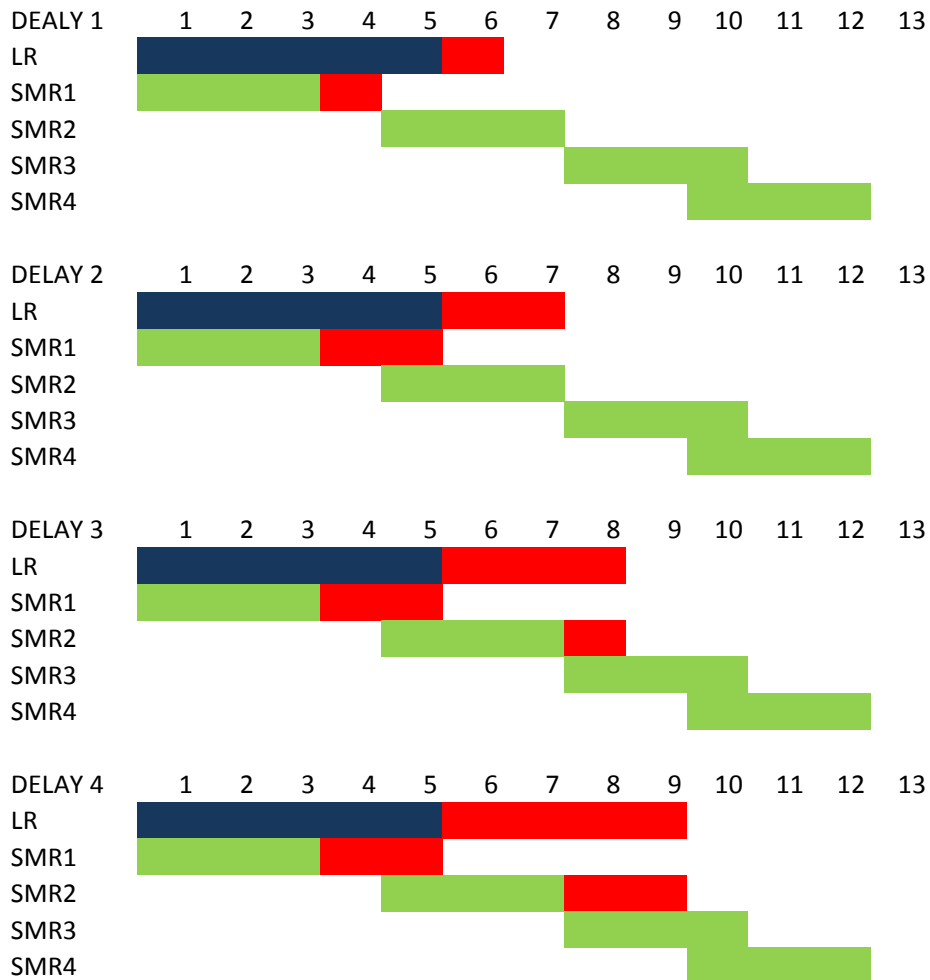


Fig. 8. Deployment schedule with different delay cases (in red).



Table III

Financial input data for economic performance case studies.

Debt interest rate (K_d)	7%
State guarantees	no
Financing mix	50% equity
	50% debt
Market risk	Sale at spot price
Cost of equity capital (K_e)	10%
EPC type of contract	On cost basis
Tax rate	30%
Financing scheme	Corporate
	Financing

It has to be highlighted that the slope of IRR, NP and LCOE curves is lower for SMR, indicating a lower sensitivity to variations in construction schedule: this may represent an edge against unexpected delays in construction schedule, that are the upmost feared event by investors, able to undermine the investment return. Moreover the capital at risk is lower for the utility in the SMR investment case, since SMRs can exploit the self-financing feature: the revenues obtained by selling electricity by the first and second SMR modules, relieve the financial effort for the construction of the third and fourth modules. Fig. 12 shows that about 18% of total SMRs’ construction cost is covered by self-financing. This may lead to a decrease in the perceived risk of investment by the banks, resulting in a lower interest rate (conservatively assumed equal in the INCAS simulation for LR and SMRs scenarios). A self-financing feature still exist, albeit limited, in the SMRs delay scenario (Fig.13).

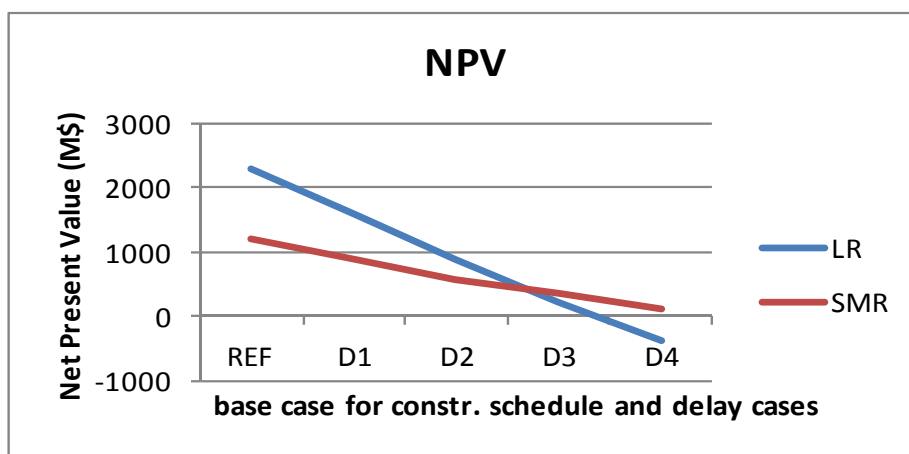


Fig. 9. NPV sensitivity with increasing delay in construction schedule.

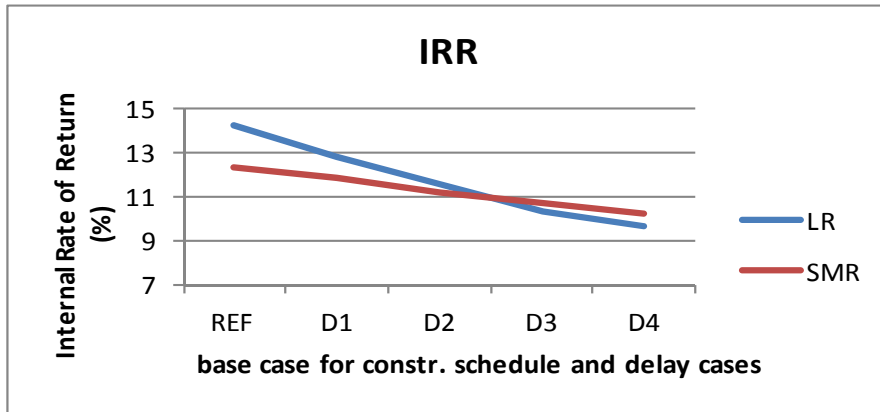


Fig. 10. IRR sensitivity with increasing delay in construction schedule.

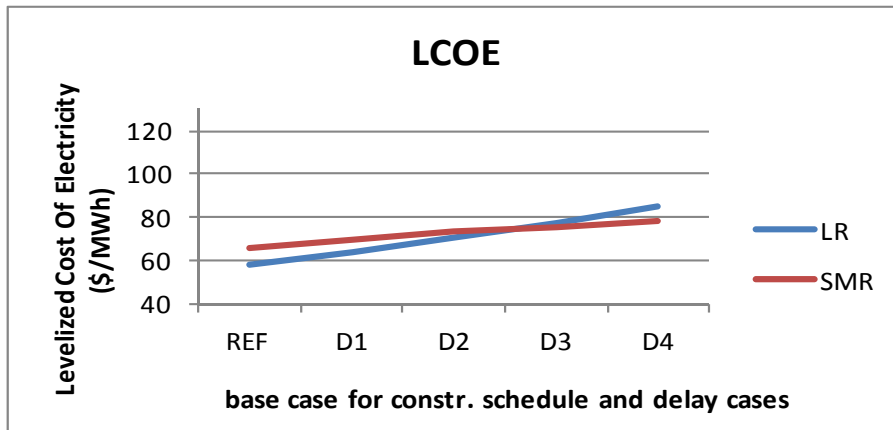


Fig. 11. LCOE sensitivity with increasing delay in construction schedule.

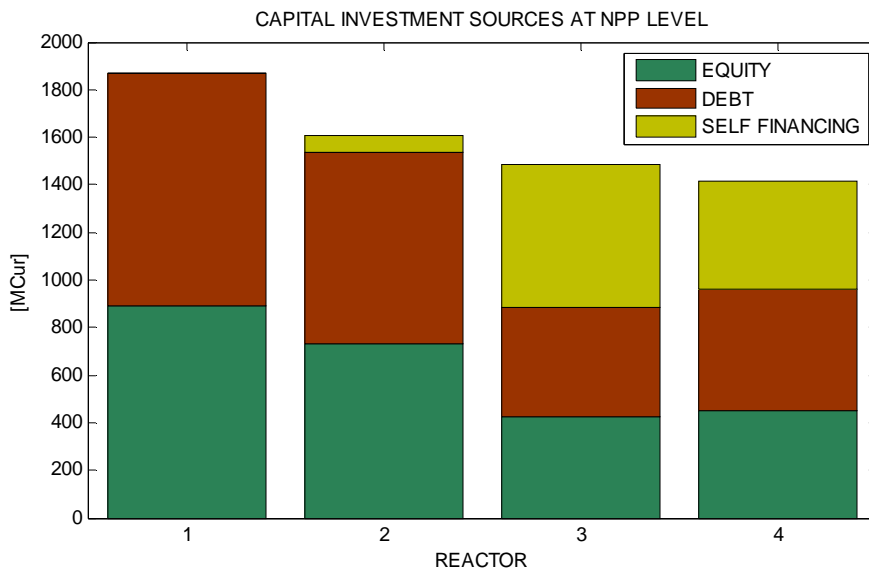


Fig. 12. Sources of financing in SMR construction (reference case).

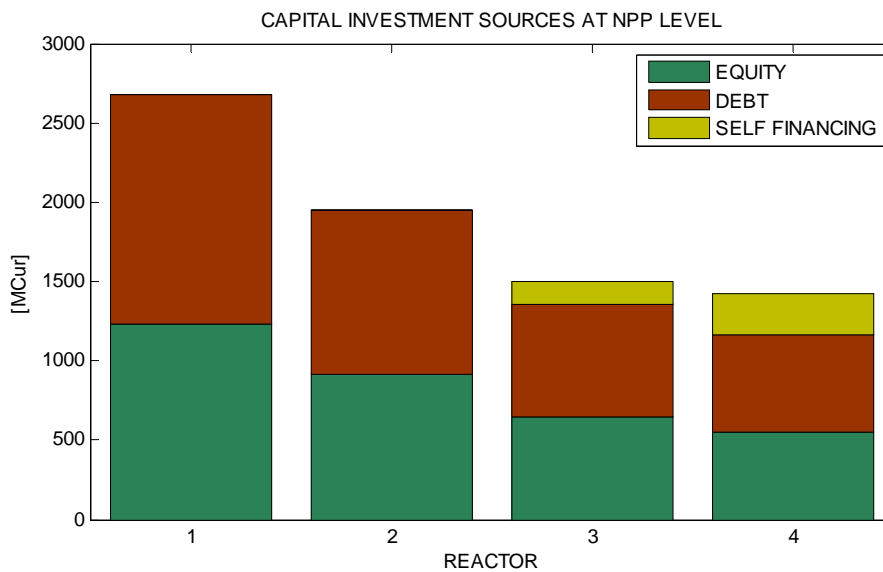


Fig. 13. Sources of financing in SMR construction (3 year delay case).

EXTENDED CAPABILITIES: NUCLEAR AND RENEWABLES

The exploitation of nuclear reactors and SMRs for extended capabilities, as in co-production schemes, is already under investigation [17-19]. The coupling of an SMR with both ethanol (from corn and from corn stover) and desalinated water plants has been evaluated. The same SMR size (335 MWe) and type (integral PWR) used in the economic performance analysis has been considered. The main nominal data for the SMR's Balance of Plant (BOP), to be modified and adapted to biomass plant requirements, are reported in Table IV.

Since the SMR technologies should offer enhanced safety features, with the elimination of the potential for several accident scenarios and the inherent mitigation of others, a reduction in the Emergency Planning Zone (EPZ) requirements [20] should be enabled. A potential reduction of the EPZ dimensions would lead to a decrease of costs of water shipping and steam transfer from the plant to the district and therefore this type of reactor can be considered suitable for this application.

Several steps of the biomass to ethanol conversion process require steam. Concerning the starchy biomass, the dry mill conversion process requires steam for the following processes: cooking (conversion of starch into simple sugars), distillation (that separate ethanol after fermentation, up to a 95% volume), dehydration (that separates ethanol up to a 99%, after distillation), evaporation. Also the process of recovering the main co-product, the DDGS (Dried Distillers Grains with Soluble) that can be sold as fodder or biomass, is often made with steam.

If lingo-cellulosic biomass is used, a pretreatment process must be included in order to make the cellulose and hemicellulose accessible for the downstream conversion into simple sugars, and to solubilize the lignin. The pretreatment process requires steam as well. The other processes that require steam are analogous to the ones for the starchy biomass conversion process. DDGS cannot be obtained from lingo-cellulosic biomass, whereas lignin together with cellulose and hemicelluloses not converted in the process can be sold as biomass.



Table IV

Main nominal SMR's BOP parameters.

Feedwater Inlet temperature	224 °C
Feedwater Inlet pressure	64 bar
Steam line Outlet temperature	317 °C
Steam line Outlet pressure	58 bar
Steam flow rate	500 kg/sec
Primary system flow rate	1800 kg/sec
Condensation pressure	0.05 bar
High pressure turbine outlet pressure	10.76 bar
Low pressure turbine inlet pressure	10 bar
Number of high pressure preheaters	3
Number of low pressure preheaters	4
Thermal power	1000 MW
Gross power	365.08 MW
Gross electric power	359.62 MW
Feed pump + condensate pump power	7.82 MW
Condenser water circulating pump power	9.6 MW
Net electrical power	342.19 MW
Net electrical efficiency	34.2 %
Thermal power to the condenser	640.14 MW

The objective is the coupling of SMR module with an ethanol plant that requires a significant thermal power quantity compared with the available 1000 MWth. The most important aspects to be considered to identify the optimal plant size are the effects of economy of scale for the plant capital costs and the biomass cost of transport from the farm to the plant: an important trade-off exists between specific capital cost, that will decrease with the growth of plant size, and costs of transport that increase if plant capacity raises.

US National Renewable Energy Laboratory (NREL) carried out a study aimed at finding an optimal corn stover ethanol plant size. For a quite conservative scenario of 10% availability of corn stover compared with the entire land containing crops, the optimal plant size would be 200 MGPY (Million Gallons Per Year).

Concerning corn ethanol, the trend has underlined an increase in plant size over the years. Recent large plants have easily 100 MGPY capability, whereas plants with much higher capability have already been planned and under construction.

In this work, a 200 MGPY plant size has been assumed, both for corn and corn stover ethanol production. Since the feasibility of a 200 MGPY plant has not been demonstrated yet, two ethanol plants of 100 MGPY each will be considered. This assumption leads to a decrease of the effect of economies of scale, compared with the case of a single 200 MGPY plant.

A standard 100 MGPY corn ethanol plant requires steam at 8.6 bar, saturated. About 14% of steam is consumed by the process, whereas the remaining part returns as condensate at a temperature of about 150°C. Steam consumed by the process must be replaced by make-up water that is assumed to be at 20°C.



Corn stover ethanol conversion processes require steam at two different conditions: the pretreatment process requires steam at 13.0 bar and 268°C (superheated), whereas all other processes require steam at 4.4 bar and 147°C (superheated).

Besides thermal needs, also a given amount of electricity must be supplied to an ethanol plant. This value can be assumed of 1.0 kWh_e/galeth for the corn conversion and 1.4 kWh_e/galeth for the corn stover conversion process [21, 22].

Table VI summarizes the energy and power needs estimated for a 200 MGPY ethanol plant. An availability of 8000 h/y has been assumed for the ethanol plant, that is the same capacity factor assumed for the SMR nuclear power plant. An ethanol yield of 114 gal/ton corn and of 88 gal/ton corn stover are the values of current conversion processes.

Table V.
Energy and power needs for a 200 MGPY ethanol plant.

200 MGPY plant	Thermal power [MW _{th}]	Energy consumption kWh _{th} /gal _{eth}	Electric power [MW _e]	Biomass feedstock [t/d]
corn	185.2	7.4	25.0	5400
Corn stover	278.7	11.15	36.5	7000

As far as the desalinated water production is concerned, a thermal desalination process has been selected, aiming at using in the most efficient way the thermal power available from the SMR reactor. Among the thermal processes, the Multi-Effect Desalination (MED) is considered today the most attractive alternative because, compared with other thermal processes (principally the Multi Stage Flash, MSF) it features: low electricity need, high efficiency and thus a low thermal need, low top brine temperature.

MED, like MSF, takes place in a series of vessels (effects) and uses the principle of condensation and evaporation at reduced ambient pressure in the various effects. This allows the seawater feed to undergo boiling without the need to supply additional heat after the first effect. In general, an effect consists of a vessel, a heat exchanger, and devices for transporting the various fluids between the effects. Diverse designs have been or are being used for the heat exchanger area: today the most attractive and efficient MED process is considered the HTFE (Horizontal Tube Film Evaporators), where feeding seawater is added in equal portions to the various effects, sprayed onto the surface of the evaporator surface (horizontal tubes) in a thin film to promote rapid boiling and evaporation. The surfaces in the first effect are heated by steam from steam turbines of a power plant or a boiler. The steam is then condensed and the condensate is recycled to the boiler for reuse. The surfaces of all the other effects are heated by the steam produced in each preceding effect. The steam produced in the last effect is condensed in a separate heat exchanger called the final condenser, which is cooled by the incoming seawater, thus preheating the feed water.

Almost all recent large MED plants have been coupled with a Thermal Vapor Compression (TVC) process, based on a steam ejector that allows to remove vapor from the last effect and to compress it. Steam coming from a turbine or a boiler is first used to compress part of the last effect vapor and then the two flows are sent to the first effect as heating



sources. Recycling low pressure steam from the last effect through thermo-compression allows a decrease of external steam required, thus an increase of efficiency.

Data related to several operative plants in the world suggest to assume the following energy needs for a TVC-MED desalination plant (the cubic meter refers to the produced distilled water) [23-26]:

- Thermal needs: 50 kWh/m³;
- Electricity needs: 20 kWh/m³.

As for the ethanol plant, also the desalination plant has to be sized in order to duly exploit in an efficient way part of the thermal power available from the 1000 MW_{th} SMR. Therefore, 500 MW_{th} has been assumed to be supplied by the SMR, that would lead to a capacity of 220 000 m³/d of desalinated water. Table VII lists the main features of the desalination plant.

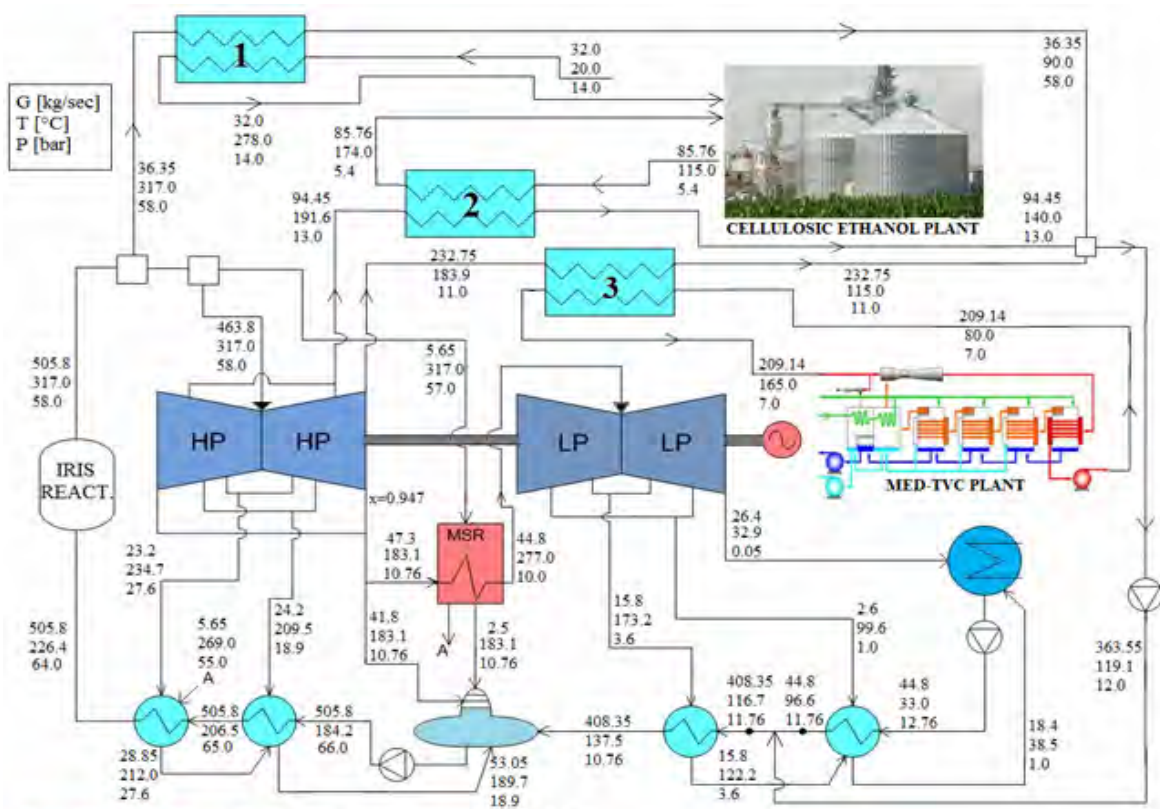
Table VI.
Power needs of a 220 000 m³/d TVC-MED plant.

	Capacity [m ³ /d]	Thermal power [MW _{th}]	Electric power [MW _e]
TVC-MED plant	220 000	500	20

The low pressure turbine inlet flow rate is very low, compared to that of the SMR standard configuration. For this reason, two flows of low pressure body have been assumed.

Leaving all seven preheaters that are included in the SMR standard steam cycle, low pressure steam bleed from turbine would feature very small mass flow rates (1 kg/s). For this reason, depending on the configuration, one or more preheaters have been removed; furthermore the bleed pressures have been modified in order to decrease as much as possible the heat transfer irreversibility inside the preheaters, and to lead to the highest electric efficiency.

The condensate outlet from the cogenerative heat exchangers is mixed and introduced in the preheater line.



Results of BOP: Net electric power = 134.4 MW
 Thermal power to condenser = 57.1 MW
 Thermal power in heat exchanger 1 = 94.2 MW
 Thermal power in heat exchanger 2 = 199.3 MW
 Thermal power in heat exchanger 3 = 510.1 MW

Fig. 14. SMR coupled with the corn stover ethanol plant and the TVC-MED plant.

As far as the economic profitability of cogeneration is concerned, the results of the analysis actually depend on the ratio between products’ prices: the higher the market price of co-generated product (i.e. ethanol or water) with respect to electricity price, the more convenient is cogeneration.

Cogeneration make the overall investment project less sensitive to market fluctuations of ethanol or water prices as compared to ethanol and water stand alone production plants: the sale of electricity is an edge against ethanol price fall. Stover ethanol plant shows higher investment cost than corn-ethanol process; moreover, corn stover processing requires higher amount of heat than corn transformation, that further decreases electric output from the SMR. For this reason, despite of lower cost of raw material, the economics of ethanol production from corn is generally less profitable than corn-ethanol cogeneration. Anyway, nuclear cogeneration significantly improves the corn stover ethanol business profitability compared to ethanol stand-alone production (Fig.15).

Concerning the desalination plant, when SMR is coupled with the desalination plant, the possibility of selling electricity to the grid sustains the overall IRR even for very low water selling price. In this case SMR cogeneration option is a winning strategy and an edge against water price decrease (Fig.16).

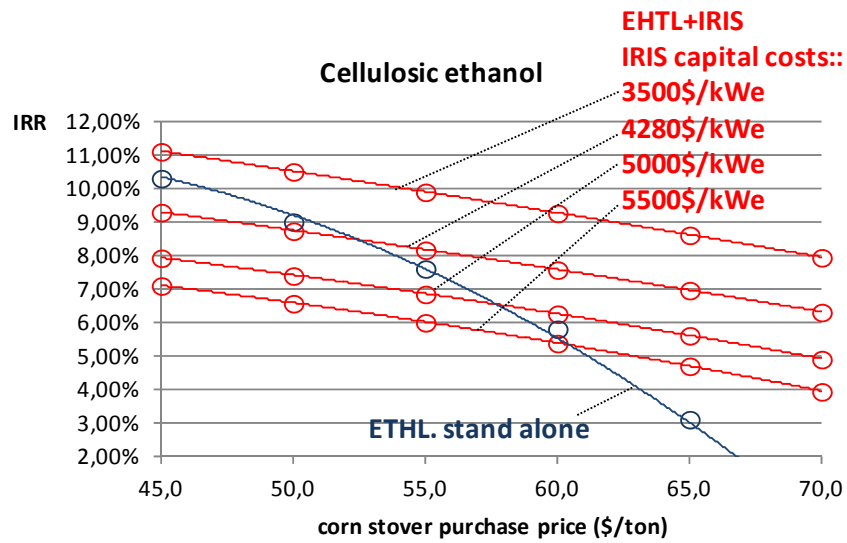


Fig. 15. IRR trend related to ethanol production with respect to corn stover cost: comparison between stand-alone ethanol production plant and SMR+ethanol production system.

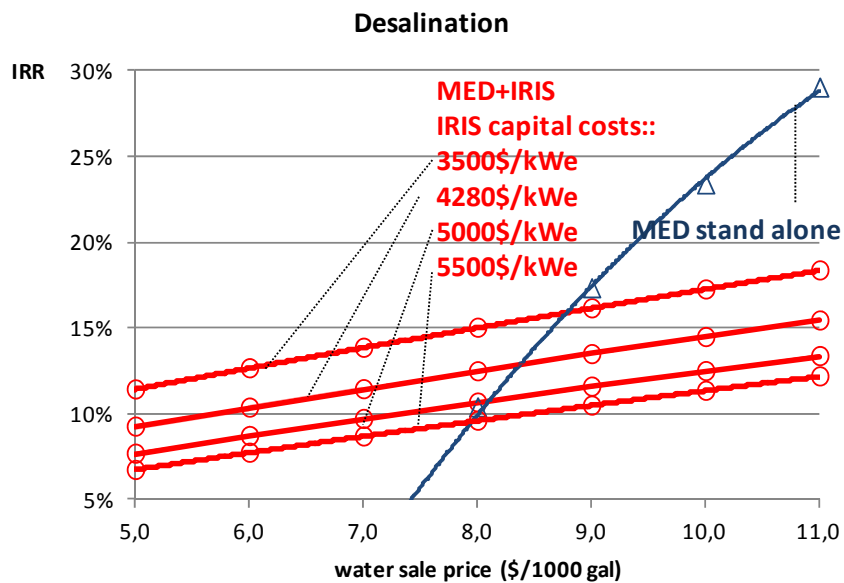


Fig. 16. IRR trend related to desalinated water production with respect to water selling price: comparison between stand-alone desalinated water production plant and SMR+desalination system.

CONCLUSIONS

The economic-financial analysis carried out by means of the INCAS code, seems to sustain the evaluation that market scenarios do exist where SMRs are competitive with LR.

The self-financing feature and the degree of tolerance to schedule delay should represent positive characteristics in general for the SMR projects.



Moreover, the suitable size and the capability to adapt the BOP to multi-product features (desalination and ethanol production), should offer to SMRs a further positive feature to be exploited in the competitiveness with LR deployment alternative.

The results presented in the paper, based on a top-down approach, should be validated against a bottom-up approach in term of SMRs' cost evaluation and estimation. This approach will be the object of the future development of the INCAS code.

REFERENCES

1. IAEA, "Progress in Design and Technology Development for Innovative Small and Medium Sized Reactors", ANNEX IV, *Nuclear Technology Review*, Vienna (2007).
2. D.T. Ingersoll, "Deliberately small reactors and second nuclear era", *Progress in Nuclear Energy*, 51, 4-5 (2009)
3. M.D. Carelli, P. Garrone, G. Locatelli, M. Mancini, C. Mycoff, P. Trucco, M.E. Ricotti, "Economic Features of Integral, Modular, Small-To-Medium Size Reactors", *Progress in Nuclear Energy*, **52**, 403, Elsevier (2010).
4. S. Boarin, M.E. Ricotti, "INCAS - INtegrated model for the Competitiveness Analysis of Small-medium sized reactors - USER'S MANUAL & TEST CASES- ver.1.1", IAEA CSA Report, IAEA, Vienna (2010).
5. S. Boarin, M.E. Ricotti, "Cost and profitability analysis of modular SMRs in different deployment scenarios", *Proceedings of the 17th International Conference on Nuclear Engineering (ICONE17)*-paper 75741, Brussels, Belgium (2009).
6. M. Carelli, C.W. Mycoff., P. Garrone., G. Locatelli, M. Mancini, M.E. Ricotti, A. Trianni, P. Trucco., "Competitiveness of small-medium, new generation reactors: a comparative study on capital and O&M costs", *Proc. 16th Int. Conf. on Nuclear Engineering (ICONE16)*, Paper 48931, Orlando, Florida (2008).
7. M.D. Carelli, B. Petrovic, C.W. Mycoff, P. Trucco, M.E. Ricotti, G. Locatelli, "Smaller Sized Reactors Can Be Economically Attractive", *Proceedings of ICAPP 2007*, Nice Acropolis, France (2007).
8. G. Locatelli, M. Mancini, "Competitiveness of small-medium, new generation reactors: a comparative study on decommissioning", *J. Eng. Gas Turbines Power*, 132, 10, 102906-1 (2010).
9. L. Reid, "Modeling Modularity Impacts on Nuclear Power Plant Costs", ORNL, Oak Ridge, TN (2003).
10. M.D. Carelli, L.E. Conway, L. Oriani, B. Petrovic, C.V. Lombardi, M.E. Ricotti, A.C.O. Barroso, J.M. Collado, L. Cinotti, N.E. Todreas, D. Grgic, M.M. Moraes, R.D. Boroughs, H. Ninokata, D.T. Ingersoll, F. Oriolo, "The design and safety features of the IRIS reactor", *Nuclear Engineering and Design*, 230, 1-3, 151-167 (2004).
11. M.R. Hayns, J. Shepherd, "SIRTM Seducing Size Can Reduce Costs", *Nuclear Energy* 30 (2), pp.85-93 (1991).
12. IAEA, "Status of Innovative Small and Medium Sized Reactor Designs 2005: Reactors with Conventional Refuelling Schemes". IAEA-TECDOC-1485, IAEA, Vienna (2006).
13. R.A. Matzie, A. Worrally, "The AP1000 reactor—the nuclear renaissance option", *Nuclear Energy*, 43, 1, 33-45 (2004).
14. T.L. Schulz, "Westinghouse AP1000 advanced passive plant", *Nuclear Engineering and Design*, 236, 14-16, 1547-1557 (2006).



15. G. Locatelli, M. Mancini, "End of life of nuclear power plants: the decommissioning cost of new small medium reactors vs. large reactors", *Proc. 9th Int. Conf. on Modern Information Technology in the Innovation Processes of the Industrial Enterprises (MITIP 09)*, Bergamo, Italy (2009).
16. C. Blancos, D. Soronow, "Mean reverting processes-Energy price processes used for derivatives pricing and risk management", in *Commodities now* (2001), pp. 68-72.
17. D. Shropshire, "Economic viability of small to medium-sized reactors deployed in future European energy markets", *Progress in Nuclear Energy* 53, 299-307, (2011).
18. C. W. Forsberg, "Sustainability by combining nuclear, fossil, and renewable energy sources", *Progress in Nuclear Energy*, (2008).
19. C.W. Forsberg, S. Rosenbloom, R. Black, "Fuel Ethanol Production Using Nuclear-Plant Steam", *Int. Conf. on Non-Electrical Applications of Nuclear Power: Seawater Desalting, Hydrogen Production, and Other Industrial Applications*, IAEA-CN-152-47, Oarai, Japan, April 16-19, (2007).
20. IAEA, "Small Reactors without On-site Refuelling: Neutronic Characteristics, Emergency Planning and Development Scenarios", Chapter 4. Reduction of Emergency Planning Zone, IAEA-TECDOC-1657, 2010.
21. A. Aden, M. Ruth, K. Ibsen, J. Jechura, K. Neeves, J. Sheehan, B. Wallace, L. Montague, A. Slayton and J. Lukas, "Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-Current Dilute Acid Prehydrolysis and Enzymatic Hydrolysis for Corn Stover", NREL Technical Report, NREL/TP-510-32438, 2002.
22. D. G. Tiffany, "Economic Comparison of Ethanol Production from Corn Stover and Grain", AURI Energy Users Conference, March 13, 2007.
23. N.M. Wade, "Distillation plant development and cost update", *Desalination* 136, 3-12, 2001.
24. O.A. Hamed, "Evolutionary Developments of Thermal Desalination Plants in the Arab Gulf Region", Beirut Conference, 2004.
25. IAEA, "Optimization of the coupling of nuclear reactors and desalination system", IAEA-TECDOC-1444, 2005.
26. B. M. Misra, "Seawater desalination using nuclear heat/electricity – Prospects and challenges", *Desalination* 205, 269-278, 2007.



CURRICULUM SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI LAVORO


Il gruppo di lavoro impegnato nell’attività è costituito da un professore ordinario di Impianti Nucleari del Politecnico di Milano (Dipartimento Energia), Marco Enrico Ricotti, da una Assegnista di Ricerca, Sara Boarin, e da un Ingegnere, Michele Mazzoccoli.

Il prof. Ricotti svolge attività di ricerca da più di 20 anni al Politecnico nel campo della Ingegneria Nucleare, con particolare riferimento alla termoidraulica, alla sicurezza, agli aspetti economici dell’energia nucleare ed ha svolto o coordinato ricerche teorico-modellistiche e sperimentali nel gruppo Reattori Nucleari del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, che attualmente guida, pubblicando i risultati su rivista e in atti di Congresso, quasi esclusivamente internazionali. Insieme all’ing. Boarin è anche autore di diversi rapporti nell’ambito dei PAR trascorsi.

L’ing. Boarin ha una esperienza pluriennale di collaborazione di ricerca con il Politecnico sulle tematiche economico-finanziarie dei reattori nucleari, nonché una esperienza lavorativa presso banche di affari internazionali. E’ coautrice di paper scientifici e report per organizzazioni internazionali (OECD, IAEA).

L’ing. Mazzoccoli ha svolto la propria tesi di laurea presso il gruppo Reattori Nucleari.

Maggiori dettagli sulle attività di ricerca nonché l’elenco delle pubblicazioni più recenti si possono trovare sul sito Web del gruppo di ricerca del Politecnico di Milano (<http://www.nuclearenergy.polimi.it>).

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione PAR2011-ENEA-L1A2-029	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 9	di 9
--	--	------------------	----------------------	------------------	----------------

ALLEGATO 4: Rapporto sull’impatto dell’energia nucleare su sostenibilità ed economicità per varie opzioni di mix energetici, scenari economici.



CIRTEN

Consorzio Interuniversitario per la Ricerca TEcnologica Nucleare

Centro Interdipartimentale “Centro Ricerche Fusione” – Università di Padova
Corso Stati Uniti, 4; 35127, Padova

Rapporto sull’impatto dell’energia nucleare su sostenibilità ed economicità per varie opzioni di mix energetici, scenari economici

Chiara Bustreo, Guido Meneghini, Irene Vignotto, Giuseppe Zollino

CERSE-CRF-UNIPD RL-1401/2012

Padova, Settembre 2012

Lavoro svolto in esecuzione dell’Attività LP1.A1a
AdP MSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico - Piano Annuale di Realizzazione 2011
Progetto 1.3.1 “Nuovo Nucleare da Fissione: collaborazioni internazionali e sviluppo competenze in
materia nucleare”

1. Scenari Elettrici nazionali

Vengono qui presentati diversi scenari per la generazione di energia elettrica in Italia al 2050, compatibili con gli obiettivi di de-carbonizzazione della Comunicazione della Commissione Europea “Energy Roadmap 2050” del 15/12/2011 (COM 2011 885) ed i relativi costi.

Per tutti gli scenari viene calcolato il costo medio di generazione dell’energia elettrica, comprensivo del costo di accumulo. Il costo di trasporto e distribuzione, eventualmente a mezzo di “reti elettriche intelligenti” è invece escluso e costituirà una voce della componente degli oneri di sistema di una futura bolletta elettrica. Per il calcolo viene utilizzato il codice “COMESE” (COSto MEDio Scenari Elettrici), sviluppato presso il Centro Interdipartimentale “Centro Ricerche Fusione” (CRF) dell’Università di Padova.

L’ipotesi di partenza è l’andamento della domanda elettrica in Italia, a partire dalla situazione al 2011 (richiesta totale pari a 334,6 TWh, di cui 45,7 TWh di importazione netta) e dei relativi profili orari di richiesta di potenza [1]. Vengono presi in considerazione due macro-scenari di crescita per la domanda elettrica nazionale, dedotti dai modelli IEA [2], [3]; in entrambi i casi si suppone che al 2030 e 2050 la domanda elettrica sia interamente soddisfatta da generazione domestica:

- nel primo (*Business as Usual - BaU*), si assume un tasso di crescita medio annuo dell’1% (conservativo rispetto al 2% utilizzato in altri studi), in modo che la richiesta elettrica al 2050 risulta pari a ~500 TWh; rappresenta l’evoluzione del sistema energetico attuale, in assenza di politiche energetiche che mirino fortemente alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica e/o al miglioramento dell’efficienza energetica, senza significative variazioni nelle tecnologie che compongono il mix;
- Nel secondo (*Blue*), si assume che vengano seguite politiche di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni di anidride carbonica per raggiungere gli obiettivi fissati in [4] per il settore elettrico; per tale scenario si assume un tasso di crescita medio annuo dello 0,6%, che porta ad una richiesta elettrica al 2050 pari a 425 TWh.

Per entrambi gli scenari si ipotizza che la domanda elettrica sia la stessa nei mesi di giugno, luglio ed agosto, pari alla media della domanda al 2011, aumentata proporzionalmente all’aumento della domanda annuale.

Per i due scenari sono state poste ipotesi diverse circa i prezzi dei combustibili e dei diritti di emissione, dedotte dalle assunzioni poste in [2] e [3], come riportato in Tabella 1

Tabella 1: Prezzi dei combustibili e della CO₂, al 2011 e al 2050

Combustibile	Prezzi 2011	Scenario BaU	Scenario Blue
Carbone [€/t]	74,6	45 – 140	25 – 80
Gas [€/m ³]	0,214	0,2 – 0,6	0,1 – 0,35
Biomasse [€/t]	30	20 – 60	50 – 150
Uranio [€/kg U ₃ O ₈]	82,3	75 – 230	45 – 135
CO ₂ [€/t]	11,9	20 – 170	20 – 170

Non si sono fatte ipotesi sul prezzo del petrolio al 2050, perché si considera nullo il contributo di questa fonte alla generazione elettrica a partire dal 2035.

2. Contributo delle diverse tecnologie di generazione elettrica nei vari scenari

Come mostra la Tabella 3, per il macro-scenario BaU, si ipotizza che al 2050 la domanda interna sia soddisfatta prevalentemente da impianti a gas (60%) con una quota pari a circa il 15% da centrali a polverino di carbone ed un contributo complessivo FER pari a circa il 25%.

In questo caso le emissioni di CO₂ aumenterebbero del 12% rispetto al livello 1990, mentre per il settore elettrico la comunicazione [4] fissa l'obiettivo di riduzione tra il 95 ed il 100%.

All'interno del macro-scenario "Blue", si sono presi in considerazione mix elettrici diversi (come sintetizzato in Tabella); in tutti i casi "Blue" viene rispettato l'obiettivo di decarbonizzazione pressochè totale, al 2050:

1. *Blue CCS*: si ipotizza una forte incidenza della CCS (cattura e stoccaggio della CO₂) nel mix elettrico al 2050, con impianti a carbone per la generazione di base (*base-load*) e a gas per il medio carico (*mid-load*); va osservato che tale scenario comporta la saturazione del potenziale nazionale di stoccaggio della CO₂ attualmente stimato [5];
2. *Blue NUC+CCS*: si assume una potenza nucleare, con soli reattori di terza generazione avanzata di tipo EPR, pari a 26 GW per il servizio di base; per il medio carico invece vengono utilizzati impianti a gas con CCS;
3. *Blue CCS+FER*: a differenza dello scenario 1, si ipotizza un'incidenza più contenuta della CCS, in parte sostituita da fonti rinnovabili (principalmente fotovoltaico e biomasse);
4. *Blue NUC+FER*: come nello scenario 2 per il nucleare; per il medio carico invece si utilizzano principalmente impianti a biomasse nella stagione invernale e fotovoltaici con accumulo d'estate;
5. *Blue 100% FER*: in questo scenario viene sfruttato l'intero potenziale nazionale per il CSP (solare termodinamico a concentrazione) [6], per l'eolico (offshore su fondazioni e su piattaforma galleggiante) e per l'idroelettrico [7]. La potenza fotovoltaica installata risulta pari a circa 125 GW, inferiore al potenziale nazionale stimato [8], ma che richiede una significativa capacità di accumulo nei mesi estivi; inoltre per far fronte soprattutto alla domanda invernale occorre installare impianti a biomassa per circa 50 GW, che generino circa 85 TWh, una quantità superiore al potenziale nazionale stimato [9], per produrre la quale è richiesta l'importazione di biomassa;
6. *Blue 100% FER no CSP*: come nello scenario 5, sostituendo la quota generata da CSP con ulteriore potenza fotovoltaica (sino al limite del potenziale nazionale stimato) e quindi di accumulo d'estate. Inoltre l'importazione di biomassa è superiore a quella dello scenario 5.

Per gli scenari in cui compare la tecnologia nucleare (*Blue NUC+CCS*, *Blue NUC+FER*) sono state studiate poi le varianti dove metà della potenza installata è con reattori di tipo SMR (Small Modular Reactor). I dati tecnici ed economici relativi agli SMR sono stati ottenuti dal Politecnico di Milano, con il codice INCAS [10].

I costi d'investimento e di manutenzione, i rendimenti degli impianti che usano un ciclo termico, i fattori di carico per quelli utilizzati per il servizio di base e per quelli a fonte rinnovabile (non programmabili), la vita utile sono tutti dati di input di COMESE. In Tabella 2 ne sono riportati i valori, in linea con le stime indicate in [3] e [11]. Sono pure dati di input le potenze installate ed i contributi percentuali al mix elettrico delle diverse tecnologie di generazione, riportate in Tabella 3.

Sono invece risultati la potenza e la capacità di accumulo necessarie al sistema elettrico, le emissioni specifiche di CO₂, ed il costo medio del kWh. Il costo del kWh è calcolato secondo la formula standard del LCE (costo medio attualizzato), utilizzando in tutti i casi WACC pari al 6%; esso include la quota dovuta all'ammortamento degli impianti di accumulo. Inoltre COMESE consente il calcolo probabilistico del costo del kWh (attraverso un'analisi di

Montecarlo), nell'ipotesi che le diverse componenti (impianto, manutenzione, combustibile, crediti di emissione di CO₂, ecc.) varino entro un certo range (come mostrato per esempio in Tabella 1 e 2) e con una distribuzione a scelta. I valori di costo riportati in Tabella 3 corrispondano alla moda della distribuzione risultante.

Infine per i due scenari con nucleare i costi sono riferiti alle due varianti con potenza 100% EPR e 50% EPR/50% SMR.

Tabella 2: Costi d'investimento e di manutenzione, rendimenti, fattori di carico e vita utile per le varie tecnologie elettriche considerate negli scenari

Tecnologia	Costo overnight [€/kW _e]		O&M [€/kW _e /a]		Rendimento		Fattore di carico [%]	Vita utile [anni]
	2011	2050	2011	2050	2011	2050	2050	
Gas CCGT	750	600-700	20	15-25	52%	63%	Variabile	30
Gas CCGT + CCS	1800	850-1700	50	30-50	-	56%	"	30
Gas OCGT	450	350-450	10	10-15	18%	40%	"	30
Carbone USC	1600	1100-1500	35	30-45	34%	52%	85	40
Carbone USC + CCS	2650	1700-2500	60	40-60	-	44%	85	40
Biomasse	2550	1000-2000	160	100-160	25%	35%	Variabile	30
Geotermico	5000	2500-4000	105	80-130	-	-	80	30
Eolico onshore	1750	1200-1700	40	30-50	-	-	22	25
Eolico offshore	3100	2200-3000	100	50-90	-	-	34	25
Eolico offshore gall.	6200	3200-5000	200	80-130	-	-	34	25
Fotovoltaico resid.	3000	1500-2000	20	15-25	14%	25%	14	25
Fotovoltaico industr.	1900	800-1200	20	15-25	14%	25%	14	25
CSP con acc. term.	6300	1900-3200	160	50-80	14%	18%	43	30
Idroelettrico	3000	2500-3000	60	45-75	-	-	Variabile	50
Idro accumulo	1000	1000-3600	5	5	80%	80%	"	50
Batterie VRB (6h acc.)	3000	1000-2200	100	40-60	65%	80%	"	15
Nucleare EPR	3550	2500-3700	80	40-120	36%	37%	90%	60
Nucleare SMR	5900	3000-4900	95	50-140	36%	37%	90%	60

Per la definizione delle quote attribuite alle diverse tecnologie si è tenuto conto delle considerazioni seguenti:

- il contributo dell'olio combustibile è nullo a partire dal 2035;
- i primi impianti nucleari sono previsti entrare in funzione a partire dal 2025;
- la CCS compare a partire dal 2020 su impianti a carbone ed a partire dal 2030 su quelli a gas, con incidenza differente a seconda dello scenario "Blue" considerato, preferendo il secondo sul primo all'aumentare della quota di nucleare e rinnovabili; per tutti gli impianti a CCS si è fatta l'ipotesi di cattura del 100% dell'anidride carbonica prodotta dall'impianto;
- per il solare termodinamico è stato ipotizzato un funzionamento tale da ridurre la necessità di accumulo per surplus di produzione estiva negli scenari con importante contributo da fonti rinnovabili. Per far ciò si è scelto di accumulare l'energia proveniente dagli specchi in forma termica nelle ore centrali della giornata, convertendola in elettrica dopo il tramonto e fino all'alba (Figura 1).

Negli scenari con importante quota FER (soprattutto fotovoltaico) il codice COMESE calcola la potenza di accumulo necessaria a trasferire dopo il tramonto (time shift) il surplus di produzione delle ore centrali delle giornate estive. Questo risulta evidente in Figura 1, relativa al carico orario tipo in agosto 2050, per lo scenario Blue 100% FER.

Tabella 3: Scenari italiani di generazione elettrica al 2050

Tecnologia	BaU		Blue CCS		Blue NUC+CCS		Blue CCS+FER		Blue NUC+FER		Blue 100% FER		Blue 100% FER (no CSP)	
	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]
Gas CCGT	59,0%	56,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Gas+CCS	0,0%	0,0	24,2%	30,9	16,6%	23,0	18,7%	23,8	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Coal	14,7%	9,8	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Coal CCS	0,0%	0,0	45,0%	25,7	0,0%	0,0	22,8%	13,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Nuclear	0,0%	0,0	0,0%	0,0	52,6%	28,3	0,0%	0,0	41,5%	22,4	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Biomass	3,2%	4,9	3,7%	4,9	3,7%	4,9	7,9%	29,3	9,3%	30,1	20,5%	49,8	23,4%	51,5
Geothermal	1,5%	1,1	1,8%	1,1	1,8%	1,1	2,0%	1,2	2,0%	1,2	2,3%	1,4	2,3%	1,4
Wind onshore	3,4%	10,4	3,9%	9,3	3,9%	9,3	4,8%	11,5	4,8%	11,4	6,9%	16,6	6,9%	16,6
Wind offshore	0,4%	0,8	0,4%	0,7	0,4%	0,7	0,9%	1,3	0,9%	1,4	1,4%	2,1	1,4%	2,1
Floating Wind	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	5,6%	8,6	5,6%	8,6
Photovoltaic	6,9%	32,0	8,1%	32,0	8,1%	32,0	17,6%	74,2	14,0%	63,8	22,8%	124,2	26,7%	196,1
CSP con acc. term.	1,0%	1,3	1,2%	1,3	1,2%	1,3	9,9%	11,2	12,0%	13,6	20,7%	23,5	0,0%	0,0
Hydro	8,4%	16,1	9,9%	19,3	9,9%	19,3	10,4%	20,3	10,4%	20,3	10,8%	21,2	10,8%	21,2
Gas OCGT (<i>back-up</i>)	0,8%	9,6	0,9%	9,6	0,9%	9,6	2,1%	22,3	1,8%	19,1	0,0%	37,2	0,0%	58,8
Storage	0,8%	7,7	0,9%	7,7	0,9%	7,7	2,9%	12,4	3,3%	14,5	8,8%	39,8	22,8%	87,2
Emissione specifica di CO ₂ [g/kWh]	271		4		4		9		10		10		0	
Costo medio di generazione [c€/kWh]	11,2		12		8,0/8,3		12,3		10,6/10,7		16		22	

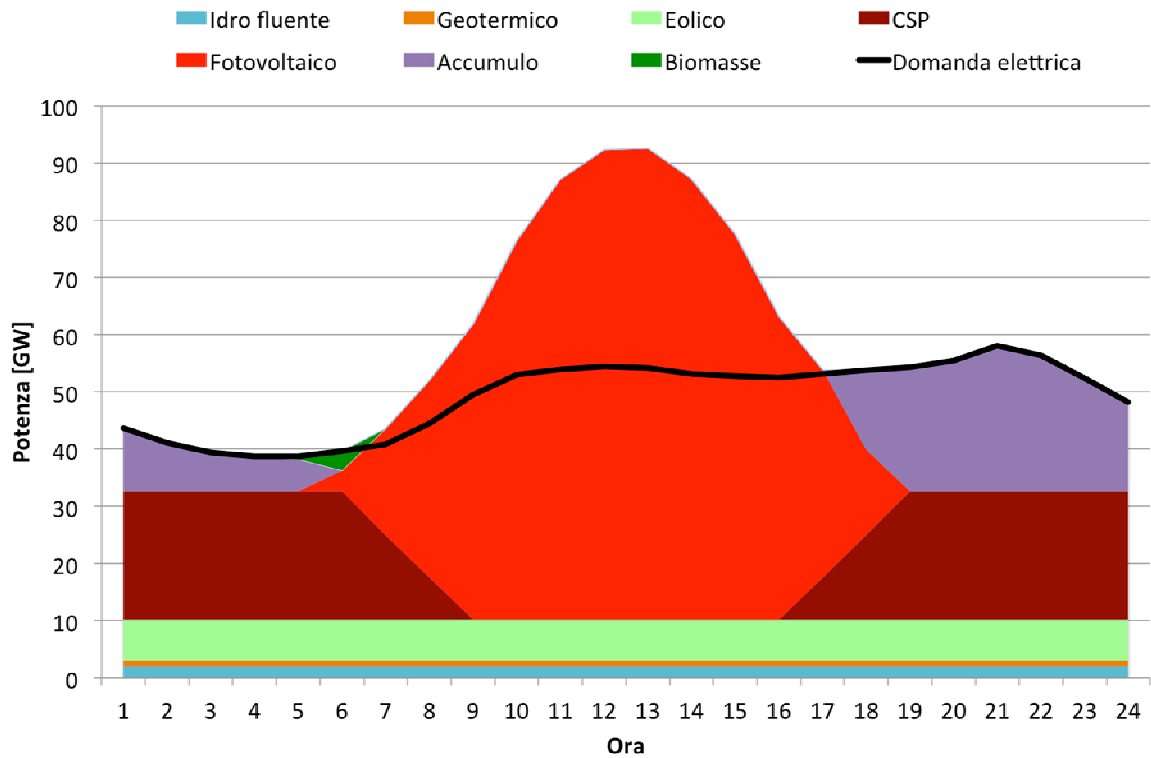


Figura 1: Carico e generazione oraria estiva nello scenario Blue 100% FER

D'inverno, invece, quando la produzione da fonte solare (fotovoltaica e termodinamica) è molto minore (Figura 2), la domanda deve essere soddisfatta soprattutto da impianti a biomasse, con notevole potenza installata ma basso fattore di carico.

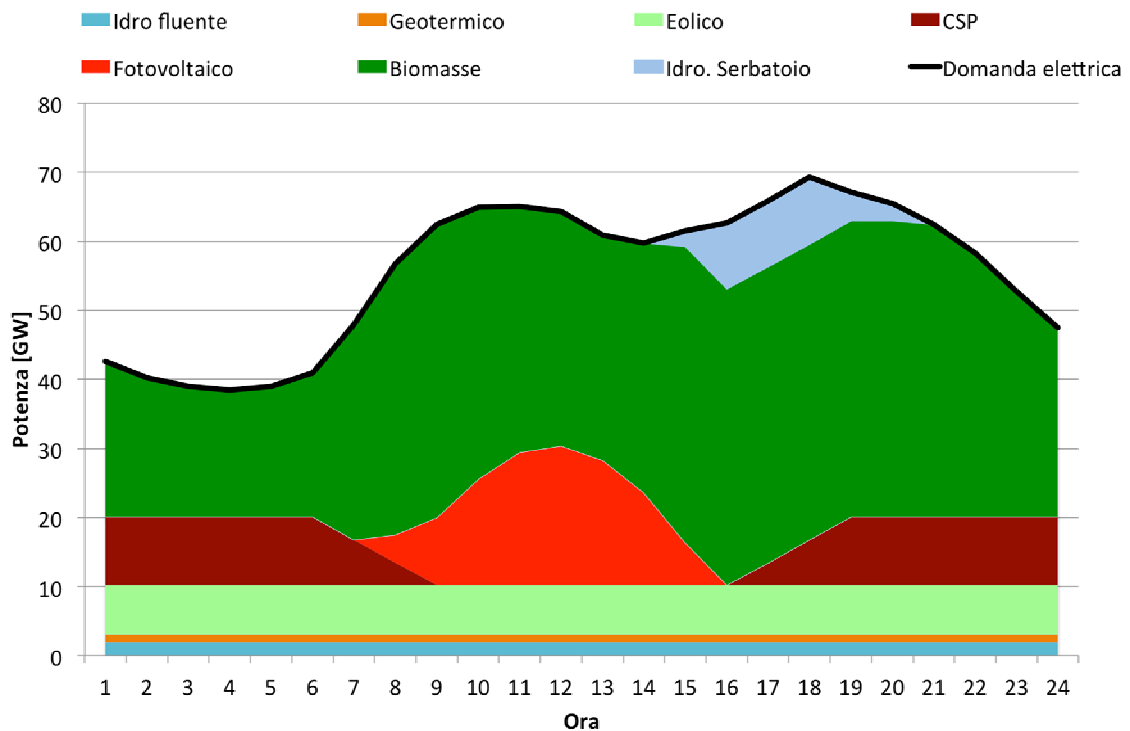


Figura 2: Carico orario invernale, scenario Blue 100% FER

Considerazioni conclusive sui risultati

In Tabella 4 sono riportate le variazioni percentuali delle emissioni di CO₂ al 2050 rispetto ai valori al 1990, per tutti gli scenari considerati.

Tabella 4: Variazioni percentuali delle emissioni di CO₂ al 2050 rispetto ai valori al 1990

BaU	Blue CCS	Blue NUC+CCS	Blue CCS+FER	Blue NUC+FER	Blue 100% FER	Blue 100% FER (no CSP)
+12%	-98%	-99%	-97%	-96%	-100%	-100%

Nello scenario “BaU” l’aumento è piuttosto contenuto a causa del miglioramento nei rendimenti degli impianti.

Per tutti gli scenari Blue, invece, si nota come l’obiettivo di de-carbonizzazione sia raggiunto. Nei due scenari “Blue 100% FER” la de-carbonizzazione del settore elettrico è completa in quanto, a differenza degli altri scenari, il *back-up* della potenza fotovoltaica installata (per inseguire rapide variazioni metereologiche su ampie porzioni del territorio italiano) non è affidato ad impianti a gas naturale, bensì ad impianti a biogas.

La Tabella 5 mostra le variazioni percentuali rispetto al BaU del costo medio di generazione negli scenari alternativi; appare evidente come lo scenario “Blue NUC+CCS” risulti il più conveniente dal punto di vista economico, grazie soprattutto a una gestione del sistema elettrico molto simile a quella odierna (scarsa penetrazione delle FER che non comporta la necessità di accumulo d’estate). Va sottolineato tuttavia come su tutti gli scenari con CCS gravi l’incertezza della fattibilità tecnico-economica di tale tecnologia.

Tabella 5: Variazioni percentuali del costo medio di generazione elettrica in Italia al 2050 rispetto al BaU

BaU [c€/kWh]	Blue CCS	Blue CCS+FER	Blue NUC+CCS	Blue NUC+FER	Blue 80% FER	Blue 100% FER	Blue 100% FER (no CSP)
11,15	+6,5%	+10,4%	-28,2%/-25,6%	+1,2%/-1,8%	+13,2%	+43,2%	+96,7%

Confrontando gli scenari “Blue CCS+FER” e “Blue NUC+FER”, il primo risulta leggermente più conveniente in quanto, nonostante il maggior costo di generazione delle due tecnologie CCS rispetto al nucleare, la maggior flessibilità del sistema assicurata dagli impianti a gas implica minore potenza di accumulo necessaria d’estate, a parità di potenza installata fotovoltaica (si veda la Tabella 3).

Nei due scenari “Blue 100% FER” il costo medio di generazione aumenta notevolmente a causa della notevole potenza di accumulo installata e dei bassi fattori di carico degli impianti a biomasse (~50 GW che funzionano a pieno regime solamente in inverno).

Va notata infine l’esigua differenza di costo degli scenari nucleari con e senza SMR. Questo perché le notevoli potenze installate di piccoli reattori, in siti con più macchine, permetterebbero di beneficiare di importanti economie di scala.

Bibliografia

- [1] “Dati Statistici sull’Energia Elettrica in Italia”, Gruppo Terna e Terna S.p.a. , 2011.
- [2] “World Energy Outlook 2011”, IEA, 2011.
- [3] “Energy Technology Perspectives 2010”, IEA, 2010.
- [4] “Energy Roadmap 2050”, Commissione Europea, COM (211) 885, 15/12/2011.
- [5] “Rapporto di sintesi del progetto: studio sull’utilizzo pulito dei combustibili fossili e cattura e sequestro della CO₂”, V. Prandoni, ERSE, 2010.
- [6] “Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region”, DLR, 2005 (http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2008_1/algerien_med_csp.pdf).
- [7] “Development of regional and Pan-European guidelines for more efficient integration of renewable energy into future infrastructure. Report from the regional case study: Southern Europe (Italy)”, FP7 Susplan Project, 2010 (http://www.susplan.eu/fileadmin/susplan/documents/downloads/WP_2/D2.7_Report_Southern_Europe.pdf).
- [8] “Potential for Building Integrated Photovoltaics”, Technical Report IEA- PVPS T7-4, 2002, International Energy Agency.
- [9] “Censimento potenziale energetico nazionale biomasse”, ENEA, Ricerca di Sistema Elettrico, Tema di ricerca 5.2.5.5, 2009.
- [10] Marco Ricotti e Sara Boarin, comunicazione privata.
- [11] “Projected Cost of Generating Electricity 2010”, IEA/NEA, 2010.