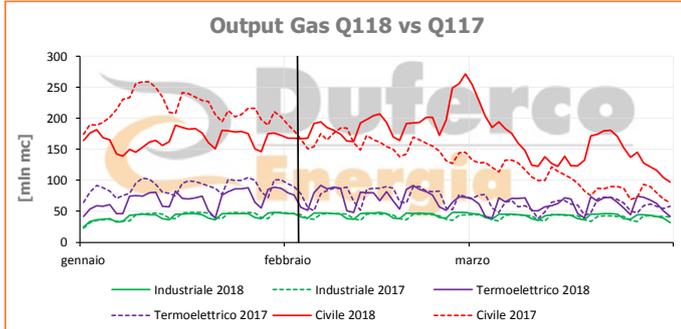
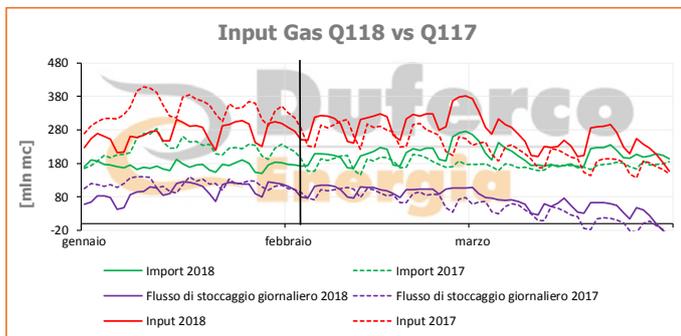


1. IL CONTESTO ENERGETICO

Chiudiamo la trimestrale.

Il Q1 se ne è andato, e insieme a lui l'inverno e (speriamo!) il freddo. L'inizio del semestre estivo rappresenta anche il passaggio al nuovo anno termico, e lo switch in iniezione dei sistemi di stoccaggio.



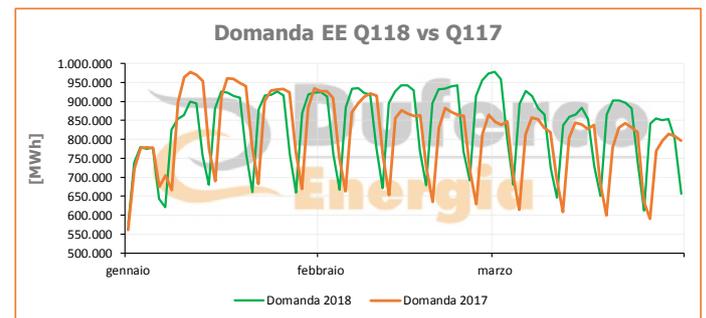
Confrontando i dati relativi agli Input e Output della rete Gas italiana del primo trimestre dell'anno corrente, con quelli del 2017, emerge subito quella che è stata la peculiarità del mese di gennaio di quest'anno. Gli input a inizio anno sono stati infatti decisamente inferiori rispetto a gennaio 2017, soprattutto a causa di un ricorso minore all'importazione dato dalla ridotta domanda per riscaldamento civile. La linea verticale nei grafici rappresenta, indicativamente, il momento a partire dal quale sia gli input che gli output nel corso del primo trimestre 2018 si sono posizionati ad un livello superiore rispetto a quelli del 2017. Come si può notare è stata la domanda civile a spostare gli equilibri durante il mese di gennaio, influenzata dalle temperature, e sempre le temperature hanno poi 'riequilibrato' la situazione nei due mesi successivi.

Se infatti guardiamo i dati complessivi, non ci sono grosse discordanze tra Q117 e Q118, nonostante l'inizio d'anno molto differente:

	Input [mln mc]	Output [mln mc]
Q117	24.186	24.889
Q118	24.669	25.240

Si parla quindi di incrementi del 2% e dell'1,5% ca degli input e degli output rispettivamente, nel Q118 rispetto al Q117. Analizzando poi nel dettaglio il mese di marzo, si notano due picchi di domanda all'inizio e nella seconda metà del mese, dati dall'abbassamento delle temperature. In risposta a queste situazioni gli stoccaggi hanno attivato flussi di erogazione sensibilmente superiori rispetto agli stessi periodi del 2017, in corrispondenza anche di un aumento dell'import, causando la tensione del mercato di cui abbiamo già discusso nei DER precedenti.

Per quanto riguarda il Power, il PUN medio sul mese di marzo è stato consuntivato a 56,91 €/MWh, superiore di circa 12,5 €/MWh rispetto a marzo 2017. La causa è stata, come per i prezzi del Gas, il freddo anomalo che ha caratterizzato l'ultimo mese, che oltre al PUN ha sostenuto anche la domanda di energia elettrica, come si può notare dal grafico.



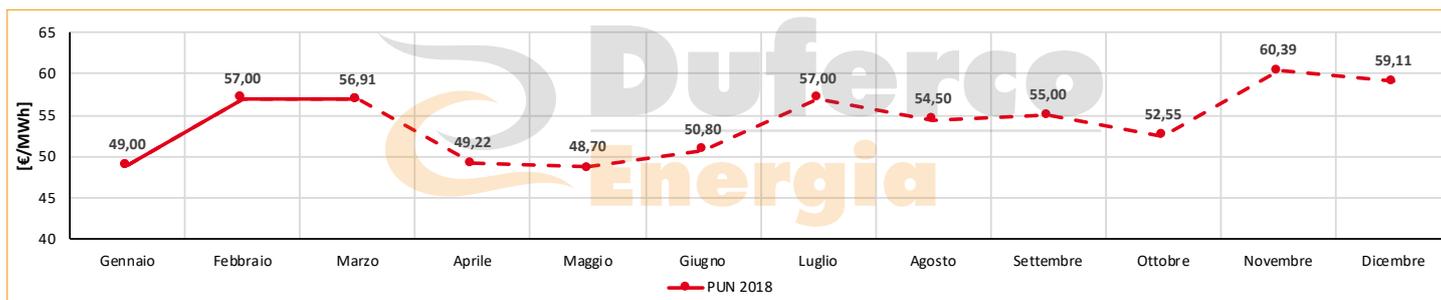
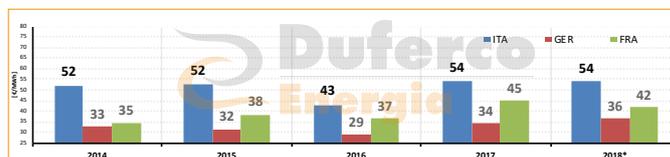
Come nel caso del Gas si può individuare un momento a partire dal quale c'è stata l'intersezione tra la curva di domanda EE relativa al Q118 e quella del Q117 (in un periodo molto vicino all'inversione individuata per il Gas), nonostante poi la domanda complessiva trimestrale risulti anche qui simile a quella dell'anno scorso, con scostamenti rilevanti soprattutto nel mese di marzo:

[MWh]	Gennaio	Febbraio	Marzo	Totale
2017	25.951.080	23.121.959	24.082.847	73.155.886
2018	25.357.046	24.342.951	25.611.813	75.311.810
2018 vs 2017	-2,29%	5,28%	6,35%	2,95%

In merito all'immediato futuro, le temperature miti in arrivo potrebbero garantire un rilassamento dei prezzi, vista l'elevata correlazione temperatura/prezzi degli ultimi mesi. Oltre a questo, bisogna ricordare anche tutto il potenziale di produzione idroelettrica che si riverserà in rete a partire da questi mesi primaverili, con i bacini pieni grazie alle abbondanti nevicate invernali e alle piogge, anche degli ultimi giorni. Per i prodotti long, come di consueto, un occhio di riguardo all'andamento del Brent.

2. POWER IN SINTESI

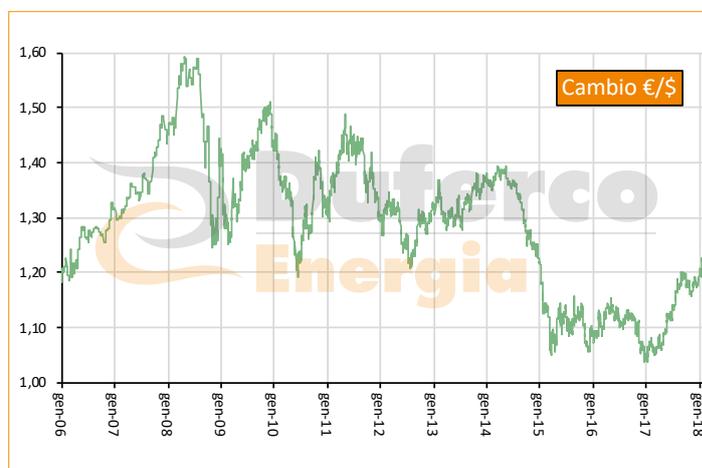
		2014	2015	2016	2017	2018*
Mercati Spot Power		52,08	52,31	42,78	53,95	54,16
		32,76	31,63	29,98	34,19	36,39
		34,63	38,48	36,74	44,96	41,76



		2014	2015	2016	2017	2018*
Spread Spot Power	Spread ITA-GER	19,31	20,68	13,79	19,76	17,77
	Spread ITA-FRA	17,45	13,83	6,03	8,99	12,40

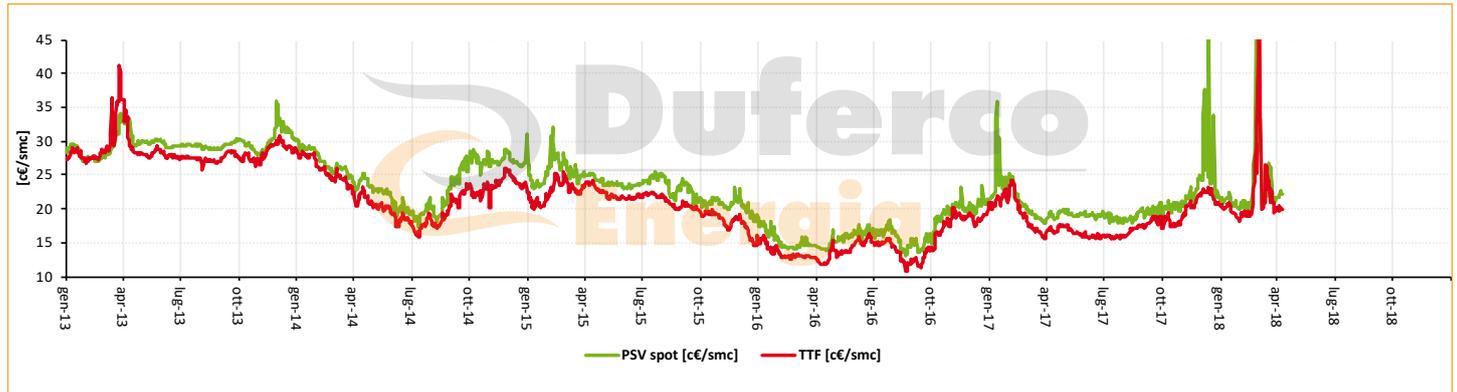
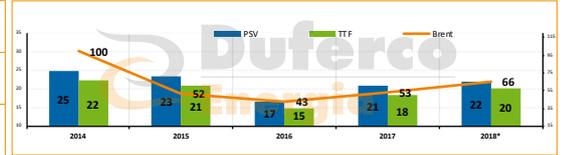
	Paese	Prodotto	€/MWh	Variazione settimanale
Mercati OTC Power		Cal19	50,40	-0,40% ↓
		Cal20	47,65	-0,03% ↓
		Cal21		
		Cal19	36,35	+0,31% ↑
		Cal20	35,50	+0,39% ↑
		Cal21		
		Cal19	41,20	+0,12% ↑
		Cal20	40,30	-0,25% ↓
		Cal21		

Spread OTC Power		
ITA-GER		
Cal19	14,05 €/MWh	-2,17% ↓
Cal20	12,15 €/MWh	-1,21% ↓
Cal21		
ITA-FRA		
Cal19	9,20 €/MWh	-2,64% ↓
Cal20	7,35 €/MWh	+1,20% ↑
Cal21		



3. GAS IN SINTESI

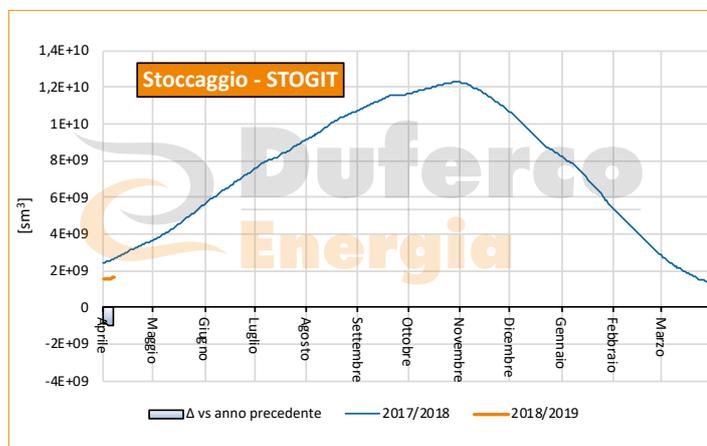
		2014	2015	2016	2017	2018*
Mercati Spot Gas & Oil	PSV [c€/Smc]	24,62	23,41	16,61	20,49	22,02
	TTF [c€/Smc]	22,15	20,93	14,78	18,26	20,20
	Brent [\$/bbl]	99,59	52,22	43,33	53,23	65,61



		2014	2015	2016	2017	2018*
Spread Spot Gas	Spread PSV-TTF [c€/smc]	2,47	2,48	1,83	2,24	1,83
	Spark Spread [€/MWh]	-0,03	2,76	7,63	10,58	7,54

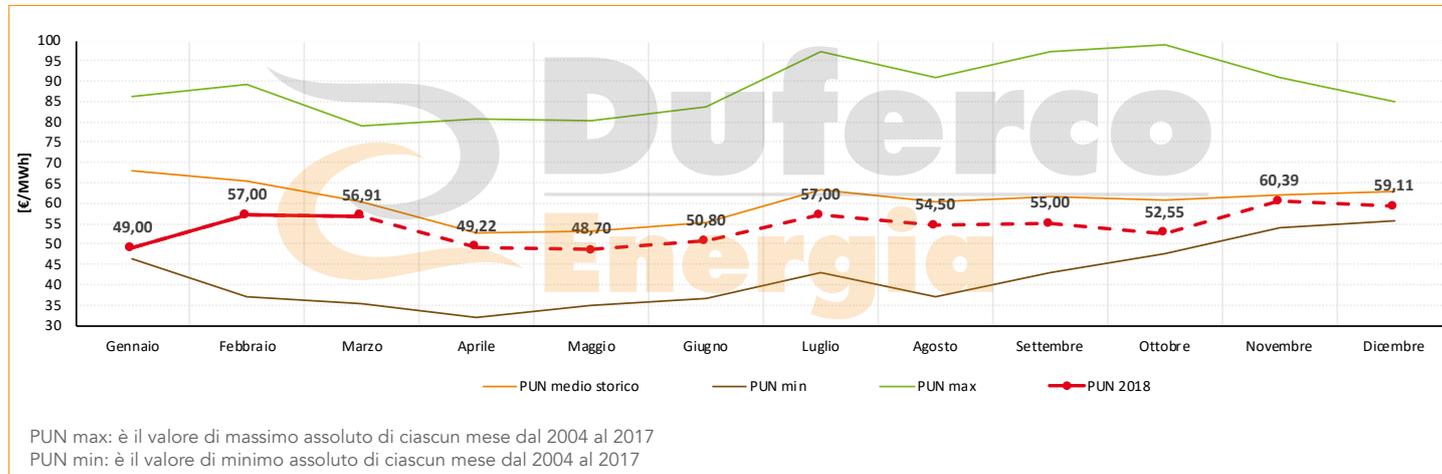
Mercati OTC Gas	Prodotto	c€/smc	Variazione settimanale
PSV	Cal20	19,31	-0,14% ↓
	Cal21		
	Cal19	18,41	-0,07% ↓
TTF	Cal20	17,46	-0,15% ↓
	Cal21		

Spread PSV-TTF		
Cal19	2,01 c€/smc	-0,00% ↓
Cal20	1,85 c€/smc	-0,00% ↓
Cal21		



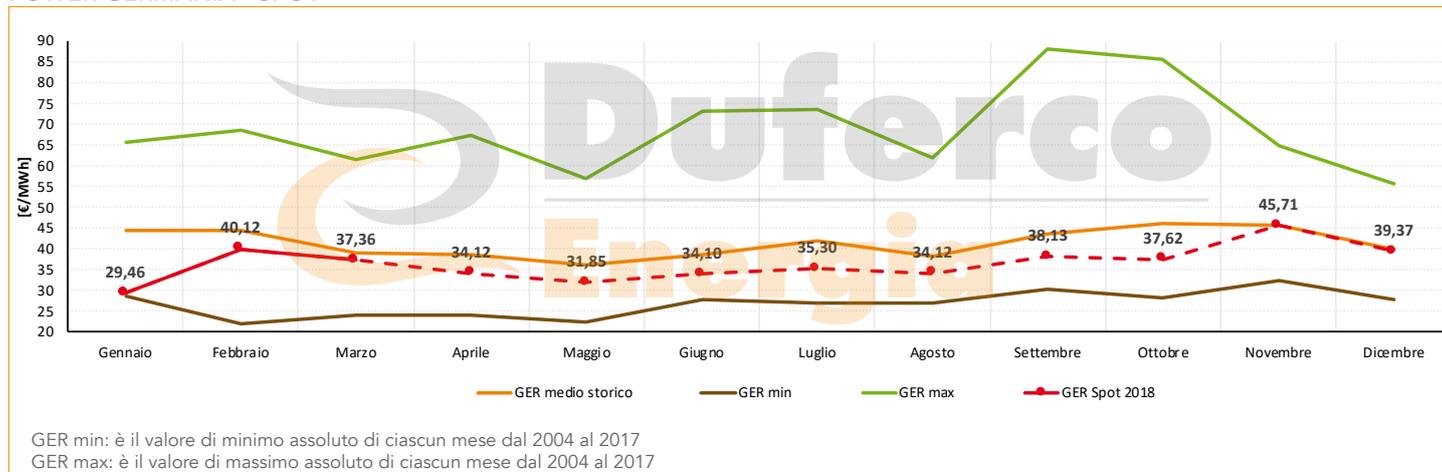
4. MERCATI POWER

POWER ITALIA - SPOT

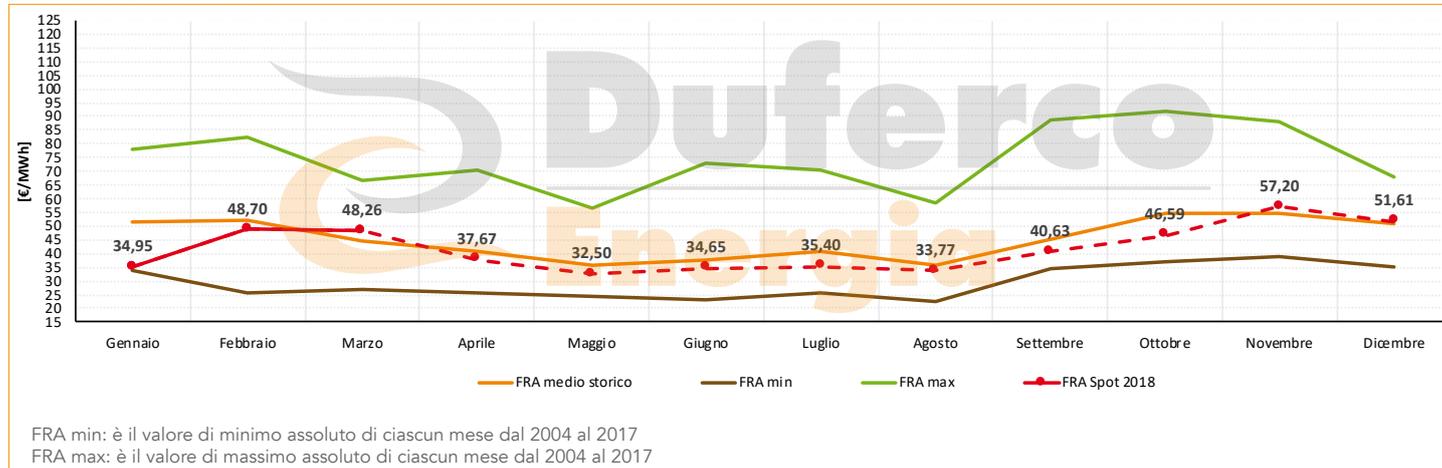


La prima week del mese ha chiuso a 51,8 €/MWh leggermente sopra gli ultimi scambi del prodotto Aprile che si erano assestati a 49,5 €/MWh durante l'ultimo giorno di liquidità. Prossime settimane previste in calo, complici la temperatura e lo spegnimento del riscaldamento nelle zone climatiche D ed E (15 aprile 2018).

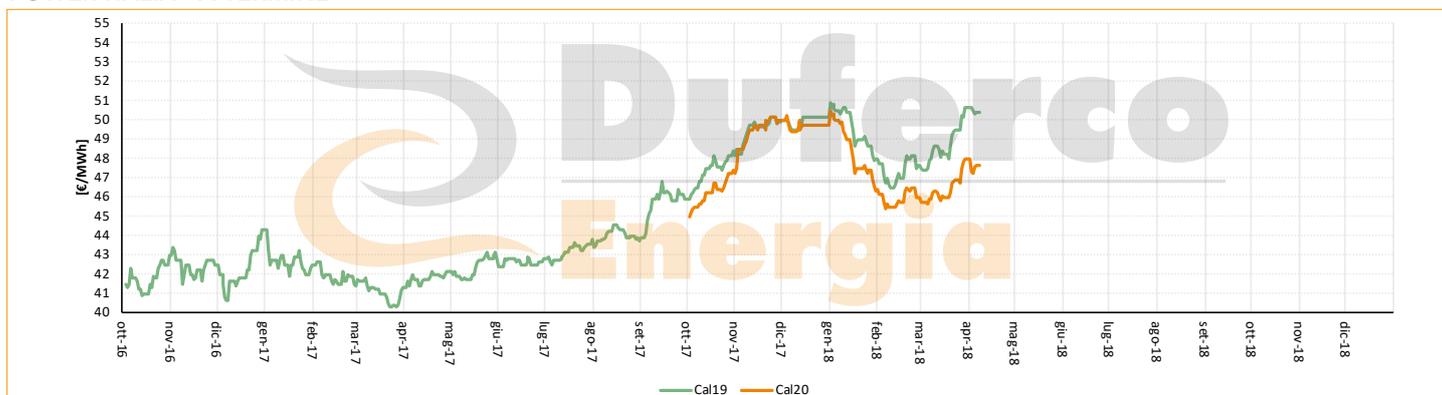
POWER GERMANIA - SPOT



POWER FRANCIA - SPOT

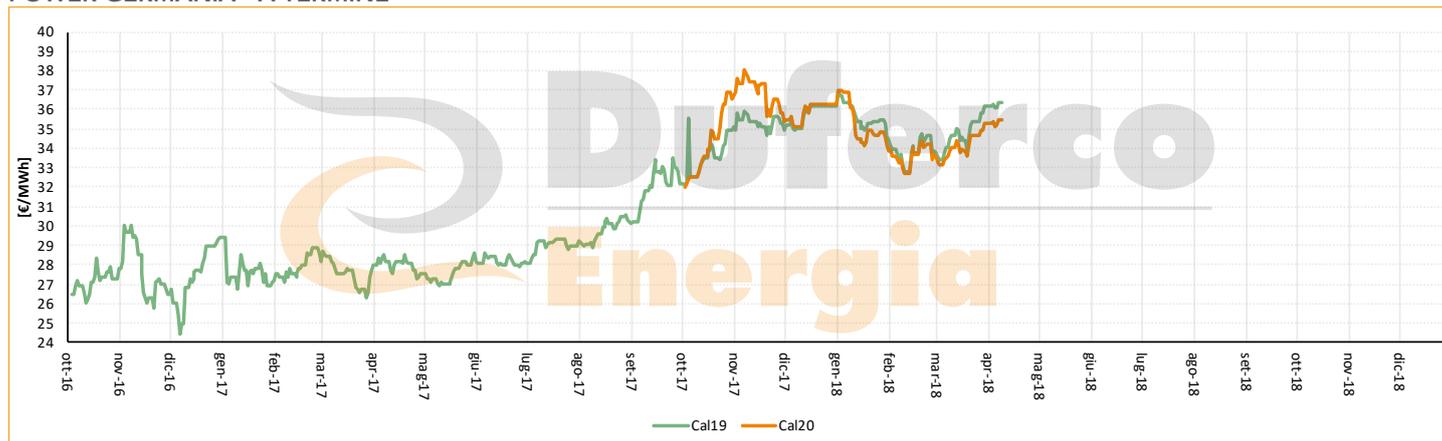


POWER ITALIA - A TERMINE

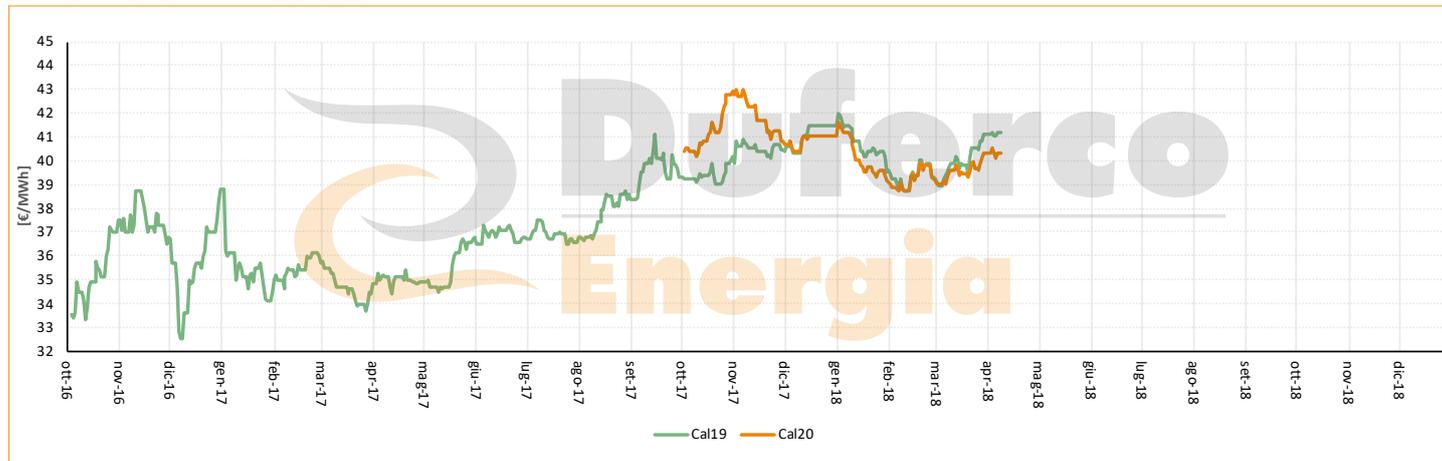


Netto trend di salita che continua da ormai metà febbraio a causa della maggior parte dei drivers sempre forti (gas che non accenna ancora a cedere, temperature ancora poco primaverili al Nord).

POWER GERMANIA - A TERMINE

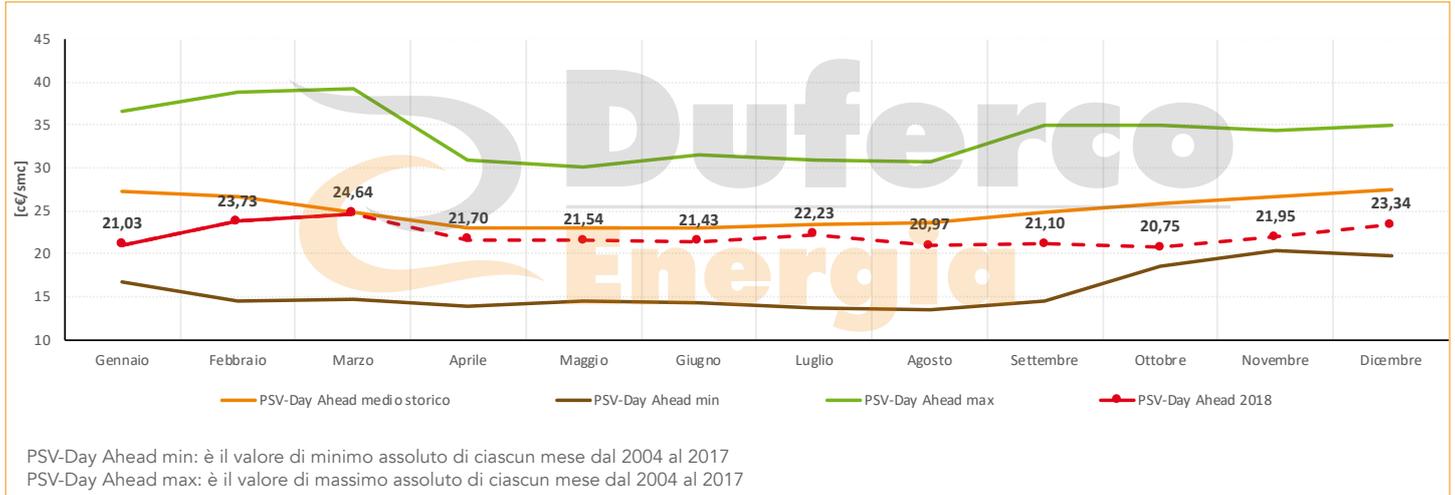


POWER FRANCIA - A TERMINE



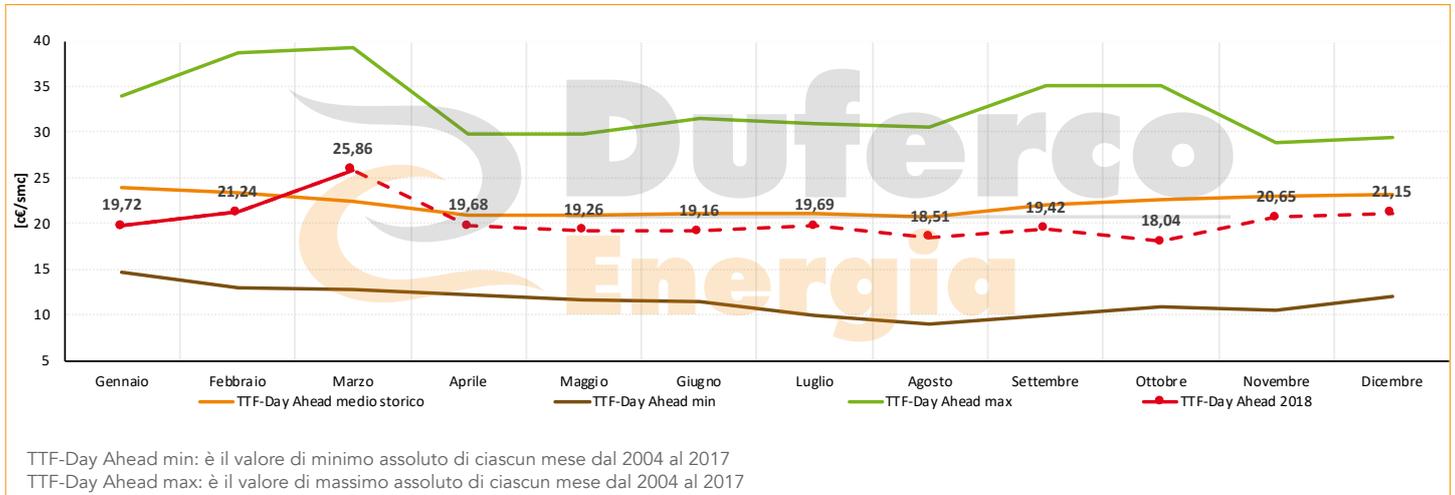
5. MERCATI GAS

GAS ITALIA - SPOT

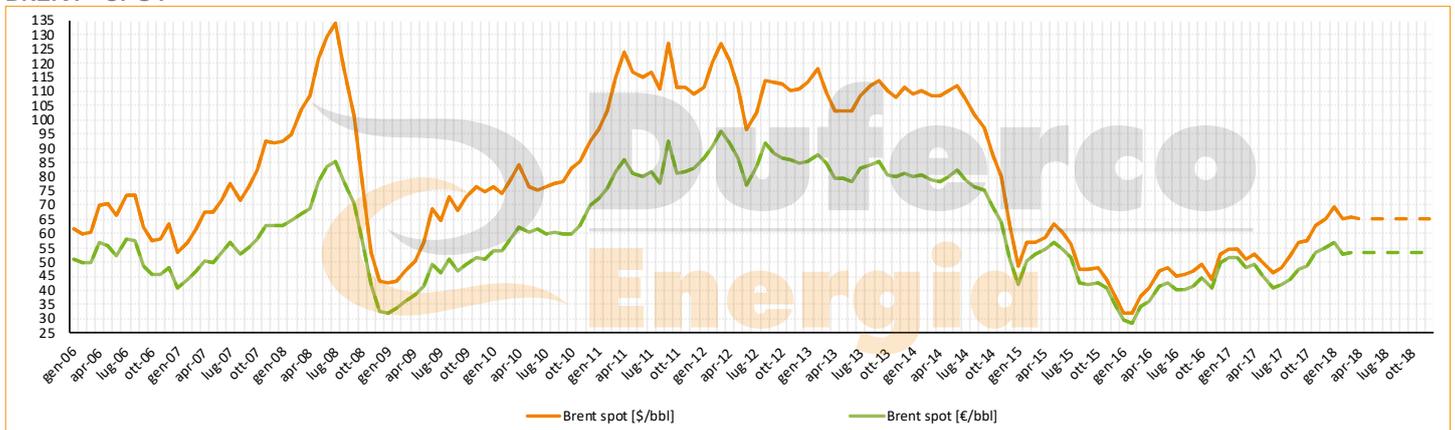


È finita la fase di erogazione a marzo che ha chiuso il mese a 23.8 €/MWh (con spike ad inizio mese) ed aprile, ad oggi, segna quasi 21 €/MWh (week end inclusi). Siamo lontanissimi dai 18 €/MWh di Aprile 2017, ma le condizioni al contorno sono cambiate, la CO2 in primis, quasi triplicata.

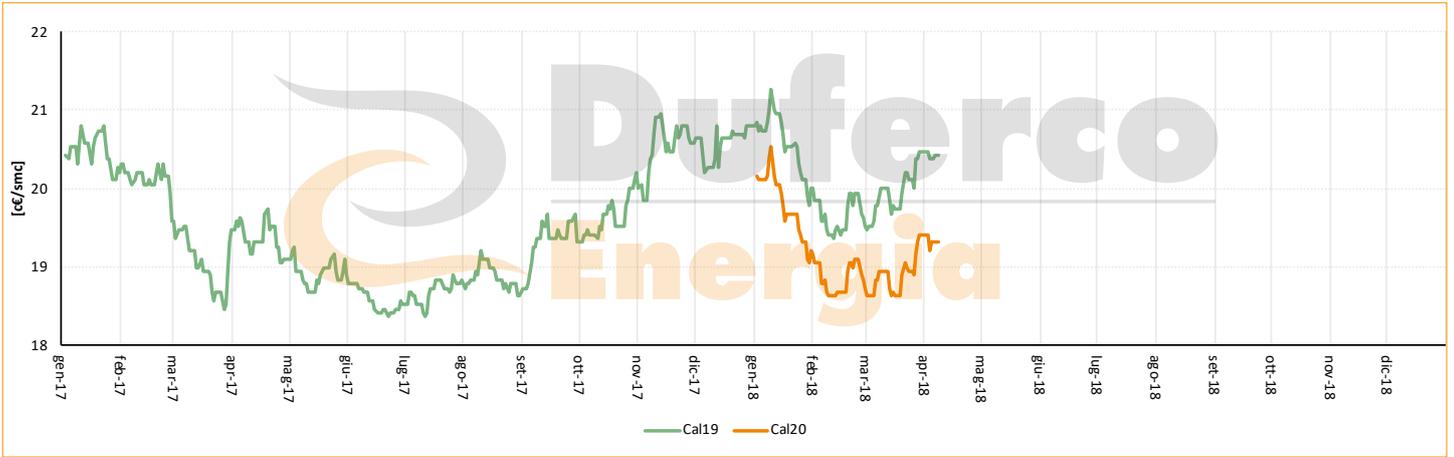
GAS TTF - SPOT



BRENT - SPOT

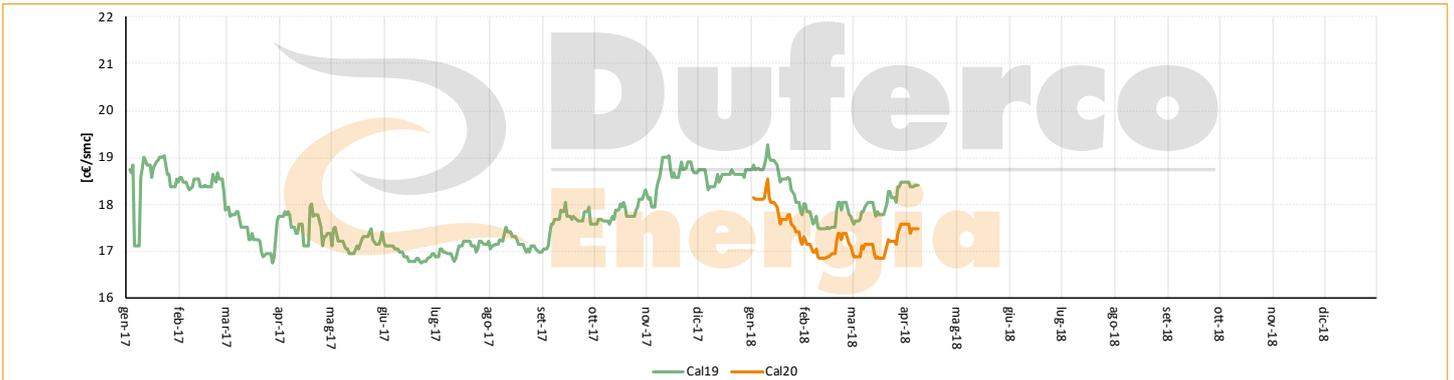


GAS ITALIA - A TERMINE

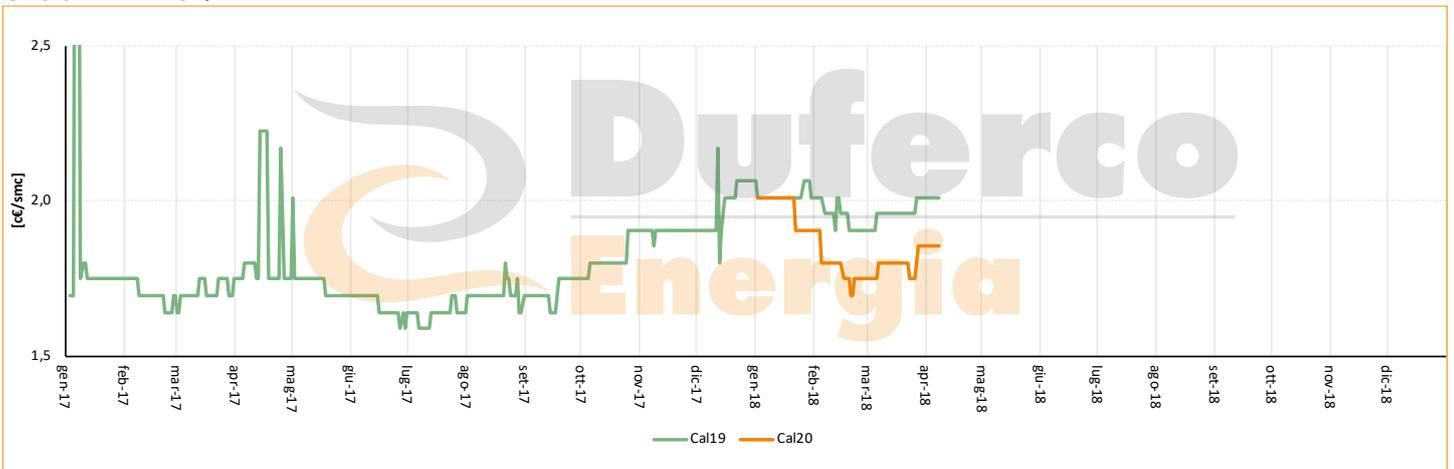


Il gas sale velocemente sul Cal 19, più lentamente sul Cal 20 facendo allargare lo spread Year to Year. Rimane costante invece lo spread col TTF fermo a 1.9 €/MWh.

GAS TTF - A TERMINE



GAS SPREAD PSV/TTF - A TERMINE



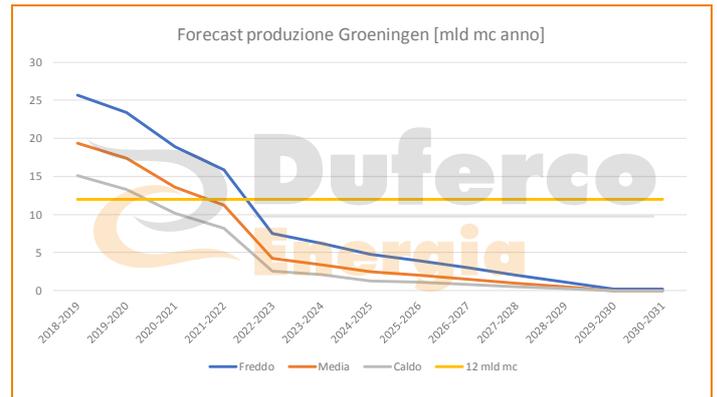
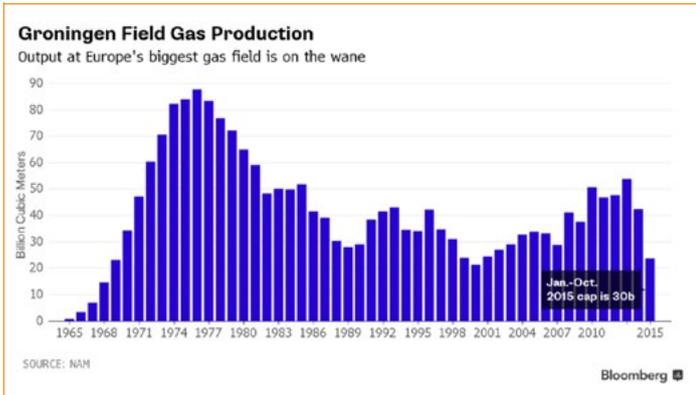
6. L'APPROFONDIMENTO

Groeningen addio.

Alla fine verrà chiuso. Il giacimento più grande d'Europa, che un tempo copriva fino al 10% della domanda europea di gas, conseguentemente a una serie di eventi sismici (l'ultimo dei quali è stato registrato a gennaio con magnitudo 3,4), che già avevano portato alle svariate decisioni di ridurre la produzione negli ultimi anni, alla fine verrà portato a produzione zero, al più tardi entro il 2030.

Questo è quanto è stato annunciato giovedì 29 marzo dal governo olandese. L'ultima decisione dopo anni di continui ribassi, tanto che, rispetto ai quasi 54 mld mc del 2013, ormai la produzione era già stata più che dimezzata.

In particolare, il ministro dell'Economia, Eric Wiebes, ha previsto che la produzione scenderà dagli attuali 21,6 mld mc/anno a 19,3 già dal prossimo anno termico (2018/19). Poi a 17,5 nel GY 2019/20; 13,5 nel 2020/21 e a 12 mld mc entro il 2022, fino ad arrivare a 0 entro il 2030.



Nel frattempo però, l'ultimo rapporto della Commissione Ue sui mercati europei del gas ha evidenziato che nel 2017 la domanda UE di gas è stata pari a 491 mld mc, cioè è aumentata del 6% rispetto al 2016 e ha raggiunto il livello più alto dal 2010.

Nel 2017 quindi, Groeningen valeva circa il 4,5% della domanda UE e, a parità di domanda, il calo a 19,3 mld mc il prossimo anno significherebbe una riduzione pari a meno dello 0,5% rispetto alla richiesta. Per il 2019, a giudicare dalle quotazioni TTF CAL19 e GY18/19, i mercati non sono terrorizzati, essendo un valore tutto sommato contenuto, ma comunque alimenta uno scenario futuro del gas già abbastanza teso.

7. MA CHE C'ENTRA L'ENERGIA?

Il brevetto di Madre Natura.

Le giornate si sono allungate, le temperature sono più miti e la natura si sta risvegliando. È un periodo perfetto per organizzare una ristoratrice passeggiata nel bosco dove saremmo circondati da ... migliaia di precursori dei moderni pannelli fotovoltaici! Da 2,5 miliardi di anni infatti le piante sfruttano l'energia solare attraverso la fotosintesi clorofilliana da cui dipende la vita sul nostro pianeta. La quantità di energia catturata dalle piante è enorme e, non secondariamente, gratuita!

Agli inizi del secolo scorso, uno scienziato, Giacomo Cimicican, professore dell'Università di Bologna, fu tra i primi a chiedersi perché non sfruttare questa immensa fonte di energia e, affascinato dalla capacità con cui le piante utilizzano la luce solare, pose le basi per la cosiddetta "fotosintesi artificiale", ovvero la produzione di combustibili mediante la conversione di energia solare. L'"utopia di Cimicican" è ancora una sfida attuale e la ricerca per riprodurre questo processo biologico è tuttora in fase di studio in tutto il mondo (in Italia, ad esempio, con il progetto PHOEBUS affidato al Politecnico di Milano). L'idea di base riguarda la scissione dell'acqua nei suoi due componenti: l'idrogeno, il combustibile, e l'ossigeno, il comburente, secondo la seguente semplice relazione: $H_2O + \text{luce solare} \rightarrow H_2 + 1/2 O_2$

I due elementi dovrebbero poi essere ricombinati in un processo di combustione o in una cella a combustibile al fine di produrre energia termica o elettrica e formare come prodotto di scarto ancora acqua! Affinché la scissione fotochimica avvenga sarà però necessario il contributo di sostanze capaci di assorbire luce solare e di catalizzare alcune delle reazioni previste, in pratica dovrebbero sostituire il ruolo della clorofilla nel processo naturale. Al momento i catalizzatori migliori (anche se ancora poco efficienti) sono il platino colloidale e l'ossido di rutenio colloidale, metalli molto rari e costosi. Il Mit (Massachusetts Institute of Technology) è riu-

scito ad ottenere "foglie artificiali" da nichel e cobalto, elementi ancor meno efficienti, ma più economici con i quali potrebbe essere progettata una centrale o ... un bosco energetico!



CONTATTI

FRANCESCO LEPRE
Responsabile Commerciale Clienti Top & Origination



 f.lepre@dufercoenergia.com

 +39 335.87.56.176

UMBERTO DONI GIANNINI
Key Account Manager



 u.donigiannini@dufercoenergia.com

 +39 346.86.39.329

ADELIA ROVEDA
Key Account Manager



 a.roveda@dufercoenergia.com

 +39 344.07.63.071

SAVERIO BUCCINI
Key Account Manager



 s.buccini@dufercoenergia.com

 +39 342.39.68.324

SABINA DEROSI
Back Office Clienti Top & Origination



 s.derossi@dufercoenergia.com

 +39 010.27.56.03.20



Seguici su Youtube.
[Duferco Energia SpA](#)



Hai un account di LinkedIn?
Seguici sulla pagina istituzionale.
[Duferco Energia SpA](#)