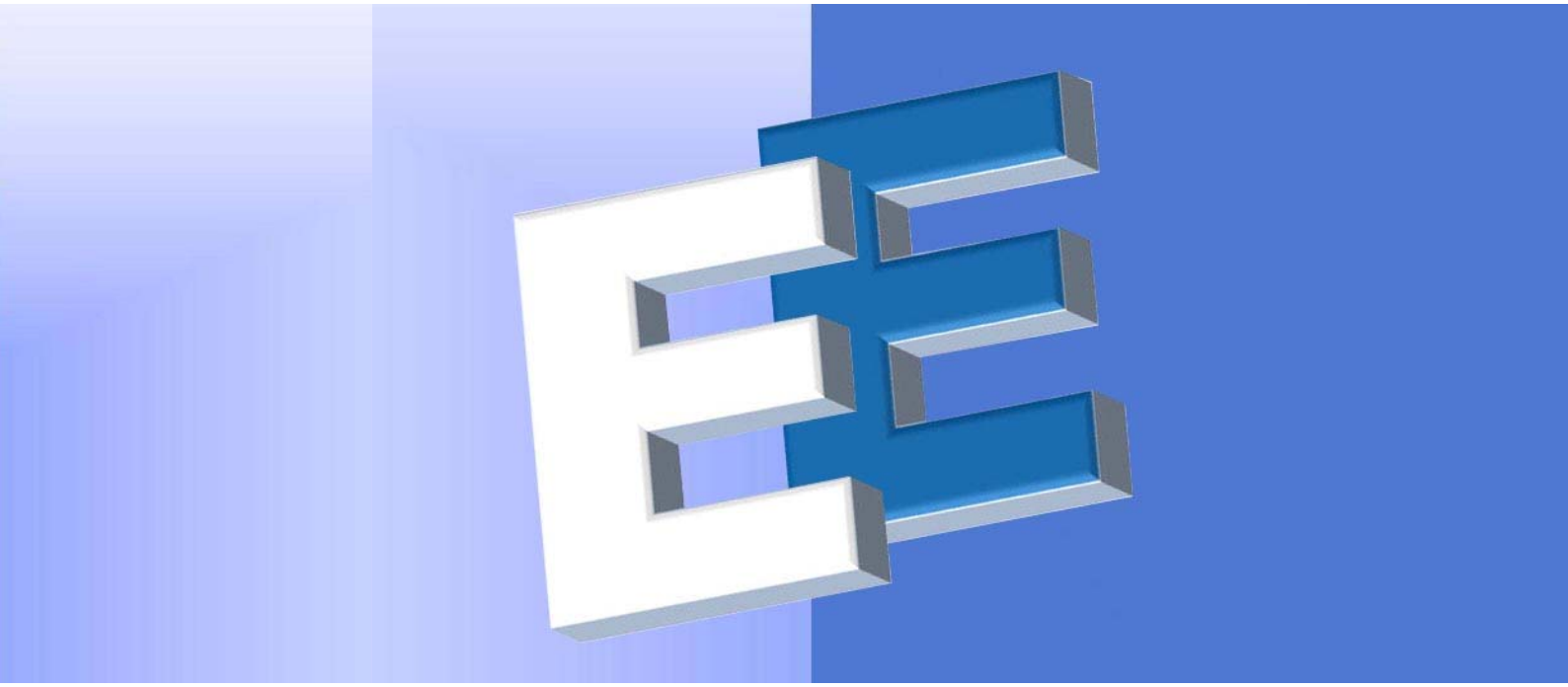
Energia ed Economia

Bollettino di informazione - Anno XVIII Numero 07



settembre-ottobre 2018

AIEE - Viale Parioli 10 - Roma - tel. 06 3227367 fax 06 8070751 assaiee@aiee.it www.aiee.it

Energia ed Economia

Editoriale

Le rinnovabili oggi e domani: obiettivi e scenari futuri
- di G.B. Zorzoli

Dialogo sull'energia (pag. 4)

Intervista con **Kostas Andriosopoulos**, Presidente HAEE

Approfondimenti (pag. 6)

A Charge on Emissions (CoE): uno strumento innovativo per ridurre le emissioni globali
- di Gianluca Carrino

Il mercato delll'energia (pag. 8)
Il mercato del carbone - di Vittorio D'Ermo

Norme e delibere (pag. 10)

Notizie dal mondo (pag. 13)

Notizie dall'Italia (pag. 23)

Seminari/eventi (pag. 24)

Le rinnovabili oggi e domani: obiettivi e scenari futuri

di G.B. Zorzoli

Alla vigilia della scadenza prevista per inviare alla Commissione europea la proposta di Piano nazionale energia-clima, circolano previsioni sugli obiettivi che, per realizzarlo, dovranno essere raggiunti dalle rinnovabili elettriche e dalla mobilità. Altrettanto non si può dire per le rinnovabili termiche e per l'efficienza energetica, probabilmente perché, appena uno si addentra nell'analisi delle loro potenzialità, deve fare i conti con la difficoltà di individuare risposte adeguate.

Emblematico è il caso dell'efficientamento energetico che, secondo la SEN, doveva essere tale da ridurre i consumi finali di energia da 116 Mtep (2016) a 108 Mtep (2030), pur in presenza di una stabile crescita della ricchezza nazionale. Contestualmente la SEN assumeva infatti l'1,5% come tasso medio di crescita annua del PIL fino al 2030. Un obiettivo indubbiamente auspicabile, che rende però più difficoltosa la riduzione dei consumi finali di energia.

Secondo il primo rapporto trimestrale 2018 dell'Enea sull'analisi del sistema energetico italiano, nel 2017 i consumi finali di energia sono aumentati dell'1,3% circa, cioè in misura di poco inferiore all'aumento del PIL (1,5%), ma nel primo semestre 2018 sono cresciuti in misura decisamente più significativa: oltre tre punti percentuali, quindi quasi tre volte il PIL (terzo rapporto trimestrale 2018 dell'Enea).

Questo, malgrado negli ultimi cinque anni l'andamento degli investimenti in efficienza sia stato positivo, addirittura con un'accelerazione nel 2017 (+10% rispetto al 2016); una crescita confermata anche dai primi dati del 2018.

Ciò nonostante, si fatica ad evitare che, dopo la caduta dei consumi dovuta alla crisi, la domanda di energia rimanga per lo meno stabile, pur in presenza di un incremento della ricchezza nazionale tutto sommato modesto. Anzi, nel loro insieme i dati 2016 - 2017 e i primi del 2018 indicano come più realistica, a bocce ferme, la previsione di un tasso di crescita dei consumi finali di energia grosso modo identico a quello del PIL.

Questa prospettiva può essere migliorata se, aumentando ulteriormente gli investimenti, si riuscisse a rispettare fino al 2030 l'obiettivo dell'1,5% di incremento annuo dell'efficienza energetica, che viceversa l'accordo sulla nuova Direttiva europea in materia ha stabilito soltanto per la prima parte del prossimo decennio. Essendo percentualmente uguale al tasso di crescita del PIL assunto dalla SEN, con questo non banale impegno si riuscirebbe a mantenere giusto costante la domanda finale di energia.

Conseguentemente, due sembrano gli scenari realistici: il primo assume la continuazione del trend attuale (pari crescita della domanda e del PIL), che porterebbe a circa 150 Mtep i consumi finali di energia nel 2030; il secondo prevede che la domanda energetica rimanga costante fino al 2030.

Poiché secondo l'obiettivo concordato a livello europeo, nel 2030 il 32% dei consumi energetici finali dovrà essere coperto da produzione con fonti rinnovabili, nel primo scenario questa passerebbe dagli attuali 21 a 48 Mtep; nel secondo a 39 Mtep. In sei anni - dal 2010 al 2016 – la produzione con fonti rinnovabili è cresciuta di 3,72 Mtep: in poco più di dieci dovrebbe aumentare di 4,8 o, addirittura, di 7,3 volte.

Da valutazioni in corso, di cui sono a conoscenza, entrambi gli obiettivi sarebbero potenzialmente perseguibili (uno, ovviamente, con minori difficoltà), ma tra il dire e il fare questa volta c'è proprio di mezzo il mare.

Tra gli ostacoli da superare, il più arduo non sarà la disponibilità delle risorse finanziarie richieste, dato che una parte significativa degli investimenti sarebbe destinata a tecnologie diventate competitive. Pesa maggiormente il rischio di revisioni della normativa vigente che, come conferma l'esperienza del recente passato, può rallentare e perfino bloccare la crescita del settore. Negli ultimi dieci anni abbiamo avuto sei governi diversi, retti da cinque differenti maggioranze, circostanza che rende probabili modifiche regolatorie.

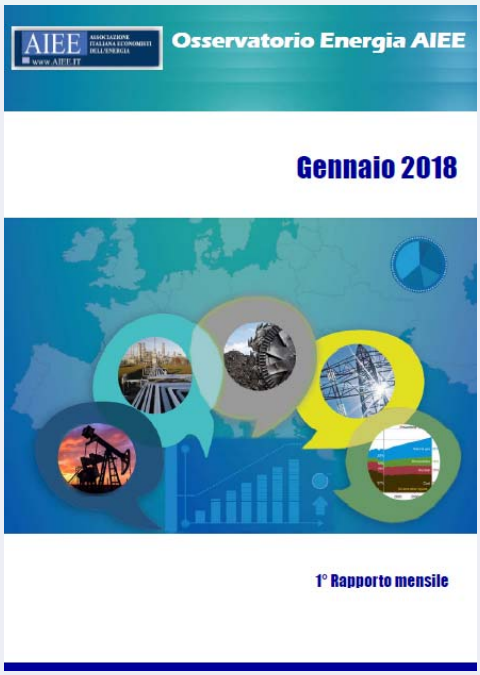
Di gran lunga più rilevante è il freno introdotto dalle difficoltà autorizzative, che possono ritardare o addirittura impedire la realizzazione degli impianti e dei potenziamenti delle infrastrutture al loro servizio. È un'eventualità, purtroppo, molto concreta. Secondo il rapporto Nimby Forum 2017, dei 359 impianti contestati nel 2016, il 56,7% apparteneva al settore energetico,

di cui circa i tre quarti utilizzavano fonti rinnovabili. La contestazione può venire direttamente dalle popolazioni coinvolte, dalle istituzioni locali, da formazioni politiche, da associazioni ambientaliste o di categoria e sindacati; spesso da più soggetti.
Di conseguenza, i costi previsti per gli investimenti nelle rinnovabili del prossimo decennio sono compatibili con la liquidità esistente sul mercato finanziario, che nutre però perplessità a causa dei rischi dovuti alle difficoltà, in Italia, per il permitting e, in misura un po' minore, alle revisioni della normativa vigente.
Gli interventi di efficientamento energetico evitano per lo meno i labirinti degli iter autorizzativi e nel contempo riducono il numero di nuovi impianti a rinnovabili e i potenziamenti delle infrastrutture. Riuscire ad aumentarli, in modo da abbassare i consumi finali di energia da qui al 2030, è quindi impresa molto difficile, ma assai importante per garantire la piena realizzazione dell'obiettivo 32%.

Servizi forniti dall'AIEE:

Osservatorio Energia

con cadenza mensile, contiene un'analisi approfondita dei principali mercati energetici internazionali e di quello italiano, inclusi i prezzi aggiornati e previsivi delle principali *commodities* energetiche: greggi e prodotti petroliferi, carbone, gas, energia elettrica, rinnovabili.



Servizio Previsione Prezzi e Tariffe

con cadenza mensile, fornisce, in formato excel, la serie storica e le previsioni a 14 mesi dei prezzi e delle tariffe dei principali greggi, dei prodotti petroliferi, dei principali carboni, del gas presso gli *Hub* europei ed alle frontiere italiana ed europea. Fornisce anche le previsioni del Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'energia elettrica e per il mercato a termine (MTE) in Italia (con dettaglio peak load/off peak e fasce orarie F1-F2-F3) e di alcuni indici energetici quali il "P_{For}", il"C_{MEM}", il Costo evitato di combustibile "CEC", oltre agli indici "ITEC" ed una stima del costo di generazione termoelettrica.

Su richiesta, è possibile fornire un servizio personalizzato su indicatori secondo le proprie esigenze del cliente.

Per informazioni: assaiee@aiee.it

AIEE ASSOCIAZIONE ITALIANA ECONOMISTI DELL'ENERGIA
www.AIEE.IT

the Italian Affiliate of the IAEE INTERNATIONAL ASSOCIATION for ENERGY ECONOMICS WWW.IAEE.ORG

3rd AIEE Energy Symposium

Current and Future Challenges to Energy Security

the energy transition

in cooperation with Università Bocconi MILANO

10-12 December 2018 - Milan - Bocconi University

The Conference aims at providing a forum for an analysis of the new developments and a new vision of the future framework for energy security and will try to define the energy priorities for the next years and the action to be taken.

Call for Abstracts - you can still submit

www.aieeconference2018milan.eu

6 plenary sessions and 30 concurrent sessions

to discuss on

Access to energy
Biogas and biomethane
Behavioural energy economics
Blockchain applications in the energy sector
Climate policy and emission trading
Europe energy road map to 2050
Energy supply and security
Energy efficiency in buildings
Energy storage – effects on the market
Energy vulnerability in developed countries
Cooperation on renewable energy
Promoting or imposing energy efficiency?
Reducing industrial energy use and CO_2 emissions
Regulation of energy markets
Energy and Industrial Competitiveness
Market instruments for energy efficiency
North-South cooperation on renewable energy
Extending the scope of European energy regulation
Industrial energy and material efficiency
Real-time tariffs

Sectorial approach to energy efficiency in industry
Smart grids
Smart meters
Smart cities
The future energy demand
The future of transportation
The utility of the future
The Union energy security
Technology development (grid manangement)
The gas market: new perspectives?
The perspective of LNG
The impact of oil price fluctuation
The impact of Brexit on the energy markets
The future of transportation
The TSO role and evolution
Technology development - grid management
Strategic contribution of energy storage to energy security
Sectorial approach to energy efficiency in industry
Reducing industrial energy use and CO_2 emissions
European perspectives of energy security in the global context

Conference secretariat
AIEE- Associazione Italiana Economisti dell'Energia
Viale Parioli, 10- 00197 Roma - Tel. +39 06 3227367 - Fax: +39 06 8070751 - www.aiee.it

L'Europa sta diversificando il proprio approvvigionamento energetico nel tentativo di rafforzare la sua sicurezza energetica. La Grecia aiuta l'Europa a diversificare il proprio approvvigionamento energetico attraverso nuove infrastrutture e risorse ed è fondamentale in questo processo di diversificazione, poiché si trova proprio al crocevia dei numerosi gasdotti che transitano in Europa.

Dialogo con Kostas Andriosopoulos

Kostas Andriosopoulos noto esperto di geopolitica, Presidente dell'Associazione Ellenica per l'Economia dell'Energia (HAEE), professore di economia delle finanze e dell'energia presso la ESCP Europe Business School di Londra e direttore esecutivo della Scuola del Research Centre for Energy Management, risponde alle domande di **South EU Summit Magazine**
www.southEUsummit.com

Qual è la sua valutazione dei mercati del gas in Europa?

L'Europa - attraverso il terzo pacchetto energetico dell'UE e altre iniziative per la sicurezza energetica - sta lavorando per diversificare la fornitura di gas, dato che oltre il 70% del gas europeo è attualmente fornito da due soli paesi: Russia e Norvegia. Il cancelliere tedesco Angela Merkel ha mostrato grande interesse nello sviluppo del Corridoio Meridionale del Gas per fornire gas dal Caspio in Europa.
Il mese scorso in Azerbaijan, sono state discusse le questioni energetiche, compreso il miglioramento dell'infrastruttura che trasporta il gas dall'Azerbaigian verso l'Europa attraverso la Turchia. Durante la visita, il gigante tedesco dell'energia Uniper e la compagnia petrolifera statale dell'Azerbaijan, SOCAR, hanno firmato un accordo per migliorare l'efficienza energetica della produzione di petrolio e gas in Azerbaigian.
Ciò avviene mentre questa nazione del Caucaso sta programmando di lanciare la seconda fase di un gasdotto dal campo di Shah Deniz verso l'Europa. Si prevede che Shah Deniz II produca 16 miliardi di metri cubi di gas all'anno a partire dal 2020, con 10 miliardi di metri cubi destinati all'Europa.
Tuttavia, il mercato europeo del gas rimane troppo dipendente da pochi soggetti geopoliticamente controversi e allo stesso tempo la produzione di gas interno sta diminuendo, dopo che i Paesi Bassi hanno deciso di interrompere la produzione nel campo di Groningen, il più grande in Europa.
In uno scenario dove l'energia scarseggia sempre di più, l'Europa meridionale con la sua ricchezza di risorse potrebbe essere la salvezza dell'Unione.
Il Sud-Est Europa è di nuovo al centro delle discussioni quando si parla del sistema europeo del gas perché non abbiamo solo il TAP (the Trans Adriatic Pipeline) ma anche il Corridoio Meridionale del Gas che è in fase di costruzione.
È un progetto una maggiore competitività nel sistema. In effetti, ci sono una serie di progetti di nuovi gasdotti e nuovi giacimenti di idrocarburi che arrivano nell'area dell'Europa sud-orientale ed è essenziale per e diversificare quando si tratta dell'approvvigionamento dell'Europa.
Nord Stream 2, ad esempio, anche se in qualche modo controverso data la grande dipendenza dell'Europa dalla Russia per il gas, collegherà la Russia alla Germania. In ogni caso, avremo bisogno di collaborare e lavorare a stretto contatto con la Russia, l'attuale principale fornitore, anche perché l'anno scorso le forniture dalla Russia hanno toccato livelli record.
C'è anche TurkStream, che fornirà il gas russo alla rete turca di trasporto del gas, nonché un piano per una seconda linea che porterà una capacità aggiuntiva dalle frontiere turche attraverso i confini greci rifornendo l'Europa ed il mercato europeo.
Al di là di questo, il gasdotto Gas-Interconnector Grecia-Bulgaria (IGB) collegherà il mercato greco e bulgaro,fornendo più interconnessione nella regione, una cosa

estremamente importante per garantire l'approvvigionamento energetico dell'Europa.

Quale rilevanza attribuite al progetto del gasdotto EastMed nel contesto della maggiore sicurezza energetica dell'UE?

Il gasdotto EastMed, che è classificato come progetto di interesse comune per la Commissione europea, è un altro progetto vitale per la sicurezza energetica europea. Il gasdotto attraverserà Israele, Cipro, la Grecia e l'Italia e sarà in grado di trasferire circa 9-12 miliardi di metri cubi all'anno. Tuttavia, questo progetto è ancora in lavorazione, poiché si basa sulle esplorazioni e le scoperte in corso sugli idrocarburi del Mediterraneo, nel campo Afrodite di Cipro e nel campo Leviatano di Israele.
Tengo a sottolineare il potenziale sotteso al gasdotto East Med. Abbiamo bisogno di identificare più risorse che possono essere messe in opera per questo gasdotto in modo che possa vendere il gas ai mercati europei; per il momento però non è un progetto finanziabile.
Vi è la possibilità reale che altre scoperte, anche in territorio greco, possano essere realizzate nel prossimo futuro e che il gas naturale liquefatto (GNL) possa svolgere un ruolo maggiore nel mix energetico dell'Europa nei prossimi anni.
Il GNL sta arrivando al sostegno di tutti questi elementi e, per fortuna, i paesi dell'Europa meridionale sono già molto avanti in questo settore. La Grecia ha il progetto LNG di Alexandroupolis, che consentirà importazioni di GNL nel prossimo futuro, e un terminale GNL a Revithoussa.

La Grecia può sviluppare un ruolo decisivo nel contesto della sicurezza energetica dell'UE?

La Grecia si unirà a molti dei suoi vicini dell'Europa meridionale nei suoi sforzi per diventare un fornitore leader di GNL per il continente. La Spagna ha un'industria del GNL altamente attiva che si è molto sviluppata negli ultimi quarant'anni. La Spagna al momento ha sette terminali di importazione di GNL operativi e la maggiore capacità di importazione di GNL di tutti i paesi europei.
Anche l'Italia vanta una vasta esperienza nel campo del GNL. Snam, il gestore del sistema di trasmissione italiano, ad esempio, sta guidando il processo di privatizzazione del gasolio greco TSO, DESFA, che include un terminale operativo per l'importazione di GNL in Revithoussa.
La privatizzazione viene svolta in coordinamento con un consorzio di grandi attori energetici, tra cui Enagás in Spagna e Fluxys in Belgio. Per quel che riguarda DESFA, penso che la Grecia abbia molto da guadagnare dalla partecipazione al consorzio.
Interconnessa ai suoi vicini, la Grecia potrebbe diventare il principale hub del gas della regione, grazie alle infrastrutture che sta sviluppando (come TAP e IGB), i suoi due terminali GNL (Alexandroupolis e Revithoussa) e le promettenti riserve di gas (a Creta e nello Ionio).
La Grecia può davvero svolgere un ruolo chiave, un ruolo di primo piano in termini di commercio del gas intorno alla più grande regione balcanica. E ciò potrebbe significare in futuro per l'Europa, una maggiore sicurezza energetica, attraverso la diversità dell'offerta.

Il video integrale è disponibile al seguente link:
https://www.southeusummit.com/europe/greece/greece-helps-europe-diversify-its-energy-supply-through-new-infrastructure-and-resources/

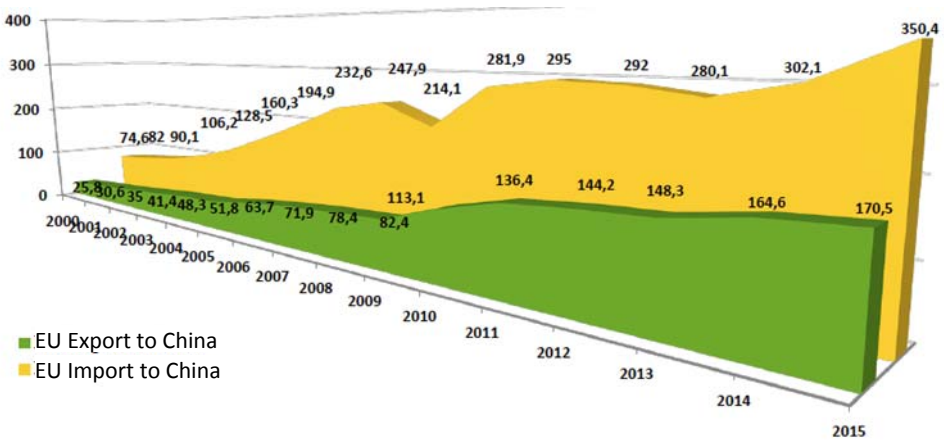
A Charge on Emissions (CoE): uno strumento innovativo per ridurre le emissioni globali

di Gianluca Carrino

La *charge on emission* (CoE) è uno strumento proposto e concepito da Agime Gerbeti, Docente dell'Università *LUMSA*, ed illustrato nel suo libro *"A Symphony For Energy. CO_2 in Goods ".*

L'obiettivo di questo strumento innovativo è quello di introdurre per ogni bene (prodotto o importato nell'Unione Europea) una tassa sulle emissioni di GHG, caricata per ogni singola fase della produzione.
Le emissioni vengono considerate quindi parte del prodotto stesso, come l'olio in una lattina di tonno: ne è parte integrante e deve essere quindi compensata. Per tale ragione ogni produttore dovrebbe considerarle come "materie prime" che la compongono.
In altre parole, applicando la *Charge on Emissions*, la CO_2 emessa durante il processo di creazione di un bene o di un servizio verrebbe valutata come pezzo intrinseco dello stesso bene. L'addebito sull'emissione verrebbe caricato direttamente sull'imposta sul valore aggiunto (IVA) e funzionerebbe come l'IVA (tassa su ogni singola fase del processo di produzione di determinati beni e servizi). La CoE non verrebbe quindi addebitata ai consumatori, ma sarebbe una semplice imposta sul prezzo di acquisto. Per essere messa in pratica, l'UE dovrebbe stabilire un prezzo giusto e razionale in ogni fase della produzione per ogni quantità di gas serra emessa attuando operazioni di controllo esattamente dove il prodotto è fabbricato, in modo internazionale.
L'obiettivo del sistema dovrebbe essere non solo quello di ridurre le emissioni da ciò che produce l'Europa, ma anche di ridurre le emissioni da ciò che l'Europa consuma.
Ad esempio, oggi l'Europa spende circa 160 milioni di tonnellate di acciaio all'anno. Di questo, l'83% è prodotto in Europa.
I costi di produzione europei di acciaio aumenteranno in modo significativo, soprattutto quando entrerà in vigore la fase successiva dell'ETS, basata su una commissione che potrebbe essere di circa 30 euro per tonnellata.
Il problema è che i produttori di acciaio di tutto il mondo, che vendono in Europa, non dovranno affrontare alcuna commissione. Avranno quindi almeno un vantaggio competitivo di € 30/ton rispetto ai concorrenti europei. Tale vantaggio competitivo influenzerebbe negativamente la redditività a lungo termine delle industrie siderurgiche europee.
Pertanto, in un'economia globale, non ha senso avere un approccio territoriale.
Un modo per limitare le emissioni globali e reindirizzare il mix di combustibili è di dare un valore preciso alle emissioni legate a beni e servizi, monetizzandole.
Introducendo una "tassa sulle emissioni" in ogni fase della produzione si armonizzerebbe la competitività europea e si ridurrebbero le emissioni globali. Usando questo tipo di tassa, i paesi al di fuori dell'UE , sarebbero in grado di vendere i loro prodotti in Europa con un prezzo differente (più alto o più basso) in base alle loro emissioni.
Inoltre, per pagare meno, le società dovrebbero dimostrare di essere sostenibili in ogni fase della loro produzione. Senza alcun miglioramento o riduzione delle emissioni, il costo finale delle importazioni sarà più alto ed i prodotti europei saranno più accessibili oltre che "più puliti". Ovviamente le aziende che ridurranno l'inquinamento si confronteranno con un'IVA più bassa per ogni quantità di emissioni risparmiate.
L'aumento della competitività potrebbe quindi rilanciare davvero il mercato europeo costringendo altri paesi come la Cina ad adattarsi a non perdere competitività.
Un esempio di adattamento globale è quello che è successo ai frigoriferi, alle lampadine o al mercato delle auto. Ognuno di questi prodotti, per essere introdotto nel mercato europeo, deve seguire infatti regole e standard

Figura 1 - **Importazioni ed Esportazioni Europee**



Fonte: *A Symphony for Energy. CO_2 in Goods* - A. Gerbeti

chiari e rigidi. L'addebito sulle emissioni dovrebbe funzionare nello stesso modo.
Chi vuole importare nell'UE dovrebbe pagare per ogni tonnellata di emissioni di gas serra prodotta in ogni fase della produzione. Se volessimo soffermarci ad esempio sul rapporto tra Europa e Cina, come dimostra il grafico, le importazioni dalla Cina dal 2000 al 2015 sono state molto più alte delle esportazioni in Cina, influenzando il mercato europeo.

I beni finali importati, prodotti in Cina e venduti in Europa, risultano essere molto più competitivi di quelli europei non solo perché la Cina ha un costo del lavoro molto basso ma anche perché non possiede alcuna regolamentazione o tassazione che regoli le emissioni di CO_2.

Costo delle bobine laminate a caldo

Fonte: Siderweb and Mysteel

Con il grafico, che rappresenta il costo delle bobine laminate a caldo in Cina (linea rossa) e in Italia (linea blu), possiamo capire esattamente come potrebbe essere applicata la CoE al fine di aumentare il prezzo del derivato dell'acciaio cinese diminuendo così il gap tra i prodotti.
Come evidenziato dal grafico, dal 2014 il prezzo delle bobine laminate a caldo in Cina è drasticamente diminuito rispetto al prezzo degli input prodotti in Italia.
Questa riduzione può essere facilmente collegata da un lato al costo inferiore della forza lavoro, alle materie prime, al costo delle infrastrutture e al tipo di tassazione della Cina; dall'altro alla mancanza di specifiche politiche sul carbonio che impongono un tetto massimo o una tassa per indurre le aziende a mitigare le emissioni.
L'introduzione di una tassa sulle emissioni anche per le importazioni svilupperebbe quindi competitività per il mercato europeo e italiano. Le importazioni dalla Cina, infatti, sarebbero soggette ad un addebito, sulla normale IVA, per ciascuna emissione in eccesso. Ciò significa che i consumatori finali affronterebbero un'IVA più elevata per i prodotti fabbricati in modo non sostenibile.
Il prezzo finale delle bobine laminate a caldo prodotte in Cina nel esempio precedente, utilizzando la CoE, sarebbe perciò più costoso mentre l'input prodotto in Italia (seguendo la direttiva ETS) risulterebbe più economico e allo stesso tempo più "pulito". Probabilmente, i prezzi dei prodotti cinesi rimarrebbero inferiori grazie ai loro bassi costi interni, ma in ogni caso, il divario di prezzo tra i vari prodotti, come i laminati a caldo, diminuirebbe stimolando gli europei a consumare input fatti in Europa o fatti in Italia.
L'addebito di una tassa adeguata, inoltre, indurrebbe i produttori, concentrati sulla massimizzazione del profitto, a diminuire l'uso dei combustibili fossili. Tuttavia, non è così elementare applicare tale strumento.
Gli svantaggi della *Charge On Emissions* sono diversi: da un lato è complesso identificare un prezzo veritiero e corretto per ciascuna emissione; dall'altro è arduo quantificare correttamente le emissioni per ogni unità di un prodotto all'interno della produzione.
In conclusione per essere utilizzata in modo efficiente, una volta identificata la quantità di emissioni di ciascun bene, la CoE deve:
a) Quantificare un prezzo preciso per tonnellata adeguato per i produttori al fine di incoraggiarli a investire il flusso di cassa nelle energie rinnovabili e nell'efficienza energetica;
b) Addebitare una commissione sull'imposta sul valore aggiunto equivalente al livello delle emissioni di un prodotto, di un materiale o di un servizio venduto o fornito, per ciascuna fase del suo processo di produzione;
c) Ridurre l'IVA per prodotti a basse emissioni di carbonio e viceversa;
d) Adottare una metodologia non discriminatoria per quantificare la giusta quantità di CO_2 presente nei beni prodotti da una specifica fabbrica.

Importante da sottolineare è che se l'imposta è semplicemente una tassa sulle importazioni, i produttori di beni o servizi di un paese in via di sviluppo non avrebbero interesse a rendere più efficienti i processi di produzione.
Potrebbero infatti semplicemente aumentare la produzione utilizzando energia molto "sporca" per bilanciare la tassa sulle emissioni di carbonio nell'UE.
Per questo motivo dovremmo introdurre una tassa sulle emissioni in ciascuna fase della produzione, aumentando il valore dell'IVA in una misura proporzionata al livello delle emissioni stesso.
Ovviamente per garantire la funzionalità e l'efficienza di tale strumento si dovrebbe creare un'entità che verifichi, controlli e gestisca il livello di emissioni dichiarato dalle società private che vogliono operare in Europa.

Il mercato del carbone

Vittorio D'Ermo

Nel corso della stagione estiva il mercato del carbone è stato contraddistinto da sviluppi differenziati nelle principali aree di utilizzo.

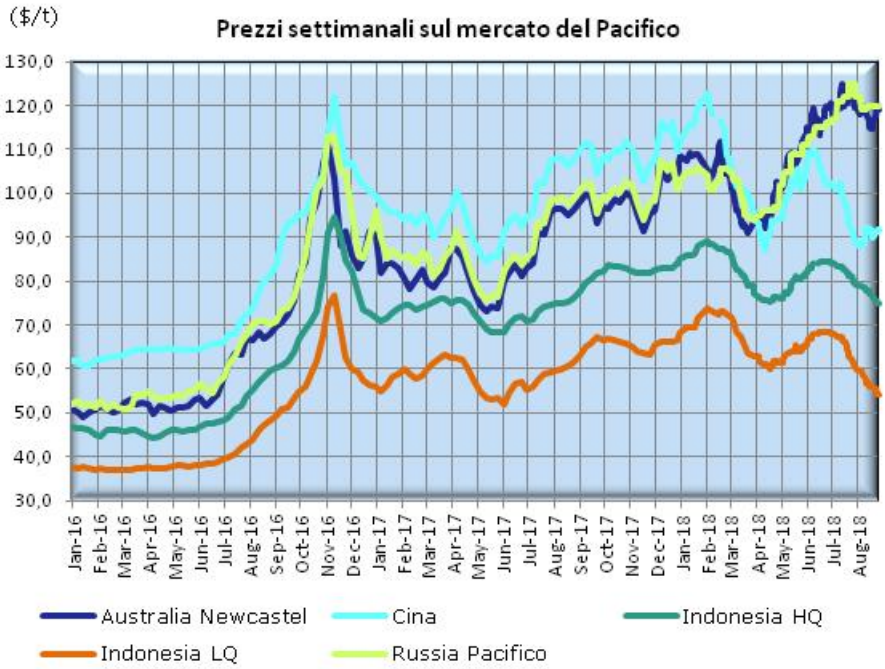
Per quanto riguarda il mercato internazionale, anche per effetto delle politiche del presidente Trump, gli Stati Uniti stanno rafforzando il loro ruolo di esportatori. A giugno, sono state esportate circa 9,2 milioni di tonnellate, in rialzo del 5,1% rispetto a maggio e del 38,6% rispetto allo stesso mese dell'anno scorso. Le principali destinazioni sono state: l'India, con 711.185 tonnellate (301.485 tonnellate a giugno 2017); il Brasile, con 528.492 (372.321 tonnellate a giugno 2017); ed i Paesi Bassi, con 491.080 (164.041 tonnellate a giugno 2017). Le esportazioni verso la Cina hanno totalizzato 4,2 milioni di tonnellate nel periodo compreso tra gennaio e luglio, contro i 6,7 milioni di tonnellate dell'intero 2017.

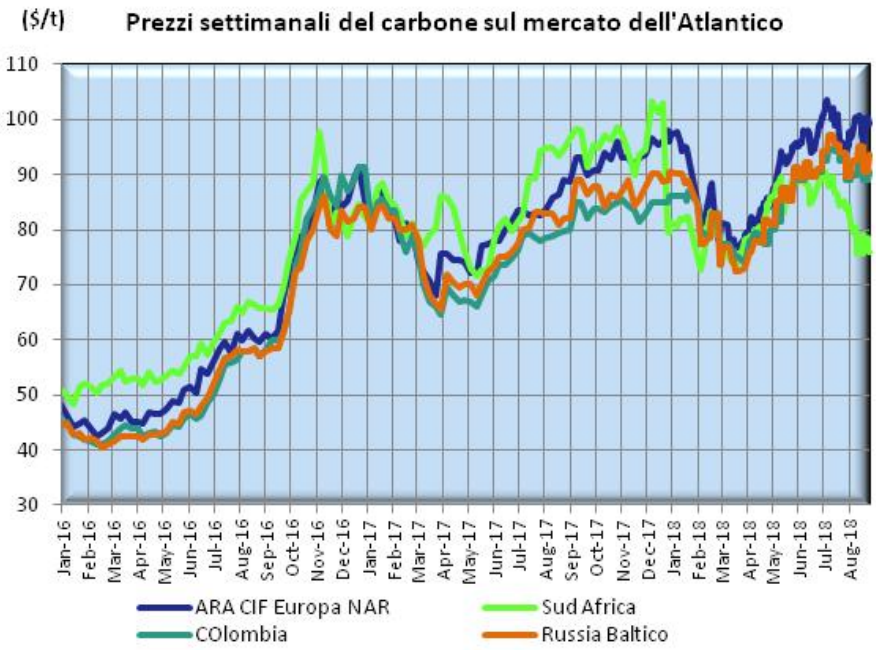
Taiwan ha raggiunto a giugno 6,4 milioni di tonnellate di carbone termico importati; in calo del 2% rispetto a maggio e del 16% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. L'Australia, nello stesso mese, è rimasta il suo principale fornitore con 3,6 milioni di tonnellate (con un incremento del 25% rispetto a maggio e del 60% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente) seguita dalla Federazione Russa e dall'Indonesia.

La Federazione Russa è stata la seconda maggiore fornitrice di Taiwan con un volume mensile di 1,2 milioni di tonnellate (in calo del 31% rispetto a maggio e del 20% rispetto a giugno '17).

I prezzi sul mercato Atlantico, dopo la lunga fasi di aumenti iniziata all'inizio dell'anno, che si è protratta sino a luglio, hanno mostrato vari segnali di indebolimento.

I prezzi delle qualità Colombia e Russia





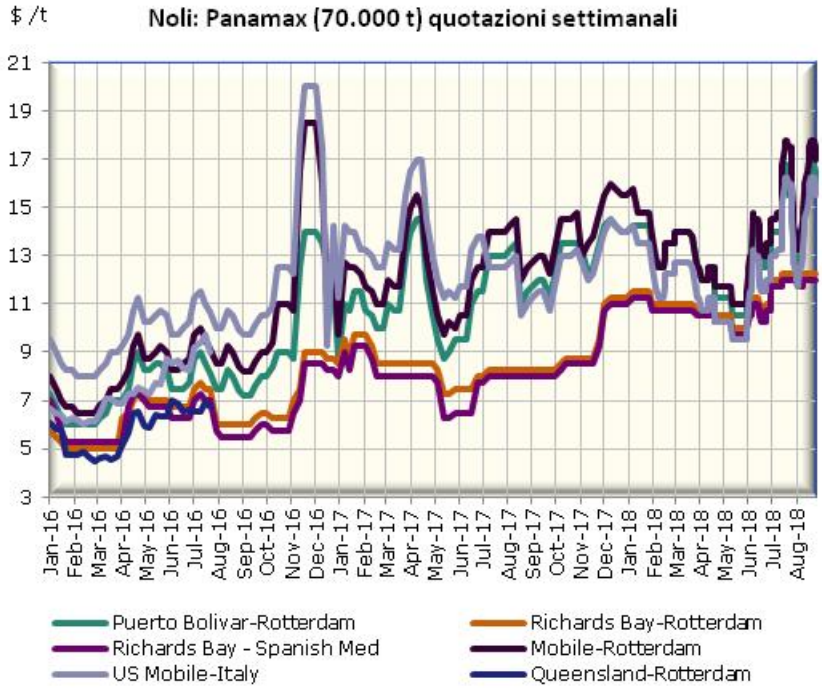
Fonte: Osservatorio Energia AIEE

Baltic sono stati ad agosto pari a 90,3 e 92,3 $/t, con una riduzione del 2,9% e del 2,5% rispetto a luglio.
In Sud Africa, il carbone Richards Bay, unico sotto la soglia dei 90 $/t, è stato caratterizzato da una diminuzione dei prezzi già da luglio, con una media di 87,8 $/t (il -0,2% rispetto a giugno). La media è ulteriormente scesa ad agosto, toccando i 79,4 $/t, con una variazione pari al –9,6%.
In entrambi i mesi il prezzo medio di Richards Bay è risultato essere più competitivo rispetto a quello russo ed a quello colombiano.
Per quanto riguarda il mercato europeo, il prezzo del carbone "ARA CIF Europe", ad agosto, è diminuito del 1,8% rispetto a luglio con un prezzo medio mensile pari a 98,1 $/t ed un picco massimo su base settimanale pari a 100,75 $/t; valore decisamente inferiore rispetto al picco di luglio in cui sono stati raggiunti i 103,5 $/t.
Ad agosto il prezzo medio del carbone sul mercato Atlantico è stato di 90 $/t, il 4,1% in meno rispetto a luglio.
Il prezzo medio del carbone importato in Italia, ad agosto, è stato pari a 104,3 $/t in riduzione rispetto al mese precedente.
Anche nel mercato del Pacifico si evidenzia un generale abbassamento dei prezzi, registrando una media dei 92,9 $/t, il 5,1% in meno rispetto al mese precedente.
Ad agosto le qualità China Q., Kalimantan 5900 kcal/kg e Kalimantan 5500 kcal/kg hanno registrato una media dei prezzi rispettivamente pari a 90,1 $/t, 77,7 $/t e 57,5 $/t; l'8,9%, il 6,3% e il 13,2% in meno rispetto a luglio.
Per quanto riguarda il carbone australiano Newcastle e quello Russo Pacific si è registrata ad agosto una riduzione del 2,1% per Newcastle ed un incremento dello 0,5% per Russia Baltic con una media rispettivamente di 118,3 $/t e 120,7 $/t.

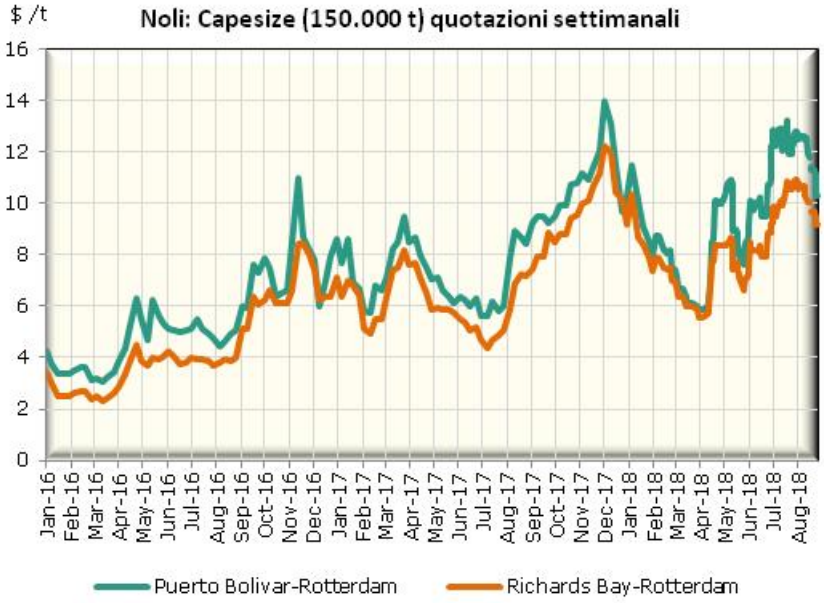
I noli

Il mercato dei noli del naviglio diretto in Europa ha avuto sviluppi molto differenziati.
Per quanto riguarda le **Panamax** - navi con un dislocamento di circa 70.000 t – ad agosto il prezzo medio è stato rispettivamente pari a 14,6 $/t sulla rotta Puerto Bolivar – Rotterdam, 12,2 $/t sulla Richards Bay – Rotterdam, 11,9 $/t su quella Richards Bay – Spanish Med, 15,6 $/t per la US Mobile – Rotterdam ed infine 14.1 $/t per la rotta US Mobile – Italy con variazioni, rispettivamente, del -1,5%, 2,0%, 2,1%, -0,2% e -0,2% rispetto a luglio.

Per le **Capesize** – navi con un dislocamento superiore a 150.000 tonnellate – Agosto si è concluso con una media pari a 12 $/t per la rotta Puerto Bolivar – Rotterdam e 10,3 $/t perla rotta Richards Bay – Rotterdam con variazioni rispetto al mese precedente pari al -2,9% e 2,6%.
Per quanto riguarda il mercato dei noli, nel mese di agosto, le divergenze che si sono manifestate tra i prezzi sono attribuibili ai diversi andamenti dei prezzi dei carboni che hanno influito sulle scelte degli operatori.



Fonte: Osservatorio Energia AIEE



Fonte: Osservatorio Energia AIEE

Norme generali sul sistema energia

27 settembre 2018

Delibera 475/2018/R/com - *Aggiornamento, dal 1 ottobre 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas*

Il presente provvedimento prevede l'aggiornamento, a decorrere dal 1 ottobre 2018, delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e di ulteriori componenti tariffarie relativamente ai settori dell'energia elettrica e del gas.

Per far fronte ai forti aumenti dei prezzi delle materie prime energetiche e delle quotazioni all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas che hanno raggiunto in Italia e in Europa livelli record, per l'elettricità l'Arera ha deciso di rinnovare il blocco degli oneri generali di sistema. Situazioni analoghe di tensioni sui prezzi si riscontrano in altri Paesi europei, come in Francia e Spagna, in cui le Autorità di regolazione stanno attentamente monitorando le dinamiche di mercato per assicurarne il buon funzionamento, a tutela dei consumatori. Già in occasione dell'aggiornamento di fine giugno, gli oneri generali erano stati notevolmente diminuiti per attutire l'impatto dell'aumento del prezzo dell'energia. Ciò avrebbe dovuto comportare un aumento per recuperare il gettito perduto. Con questa manovra l'Autorità utilizza nella misura massima possibile la sua azione di 'scudo', rinviando di un ulteriore trimestre il rialzo necessario degli oneri. L'effetto complessivo di questa manovra è il contenimento della spesa per i consumatori elettrici, domestici e non domestici, di circa un miliardo di euro (per tutto il 2018), a beneficio sia del mercato libero che di quello tutelato.

L'eccezionale situazione di tensione nei mercati energetici in Europa è determinata da diversi fattori:

- le sostenute quotazioni internazionali delle materie prime energetiche; in particolare, i prezzi di riferimento per l'Europa del gas naturale e del carbone risultano (in euro) in aumento del 13% e del 12% nel trimestre in corso rispetto al secondo trimestre 2018;
- le quotazioni del gas europeo sono spinte verso l'alto anche dall'aumento dei prezzi del gas trasportato via mare (GNL) sui mercati asiatici (+22% - in € - rispetto al secondo trimestre 2018), in quanto tale tensione limita in prospettiva l'offerta di gas naturale disponibile per l'Europa;
- la crescita senza precedenti del prezzo dei permessi di emissione di anidride carbonica (CO2, +29% negli ultimi tre mesi rispetto al trimestre precedente), cioè dei titoli che i produttori di energia elettrica devono acquistare per compensare la loro CO_2 immessa nell'atmosfera;
- le limitazioni e l'incertezza legata allo stop totale o parziale di 22 reattori nucleari su 58 in Francia, per manutenzione o limitazioni nell'uso dell'acqua per la refrigerazione degli impianti a causa delle elevate temperature estive.

Conseguentemente, in base ai dati di pre-consuntivo, il prezzo della borsa elettrica italiana (PUN) risulta in aumento di circa il 29% rispetto al secondo trimestre del 2018, scontando anche il calo della produzione idroelettrica e temperature superiori alla media stagionale nel mese di settembre. Inoltre i prezzi sui mercati a termine per il quarto trimestre non danno segnali di inversione dell'attuale tendenza al rialzo.

Dal prossimo 1° ottobre la spesa per l'energia per la famiglia tipo in tutela registrerà un incremento del 7,6% per l'energia elettrica (+1,5 cent€/kWh) e del 6,1% per il gas naturale (+4,78cent€/Smc) rispetto alla spesa del terzo trimestre. Per l'elettricità la spesa (al lordo tasse) per la famiglia-tipo nell'anno scorrevole (compreso tra il 1° gennaio 2018 e il 31 dicembre 2018) sarà di 552 euro, con una variazione del +6,1% rispetto ai 12 mesi equivalenti dell'anno precedente (1° gennaio 2017 - 31 dicembre 2017), corrispondente a un aumento di circa 32 euro/anno. Nello stesso periodo la spesa della famiglia tipo per la bolletta gas sarà di circa 1.096 euro, con una variazione del +5,9% rispetto ai 12 mesi equivalenti dell'anno precedente (1° gennaio 2017 - 31 dicembre 2017), corrispondente a circa 61 euro/anno.

03 ottobre 2018

Memoria 491/2018/I/com- *Memoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito all'aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche per i servizi di tutela dell'energia elettrica e del gas naturale per il IV trimestre 2018*

La Memoria illustra le ragioni sottese all'aggiornamento delle condizioni economiche dell'energia elettrica e del gas, relative al IV trimestre 2018, per i servizi tutela.

Energia elettrica

02 agosto 2018

Delibera 419/2018/R/eel -*Disposizioni urgenti in materia di riconoscimento dei costi di misura dell'energia elettrica in bassa tensione*

La delibera provvede alla definizione di criteri di riconoscimento dei costi di misura dell'energia elettrica in bassa tensione legati all'installazione di misuratori 2G prima dell'avvio di un piano di installazione massiva.

Delibera 426/2018/R/eel - *Semplificazioni in materia di Reti interne di Utenza e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo. Aggiornamento del registro delle Reti Interne di*

Utenza di cui alla deliberazione 788/2016/R/eel
Il presente provvedimento ha la finalità di introdurre ulteriori semplificazioni in materia di Reti Interne di Utenza e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e di aggiornare il Registro delle Reti Interne di Utenza (RIU) approvato con la deliberazione 788/2016/R/eel.

Delibera 427/2018/R/eel -*Differimento del termine per la presentazione delle dichiarazioni relative agli altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC)*
Con il presente provvedimento si differisce al 30 settembre 2018 il termine entro il quale i gestori di potenziali Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC) possono presentare la dichiarazione per il riconoscimento come ASDC. Inoltre il presente provvedimento prevede che la mancata presentazione della dichiarazione di ASDC entro il 30 settembre 2018 faccia decadere il diritto al riconoscimento come ASDC.

13 settembre 2018

Delibera 449/2018/R/eel -*Completamento della disciplina di Tutela SIMILE: offerta PLACET da applicare in occasione dei rinnovi successivi al primo ai clienti in Tutela SIMILE*
Il presente provvedimento reca il completamento della disciplina della Tutela SIMILE individuando l'offerta da applicare, trascorsi 24 mesi dalla data di attivazione della fornitura di Tutela SIMILE, in assenza di diversa scelta da parte dei clienti finali.

Delibera 450/2018/R/eel - *Approvazione della proposta di definizione dei Load Frequency Control Blocks (LFC Blocks) per l'area Sincrona Continental Europe, come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità di regolazione dell'area sincrona ai sensi del regolamento UE 2017/1485 (SO GL*)
Con questo provvedimento l'Autorità, in coordinamento con tutte le altre Autorità di Regolazione dell'area sincrona Continental Europe, approva la proposta di definizione degli LFC Blocks predisposta dai TSO dell'area sincrona ai sensi del Regolamento UE 2017/1485.

09 ottobre 2018

Delibera 497/2018/R/eel -*Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, per l'anno 2016, per le imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo*
La delibera provvede alla determinazione in via definitiva delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica di cui al comma 8.1 del TIT e al comma 37.2 del TIME, per l'anno 2016, per le imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo.

Efficienza energetica

02 agosto 2018

Relazione 428/2018/I/efr - *Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita. Anno 2017*
La presente Relazione descrive l'attuale stato di utilizzo e di integrazione nel sistema elettrico degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e degli impianti di generazione distribuita. Essa riporta anche i dati aggiornati relativi all'impatto degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili, in termini di quantità di energia elettrica incentivata e di oneri coperti tramite le bollette elettriche.

27 settembre 2018

Delibera 487/2018/R/efr - *Definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, ai sensi del decreto interministeriale 10 maggio 2018*
Con il presente provvedimento sono aggiornati i criteri di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori adempimenti agli obblighi di risparmio energetico, precedentemente oggetto della deliberazione 435/2017/R/efr, che termina i propri effetti con l'anno d'obbligo 2017. Tale aggiornamento è reso necessario in considerazione delle modifiche introdotte dal decreto interministeriale 10 maggio 2018, di aggiornamento del previgente decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

09 ottobre 2018

Delibera 501/2018/R/efr - *Approvazione dell'aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali e delle Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica*
Con il presente documento si approva l'aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali e delle Regole del mercato di TEE predisposte dal GME con le modalità previste dagli stessi documenti ai sensi della deliberazione 487/2018/R/efr. Le Regole sono già efficaci dalla data della loro pubblicazione da parte del GME, avvenuta a seguito della deliberazione di cui sopra, mentre il Regolamento entra in vigore successivamente alla presente deliberazione.

Gas naturale

02 agosto 2018

Delibera 421/2018//R/gas - *Anticipazione in acconto di premi relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, per l'anno 2015*
Il presente provvedimento dispone, per l'anno 2015, un riconoscimento in acconto sull'importo complessivo netto dei premi per l'anno 2015 spettanti (saldo algebrico dei premi e delle penalità del servizio di distribuzione del gas naturale) in misura pari all'80%.

30 agosto 2018

Delibera 441/2018/R/gas - *Aggiornamento, per il mese di settembre 2018, delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale, a seguito della variazione dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima*
Il presente provvedimento aggiorna, per il mese di settembre 2018, le condizioni economiche di fornitura dei gas diversi da gas naturale, a seguito della variazione dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima.

20 settembre 2018

Delibera 455/2018/E/gas - *Approvazione del programma di verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas naturale, in materia di recuperi di sicurezza del servizio, con riferimento ai dati dell'anno 2017*
Viene ritenuto necessario di effettuare verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas naturale, individuate tra quelle che percepiscono incentivi più significativi ovvero tra quelle non ancora assoggettate a verifica ispettiva ai fini del riconoscimento degli incentivi e in regolazione, tenendo anche conto della loro distribuzione sul territorio nazionale e delibera:

- di approvare il programma di n. 5 (cinque) verifiche ispettive nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale in materia di recuperi di sicurezza del servizio da effettuare entro il 30 giugno 2019, secondo le modalità definite nel documento "Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas naturale, in materia di recuperi di sicurezza del servizio, con riferimento ai dati dell'anno 2017: oggetto e modalità di effettuazione" allegato alla presente deliberazione, di cui forma parte integrante e sostanziale;
- di disporre che le singole operazioni ispettive di cui al programma precedente siano effettuate congiuntamente, o disgiuntamente, da personale dell'Autorità e da militari del Nucleo Speciale Beni e Servizi della Guardia di Finanza nel quadro del Protocollo di Intesa, previa notifica, con preavviso non inferiore a 3 (tre) giorni lavorativi al singolo esercente interessato, di un avviso recante l'indicazione del giorno e dell'ora in cui saranno effettuate le operazioni ispettive;
- di notificare il presente provvedimento agli esercenti interessati mediante invio con Posta Elettronica Certificata
- di trasmettere il presente provvedimento al Nucleo Speciale Beni e Servizi della Guardia di Finanza e di provvedere affinché siano inviate le lettere di incarico di cui all'articolo 5 del Protocollo di Intesa e gli avvisi di cui al precedente punto 2.;
- di provvedere alla copertura finanziaria della spesa complessiva prevista per la Guardia di Finanza, a valere sul codice conto U.1.03.02.11.000 – Prestazioni professionali e specialistiche del bilancio di previsione dell'Autorità per l'esercizio 1 gennaio - 31 dicembre 2018;

Delibera 458/2018/E/gas - *Intimazione ad adempiere agli obblighi di comunicazione dei dati della sicurezza e continuità e della qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas, relativi all'anno 2017*
Il presente provvedimento intima ad alcune imprese di distribuzione del gas la comunicazione dei dati della qualità commerciale e della sicurezza e continuità, ai sensi degli articoli 28 e 64 della deliberazione 574/2013/R/gas, relativi all'anno 2017.

27 settembre 2018

Delibera 476/2018/R/gas - *Aggiornamento per il mese di ottobre 2018 delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale, a seguito della variazione dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima*
Il presente provvedimento aggiorna, per il mese di ottobre 2018, le condizioni economiche di fornitura di cui all'articolo 22 del TIVG, prevedendo un aumento, rispetto al valore in vigore nel mese di settembre 2018, di 0,502508 euro/GJ dell'elemento QEPROPMC, aumento pari a 0,050286 euro/mc per le forniture di GPL con potere calorifico superiore di riferimento pari a 0,100070 GJ/mc (0,050240 GJ/kg) e delibera di fissare, per il periodo dall'1 al 31 ottobre 2018, il valore dell'elemento QEPROPMC, di cui all'articolo 23, del TIVG, pari a 10,088818 euro/GJ che corrisponde a 1,009588 euro/mc per le forniture di GPL con potere calorifico superiore di riferimento pari a 0,100070 GJ/mc (0,050240 GJ/kg).

Delibera 480/2018/R/gas - *Definizione dei parametri dell'incentivazione di cui all'articolo 9 del TIB (Testo integrato del bilanciamento), validi dal 1 ottobre 2018*
La deliberazione definisce i parametri numerici degli incentivi di cui all'Articolo 9 del TIB (Testo Integrato del Bilanciamento) per il periodo 1 ottobre 2018 – 31 dicembre 2019 (terzo periodo di incentivazione)

Delibera 484/2018/R/gas - *Disposizioni per la gestione del servizio di peak shaving tramite rigassificazione, nel periodo invernale dell'anno termico 2018/2019*
Il presente provvedimento definisce disposizioni ai fini della gestione del servizio di peak shaving durante il periodo invernale dell'anno termico 2018/2019 da parte delle imprese di rigassificazione e del responsabile del bilanciamento ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2017.

Delibera 488/2018/R/gas - *Disposizioni in merito alla gestione centralizzata dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato, con riferimento al settore gas*
Il presente provvedimento contiene le disposizioni funzionali alla gestione centralizzata dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato con riferimento al settore gas.

GAS NATURALE

ExxonMobil fornirà gas di alimentazione al progetto di esportazione LNG Alaska

La compagnia energetica statunitense ExxonMobil ha firmato un accordo preliminare non vincolante con l'Alaska Gasline Development Corporation (AGDC), lo sviluppatore del progetto di esportazione LNG Alaska da 43 miliardi di dollari. In base all'accordo, la società prevede di fornire gas di alimentazione per l'impianto di liquefazione dai suoi giacimenti di Prudhoe Bay e Point Thomson (Alaska North Slope). È stato concordato un prezzo base e il volume preliminare per la vendita di gas naturale. Alaska LNG è un progetto di impianto LNG integrato da 20 Mt/anno che prevede la costruzione di tre treni di liquefazione a Nikiski, nel centro-sud dell'Alaska insieme a un impianto di trattamento del gas sul North Slope dell'Alaska, a 1.300 km lungo gasdotto e vari impianti di interconnessione per collegare il complesso di trattamento del gas di Prudhoe Bay (North Slope) all'impianto di trattamento del gas (penisola di Kenai), dove verrebbe liquefatto e spedito in Asia.
Il progetto dovrebbe iniziare nel 2023 con operazioni complete nel 2025.

Algeria: Eni e Sonatrach accordo per l'estensione della fornitura di gas oltre il 2019

La compagnia petrolifera italiana Eni ha firmato un accordo di cooperazione con la sua controparte algerina Sonatrach per sfruttare le risorse di idrocarburi nel bacino di Berkine (Algeria). Inoltre, hanno anche concordato le condizioni commerciali per l'anno 2018-2019 in linea con il mercato del gas e hanno avviato negoziati per esaminare l'estensione dell'approvvigionamento di gas spedito dall'Algeria verso l'Italia oltre la scadenza contrattuale del 2019.
Attualmente Eni produce 100.000 barili/giorno in Algeria e gestisce 32 permessi di estrazione nel Paese. Eni è pronta a trasformare l'Italia in un hub europeo del gas e punta a spedire le forniture di gas dalla Libia e dall'Algeria verso l'Europa.

RWE firma un accordo con la società German LNG Terminal

La compagnia tedesca RWE ha firmato un accordo con la società German LNG Terminal per garantire il suo accesso a una considerevole capacità annuale di GNL del futuro terminale di importazione di Brunsbüttel (Germania settentrionale). Il gruppo olandese Gasunie, la società olandese di serbatoi di stoccaggio Vopak e il fornitore indipendente di servizi di stoccaggio tedesco Oiltanking si aspettano che il progetto sia sviluppato su base build, own e operating (BOO) e hanno annunciato la costituzione di una joint venture (JV) in gennaio 2018. Brunsbüttel LNG ha una capacità di importazione di 5 bcm /anno e sarà costruito vicino ad Amburgo. La decisione finale sull'investimento (FID) è prevista per il 2019 e il terminale potrebbe essere messo in servizio nel quarto trimestre del 2022. Il progetto del terminale GNL è sostenuto dall'Agenzia federale tedesca per le reti (BNetzA) e dagli operatori del sistema di trasmissione tedesco (TSO), che l'hanno inserito nella bozza di scenario per il Piano di sviluppo della rete del gas (NDP) 2018-2028.

Cipro: via libera alla gara per il nuovo Terminal GNL

Via libera di Cipro allo sviluppo di un terminale di gas naturale liquefatto nella baia di Vasilikos, vicino a Limassol. Dopo l'ok da parte di uno studio di fattibilità commissionato nel 2016, il governo ha deciso di indire una gara d'appalto per la costruzione dell'impianto da 500 milioni di euro da completare entro il 30 novembre 2020.
A seguito dell'indizione della gara d'appalto, il presidente della National Gas Public Company (DEFA), ha dichiarato: "Prevediamo di pubblicare una richiesta di manifestazione di interesse per la fornitura di Gnl nelle prossime settimane e di completare la gara d'appalto all'inizio del 2019". Oggetto della gara è la progettazione, la costruzione e l'esercizio del terminale di importazione, l'approvvigionamento di un'unità di stoccaggio galleggiante e di rigassificazione (FSRU) di almeno 125.000 metri cubi di capacità di stoccaggio. L'impianto dovrà essere in grado, infatti, di scaricare Gnl da navi metaniere di dimensioni variabili da 120.000 metri cubi a 217.000 metri cubi.
La gara d'appalto riguarda anche la costruzione di infrastrutture offshore per l'ormeggio permanente dell'FSRU, nonché infrastrutture onshore per il gas naturale e i relativi componenti strutturali per la fornitura di gas alla centrale di Vasilikos e ad altri potenziali consumatori di gas. I 500 milioni di euro saranno divisi in due parti: una destinata alla progettazione e costruzione e il'altra alla gestione e manutenzione . Il ministro ha anche aggiunto che il progetto riceverà 101 milioni di euro di fondi Ue attraverso il meccanismo Connecting Europe Facility.

Polonia: L'UE concede 18,3 milioni di euro per il progetto Baltic Pipe

La Commissione europea ha concesso un altro sussidio per il progetto di interconnessione del gas Baltic Pipe e l'importo massimo di spesa attualmente fissato è di 18,3 milioni di euro. I fondi saranno erogati nell'ambito del programma Connecting Europe Facility (CEF). Lo scopo del progetto è quello di trasportare il gas naturale dalla Norvegia alla Polonia, Danimarca, Svezia, ai Stati baltici e alle regioni dell'Europa centrale e orientale. Una volta costruito, rafforzerà la diversificazione delle forniture della Polonia e della Danimarca e consentirà un'ulteriore integrazione del mercato del gas e la convergenza dei prezzi in Europa.
Il progetto Baltic Pipe da 10 miliardi di mc/anno sarà costituito da cinque parti:
- una condotta offshore nel Mare del Nord, per 105-110 km tra i sistemi di trasmissione norvegesi e danesi,
- una sezione di trasmissione del gas da 210-230 km
- una stazione di compressione sulla costa della Danimarca
- un gasdotto offshore di 275 km tra la Danimarca e la Polonia attraverso il Mar Baltico
- un gasdotto di trasporto del gas di 230-340 km in Polonia.

La decisione finale di investimento (FID) è prevista per la fine del 2018. La costruzione è prevista per il 2020, mentre la data di messa in servizio è prevista per il 2022.

La Lituania approva l'acquisizione di una nave di stoccaggio di GNL nel 2024

La Commissione governativa per lo sviluppo delle infrastrutture economiche della Lituania ha approvato l'acquisizione di una nave di stoccaggio del GNL dopo il 2024, ritenendo che questa sia la scelta più economica e strategicamente sostenibile per il paese. Si aspetta che questa misura garantisca prezzi del gas più competitivi e i minori costi di manutenzione delle infrastrutture GNL a breve e a lungo termine. I costi di manutenzione per i consumatori domestici della Lituania sono previsti in diminuzione di 23 milioni di euro dal 2019, passando da una stima di 66 milioni di euro a 43 milioni di euro.
Inoltre, elimina anche i rischi connessi all'opzione di Gazprom di abusare della sua posizione dominante sul mercato e di aumentare i prezzi delle importazioni di gas per i consumatori. Senza il terminale lituano per l'importazione di GNL, i prezzi del gas domestico potrebbero salire del 20% e aumentare di un importo annuale in eccesso di 160 milioni di euro.

Russia: Novatek avvia il secondo treno GNL da 5,5 Mt/anno a Yamal LNG

Il gruppo energetico russo Novatek ha iniziato le spedizioni dal secondo treno GNL da 5,5 Mt/anno del suo progetto Yamal LNG. Il treno sta già lavorando alla sua capacità nominale e ha prodotto oltre 250 kt di GNL dalla la sua messa in servizio.
Il progetto Yamal LNG consiste in tre treni di liquefazione di GNL di 5,5 Mt/anno ciascuno e fino a 1 Mt/anno di condensato di gas. La prima unità è stata commissionata a dicembre 2017 e il terzo treno è previsto per il 2019, portando la capacità del progetto a 16,5 Mt/anno.
Gli azionisti di Yamal LNG sono Novatek con il 50,1%, Total con il 20%, China National Petroleum Corporation (CNPC) con il 20% e Silk Road Fund con il 9,9%. Yamal LNG ha già stipulato contratti per oltre il 95% della sua capacità totale.

Bulgaria: inaugurata un'estensione di 20 km del gasdotto Trans-Balcani

La Bulgaria ha inaugurato l'estensione del gasdotto Trans-Balcani che collega Lozenets e Nedyalsko, aumentando la capacità di trasporto a 15,7 miliardi di metri cubi l'anno (+1,7 miliardi di metri cubi l'anno). Il gasdotto lungo 20 km è ora in grado di invertire il flusso, trasportando gas dalla Turchia, dall'Azerbaijan e dalla Russia alla Bulgaria. Il costo del progetto è stato di circa € 23,5 milioni. Il progetto di ampliamento consentirà alla Bulgaria di trasportare ulteriori volumi di gas russo dal progetto del gas naturale TurkStream. Il gasdotto turkmeno consisterà in due stringhe di 15,75 miliardi di metri cubi l'anno ciascuna (capacità totale di 31,5 miliardi di metri cubi l'anno), fornendo gas russo alla Turchia e ai suoi vicini europei. La prima stringa del gasdotto è destinata ai consumatori turchi, mentre la seconda stringa fornirà gas all'Europa meridionale e sud-orientale.

PETROLIO

Iran: le vendite di petrolio sono diminuite negli ultimi quattro mesi

Le vendite di petrolio greggio iraniano sono crollate di 600.000 barili/g a 1,68 milioni di barili al giorno nella prima metà di agosto 2018, con un calo del 20% rispetto ai volumi registrati dallo stesso periodo nel luglio 2018. Inoltre, le esportazioni iraniane sono diminuite del 62% da maggio 2018, quando hanno raggiunto un record di 2,7 milioni di barili al giorno. Agosto 2018 segna il quarto mese di calo delle esportazioni per il paese, poiché la maggior parte dei clienti iraniani ha iniziato a ridurre le importazioni di petrolio iraniano già prima delle sanzioni statunitensi.

Anche se l'India e la Cina hanno acquistato più petrolio iraniano nel luglio 2018 quando i raffinatori si sono affrettati ad assicurarsi il maggior numero possibile di carichi prima che le sanzioni statunitensi entrassero in vigore, le loro importazioni sono diminuite dal maggio 2018. Il governo iraniano si è offerto di assorbire il costo della spedizione insieme all'assicurazione del carico come tentativo di trattenere i propri clienti.

I membri non OPEC e OPEC respingono la richiesta degli Stati Uniti

Il 10° Comitato congiunto di monitoraggio ministeriale dell'OPEC-non-OPEC (JMMC) ha respinto le richieste statunitensi di aumentare la produzione per ridurre i prezzi globali del petrolio. Il JMMC, che comprende in particolare la Russia e l'Arabia Saudita, ha confermato di voler mantenere l'attuale livello di produzione di petrolio e ha formulato una raccomandazione formale affinché i prezzi non vengano tagliati. Inoltre, l'OPEC ha pubblicato il World Oil Outlook 2018 e rivisto le previsioni a lungo termine della domanda petrolifera globale: l'organizzazione prevede che la domanda totale di greggio aumenterà di 14,5 mb/g per raggiungere 111,7 mb/g nel 2040. E' probabile che la crescita della domanda non sia guidata da regioni non OCSE, che potrebbero registrare un aumento di 23 milioni di barili al giorno entro il 2040. L'OPEC prevede inoltre che il petrolio rimarrà il combustibile con la quota maggiore nel mix energetico globale per tutto il periodo di previsione fino al 2040. Si stima che la quota di greggio OPEC nell'offerta globale aumenti dall'attuale 34% nel 2017 al 36% nel 2040, mentre la domanda di greggio OPEC aumenti a 40 milioni di barili al giorno nel 2040, rispetto agli attuali 32 milioni di b/g nel 2018. Si prevede che la flotta globale di veicoli (comprendente sia i veicoli passeggeri che i veicoli commerciali) salirà a circa 2,4 miliardi nel 2040. Anche se la crescita per la maggior parte riguarda i veicoli convenzionali, la quota dei veicoli elettrici nella flotta totale, a lungo termine, crescerà e raggiungerà entro il 2040 un livello del 13%, grazie al supporto della politica e al calo dei costi delle batterie

L'oleodotto Keystone XL di TransCanada supera la revisione ambientale

L'oleodotto Keystone XL da 830.000 barili/giorno proposto da TransCanada ha ottenuto una valutazione ambientale positiva dal Dipartimento di Stato degli Stati Uniti, che ha stabilito che il progetto per una rotta alternativa attraverso il Nebraska non avrebbe impatti ambientali significativi. La Commissione del Servizio Pubblico del Nebraska ha approvato il progetto a dicembre 2017, ma non la rotta preferita da TransCanada. Keystone XL collegherebbe le sabbie bituminose dell'Alberta alle raffinerie della costa del Golfo del Messico, attraverso il Nebraska, lungo una rotta di 1.897 km ed è stato ripetutamente ritardato dal Governo degli Stati Uniti per motivi ambientali. A seguito della recente elezione del Presidente Trump, il Dipartimento di Stato ha dato l'autorizzazione al gasdotto. Tuttavia, ci sono ancora delle opposizioni da parte di gruppi ambientalisti e tribù native americane e un azione legale di alcuni proprietari terrieri davanti alla Corte Suprema del Nebraska che TransCanada prevede di chiudere entro la fine del 2018. I lavori preparatori dovrebbero iniziare nell'autunno 2018 nel Montana e la costruzione potrebbe iniziare nel 2019.

Nel Mar Cinese Meridionale transita il 30% del commercio mondiale di petrolio

Secondo l'Energy Information Administration (EIA) degli Stati Uniti, oltre il 30% del commercio mondiale di petrolio greggio marittimo ha attraversato il Mar Cinese Meridionale a partire dal 2016. Ciò rappresenta circa 15 milioni di barili/ giorno e oltre il 90% di questi volumi transitati attraverso lo stretto di Malacca, che è la rotta marittima più breve tra i mercati asiatici e i loro fornitori nel Medio Oriente e in Africa. La maggior parte di questi volumi viene inviata in Cina (42%), Giappone (20%) e Corea del Sud (18%). Nel frattempo, la maggior parte dei paesi di origine si trova in Medio Oriente (70%), la maggior parte dei quali dall'Arabia Saudita (24%) e dagli Emirati Arabi Uniti (11%). La rotta del Mar Cinese Meridionale svolge un ruolo chiave per diversi paesi e, in particolare, ha rappresentato il 52% delle esportazioni di petrolio greggio dell'Iran nel 2016.

Le esportazioni statunitensi di petrolio sono aumentate nella prima metà del 2018

Secondo l'Energy Information Administration (EIA) degli Stati Uniti, le esportazioni e i prodotti petroliferi statunitensi di greggio sono stati pari a 7,3 milioni di barili al giorno nella prima metà del 2018, di cui 1,76 miliardi di barili al giorno per il petrolio (+79,6% rispetto al primo semestre 2017), 1,57 mb/g per i liquidi gas idrocarburici (+11,3%), 1,26 mb/ g (-6%) e 0,91 mb/g per la benzina (+ 18%).
Il petrolio greggio è diventato il singolo più grande prodotto di esportazione di petrolio degli Stati Uniti. Le sue esportazioni sono aumentate di 787.000 barili/giorno e hanno raggiunto addirittura 2,2 milioni di barili al giorno nel mese di giugno 2018. La maggior parte è stata spedita in Asia, in particolare in Cina (376.000 bbl/d), Corea del Sud (111.000 bbl/d) e India (89.000 bbl/d). Il Canada era la seconda destinazione più grande con 334.000 bbl/d. Per quanto riguarda altri prodotti, il Messico è la destinazione principale per le esportazioni di benzina per motori con 504.000 barili/giorno e anche per le esportazioni di distillati con 289.000 barili/giorno. Il Canada è il primo paese di destinazione per i liquidi di gas idrocarburi con 316.000 bbl/d, seguito dal Messico con 136.000 bbl/d.

CARBONE

L'Australia interromperà la produzione di carbone nei prossimi 20 anni

L'Australian Energy Market Operator (AEMO) ha presentato il nuovo piano di sistema integrato per il mercato nazionale dell'elettricità, che prevede i probabili cambiamenti che si verificheranno nei prossimi 20 anni in tutto il mercato energetico nazionale. Nonostante l'anticipata elettrificazione del settore dei trasporti nei prossimi 20 anni, la domanda di rete elettrica si appiattirà, a causa della crescita degli impianti fotovoltaici sul tetto solare e dello stoccaggio di energia, abbinata agli sforzi di efficienza energetica. Le centrali elettriche a carbone esistenti che generano circa 70 TWh/anno - un terzo della domanda del NEM - continueranno a funzionare fino alla fine della loro vita operativa (entro il 2040 al più tardi) in quanto sarebbe antieconomico ritirarle prima della fine del la loro durata operativa. Sostituendoli in un secondo momento con le fonti rinnovabili (i cui costi stanno diminuendo), la capacità a gas, la capacità di generazione distribuita e i sistemi di accumulo di energia (incluso lo stoccaggio a pompaggio) sarebbero più efficienti in termini di costi. La rete elettrica domestica passerà a un modello di sistema più decentralizzato: 28 GW di energia solare, 10,5 GW di vento, 17 GW di stoccaggio e 500 MW di generazione flessibile alimentata a gas e un significativo potenziamento della trasmissione di energia domestica sistema.

Germania: l'uscita dal carbone aumenterà i prezzi dell'energia

L'azienda elettrica tedesca RWE prevede che un accelerazione nel processo di uscita dal carbone entro il 2040 comporterebbe maggiori costi per i consumatori di energia e un aumento dei prezzi di 25 €/MWh (9 €/MWh in più, rappresentando il 20%) rispetto al caso standard (uno scenario senza l'eliminazione accelerata del carbone). L'importo totale di questi costi aggiuntivi è stimato in 29 miliardi di euro per il periodo 2020-2040, che è di 4 miliardi di euro in più rispetto allo scenario di riferimento. Nel frattempo, l'associazione dell'industria energetica Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (BDEW) stima che il paese non sarà in grado di fare affidamento sui paesi europei confinanti in caso di una riduzione troppo alta della capacità energetica a causa del processo di eliminazione del carbone. L'aumento del divario tra le esigenze della Germania e la sua riduzione della capacità di generazione convenzionale potrebbe causare interruzioni nelle forniture nei primi anni del 2020. Per risolvere questo problema, BDEW propone lo sviluppo di ulteriori impianti di generazione di energia a gas e di stoccaggio di energia.
La Germania prevede di eliminare progressivamente la propria capacità a carbone entro il 2030 e l'energia nucleare entro il 2022 per raggiungere gli obiettivi climatici.

Stati Uniti: il carbone è la fonte di energia più utilizzata in 18 stati

Secondo la United States Energy Information Administration, i combustibili fossili continuano ad essere le fonti più comuni di generazione di elettricità nella maggior parte degli stati americani. Nel 2017, in 18 stati la generazione di energia a carbone è stata la fonte più diffusa, mentre un decennio fa lo era in 28 stati.
Nel frattempo, è aumentata la quota di gas naturale: nel 2017 era la principale fonte di produzione di energia elettrica in 16 stati (rispetto a 11 del 2007).
Il nucleare è la fonte principale in 9 stati (6 nel 2007) e l'energia idroelettrica in 6 stati (4 nel 2007). Il petrolio rimane la fonte di generazione più diffusa solo nelle Hawaii (il 62% della produzione di elettricità dello stato nel 2017).

RINNOVABILI

A partire da settembre 2018 l'Indonesia pianifica la miscela di biodiesel B20

L'Indonesia prevede di introdurre la miscela di biodiesel del 20% (B20) su scala nazionale a partire da settembre 2018. Nel 2015, l'Indonesia ha introdotto le norme per rendere obbligatorio il B20 nel biodiesel sovvenzionato entro gennaio 2020. Secondo il nuovo piano, tutti i consumatori diesel, comprese le centrali elettriche e le ferrovie, dovranno utilizzare il B20. Si prevede che la misura ridurrà le importazioni di petrolio greggio e di prodotti petroliferi (circa 400.000 barili/giorno), con un risparmio di $ 6 miliardi sulle importazioni. I bio componenti utilizzati nella miscela sono gli esteri metilici di acidi grassi (FAME) prodotti con olio di palma. L'Indonesia è il più grande produttore di olio di palma, la cui produzione è aumentata del 35% dal 2013. Solo il 25% della capacità di produzione FAME è in uso e il B20 obbligatorio aumenterà questo utilizzo al 50%. Il governo prevede di fornire incentivi ai produttori di biodiesel (non sono disponibili ulteriori dettagli). Nel futuro ci si aspetta che diventi obbligatoria una miscela più elevata (B30), sollevando preoccupazioni circa le prestazioni del motore nell'industria automobilistica; in base a uno studio del 2015 i veicoli a biodiesel consumano il 4% in più di carburante.

BDEW richiede una nuova asta eolica offshore da 1,6 GW

L'Associazione tedesca delle industrie energetiche e idriche (BDEW) ha chiesto al governo di stabilire una gara d'appalto per 1,6 GW di energia eolica offshore da commissionare nel 2025 nel Mare del Nord e nel Mar Baltico, sostenendo che per la Germania questi nuovi progetti sono essenziali per raggiungere gli obiettivi Ue dell'accordo sul Clima di Parigi entro il 2030. Entro il 2025, BDEW prevede che vengano commissionati circa 10,8 GW di nuova energia eolica offshore, di cui 7,7 GW entro il 2020 e i restanti 3,1 GW entro il 2021-2025.

Il governo indiano impone restrizioni alle importazioni di biocarburanti

La direzione generale del commercio estero (DGFT) dell'India ha imposto nuove restrizioni alle importazioni di biocarburanti, tra cui l'alcol etilico e altri alcol denaturati, il biodiesel (contenente meno del 70% di oli di petrolio), gli oli di petrolio e gli oli ottenuti da minerali bituminosi diversi dal greggio (contenente 70% o più di oli di petrolio). Secondo la National Biofuel Policy, l'importazione di questi articoli, precedentemente gratuita, sarà ora consentita solo per scopi non correlati ai combustibili.
Nel maggio 2018, il governo ha adottato una nuova politica nazionale sui biocarburanti per sostenere il loro uso, secondo cui è ora autorizzata la miscelazione di etanolo prodotto da cereali danneggiati, patate deteriorate, mais e barbabietola da zucchero. In precedenza, era consentito miscelare solo l'etanolo prodotto dalla canna da zucchero nella benzina domestica. La nuova politica introduce un nuovo sistema di classificazione che definisce i biocarburanti di prima generazione (bioetanolo da melassa e biodiesel da semi oleosi non commestibili), biocarburanti di seconda generazione (da rifiuti solidi urbani) e biocarburanti di terza generazione (bio- Biocarburanti) e fornisce nuovi incentivi per ciascuno di essi. L'India prevede di triplicare la produzione di etanolo da 1,4 a 4,5 miliardi di litri entro il 2022, al fine di ridurre le importazioni di petrolio di 12.000 miliardi di INR (1,7 miliardi di dollari) e di adottare un obiettivo B10 (10% di etanolo) entro il 2020 e un B20 (20% di miscelazione) entro il 2030.

Germania: la produzione di energia rinnovabile è cresciuta del 10% nella prima metà del 2018

Secondo l'Agenzia federale tedesca dell'ambiente (Umweltbundesamt o UBA), la produzione di energia rinnovabile ha raggiunto un nuovo record nel primo semestre del 2018, con 117 TWh generati, ovvero il 10% in più rispetto al primo semestre del 2017 (+10 TWh). Gli impianti eolici hanno generato 57 TWh, con 26 TWh da impianti di biomassa e rifiuti di biogas, 24 TWh da unità fotovoltaiche e 10 TWh da centrali idroelettriche.
1.633 MW di capacità eolica sono stati aggiunti alla rete tedesca nei primi sei mesi del 2018, ovvero circa il 30% in meno rispetto alla prima metà del 2017 (2.243 MW di capacità aggiuntiva). Nel frattempo sono stati installati 1.399 MW di solare fotovoltaico (+ 58% rispetto agli 859 MW del primo semestre 2017). Secondo l'Agenzia, ogni anno dovrebbero essere costruiti circa 4,5 GW di energia eolica e solare aggiuntivi al fine di raggiungere l'obiettivo del governo federale di una quota di energia rinnovabile del 65% nel mix energetico entro il 2030.

RISE e Swerim sviluppano un nuovo progetto per l'applicazione dell'elettrolisi e dell'idrogeno nell'industria

La Svezia punta ad avere una flotta di veicoli indipendente dall'energia generata da fonti fossili entro il 2030. In questo contesto, l'interesse per l'elettrolisi e per l'idrogeno da fonti rinnovabili sta aumentando rapidamente. RISE (Research Institutes of Sweden) e Swerim ora, con il supporto dell'industria, hanno ricevuto finanziamenti da Vinnova per sviluppare congiuntamente un nuovo progetto in cui possono essere testate e valutate diverse applicazioni per elettrolisi e lo stoccaggio dell'idrogeno. La struttura sarà costruita a Luleå, in Svezia. L'idrogeno da fonti rinnovabili, derivante dall'elettrolisi ha il potenziale per svolgere un ruolo importante nel futuro sistema energetico e aiutare la Svezia e altri paesi a passare ad un industria e ad una società a impatto climatico zero. Ciò è illustrato dal progetto industriale, intersettoriale HYBRIT. Con il supporto di Vinnova, RISE e Swerim svilupperanno un progetto in cui è possibile testare e valutare varie applicazioni per l'elettrolisi e la conservazione dell'idrogeno.

L'India raggiungerà 100 GW di capacità solare entro il 2022

Secondo il Ministero delle Energie Nuove e Rinnovabili (MNRE), l'India è sulla buona strada per raggiungere i 100 GW di capacità solare installata entro il 2022. Nel mese di luglio 2018 sono già stati installati 23,1 GW di capacità, 10 GW sono in costruzione e altri 24,4 GW sono stati programmati per le aste nazionali.
Il National Institute of Solar Energy stima che il potenziale dell'energia solare dell'India possa raggiungere i 748 GW. Per ora, solo il 6% (2.538 MW) del target è stato completato. Nonostante un sussidio del 30% per gli impianti su tetto, i costi delle strutture rimangono elevati per i residenti e l'India rischia di non poter raggiungere il suo obiettivo di installare 40.000 MW di impianti di energia solare su tetto entro il 2022. Tuttavia, è stata registrata una crescita significativa della capacità solare su tetto (+ 117%/anno) rispetto a quanto registrato prima del lancio di questo progetto.

I costi del solare e del eolico negli Stati Uniti sono in calo dal 2013

Secondo la US Energy Information Administration (EIA) il costo medio ponderato del capitale per progetti solari ed eolici superiori a 1 MW, in base alla media annuale, è diminuito significativamente tra il 2013 e il 2016: del 34% dal 2013 per i progetti fotovoltaici, (da US $ 3.705/kW nel 2013 a US $ 2,436/kW nel 2016) e del 14% per i progetti eolici. Il silicio cristallino più economico ha contribuito a ridurre i costi del solare fotovoltaico, mentre le grandi installazioni eoliche hanno ridotto i costi di ubicazione e infrastruttura. Questa diminuzione dei costi di costruzione ha portato ad un aumento delle installazioni rinnovabili (+8 GW di sistemi solari e +8,8 GW di progetti eolici nel 2016). I costi di costruzione per le centrali elettriche a gas invece sono aumentati del 10%. Le centrali elettriche a energia eolica e solare hanno rappresentato circa il 93% della capacità totale aggiunta nel 2016 negli Stati Uniti.

La Francia assegna all'asta 720 MW di progetti solari

Il governo francese ha assegnato 103 progetti solari per un totale di 720 MW. Il prezzo medio è stato di € 58,2/MWh, ossia in meno del 5% rispetto a quelli registrati nella procedura di aggiudicazione precedente (luglio 2017). Per le strutture più grandi (da 5 a 30 MW) le offerte sono state di circa 52 €/MWh. Quasi la metà dei progetti si trova nella Francia sudoccidentale (23 progetti per complessivi 169 MW in Nouvelle-Aquitaine e 25 progetti per complessivi 157 MW in Occitania).
Questa è stata la quarta procedura di aggiudicazione su 6, inteso a raggiungere l'obiettivo della Francia di 3.000 MW di energia solare entro il 2020 fissato durante l'One Planet Summit. Nel 2018 si terranno altre due aste per 850 MW.

Germania: 50% in più di capacità solare nella prima metà del 2018

Secondo il gruppo tedesco dell'energia solare (Bundesverband Solarwirtschaft, BSW), nella prima metà del 2018 sono stati commissionati 1.340 MWp di nuove capacità solari in Germania, il 50% in più rispetto alla prima metà del 2017 (901 MWp). Anche la produzione di energia solare domestica è aumentata dell'8% nello stesso periodo in cui 23,6 TWh sono stati immessi nella rete. I dati recenti soddisfano le aspettative di BSW per la prima volta negli ultimi anni e sono più in linea con l'obiettivo di espansione del fotovoltaico fissato dal governo federale. La costante diminuzione dei costi di installazione del solare fotovoltaico è il fattore principale per l'aumento della domanda di sistemi fotovoltaici. Il governo sta cercando di rallentare lo slancio: verrà attuata una leggera regolamentazione delle sovvenzioni e i tassi di finanziamento saranno adeguati per evitare la sovraccapacità.

ENERGIA ELETTRICA

Belgio: un sistema di capacity market per compensare l'eliminazione graduale del nucleare

Il governo belga ha accettato di sovvenzionare la nuova capacità elettrica per compensare l'eliminazione del nucleare nel 2025. È stato approvato un meccanismo di remunerazione della capacità (CRM) che sostituirà il programma di riserva strategica, attuato dall'inverno 2014-2015. Un sistema di aste a due livelli dovrebbe essere implementato entro il 2021, per dare tempo agli sviluppatori di progetti di costruire nuove centrali elettriche a gas (con un periodo medio di realizzazione di 4 anni) prima dell'eliminazione del nucleare nel 2025
partecipare le nuove centrali elettriche e quelle già esistenti, nessuna tecnologia sarà esclusa tranne l'energia nucleare.

Secondo il governo non è esclusa la partecipazione straniera ma in condizioni ben definite. La prima asta dovrebbe essere organizzata nel 2021.
Inoltre, il governo organizzerà anche aste annuali per adeguare le esigenze di capacità fluttuanti. Questo schema consentirà al governo di sovvenzionare la capacità nel tentativo di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Entro il 2025, si stima che i costi per i consumatori belgi arriveranno ad un importo annuo di 345 milioni di euro. Secondo uno studio presentato dall'operatore di rete nazionale Elia, saranno necessari 3,6 GW di nuova capacità termica per compensare la chiusura delle centrali nucleari del paese.

EMISSIONI CO_2

19 città del mondo si impegnano a rendere gli edifici carbon neutral entro il 2050

Diciannove sindaci di alcune delle più grandi città del mondo hanno promesso di rendere tutti gli edifici carbon neutral entro il 2050, garantendo che non contribuiranno al cambiamento climatico. Tutti i nuovi edifici dovranno essere carbon neutral entro il 2030, mentre tutti quelli esistenti dovrebbero raggiungere lo stesso obiettivo entro il 2050. Le città che hanno preso parte all'impegno includono in particolare Londra (Regno Unito), Copenaghen (Danimarca), Johannesburg (Sud Africa), Montreal, Toronto, Vancouver (Canada), Parigi (Francia), Los Angeles, New York City, San Francisco, Washington DC (Stati Uniti), Stoccolma (Svezia), Sydney (Australia) e Tokyo (Giappone). Gli edifici rappresentano una parte significativa delle emissioni totali di gas serra per la maggior parte delle città (circa il 50%) e questa cifra può raggiungere il 70% in alcune città come Londra e Parigi.
Gli edifici a emissioni zero utilizzano generalmente tecnologie come fonti rinnovabili, luci a LED e pannelli solari sul tetto.

Germania: nella prima metà del 2018 le emissioni di CO_2 sono diminuite del 3%

Secondo le stime preliminari dell'ente di ricerca tedesco AG Energiebilanzen (AGEB), le emissioni di $_{CO2}$ legate all'energia in Germania sono diminuite del 3% nella prima metà del 2018, poiché il consumo di energia primaria è diminuito dell'1,1%.
Le emissioni di CO_2 si sono contratte a seguito di una minore domanda di carbon fossile (-14%), lignite (-3%) e petrolio (-3%); a sua volta, il consumo di gas è aumentato del 2,6%, le energie rinnovabili del 4,4% e l'energia nucleare del 9,3%. Il petrolio e il gas, tuttavia, mantengono ancora la quota maggiore nel consumo primario, con il 33,3% e il 25,5% rispettivamente. Il paese non riuscirà a raggiungere l'obiettivo del 40% di riduzione delle emissioni di CO_2 entro il 2020.

Nel 2017 la concentrazione di GHG ha toccato livelli record

Secondo il 28 ° rapporto annuale sullo stato del clima rilasciato dalla National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) degli Stati Uniti, i livelli di concentrazione di gas serra (GHG, incluso CO2, CH4 e NOx) hanno raggiunto un livello di 405 ppm, il più alto registrato negli ultimi 38 anni. Il 2017 è stato il terzo anno più caldo mai registrato, solo dopo il 2016 (1 °) e il 2015 (2 °). Le temperature di superficie terrestri e oceaniche misurate erano 0,38-0,48 °C sopra la media del periodo 1981-2010. Il 2017 è al terzo posto come l'anno più caldo da quando sono iniziate le registrazioni a fine del 1800. Il calore nella parte superiore dell'oceano e anche le temperature in superficie hanno raggiunto un picco quasi da record.

POLICY

Saudi Aramco perde l'accesso a carattere permanente alle risorse nazionali.

Il governo dell'Arabia Saudita ha cambiato i suoi rapporti con la compagnia petrolifera Saudi Aramco e ha limitato a 40 anni il periodo in cui il gruppo può sviluppare risorse interne rispetto a un precedente contratto che le consentiva l'accesso a tempo indeterminato. Tuttavia, ci sarà un'opzione per rinnovare il contratto di 40 anni anche se questa mossa legale solleva domande sulla produzione a lungo termine di Saudi Aramco. Uno dei principali fattori alla base della decisione potrebbe essere il ritardo dei preparativi per una quotazione in Borsa (offerta pubblica iniziale o IPO) di Saudi Aramco. Il nuovo contratto di concessione potrebbe essere stato concordato come parte del processo di IPO, che comprendeva anche una revisione dei dati finanziari di Saudi Aramco e un audit delle sue riserve. Inoltre, questo accordo dovrebbe formalizzare la relazione tra il governo e la società prima della sua apertura agli investitori stranieri.

Messico: investimenti da $16 miliardi per aumentare la produzione di energia

Il governo messicano ha annunciato un piano di investimenti da 16 miliardi di dollari USA per aumentare la produzione nazionale di petrolio, la capacità di raffinazione e la produzione di energia idroelettrica. Nel 2019 saranno investiti US $ 9,5 miliardi per migliorare le raffinerie esistenti, US $ 8,6 miliardi costruire un nuovo impianto a Dos Bocas nello stato di Tabasco e per aumentare le esplorazioni petrolifere.
La produzione di petrolio del paese è in calo ed è scesa a 1,88 md/g nella prima metà del 2018 rispetto a 3,4 mb/g nel 2005. Il governo prevede di aggiungere 600.000 bbl/d nei prossimi due anni per raggiungere 2,5 mb/g.
I principali fattori alla base di questo declino sono l'esaurimento naturale dei giacimenti petroliferi e la mancanza di investimenti. Nel 2018, il Messico ha importato 590.000 bbl/d di benzina e 232.000 bbl/d di gasolio dagli Stati Uniti, mentre la produzione interna dal 2013 si è dimezzata.

L'Unione Europea vieta le lampadine alogene da settembre 2018

L'Unione europea (UE) vieterà l'uso di lampadine alogene sul territorio europeo a partire da settembre 2018. Le lampadine alogene saranno sostituite da diodi ad emissione luminosa (LED) più efficienti dal punto di vista energetico, contribuendo a ridurre le emissioni di CO_2 e le bollette energetiche. È da notare che non è vietata la vendita dei prodotti disponibili sugli scaffali ma semplicemente non ne verranno immessi di nuovi sul mercato in modo da avere un passaggio graduale, senza creare problemi ai negozianti. La decisione influisce sulle lampade alogene a tensione di rete ma non riguarda le lampade alogene direzionali (ad esempio faretti), le lampade da scrivania, i proiettori e le lampade a incandescenza lineari e a bassa tensione utilizzate nelle luci del forno. I LED consumano circa un quinto dell'energia necessaria per le lampadine alogene e durano più a lungo: 15-20 anni di aspettativa di vita per i LED invece di 2 anni in media per le lampadine alogene. Le lampade alogene sono classificate a livello "D" per l'efficienza energetica, che è la valutazione più bassa disponibile secondo le linee guida dell'UE. I prezzi per le luci a LED sono diminuiti costantemente negli ultimi anni e sono calati del 75% tra il 2010 e il 2017. L'UE ritiene che il passaggio a lampade a LED consentirà di risparmiare 115 euro per la durata della lampada e ripagherà il costo in meno di un anno.

California: energia da rinnovabili al 100% entro il 2045

L'Assemblea della California ha approvato un regolamento (SB 100) che era stato precedentemente adottato dal Senato californiano, nel 2017. Il disegno di legge deve ancora essere approvato dal governatore dello stato per diventare una legge. SB 100 prevede di aumentare l'attuale quota californiana di energie rinnovabili nel mix energetico fino al 60% entro il 2030 e al 100% entro il 2045. Se il disegno diventasse legge, la California si assocerebbe alle Hawaii come il secondo stato americano che ha un obiettivo legalmente vincolante di generare il 100% dell'elettricità da fonti di energia pulita e rinnovabile come l'eolico e il solare.

La Cina minaccia di applicare una tariffa del 25% sulle importazioni USA di GNL

La Cina prevede di applicare una tariffa del 25% sulle importazioni di GNL USA, dopo che l'amministrazione statunitense ha deciso di aumentare le tariffe su US $ 200 miliardi di importazioni di beni cinesi, dal 10% al 25%. A sua volta, la Commissione delle tariffe doganali del Consiglio di Stato della Cina ha deciso di imporre una tariffa del 25% su oltre 5.000 voci fiscali per un totale di 60 miliardi di dollari in volumi di importazioni. Nel 2017 la Cina rappresentava circa il 20% delle esportazioni di GNL USA. Produttori statunitensi come il progetto Magnolia da 4,35 miliardi di USD vogliono continuare a negoziare con il mercato cinese nonostante le incertezze politiche. La Cina è ambita ad ospitare il secondo round di progetti di esportazione di GNL USA in quanto il GNL assume un ruolo importante nella sua politica di passare dal carbone al gas. Da parte cinese, tuttavia, Sinopec continuerà ad acquistare beni petroliferi statunitensi.

Trump inverte i target per il risparmio di carburante fissati dalla precedente amministrazione

L'amministrazione statunitense prevede di fare marcia indietro sui target dell'efficienza del carburante istituiti per l'industria automobilistica dalla precedente amministrazione (Corporate Average Fuel Economy, CAFE). Il nuovo standard di efficienza sarebbe fissato a 37 mpg (6,4 l /100 km) entro il 2026, invece di circa 50 mpg (4,7 l/100 km) previsti dalla precedente amministrazione. Sono state inoltre eliminate le precedenti disposizioni che prevedevano di aumentare gli standard di efficienza del carburante dopo il 2025. Questi rimarranno fermi ai livelli del 2020. La misura avrà un impatto negativo sulle auto elettriche e sulla domanda di auto a minor consumo di carburante, nonché sui futuri progressi tecnologici per l'efficienza del carburante. L'amministrazione ha affermato anche di voler eliminare il diritto della California di impostare il proprio livello di economia di carburante per le automobili. Dopo l'annuncio, 19 stati e Washington D.C. hanno espresso le loro intenzioni di citare in giudizio la revisione.

L'Australia rinuncia agli obiettivi della National Energy Guarantee

Il governo australiano ha cancellato dal programma National Energy Guarantee (NEG) le politiche sull'energia rinnovabile che riguardano gli obiettivi sulle emissioni sospendendo per ora l'introduzione di un taglio delle emissioni, del 26% nel settore energetico. Il programma National Energy Guarantee (NEG) è stato adottato dal governo nel 2017 per definire la sua politica energetica post-2020 e ha programmato la fine delle sovvenzioni e degli incentivi per le energie rinnovabili dal 2020 in poi. Secondo il NEG, le energie rinnovabili avrebbero costituito circa il 40% del power mix del paese entro il 2030, mentre le emissioni sarebbero state ridotte del 26% rispetto ai livelli del 2005 entro il 2030. Inoltre, prevedeva per i rivenditori nazionali una certa percentuale della loro elettricità da fonti cosiddette dispacciabili come carbone, gas, batterie e idropompaggio. L'idea era di evitare i blackout e mantenere il sistema di alimentazione stabile ad un prezzo inferiore.

Germania: nel 3° trimestre 2018 un taglio ai sussidi del fotovoltaico dell'1%/mese

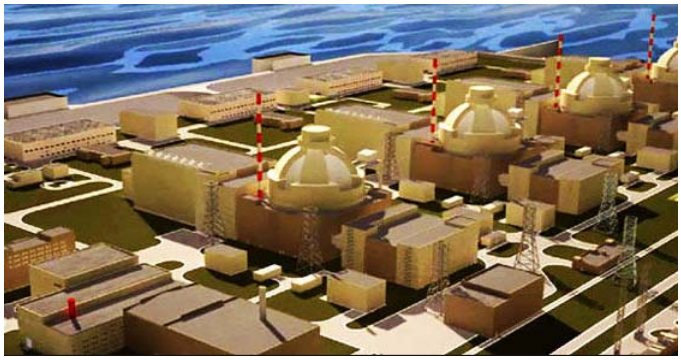
L'Agenzia federale tedesca per le reti (Bundesnetzagentur o BNetzA) taglierà le sovvenzioni per i progetti fotovoltaici solari commissionati tra il 1° agosto 2018 e il 31 ottobre 2018 dell'1% al mese. BNetzA stima che la nuova capacità aggiunta di energia solare (2.727 MW) sia superiore al previsto percorso di espansione della capacità di 2.500 MW. A tal fine, sarà attuata una leggera regolamentazione delle sovvenzioni e i tassi di finanziamento saranno adeguati per evitare l'eccesso di capacità. La Germania si sta spostando da un sistema basato su sussidi a uno basato sull'asta. Dall'inizio del 2017, i progetti di energia solare ed eolica di potenza superiore a 750 kW devono competere in gare d'appalto al fine di garantire contratti di acquisto di energia elettrica, in quanto i contratti di tariffa feed-in (FiT) non sono più disponibili. Tuttavia, i progetti che sono stati approvati nel 2016 sono ancora ammissibili.

La Cina concederà ai privati l'accesso alle infrastrutture di gas e di petrolio

La Commissione nazionale per lo sviluppo e la riforma (NDRC) della Cina ha emesso un progetto di legge per concedere alle società private l'accesso agli oleodotti nazionali, ai gasdotti, ai terminali GNL e alle infrastrutture di stoccaggio del gas. La mozione è stata richiesta dagli operatori energetici del paese e dovrebbe essere il primo piano concreto per promuovere un accesso equo alle strutture connesse al gas. La Cina sta riformando il settore del petrolio e del gas e rimuovendo i monopoli delle compagnie statali e le società energetiche private sono incoraggiate a firmare contratti a termine per utilizzare l'infrastruttura nazionale. La NDRC prevede anche di cambiare le unità standard per misurare i flussi di energia, dalle tonnellate alle unità termiche, al fine di facilitare il calcolo dei costi di trasporto.

La Turchia presenta progetti energetici in un piano di sviluppo in 100 giorni

L'amministrazione turca ha rivelato un piano d'azione per lo sviluppo nazionale che prevede il completamento dei primi 1.000 progetti in 100 giorni. Tra i progetti energetici, la Turchia prevede di acquistare una seconda nave di perforazione per condurre esplorazioni offshore di petrolio e gas di idrocarburi nelle acque domestiche e intorno a Cipro. Prevede inoltre di valutare il potenziale delle riserve di metano da scisto e carbone, di privatizzare tre giacimenti di carbone per la produzione di energia e di indire una gara d'appalto per un impianto solare da 3.000 MW del valore di 4,8 miliardi di dollari. E' in programma la costruzione della prima unità della centrale nucleare di Akkuyu e verrà messa in funzione entro il 2023; il secondo progetto nucleare sarà costruito a Sinop e il terzo nella regione della Tracia.



NUCLEARE

EDF ritarda l'avvio del progetto Flamanville EPR di un altro anno

L'utility francese EDF ha completato l'esame tecnico approfondito di 148 delle 150 saldature nel sistema secondario principale del reattore EPR Flamanville-3 da 1.650 MWe: 33 hanno carenze qualitative che devono essere riparate, mentre 20 non riescono a soddisfare i requisiti di alta qualità e saranno rielaborate. Il programma e i costi di costruzione del progetto sono stati modificati di conseguenza. Il caricamento del combustibile nucleare è ora previsto per il quarto trimestre del 2019 anziché per il quarto trimestre del 2018, mentre i costi di costruzione aumenteranno a 10,9 miliardi di euro rispetto ai 10,5 miliardi di euro previsti in precedenza (rispetto a una stima di dicembre 2012 di 8 miliardi di euro). Il progetto si trova ad affrontare altre sfide, anche se l'Osservatorio nucleare francese (ASN) ha dato il parere positivo sul reattore a pressione (RPV) dell'unità, questo dovrà essere comunque sostituito al più tardi entro il 2024. Anche se il reattore viene messo in funzione nel 2019 come pianificato, dovrà essere già programmata la manutenzione per la sostituzione con il nuovo reattore entro la scadenza prevista. Inizialmente il progetto Flamanville doveva essere commissionato nel 2012 con un costo di 3 miliardi di euro; ora partirà con almeno 7 anni di ritardo, registrando un'escalation dei costi di quasi 8 miliardi di euro. Questo ritardo rinvierà di un anno la prevista chiusura della centrale nucleare di

L'EDF riduce l'attività di quattro unità nucleari a causa dell'ondata di caldo

Il gruppo energetico francese EDF è stato costretto a ridurre la produzione nucleare a quattro reattori nucleari da 900 MW a causa dell'ondata di calore che ha colpito la Francia e di estendere le interruzioni a Bugey 2 e 3, St. Alban 1 e Fessenheim 2 fino all'11 agosto 2018.
Le centrali nucleari devono ridurre la loro produzione di energia per mantenere la temperatura del fiume al di sotto di un certo livello e proteggere la fauna selvatica.

Russia: pronto il reattore nucleare Leningrado II-1

L'azienda nucleare statale russa Rosenergoatom ha annunciato che il reattore nucleare di Leningrado II-1, situato a Sosnovy Bor, vicino a San Pietroburgo (Russia), ha completato tutti i test di messa in servizio richiesti ed ora è pronto per le operazioni commerciali. Il reattore è stato collegato alla rete nel marzo 2018 e ora è programmato per essere messo in esercizio entro la fine del 2018.

Eni-Università Napoli, sviluppo dell'industria sostenibile del futuro

Eni e Università degli Studi di Napoli Federico II hanno siglato un accordo di collaborazione sui temi di ricerca e sviluppo nel mondo dell'energia, dell'economia circolare e dell'Industria 4.0. La collaborazione triennale prevede lo sviluppo di vari settori in cui l'Ateneo campano conta diverse eccellenze, tra cui lo sviluppo di tecnologie per le energie rinnovabili, l'automazione industriale e la robotica avanzata, i Big Data & Analytics e i materiali innovativi per l'ottimizzazione dei processi produttivi.

L'alleanza strategica fronteggia le sfide per uno sviluppo sostenibile basato sull'economia circolare e la transizione energetica, l'innovazione e l'industria del futuro. Tra le iniziative di ricerca e innovazione tecnologica, cui partecipano Eni e l'Ateneo, figurano il "Programma Operativo Nazionale (PON) – Biofeedstock" per la valorizzazione di biomasse di scarto, il "Competence Center Industry 4.0" sui temi di advanced analytics degli impianti produttivi, il "Cluster tecnologico Blue Growth" focalizzato sulla ricerca e innovazione per le industrie che fanno del mare la propria ricchezza, e il "Laboratorio congiunto Eni-CNR", centro ricerca di Portici sui temi dell'agricoltura di precisione sviluppati in collaborazione con il Dipartimento di Agraria dell'Università.

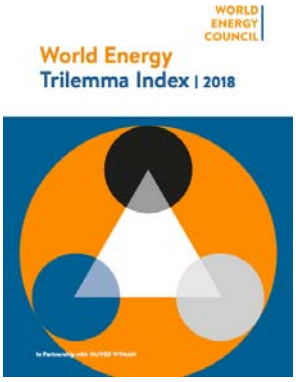
Enea, decarbonizzazione a rilento in Italia

La decarbonizzazione in Italia va a rilento. Nuovo peggioramento (-9%) dell'indice ISPRED elaborato dall'ENEA per monitorare la transizione energetica. Secondo quanto riportato da ANSA, è il decimo decremento semestrale consecutivo, dovuto al deterioramento delle sue tre componenti: prezzi, decarbonizzazione, sicurezza energetica.

La riduzione delle emissioni nel primo semestre 2018 è stata dello 0,7% rispetto al I semestre 2017, segnando una sostanziale stabilità negli ultimi due anni, mentre gli obiettivi europei richiederebbero una discesa molto più rapida.

A frenare la decarbonizzazione c'è anche la quota di fonti di energia rinnovabili sui consumi finali che, per il quarto anno consecutivo, si attesta sui valori raggiunti nel 2015, soprattutto per i modesti incrementi di potenza fotovoltaica ed eolica. Nel primo semestre del 2018 le rinnovabili sono cresciute del 9%, ma il fotovoltaico è crollato del 10%.

Energia, settore sostenibile, ma prezzi elevati



L'Italia perde quattro posizioni nella classifica delle prestazioni energetiche degli stati, scendendo dal 16^ posto al 20^ anche se conserva il rating migliore, la tripla AAA. È quanto riportato da ANSA. La causa dell'arretramento in classifica è il costo dell'energia superiore ai concorrenti mondiali. I dati si riferiscono al nuovo World Trilemma Energy Index 2018, il report sulle prestazioni dei Paesi in materia energetica, curato dal Consiglio Mondiale del-l'Energia (World Energy Council). Il report è stato presentato durante l'annuale World Energy Week, a Milano. L'Italia - secondo il report - continua il suo percorso di rafforzamento della sostenibilità ambientale, riduce le emissioni di gas a effetto serra e migliora l'efficienza e la sicurezza energetica. A oggi le fonti energetiche rinnovabili coprono il 17,7% del consumo finale lordo di energia; l'intensità energetica del PIL è scesa del 4,9%, rispetto al 2013, ed è diminuita anche la dipendenza da fonti estere di approvvigionamento, tanto che le importazioni di energia (76,5%) sono scese di 6 punti percentuali rispetto al 2010".

e-Mobility Revolution: Enel X presenta "intelligent charging solutions"

Enel X prosegue nella realizzazione del Piano nazionale per le infrastrutture di ricarica e lancia "Intelligent charging solutions", soluzioni chiavi in mano, modulari e scalabili studiate per privati, aziende e amministrazioni pubbliche. Le nuove offerte e l'avanzamento del programma sono stati illustrati presso l'Autodromo di Vallelunga da Francesco Venturini, Responsabile Enel X, e Alberto Piglia, Responsabile e-Mobility di Enel X e, in chiusura dei lavori, da Francesco Starace, Amministratore Delegato di Enel.

La diffusione della mobilità elettrica è in forte crescita a livello mondiale, con un'espansione che sta superando ogni previsione, dato che ha raggiunto la quota di 4 milioni di veicoli venduti. Anche in Italia ci sono importanti segnali positivi con un'accelerazione delle immatricolazioni, tra plug-in ed elettriche, che raddoppiano nei primi 8 mesi del 2018 rispetto allo stesso periodo del 2017.

Convegni AIEE

25 ottobre 2018 - **Idrogeno:….il domani è già cominciato?** - organizzato insieme a Innovhub e alla Camera di Commercio di Milano-MonzaBrianza-Lodi - c/o Palazzo Turati (C) - Sala Consiglio – I° Piano, via Meravigli 9/B, Milano

21 febbraio 2019 - **5^ Giornata sull'efficienza energetica nel civile e nel terziario** - organizzato insieme alla Fondazione Megalia, a Roma, presso la Sala Convegni "Giubileo" dell'Università LUMSA, Via di Porta Castello.

Convegni nazionali ed internazionali

24-26 ottobre 2018 - UEIL Annual Congress - Budapesta - https://www.ueil.org/?post_type=events&p=1980

25 ottobre 2018 - **Il ruolo degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile nello sviluppo locale e regionale**, Modena, ore 9.00, Sala del Consiglio, Municipio

25 ottobre 2018 -4° edizione UTILITY DAY - Technology & Consumers transforming the Energy Business, Pero (Milano) · UNAHOTELS Expo Fiera Milano

26 Ottobre 2018 - **Energia e clima: le sfide per il sistema paese e le risposte delle micro e piccole imprese lombarde** - organizzato da Confartigianato Imprese Lombardia, ore 10.00, c/o Polihub del Politecnico di Milano - Sala Arena, Via Durando n. 39 - Milano - programma: http://www.settimanaenergia.it/eventi/energia-e-clima-le-sfide-per-il-sistema-paese-e-le-risposte-delle-micro-e-piccole-imprese-lombarde/

30 ottobre 2018 - Cambiamento climatico lo scenario globale e i piani strategici di ecosistemi e aziende - organizzato da HERACADEMY, Grupo Hera, Bologna viale C. Berti Pichat 2/4 - registrazioni: heracademy@gruppohera.it

2-4 November, 2018 - **IAEE Asian Conference** - Wuhan, China - http://iaee2018.csp.escience.cn/dct/page/1

6 -7 novembre 2018 - Stati Generali della Green Economy 2018 - Green Economy e nuova occupazione per il rilancio dell'Italia - Ecomondo Rimini Fiera

27-26 novembre - **FORUM Qualenergia - Economia, istituzioni**, imprese e mondo della ricerca a confronto, Auditorium dell'Ara Pacis, Via di Ripetta 190 / Roma

28-29 novembre 2018 - **European Base Oils & Lubricants interactive Summit** - Automotive Lubricants: Are you ready for the Future? - Conference Florentia Hotel, Firenze

30 novembre 2018 - **Terzo workshop europeo del progetto EPATEE** - **La valutazione delle politiche per l'articolo 7 della direttiva sull'efficienza energetica** - organizzato da FIRE, Centro congressi "Roma Eventi - Piazza di Spagna"

La missione dell'AIEE è di svolgere un'attività di ricerca ed informazione costituendo un forum interdisciplinare per lo scambio di idee, esperienze e conoscenze tra professionisti interessati al settore dell'economia dell'energia, fornendo un sistema di comunicazione professionale tra i suoi soci.

In questo contesto, la responsabilità delle dichiarazioni, delle informazioni e dei dati riportati negli articoli pubblicati nella newsletter Energia ed Economia è riconducibile unicamente agli autori medesimi. Nessuna responsabilità può essere attribuita alla redazione della rivista In caso di diffusione di materiali, dati, informazioni, dichiarazioni, omissioni considerate erronee o in qualche modo implicate in illeciti di varia natura. La redazione può rimuovere dal sito materiali che possano essere considerati in qualche modo lesivi di diritti di terzi; a tal fine chiunque riscontri la pubblicazione di materiali che in qualche modo possono essere ritenuti offensivi o lesivi dei propri o di altrui interessi è pregato di segnalarlo all'indirizzo:

assaiee@aiee.it

E' vietato duplicare, inoltrare o diffondere ad altri la newsletter riservata ai soci AIEE,
"**Bollettino Energia ed Economia**" in versione pdf., integrale o parziale,
o cedere la propria password di accesso,
senza essere espressamente e personalmente autorizzato dall'AIEE.

Energia ed Economia

Bollettino di Informazione per i Soci dell'A.I.E.E. - Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia
Associazione senza scopo di lucro che riunisce coloro che si occupano di problemi riguardanti l'energia
Stampato in proprio presso la sede in Roma, Viale Parioli 10, 00197

Direttore Responsabile: Giovanni Battista Zorzoli - Direzione: Carlo Di Primio
Redazione: Anka Serbu, Antonella Donia, Gianluca Carrino
Registrazione del Tribunale di Roma n° 225/2001 dell' 8 giugno 2001