



Ricerca di Sistema elettrico

Una mappa delle emissioni specifiche e del costo medio di generazione di diversi mix elettrici

C. Artioli, C. Bustreo, G. Meneghini, C. Petrovich, I. Vignotto, G. Zollino

UNA MAPPA DELLE EMISSIONI SPECIFICHE E DEL COSTO MEDIO DI GENERAZIONE DI DIVERSI MIX ELETTRICI

C. Artioli (NRD), C. Bustreo, G. Meneghini, I. Vignotto, G. Zollino (UNIPD), C. Petrovich (ENEA)

Settembre 2013

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2012

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

Progetto: Sviluppo competenze scientifiche nel campo della sicurezza nucleare e collaborazione ai programmi internazionali per il nucleare di IV Generazione

Obiettivo: Sviluppo competenze scientifiche nel campo della sicurezza nucleare

Responsabile del Progetto: Felice De Rosa, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Sviluppo competenze scientifiche nel campo della sicurezza nucleare e collaborazione ai programmi internazionali per il nucleare di IV generazione"

Responsabile scientifico ENEA: Felice De Rosa.

Responsabile scientifico CIRTEN: Giuseppe Forasassi

Titolo**Una mappa delle emissioni specifiche e del costo medio di generazione di diversi mix elettrici****Descrittori**

Tipologia del documento: Rapporto tecnico

Collocazione contrattuale: Rapporto incluso in LP1-A4, PAR 2012
Riferimento rapporto CIRTEN: CERSE-CRF-UNIPD RL 1402-2013

Argomenti trattati: Politica energetica, Energia nucleare, Fonti energetiche rinnovabili e alternative

Sommario

Questo documento si compone di due parti, elaborate rispettivamente da ENEA e da CIRTEN. Nella prima parte si propone una metodologia (un grafico con triangolo e "isocurve") per rappresentare l'interconnessione tra la scelta di diversi mix di fonti per la produzione di energia elettrica, i rispettivi valori medi di emissioni di CO₂ ed i costi di generazione. Questo metodo può essere applicato a diversi sistemi (es., nazionale, europeo) e a diverse terne di fonti (es., mix di 'fossili/nucleare/rinnovabili' e mix di 'eolico/fotovoltaico/altre rinnovabili').

Nella seconda parte del documento si analizza (per mezzo del codice COMESE) uno scenario elettrico italiano al 2030 in cui il 50% dell'energia finale viene prodotta da fonti rinnovabili. Qui vengono stimati i costi medi di generazione di diverse opzioni di mix, analizzati i limiti di fattibilità tecnica delle singole fonti, applicando anche la metodologia grafica proposta nella prima parte.

Note**Autori:** C. Artioli⁽¹⁾, C. Bustreo⁽²⁾, G. Meneghini⁽²⁾, C. Petrovich⁽³⁾, I. Vignotto⁽²⁾, G. Zollino⁽²⁾⁽¹⁾ NRD, carlo.artioli-nrd@libero.it⁽²⁾ CIRTEN - CRF (Università di Padova)⁽³⁾ ENEA**ENEA**

Copia n.

In carico a:

2			NOME			
			FIRMA			
1			NOME			
			FIRMA			
0	EMISSIONE	05/09/13	NOME	C. Petrovich	F. Padoani	F. De Rosa
			FIRMA			
REV.	DESCRIZIONE	DATA		REDAZIONE	CONVALIDA	APPROVAZIONE

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione ADPFISS-LP1-012	Rev. 0	Distrib. L	Pag. di 2 31
--	--	------------------	----------------------	------------------------

Sommario

Abbreviazioni ed acronimi	3
1. Introduzione.....	4
PRIMA PARTE - Rappresentazione grafica di mix energetici elettrici	5
2. Rappresentazione tramite triangolo equilatero	5
3. Isovalori di emissioni di CO ₂	11
4. Isovalori dei costi di generazione elettrica	14
5. Ulteriori potenzialità della rappresentazione tramite diagramma ternario	16
5.1. Leggi di spostamento del punto rappresentativo	16
5.2. Variazione del mix nel tempo	19
5.3. Ottimizzazione e rapporto 'costi/benefici'	20
SECONDA PARTE - Scenari 50% FER al 2030	22
6. L'Italia nel 2030: il 50% dell'energia finale prodotto da fonti rinnovabili.....	22
6.1. Principali assunzioni per la definizione degli scenari	22
6.2. Analisi dei risultati	25
7. Conclusioni.....	28
Bibliografia.....	30

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione ADPFISS-LP1-012	Rev. 0	Distrib. L	Pag. di 3 31
--	--	------------------	----------------------	------------------------

Abbreviazioni ed acronimi

CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture and Storage
CSP	Concentrating Solar Power
ECF	European Climate Foundation
FER	Fonti Elettriche Rinnovabili
FV	Fotovoltaico
IEA	International Energy Agency
LCE	Levelised Cost of Electricity
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
SEN	Strategia Energetica Nazionale

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione ADPFISS-LP1-012	Rev. 0	Distrib. L	Pag. di 4 31
--	--	------------------	----------------------	------------------------

1. Introduzione

Questo documento si compone di due parti, elaborate rispettivamente da ENEA e da CIRTEN.

Nella prima parte si propone una metodologia per rappresentare graficamente l'interconnessione tra la scelta di diversi mix di fonti per la produzione di energia elettrica, i rispettivi valori medi di emissioni di CO₂ (gCO₂/kWh) ed i costi medi di generazione (c€/kWh).

Il metodo è basato sull'utilizzo di un triangolo equilatero che rappresenta diverse terne di mix di fonti (es., mix di 'fossili/nucleare/rinnovabili' e mix di 'eolico/fotovoltaico/altre rinnovabili'), riferibili a diversi sistemi (es., nazionale, europeo).

Il metodo può essere esteso anche ad altri indicatori (es., numero di occupati, emissioni nocive).

Si possono in questo modo rappresentare graficamente e sintetizzare in maniera efficace un gran numero di informazioni, ad esempio come la diminuzione delle emissioni di CO₂ attraverso diverse variazioni di mix implichi diversi costi medi di generazione elettrica finale. Questa metodologia va comunque usata con cautela in quanto può sottintendere delle assunzioni nascoste e, almeno per ora, non include l'analisi delle incertezze.

Nella seconda parte del rapporto si analizza (per mezzo del codice COMESE) uno scenario elettrico italiano al 2030 in cui il 50% dell'energia finale viene prodotta da fonti rinnovabili. Qui vengono stimati i costi medi di generazione di diverse opzioni di mix e analizzati i limiti di fattibilità tecnica delle singole fonti, applicando infine anche la metodologia grafica proposta nella prima parte. Si possono in questo modo evidenziare maggiormente le opzioni di mix di maggiore interesse.

PRIMA PARTE - Rappresentazione grafica di mix energetici elettrici

Autori: C. Artioli, C. Petrovich (ENEA)

2. Rappresentazione tramite triangolo equilatero

La produzione di energia elettrica di un qualsivoglia sistema (es., stato nazionale, Europa, mondo) è costituita da un mix di fonti che può essere caratterizzato in modo semplificato da 3 sole variabili, ad esempio dal contributo (in %) delle fonti fossili, delle fonti rinnovabili e della fonte nucleare.

Quando si abbia a che fare con una tripartizione di un insieme, l'uso grafico di un triangolo equilatero può risultare molto efficace per fornire un'immagine immediatamente comprensibile, sia per illustrare e comparare situazioni statiche, sia per rappresentare evoluzioni dinamiche, come più chiaramente illustrato successivamente.

Infatti, tarati i tre lati con le frazioni delle tre componenti X, Y e Z come illustrato nel triangolo di sinistra di Figura 1, le proiezioni di un qualsiasi punto del triangolo, secondo le direzioni indicate, rappresentano sempre una terna di valori a somma 100%.

Questo può essere facilmente dimostrato osservando il triangolo a destra (in Figura 1), dove, preso un qualsiasi punto P interno al triangolo: $BA = BT + TA = (a + c) + b$ e quindi la somma $a + b + c = AB = AC = BC$.

Altrettanto immediato è constatare come ad ogni terna di valori a somma 100% corrisponda un punto rappresentativo all'interno del triangolo (vi è quindi corrispondenza biunivoca, senza eccezioni, tra i punti del triangolo e le terne a somma 100%).

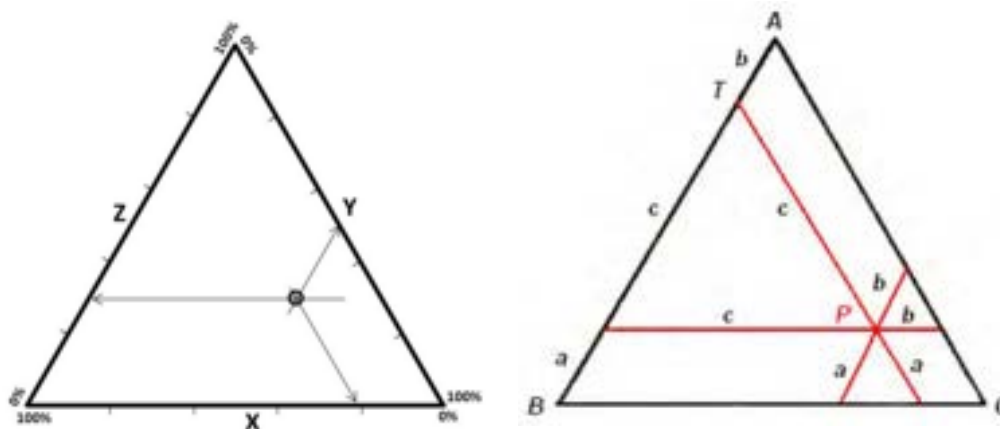


Figura 1. Rappresentazione di un mix di 3 variabili tramite triangolo¹.

¹ <http://www.galenotech.org/tecnologia/ternaria.htm>

Tale tipo di rappresentazione (già usata in diverse discipline tecniche e scientifiche²), viene quindi qui proposta per analizzare mix energetici, nei quali ogni componente viene indicata in termini relativi, ossia in termini di penetrazione.

Il limite evidente è che tale rappresentazione può contemplare soltanto tre componenti, mentre un mix energetico è costituito da un numero ben maggiore di fonti energetiche (olio combustibile, carbone, gas, nucleare, fotovoltaico, ecc.). Si tratta ovviamente quindi di una semplificazione, in quanto ad esempio se si sceglie come elemento della terna la “fonte rinnovabile”, questa è a sua volta composta da eterogenee fonti (fotovoltaico, eolico, idroelettrico, ecc.), caratterizzate anche da diversi costi per unità di energia prodotta. Tuttavia, si può pensare di “etichettare” il costo delle rinnovabili con un valore opportunamente mediato di tali fonti.

Si è quindi ritenuto di poter aggregare, sia pure in prima approssimazione e proponendo una analisi più fine *a latere*, le diverse fonti in 3 famiglie (con una “qualche omogeneità”), per ottenere un approccio più semplificato e per poter fruire della potenza visiva ed esplicativa del metodo grafico. Ad esempio si può ottenere una rappresentazione come quella di Figura 2, semplificando un mix energetico in una terna nucleare/fossili/rinnovabili, fonti che hanno caratteristiche diverse in termini di emissioni di CO₂, di accettabilità pubblica, di costi e di sostenibilità a lungo termine delle risorse³. La terna mostrata in figura è quella del mix di generazione elettrica mondiale del 2010 (12,9% di nucleare, 19,7% di rinnovabili, 67,4% da fonti fossili), come riportato in [1].

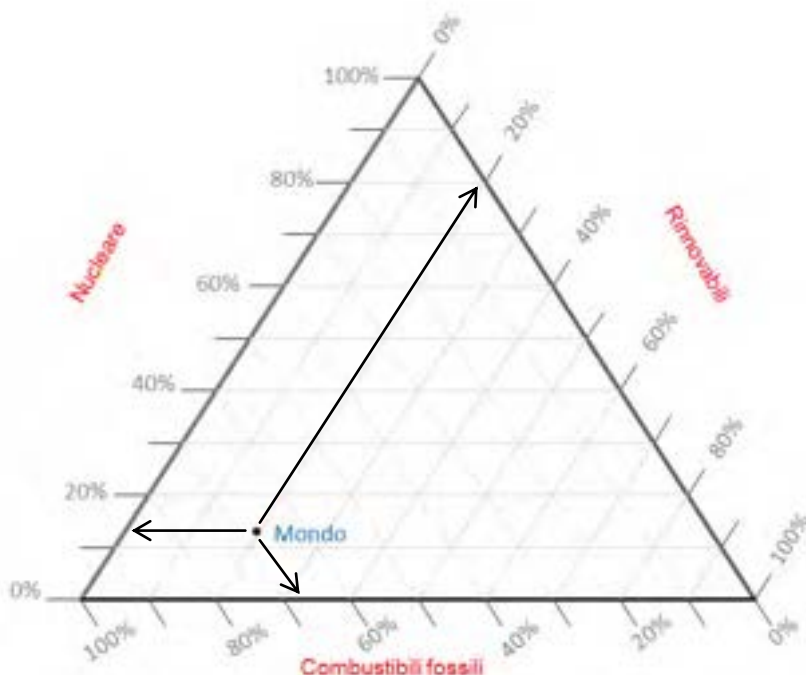


Figura 2. Rappresentazione di un mix di fonti energetiche.

² Ad esempio in chimica per la composizione di miscele ternarie ed in geologia per le diverse composizioni del terreno.

³ Per la grafica si è usato il modello excel fornito da [31] (<http://www.lboro.ac.uk/research/phys-geog/tri-plot/index.html>).

Questo sistema può essere usato con altre terne (più adatte per l'Italia), come per esempio la terna 'fossili/FV/altre rinnovabili' oppure 'CCS/altre fonti fossili/rinnovabili' oppure, considerando solo la famiglia delle fonti rinnovabili, 'eolico/FV/altre rinnovabili'.

I mix elettrici dell'Italia, di diversi paesi e della media EU sono riportati in Tabella 1 e rappresentati con tale metodo in Figura 3.

Tabella 1. Dati di mix elettrico per alcuni paesi.
Dati riferiti al 2010 [2], [3], [4], [5].

	termico	rinnovabili	nucleare	totale
Europa (UE27)	52,5%	19,9%	27,6%	100%
Austria	33,6%	66,4%	0,0%	100%
Danimarca	67,9%	32,1%	0,0%	100%
Francia	10,3%	13,7%	76,0%	100%
Germania	61,2%	16,1%	22,6%	100%
Italia	76,1%	23,9%	0,0%	100%
Portogallo	47,4%	52,6%	0,0%	100%
Regno Unito	76,8%	6,8%	16,4%	100%
Spagna	47,0%	32,4%	20,6%	100%
Svezia	5,8%	55,3%	38,9%	100%
Giappone	65%	9%	26%	100%
Cina	80%	18%	2%	100%
U.S.A.	71%	10%	19%	100%
Africa	82%	16%	2%	100%
Russia	68%	16%	16%	100%

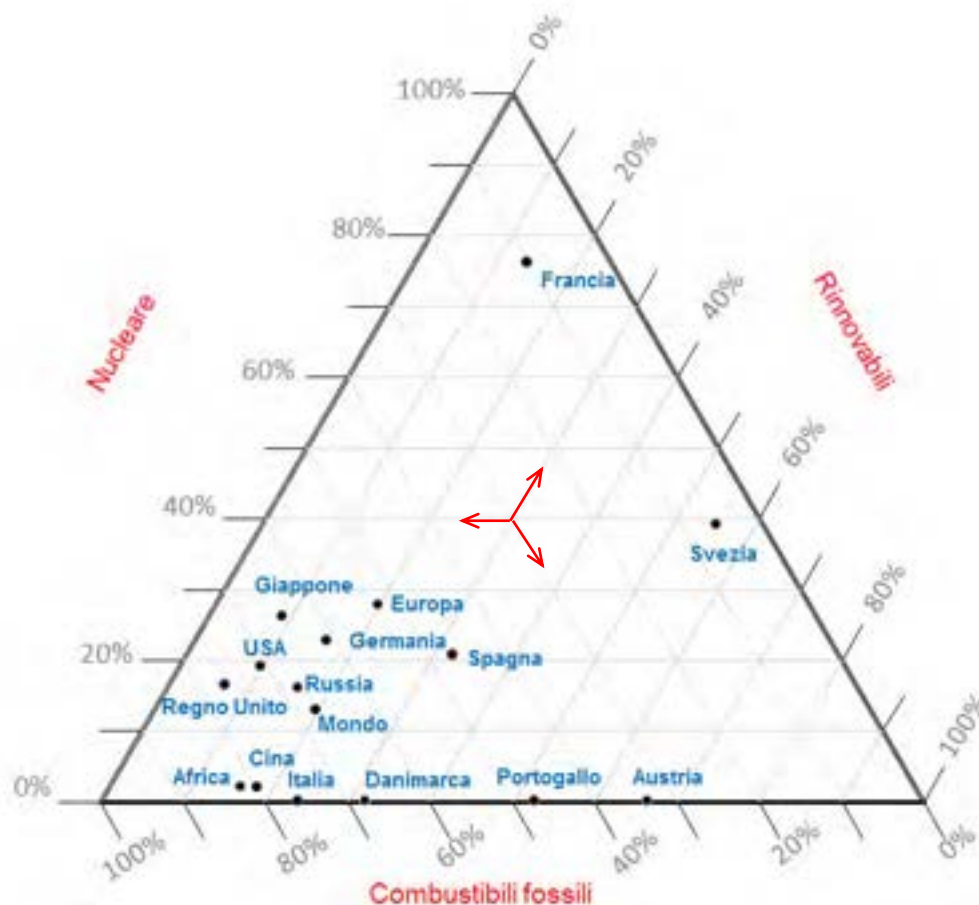


Figura 3. Mix di fonti elettriche di diversi paesi o continenti.

In questo caso, un modo per tener conto della composizione interna delle fonti rinnovabili e fossili e quindi evitare eccessive semplificazioni, è quello di utilizzare 3 triangoli, come mostrato in Figura 4 (con i dati ricavati da Tabella 2):

- il triangolo in alto a destra rappresenta la ripartizione interna delle 3 fonti rinnovabili principali;
- il triangolo in basso a destra rappresenta la ripartizione interna delle 3 fonti fossili principali;
- il triangolo in mezzo rappresenta la ripartizione tra le fonti rinnovabili (con dati ambientali ed economici che verranno dedotti dal primo triangolo), le fonti fossili (con dati dedotti dal triangolo in basso) e la fonte nucleare.

In questo modo si può entrare in un maggiore dettaglio di descrizione del mix energetico, anche se si è costretti ad utilizzare tre triangoli e non più uno.

Ovviamente si possono scegliere altre ripartizioni di fonti, anche escludendo la fonte nucleare.

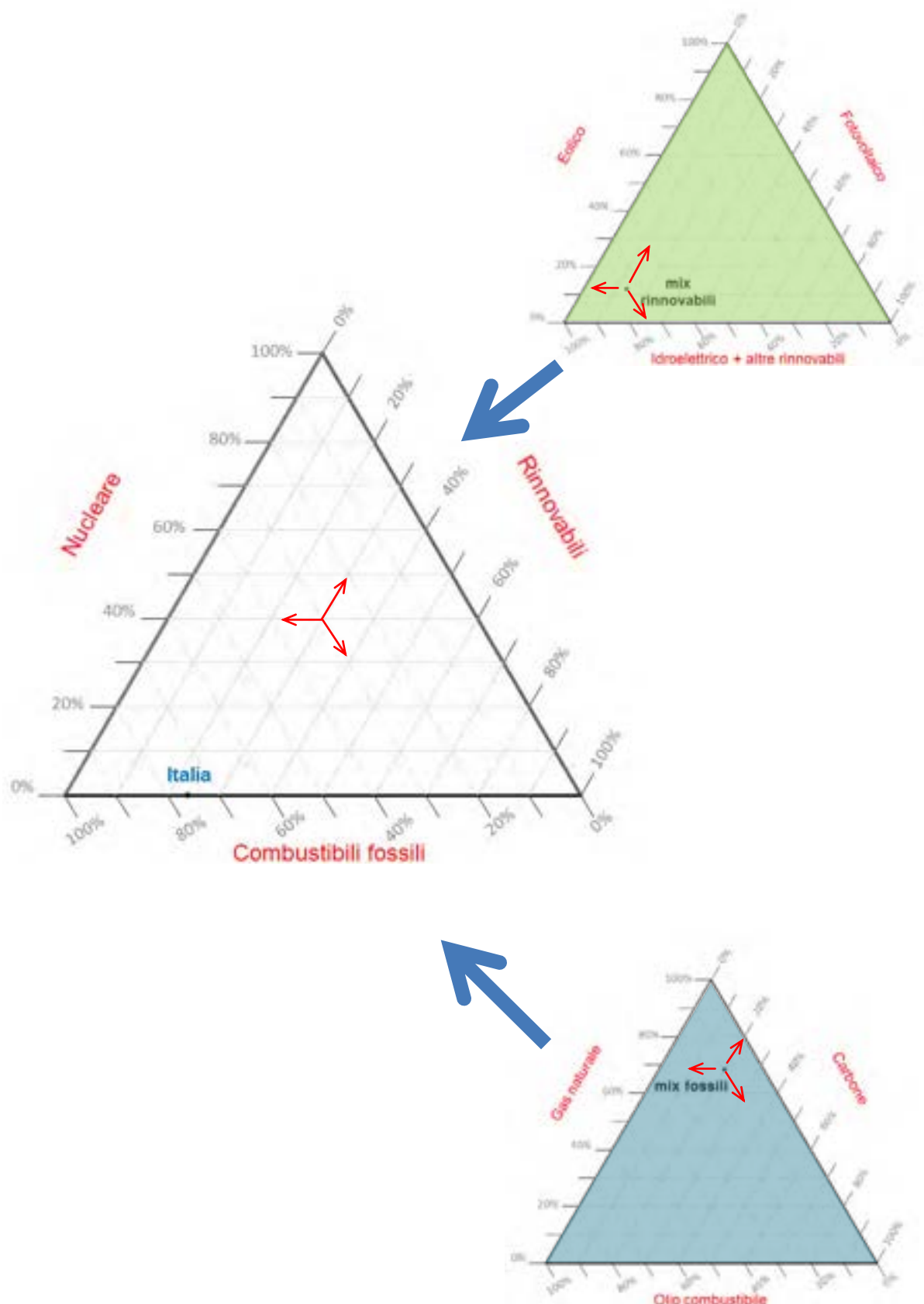


Figura 4. Rappresentazione grafica di un mix per mezzo di 3 triangoli: rinnovabili (in alto), fossili (in basso) e composizione totale (in mezzo). Dati per Italia (2011) [9].

Tabella 2. Dati 2011 (ricavati da [9]).

		(TWh)	% su tot prod. netta	% su fonte rinnov abile	% su fonte fossile
Rinnovabili	Idroelettrica	45,3	15,8%	55,8%	-
	Geotermica	5,3	1,8%	6,5%	-
	Eolica	9,8	3,4%	12,1%	-
	FV	10,7	3,7%	13,2%	-
	Bioenergie (biogas, ecc.)	10,1	3,5%	12,4%	-
Fossili	Carbone + lignite	40,7	14,2%	-	19,8%
	gas naturale (metano)	140,6	49,0%	-	68,3%
	Altri combustibili (olio combustibile, ecc.) ⁴	24,5	8,5%	-	11,9%
Totale	Termica	205,8			
	Prod. Netta	287			
	Destinata ai pompaggi	-1,9			
	Energia elettr. (importata-esportata)	45,7			
	Richiesta	334,6			
	Perdite di rete	20,8			
	Consumi	313,8			

Per evidenziare il mix di un maggior numero di fonti energetiche, parrebbe a prima vista possibile rappresentare mix elettrici anche con un poligono, con ogni lato corrispondente ad una fonte specifica. Si potrebbero sfruttare a tale scopo le generalizzazioni del teorema di Viviani, secondo le quali la somma delle distanze di un punto P dai lati di un poligono equilatero o equiangolare (o con $2n$ -angoli con lati opposti paralleli) è una costante. Si veda come esempio il pentagono equi-angolare di Figura 5.

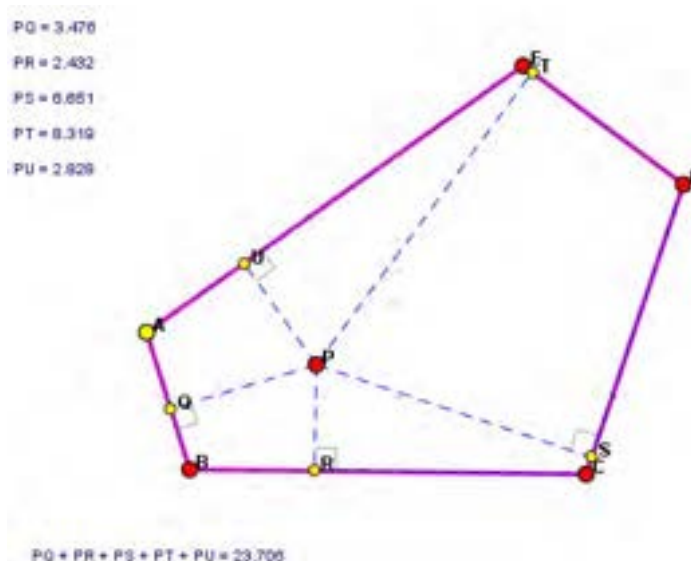


Figura 5. In un poligono equi-angolare la somma delle distanze di un qualunque punto interno P dai lati è una costante (<http://frink.machighway.com/~dynamicm/viviani-general.html>).

⁴ Al netto di biomassa, biogas, bioliquidi e dei consumi da pompaggi.

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione ADPFISS-LP1-012	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 11	di 31
--	--	------------------	----------------------	-------------------	-----------------

E' possibile pertanto determinare un poligono, ad esempio un pentagono come nella figura 5, nel quale le distanze dette (ed eventualmente le loro proiezioni sui lati successivi o precedenti) siano proporzionali alle quote delle singole 5 fonti. Dopodichè però non sarà più possibile rappresentare un diverso mix *qualunque*: infatti, aggiornate che siano due delle 5 fonti, le altre 3 risulteranno sì aggiornate, ma secondo valori univocamente determinati dal 'disegno' del pentagono. In altre parole, mentre con il poligono è possibile rappresentare un maggiore numero di fonti energetiche, una volta fissato uno specifico poligono per rappresentare uno specifico mix, non è più possibile rappresentare liberamente tutti gli altri mix possibili (ma solo alcuni).

A tale proposito si osservi come i limiti concettuali prima evidenziati siano validi anche per il triangolo, il quale tuttavia non ne patisce le limitazioni essendo la 'fonte complementare alle due indipendenti' una soltanto, per la quale ovviamente non esiste alcun problema di ripartizione.

In realtà la rappresentazione triangolare non è diversa da quella che si potrebbe avere su un piano cartesiano, nel quale siano indicati sugli assi le due variabili indipendenti, mentre la terza variabile complementare sarebbe indicata da rette oblique opportunamente quotate. Il vantaggio della rappresentazione qui proposta consiste nel rendere immediatamente leggibile il valore complementare della terza variabile e nel poter cambiare a piacimento la scelta delle due variabili, da assumere come indipendenti. Questo tipo di rappresentazione consente di integrare nel grafico 'curve di livello per isovalori', curve di evoluzione e tarature di ottimizzazione (come verrà accennato più avanti), offrendo una immediata visione e comprensione della situazione e delle ipotesi evolutive.

3. Isovalori di emissioni di CO₂

Ad ogni mix di fonti può essere associato un valore medio di emissione di CO₂ per unità di energia elettrica prodotta (gCO₂/kWh), calcolando una media pesata del contributo di tutte le fonti impiegate.

In realtà, tali emissioni dipendono non solo dalla fonte energetica considerata, ma anche dalle caratteristiche tecniche degli specifici impianti considerati, come l'efficienza di produzione.

La produzione di CO₂ inoltre può essere valutata in diversi modi: solamente al momento della generazione (metodo più adatto per sistemi come quello italiano che usa perlopiù combustibile estratto fuori dai confini nazionali) o in tutto il ciclo di vita con il metodo LCA, a cominciare dall'estrazione del combustibile fino ad includere le perdite nel trasporto dell'energia ed il dispacciamento al consumatore (questo metodo è più adatto se si vuole valutare l'impatto generale di una fonte oppure se il sistema considerato ad esempio è quello mondiale). Può inoltre essere caratterizzata per kWh prodotto netto o lordo, considerando la sola CO₂ o tutti i gas serra, includendo o meno l'energia elettrica importata.

Per quanto riguarda le emissioni del mix energetico italiano dovute alla generazione elettrica, il rapporto [6] ne riassume i valori, come riportato nelle Tabella 3 e Tabella 4.

Da notare che la produzione di CO₂ dovuta alla componente termoelettrica può cambiare nel tempo ed in Italia è diminuita (da 709 gCO₂/kWh nel 1990 a 536 gCO₂/kWh nel 2010) per il continuo aumento di impiego di gas metano e per il miglioramento dell'efficienza delle centrali [6].

Tabella 3. Emissioni di CO₂ da generazione termoelettrica lorda in Italia nel 2010 [6].

	gCO ₂ /kWh lorda
Solidi	872
Gas naturale	376
Gas derivati	1663
Prodotti petroliferi	667
Altri combustibili ⁵	854
Totale termoelettrico⁴	536

Tabella 4. Produzione di CO₂ dovuta alla sola generazione in Italia nel 2010 [6].

	gCO ₂ /kWh
Produzione elettrica lorda di origine fossile	536
Produzione elettrica lorda (incluse rinnovabili; al netto dei pompaggi)	396
Consumi elettrici (si considera produzione netta, importazioni e perdite di rete)	382

Per quanto riguarda invece la produzione di CO₂ dovuta alle diverse fonti con l'approccio in LCA, in letteratura si trova un ampio intervallo di valori, dovuto ai diversi approcci usati, alle diverse *facilities* analizzate (per il nucleare ad esempio dipende anche dalla tecnologia con cui si arricchisce l'uranio) e al miglioramento delle tecnologie nel tempo. Molti dati di letteratura sono raccolti ad esempio in [7] e in [8], dove ne viene calcolato il valore medio (Figura 6).

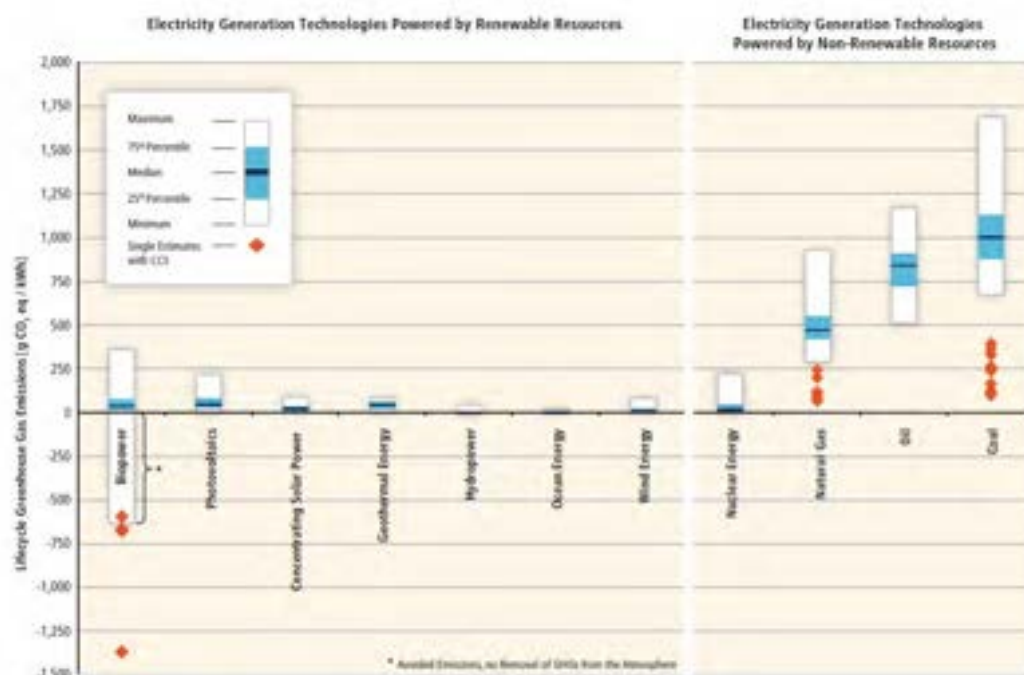


Figura 6. Emissioni di gas serra per fonte elettrica con metodo LCA [8].

⁵ E' esclusa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

Il confronto tra i valori di [7] e di [8] sono mostrati in Tabella 5.

Tabella 5. Produzione di CO₂-eq per diverse fonti di generazione elettrica in LCA.

	gCO ₂ eq / kWh	
	WNA [7]	IPCC [8]
Lignite	1054	**
Carbone	888	1001
Petrolio	733	840
Gas naturale	499	469
Idroelettrico	26	4
Fotovoltaico	85	46
Eolico	26	12
Nucleare	29	16

Per usare l'esempio delle emissioni in Italia, si sono incrociati i dati GSE [9] con i dati di generazione ISPRA di Tabella 3, ottenendo i dati di Tabella 6 (continuando a caratterizzare il mix elettrico con una terna di valori, per esempio rinnovabili/nucleare/fossili). Da notare che il valore di produzione di CO₂ da fonte fossile, può avvicinarsi a valori di circa 500 oppure a valori di circa 1000 gCO₂/kWh, a seconda che un mix di fossili sia più sbilanciato verso il gas naturale (come in Italia) oppure verso il carbone (come in Germania).

Tabella 6. Mix energetico 2011. Normalizzazione su produzione.

	gCO ₂ /kWh	%mix	contributo in g al kWh medio
Fossili	536	71.7%	384
Rinnovabili	0	28.3%	0
Nucleare	0	0%	0
Totale		100.0%	384

Ad ogni mix di fonti per l'energia elettrica può essere associato un valore di emissione di CO₂ (gCO₂/kWh) e diversi mix possono avere lo stesso valore medio di emissione di CO₂. Pertanto si possono tracciare all'interno del triangolo le curve che rappresentano il luogo di punti cui corrisponde una stessa emissione specifica di CO₂ ("isovalori"). Le "isocurve" sono in questo caso un fascio di rette che uniscono le terne di valori caratterizzate dallo stesso valore di emissione di CO₂, come mostrato in Figura 7.

In questo modo, per ogni mix scelto è immediatamente leggibile il valore medio di emissioni di gCO₂/kWh e viceversa. Ad esempio un valore di emissione medio di circa 200 gCO₂/kWh può essere raggiunto con un mix di 10% nucleare, 52% rinnovabili, 38% fossili; e lo stesso risultato di emissioni di CO₂/kWh è prodotto da una qualunque terna che giaccia sulla "iso CO₂ 200" (dall'estremo 0% nucleare, 62% rinnovabili, 38% fossili fino all'altro estremo 62% nucleare, 0% rinnovabili, 38% fossili).

E' possibile ovviamente escludere il nucleare ed ottenere risultati più interessanti, ad esempio mettendo in grafico la terna 'gas naturale/altri fossili/rinnovabili'.

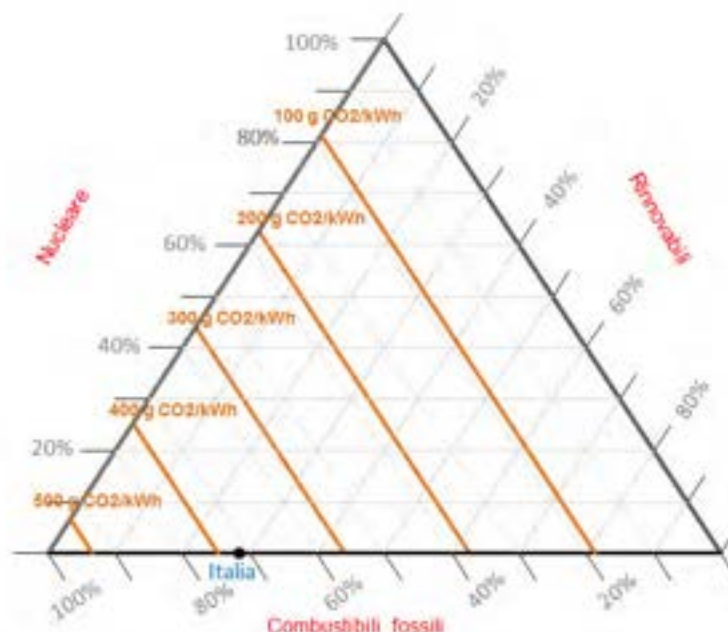


Figura 7. Isovalori di emissioni di CO₂ nella generazione elettrica.

4. Isovalori dei costi di generazione elettrica

Il calcolo dei costi di generazione elettrica sono solitamente effettuati con la metodologia LCOE (Levelized Cost Of Electricity), analizzata e discussa per esempio in [10]. Questo metodo è utilizzato per l'analisi dei costi delle diverse fonti elettriche in diversi paesi anche in [11].

Ovviamente i risultati variano molto a seconda dei diversi dati assunti, dei diversi impianti analizzati, delle diverse località in cui vengono implementati e anche per i dettagli dei diversi approcci usati. La fluttuazione dei risultati dovuta all'impatto delle diverse assunzioni adottate in letteratura è ben evidenziato per il fotovoltaico in [12].

Tenuto conto quindi che i costi andrebbero stimati con dei fattori di incertezza (o forchette di valori), ad ogni mix energetico può comunque essere associato un valore medio di costo di generazione in c€/kWh, applicando una media opportuna del contributo delle varie fonti.

Quindi, analogamente ai valori di emissione di CO₂, è possibile anche rappresentare gli "isovalori" dei costi all'interno del triangolo, come in Figura 8, dove viene mostrato come esempio il fascio di rette che indicano i valori di mix che hanno lo stesso costo medio (in realtà, invece di rette, si tratta di generiche *curve*). I valori, in c€/kWh, sono stati qui lasciati come incognite (x_1 , x_2 , ecc.).

E' importante osservare che questa rappresentazione è valida sotto l'ipotesi che i valori dei costi per ogni elemento della terna (qui come esempio 'rinnovabili/fossili/nucleare') possano essere ritenuti delle costanti. In realtà questi cambiano con variazioni della composizione

interna delle varie fonti (es. l'aumento del fotovoltaico cambia il valore dei costi all'interno delle rinnovabili), come è già stato discusso e rappresentato in Figura 4. Vanno ovviamente qui tenuti in considerazione i costi di back-up e di accumulo delle fonti rinnovabili intermittenti, quali eolico e fotovoltaico, stimati per esempio in [13].

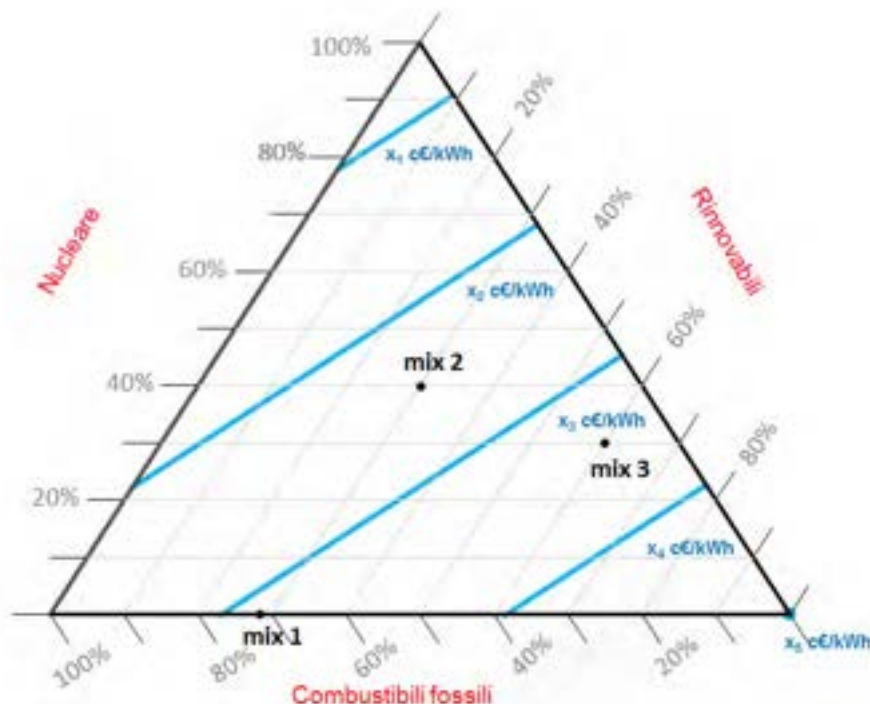


Figura 8. Esempio di isovalori dei costi di generazione.

E' quindi possibile rappresentare in un unico triangolo entrambi gli isovalori di costi e di emissioni, come mostrato in Figura 9. Ancora una volta, per un valore di mix scelto possono essere letti il costo di generazione (in c€/kWh) e le emissioni di CO₂ (in gCO₂/kWh) o, viceversa, da valori richiesti di costi e di emissioni si può dedurre quale mix soddisfi la richiesta e se esiste. Ma anche in caso di non esistenza della soluzione (ad esempio: per il costo x_1 c€/kWh ed emissioni 200 gCO₂/kWh, l'intersezione tra le due curve isocosto e isoemissione è fuori dal triangolo), il grafico indica immediatamente quale/i parametro/i occorra rilassare, ed in che misura, per raggiungere un mix reale.

Si ricorda che i costi di generazione determinano solo parte del prezzo dell'energia elettrica al consumatore finale, che include anche i costi di servizi di rete, di dispacciamento, gli oneri generali di sistema, le imposte, ecc. I prezzi in Italia sono fortemente dipendenti dalle classi di consumo e dalla tipologia del consumatore (es. cliente domestico o non domestico).

Nel 2012 il prezzo medio sul mercato libero e per il servizio a maggior tutela per l'approvvigionamento di energia elettrica è risultato pari a ~11 c€/kWh (include energia, dispacciamento, perdite di rete, costi di commercializzazione della vendita) [14]. La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per il 2013 risulta pari a ~2,7 c€/kWh. Per fare un esempio, il prezzo per un consumatore tipo (domestico residente) con consumi annui di 2700 kWh e potenza di 3 kW è pari a 18,9 c€/kWh, con un

peso del 19,2% per gli oneri generali di sistema, del 14,7% per i costi di rete e di misura, del 4,1% per la commercializzazione, del 13,4% per le imposte e del 48,7% per il prezzo dell'energia e dispacciamento [14] (valori aprile 2013).

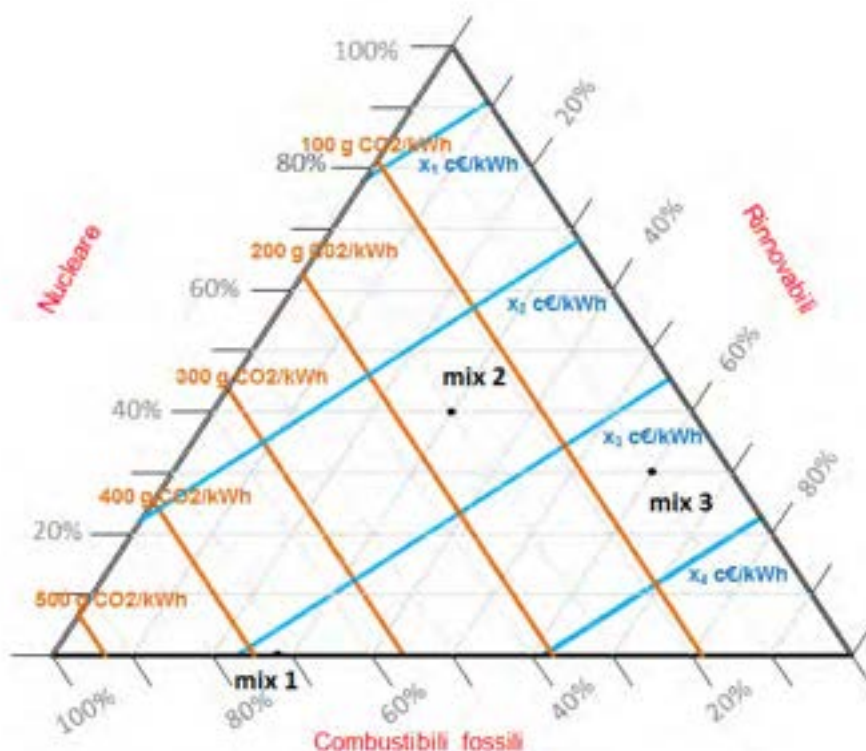


Figura 9. Esempio di rappresentazione di isovalori di costi e di emissioni.

5. Ulteriori potenzialità della rappresentazione tramite diagramma ternario

Quelle mostrate sono, per così dire, le potenzialità 'base' del diagramma ternario. Già queste danno conto della immediata efficacia di tale tipo di rappresentazione, pur considerando la semplificazione imposta dal condensare in sole tre 'famiglie' le diverse fonti energetiche. E' certamente interessante osservare che tramite tale tipo di diagramma si possono evidenziare anche altre potenzialità, come di seguito spiegato, non utilizzate nel presente documento, ma certamente sfruttabili nella prosecuzione di tali studi.

5.1. Leggi di spostamento del punto rappresentativo

Si consideri la possibilità di rappresentare una variazione del mix di fonti, o nel tempo o per una ipotetica strategia alternativa. Assumiamo che si sia in presenza di tre fonti energetiche X, Y e Z, senza per ora porci il problema che ciascuna di queste famiglie sia in realtà costituita da diverse componenti. Il loro mix sia rappresentato dal punto P di Figura 10, che significa X

al 20%, Y al 50% e Z al 30%. Un diverso mix avrà un altro punto rappresentativo che può essere facilmente collocato sul grafico, tuttavia ci sono modi particolari per passare dal mix del punto P ad un nuovo mix, immediatamente rappresentabili sul diagramma ternario. Questi modi particolari consistono in queste due possibilità, o successive sequenze delle due: una data fonte può essere chiusa o entrare in esercizio, oppure una fonte può essere sostituita da un'altra.

Per esempio l'evoluzione può essere conseguenza della entrata in esercizio o della chiusura di una centrale della famiglia Y. In questo caso la tripartizione cambia tutti e tre i valori di penetrazione; tuttavia resta costante il rapporto tra le due fonti X e Z non coinvolte. Basta una banale analisi geometrica del triangolo per rendersi conto che il luogo dei punti che mantengono costante il rapporto tra i valori di X e Z è la retta che, passando per P (che definisce il loro rapporto iniziale da mantenere costante), congiunge il vertice dove si trova il 100% di Y (Figura 10, retta a). In tal modo, noto che sia la variazione di penetrazione di Y, il grafico consente di leggere direttamente le penetrazioni delle altre due fonti (e, ove vi siano le curve di isolivello, se ne evincono immediatamente le conseguenze).

Per rendersi conto di come la retta prima descritta sia il luogo dei punti che hanno costante il rapporto tra X e Z è sufficiente osservare la Figura 11. Le quote di X e Y determinate dal punto P ($X(P)$ e $Z(P)$), in grassetto nel grafico, altro non sono che la proiezioni del segmento PO. Il muoversi sulla retta detta garantisce il mantenimento degli angoli di proiezione, pertanto i valori di X e di Z restano proporzionali al segmento P'O (la quota di X, assieme al segmento PO, appartiene a triangoli costantemente simili, mentre la quota di Z è intercetta come il segmento PO da rette parallele).

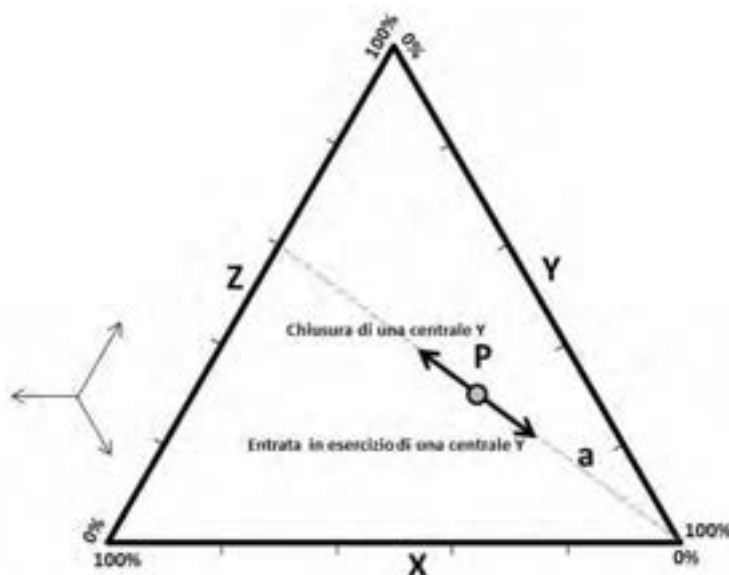


Figura 10. Rappresentazione di chiusura o entrata in esercizio di una centrale di fonte Y.

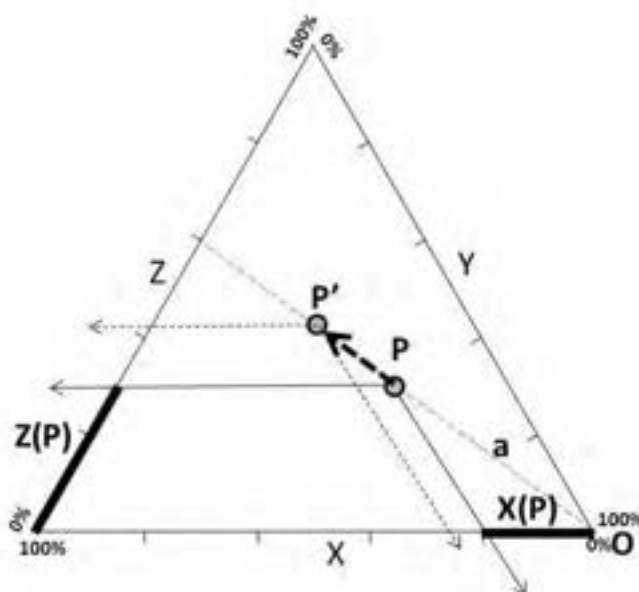


Figura 11. Costanza del rapporto tra le fonti X e Z.

L'altro tipo di evoluzione consiste nella sostituzione di una fonte con un'altra. Assumiamo per esempio che una centrale Y venga chiusa e sostituita da una X. Evidentemente in questo caso rimane costante la penetrazione di Z e la retta rappresentativa di questa evoluzione è la retta b in Figura 12.

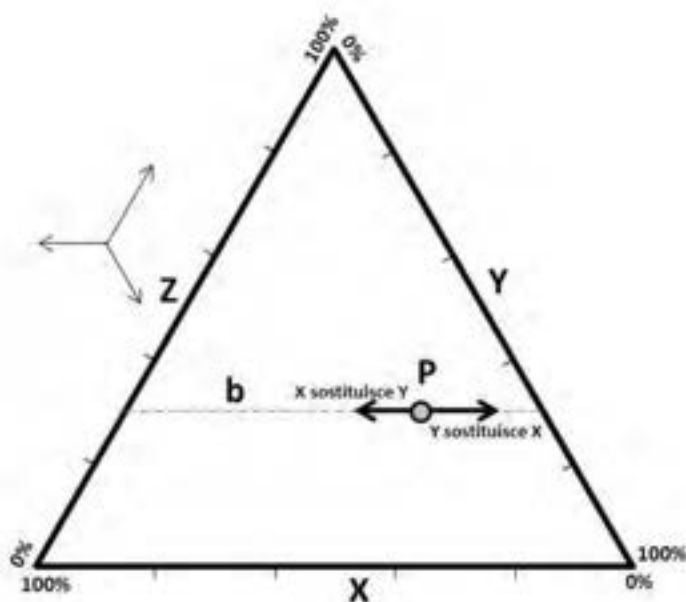


Figura 12. Rappresentazione di una sostituzione di una centrale.

L'utilità di avere immediatamente visibile come si sposta il punto rappresentativo a fronte di modifiche del mix, è evidente quando si tracciano nel dominio del triangolo 'isocurve' (costi, emissioni, l'intensità di mano d'opera, ecc.). In tal modo risultano immediatamente evidenti e

stimabili, sia pure in prima approssimazione, le conseguenze di azioni ipotizzabili e, dualmente, quali azioni intraprendere per ottenere assegnati risultati leggendo istantaneamente dal grafico i costi da affrontare.

Poiché i costi cambiano nel tempo (per il costo del combustibile, i *learning factors* delle tecnologie, ecc.), le isocurve dei costi in questo caso vanno tracciate tenendo conto della data a cui si riferisce un determinato mix e quindi vanno valutate differientemente nell'intorno dei diversi punti (oppure, in maniera approssimata, all'interno di ogni zona del triangolo caratterizzata da un determinato periodo di tempo).

5.2. Variazione del mix nel tempo

La rappresentazione triangolare può consentire anche una visione 'dinamica' della situazione. Per esempio si supponga che si voglia avere una 'immagine' relativa ad una certa evoluzione desiderata, come potrebbe essere una programmata riduzione dei rilasci di CO₂ nel tempo.

Si può immaginare, per esempio, un "percorso" fino al 2050 di cambiamento del mix elettrico per abbattere le emissioni di gas serra per più del 90% (rispetto al 1990) come previsto dalla Roadmap [15].

Il grafico di Figura 9 assumerebbe in questo caso un significato dinamico, come mostrato in Figura 13.

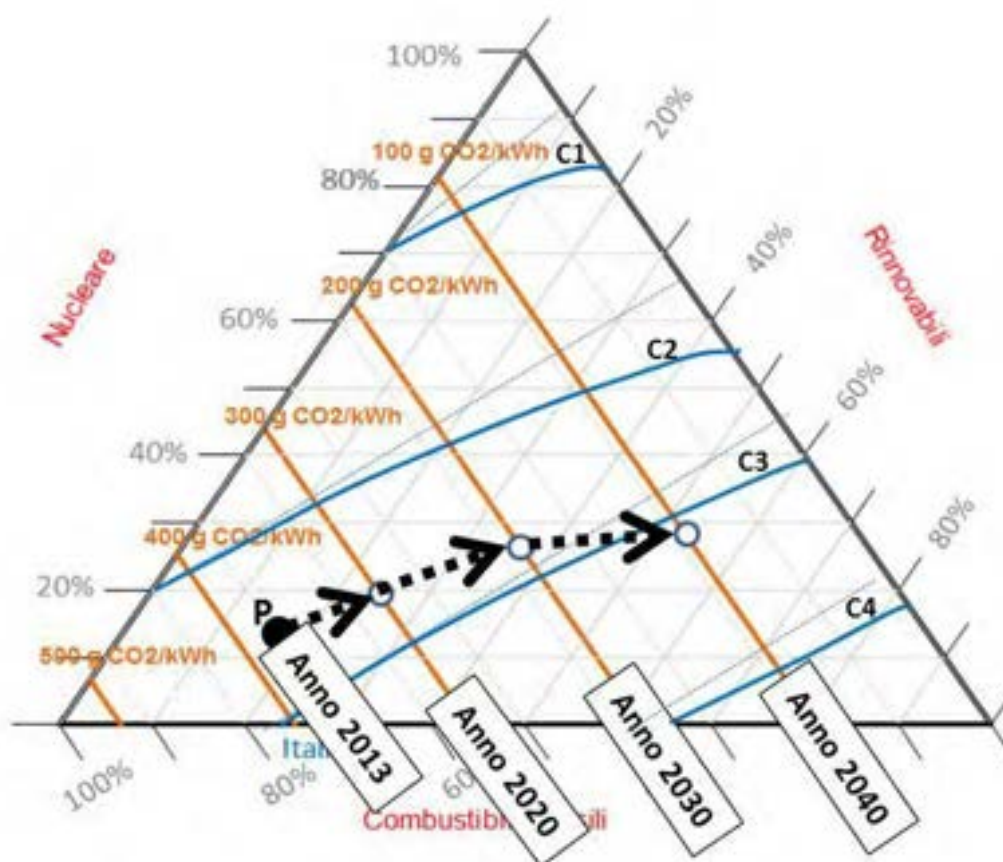


Figura 13. Grafico in cui la riduzione dei tassi di rilascio di CO₂ è conseguita in anni successivi.

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione ADPFISS-LP1-012	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 20	di 31
--	--	------------------	----------------------	-------------------	-----------------

I diversi ratei di rilascio di CO₂ sono ipotizzati conseguiti in tempi successivi, per i quali diverse saranno le componenti dei costi della medesima fonte. I costi di generazione possono variare nel tempo per effetto del miglioramento tecnologico, di economie di scala, costo del lavoro, della variazione del prezzo del combustibile e delle materie prime, ecc.; inoltre variando le penetrazioni delle fonti si hanno variazioni dei costi unitari sia per l'esaurimento delle disponibilità più economiche (es. siti eolici), sia per la necessità di impianti di accumulo. Le curve isocosto intersecano le iso-CO₂ (che sono pertanto anche le curve-rette relative ad un ben preciso anno) ma secondo i costi ipotizzati negli anni cui ci si riferisce. Nella Figura 13 sono riportate a tratto leggero gli isocosti 'statici' della Figura 8 e in grassetto gli isocosti arbitrariamente disegnati, ipotizzando qualitativamente una progressiva economicità delle rinnovabili e un incremento dei costi delle fossili. A partire da un punto arbitrariamente collocato P è indicata una ipotesi, tra le infinite possibili, di evoluzione per conseguire nel corso del tempo gli obiettivi di rilasci di anidride carbonica desiderata (freccie tratteggiate dall'anno 2013 all'anno 2040 e corrispondentemente da rilasci di circa 370 a 100 g CO₂/kWh).

5.3. Ottimizzazione e rapporto 'costi/benefici'

Sul diagramma ternario si possono, evidentemente, tracciare curve di isolivello per qualunque parametro si sia interessati. Per esempio si può mettere in evidenza il parametro 'occupazione' o 'utilizzo del suolo' o, con un qualche indicatore acconcio, 'dipendenza dall'estero' e così via.

Ma il grafico consente anche di evidenziare interessanti 'combinazioni' dei parametri. Per esempio uno che dia indicazioni di ottimizzazione di evoluzione del mix, confrontando un parametro di 'costi' con uno di 'benefici'.

Si prenda, come esempio, il grafico di Figura 14, nel quale è stato collocato un punto P rappresentativo del mix di partenza. Una qualunque evoluzione è rappresentata da una semiretta uscenta dal punto P: nel grafico ne sono indicate 4, da freccie tratteggiate (si sono qui ipotizzate solo evoluzioni verso la riduzione della CO₂).

Su queste semirette si possono leggere (o calcolare, con maggior precisione) le variazioni dei parametri nell'intorno del punto P. Nel nostro caso il parametro 'costo' è dato appunto dal costo, qui espresso in unità arbitrarie, mentre quello 'beneficio' è misurato dalla riduzione dell'emissione di anidride carbonica.

A questo punto si può tarare, su un arco, il rapporto Costo/Beneficio in corrispondenza della proiezione della semiretta. Nel grafico presentato sono indicati 'i costi in unità arbitrarie da sostenere per la riduzione di 100 gCO₂/kWh' e, tra parentesi, l'elasticità, ovvero il rapporto tra i differenziali relativi dei due parametri. Tale coefficiente indica sostanzialmente di quanti percento devo aumentare i costi per avere un aumento dell'1% del beneficio (che trattandosi di emissioni di CO₂ avrà un segno negativo).

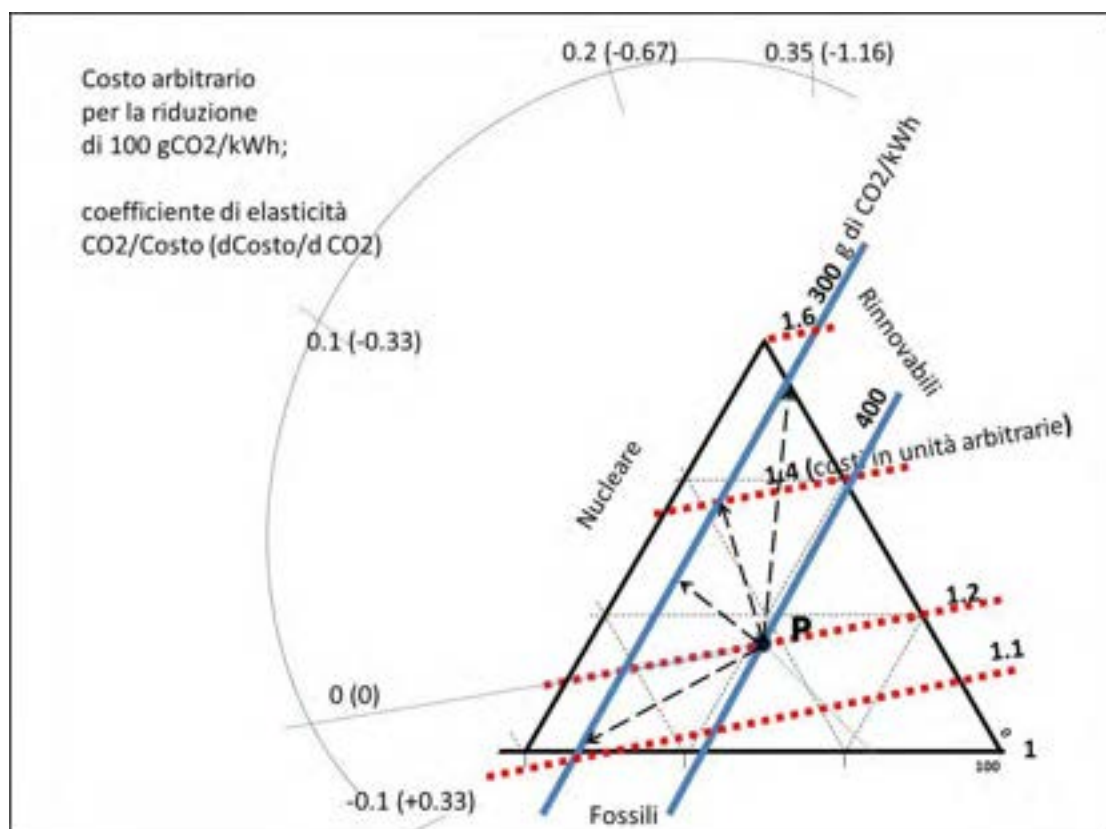


Figura 14. Grafico orientato a scelte di ottimizzazione (rapporto Costi/Benefici).

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione ADPFISS-LP1-012	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 22	di 31
--	--	------------------	----------------------	-------------------	-----------------

SECONDA PARTE - Scenari 50% FER al 2030

Autori: Chiara Bustreo, Guido Meneghini, Irene Vignotto, Giuseppe Zollino
(CIRTEN, Centro Interdipartimentale “Centro Ricerche Fusione”, Università di Padova)

Di seguito è riportata un’applicazione della metodologia appena descritta per lo studio di scenari energetici italiani al 2030. Nel grafico triangolare che sarà presentato, sono riportate tutte le informazioni utili al lettore per valutare con immediatezza la fattibilità tecnico-economica di ogni mix energetico incluso nella trattazione. Si ritiene doveroso sottolineare che in questo studio non è stata inclusa l’opzione nucleare poiché, alla luce dell’esito del recente referendum, non si è ritenuto realistico ipotizzare l’installazione di potenza da fissione in Italia nel prossimo decennio. Si è scelto quindi di focalizzare l’attenzione su scenari ad alta penetrazione di fonti rinnovabili in quanto rappresentano una plausibile evoluzione del sistema energetico italiano in accordo con le attuali politiche energetiche.

6. L’Italia nel 2030: il 50% dell’energia finale prodotto da fonti rinnovabili

In linea con l’attuale tendenza degli Stati Europei a considerare l’opzione del raggiungimento del 50% dell’energia elettrica da fonte rinnovabile al 2030, nel presente studio sono analizzate diverse soluzioni che consentano di realizzare tale obiettivo in Italia, caratterizzate da livelli crescenti di penetrazione rispettivamente di fotovoltaico, eolico e biomasse. L’obiettivo consiste nel valutare se, tra le opzioni presentate, esistano delle sostanziali differenze in termini di costo dell’energia elettrica prodotta ed eventualmente individuare tra di esse le soluzioni più convenienti.

Nel paragrafo seguente sono riportate in dettaglio le ipotesi alla base della definizione degli scenari analizzati.

6.1. Principali assunzioni per la definizione degli scenari

La domanda elettrica al 2030 è posta pari a 400 TWh, valore che identifica un sistema caratterizzato da un’elevata penetrazione elettrica negli usi finali dell’energia e una decisa ripresa economica nazionale rispetto al trend registrato dal 2009 al 2012 [16].

Si ipotizza che l’importazione e le fonti convenzionali non rinnovabili contribuiscano per metà della domanda finale di energia elettrica. Nel dettaglio, si impone che in ogni scenario il 6% dell’energia provenga da importazioni, in linea con il trend decrescente indicato nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) [17], il 10% sia generato da centrali a carbone, corrispondenti alla produzione di ~40 TWh registrata nel 2011 [18], ed il rimanente 34% da impianti a gas (CCGT e OCGT). Non si considera la presenza di sistemi di cattura e sequestro della CO₂ (CCS).

Il rimanente 50% della domanda è invece generato da fonti elettriche rinnovabili (FER). Per permettere la rappresentazione su un diagramma triangolare dei possibili livelli di contributo alla produzione di energia da parte delle FER, sono state considerate le seguenti tre macro-categorie: fotovoltaico (FV), eolico (sia onshore che offshore) ed “altro” (geotermico, idroelettrico, CSP, biomasse).

In ogni scenario il contributo alla generazione di energia elettrica di ciascuna macro-categoria è compreso tra 0 e 50% e varia con passo del 10%. Pertanto, per esplorare tutte le possibili combinazioni, sono state studiate 21 soluzioni che corrispondono ad altrettanti scenari.

La fattibilità di ognuno di essi è vincolata ai potenziali nazionali di generazione di ogni tecnologia rinnovabile, riportati in Tabella 7 e tratti dalla letteratura più recente [19], [20], [21], [22], [23]. Per confronto, sono stati riportati anche i valori di produzione rinnovabile registrata nel 2012 per ogni fonte [18].

Tabella 7. Potenziali di sviluppo delle singole tecnologie rinnovabili al 2030
[TWh e percentuale su una domanda ipotizzata di 400 TWh].

	2012		potenziale			2012		potenziale	
	TWh	%	TWh	%		TWh	%	TWh	%
FV tetti	22	5,5	120	30	FV tetti	22	5,5	120	30
Eolico	14	3,5	36,7	9,2	Eolico onshore	14	3,5	21,7	5,4
					Eolico offshore	0	0	3	0,8
					Eolico gallegg.	0	0	12	3
Altro	61,5	15,4	171,5	42,9	Biomasse	12	3	30	7,5
					Geotermico	5,5	1,4	7,5	1,9
					CSP	0	0	88	22
					Idroelettrico	44	11	46	11,5

Il limite di generazione del fotovoltaico riportato in tabella è relativo alle sole installazioni su tetti residenziali ed industriali. Tuttavia, tale valore può essere notevolmente aumentato se si considera la possibilità di installazione di nuovi impianti a terra, su superfici non coltivate.

Buoni margini di crescita rispetto ai valori odierni sono ipotizzati per l’eolico, a patto di considerare nuove installazioni su terra, anche in siti meno favorevoli, ed in mare, con strutture sia su fondazione che galleggianti. Il potenziale dell’eolico rappresenta il limite più stringente dell’analisi ed è legato alla morfologia del territorio italiano che consente limitate installazioni sia su terraferma che su mare.

Per quanto riguarda le biomasse, il potenziale rappresenta la quota massima di energia elettrica producibile da coltivazioni nazionali. Tuttavia, grazie all’importazione di tale combustibile, la produzione di energia da biomasse può essere considerata pressoché illimitata, seppur a costi crescenti.

La tecnologia del solare a concentrazione (CSP) non è attualmente presente nel mix elettrico Italiano se non per applicazioni di ricerca. Nonostante l’area meridionale dell’Italia presenti condizioni favorevoli alla realizzazione di tali impianti ed il potenziale stimato risulti considerevole, dati i costi di investimento attualmente ancora molto elevati, si è posto un limite di generazione al 2030 pari a 5 TWh.

Infine, essendo idroelettrico e geotermico tecnologie oramai mature in Italia, si assume che il loro futuro sviluppo sia molto limitato.

Risulta quindi evidente che, al fine di creare scenari 50% rinnovabili al 2030, il fotovoltaico giochi un ruolo fondamentale essendo la tecnologia rinnovabile con i maggiori margini di sviluppo in termini di potenziale ed economici, grazie soprattutto alla raggiunta *grid-parity* del costo di generazione [24] ed alla facilità di installazione.

La valutazione del costo medio di sistema dell'energia elettrica relativo ad ogni scenario, è stato realizzato con l'ausilio di COMESE, codice di calcolo per lo studio di scenari elettrici sviluppato presso il Centro Ricerche Fusione di Padova [25]. In Tabella 8 sono riportate le principali assunzioni riguardo ai parametri tecnico-economici delle tecnologie di generazione e di accumulo utilizzate nel codice. Ognuno di essi è stato tratto dai maggiori studi in materia [26], [11], [27] e, ove necessario, adattato al caso dell'Italia. Tra le tecnologie esistenti per l'accumulo, oltre agli impianti di pompaggio idroelettrico, ampiamente presenti nel sistema elettrico italiano (7,5 GW [18]), si è scelto di considerare le batterie sodio-zolfo in quanto rappresentano la soluzione più economica per applicazioni di accumulo *time-shift*.

Tabella 8. Principali assunzioni per le varie tecnologie considerate.

Tecnologia	2011				2030				vita utile [anni]
	Overnight [€/kW]	O&M [€/kW _a]	η [%]	LF [%]	Overnight [€/kW]	O&M [€/kW _a]	η [%]	LF [%]	
Gas CCGT	750	20	54	41,4	700	20	58	40	30
Gas OCGT	450	12	28	7	420	15	34		30
Carbone	1600	35	34	53,2	1450	60	42	55	40
Biomasse	2550	160	25	42,7	1950	140	29	50	30
Geotermico	5000	105		78,6	4000	170		80	30
Eolico onshore	1750	42		17,5	1450	40		21,7	25
Eolico offshore	2200	100			2550	80		34,2	25
Eolico gallegg.	-	-			3300	140		34,2	25
FV residenziale	3000	20	14	13,8	1750	20		13,8	25
FV industriale/terra	1900	20	14	13,8	1150	20		13,8	25
CSP	6300	160	14		4800	120	16	35	30
Idroelettrico	3000	60		24,8	2850	60		26	60
Idro. Pompaggio	1000	5	80		1050	5	80		50
Batterie sodio-zolfo	4000	60	80		2200	40	85		8

In Tabella 9 sono invece presentati i prezzi di combustibili e diritti di emissione, in linea con quanto riportato dalla International Energy Agency in [26] e [28]. Non sono stimati aumenti futuri del prezzo del gas a seguito del progressivo allineamento di tale valore per l'Italia alla media europea nel corso del 2012 [29] e alla possibilità di sfruttamento di risorse non convenzionali (shale-gas). Per quanto riguarda il prezzo delle biomasse, si è ipotizzato che tale valore cresca linearmente con lo sfruttamento delle risorse nazionali e l'importazione dall'estero. I valori estremi dell'intervallo riportato in Tabella 9 corrispondono rispettivamente a scenari di scarso ed intenso sfruttamento di tale fonte.

Tabella 9. Principali assunzioni circa i prezzi di combustibili e diritti di emissione.

	2011	2030
Gas [c€/m ³]	28	28
Carbone [€/t]	75	60
Biomasse [€/t]	30	65-120
CO ₂ [€/t]	12	20

6.2. Analisi dei risultati

La composizione della quota di generazione da rinnovabili in ogni scenario e i risultati dell'analisi condotta con COMESE per valutare il costo medio di generazione e le emissioni specifiche associate, sono riportati in Tabella 10.

Si tenga presente che nel caso le percentuali relative ai contributi di ogni macro-categoria superino i limiti imposti dai potenziali riportati in Tabella 7, valgono le seguenti ipotesi:

- nel caso in cui il contributo del FV superi il 30%, si ipotizza che le nuove installazioni siano eseguite a terra, con i costi riportati in Tabella 8;
- se il contributo dell'eolico eccede il 9,2%, si suppone che vi sia lo spazio fisico per l'installazione e che le nuove turbine siano poste in siti via via meno ventosi. I fattori di carico (LF) indicati in Tabella 8 vengono quindi ridotti proporzionalmente al livello di superamento del limite, sino a valori del 13% per l'eolico onshore e 25% per quello offshore nello scenario "50% eolico". Conservativamente, in tale condizione, i costi d'installazione sono stati mantenuti invariati.
- l'aumento della generazione da "altro" si riferisce esclusivamente alle biomasse, essendo i potenziali di idroelettrico e geotermico già completamente sfruttati, così come il contributo del CSP, in linea con le considerazioni riportate sopra. Si impone che il prezzo delle biomasse aumenti proporzionalmente alla quantità importata, raggiungendo il limite superiore dell'intervallo indicato in Tabella 9 per lo scenario "50% altro".

In Tabella 10 sono evidenziati i valori di LCE e le emissioni specifiche di CO₂ di ogni scenario. Queste ultime rimangono pressoché costanti al variare degli scenari. Le eventuali differenze sono da imputare al differente contributo delle turbine a gas in ciclo aperto (OCGT) necessarie per il *back-up* delle fonti rinnovabili intermittenti (FV ed eolico).

Tabella 10. Composizione della quota rinnovabile negli scenari considerati (espressa in percentuale su una domanda di 400 TWh) ed i corrispondenti valori di LCE e di emissioni specifiche relative.

Scenario	FV [%]	altro [%]	eolico [%]	LCE [c€/kWh]	CO ₂ [g/kWh]
1	50	0	0	18,36	205
2	40	10	0	14,54	199
3	40	0	10	14,33	208
4	30	20	0	11,81	194
5	30	10	10	11,42	192
6	30	0	20	11,6	191
7	20	30	0	11,36	190
8	20	20	10	9,95	190
9	20	10	20	9,7	190
10	20	0	30	10,13	190
11	10	40	0	10,52	190
12	10	30	10	10,04	190
13	10	20	20	9,59	192
14	10	10	30	9,7	194
15	10	0	40	12,05	204
16	0	50	0	10,8	191
17	0	40	10	10,82	190
18	0	30	20	9,64	190
19	0	20	30	9,54	191
20	0	10	40	11,34	201
21	0	0	50	12,66	211

Il valore del costo dell'energia è riportato nel diagramma triangolare di Figura 15 in cui ogni lato rappresenta i contributi percentuali (0 - 50%) delle tre macro-categorie rinnovabili al raggiungimento della domanda elettrica italiana nel 2030. Sono inoltre evidenziate le curve di iso-costo che permettono di identificare quali mix di tecnologie conducono al medesimo costo dell'energia.

Dall'analisi del diagramma appare evidente che l'area di fattibilità tecnica (in viola), funzione dei limiti imposti dai potenziali stimati per ogni tecnologia rinnovabile e dall'assenza di import di biomasse, risulti piuttosto piccola a causa prevalentemente del basso potenziale di sviluppo dell'eolico. Il costo di generazione degli scenari contenuti in tale area è compreso circa tra 10 e 11,8 c€/kWh circa.

L'area di fattibilità aumenta notevolmente qualora si consideri l'importazione di biomassa dall'estero (in giallo). Ciò ha un effetto benefico sull'LCE, compreso in questo caso tra 10 e 11 c€/kWh circa, nonostante il progressivo aumento del prezzo della biomassa a seguito dell'import.

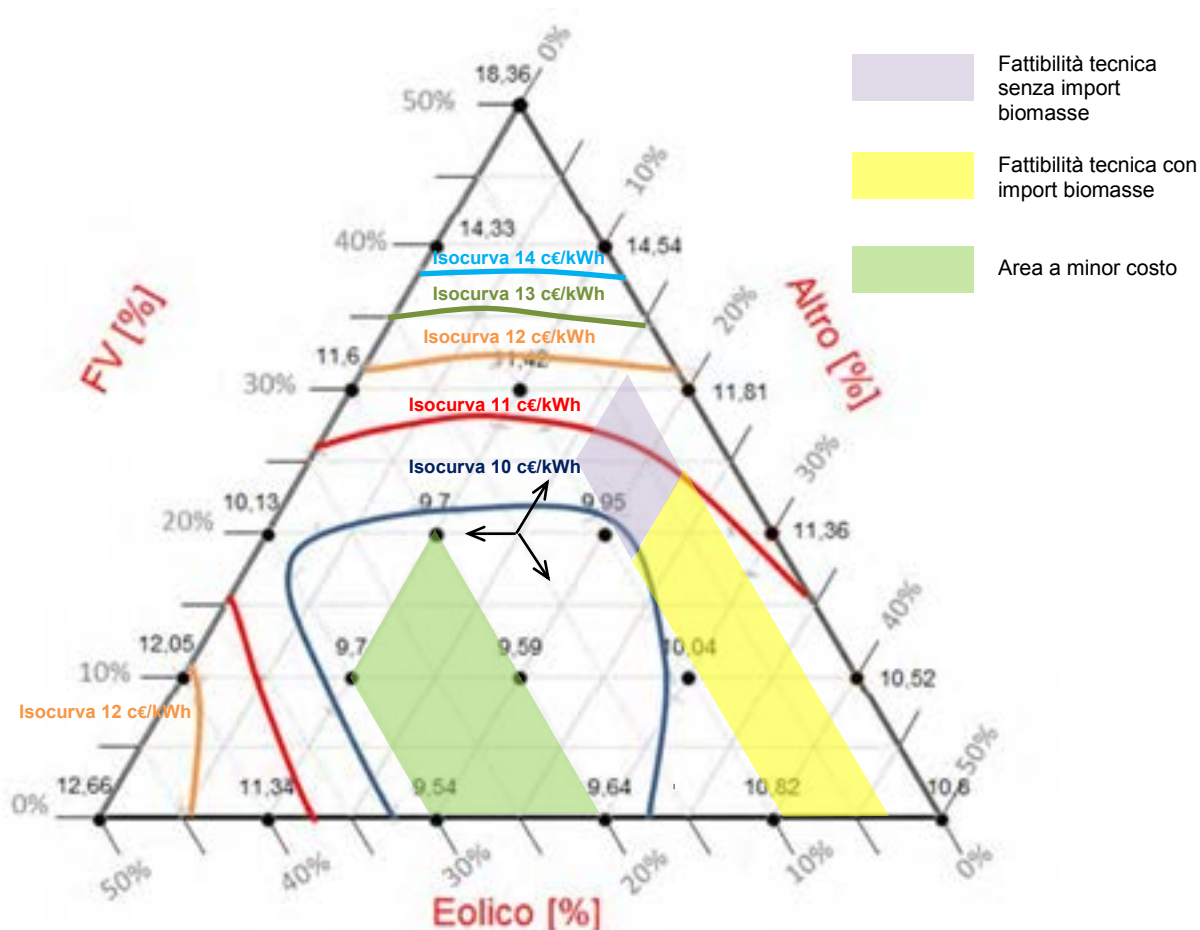


Figura 15. Rappresentazione grafica dei mix 50% FER al 2030 ed LCE relativi.

L'area del triangolo a minore costo (in verde), tra 9,5 e 9,7 c€/kWh, è caratterizzata dal superamento dei limiti di fattibilità tecnica dell'eolico, il cui contributo dovrebbe coprire il

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione ADPFISS-LP1-012	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 27	di 31
--	--	------------------	----------------------	-------------------	-----------------

20-30% della domanda. Se, quindi, il territorio italiano fosse in grado di ospitare una tale quantità di impianti eolici, il costo medio dell'energia ne beneficerebbe, nonostante la scarsa ventosità media italiana rispetto ad altri paesi europei.

Per penetrazioni molto elevate di FV (angolo superiore del triangolo di Figura 15) i costi aumentano molto rapidamente a causa della grande necessità di accumulo dell'energia nelle ore centrali delle giornate primaverili ed estive, quando la generazione supera la domanda a causa della notevole potenza fotovoltaica installata.

Dalle analisi condotte con COMESE è emerso che, per una gestione ottimale di tale situazione dal punto di vista economico, è conveniente che la potenza e la capacità di accumulo siano inferiori a quelle che sarebbero richieste per gestire l'intero surplus e che la parte di energia non accumulabile sia dissipata. Infatti, il beneficio sul costo medio dell'energia del sistema, tratto dall'installazione di una minore potenza di accumulo, è superiore all'aggravio di costo dovuto all'aumento del prezzo di vendita dell'energia fotovoltaica necessario per ammortizzare l'investimento a fronte della vendita di una quantità di energia inferiore a quella prodotta.

Negli scenari ad alta penetrazione fotovoltaica analizzati nel presente studio si è verificato che, oltre alla capacità di accumulo a pompaggio presente a fine 2012, è necessaria una capacità addizionale fornita da batterie sodio-zolfo (~10 GW per contributi di FV $\geq 40\%$).

Le emissioni di CO₂ si mantengono in un intervallo compreso tra 190 e 211 g/kWh, corrispondente a 76 - 84,4 Mt CO₂ annue. In confronto alle emissioni totali del settore elettrico italiano registrate nel 1990, pari a 115 Mt [30], gli scenari delineati comportano una riduzione delle emissioni tra il 26,6 ed il 33,9%.

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione ADPFISS-LP1-012	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 28	di 31
--	--	------------------	----------------------	-------------------	-----------------

7. Conclusioni

Nella prima parte di questo documento è stata proposta una rappresentazione grafica di un generico mix energetico elettrico, caratterizzato da terne di contributi di diverse fonti. Il metodo può essere applicato ad esempio alla terna ‘fonti rinnovabili/fossili/nucleare’, alla terna ‘fossili/fotovoltaico+eolico/altre rinnovabili’ oppure ad altre combinazioni.

In questo modo si possono sintetizzare in modo efficace in un unico grafico, anche se in prima approssimazione, un gran numero di informazioni sul mix energetico elettrico. Per mezzo di “isolinee”, ovvero curve che uniscono mix con uguali valori di determinate grandezze, è possibile evidenziare i costi medi di generazione (c€/kWh) e di produzione di CO₂ (gCO₂/kWh) di diversi mix e, viceversa, ricavare tutti i mix che soddisfino valori richiesti di emissioni e di costi.

E’ possibile inoltre aggiungere altri “isovalori” di interesse come ad esempio l’impatto sull’occupazione.

Si sottolinea comunque che questa rappresentazione va usata con cautela, in quanto i valori medi dei costi e delle emissioni per gli elementi delle terne considerate sono considerati in maniera omogenea.

Nella seconda parte del documento (elaborato da CIRTEN), nell’ottica di valutare le implicazioni tecnico-economiche delle attuali politiche energetiche tese a favorire la penetrazione di fonti rinnovabili nei mix di generazione, è stato studiato nel dettaglio uno scenario italiano al 2030 in cui il 50% della domanda finale sia generata da fonti rinnovabili (tutte le analisi sono quindi soggette alle inevitabili incertezze dovute alla previsione dei costi).

Le tecnologie di generazione FER sono state raggruppate in tre macrocategorie e, in base ai rispettivi contributi nel mix di generazione, variabili da 0 al 50%, sono stati delineati 21 scenari. Per facilitare la valutazione del livello di fattibilità tecnico-economica di ognuno di essi, i valori del costo medio dell’energia di ogni scenario sono stati riportati sul grafico triangolare proposto nella prima parte del documento, potendo così determinare le curve di “iso-costi”.

L’area del triangolo corrispondente agli scenari a minore costo (9,5 – 9,7 c€/kWh) corrisponde ad una penetrazione eolica compresa tra il 20 ed il 30%, un contributo da FV tra lo 0 e il 20% ed, infine, tra il 10 e il 30% da “altro”. Tuttavia risulta alquanto improbabile che scenari di questo tipo possano essere realizzabili poiché richiederebbero l’installazione di una potenza eolica superiore al limite per l’Italia, stimato in base alla morfologia del territorio e la ventosità dei siti.

Per raggiungere una quota di generazione da rinnovabili pari al 50%, rispettando i potenziali di generazione per le singole fonti, è pertanto necessario installare una notevole potenza fotovoltaica. Ciò implica però difficoltà di gestione della rete in primavera ed estate a causa del superamento della produzione rispetto alla domanda elettrica, con conseguente necessità di utilizzo di sistemi di accumulo. Questa opzione comporta costi di generazione pari a circa 11 c€/kWh. Una riduzione di ~1 c€/kWh del costo medio di generazione può essere ottenuta sostituendo parte della produzione da FV e accumulo con biomasse, anche da importazione.

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione ADPFISS-LP1-012	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 29	di 31
--	--	------------------	----------------------	-------------------	-----------------

Ringraziamenti

E' con molto piacere che dedico questo documento, per la parte che mi compete, al mio professore di Chimica Nucleare al quale devo molto. In particolare gli devo la scoperta della 'magia' del diagramma ternario. L'ho visto nelle sue dispense da studente, mi è rimasto sepolto per 40 anni dietro a chissà quale neurone, mi è riemerso ora applicandolo ai sistemi energetici. Il mio grazie, dunque, al prof. Gianfranco Cicognani.

Carlo Artioli

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione ADPFISS-LP1-012	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 30	di 31
--	--	------------------	----------------------	-------------------	-----------------

Bibliografia

- [1] IEA, «Key World Energy STATISTICS,» 2012.
- [2] Eurostat, «Energy, transport and environment indicators,» European Commission, 2012.
- [3] GSE, «Rapporto Statistico UE 27 - Settore Elettrico,» 2011.
- [4] NEA, «Nuclear Energy Today,» NEA/OECD, No. 6885, 2012.
- [5] IEA, «World Energy Outlook 2012,» OECD/IEA, 2012.
- [6] ISPRA, «Fattori di emissione di CO2 nel settore elettrico e analisi della decomposizione delle emissioni,» ISPRA 172/2012, 2012.
- [7] WNA, «Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources,» WNA Report, 2011.
- [8] W. Moomaw, P. Burgherr, G. Heat, M. Lenzen, J. Nyboer e A. Verbgruggen, «Annex II: Methodology. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation,» Cambridge (UK) and New York (USA), Cambridge University Press, 2011.
- [9] GSE, «Rapporto Statistico 2011 - Impianti a fonti rinnovabili,» 2012.
- [10] W. Short, D. Packey e T. Holt, «A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies,» NREL/TP-462-5173, NREL, Golden, 1995.
- [11] IEA, «Projected Costs of Generating Electricity,» OECD/NEA/IEA, 2010.
- [12] K. Branker, M. Pathak e J. Pearce, «A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, pp. 4470-4482, 2011.
- [13] NEA, «Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems,» 2012.
- [14] Autorità per l'energia elettrica e il gas, «Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta,» AEEG, 2013.
- [15] EU, «A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050,» European Commission, COM(2011) 112, 2011.
- [16] GSE, «Audizione sui prezzi dell'energia elettrica e del gas,» Commissione Permanente del Senato, Roma, 2013.
- [17] MISE, «Strategia Energetica Nazionale,» Roma, 2013.

 Ricerca Sistema Elettrico	Sigla di identificazione ADPFISS-LP1-012	Rev. 0	Distrib. L	Pag. 31	di 31
--	--	------------------	----------------------	-------------------	-----------------

- [18] Terna, «Dati statistici 2012,» Roma, 2012.
- [19] RSE, «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). SUSPLAN – 7th Framework Programme, Milano, 2010.
- [20] V. Motola, N. Colonna, V. Alfano, M. Gaeta, S. Sasso, V. De Luca, C. De Angelis, A. Soda e G. Braccio, «Evaluation of the Italian biomass potential,» ENEA, MSE, Ricerca Sistema Energetico (RSE), 2009.
- [21] IEA, «PVPS T7-4, Potential for Building Integrated Photovoltaic,» Parigi, 2002.
- [22] FP7, «Assessing the future of water resources in vulnerable mountain regions,» European Project (FP7) ACQWA, 2013.
- [23] Deutsche Forschungsanstalt für Luft-Und Raumfahrt (DLR), «Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region,» 2005.
- [24] G. Lettner e H. Auer, «Realistic Roadmap to PV Grid Parity for all target countries,» University of Technology, Vienna, 2012.
- [25] C. Bustreo, G. Meneghini, I. Vignotto e G. Zollino, «Rapporto sull’impatto dell’energia nucleare su sostenibilità ed economicità per varie opzioni di mix energetici, scenari economici,» MSE-ENEA “Ricerca di sistema elettrico”, PAR 2011, Padova, 2012.
- [26] IEA, «Energy Technology Perspectives 2012,» Parigi, 2012.
- [27] European Climate Foundation, «Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low-carbon Europe,» 2010.
- [28] IEA, «Golden Rules for a Golden Age of Gas,» Parigi, 2012.
- [29] Gestore Mercati Energetici (GME), «Relazione annuale 2012,» Roma, 2013.
- [30] ISPRA, «2011 Italy Climate Policy Progress Report,» Roma, 2011.
- [31] D. Graham e N. Midgley, «Graphical representation of particle shape using triangular diagrams: an Excel spreadsheet method,» *Earth Surface Processes and Landforms* 25(13), pp. 1473-1477, 2000.