

GAS NATURALE DA CARBONE ED EOLICO

Un'alternativa alle importazioni di gas naturale dell'Unione Europea dalla Russia

Silvano Tosti¹, Giuliano Buceti¹,
Aldo Pizzuto¹, Alfonso Pozio²

¹ENEA, Unità Tecnica Fusione

C.R. Frascati (RM)

²ENEA, Unità Tecnica Fonti Rinnovabili

C.R. Casaccia, S. Maria di Galeria (RM)

silvano.tosti@enea.it

DOI: [10.17374/CI.2015.2.4.1](https://doi.org/10.17374/CI.2015.2.4.1)



La produzione di gas naturale mediante idrogassificazione di carbone con idrogeno prodotto da fonti rinnovabili viene presentata come un'opzione di politica energetica dell'Unione Europea capace di ridurre le importazioni di gas naturale ed aumentare quindi la sicurezza degli approvvigionamenti energetici

Coal and Wind for Producing SNG

Natural gas produced via coal hydrogasification using hydrogen obtained by wind electricity is proposed as an option of the European Union energy policy aimed to reduce its natural gas imports and to increase the energy security.

Con gassificazione si intendono tutti quei processi che, a partire da materiali che contengono carbonio, producono gas di sintesi, una miscela composta prevalentemente di monossido di carbonio (CO) e idrogeno (H₂) e normalmente indicata come syngas. Questo può essere utilizzato per generare elettricità o vapore, o ancora, nella industria petrolchimica, come materiale di partenza per produrre ulteriori composti chimici o idrogeno.

Fra i processi di utilizzo del gas ottenuto dalla gassificazione c'è da ricordare la sintesi di Fischer-Tropsch utilizzata per ottenere prodotti chimici e vettori energetici: esempi importanti si sono avuti durante la seconda guerra mondiale quando la Germania produceva così i combustibili liquidi e quando la Repubblica Sudafricana, durante il periodo dell'apartheid, copriva il proprio fabbisogno di carburanti ed altri prodotti chimici tramite gassificazione del carbone.

Sempre nel contesto di questi processi vi è la produzione di una miscela gassosa ricca in metano ed idrogeno (SNG, Synthetic Natural Gas) mediante idrogassificazione del carbone con idrogeno. Fin dai primi decenni del 20° secolo, l'idrogeno necessario alla idrogassificazione veniva prodotto dal carbone stesso con un'articolazione del processo di gassificazione che includeva ossidazione parziale e reforming combinati con la reazione di water gas shift. Attualmente, sebbene le tecnologie di gassificazione del carbone siano ben mature, la produzione di idrogeno mediante questi processi è limitata sia dalle preoccupazioni ambientali legate all'elevato impatto del carbone sia dai costi non competitivi rispetto, ad esempio, alla produzione di idrogeno mediante reforming del metano.

La situazione è però in via di mutamento e l'analisi degli scenari energetici futuri, con particolare riferimento alla possibilità che si renda disponibile idrogeno "a basso costo" prodotto da fonti rinnovabili, suggerisce di riconsiderare l'opzione dell'idrogassificazione del carbone.

Il carbone offre grandi riserve di energia a basso costo e potrebbe sostenere nei prossimi anni lo sviluppo dei Paesi emergenti. Tuttavia, tra i combustibili fossili il carbone è quello che produce le maggiori emissioni di gas serra e quindi il suo impiego dovrà essere accompagnato da tecnologie in grado di ridurre l'impatto ambientale ed aumentarne la accettabilità sociale.

Negli scenari futuri la quota delle fonti fossili è prevista scendere al 75% nel 2035 a vantaggio di una sempre maggiore penetrazione delle energie rinnovabili e dell'eolico in particolare^{1,2}. D'altra parte, una maggiore velocità di diffusione delle energie rinnovabili è limitata dalla disponibilità di efficienti sistemi di accumulo di energia che dovrebbero bilanciare la loro intrinseca variabilità. Un recente studio relativo alla Danimarca ha messo in evidenza che quando l'energia da impianti eolici supera la soglia del 20% del fabbisogno si verifica un eccesso di elettricità prodotta che potrebbe richiedere lo spegnimento delle turbine al fine di evitare il sovraccarico della rete³. L'eccesso di energia elettrica prodotta durante le cosiddette "off-peak hours" cresce all'aumentare della penetrazione degli impianti eolici. Per la Danimarca sono state calcolate circa 1.600 ore annue (20% del tempo) nel caso del 50% di energia prodotta dal vento, per arrivare a 3.600 ore annue (45% del tempo) nel caso limite in cui gli impianti eolici coprano tutto il fabbisogno energetico.

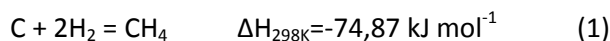
Queste considerazioni ci portano a ripensare alla idrogassificazione del carbone nel contesto delle strategie di politica energetica dei prossimi anni. L'idrogeno necessario può essere prodotto mediante elettrolisi utilizzando energia elettrica "di basso costo" ricavata da fonti rinnovabili durante le "off-peak hours" aumentando la competitività della tecnologia della idrogassificazione. Il gas naturale prodotto in questo modo (SNG) è un vettore energetico nel quale l'energia prodotta da fonti rinnovabili viene immagazzinata nei periodi di eccesso di produzione. Il suo contenuto energetico è un mix di fossili (carbone) e rinnovabili (eolico, solare): quindi mediante questi processi si "valorizza" il carbone dal punto di vista ambientale, rendendo più accettabile lo sfruttamento delle ingenti riserve disponibili^{4,5}.

È interessante infine sottolineare come l'idrogassificazione del carbone con idrogeno prodotto da rinnovabili risponde ai principi base di politica energetica stabiliti recentemente dalla comunità internazionale⁶. Infatti, tale processo sviluppa la competitività del mercato dell'energia permettendo la diversificazione dei combustibili e, quindi, aumenta la capacità dell'Unione Europea di fronteggiare situazioni di emergenza permettendo la sostituzione dei combustibili (i.e. convertendo carbone e rinnovabili in gas naturale).

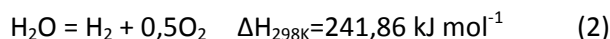
In questo studio viene analizzato in che modo l'applicazione dei processi di idrogassificazione del carbone può modificare i futuri scenari di politica energetica dell'Unione Europea.

Descrizione del processo

I processi di idrogassificazione del carbone si riferiscono alla reazione del carbonio con idrogeno per ottenere metano:



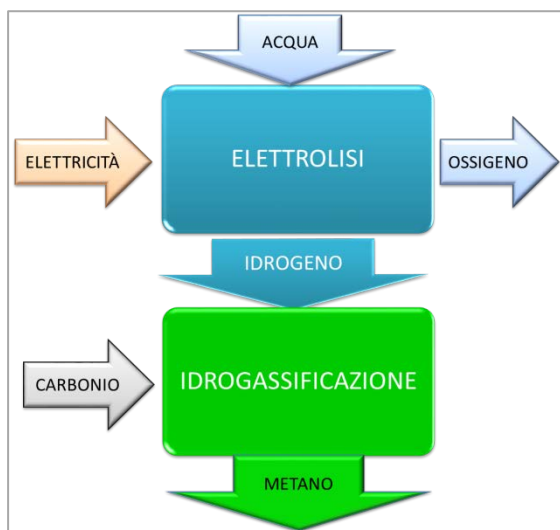
L'idrogeno necessario può essere prodotto dall'acqua tramite la reazione di elettrolisi:



Per l'elettrolisi dell'acqua sono disponibili diverse tecnologie^{7,8,9}. Nelle valutazioni che seguono verranno presi in considerazione: i) gli elettrolizzatori alcalini tradizionali (CWE, Conventional Water Electrolysers) che utilizzano una tecnologia ben validata e sono presenti sul mercato in varie taglie, ii) gli elettrolizzatori alcalini avanzati (AWE, Advanced Water Electrolysers) che operando ad alta densità di corrente (EAHCD) sono caratterizzati da una maggiore efficienza ma hanno costi maggiori e richiedono ulteriore sviluppo per la loro commercializzazione su larga scala. Altri tipi di elettrolizzatori sono quelli a polimeri solidi (SPE, Solid Polymer Electrolysers) che utilizzano materiali costosi (platino, membrane a scambio ionico) e gli elettrolizzatori ad alta temperatura (HTE, High Temperature Electrolysers) che operano a temperature di 800-1.000 °C con elettrolita solido ceramico con elevati rendimenti ma che richiedono l'impiego di materiali particolari. Il consumo specifico dei diversi tipi di elettrolizzatori è riportato in Tab. 1.

*Tab. 1
Consumo specifico di energia [kWh Nm⁻³(H₂)] di diversi tipi di elettrolizzatori*

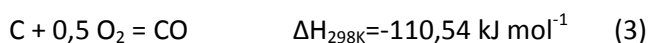
	Elettrolizzatori alcalini		Elettrolizzatori a polimero solido (SPE)	Elettrolizzatori ad alta temperatura (HTE)
	Elettrolizzatori tradizionali (CWE)	Elettrolizzatori avanzati (AWE)		
Consumo specifico [kWh Nm ⁻³ (H ₂)]	4,9	4,3	3,9	3,6



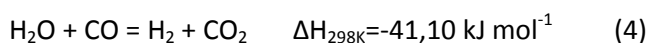
Un primo schema di processo basato sulle reazioni (1) e (2) è riportato in Fig. 1. L'ossigeno è un importante sottoprodotto di questo processo: ne viene prodotta una quantità in moli pari a quella del metano. L'ossigeno può essere utilizzato nell'industria dell'acciaio, del vetro ed in generale in molti impianti chimici, tuttavia potrebbe essere difficile commercializzarlo in grandi quantità.

*Fig. 1
Produzione di metano mediante idrogassificazione del carbone con idrogeno elettrolitico*

Nella nostra analisi prenderemo quindi in considerazione una variante al processo base nella quale l'ossigeno prodotto dall'elettrolisi viene utilizzato per l'ossidazione parziale del carbone:



Questa reazione fortemente esotermica genera monossido di carbonio con il quale produrre altro idrogeno mediante la reazione di water gas shift:



In questa variante, descritta nello schema di Fig. 2, metà dell'idrogeno utilizzato nella idrogassificazione del carbone viene dall'elettrolisi mentre il resto è prodotto mediante water gas shift dell'ossido di carbonio ottenuto dall'ossidazione parziale. In pratica, rispetto al processo base, per ottenere la stessa quantità di metano è necessario impiegare il doppio del carbone e la metà dell'energia elettrica (eolico, solare). In altri termini, in questo processo nel metano prodotto c'è un maggior contributo "fossile" rispetto a quello prodotto nel processo base.

L'anidride carbonica prodotta dalla reazione di water gas shift è separata dall'idrogeno utilizzando la tecnologia PSA (Pressure Swing Adsorption) che opera la separazione della CO₂ attraverso cicli di assorbimento a diversa pressione su colonne impaccate con setacci molecolari e carboni attivi con consumi energetici di 2-3 MJ per kg di CO₂⁹.

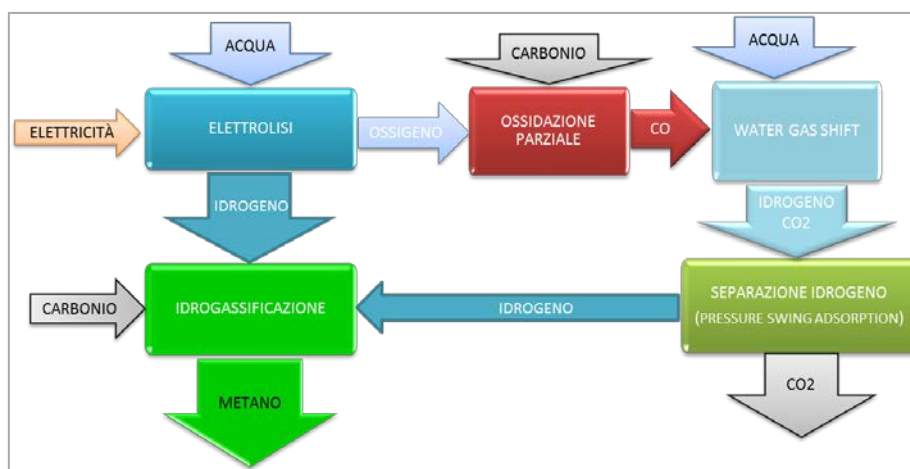


Fig. 2

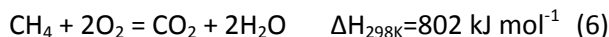
Produzione di metano mediante idrogassificazione del carbone con idrogeno in parte per via elettrolitica e in parte via water gas shift

Metano da processi di idrogassificazione: un mix di fonti fossili e rinnovabili

Il mix “fossile” + “rinnovabile” del contenuto energetico del metano prodotto da idrogassificazione del carbone può essere messo in evidenza confrontando i bilanci entalpici delle reazioni (1) e (2) con quelli della reazione di combustione del carbonio:



e della combustione del metano:



La Fig. 3 schematizza i bilanci entalpici legati alla idrogassificazione del carbone secondo il processo base e tenendo conto poi della combustione del metano così prodotto. In particolare, la combustione di una mole di carbonio libera 393 kJ, mentre se la stessa mole di carbonio è utilizzata per produrre metano vengono liberati 75 kJ dalla idrogassificazione più 802 kJ dalla combustione del metano per un totale di 877 kJ. La differenza rispetto alla combustione della mole di carbonio è di 484 kJ e corrisponde all'entalpia dell'elettrolisi di due moli di acqua secondo la reazione (2). La molecola di metano prodotta è quindi un mix di “fossili” per il contributo entalpico corrispondente al suo atomo di carbonio (393 kJ mol⁻¹) e di “rinnovabili” per il contributo corrispondente ai 4 atomi di idrogeno (484 kJ mol⁻¹).

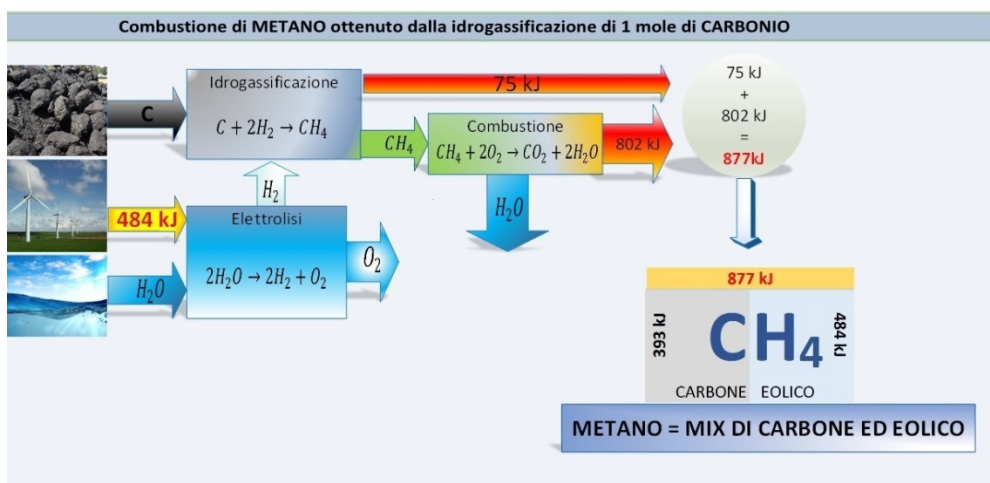


Fig. 3

Bilanci entalpici della idrogassificazione del carbone e della combustione del metano

Idrogassificazione del carbone nell'Unione Europea

La composizione del carbone può essere molto variabile come mostrato nella Tab. 2, che riporta le caratteristiche di alcuni carboni europei presi in considerazione in questo studio.

Tab. 2
Composizione (wt.%) di alcuni carboni europei

	Sulcis	DE1	DE2	UK1	UK2
C	53,17	73,78	56,60	77,45	68,00
H	3,89	4,58	3,50	4,50	3,00
S	5,98	0,75	0,70	1,50	0,30
N	1,29	1,63	1,40	2,00	1,25
O	6,75	4,58	6,00	4,50	7,40
Cl	0,10	0,14	0,10	0,35	0,05
Ceneri	17,31	7,94	25,00	5,00	10,80
Umidità	11,51	6,60	7,50	3,75	9,20
Fonte	5	10	10	11	11

Ad esempio, il carbone del Sulcis (Sardegna) è a basso contenuto di carbonio ed alto contenuto di zolfo. I carboni DE1 e DE2 provengono dalla Germania: il primo è ad alto tenore di carbonio mentre il secondo è caratterizzato da elevati valori di ceneri. UK1 riporta la composizione del carbone di Kellingley, una miniera profonda del Regno Unito, con altissimo tenore in carbonio, mentre UK2 riporta la composizione caratteristica del carbone di Longannet, un sito nel nord della Gran Bretagna dove vi è la più grande miniera di superficie del Regno Unito (Potland Burn) e dove si registrano condizioni favorevoli per le installazioni eoliche (i.e. elevate velocità del vento).

I bilanci di materia relativi alle reazioni (1)-(4) sono stati valutati considerando il carbone composto da solo carbonio. Nello specifico, per ciascun tipo di carbone il contenuto in peso di carbonio riportato in Tab. 2 è stato incrementato per tener conto della presenza di idrogeno nel carbone. I valori usati nei calcoli per il contenuto in peso di carbonio equivalente sono stati rispettivamente di 60%, 81%, 62%, 84% e 73% per il Sulcis, DE1, DE2, UK1 e UK2.

I risultati relativi al trattamento di 1 tonnellata di carbone sono riportati nelle Tab. 3 e 4, rispettivamente per il processo base nel quale tutto l'idrogeno è prodotto mediante elettrolisi e per il caso nel quale una parte dell'idrogeno è prodotto mediante gassificazione del carbone (ossidazione parziale seguita da water gas shift).

Tab. 3

Processo base: trattamento di 1 t di carbone

	Produzione di CH ₄ e O ₂ (Nm ³)	Consumo di elettricità per l'elettrolisi (kWh)	
		CWE	HTE
Sulcis	1,12x10 ³	1,10x10 ⁴	8,06x10 ³
DE1	1,51x10 ³	1,48x10 ⁴	1,09x10 ⁴
DE2	1,16x10 ³	1,13x10 ⁴	8,33x10 ³
UK1	1,57x10 ³	1,54x10 ⁴	1,13x10 ⁴
UK2	1,36x10 ³	1,34x10 ⁴	9,81x10 ³

Tab. 4

Combinazione del processo base con la WGS: trattamento di 1 t di carbone

	CH ₄ prodotto (Nm ³)	Consumo di elettricità per l'elettrolisi (kWh)		Consumo di elettricità per separazione CO ₂ (PSA) (kWh)
		CWE	HTE	
Sulcis	5,61x10 ²	2,75x10 ³	2,02x10 ³	2,78x10 ²
DE1	7,57x10 ²	3,71x10 ³	2,72x10 ³	3,76x10 ²
DE2	5,79x10 ²	2,48x10 ³	2,08x10 ³	2,88x10 ²
UK1	7,85x10 ²	3,84x10 ³	2,82x10 ³	3,90x10 ²
UK2	6,82x10 ²	3,34x10 ³	2,45x10 ³	3,39x10 ²

Secondo il processo base da 1 t di carbone si producono fino a 1.500 m³ di metano (ed altrettanti di ossigeno) consumando per elettrolisi nel caso più realistico di elettrolizzatori alcalini convenzionali (CWE) fino a circa 15.000 kWh. Nel secondo caso (processo base in combinazione con water gas shift), la quantità di metano prodotta da 1 t di carbone è dimezzata, mentre l'ossigeno prodotto è impiegato per produrre una parte dell'idrogeno attraverso ossidazione parziale del carbone e successiva water gas shift, riducendo così ad un quarto il consumo di elettricità necessaria per l'elettrolisi. A questo consumo di elettricità per l'elettrolisi va aggiunto un ulteriore 10% necessario per la separazione della CO₂ attraverso il processo PSA per il quale è stato assunto un consumo specifico di 2,5 MJ per kg di CO₂.

In pratica, un impianto capace di produrre metano da energia elettrica prodotta da rinnovabili e carbone dovrebbe prevedere una combinazione dei due processi studiati in maniera da ottimizzarne l'efficienza al variare della disponibilità dell'energia rinnovabile. Il processo base dovrebbe essere preferito in presenza di grande disponibilità di energia rinnovabile di basso costo (i.e. durante le "off-peak hours" degli impianti

eolici e solari) mentre le unità di ossidazione parziale e di water gas shift verrebbero attivate per produrre una parte dell'idrogeno durante i periodi di carenza di rinnovabili e comunque nelle fasce orarie con costo dell'elettricità più elevato.

Prospettive per la politica energetica comunitaria

È interessante vedere come i processi di idrogassificazione del carbone potrebbero influenzare la politica energetica europea. Secondo dati Eurostat 2012 il gas naturale copre circa il 25% del consumo di energia primaria dell'Unione Europea (EU28)¹². Come riportato nella Tab. 5, le importazioni di gas naturale dell'Unione Europea ammontano annualmente ad oltre 400 miliardi di m³ di cui circa un quarto provengono dalla Federazione Russa.

Tab. 5
Unione Europea (28 Paesi): dati relativi alla produzione ed importazione di gas naturale ed alla produzione di carbone ed energia eolica nel 2012¹²

Produzione di gas naturale (Nm ³)	Importazioni di gas naturale (Nm ³)	Importazioni di gas naturale dalla Federazione Russa (Nm ³)	Produzione di carbone (Mt)	Produzione di energia eolica (kWh)	Potenza eolica installata (MW)
143,8x10 ⁹	422,3x10 ⁹	106,0x10 ⁹	570	206x10 ⁹	103.098

La produzione di carbone ammonta a 570 milioni di tonnellate anche se, come conseguenza della decisione della Commissione Europea di terminare gli incentivi alla estrazione del carbone nel 2018, tale produzione è destinata drasticamente a diminuire nei prossimi anni.

La produzione di energia eolica in EU28 sempre nel 2012 ammontava a circa 200 miliardi di kWh ed, in generale, tutte le rinnovabili presentano un tasso di crescita elevato in molti Paesi europei. Ad esempio, in Germania le rinnovabili nel 2014 sono divenute la prima fonte energetica, superando la lignite e raggiungendo una quota del fabbisogno nazionale del 26% che seconde le stime arriverà al 60% nel 2035¹³. Nelle successive considerazioni l'impatto dei processi di idrogassificazione viene valutato utilizzando i risultati dei bilanci di materia riferiti alla tipologia di carbone DE1 che è preso come rappresentativo della media Europea. Un obiettivo significativo della produzione di gas naturale via idrogassificazione del carbone può essere fissato a 100 miliardi di m³: come abbiamo visto questo valore corrisponde alle importazioni di gas dalla Federazione Russa. In altre parole, è interessante ragionare intorno a questo valore poiché una tale produzione di gas all'interno dell'Unione Europea potrebbe significativamente rafforzarne la sicurezza energetica. Inoltre, a verifica che un tale obiettivo sia realistico, vale la pena di richiamare che due impianti di gassificazione cinesi in costruzione, uno a Hexigten in Mongolia e l'altro a Yili nella provincia dello Xinjiang, sono previsti avere una produzione annuale, rispettivamente di 4 e 6 miliardi di m³ di SNG¹⁴. Pur trattandosi di tecnologie diverse, si possono prendere questi numeri come riferimento per una valutazione di prima approssimazione che, nel caso in studio, ipotizza la realizzazione di una ventina di impianti di gassificazione di questa taglia.

Dai bilanci di materia risulta che per produrre 100 miliardi di m³ di gas naturale si rende necessario l'impiego di una quantità di carbone che va da 66 a 132 Mt ed un consumo di energia elettrica di 980 o 538 miliardi di kWh a seconda che si consideri rispettivamente il processo base oppure la sua combinazione con l'ossidazione parziale e la water gas shift.

Possiamo così riassumere che la produzione di 100 miliardi di m³ di gas naturale attraverso i processi considerati non richiede un ulteriore incremento dello sfruttamento delle miniere di carbone ma può essere ottenuta semplicemente rinunciando alla chiusura delle miniere che seguirà la fine degli incentivi dell'Unione Europea nel 2018.

Diversa evidenza sulla disponibilità di energia elettrica di basso costo dall'eolico: stimando l'eccesso di produzione dell'energia eolica intorno al 20%³, dai valori di energia eolica prodotta riportati in Tab. 5 si calcolano circa 50 miliardi di kWh disponibili durante le "off-peak hours". La quantità richiesta (538-980 miliardi di kWh) è superiore di almeno un ordine di grandezza, indicando che al momento utilizzando l'eccesso di energia da eolico si potrebbero coprire solo il 10% delle importazioni di gas naturale dalla Russia. Considerando, invece, il contributo di energia elettrica di basso costo che può venire da altre fonti,

sia rinnovabili (i.e. solare) che tradizionali (i.e. nucleare), così come la riduzione dei consumi elettrici ottenibile con l'impiego di elettrolizzatori ad alta efficienza (AWE) la produzione di gas naturale potrebbe già approssimarsi al valore di 100 miliardi di m³.

Conclusioni

L'analisi degli scenari energetici futuri mette in evidenza, da una parte, la grande disponibilità di riserve di carbone che è una fonte energetica di basso costo molto importante per lo sviluppo dei Paesi emergenti e, dall'altra parte, una sempre maggiore penetrazione delle energie rinnovabili che però potrebbe essere frenata dalla indisponibilità di efficienti sistemi di stoccaggio.

I processi di idrogassificazione del carbone, attualmente poco remunerativi, potrebbero essere riconsiderati nel caso si disponga di idrogeno di basso costo ottenuto da fonti rinnovabili durante i periodi di eccesso di produzione ("off-peak hours").

La produzione in EU28 di 100 miliardi di m³ di gas naturale (più o meno il quantitativo importato annualmente dalla Russia) può essere sostenuta senza incrementi significativi dell'estrazione di carbone ed anzi semplicemente lasciando in operazione le miniere di carbone che verrebbero chiuse alla fine degli incentivi comunitari nel 2018. Diversamente, l'energia eolica attualmente prodotta in eccesso coprirebbe circa solo il 10% dell'elettricità necessaria alla elettrolisi. Ovviamente, tale percentuale è più alta nel caso di utilizzo di energia elettrica di basso costo provenienti da altre fonti sia rinnovabili (solare) che tradizionali (nucleare) e potrà arrivare al 100% nei prossimi anni con una maggiore penetrazione delle rinnovabili nel sistema energetico europeo.

BIBLIOGRAFIA

¹2013 Key World Energy Statistics, IEA,

<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2013.pdf>

²S.A. Sherif, F. Barbir, T.N. Veziroglu, Wind energy and the hydrogen economy-review of the technology, *Solar Energy*, 2005, **78**, 647.

³C. Jørgensen, S. Ropenus, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2008, **33**, 5335.

⁴S. Tosti, A. Pizzuto, Processo per la produzione di metano da carbone, Domanda di brevetto per invenzione industriale n. RM2012A000665 del 27.12.2012.

⁵S. Tosti, A. Pizzuto, A. Pozio, *Chimica e Industria*, 2013, **95**(8), 126.

⁶Rome G7 Energy Initiative for Energy Security - Joint Statement, Rome, May 6th 2014.

⁷H. Zhang, G. Lin, J. Chen, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010, **35**, 10851.

⁸A. Pozio, A. Cemmi, *Chimica e Industria*, 2010, **93**(12), 108.

⁹M.K. Mondal, H.K. Balsora, P. Varshney, *Energy*, 2012, **46**, 431.

¹⁰M. Bläsing, M. Müller, *Combustion and Flame*, 2010, **157**, 1374.

¹¹The BCURA Coal Sample Bank: A User Handbook, April 2002, <http://www.bcura.org/coalbank.html>

¹²<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data>

¹³Renewables take top spot in Germany power supply stakes, *Financial Times*, January 7, 2015.

¹⁴<http://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasification-plant-databases/china-gasification-database>