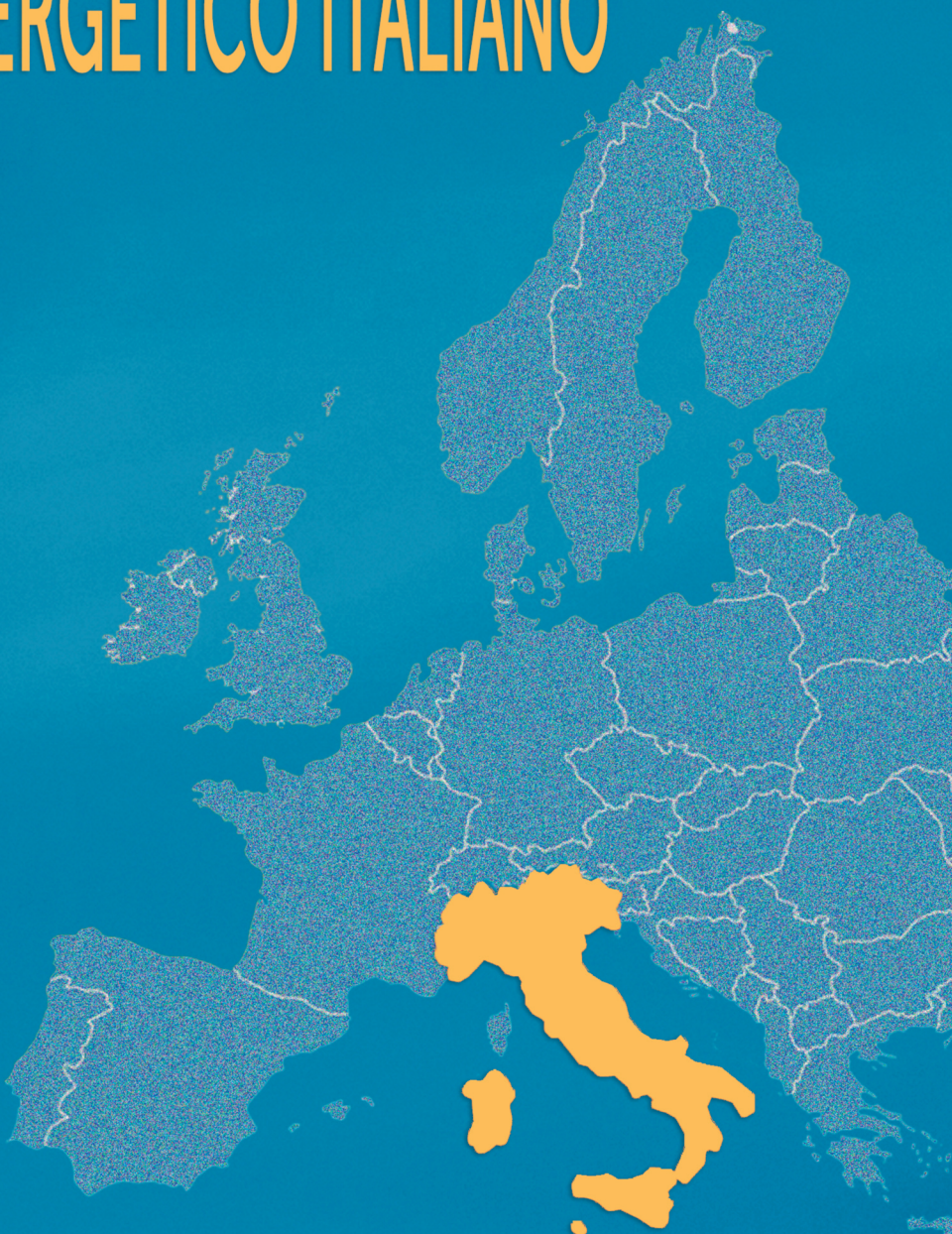


Analisi trimestrale del
SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

III trimestre 2016



ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e
lo sviluppo economico sostenibile
Unità Studi e Strategie

A cura di Francesco Gracceva

Autori: Francesco Gracceva, Elena De Luca, Andrea Fidanza, Paola Del Nero,
Laura Gaetana Giuffrida, Bruna Felici, Bruno Baldissara*

- Cap. 1: F. Gracceva, E. De Luca, A. Fidanza
- Cap. 2: B. Baldissara e F. Gracceva
- Cap. 3: B. Baldissara e F. Gracceva
- Cap. 4: F. Gracceva ed E. De Luca (Focus: E. De Luca, M. Gaeta, F. Gracceva)
- Cap. 5: A. Fidanza, L. G. Giuffrida, F. Gracceva
- Cap. 6: P. Del Nero, A. Fidanza, B. Felici

* Autore corrispondente: francesco.gracceva@enea.it

Progetto grafico: Cristina Lanari

Impaginazione: Del Gallo Editori D.G.E. Greenprinting Srl - Via Dei Tornitori, 7 - 06049 Spoleto (PG)

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Sommario

Sintesi dei contenuti.....	4
1. Indice sintetico della transizione energetica	5
2 Quadro di sintesi dei consumi di energia	7
2.1 Variabili guida del sistema energetico	7
2.2 L'andamento dei consumi energetici.....	9
3 Decarbonizzazione del sistema energetico	12
4 Sicurezza del sistema energetico	14
4.1 Sistema petrolifero	14
4.2 Sistema del gas naturale	17
FOCUS – Potenziale tecnico e possibile ruolo del biometano nel breve periodo.....	21
4.3 Sistema elettrico	24
5. Prezzo dell'energia per il sistema industriale.....	27
5.1 Prezzi dell'energia elettrica	
5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi	30
5.3 Prezzi del gas	
6. I fatti dell'energia nella comunicazione	
Nota metodologica.....	38

Sintesi dei contenuti

L'Analisi trimestrale del sistema energetico italiano esamina i fattori che caratterizzano il sistema energetico nazionale, con l'obiettivo di fornire una valutazione delle tendenze relative alle tre dimensioni della politica energetica (decarbonizzazione, sicurezza energetica e costo dell'energia), individuare le criticità attuali e cercare di anticipare le possibili criticità in divenire.

- Nel terzo trimestre 2016 l'ISPRED (l'Indice Sicurezza energetica, PPrezzo Energia e Decarbonizzazione, che può assumere valori compresi tra 0 e 1), elaborato dall'ENEA per valutare la transizione energetica, è in lieve crescita a 0,62, valore massimo dell'ultimo quinquennio. Questo dato è però l'esito di evoluzioni opposte degli indici relativi alle due componenti decarbonizzazione e prezzi dell'energia. Sul primo fronte vi è stato infatti un significativo miglioramento, legato in primis alla riduzione delle emissioni di CO₂ nel sistema elettrico, mentre peggiora l'indicatore relativo ai prezzi dell'energia, che scende per il secondo trimestre consecutivo. In particolare, il prezzo del gasolio torna in Italia (al lordo di tutte le accise e tasse) vicino ai massimi dell'UE, mentre i prezzi del gas per i consumatori industriali (al netto delle imposte) seguono la tendenza comune al resto d'Europa, con valori in deciso calo, ma con un tasso di riduzione significativamente inferiore rispetto ai principali paesi UE (-9,5% contro -17%), determinando dunque un peggioramento della posizione relativa dell'Italia. Dopo i miglioramenti degli ultimi anni, l'indice relativo ai prezzi dell'energia resta comunque su valori inferiori a 0,4, indicativi di una criticità del sistema.
- Dai principali driver viene una spinta molto moderata sui consumi di energia primaria, che secondo le stime ENEA nel III trimestre 2016 sono invece in notevole diminuzione, -4,8% (poco meno di 2,5 Mtep) rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso. Complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno i consumi sono stati inferiori di circa due punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Scendono in particolare i consumi di energia elettrica e di conseguenza i consumi di combustibili per la generazione elettrica, i solidi in particolare.
- Nei primi nove mesi del 2016 la riduzione dei consumi di energia, caratterizzata per di più da una notevole diminuzione dei consumi di carbone, ha determinato una significativa riduzione delle emissioni di CO₂. Secondo la stima preliminare ENEA, nei nove mesi la riduzione complessiva delle emissioni, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, supera i 7 Mt (-3% circa). In caso di variazione nulla delle emissioni di CO₂ nell'ultimo trimestre dell'anno, a fine 2016 si arriverebbe a una riduzione del 29% rispetto al 2005. L'attuale traiettoria delle emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano è ampiamente in linea con gli obiettivi di riduzione fissati dalla Strategia Energetica Nazionale per il 2020, e risulta coerente con i target in discussione per il 2030 (ma per una valutazione più precisa di quest'ultimo aspetto è necessaria una scomposizione dei dati relativi ai settori ETS e non-ETS, che sarà effettuata a partire dal prossimo numero dell'Analisi Trimestrale).
- I dati recenti sui consumi energetici dei vari paesi UE permettono di confrontare l'evoluzione dei diversi sistemi energetici. Ne emerge per un verso come l'Italia sia l'unico paese nel quale la riduzione delle emissioni è stata significativamente legata alla crisi economica, per un altro verso come nell'anno in corso l'evoluzione italiana sia invece più simile a quella degli altri paesi, in quanto la diminuzione delle emissioni di CO₂ sta avvenendo in un contesto di (sia pur modesto) aumento del PIL.
- Aumenta l'import di greggio, in coincidenza con il crollo della sua produzione interna nei mesi estivi. L'import dall'area mediorientale, in particolare dall'Iraq, è in forte crescita (+38%), mentre si riduce drasticamente quello africano. Ne consegue che aumenta l'import di greggio a elevato tenore di zolfo. Complessivamente, le lavorazioni di greggio sono in flessione nell'UE, mentre in Italia l'utilizzo degli impianti è in aumento e vi sono segnali di ripresa per i margini della raffinazione negli ultimi mesi dell'anno, dopo tre flessioni consecutive nei primi tre trimestri dell'anno in corso.
- Dopo il +4,8% del secondo trimestre, anche nel terzo aumenta la domanda di gas naturale (+1,9% sull'anno precedente). Aumenta l'import dall'Algeria (+150% nei primi nove mesi dell'anno), calano Russia (-10%) e Nord Europa. Il gas russo è invece in forte aumento negli altri paesi UE, grazie a un prezzo sui minimi di lungo periodo con spread azzerato rispetto ai mercati spot del Nord Europa. Resta invece molto elevata la differenza fra il prezzo sul mercato italiano e il prezzo sul Title Transfer Facility (TTF), che supera i 2 €/MWh, non giustificati dai costi del trasporto internazionale. Si allarga anche la distanza tra la liquidità del mercato italiano e quella dei principali mercati europei, che cresce a ritmi più elevati.
- Il biometano può avere un ruolo significativo nel futuro mercato del gas italiano, già nel breve-medio termine. Questo numero dell'Analisi include un focus sulle prospettive del biometano in Italia, anche alla luce della pubblicazione del nuovo decreto di incentivazione. È stata stimata la produzione massima "teorica" e quella minima "potenziale" (rispettivamente circa 8 miliardi e circa 3 miliardi di m³ di biometano ottenibile attraverso la digestione anaerobica di diverse matrici. Per gli impianti a FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani), l'investimento è conveniente sia per impianti ex novo sia per riconversioni di impianti a biogas esistenti. Per gli impianti che trattano matrici di provenienza agricola, la convenienza dell'investimento sembra invece legata alle dimensioni degli impianti.
- Continua il calo della richiesta di energia elettrica: la variazione tendenziale è stata negativa in diciannove degli ultimi trimestri. La quota di fonti rinnovabili sulla produzione elettrica totale resta sui livelli del 2015 (41% nei primi nove mesi), lontana dai massimi del 2014, ma la quota delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) sulla domanda ha invece raggiunto il massimo storico, coprendo il 14% della domanda (contro il 13,8% dei primi nove mesi del 2015). Nonostante questo, alcuni indicatori di possibili problematiche legate alla crescente penetrazione delle FRNP hanno presentato valori meno estremi rispetto all'anno scorso. La drastica riduzione dei prezzi del gas naturale ha avuto nel 2016 un forte impatto sui prezzi nella borsa elettrica, che scendono di quasi il 30% sia nel trimestre sia nella media dei primi nove mesi dell'anno. Con la crescente penetrazione di fonti rinnovabili si abbassa in particolare il rapporto tra il prezzo medio registrato nelle ore di picco e quello registrato nelle ore serali e nei giorni festivi, un elemento di criticità che non si osserva invece sul mercato continentale.
- Le stime ENEA dei prezzi dell'energia elettrica per l'industria mostrano come nella media degli ultimi due trimestri dell'anno vi sia un incremento di circa 3 punti percentuali del prezzo dell'energia elettrica rispetto al primo semestre del 2016, per tutte e tre le tipologie d'impresa considerate. È dunque presumibile un ulteriore allargamento della forbice tra i prezzi pagati dalle imprese italiane e i prezzi pagati dal resto d'Europa. Nel periodo 2013-2016, le imprese italiane hanno sostenuto mediamente una spesa per l'energia elettrica superiore di circa 4 centesimi di euro per kWh rispetto alle omologhe europee.
- I prezzi medi del gas per i consumatori industriali (al netto delle imposte) seguono la tendenza comune al resto d'Europa, con valori in deciso calo, ma con un tasso di riduzione significativamente inferiore rispetto ai principali paesi UE (-9,5% contro -17%), determinando dunque un peggioramento della posizione relativa dell'Italia.

1 Indice sintetico della transizione energetica

Al fine di valutare in maniera sintetica l'evoluzione del sistema energetico lungo le tre tradizionali dimensioni della politica energetica (decarbonizzazione, sicurezza energetica e costo dell'energia per il sistema economico, che costituiscono il c.d. *trilemma energetico*), cogliendone allo stesso tempo la complessità e le interdipendenze, l'ENEA ha elaborato un indice sintetico della transizione energetica – ISPREM, Indice Sicurezza energetica, PPrezzo Energia e Decarbonizzazione (per approfondimenti su metodologia e fonti utilizzate si veda la Nota metodologica). L'indice è costituito dalla combinazione di un insieme di indicatori riconducibili alle tre dimensioni suddette, che sono analizzate nei capitoli 3, 4 e 5 del presente documento. Tutti gli indicatori utilizzati, riportati nella Figura 1, variano tra un valore minimo pari a 0 e un valore massimo pari a 1. La Figura 1 mostra in che modo è stata scomposta ciascuna delle tre dimensioni della politica energetica, per ottenerne una valutazione sintetica delle tendenze di breve e di medio periodo, per individuare le criticità attuali e per cercare di anticipare possibili criticità in divenire.

Figura 1 – Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: stato attuale (secondo trimestre 2016 e valore indicatore) e tendenze di breve e medio periodo

Decarbonizzazione	Valore III 2016	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Emissioni di CO ₂ - distanza da traiettoria target 2020 (Mt)	-61	1,00	↔	↔
Proiezione emissioni CO ₂ al 2020 al t.m.a. registrato dal 2005 depurato da fattori congiunturali (PIL) - distanza dal target (Mt)	-49	1,00	↔	↑
Emissioni di CO ₂ - distanza da traiettoria target 2030 (Mt)	-42	1,00	↔	↔
Proiezione emissioni CO ₂ al 2030 al t.m.a. registrato dal 2005 depurato da fattori congiunturali (PIL) - distanza dal target (Mt)	13	0,82	↑	↑

Sicurezza del sistema energetico		Valore III 2016	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Approvvigionamento petrolio greggio	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	35,3%	0,45	↔	↑
Resilienza sistema petrolifero	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	0,16	0,84	↔	↔
Approvvigionamento prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina-gasolio	1,54	0,89	↑	↓
Competitività raffinazione	Margini di raffinazione (\$/b)	2,1	0,27	↓	↑
	Utilizzo impianti (%)	86,4	0,50	↑	↑
Rischio approvvig. gas naturale	Dipendenza ponderata con % gas su CIL	35%	0,00	↔	↔
	Stabilità dei fornitori	3,50	0,60	↔	↔
Resilienza sistema gas naturale	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	23,7%	0,76	↑	↔
	N-1 a fine inverno (%)	95,1%	0,54	↑	↑
	Copertura picco domanda a fine inverno (%)	121%	0,66	↑	↑
Adeguatezza sistema gas naturale	Eccesso capacità import su domanda (%)	55%	0,78	↔	↑
Adeguatezza mercato gas naturale	Spread PSV-TTF (€/MWh)	2,1	0,03	↓	↑
	Liquidità PSV (TWh)	188	0,12	↔	↑
Adeguatezza sistema el.	Indice capacità in eccesso	30%	0,60	↓	↓
Flessibilità sistema elettrico	Indice ENTSO-E	7,9%	0,60	↑	↓
Adeguatezza mercato elettrico	Spark spread (€/MWh)	8,65	0,45	↑	↓

Prezzo dell'energia per il sistema industriale	Valore III 2016	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Prezzi energia elettrica - consumi bassi	0,18	0,14	↔	↓
Prezzi energia elettrica - consumi medi	0,17	0,18	↑	↓
Prezzi energia elettrica - consumi alti	0,15	0,21	↔	↓
Prezzi gasolio	1298	0,43	↓	↓
Prezzi gas naturale - consumi bassi	11,47	0,33	↑	↓
Prezzi gas naturale - consumi medi	8,67	0,60	↓	↔
Prezzi gas naturale - consumi alti	6,11	0,41	↓	↔

Criticità ridotta $0,66 \leq x \leq 1$
Criticità media $0,33 \leq x < 0,66$
Criticità elevata $0 \leq x < 0,33$

I dati della Figura 1 (relativi al III trimestre 2016) mostrano che la situazione attuale della transizione energetica italiana è certamente soddisfacente riguardo agli obiettivi di decarbonizzazione di breve-medio termine, sebbene sia necessario un approfondimento delle ragioni dell'evoluzione del sistema durante l'anno ancora in corso, nel quale più che in passato sembra verificarsi una riduzione delle emissioni di CO₂ pur in presenza di un'attività economica in sia pur modesta crescita. Al terzo trimestre 2016 tutti gli indicatori relativi alla decarbonizzazione hanno dunque un valore uguale o prossimo a 1, in quanto la traiettoria delle emissioni è coerente con gli obiettivi di riduzione sia per il 2020 (il -21% rispetto al 2005 definito nella Strategia Energetica Nazionale del 2013), sia per il 2030 (ipotizzati pari al -40% rispetto al 2005). Anche proiettando le emissioni di CO₂ applicando il trend di riduzione registrato tra il 2005 e il terzo trimestre 2016, per di più depurato della componente PIL pro capite (che in questi anni ha contribuito in modo rilevante alla diminuzione delle emissioni), l'obiettivo al 2020 sembra assicurato e anche la traiettoria al 2030 resta coerente con l'obiettivo.

La Figura 1 mostra poi un quadro variegato riguardo alla complessa questione della sicurezza energetica, che include una pluralità di mercati, segmenti della *supply chain* e orizzonti temporali. In tutti e tre i mercati del petrolio e prodotti petroliferi, del gas naturale e dell'elettricità sono presenti criticità. Nel sistema petrolifero è necessario prestare attenzione alla competitività della raffinazione che, sebbene in ripresa negli ultimi anni, resta vicina a valori critici sia quanto a utilizzo degli impianti sia quanto a margini. Nell'ultimo trimestre il rialzo del prezzo del petrolio ha ridotto leggermente i margini, che nella zona del Mediterraneo restano più

bassi che altrove, ma i dati parziali relativi all'ultimo trimestre sembrano indicare un nuovo recupero. L'utilizzo degli impianti è invece risultato maggiore che nello stesso periodo dell'anno precedente.

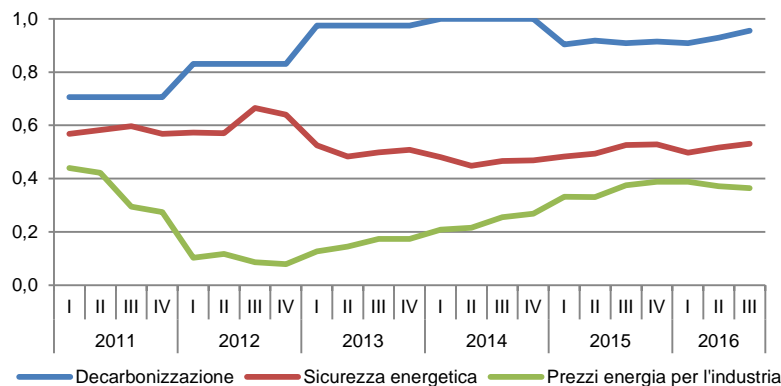
Nel sistema del gas naturale restano ancora su livelli meritevoli di attenzione diverse delle questioni sollevate dalla Strategia Energetica Nazionale del 2013 (SEN), in primo luogo la liquidità del mercato italiano e l'allineamento dei prezzi italiani a quelli degli hub continentali, due aspetti che sebbene presentino un trend di lungo periodo in miglioramento, nel corso del 2016 hanno fatto registrare un peggioramento relativo rispetto agli altri paesi europei. Quanto all'adeguatezza del sistema rispetto a possibili situazioni estreme a fine inverno, le attuali condizioni del mercato sembrano tranquillizzanti, ma un'analisi dettagliata può fornire in realtà un quadro più variegato, anche alla luce della proposta di nuovo regolamento UE sulla sicurezza gas.

Nel mercato elettrico la tendenza di lungo periodo è quella di una criticità crescente, legata allo stress provocato dalla progressiva penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili. D'altra parte il 2016, a fronte di una situazione di *overcapacity* che è su una traiettoria di diminuzione, al punto che nel medio periodo non si possono escludere nuove fonti di preoccupazione, si sta caratterizzando come un anno nel quale le diverse tipologie di stress imposte sul sistema si sono leggermente allentate. Tra queste le necessità di flessibilità del sistema elettrico, misurate ad esempio dalla massima variazione oraria della produzione intermittente, e l'appropriatezza dei segnali di prezzo, valutata ad esempio mediante la redditività degli impianti a gas naturale.

Infine, sul fronte dei prezzi dell'energia per il sistema industriale, vi sono criticità su tutti e tre i principali mercati, sebbene più moderate nel caso del gas, più rilevanti nel caso dei prodotti petroliferi e dell'elettricità. Nel terzo trimestre 2016 risulta in sostanziale peggioramento la situazione dei prezzi del gas naturale, che pur in riduzione scendono meno che negli altri paesi europei. Peggiora anche l'indice relativo al prezzo del gasolio, mentre gli indici relativi ai prezzi dell'elettricità restano stabili sui valori molto negativi degli ultimi anni.

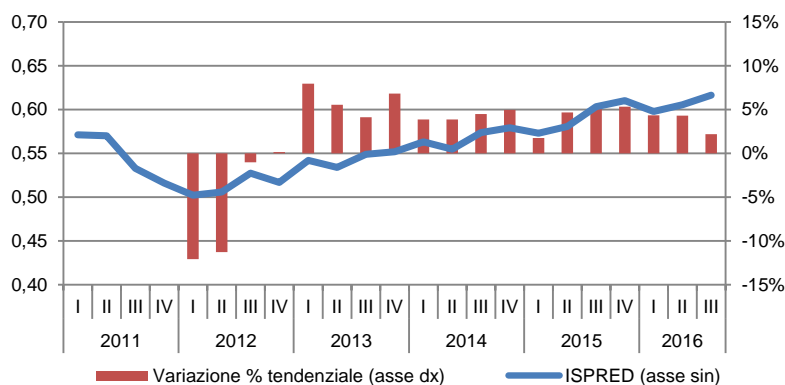
Nella Figura 2 gli indicatori elementari descritti in Figura 1 sono aggregati in modo da ottenere un indice sintetico per ciascuna delle tre dimensioni. Dalla Figura 2 emergono alcune caratteristiche salienti della traiettoria seguita negli ultimi anni dal sistema energetico italiano. Per un verso vi sono stati rapidi e rilevanti progressi sul fronte della decarbonizzazione (le emissioni di CO₂ attese per fine 2016 sono già inferiori del 10% rispetto al target previsto per il 2020). Per un altro verso vi è stata dapprima una fase di peggioramento sia sul fronte della sicurezza energetica sia sul fronte del prezzo dell'energia per le imprese, poi una fase nella quale entrambi questi fronti hanno mostrato miglioramenti, più significativi nel caso dei prezzi del gas naturale e del gasolio, meno nel caso dei prezzi dell'elettricità. Infine, il terzo trimestre del 2016 presenta miglioramenti sull'anno precedente nel caso dell'indice di decarbonizzazione, una situazione di stabilità dell'indice di sicurezza energetica e un nuovo peggioramento nel caso dell'indice relativo ai prezzi dell'energia per il sistema industriale.

Figura 2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni della politica energetica



La Figura 3 mostra l'andamento nel tempo dell'indice sintetico ISPRED, costruito come una media pesata dei tre indici rappresentati in Figura 2, ciascuno dei quali contribuisce con un peso di 1/3. L'ISPRED può variare tra un valore minimo pari a 0 (elevata criticità) e un valore massimo pari a 1 (elevato soddisfacimento del trilemma). La Figura 3 mostra come la combinazione degli indici descritti in Figura 2 porti l'ISPRED a rimanere sulla traiettoria di crescita iniziata nel 2012. In tutti e tre i trimestri del 2016 l'ISPRED ha presentato variazioni positive rispetto ai corrispondenti periodi dell'anno precedente, e si colloca oggi sui massimi del quinquennio considerato.

Figura 3 – Indice Sicurezza energetica, Costo Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori trimestrali - asse dx - e variazioni percentuali sul trimestre corrispondente dell'anno precedente - asse sin)



2 Quadro di sintesi dei consumi di energia

2.1 Variabili guida del sistema energetico

Dai principali driver viene una spinta molto moderata all'aumento dei consumi di energia

Il superindice dei consumi energetici (vedi Analisi Trimestrale n. 0), mostra che anche nel III trimestre del 2016 vi è stata una marginale variazione positiva dei principali driver del sistema energetico. Il superindice, che presenta un'elevata correlazione con i consumi di energia primaria e può quindi essere utilizzato per interpretare l'andamento dei consumi, è costituito da quattro componenti. Due di queste (PIL e prezzi dell'energia) presentano variazioni tendenziali (cioè rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) che spingono per un aumento dei consumi. Nei primi nove mesi dell'anno il superindice presenta una variazione tendenziale del +0,9% rispetto al corrispondente periodo del 2015 (Figura 4).

Nel terzo trimestre dell'anno il Prodotto Interno Lordo è cresciuto dell'1% tendenziale (dato destagionalizzato), determinando dunque un leggero aumento della crescita su base annua, che risulta ora pari allo 0,9%. In termini assoluti la produzione industriale è risultata invece in leggera diminuzione, sebbene il dato destagionalizzato e corretto per gli effetti di calendario sia positivo. Più sostenuta la crescita della produzione di beni intermedi, cioè i beni la cui produzione è a maggiore intensità energetica, che risulta in aumento sia in termini assoluti sia tenendo conto di stagionalità e calendario. Sia per il PIL sia per la produzione industriale la prospettiva di breve periodo sembra quella di una continuazione di queste tendenze.

La temperatura non ha invece inciso sui consumi di energia dell'ultimo trimestre: la variabile "gradi giorno raffrescamento" è risultata infatti simile all'estate 2015 (luglio meno caldo, agosto e settembre più caldi). Nei primi nove mesi del 2016 la temperatura ha però avuto un effetto depressivo sui consumi, per il clima più mite dei primi mesi dell'anno.

Prezzo del petrolio in leggera ripresa, ma la possibilità di aumenti ulteriori è legata alla reazione del gas USA

Come da attese il prezzo del petrolio, dopo essere risalito a inizio 2016, nell'ultimo trimestre si è mantenuto intorno ai 45 \$/bbl (media di Brent, WTI, Dubai Fateh, (Figura 5), livello decisamente inferiore alla media dell'ultimo decennio, con effetti dunque espansivi sulla domanda di energia (ma attenuati dal ruolo rilevante della fiscalità sul prezzo al consumo dei prodotti petroliferi). Le prospettive di breve-medio saranno ovviamente condizionate dal successo degli accordi fra paesi produttori per un taglio della produzione, che potrebbero riportare in bilancio l'attuale surplus di offerta globale. Sembra però che vadano prese con prudenza le ipotesi di un ritorno dei prezzi sui livelli molto elevati degli anni recenti. La produzione USA di *light tight oil* (LTO) si è dimostrata infatti molto più resiliente del previsto ai bassi prezzi degli ultimi due anni, grazie ai continui miglioramenti tecnologici, incrementi di produttività e pratiche operative (Figura 6). La produzione LTO, che si caratterizza per *lead time* e tempi di ritorno molto più ridotti della produzione convenzionale, potrebbe rimbalzare con l'aumento dei prezzi.

Figura 4 – Superindice dei consumi del sistema energetico italiano

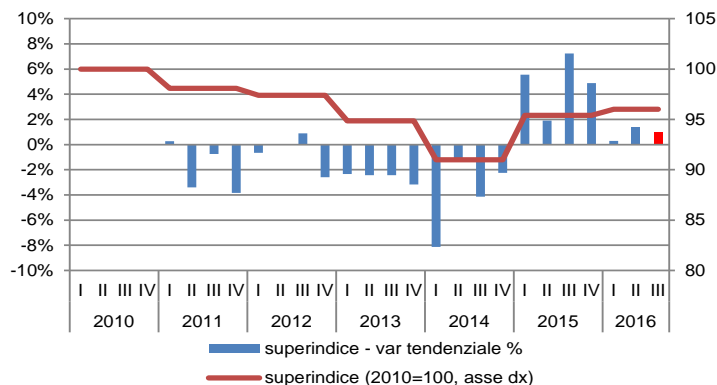


Figura 5 – Prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl): dati storici e previsioni

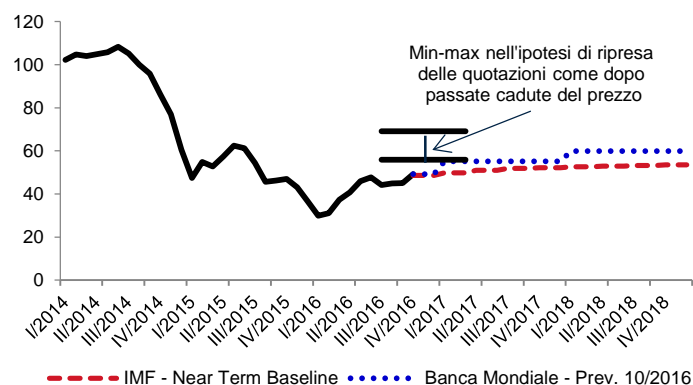
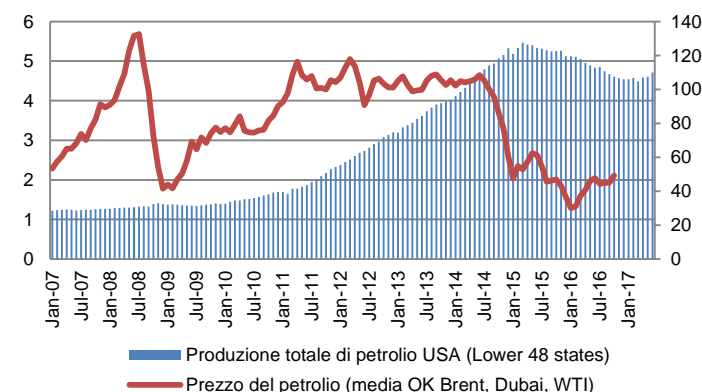


Figura 6 – Produzione di petrolio negli USA (Mbbl/g, asse sin) e prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl, asse dx)



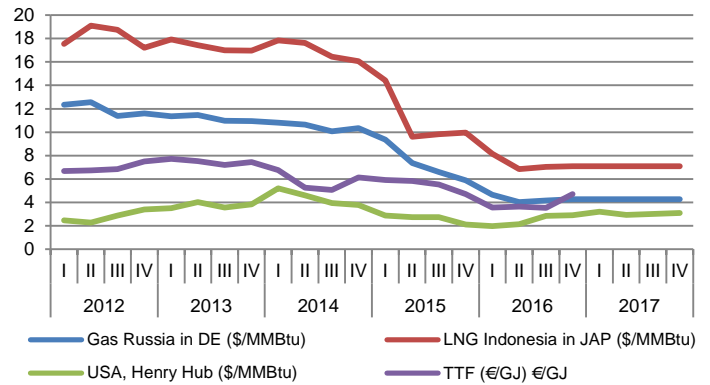
Prezzi del gas naturale sempre sui minimi di lungo periodo, scarse prospettive di ripresa nel breve termine

Sono invece risaliti leggermente i prezzi del gas naturale, e nel terzo trimestre è anche tornata leggermente ad allargarsi la forbice tra prezzi europei e prezzi asiatici, di notevole importanza nel determinare i flussi di gas naturale liquefatto (GNL).

Le prospettive a breve restano invariate (Figura 7), in quanto la condizione di *overcapacity* globale sembra lontana dall'essere riassorbita. La prevista ondata di GNL sui mercati globali deve ancora manifestarsi e il ribilanciamento del mercato globale è prevedibile sarà più lento di quello del petrolio, per la forte pressione sui prezzi globali esercitata dalla competizione esistente fra gas russo, nuovo GNL di diversa provenienza, nuovo gas in arrivo dal Caspio.

Inoltre, la prospettiva di arrivi massicci di gas USA sul mercato globale è plausibile che possa scatenare controreazioni da parte sia del GNL del Qatar sia del gas russo, volte a mantenere le rispettive quote di mercato. In entrambi i casi si tratterebbe di strategie certamente percorribili perché in entrambi i casi vi è una ampia disponibilità di gas a prezzi inferiori a quelli del gas USA (incrementati dei costi di liquefazione, trasporto e rigassificazione), che però d'altra parte assumerebbe il ruolo di limite superiore dei prezzi.

Figura 7 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF



2.2 L'andamento dei consumi energetici

Consumi di energia in notevole diminuzione

Secondo le stime ENEA, i consumi di energia primaria nel III trimestre 2016 risultano pari a circa 36,6 Mtep (N.B: la stima ENEA include circa il 95% del totale, v. Nota metodologica). Tale dato risulta inferiore del 4,8% (poco meno di 2,5 Mtep) rispetto ai valori dello stesso periodo dell'anno scorso (Figura 8). Complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno i consumi di energia primaria si sono ridotti di circa due punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Metà della riduzione è maturata nell'ultimo trimestre, in primo luogo per la riduzione della domanda elettrica, mentre la parte restante è riconducibile al clima più mite dei primi mesi dell'anno. Sembra dunque trovare conferma la valutazione che la ripresa dei consumi registrata nel 2015 sia stata contingente, in quanto strettamente legata a fattori climatici. Da questo punto di vista il confronto fra l'evoluzione dei consumi di energia primaria e l'evoluzione delle variabili guida del sistema, come sintetizzata dal *superindice* ENEA, mostra come la diminuzione dei consumi degli ultimi due trimestri (in particolare l'ultimo) sia avvenuta in concomitanza con aumenti del PIL e della produzione industriale (sia pure modesti) e con prezzi dell'energia più bassi di un anno fa. Inoltre, pur in presenza di una elevatissima correlazione fra le due curve, negli ultimi cinque anni la diminuzione cumulata dei consumi di energia è leggermente maggiore di quella del *superindice*, mostrando probabilmente il progressivo efficientamento del sistema energetico (Figura 9).

Nei primi nove mesi dell'anno significativa diminuzione dei combustibili solidi

Per quanto concerne il mix di energia primaria (Figura 10), nel III trimestre 2016 si è assistito ad una forte diminuzione del ricorso alle fonti solide (circa 1 Mtep in meno di carbone e di biomasse per usi elettrici). Si tratta del quarto trimestre consecutivo di riduzione dei consumi, ma il calo dell'ultimo trimestre è legato anche al notevole aumento del prezzo del carbone: il carbone sud africano, che a inizio anno era sui 50 \$/t, ha raggiunto a fine settembre i 70 \$/t, per aumentare ancora a ottobre e novembre, fino ai massimi da quattro anni. Tra le ragioni, l'atteso impatto della recente politica cinese di chiusura di miniere nazionali.

Sono in riduzione anche i prodotti petroliferi, sebbene in misura più limitata (-0,5 Mtep), che ora risultano in leggera diminuzione nel complesso dei primi nove mesi dell'anno. È invece in leggero aumento il consumo di gas naturale (0,9 Mtep nei nove mesi), sospinto in particolare dalla sua ripresa nella termoelettrica, in linea col trend positivo iniziato nel 2015.

Le fonti rinnovabili elettriche (escluse le biomasse, incluse nella voce solidi) risultano pressoché invariate nel trimestre, ma complessivamente nel corso dei primi nove mesi sono in riduzione per circa 0,6 Mtep, a causa di una minore generazione idroelettrica (-2,2 TWh nei nove mesi, v. Figura 13) e fotovoltaica (-1,4 TWh nei nove mesi), solo parzialmente compensate dalla maggiore produzione eolica (+0,5 TWh).

Infine l'import netto di energia elettrica risulta complessivamente in marginale diminuzione nel trimestre, ma più contenuto se si guarda il mese di settembre, un dato che si accentuerà nei mesi successivi in concomitanza con la fermata di un ampio numero di centrali nucleari francesi, in parte per normale manutenzione e in parte per controlli straordinari (Figura 10).

Figura 8 – Consumi di energia primaria trimestrale (var. % su anno prec., asse sin) e annuale (2005=100, asse dx)

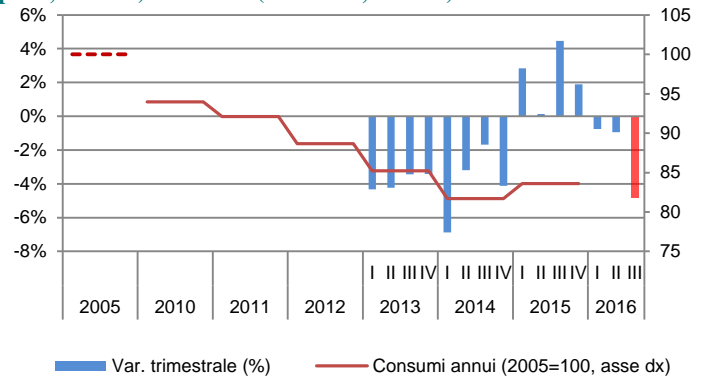


Figura 9 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

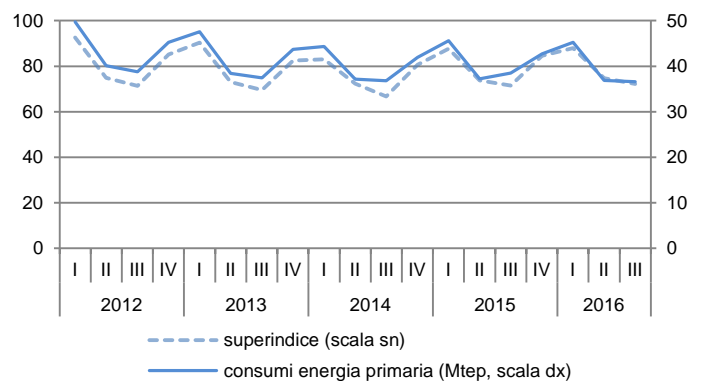


Figura 10 – Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

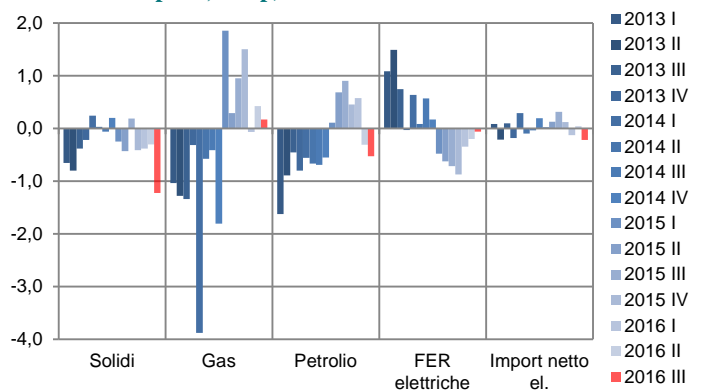
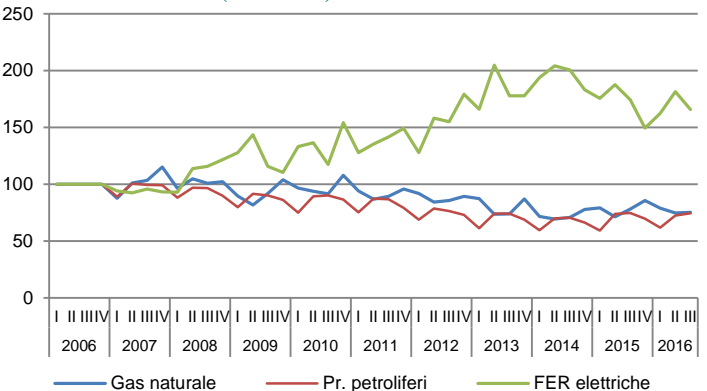


Figura 11 – Consumi trimestrali di gas naturale, prodotti petroliferi e rinnovabili elettriche (2006=100)



Nella generazione elettrica forte diminuzione dei solidi, stabili le altre fonti

Nel III trimestre 2016 la produzione elettrica nazionale è stata pari a 71 TWh, inferiore di circa 3 TWh (-4,3%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Di conseguenza si è ridotto in modo rilevante il ricorso alle fonti primarie utilizzate per la generazione elettrica. In particolare ne hanno risentito i combustibili solidi, il cui utilizzo nella termoelettrica si è ridotto di circa 1,2 Mtep (Figura 12). Le sole centrali di proprietà dell'Enel hanno ridotto la generazione elettrica da carbone del 32% nel trimestre, del 25% nell'insieme dei primi 9 mesi dell'anno. Nel trimestre è invece pressoché invariata la generazione da gas naturale, che risulta però in aumento nei nove mesi (+0,9 Mtep) e che nel contesto di consumi in diminuzione torna a crescere come quota del mix: nei primi nove mesi la generazione da gas è stata infatti pari al 42% della produzione nazionale, in aumento dal 39% del 2015 e ancor più dal 34% del 2014.

Per quanto concerne le fonti rinnovabili è rilevante il significativo calo della produzione solare (-10% nei nove mesi), in parte dovuto alle condizioni climatiche, ma in parte forse interpretabile anche come segnale di presenza di criticità nella performance degli impianti. Secondo i dati elaborati dall'ENEA il *capacity factor* medio degli impianti è sceso dal 15% del 2015 al 14% circa del 2016.

L'altro calo significativo è quello della produzione idroelettrica, il 6,3% nei primi nove mesi 2016. Il terzo trimestre 2016 è stato il settimo trimestre consecutivo di scostamento negativo rispetto ai valori medi trimestrali, un dato che può indurre qualche primo interrogativo sulla possibilità di una componente strutturale nella ridotta idraulicità (Figura 13).

Consumi elettrici in forte diminuzione

Dopo i cali dei primi due trimestri, la domanda di energia elettrica è diminuita in modo ancor più rilevante nel III trimestre. La richiesta è stata pari a circa 79,5 TWh, 4,2 TWh in meno (-5%) rispetto al periodo corrispondente del 2015 (Figura 14). Il dato cumulato relativo ai primi nove mesi dell'anno mostra una riduzione del 2,5% sul 2015, pari a circa 6 TWh. Inevitabilmente a fine anno la domanda tornerà ad essere negativa dopo l'aumento del 2015, il cui carattere contingente è ben evidenziato dalla Figura 14: la variazione tendenziale della domanda elettrica è stata negativa in diciannove degli ultimi trimestri, con l'unica eccezione del terzo trimestre 2015 (picco di domanda di luglio).

Usi finali di energia: tornano a scendere i consumi petroliferi

Nel III trimestre sono tornati a diminuire i consumi di prodotti petroliferi (-2,3% nel complesso), in tal modo azzerando la crescita cumulata nei primi sei mesi dell'anno. Il calo è concentrato nell'industria e nella generazione elettrica, mentre la variazione dei consumi è stata leggermente positiva nei trasporti, dove aumenta in particolare il carboturbo (+7% nel corso dei primi nove mesi). Nel terzo trimestre sono invece rimasti invariati i consumi di gas naturale nei settori di uso finale, sia nell'industria sia nel civile. Il dato complessivo dei primi nove mesi resta leggermente negativo, principalmente a causa della flessione dei consumi del primo trimestre, legata a ragioni climatiche (Figura 15).

Figura 12 – Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

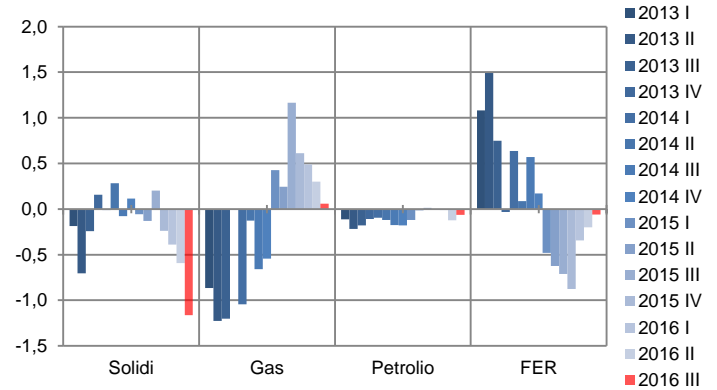


Figura 13 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sin) e variazione dai valori medi trimestrali 2006-2015 (TWh, asse dx)

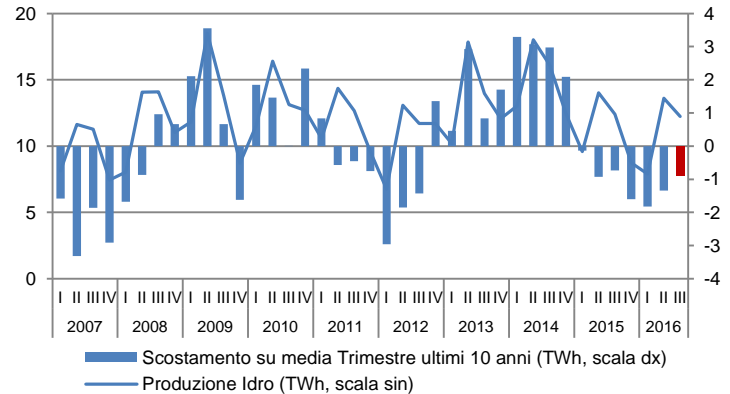


Figura 14 – Consumi elettrici trimestrali (var. % su anno prec., asse sin), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)

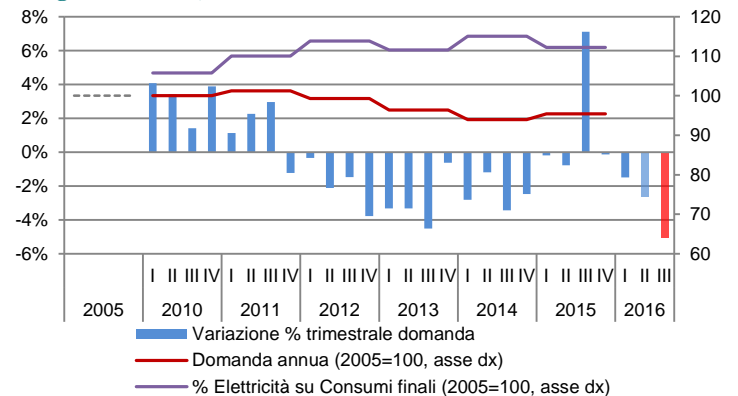
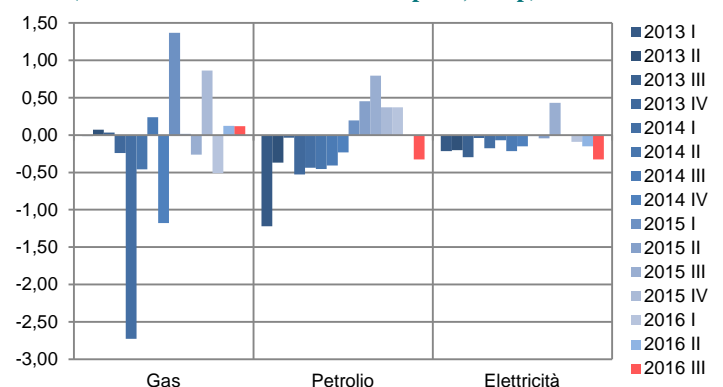


Figura 15 – Gas naturale, petrolio ed energia elettrica - Impieghi finali (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)



Rallenta la ripresa dei consumi nei trasporti

Nel III trimestre del 2016 i consumi complessivi di energia del settore trasporti sono stati pari a circa 10,1 Mtep, in marginale aumento rispetto allo stesso periodo del 2015 (Figura 16). Gli ultimi due trimestri sembrano mostrare un rallentamento della ripresa dei consumi del settore, che continuava da otto trimestri consecutivi (tra il secondo del 2014 e il primo del 2016). Dopo l'incremento dei consumi dell'1% nel 2014 e dell'1,5% nel 2015, il 2016 sembra destinato a chiudersi su livelli simili a quelli del 2015 (nei primi nove mesi la variazione complessiva è pari a +0,2%).

Guardando ai principali prodotti petroliferi, i consumi di carboturbo continuano a crescere a ritmi elevati, (+6% nel trimestre, +7% il dato cumulato dei primi nove mesi), in ulteriore accelerazione rispetto agli incrementi del 2014 e del 2015. In controtendenza rispetto a un trend che durava da nove trimestri, i consumi di gasolio sono invece leggermente diminuiti negli ultimi due trimestri, per cui nei primi nove mesi dell'anno la crescita cumulata è ora pari a zero. Continua invece il trend di lenta ma progressiva diminuzione dei consumi di benzina, che negli ultimi quattro anni si sono ridotti del 10% circa (Figura 17).

In aumento i consumi di gas per la produzione industriale (+5%)

Dopo che nei primi tre mesi dell'anno si era registrata una contrazione della domanda di gas naturale di oltre 0,5 Mtep (rispetto al I trimestre del 2015), a causa della riduzione della domanda nel settore civile per fattori climatici (Figura 18), negli ultimi due trimestri i consumi di gas nei settori di impiego finale risultano in leggero aumento. Nel complesso, nei primi nove mesi del 2016 i consumi finali di gas naturale restano comunque in diminuzione dell'1% circa rispetto al 2015.

Nel settore civile i consumi di gas sono rimasti stabili sui valori dello scorso anno, ma la variazione cumulata dei primi nove mesi dell'anno resta negativa (-1,1%), in coerenza con la riduzione dei gradi giorno riscaldamento verificatasi nel primo trimestre 2016 (Figura 18).

Nel secondo e nel terzo trimestre dell'anno il settore industriale assorbe in media circa la metà dei consumi annui di gas, a causa della stagionalità dei consumi per la climatizzazione. Il leggero aumento della domanda di gas per usi finali negli ultimi due trimestri è in effetti legato alla domanda dell'industria: nel periodo, infatti, i consumi di gas per la produzione industriale sono risultati in crescita del 4,3% rispetto ai due trimestri centrali del 2015. La produzione industriale dei settori *gas intensive* (in primo luogo carta e prodotti della carta, prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi, metallurgia) è anch'essa cresciuta nel periodo, ma la Figura 19 mostra come la correlazione tra consumi di gas e indice della produzione industriale dei settori *gas intensive*, molto elevata negli anni 2011-2013, è divenuta molto bassa negli ultimi tre anni.

Figura 16 – Consumi totali di energia nei trasporti (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

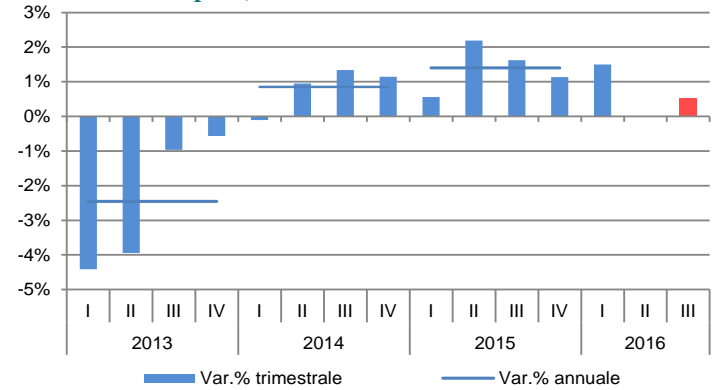


Figura 17 – Consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (var. trimestre su trim. anno prec., Mtep)

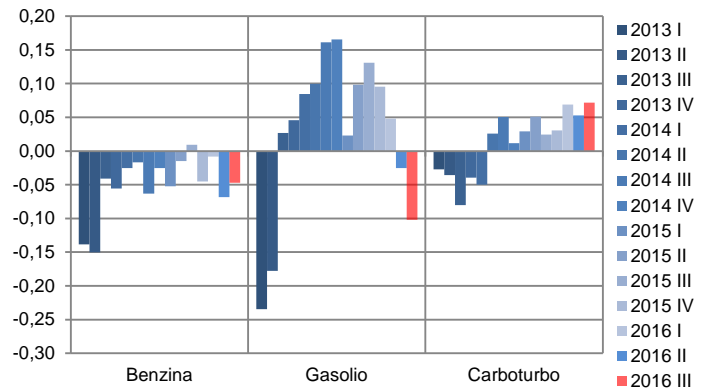


Figura 18 – Consumi di gas naturale nel settore civile (MSm³ asse sin) e proxy Gradi Giorno riscaldamento (asse dx)

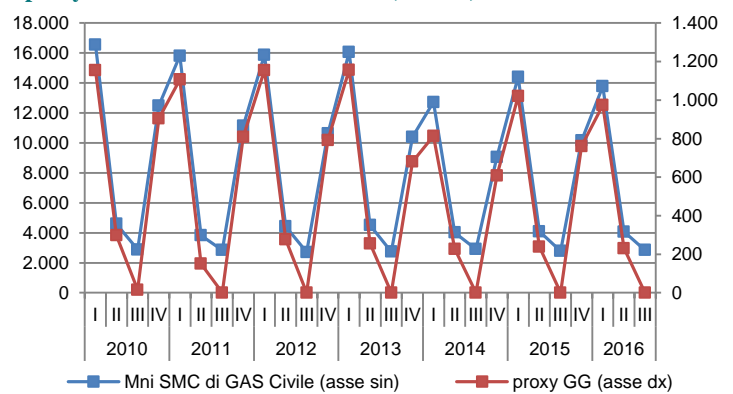
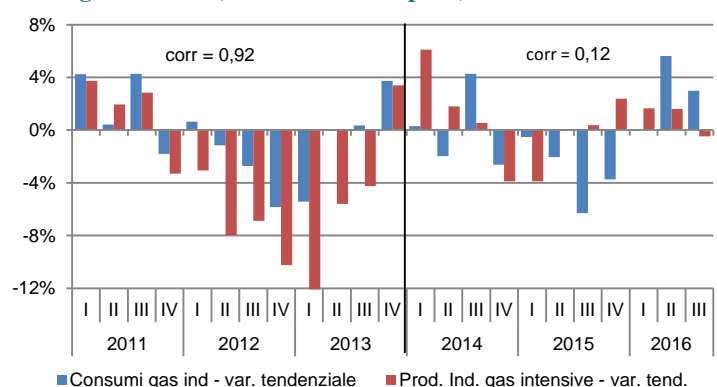


Figura 19 – Industria: consumi di gas e indice produzione industriale settori gas intensive (var. % trim anno prec.)



3 Decarbonizzazione del sistema energetico

Nei primi nove mesi 2016 significativa diminuzione delle emissioni di CO₂

Secondo le stime ENEA, la riduzione dei consumi di energia primaria verificatasi nel terzo trimestre 2016, caratterizzata per di più da una notevole diminuzione dei consumi di carbone, ha inevitabilmente determinato una significativa riduzione delle emissioni di CO₂ (Figura 20). Nel corso dei primi nove mesi la riduzione complessiva delle emissioni di CO₂, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, supera le 7 Mt (-3% circa). Il sistema energetico italiano sembra dunque tornato su una traiettoria di decarbonizzazione, dopo che nel 2015 (+3% sul 2014) si era verificata un'inversione di tendenza rispetto alla riduzione delle emissioni che si registra dal 2005 (con l'eccezione del 2010, anno di rimbalzo dei consumi dopo la forte recessione del 2009). La Figura 21 mostra come, in caso di variazione nulla delle emissioni di CO₂ nell'ultimo trimestre dell'anno, a fine 2016 si arriverebbe a una riduzione del 29% rispetto al 2005.

L'attuale traiettoria delle emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Figura 22) sembra dunque coerente sia con gli obiettivi di riduzione relativi al 2020 (il -21% rispetto al 2005 definito nella Strategia Energetica Nazionale del 2013) sia con gli obiettivi relativi al 2030, qui ipotizzati pari a -40% rispetto al 2005, più stringente dei target proposti dalla Commissione UE (-33% per i settori non-ETS, che si aggiunge al -43% per l'insieme dei settori ETS europei). Se si proiettano infatti le emissioni di CO₂ ipotizzando la continuazione del tasso di riduzione medio annuo registrato tra il 2005 e il 2016, ma depurandolo della componente PIL pro capite, cioè ipotizzando un PIL in leggero aumento (+1% m.a.) invece che in diminuzione, l'obiettivo al 2020 sembra di fatto assicurato e la traiettoria delle emissioni al 2030 è coerente con gli obiettivi. Per una valutazione più precisa di quest'ultimo aspetto è però necessaria una scomposizione dei dati relativi ai settori ETS e non-ETS (dal prossimo numero dell'Analisi Trimestrale).

Settore elettrico alla base della riduzione delle emissioni

Secondo le elaborazioni ENEA la recente riduzione delle emissioni di CO₂ è fondamentalmente legata alla diminuzione della produzione elettrica e alla contrazione del carbone nel mix di generazione, quest'ultima legata probabilmente anche alla combinazione di prezzi del carbone in significativo aumento e di prezzi del gas che restano vicini ai minimi storici. Nel solo settore della generazione elettrica si stima un abbattimento di circa 6 milioni di tonnellate di CO₂ nei primi nove mesi dell'anno (-9% rispetto al 2015). La Figura 23 evidenzia in primo luogo come tale riduzione sia maturata nel corso degli ultimi due trimestri, nel quale vi è stata una minore produzione nazionale per quasi 6 TWh, in secondo luogo come la riduzione della produzione elettrica abbia però avuto un ruolo minore nella riduzione delle emissioni rispetto all'intensità carbonica del mix di generazione (espresso in termini di gCO₂/kWh_{el}). Solo la metà della riduzione della produzione elettrica è infatti venuta dal termoelettrico, in quanto l'altra metà è venuta dalle fonti rinnovabili (la forte riduzione di idro e fotovoltaico solo parzialmente compensata dall'aumento dell'eolico). Negli ultimi due trimestri circa ¾ della riduzione delle emissioni è invece riconducibile alla forte diminuzione dell'intensità carbonica della produzione (-10% rispetto ai corrispondenti trimestri del 2015).

Figura 20 – Emissioni di CO₂ trimestrali (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

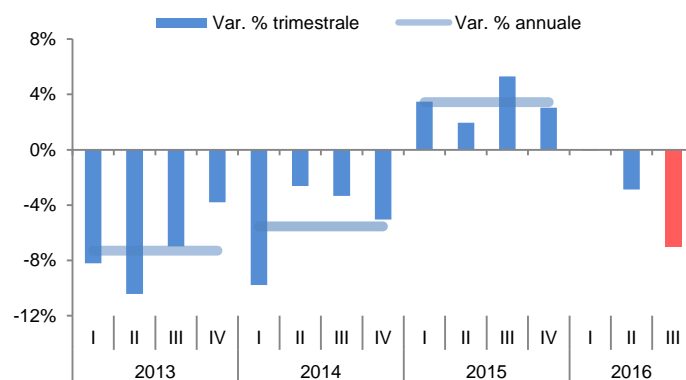


Figura 21 – Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005)

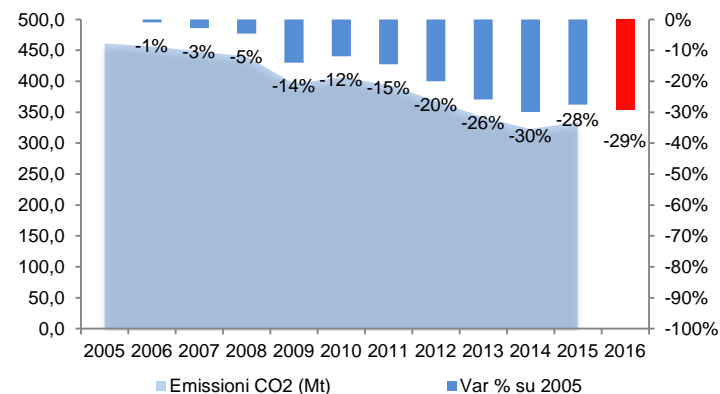


Figura 22 – Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Mt) – dati storici e traiettorie di riduzione coerenti con target 2020 e 2030

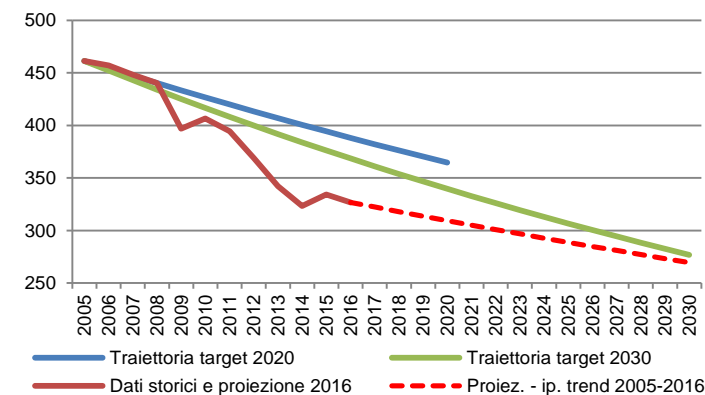
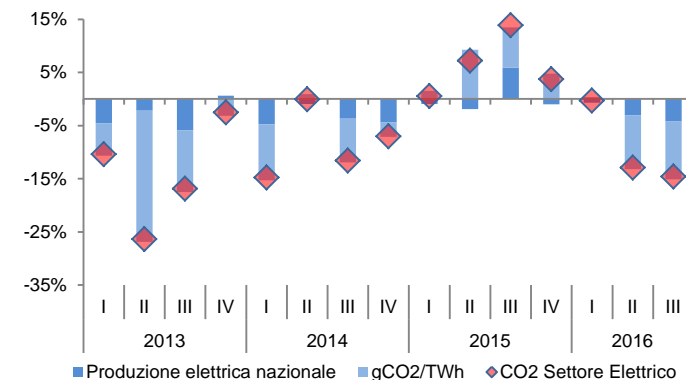


Figura 23 – CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)



CO₂ in riduzione nel civile, in aumento nei trasporti

Nel terzo trimestre 2016 le emissioni di CO₂ presentano una marginale variazione positiva nel settore civile, una marginale variazione negativa nel settore trasporti, in linea con la variazione dei consumi dei due settori.

Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno le emissioni di CO₂ del settore civile risultano in diminuzione del 2% circa, grazie al primo trimestre 2016 più mite rispetto all'anno precedente (i consumi energetici del settore sono prevalentemente legati alla climatizzazione invernale).

Come visto nella sezione precedente, negli ultimi due trimestri i consumi di prodotti petroliferi del settore trasporti hanno rallentato notevolmente rispetto al trend di crescita degli ultimi anni. Allo stesso modo sono diminuite le emissioni di CO₂, in maniera quasi speculare (essendo i prodotti petroliferi la fonte predominante). La Figura 24 mostra l'elevata correlazione fra gli incrementi delle emissioni del settore trasporti e l'andamento di una variabile proxy del trasporto su gomma, il volume di traffico sulla rete autostradale (merci e passeggeri, v. Nota metodologica; i dati relativi al III trimestre 2016 sono stimati su dati parziali). Negli ultimi due trimestri sembra però che l'aumento del traffico autostradale, pur in rallentamento, non riesca a spiegare la frenata dei consumi e quindi delle emissioni.

Nell'ultimo anno la traiettoria italiana di riduzione delle emissioni di CO₂ sembra legata a fattori strutturali

La scomposizione delle emissioni di un sistema energetico è un utile strumento per interpretare le dinamiche sottostanti. La Figura 25, che scompone l'evoluzione delle emissioni di CO₂ in Italia in cinque sue determinanti, mostra come nella riduzione delle emissioni osservata in Italia a partire dal 2005 abbiano avuto un peso sostanzialmente simile le tre componenti PIL pro-capite, intensità energetica del PIL, quota di fossili nel mix, mentre ha avuto un ruolo sostanzialmente nullo l'intensità carbonica dell'energia fossile. Nell'ultimo anno tornano invece ad aumentare PIL pro-capite e quota di fossili nel mix, mentre diminuiscono l'intensità energetica (aumentata del 2015) e intensità carbonica dell'energia fossile.

Nell'ultimo decennio in tutti i paesi UE si sono verificate riduzioni delle emissioni di CO₂ molto significative (-2% medio annuo circa nei 28 paesi UE). I dati recentemente resi disponibili sui consumi energetici dei vari paesi permettono di scomporre l'evoluzione delle emissioni dei principali paesi UE fino al 2015. Dall'analisi emerge come l'Italia sia il solo paese in cui un contributo significativo alla riduzione delle emissioni è venuto dalla crisi economica. Negli altri paesi la riduzione di CO₂, pur inferiore in termini percentuali, è stata maggiormente legata alla riduzione di componenti più "strutturali", come l'intensità energetica del PIL e la quota di fossili sull'energia primaria (Figura 26). Se si utilizza infatti la scomposizione di Kaya per "depurare" la riduzione delle emissioni di CO₂ dalla componente congiunturale rappresentata dal PIL pro-capite, si riscontra come il tasso medio annuo di riduzione della CO₂ nel periodo 2005-2015 risulta in Italia più basso sia di quello medio dell'intera UE a 28 sia di quello relativo agli altri tre maggiori paesi europei (Figura 27). D'altra parte, il dato interessante dell'evoluzione italiana dell'ultimo anno (Figura 25) è che sembra esserci un avvicinamento all'evoluzione caratteristica degli altri paesi, in quanto la diminuzione delle emissioni di CO₂ sta avvenendo in un contesto di (sia pur modesto) aumento del PIL.

Figura 24 – Emissioni di CO₂ settore trasporti e traffico sulla rete autostradale (var. % trimestre su trim. anno prec.)

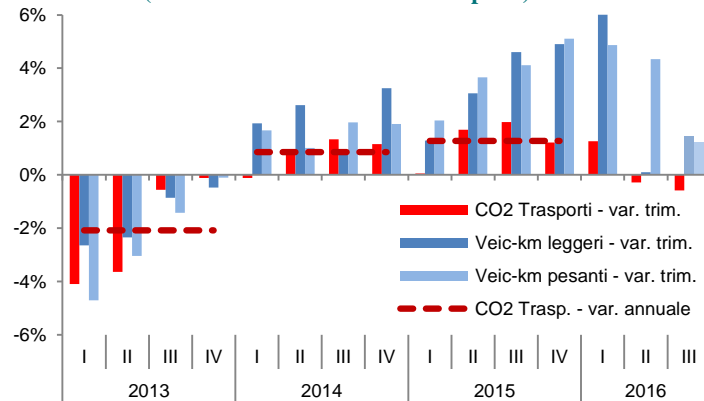


Figura 25 – Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (equazione di Kaya, indici 2005=100)

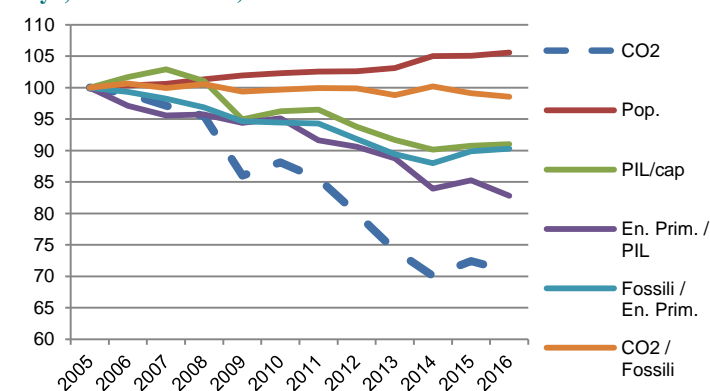


Figura 26 – Var % emissioni di CO₂ di alcuni Paesi UE, periodo 2005-2015 (2005-2016 per l'Italia)

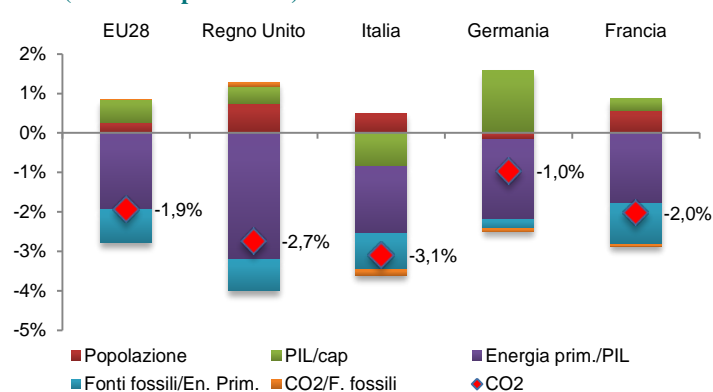
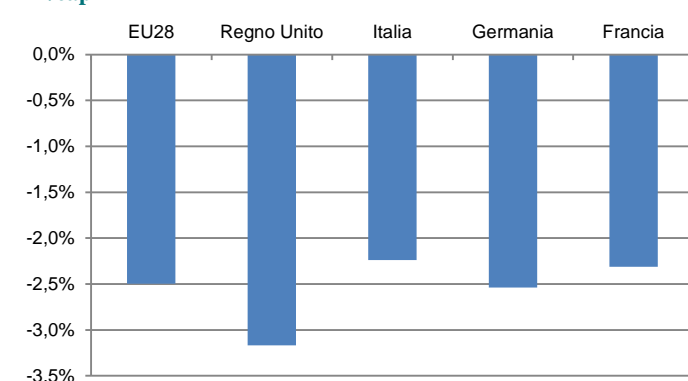


Figura 27 – Tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO₂ nel periodo 2005-2015 (2005-2016 per l'Italia) depurato dalla componente PIL/cap



4 Sicurezza del sistema energetico

4.1 Sistema petrolifero

Aumenta l'import di greggio che coincide con il crollo nella produzione interna

Nel terzo trimestre si è confermata la ripresa dell'import netto di greggio (+3% rispetto al corrispondente 2015), continuando un trend di crescita iniziato all'inizio del 2015 e interrotto solo nel primo trimestre di quest'anno. (Figura 28). La crescita cumulata nei primi nove mesi del 2016 è comunque leggermente negativa. L'aumento dell'import è andato a compensare la forte riduzione di produzione interna di petrolio per il blocco degli impianti in Val d'Agri. Nel secondo trimestre 2016 l'estrazione di greggio ha subito un fortissimo calo attestandosi a circa 375000 tonnellate, registrando quindi una perdita di circa un milione di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2015 (Figura 29). Nel terzo trimestre c'è stata una ripresa, ma le quantità di greggio estratte sono ancora molto inferiori sia ai valori di inizio anno sia alla media di lungo periodo.

In forte aumento l'import dal Medio Oriente e in drastica riduzione quello africano

La Figura 30 mostra la ripartizione della provenienza di greggio da diverse aree geografiche. L'import dall'area mediorientale (Arabia Saudita esclusa) è in forte crescita, infatti nel terzo trimestre 2016 si attesta intorno al 38%. È significativo come il mix importato sia cambiato in modo sostanziale nel corso di un solo anno, con una notevole diminuzione delle quote di Arabia Saudita e Russia, mentre l'Iraq, dopo aver aumentato sensibilmente la sua quota alla fine del 2015, resta da allora la prima fonte di approvvigionamento. Inoltre nel terzo trimestre sono riprese velocemente le importazioni dall'Iran, ferme dall'inizio del 2015, raggiungendo in soli tre mesi valori simili a quelli dell'Arabia Saudita.

La tendenza all'aumento è confermata anche per l'import di petrolio dall'area europea, che raggiunge il 5,7% del totale, mentre per la Russia il trend è di segno opposto. Per l'area africana si conferma la forte diminuzione dell'import che riporta le quantità di greggio a valori percentuali simili a quelli del 2014 (circa il 15%). Tale tendenza è meno accentuata per la Libia, infatti le importazioni sono in leggera ripresa già dal secondo trimestre 2016. Il contributo dei greggi americani è andato gradualmente diminuendo e attualmente pesa poco sulle importazioni totali (circa lo 0,9%).

Aumenta l'import di greggio con elevato tenore di zolfo

Le variazioni del mix importato hanno effetti sulla qualità del greggio lavorato nelle raffinerie (Figura 31). Nel terzo trimestre 2016, il grado API continua ad attestarsi intorno a valori di media densità (circa 34), mantenendosi piuttosto costante dal 2012 ad oggi. L'incremento dell'import dal Medio Oriente ha contribuito ad innalzare i livelli di zolfo che, dopo un minimo nel 2013, hanno ripreso a crescere progressivamente fino ai valori massimi riscontrati nel terzo trimestre 2016 (1,24% zolfo sul totale). Si tratta di una questione rilevante alla luce dei nuovi limiti al contenuto di zolfo nei bunker (0,5%) decisi in sede IMO, che diverranno operativi a partire dal 1° gennaio 2020 e obbligheranno le raffinerie a incrementare la sezione di desolfurazione.

Figura 28 – Italia: import netto di greggio (var. % trim anno prec., asse sin e quantità totale annua, kt asse dx)

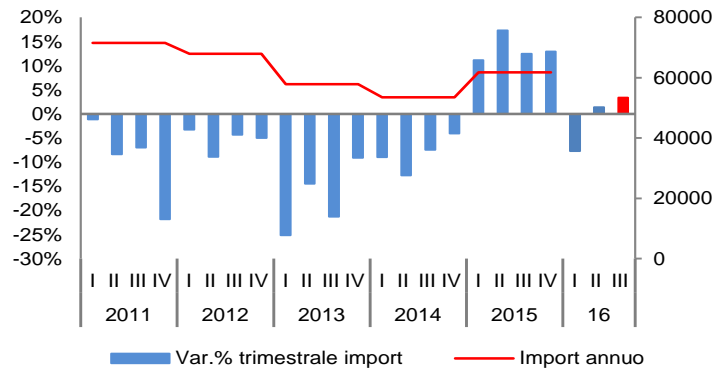


Figura 29 – Produzione interna di greggio (kt)

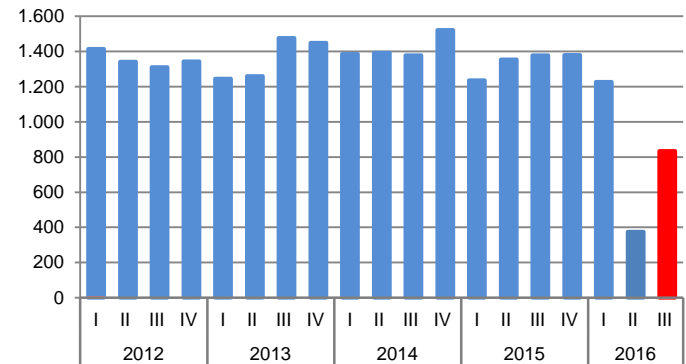


Figura 30 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (valore %)

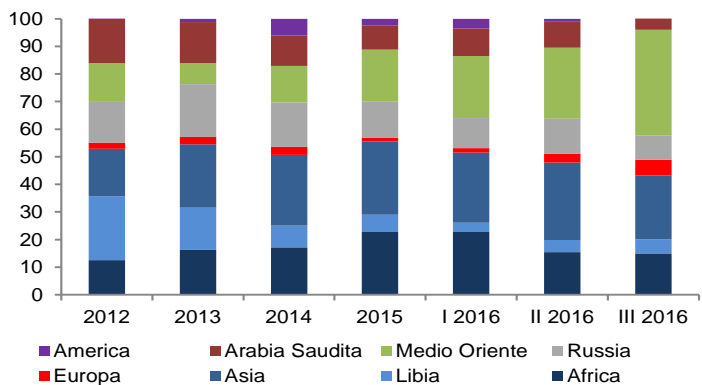
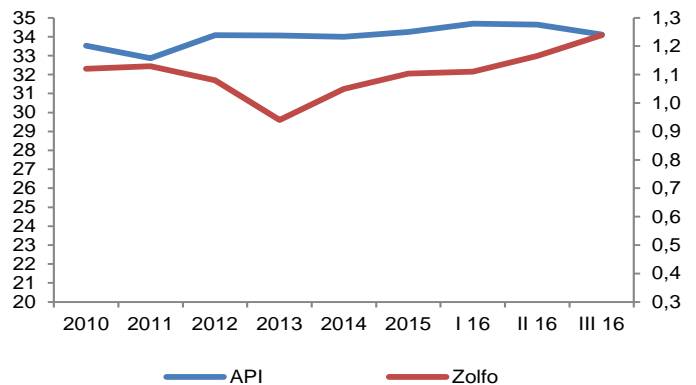


Figura 31 – Grado API (asse sin) e tenore di zolfo (asse dx) dei greggi importati (% sul totale)



Si riduce la flessione delle lavorazioni di greggio

Dopo due trimestri di flessioni rilevanti (-5% nel secondo trimestre), nel terzo trimestre 2016 le lavorazioni di greggio si riducono di un punto percentuale rispetto al corrispondente periodo del 2015 (Figura 32). Tale flessione è confermata anche in Spagna, mentre in Francia e Germania si assiste a una ripresa delle lavorazioni di greggio (i dati per UE 28 e Regno Unito non sono ancora disponibili sul portale Eurostat).

Per l'Italia, come verrà evidenziato più avanti, tale dato risulta in controtendenza rispetto a quello della percentuale di utilizzo degli impianti, calcolata come il rapporto tra le quantità di greggi e semilavorati passata in lavorazione e la capacità di distillazione atmosferica delle raffinerie, che si mantiene in crescita anche nel terzo trimestre.

In flessione il consumo di prodotti petroliferi

Il consumo di prodotti petroliferi ha subito una inversione di tendenza rispetto all'aumento registrato dall'inizio dello scorso anno. Nel terzo trimestre 2016, infatti, si è osservata una flessione complessiva del -3% rispetto al corrispondente trimestre del 2015 (Figura 33). In particolare, si è registrato un importante calo nel consumo di distillati pesanti e della nafta che mostrano una variazione negativa rispettivamente del 18,4% e 12,1%. Anche la benzina è in calo, -3,6%, mentre il gasolio ha una lieve flessione del -0,5%. Crescono significativamente il carboturbo e il GPL, +6,8% e 6,1%.

Le analisi prospettiche ENEA (descritte nella nota metodologica) mostrano come nel medio termine i consumi di prodotti petroliferi siano probabilmente destinati a scendere in uno scenario al 2030 di riduzione delle emissioni di CO₂ pari al 40% rispetto al 2005. Una traiettoria di consumi relativamente stabili sui valori odierni sembra invece possibile con una riduzione delle emissioni di CO₂ del 30% entro il 2030.

In leggera crescita l'eccesso di produzione di gasolio e benzina

Nel terzo trimestre 2016, se confrontata con le altre realtà economiche considerate, l'Italia si conferma come l'unico Paese con un eccesso di produzione di gasolio rispetto ai consumi interni (rapporto produzione/consumi >1) (Figura 34). Tale valore ha subito una leggera crescita anche per la Germania, la Spagna e la Francia per un maggiore aumento della produzione interna rispetto ai consumi.

Per la Francia si è osservato un forte calo di questo indicatore nel secondo trimestre, registrato anche per la benzina (Figura 34), per gli scioperi che hanno portato alla chiusura temporanea delle otto raffinerie provocando una carenza di carburanti in tutto il Paese.

Per la benzina si osserva lo stesso trend del gasolio, anche se per tutte le realtà economiche confrontate il rapporto è maggiore di 1 (Figura 35). La Spagna, la Francia ed il Regno Unito mostrano maggiori oscillazioni rispetto alle altre realtà economiche a partire dal 2015.

Figura 32 – Lavorazioni di petrolio greggio (var. % trimestre prec.)

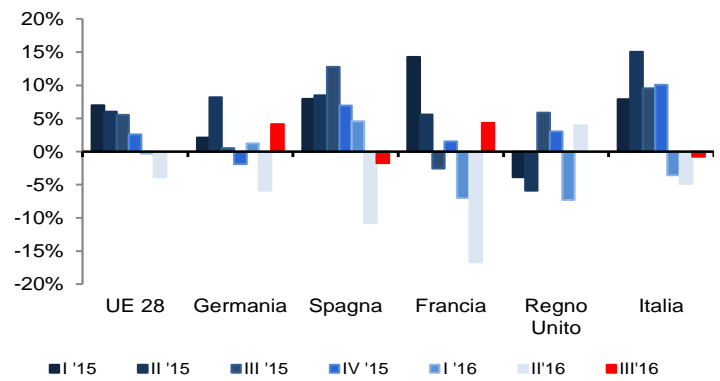


Figura 33 – Prodotti petroliferi: consumi trimestrali di alcuni prodotti (scala sin, kt), consumi totali annuali e proiezioni (scala dx, Mtep)

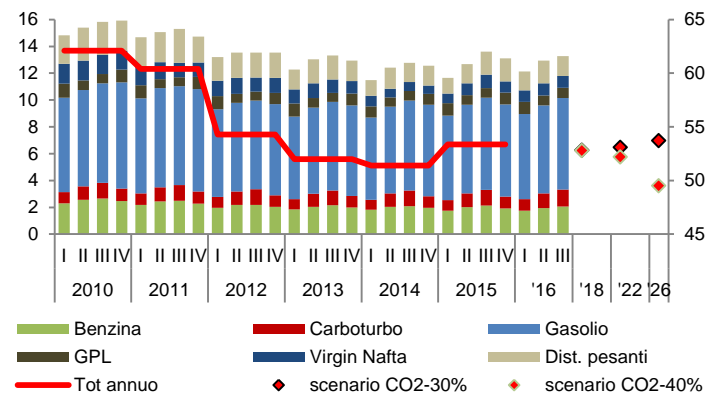


Figura 34 – Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

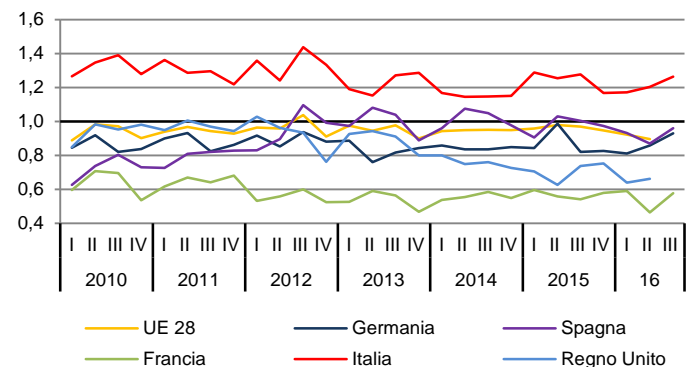
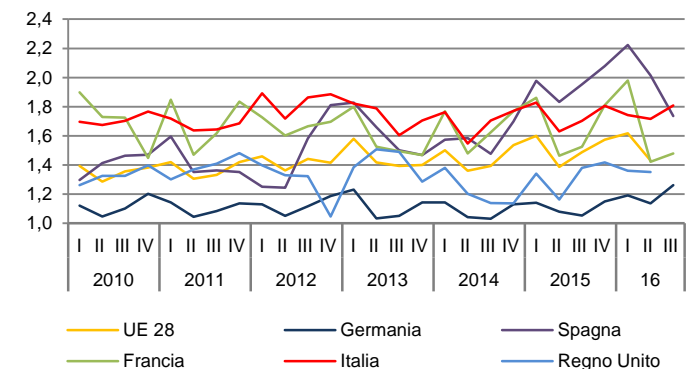


Figura 35 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina



Stabile l'export di prodotti petroliferi, ma in calo rispetto al 2015

Complessivamente, nel secondo trimestre 2016 l'export di gasolio, benzina e distillati pesanti è rimasto stabile rispetto all'inizio dell'anno (Figura 36). Dal confronto col corrispondente periodo del 2015 emerge però una riduzione dell'export pari a circa quattro punti percentuali.

L'import di prodotti petroliferi si mantiene piuttosto stabile.

Recuperano i margini della raffinazione negli ultimi mesi del 2016

Nel terzo trimestre 2016 si conferma la flessione nei margini della raffinazione per l'area mediterranea che in media si attestano intorno a 2 \$/bbl (Figura 37). In realtà si intravede un certo recupero in quanto a settembre il valore medio è stato di 2,9 \$/bbl, mentre il dato parziale del quarto trimestre 2016 supera i 4 \$/bbl. Per l'area nord europea il valore di 6,2 \$/bbl conferma la crescita osservata dall'inizio dell'anno, confermata anche per l'area asiatica, mentre il mercato nord americano si mantiene stabile rispetto al trimestre precedente, ma in forte diminuzione rispetto a un anno fa, sui valori ai minimi registrati nel 2014 (circa 4 \$/bbl).

Ancora in crescita l'utilizzo degli impianti

Come detto sopra, le lavorazioni di greggio delle raffinerie italiane hanno subito un calo, mentre sono aumentate considerevolmente le lavorazioni di semilavorati (il greggio rappresenta circa il 90% del totale passato in lavorazione). Di conseguenza il tasso di utilizzo medio degli impianti (calcolato come rapporto tra le lavorazioni di greggio e altri prodotti delle raffinerie e la capacità di distillazione atmosferica, v. Nota metodologica) è risultato in crescita, registrando nel terzo trimestre 2016 il valore più elevato riscontrato negli ultimi quattro anni (84% circa, Figura 38).

Nel confronto con il resto dei paesi europei il tasso di utilizzo degli impianti italiani resta inferiore, anche perché va tenuto conto delle ragioni contingenti della riduzione dell'utilizzo delle raffinerie francesi (per gli scioperi che hanno caratterizzato il 2016). La posizione relativa italiana presenta comunque un miglioramento anche significativo rispetto al 2014, il periodo di maggiore criticità degli ultimi anni.

Nella valutazione dei tassi di utilizzo descritti nella Figura 38 è utile tenere presente che questi dati si riferiscono a un'industria della raffinazione, quella europea, che condivide con l'intera industria della raffinazione globale una condizione di eccesso di capacità produttiva, tanto che si stima che fino a quasi 10% della capacità produttiva mondiale sia a rischio (per chiusura) nell'arco dei prossimi dieci anni.

Figura 36 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

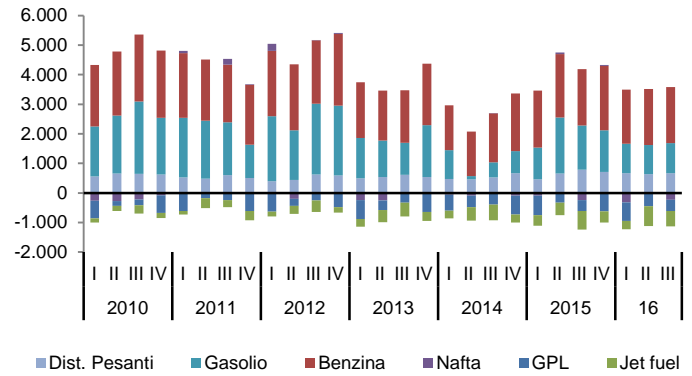


Figura 37 – Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche (*i dati del IV trimestre sono parziali)

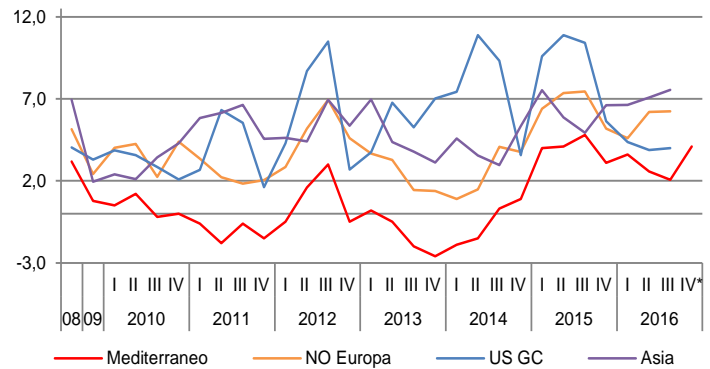
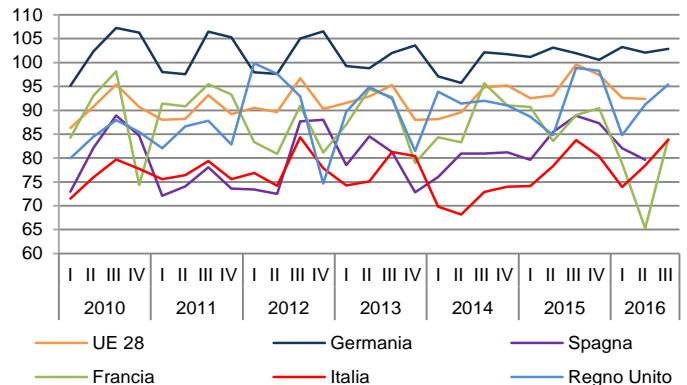


Figura 38 – Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche



4.2 Sistema del gas naturale

Anche nel III trimestre domanda in aumento

Dopo il +4,8% fatto registrare nel secondo trimestre 2016, la domanda di gas naturale in Italia è cresciuta dell'1,9% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 39), in termini assoluti poco più di 200 Mm³. Anche in questo trimestre l'incremento è stato comune a tutti i settori, termoelettrico (+1,2%), industria (+3%), reti di distribuzione (2,2%). La domanda cumulata dei primi nove mesi dell'anno è stata pari a 48 miliardi di m³, in aumento dell'1,5% rispetto al 2015. Continua dunque la ripresa della domanda, che resta tuttavia ancora lontana dai valori del 2010: nei nove mesi del 2016 la domanda mensile è risultata superiore alla media degli ultimi otto anni solo a settembre; in un mese (maggio) è stata in linea con la media, negli altri sette mesi è risultata inferiore alla media, con differenze anche superiori al 5%. A fronte di questi dati su base annua e mensile sostanzialmente inferiori ai massimi storici, la caratteristica variabilità della domanda giornaliera, legata in primis ai fattori climatici, ha comunque fatto sì che la domanda di punta giornaliera fosse vicina ai massimi storici in diversi giorni, in particolare a maggio e settembre. La punta di domanda 2016, pari ai 384 milioni di m³ registrati il 20 gennaio, resta comunque molto inferiore al massimo di 464 milioni di metri cubi del 7/2/2012 (Figura 40).

Aumenta l'import dall'Algeria, calano Russia e Nord Europa

Dal lato dell'offerta, è rilevante la notevole differenza fra il terzo trimestre del 2016 e il terzo trimestre del 2015 (Figura 41). L'import dalla Russia, che nel secondo trimestre era già minore del 9,5% rispetto all'anno precedente, nel terzo trimestre è sceso sotto i 6 miliardi di m³, con una riduzione del 28% rispetto a un anno fa. Con un import totale in crescita del 3% (circa 500 milioni di m³), il gas russo venuto meno è stato più che compensato dal fortissimo aumento dei volumi di gas algerino, pressoché triplicati rispetto allo stesso periodo del 2015 (4,5 miliardi di m³ nel trimestre contro 1,7). Dietro queste dinamiche sembrano esserci: per un verso il superamento della fase in cui i tassi di importazione di gas russo da parte dell'Eni sono stati sostenuti dalla necessità di recuperare i volumi di gas prepagato ma non ritirato (c.d. *make up gas*) a causa dell'impatto della crisi economica sulla domanda; per un altro verso la rinegoziazione (dichiarata dall'Eni) dei contratti *take-or-pay* con la compagnia di Stato algerina Sonatrach, l'effetto ritardato dei bassi prezzi del petrolio sui prezzi del gas algerino, tuttora mantenuti indicizzati al petrolio Sonatrach, più in generale la nuova politica algerina volta a riguadagnare quote di mercato in Europa. A tutto ciò si aggiunge il periodo di manutenzione cui è stato sottoposto in luglio il gasdotto TAG, che trasporta il gas russo in Italia. Queste tendenze sono confermate anche nei dati relativi ai primi nove mesi dell'anno: il gas algerino è in aumento di quasi il 150% sul 2015, con una media giornaliera di 48 MSm³ contro i 20 del 2015 (Figura 41 e Figura 42); il gas russo è in diminuzione del 10% (media di 74 MSm³ contro gli 80 del 2015 e 73 della media di lungo periodo); il gas del Nord Europa in calo del 26% (media di 19 MSm³ contro i 25 del 2015 e della media di lungo periodo). Quest'ultimo dato è una conseguenza della situazione favorevole dei prezzi dei contratti di lungo termine indicizzati al petrolio rispetto ai contratti indicizzati ai prezzi spot (Figura 43). È infine interessante l'aumento delle importazioni di GNL, quasi 2 Mm³/giorno in più rispetto al 2015, per quanto comunque al di sotto della media 2011-2016, forse un primo segnale di sfruttamento dell'ampia offerta di GNL sul mercato globale. È significativo il record di importazioni al terminale GNL di Livorno, anche grazie all'offerta del nuovo servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio.

Figura 39 – Domanda di gas naturale (MSm³)

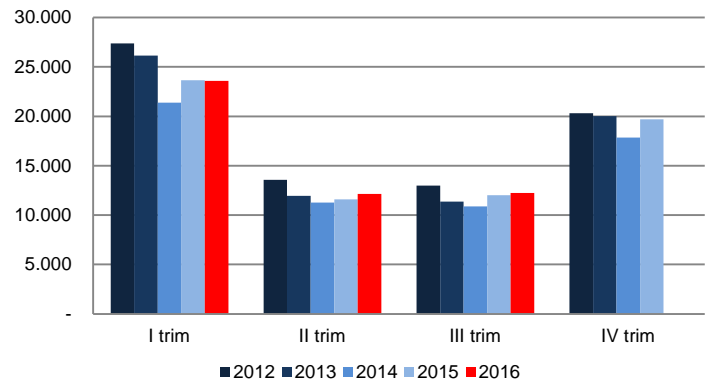


Figura 40 – Domanda giornaliera di gas naturale (MSm³) – 2009-2016

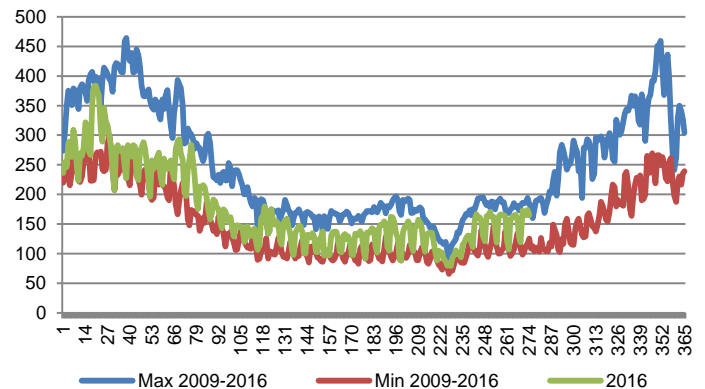


Figura 41 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata (MSm³)

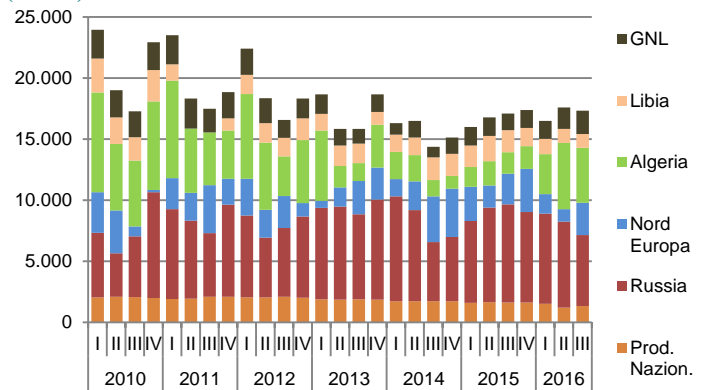
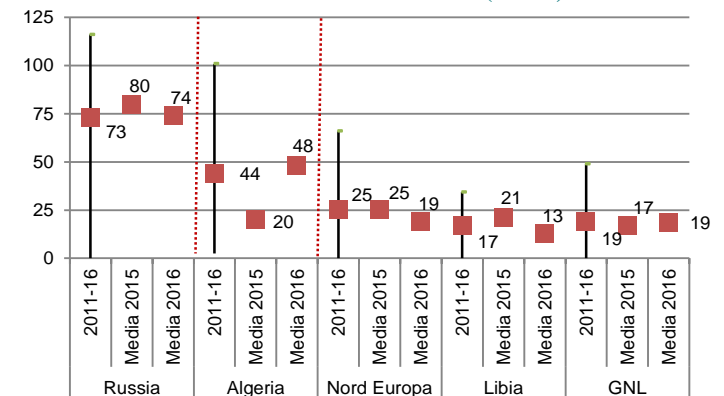


Figura 42 – Immissioni per punto entrata – Valori min, medi e max 2010-2016 e medie I semestre 2015 e 2016 (MSm³)



Prezzi del gas russo sui minimi, nel 2016 aumenta l'export verso tutti i paesi europei

È interessante analizzare similitudini e differenze fra l'andamento dell'import italiano e quello del resto d'Europa, il Nord Europa in particolare. Nel 2016 la domanda di gas naturale è in aumento in tutta la UE a 28 (Eurogas stima un +del 6%, per l'incremento degli usi termoelettrici in Francia e Germania in primis). A differenza di quanto visto per l'Italia, nei primi nove mesi dell'anno il gas russo è in forte aumento verso tutti i paesi europei, con elevati tassi di utilizzo del gasdotto Nord Stream in particolare, mentre è in calo il gas del Mare del Nord. La Figura 44 mostra come questi dati siano ben spiegati dalla correlazione negativa fra lo spread tra prezzo del gas russo e prezzo dei mercati spot del Nord Europa. Da metà 2015, quando lo spread si è ridotto sostanzialmente rispetto ai valori del 2014, le importazioni dalla Russia sono passate da variazioni fortemente negative a variazioni fortemente positive, pur in presenza del notevole aumento dell'import dall'Algeria. Un ruolo importante lo ha certamente avuto la disponibilità di Gazprom ad accordi di rinegoziazione con diverse società europee (ad es. EON, Engie), segnale di una strategia volta a fronteggiare la prevista ondata di GNL sul mercato europeo, accettando prezzi competitivi con il prezzo minimo del GNL (in prospettiva costituito dal prezzo dell'Henry Hub USA incrementato dei costi di liquefazione, trasporto e rigassificazione). Se ciò è vero, il mantenimento del ruolo rilevante del gas russo avverrebbe comunque al costo di una capacità più ridotta di influenzare i prezzi europei. Le importazioni di GNL sono invece strettamente legate allo spread fra i prezzi del gas sul mercato asiatico e il prezzo sui mercati spot europei. I paesi del Nord Europa sembrano dimostrare una buona capacità d'arbitraggio tra pipeline gas e GNL, che negli anni recenti ha ridotto la domanda europea di GNL, in quanto il GNL poteva trovare sbocchi più convenienti altrove. Negli anni 2012-2014 la sostenuta domanda di gas asiatica, legata tra l'altro alla chiusura degli impianti nucleari giapponesi, ha innalzato i prezzi asiatici e allargato il divario con quelli europei, spingendo il GNL verso quei mercati.

Nell'ultimo anno e mezzo, con la convergenza dei prezzi asiatici verso quelli europei, è divenuto conveniente per i grandi produttori (Qatar in primis) dirottare il GNL da Asia a Europa. Sebbene nel 2016 questa convergenza si sia parzialmente attenuata, nel 2016 l'import europeo di GNL è in crescita. Se nel prossimo futuro saranno confermate le aspettative di debole crescita della domanda degli importatori tradizionali, è plausibile che con l'avvio dei grandi quantitativi di nuova capacità di liquefazione attesi nei prossimi anni, in molti casi a condizioni contrattuali più flessibili che in passato, si verificheranno flussi rilevanti di GNL verso l'Europa. Da questo punto di vista, per l'Italia sarà importante riuscire a migliorare la sua finora limitata capacità di attrarre GNL.

Figura 43 – Importazioni gas naturale da Russia, Nord Europa (asse sin) e Spread Russian gas-TTF (asse dx)

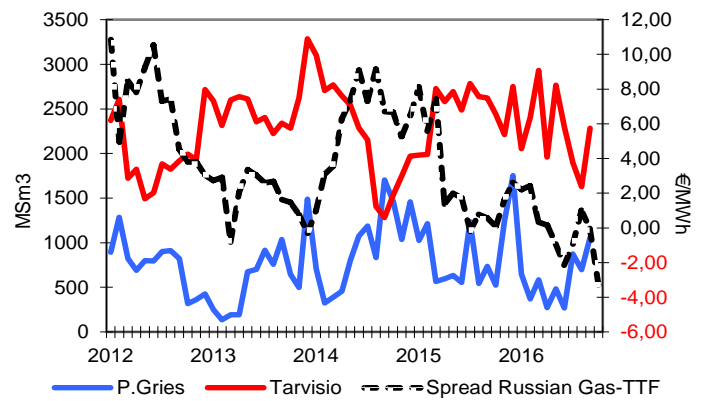
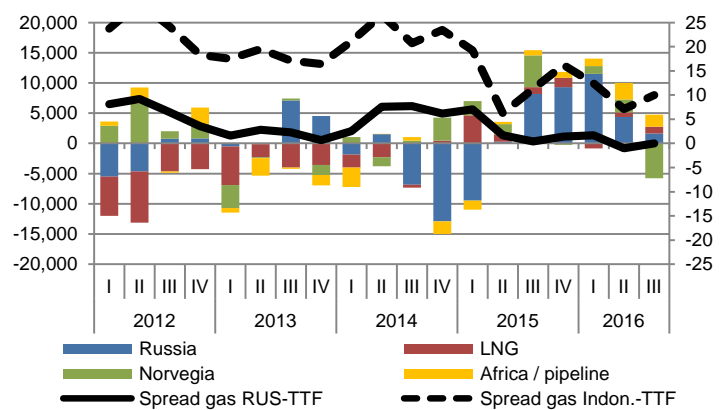


Figura 44 – Importazioni gas naturale in Europa e (asse sin) e Spread fra gas Russia e TTF e fra gas Indonesia e TTF (asse dx)



Spread PSV-TTF sempre sopra i 2 €/MWh

Negli ultimi anni il mercato italiano ha mostrato una limitata capacità di attrarre GNL nonostante il rilevante spread positivo fra il prezzo sul mercato italiano e il prezzo sui mercati del Nord Europa. La creazione di un mercato del gas concorrenziale e liquido, con l'allineamento "pieno e strutturale" dei prezzi italiani a quelli europei, era stato in effetti individuato come obiettivo dalla Strategia Energetica del 2013, in quanto condizioni necessarie per fronteggiare i rischi di nuovi forti disaccoppiamenti dei prezzi del mercato italiano o di possibili "manovre commerciali in grado di condizionare il prezzo sul mercato italiano". Si tratta tuttora della priorità esplicitata dai decisori politici italiani.

La Figura 45 descrive l'evoluzione del prezzo del gas naturale al PSV (Punto di Scambio Virtuale) e al TTF, hub di riferimento del mercato europeo, a partire dall'inizio del 2013, quando per un breve periodo si era verificato uno spread negativo. Da allora lo spread si è di nuovo allargato, e negli ultimi due anni non è mai sceso stabilmente sotto i 2 €/MWh. Nel terzo trimestre 2016 ha raggiunto i massimi dell'anno, superando i 2 €/MWh. Ai prezzi attuali si tratta di una differenza del 16%.

La Figura 46 descrive invece l'evoluzione della liquidità sui principali hub europei, misurata mediante i volumi scambiati. Il mercato italiano risulta in crescita da diversi anni, ma i volumi restano molto distanti dai due principali hub europei, in particolare il TTF olandese, che continua a crescere in modo molto sostenuto (+24% nei primi nove mesi del 2016).

Nel terzo trimestre 2016 sul PSV gli scambi hanno raggiunto i 188 TWh, con un incremento del 3,5% rispetto a un anno prima. Per il terzo trimestre consecutivo il PSV la liquidità del PSV è maggiore di quella registrata presso l'hub belga di Zeebrugge, ma aumenta invece la distanza dagli hub tedeschi, che crescono a ritmi molto più elevati.

Risultati analoghi si ottengono se la liquidità dei mercati viene misurata utilizzando un altro indicatore, il c.d. "churn ratio", che rapporta i volumi scambiati di una commodity alla quantità fisica che viene acquistata dal consumatore finale. Anche in questo caso il valore del churn ratio del PSV (2,9 nel primo semestre 2016, dati SNAM) resta quasi di un ordine di grandezza inferiore a quello del TTF olandese e del NBP inglese, e molto lontano dalla soglia che definisce i mercati maturi, convenzionalmente fissata a 10.

Figura 45 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sin) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

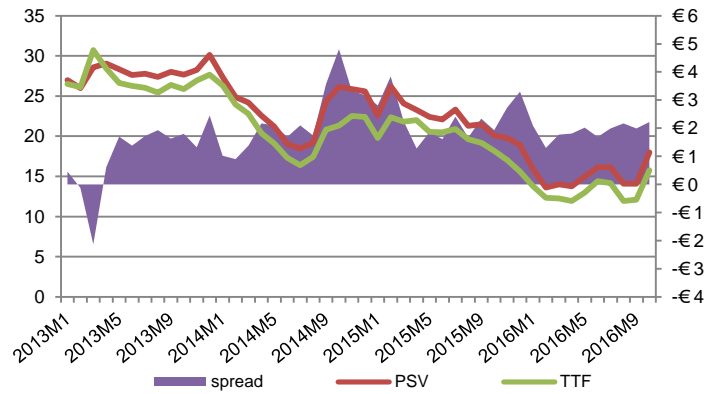
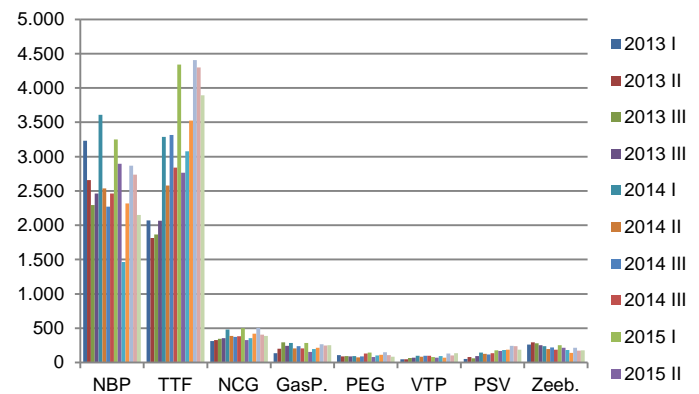


Figura 46 – Liquidità dei principali mercati europei (TWh)



Tornano ad aumentare dipendenza dall'import e peso del gas nel sistema energetico, ma diversificazione in ulteriore miglioramento

Un elemento strutturalmente critico del sistema italiano del gas naturale sta nella combinazione di un elevato livello di dipendenza dall'import (non diversamente dagli altri principali paesi UE) e di un peso molto rilevante del gas nel mix di energia primaria (decisamente più alto rispetto agli altri grandi paesi UE). La Figura 47 combina le due variabili in un unico indicatore, evidenziando come, nonostante la forte riduzione dei consumi degli ultimi anni, questa peculiarità italiana resti invariata. Il dato provvisorio relativo al 2016 mostra per di più un ulteriore incremento dell'indicatore: la percentuale di importazioni (estrapolazione dei dati dei primi nove mesi) porta a valori ben superiori al 90%, mentre la crescita della domanda di gas in un contesto di domanda di energia stagnante dovrebbe portare a fine anno a un significativo incremento della quota di gas naturale sull'energia primaria, su livelli forse superiori a quelli del 2011. Come sottolineato nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013, questi dati vanno tenuti presente nel valutare l'altra peculiarità italiana, stavolta "positiva", cioè l'elevato livello di diversificazione delle fonti di approvvigionamento, che peraltro nel 2016 è ulteriormente migliorato, grazie all'aumento del gas algerino a scapito del gas russo (indice HHI in calo, Figura 48).

La situazione attuale del sistema italiano del gas naturale non sembra prefigurare la possibilità di rilevanti situazioni di rischio imminente, sia per la domanda che resta lontana dai massimi sia per alcuni miglioramenti del sistema negli ultimi anni. Tuttavia, per un verso il contesto europeo resta tuttora quello di una Unione che, secondo gli stress test europei effettuati da ENTSO-G, non sarebbe in grado di sostituire integralmente il gas russo in caso di interruzione completa delle forniture. Per un altro verso, se i fattori di potenziale criticità individuati dalla SEN del 2013 si sono in qualche misura attenuati, la discussione condotta nel numero 1 dell'Analisi Trimestrale ENEA mostra come lo stato attuale non corrisponde ancora agli auspici della SEN. La Figura 49 (parte sinistra) mostra come, a fronte di un formale rispetto della regola dell'N-1, la situazione del 2013 di potenziale fragilità del sistema alla punta a fine inverno non sia radicalmente diversa dalla situazione attuale, pur ipotizzando una domanda più ridotta. Inoltre la proposta di nuovo regolamento UE sulla sicurezza del gas naturale richiede agli Stati membri di calcolare l'indicatore N-1 nell'ipotesi in cui lo stoccaggio sia disponibile al 100% e nell'ipotesi in cui sia disponibile solo al 30%. In quest'ultimo caso, per quanto indubbiamente un caso estremo, la regola N-1 non sarebbe soddisfatta.

La parte destra della Figura 49 analizza poi l'altra potenziale criticità evidenziata dalla SEN, la copertura della domanda "alla punta", evidenziando di nuovo un miglioramento rispetto alla situazione del 2013. Ma anche in questo caso resterebbe la possibilità di criticità in caso di una combinazione di ipotesi più pessimistiche (ad es. un ridotto utilizzo delle infrastrutture), anche considerando che la SEN giudicava "insufficiente" un margine di sicurezza del sistema pari a 40-50 MSm³.

Figura 47 – Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas naturale nel sistema energetico

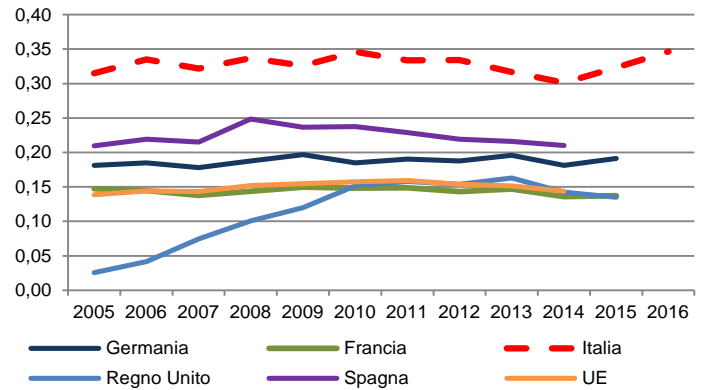


Figura 48 – Diversificazione delle fonti di approvvigionamento

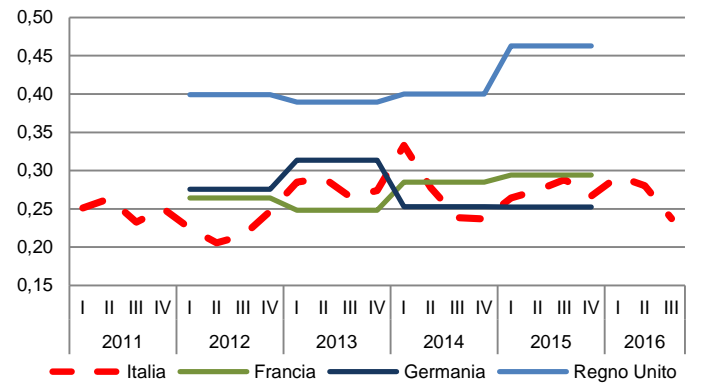
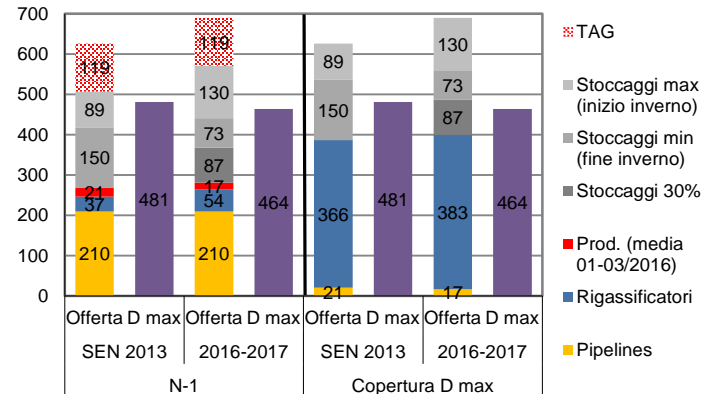


Figura 49 – Indice N-1 a inizio 2016 e copertura della domanda alla punta



FOCUS – Potenziale tecnico e possibile ruolo del biometano nel breve periodo

Elena De Luca, Maria Gaeta, Francesco Gracceva

Attraverso una serie di misure e adempimenti si stanno creando le condizioni perché il sistema produttivo del biometano – gas ottenuto tramite processi di *upgrading* dal biogas proveniente dalla digestione anaerobica di matrici organiche – si sviluppi anche nell’ottica di arrivare a coprire gli obiettivi sanciti dal DM 10/10/2014 che stabilisce le quantità annue di biocarburanti da immettere in consumo, obiettivi che per il 2020 prevedono il raggiungimento della quota del 10% sul totale di benzina e gasolio utilizzato nei trasporti.

È stata recentemente pubblicata, per consultazione pubblica, una nuova versione del decreto che andrà a modificare il sistema di incentivazione per l’immissione del biometano stabilito dal precedente DM 5/12/2013, che di fatto non ha favorito questa filiera produttiva. Una delle novità del decreto in bozza è la priorità del biometano nel settore trasporti, anche prodotto in forma liquefatta; gli altri usi vengono di fatto sospesi nel sistema di incentivazione. Inoltre, è stata rivista la formulazione dell’incentivo per la riconversione degli impianti a biogas.

Dopo la Germania e la Cina, l’Italia è il paese con il maggior numero di impianti per la produzione di biogas, che nel 2015 ha superato le 1500 unità, fornendo energia elettrica e calore con un contenuto energetico pari a circa 1,5 Mtep (elaborazione dati Terna ⁽¹⁾). Mentre la tecnologia della digestione anaerobica, anche se con ulteriori margini di miglioramento, è consolidata, quella di *upgrading*, pur prevedendo soluzioni tecnologiche avanzate che consentono l’eliminazione della CO₂ e di altri componenti non idonei all’immissione in rete del biometano, non ha ancora una diffusione estesa. Le matrici organiche utilizzate provengono prevalentemente dal settore agroindustriale (colture energetiche, sottoprodotti, scarti e deiezioni animali), oltre ad una certa quantità di frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) e dai fanghi reflui. Allo stato attuale sono solo 7 gli impianti di produzione di biometano, per lo più di tipo dimostrativo ⁽²⁾.

In questo focus sono riportati i risultati preliminari di uno studio ENEA che ha riguardato: la formulazione di stime di minima e di massima sulla produzione potenziale di biometano, basate sulla disponibilità delle differenti matrici; la valutazione della possibilità di raggiungimento degli obiettivi stabiliti per l’immissione a consumo di biocarburanti attraverso l’incremento della produzione di biometano; l’analisi della competitività degli investimenti per la realizzazione di nuovi impianti di produzione di biometano o della riconversione degli impianti a biogas con l’inserimento della sezione di *upgrading*.

La produzione potenziale di biometano

Le stime della produzione potenziale di biometano sono state effettuate mediante l’elaborazione di dati pubblicati da ENEA e da altri soggetti impegnati nel settore ^(3,10). Diversi fattori – come la capacità di raccolta, lo stoccaggio e il trasporto – possono incidere negativamente sulla reale disponibilità delle biomasse da destinare alla digestione anaerobica e quindi sulla produzione potenziale di biometano. Pertanto sono state formulate due differenti ipotesi – massima e minima produzione di biometano – nessuna delle quali considera le biomasse provenienti dalle colture intercalari, derivanti dall’alternanza di colture ad uso alimentare con colture energetiche sugli stessi suoli.

L’ipotesi massima (Tabella 1) è stata elaborata sulla base dei dati di produzione potenziale “teorica” delle biomasse di scarto provenienti dai diversi comparti agricoli senza porre vincoli sulla possibilità di recupero di tali matrici, mentre per le colture energetiche è stata considerata la produzione potenziale di mais da insilato derivante dalla coltivazione di una superficie di circa 400.000 ettari. Per i fanghi è stata valutata la quantità di biometano ottenibile dai reflui di impianti con capacità superiore ai 50.000 abitanti equivalenti serviti (AES). Per i rifiuti è stata stimata la produzione ottenibile dalla raccolta differenziata di tutta la FORSU. Con questi presupposti, si stima la produzione di circa 7,6 miliardi di metri cubi di biometano con un contenuto energetico pari a circa 6,8 Mtep.

Tabella 1 – Ipotesi massima: stima della produzione potenziale di biometano (m³/anno) e contenuto energetico (Mtep)

	m ³ /anno	Mtep
Scarti colture erbacee	1.782.000.000	1,60
Scarti colture arboree	770.000.000	0,69
Colture energetiche	1.550.000.000	1,40
Agroindustria	963.810.000	0,87
Letami e liquami	1.478.836.889	1,33
Fanghi	183.868.309	0,17
FORSU	860.000.000	0,77
TOT	7.588.515.197	6,83

L’ipotesi minima (Tabella 2) è basata sul calcolo della produzione di biometano a partire dalle matrici tecnicamente recuperabili dall’agricoltura ⁽⁸⁾ e dall’agroindustria e dal trattamento del 50% delle matrici potenzialmente ottenibili da colture energetiche, FORSU e fanghi stimate nell’ipotesi massima. Secondo tale ipotesi si arriverebbe a produrre circa 3,3 miliardi di metri cubi di biometano l’anno con un contenuto energetico di circa 3 Mtep.

Dalla comparazione dei dati delle singole categorie considerate nelle stime, è evidente che il potenziale produttivo maggiore deriva proprio dagli scarti del settore agricolo, dell’agroindustria e delle deiezioni animali e che, nell’ottica del raggiungimento dei valori riportati nello scenario di massima, lo sforzo maggiore vada fatto per l’ottimizzazione del recupero di tali biomasse.

Un’altra importante considerazione è che l’utilizzo colture energetiche risulta vantaggioso in codigestione con matrici di scarto, anche considerando le emissioni di CO₂ ed i relativi costi di contenimento ⁽¹¹⁾.

Tabella 2 – Ipotesi minima: stima della produzione potenziale di biometano (m³/anno) e contenuto energetico (Mtep)

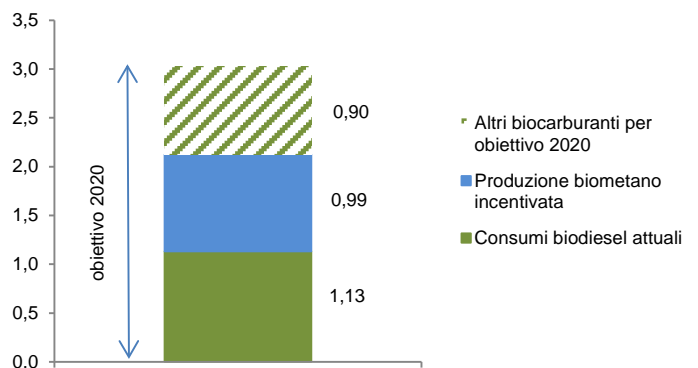
	m ³ /anno	Mtep
Scarti colture erbacee	830.500.000	0,75
Scarti colture arboree	3.564.000	0,003
Colture energetiche	775.000.000	0,70
Agroindustria	313.010.000	0,28
Letami e liquami	865.425.001	0,78
Fanghi	91.934.154	0,08
FORSU	430.000.000	0,39
TOT	3.309.433.155	2,98

Il biometano per il target 2020: 10% di biocarburanti nei trasporti

Nel 2015 il consumo totale di benzina e gasolio nel settore trasporti è stato pari a 30,2 Mtep (8,2 e 22 Mtep rispettivamente). Se si parte da questo dato, ipotizzando consumi costanti, l'obiettivo 2020 per la copertura dei consumi totali con il 10% di biocarburanti dovrebbe essere pari a circa 3 Mtep. Considerato che nel 2015 il consumo di biodiesel nei trasporti si è attestato intorno a 1,1 Mtep, di cui circa la metà proveniente dall'import, il biometano potrebbe contribuire a coprire il "residuo" attualmente scoperto per raggiungere il target 2020.

Il decreto oggetto di consultazione prevede un tetto massimo di produzione di biometano incentivabile pari a 1,1 miliardi di metri cubi (corrispondenti a 0,99 Mtep), valore significativamente inferiore alla produzione potenziale stimata nell'ipotesi minima (vedi sopra). Quindi, per arrivare a coprire l'obiettivo 2020 sarebbero necessari ancora 0,9 Mtep (Figura 50) che potrebbero essere coperti anche da biocarburanti avanzati diversi dal biometano, per i quali sono previsti incentivi a partire dal 2018, o da biodiesel. In particolare, il settore del biodiesel potrà beneficiare della conversione a bioraffinerie di alcune raffinerie italiane oltre al possibile incremento dell'utilizzo della capacità produttiva degli impianti esistenti che è attualmente inferiore a quella disponibile (12).

Figura 50 – Produzione di energia primaria per il raggiungimento del target 2020 per i trasporti: consumi di biodiesel, quantità di biometano massima incentivabile, copertura residua da assicurare con biocarburanti (Mtep)



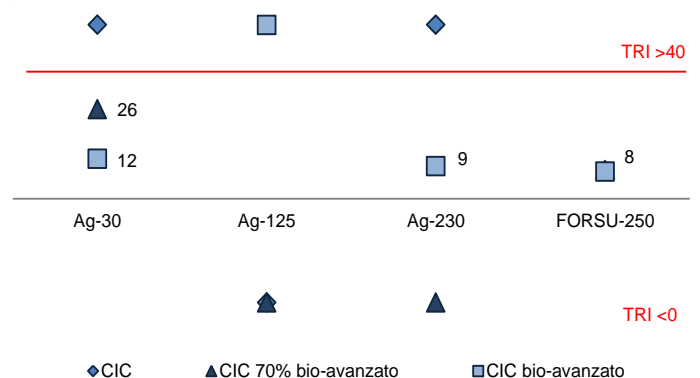
Competitività del passaggio al biometano

Il nuovo sistema di incentivazione punta sull'incremento dell'immissione del biometano nei trasporti attraverso l'erogazione di incentivi tramite i Certificati di Immissione al Consumo (CIC) ai quali viene assegnato un valore di 350 € ciascuno. Un CIC corrisponde all'immissione di 10 Gcal; nel caso di biometano avanzato è prevista una maggiorazione per cui un CIC equivale a 5 Gcal. Per biometano di tipo avanzato si intende il gas prodotto a partire da matrici di scarto e/o da colture a basso contenuto di amido usate anche in maniera intercalare alle normali coltivazioni ad uso alimentare. I CIC vengono erogati anche per biometano ottenuto dalla codigestione di matrici diverse nella proporzione del 30 e 70%, se le biomasse che non danno origine a biometano avanzato non superano il 30%. La durata dell'incentivo è pari a 20 anni per i nuovi impianti, mentre per le riconversioni si riduce essendo ricalcolata anche sulla base di eventuali forme di incentivazione percepite per la produzione di energia elettrica. Per una trattazione più esaustiva si rimanda allo specifico decreto (13).

al possibile incremento dell'utilizzo della capacità produttiva degli impianti esistenti che è attualmente inferiore a quella disponibile (12).

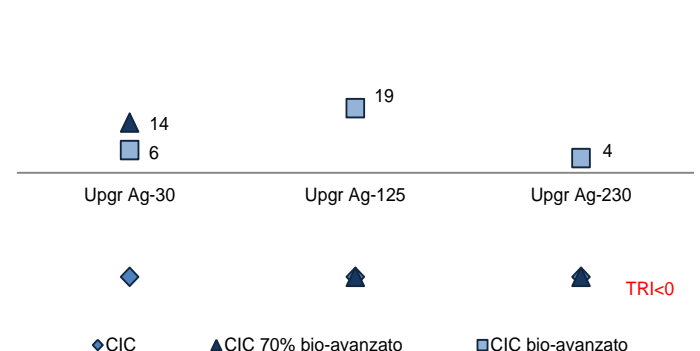
Di seguito sono analizzate due possibilità di gestione del gas prodotto: l'immissione nella specifica rete di distribuzione e l'erogazione "in proprio" attraverso l'installazione di un distributore. Nel primo caso l'azienda produttrice dovrà sostenere i costi di pressurizzazione e di realizzazione della connessione alla rete, mentre nel secondo saranno determinanti i costi di realizzazione e di gestione del distributore oltre che i costi dei sistemi di stoccaggio del gas nelle ore di mancato consumo. In quanto a ricavi, oltre al valore dei CIC, con l'immissione in rete l'azienda guadagnerà dalla vendita del gas pagato secondo il prezzo medio del gas naturale, mentre chi si dota di distributore proprio avrà un ricavo maggiore dovuto dalla vendita diretta del metano secondo il prezzo al dettaglio.

Figura 51 – TRI (anni) l'immissione del biometano nella rete dei trasporti (UPR= riconversione, Ag=impianto che tratta matrici agroindustriali, il numero che segue è la capacità produttiva



Applicando il sistema di incentivazione previsto nel decreto in bozza è stato stimato il Tempo di Ritorno di Investimento (TRI) e il valore attuale netto (VAN) per impianti che trattano biomasse agricole e agroindustriali di tre taglie (30, 125, 230 Sm³/h) e per un impianto a FORSU da 250 Sm³/h. La valutazione economica dell'upgrading di impianti a biogas è stata fatta per impianti con alimentazione a biomasse agricole o agroindustriali in quanto questi attualmente rappresentano la maggioranza degli impianti presenti sul territorio italiano (circa 80%). Sono state fatte tre ipotesi: la produzione di biometano che corrisponde alle specifiche per l'erogazione di CIC pari a 10 GCal, la produzione in codigestione con il 70% di CIC erogati con maggiorazione e la produzione del solo biometano avanzato col 100% di CIC erogati con maggiorazione. Le stime sono fatte solo per l'immissione di biometano in forma compressa.

Figura 52 - TRI (anni) per la riconversione di impianti per l'immissione del biometano nella rete dei trasporti (Ag=impianto che tratta matrici agroindustriali, il numero che segue è la capacità produttiva m³/h)



Nel caso dell'immissione del biometano nella rete, il TRI

risulterebbe conveniente (TRI<10) solo per gli impianti a FORSU (TRI=8) e per gli impianti a biomasse agricole di taglia maggiore (230 m³/h) (TRI=9) che producano biometano avanzato (Figura 51). Gli impianti di piccola taglia, per i quali non sono stati considerati costi di approvvigionamento delle biomasse in quanto si è assunto che tali materiali sono di origine interna all'azienda, il TRI è abbastanza vicino al limite di convenienza sempre nel caso di produzione di biometano di tipo avanzato (TRI=12). Nel caso della riconversione, l'investimento risulta conveniente solo per impianti di taglia piccola e per i grandi impianti che producano biometano avanzato. In questo caso è rilevante l'effetto positivo del nuovo sistema di incentivazione previsto che favorisce questa soluzione che col precedente risultava totalmente svantaggiosa (Figura 52).

La seconda opzione, che appare la più vantaggiosa, prevede l'installazione in proprio di un distributore per l'erogazione del metano per autotrazione (Figura 53 e Figura 54). Ovviamente, questa scelta non sarà sempre percorribile per impianti piccoli lontani dalle principali reti viarie con scarsa possibilità di piazzare il prodotto finito. Il calcolo del TRI per gli impianti che trattano biomasse di origine agricola o agroindustriale eseguito considerando il 30% della biomassa proveniente da colture energetiche con conseguente rideterminazione dei CIC, evidenzia una perdita di competitività di investimento con un notevole aumento dei tempi di recupero. L'utilizzo di colture energetiche pari a circa il 30% delle matrici trattate, con conseguente riduzione dell'introito da CIC, impatterebbe negativamente sul TRI aumentandolo in misura considerevole.

Figura 54 - TRI (anni) per l'upgrading di un impianto a biogas per l'immissione del biometano mediante distributore proprio (Ag=impianto che tratta matrici agroindustriali, il numero è la capacità produttiva m³/h, UPGR=riconversione)

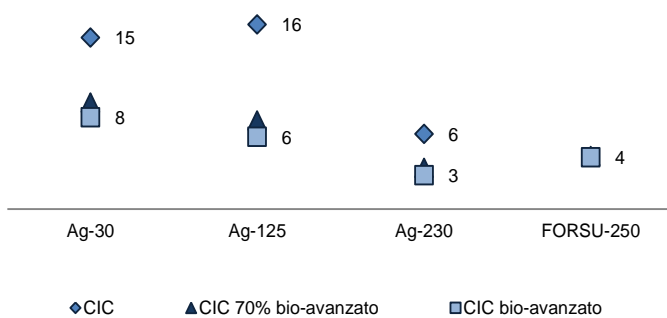
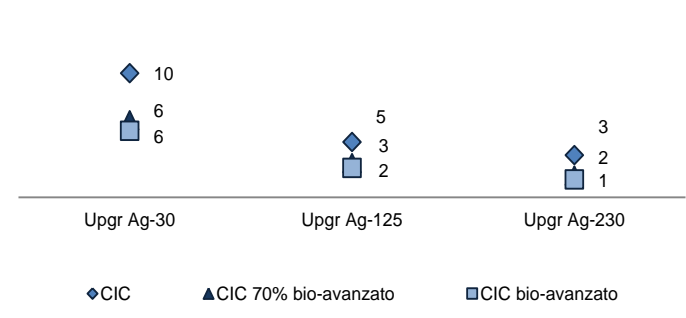


Figura 53 - TRI (anni) per immissione del biometano mediante distributore proprio (Ag=impianto che tratta matrici agroindustriali, il numero è la capacità produttiva m³/h)



Conclusioni

Queste valutazioni si basano sugli attuali valori di resa del biometano (55-65% del biogas) nel processo di digestione anaerobica e di costi di *upgrading* (circa 0,3 €/m³ anno tra impianto e manutenzione). Non è da escludere che in futuro la ricerca proponga soluzioni tecnologiche in grado di aumentare l'efficienza dei processi abbattendone i costi.

Dai dati di produzione potenziale di biometano si evince che è il contributo delle matrici di origine agricola, in particolare delle biomasse residuali, ad essere determinante nel raggiungimento degli obiettivi di produzione di biocarburanti. È pertanto necessario implementarne il sistema di recupero.

Dall'analisi economica risulta che mentre gli investimenti per impianti a FORSU, già per natura di taglie rilevanti, siano sempre convenienti, per gli impianti che trattano di biomasse provenienti dal settore agricolo o agroindustriale la convenienza varia molto in relazione alla produttività. Questo potrebbe spingere i potenziali investitori a creare consorzi di aziende che insistono su uno stesso territorio per il trattamento delle biomasse di natura endogena. Con il sistema di incentivazione previsto, per gli impianti di piccola taglia resta più conveniente la sola produzione di biogas per la generazione elettrica e/o calore a meno che non si dotino di distributore proprio.

Bibliografia

¹ <https://www.terna.it/it/sistemaelettrico/statisticheeprevisoni/datistatistici.aspx> Si considera biogas da fanghi, deiezioni animali e attività agricole e forestali

² CIB et al., 2016 http://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/media/energy-morning/allegati_energy_morning/20161110_1.pdf

³ Annesini et al. 2012. Analisi tecnico-economica del processo di upgrading del biogas mediante PSA. Report RdS/2012/301

⁴ Electrigaz Technologies Inc., 2008. Feasibility Study – Anaerobic Digester and Gas Processing Facility in the Fraser Valley, British Columbia. Technical report, BC Innovation Council

⁵ Althesys, 2013. http://www.bts-biogas.com/uploads/media/Osservatorio_Biometano_07-02-2013.pdf

⁶ ISPRA, 2015. http://www.isprambiente.gov.it/files/pubblicazioni/rapporti/rifiuti-urbani/2015/RapportoRifiutiUrbani_Ed.2015n.230_Vers.Integrale_agq22_12_2015.pdf

⁷ GSE, 2016 [http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Biometano_%20procedure%20extrarete%20per%20pubblicazione%20\(last\).pdf](http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Biometano_%20procedure%20extrarete%20per%20pubblicazione%20(last).pdf)

⁸ <http://www.enama.it/userfiles/PaginaSezione/files/p1c2.pdf>

⁹ http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/celle-a-combustibile/rse182.pdf

¹⁰ http://www.rse-web.it/applications/webwork/site_rse/local/doc-rse/RSE_Colloquia_2016/index.html#p=2

¹¹ Agostini et al. 2016. *Blomass and Bioenergy*, 89, 58-66

¹² <http://www.ebb-eu.org/stats.php>

¹³ http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/DM-Biometano%20vers_consultazione%20pubblica_dicembre%202016-gennaio-2017_revfinale.pdf

4.3 Sistema elettrico

Consumi in calo del 3% nei primi nove mesi dell'anno

Dopo il -1,5% registrato nel primo trimestre e il -2,6% del secondo trimestre, la richiesta sulla rete è diminuita del 5% nel terzo trimestre del 2016. Nei primi nove mesi dell'anno la riduzione complessiva è pari al 3,1%, cioè 7,3 TWh in meno rispetto a un anno fa (Figura 55). L'evoluzione della punta di domanda in potenza non è stata diversa: la punta di domanda è risultata inferiore a quella dell'anno scorso in sette dei primi nove mesi dell'anno. Il fatto che il picco estivo (50,2 GW a luglio) sia stato quest'anno inferiore al picco invernale (51,6 a gennaio) è un'indicazione del ruolo avuto dal fattore climatico sul calo della domanda, ma può spiegarlo solo in piccola parte.

Riguardo alla produzione, nei primi nove mesi la generazione termoelettrica risulta in calo del 2% sull'anno precedente, quella rinnovabile e l'import calano entrambi del 4% (vedi quanto detto nel Capitolo 2.2). La quota di fonti rinnovabili sulla produzione totale resta sui livelli dell'anno precedente (nei primi nove mesi è pari al 30% se escluse biomasse, 41% biomasse incluse), dunque lontano da massimi del 2014. Diverso il discorso per le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), la cui quota sul totale raggiunge invece nei primi nove mesi dell'anno il massimo storico, coprendo il 14% della produzione totale (contro il 13,8 dei nove mesi del 2015).

Dal lato dell'offerta il sistema elettrico resta caratterizzato da eccesso di capacità, ma prosegue il lento ma continuo trend di riduzione della capacità installata, a seguito delle dismissioni che hanno fatto seguito al picco di eccesso di capacità del 2012-2013 e alla situazione di scarsa competitività di molti impianti tradizionali, in un mercato sempre più caratterizzato dall'ampia penetrazione di fonti rinnovabili. Secondo la stima ENEA del parco installato effettivamente disponibile, nel terzo trimestre del 2016 il margine di riserva, cioè la percentuale di capacità disponibile oltre a quella necessaria per coprire la domanda, si è collocato intorno al 30%. Nel confronto tra 2015 e 2016 (Figura 57), in tutti e tre i trimestri l'eccesso di capacità risulta più ridotto nel 2016. In particolare, il dato relativo al primo trimestre 2016 è ampiamente condizionato dalla particolarmente ridotta produzione idroelettrica (v. Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima ENEA), ma il trend in corso mostra come la prospettiva di un riassorbimento dell'*overcapacity* possa non essere più così lontana, specialmente nel caso una qualche ripresa della domanda e/o di riduzione dell'import (come sta avvenendo nell'ultimo trimestre dell'anno con la manutenzione di molte centrali nucleari francesi). In effetti secondo Entso-E l'offerta di elettricità in Europa dovrebbe essere in grado di coprire la domanda, ma "nel caso di un'ondata di freddo intenso tra dicembre e inizio febbraio", la situazione del nucleare francese potrebbe avere riflessi negativi sui paesi vicini.

Comunque, almeno nel breve termine le principali potenziali criticità per il sistema elettrico italiano sono legate piuttosto alla penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. Nonostante il record di produzione totale da FRNP, un dato interessante dell'anno in corso è però il valore più ridotto della percentuale massima di copertura della domanda con FRNP (Figura 58), che negli ultimi due anni era arrivata a valori compresi tra il 60 e il 70% (nel 2011 superava di poco il 30%), mentre nei primi nove mesi del 2016 non ha mai superato il 60%, sebbene sia nel primo sia nel terzo trimestre la percentuale massima di FRNP sia stata maggiore di quella registrata un anno prima.

Figura 55 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

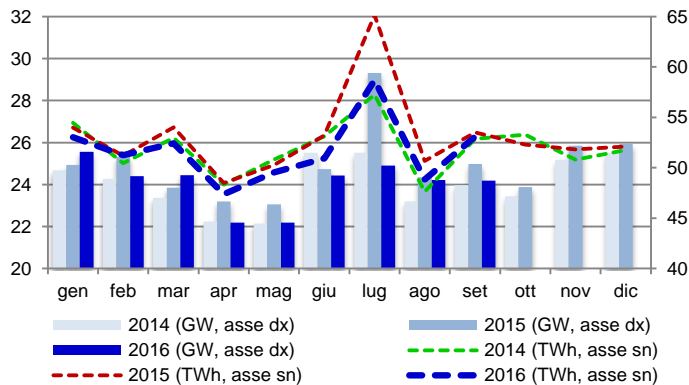


Figura 56 – Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sin) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)

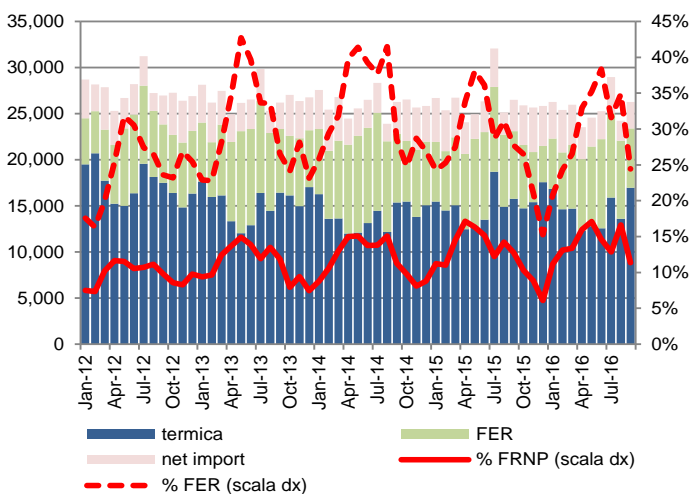


Figura 57 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

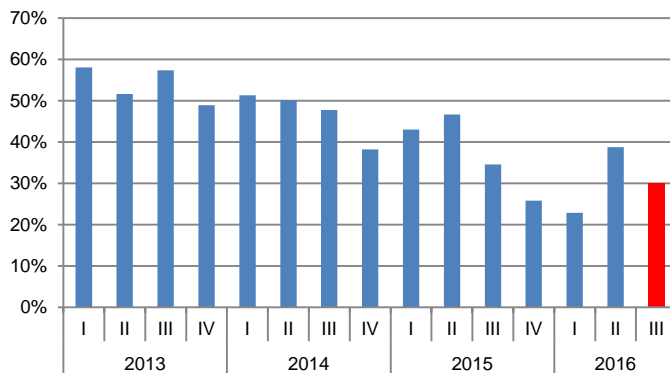
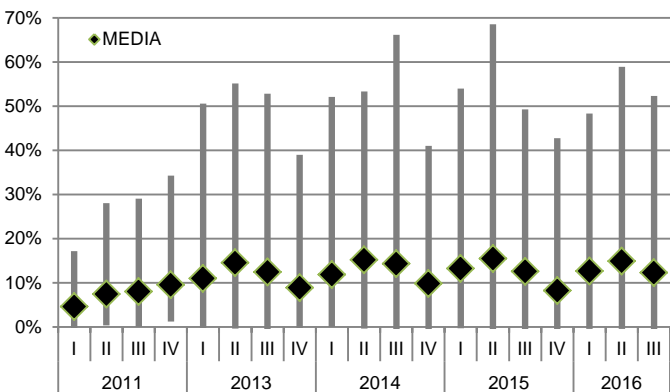


Figura 58 – Penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili - Variazioni trimestrali vari anni (valore min, max e medio)



Il 2016 gli indicatori di potenziale criticità legate alla penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili hanno raggiunto valori meno estremi che nel 2015

Per analizzare la possibilità di criticità emergenti nel sistema elettrico per l'insufficienza di generazione flessibile, legati in particolare agli effetti della crescente produzione da FRNP, è utile monitorare alcune variabili ed indicatori individuati da ENTSO-E (il network dei transmission system operator europei) nel suo periodico System Adequacy report.

Il valore più contenuto della massima penetrazione di FRNP ha fatto sì che si sia per il momento interrotto il trend di variazione del profilo della domanda residua (cioè la domanda al netto della generazione da FRNP) che negli ultimi anni ha reso progressivamente più critica la gestione in sicurezza del sistema, con particolare riferimento alle rampe mattutine e serali.

La ripidità delle rampe di carico residuo, cioè del carico al netto della produzione da FRNP, è una questione di particolare rilievo nelle zone Sud e Centro-Sud. La Figura 59 mostra la domanda totale, la domanda residua e il mix di generazione nel giorno di massima variazione oraria della produzione intermittente nella zona Sud. Come nel caso della massima penetrazione di fonti intermittenti (vedi Analisi Trimestrale n. 0 e n. 1) si tratta di nuovo di un giorno festivo, il 17 luglio. Tra le 9 e le 11 di mattina la produzione da fonti intermittenti è cresciuta da 1,9 GW a 3,7 GW, con un incremento orario del 47% fra le 9 e le 10. Si tratta della massima variazione oraria registrata nell'anno, maggiore del -45% registrato nel pomeriggio del 20 marzo (altro giorno festivo). Di conseguenza, nello stesso intervallo temporale la domanda residua si è dovuta ridurre del 35%. Per confronto, nel 2011 la massima variazione oraria della produzione intermittente era stata significativamente inferiore, in quanto pari al 32%. Comunque, ad oggi nel 2016 la curva media oraria della domanda residua della zona Sud è risultata finora meno ripida del corrispondente periodo del 2015 (Figura 60), grazie alla minore produzione fotovoltaica.

Anche guardando al sistema Italia nel suo complesso, il 2016 sembra caratterizzato da valori meno estremi di quelli registrati nello stesso periodo del 2015 (Figura 61). Sull'intero sistema elettrico italiano la massima variazione oraria della produzione intermittente è risultata pari al 12,7% della domanda, un valore decisamente inferiore sia al 2014 sia al 2015, quando aveva superato il 15%, ma comunque ampiamente superiore ai valori.

Un indicatore selezionato da ENTSO-E per valutare la necessità di flessibilità del sistema elettrico si basa sull'individuazione di una soglia critica oltre la quale il rischio di potenziali criticità viene definito elevato: si tratta delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente risulta maggiore del 10% della domanda. Nelle zone meridionali (Sud in particolare) questo indicatore è cresciuto in modo notevole dopo il 2011 (Figura 62). Ma anche in questo caso nel 2016 l'indice è rimasto su valori inferiori a quelli registrati nel 2015: per il sistema Italia nel suo complesso nel terzo trimestre la variazione oraria della produzione intermittente è stata maggiore del 10% della domanda nell'8% delle ore, contro il 9% registrato nel 2015. I due valori per la zona Sud sono invece molto simili, invariati al 28% in entrambi i trimestri dei due anni.

Infine la Figura 63 mostra la percentuale di ore dell'anno in cui la domanda residua è risultata negativa nella zona Sud, un indicatore del rischio di dover ricorrere al curtailment delle fonti energetiche intermittenti.

Figura 59 – Fabbisogno e copertura nel giorno di massima variazione oraria della produzione intermittente - zona Sud (MW, 2016)

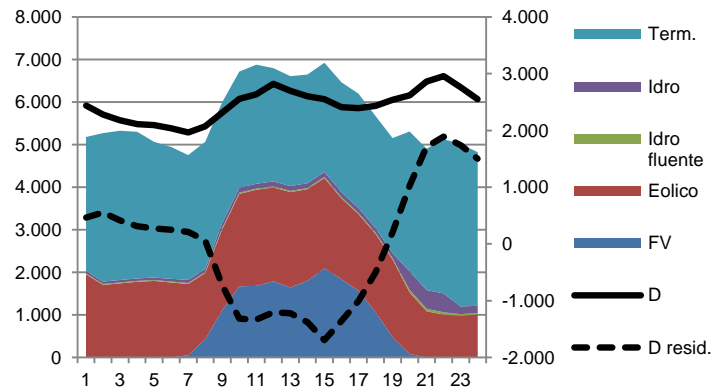


Figura 60 – Curva oraria della domanda residua – zona Sud (MWh)

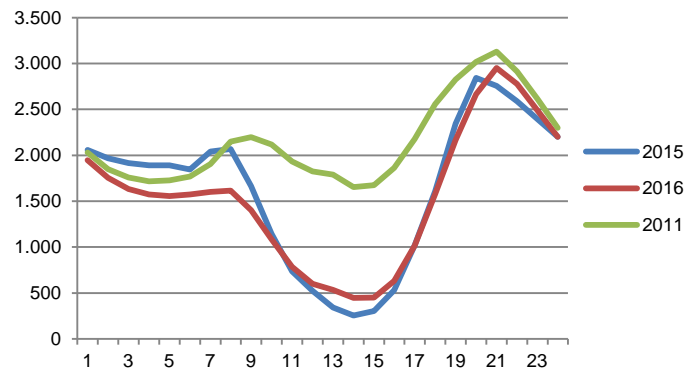


Figura 61 – Variazione oraria della produzione intermittente (in % della domanda) – min, max e dev. standard – sistema Italia

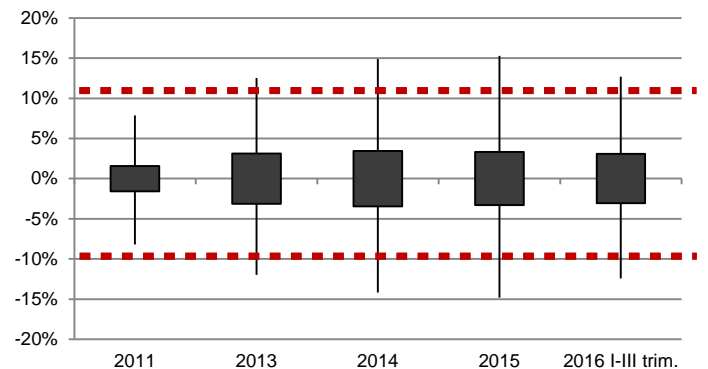
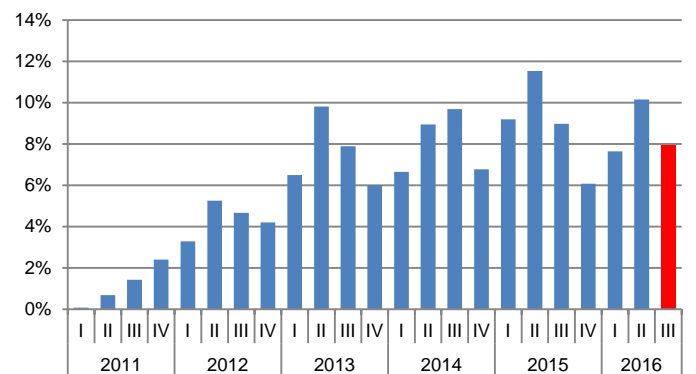


Figura 62 – Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda – zona Sud



In questo caso il 2016 si conferma l'anno in cui questo indicatore ha raggiunto i massimi storici (fino al 21% del II trimestre). In tutti e tre i trimestri la domanda residua è infatti risultata negativa in un numero maggiore di ore rispetto ai corrispondenti periodi del 2015.

Anche nel terzo trimestre il prezzo dell'energia elettrica sui valori più bassi dall'inizio della borsa elettrica

La drastica riduzione del prezzo del gas naturale (-36% il prezzo medio del gas nei nove mesi 2016 rispetto ai primi nove mesi del 2015), che resta la fonte marginale nella gran parte delle ore, ha avuto nel corso del 2016 un forte impatto sui prezzi nella borsa elettrica, che scendono del 28% nel trimestre e del 26% nella media dei primi nove mesi dell'anno. Il PUN si colloca dunque al minimo storico di 38,4 €/MWh, contro i 52 €/MWh del 2015. L'intera curva dei prezzi medi orari relativa alla prima metà del 2016 risulta in realtà traslata verso il basso, se confrontata con la corrispondente curva del 2015, che già aveva registrato prezzi inferiori rispetto al passato (Figura 64).

La crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), che come si è visto ha raggiunto il massimo storico della quota di energia prodotta sulla domanda, ha invece consolidato gli effetti sul profilo orario dei prezzi che già si era manifestato nel 2014 e nel 2015, con una riduzione dei prezzi nelle ore diurne e un incremento nelle ore serali. Con effetti rilevanti sulla capacità del mercato elettrico di fornire gli appropriati segnali di scarsità relativa. In particolare il rapporto tra il prezzo medio registrato nelle ore di picco (fascia F1) e quello registrato nelle ore serali e nei giorni festivi (fascia F3) si è ormai consolidato nell'intorno di 1,2 nel caso del PUN, mentre è ancora più ridotto a livello zonale, laddove nel 2010 tale rapporto era pari a 1,4 (Figura 65). Lo stesso vale per il rapporto fra i prezzi medi in F1 e in F2, che si è ormai consolidato al di sotto dell'unità in tutte le zone, perché le ore della fascia 2 sono quelle in cui la produzione termoelettrica riesce meglio a coprire i costi.

Per una valutazione di questi andamenti è utile confrontarli con la parallela evoluzione degli esiti del mercato elettrico (prezzi spot) nel Nord-Ovest della Germania. La Figura 64 mostra come, a differenza del caso italiano, la traslazione verso il basso della curva tedesca nel corso degli ultimi anni sia avvenuta senza radicali cambiamenti del profilo dei prezzi. In questo senso un'indicazione più precisa è fornita dalla Figura 65, da cui emerge come il rapporto fra i prezzi nelle ore di picco e i prezzi nelle ore *off-peak* è rimasto in Germania sugli stessi livelli del 2010.

La redditività degli impianti a gas naturale resta critica, sebbene sui valori più alti degli ultimi anni

Questa situazione dei prezzi è alla base delle difficoltà per la generazione tradizionale, i cicli combinati a gas in particolare, a trovare adeguata remunerazione sul Mercato del Giorno Prima. Un altro aspetto dello stesso fenomeno è illustrato dall'andamento della redditività degli impianti a gas naturale, come sintetizzata dall'evoluzione dello *spark spread* (Figura 66). La forte diminuzione di prezzi del gas, iniziata nel 2015 e consolidata nel 2016, ha riportato lo *spark spread* (che non include il costo dei permessi di emissione), su valori positivi. A fine 2016 lo spread si colloca vicino ai massimi degli ultimi quattro anni, valori favoriti anche dalla crescita della generazione da gas naturale, in leggera ma costante ripresa dopo i minimi del 2014, quando si era registrato il momento di massima criticità per il settore. Si tratta comunque di valori insufficienti a determinare incentivi all'investimento in nuovi impianti.

Figura 63 – Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili – zona Sud

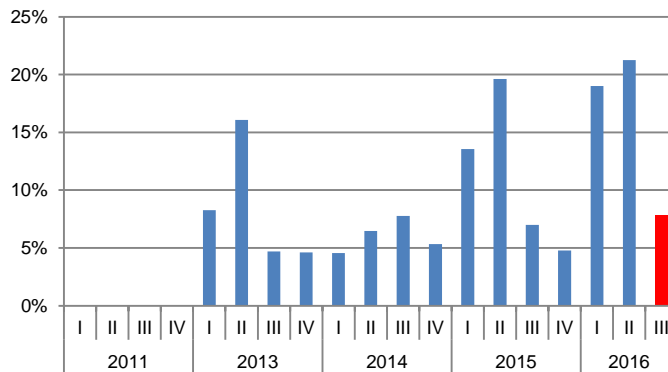


Figura 64 – Curva oraria Prezzo Unico Nazionale – I semestre 2010, 2015 e 2016 (€/MWh)

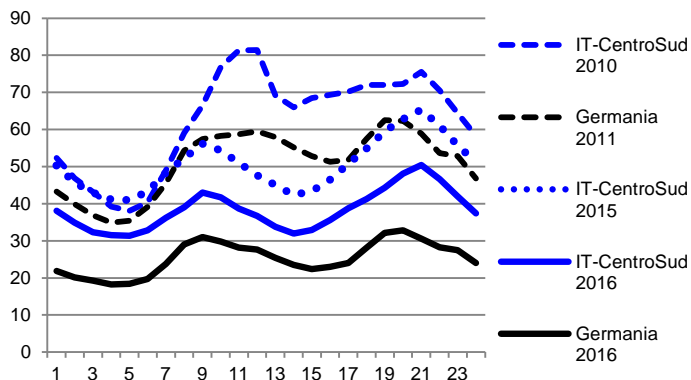


Figura 65 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio nella fascia F3

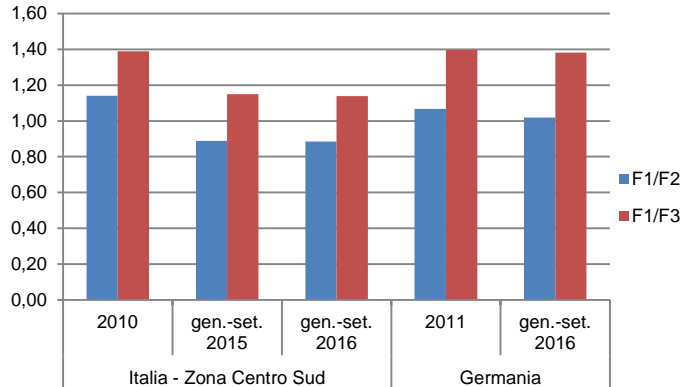
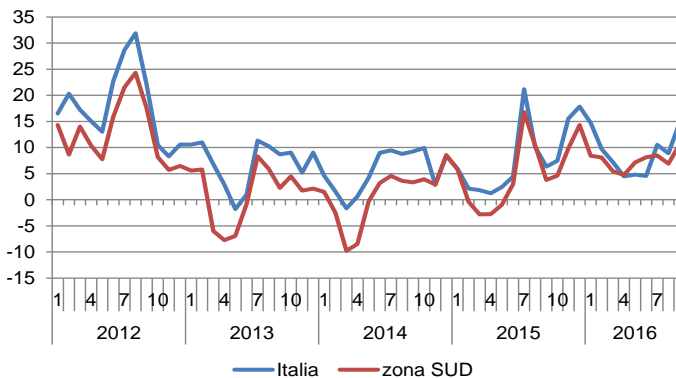


Figura 66 – Spark spread 2012-2016 per Italia e zona Sud (€/MWh)



5. Prezzo dell'energia per il sistema industriale

5.1 Prezzi dell'energia elettrica

Tornano a salire i prezzi nel secondo semestre dell'anno

Le stime ENEA riportate nel numero 1 dell'Analisi Trimestrale, che evidenziavano un calo dei prezzi dell'energia elettrica in Italia nel primo semestre del 2016 per le utenze non domestiche, sono state sostanzialmente confermate dagli ultimi dati Eurostat relativi allo stesso periodo. Una diversa tendenza si osserva invece nel secondo semestre del 2016. Secondo le stime ENEA il prezzo dell'energia elettrica pagato dalle imprese italiane ha subito infatti un incremento per tutte e tre le fasce di consumi esaminate (Figure 67-69; N.B.: la distinzione tra piccola, media e grande impresa è basata esclusivamente sul volume annuo dei consumi di energia, v. Nota metodologica).

L'incremento della seconda metà dell'anno in corso è in particolare legato agli effetti dell'aumento del prezzo avvenuto nel terzo trimestre del 2016. Tale aumento è stato diretta conseguenza di un innalzamento della componente energia della bolletta elettrica, a sua volta dipeso soprattutto da un accrescimento della componente di approvvigionamento (v. Analisi Trimestrale 1/2016).

Tuttavia, l'effetto del terzo trimestre è stato in parte compensato dalla diminuzione delle tariffe avvenuta, invece, nell'ultimo trimestre dell'anno (si veda analisi successiva, Figura 72). La media degli ultimi due trimestri dell'anno porta quindi, nel secondo semestre, a un incremento di circa 3 punti percentuali del prezzo dell'energia elettrica rispetto al primo semestre del 2016 per tutte e tre le tipologie d'impresa considerate.

La conseguenza di queste tendenze recenti è che è plausibile che si possa allargare il divario tra i prezzi dell'elettricità pagati dalle imprese italiane e i prezzi pagati dal resto d'Europa (i cui dati sono disponibili solo fino al primo semestre 2016, Figure 67-69). Nel periodo 2013-2016, le imprese italiane hanno sostenuto mediamente una spesa per l'energia elettrica superiore di circa 4 centesimi di euro per kWh rispetto alle omologhe europee (v. Analisi Trimestrale 1/2016 per una discussione).

Nei primi sei mesi aumenta il peso di tasse e imposte ma si riduce lo scostamento rispetto al dato europeo

Per comprendere le ragioni del maggior prezzo dell'energia elettrica in Italia è utile analizzare in primo luogo il ruolo della fiscalità. Nel primo semestre del 2016, anche a seguito del calo dei prezzi rispetto al secondo semestre del 2015, in Italia l'incidenza di tasse e imposte non detraibili sul prezzo finale dell'energia ha registrato un incremento di circa due punti percentuali. Tasse e imposte, infatti, sono arrivate a pesare negli ultimi sei mesi dell'anno per quasi il 45% del prezzo finale al netto di IVA e altre imposte recuperabili, che corrisponde al secondo livello più alto tra i paesi esaminati (Figura 70). La tendenza dell'Italia è in linea con quella dei paesi dell'UE, ma l'incidenza di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica rimane comunque distante dalla media europea. Tale distanza, tuttavia, si è ridotta nel primo semestre 2016 per tutte e tre le fasce di consumo analizzate dopo due anni consecutivi di aumento (Figura 71).

Figura 67 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

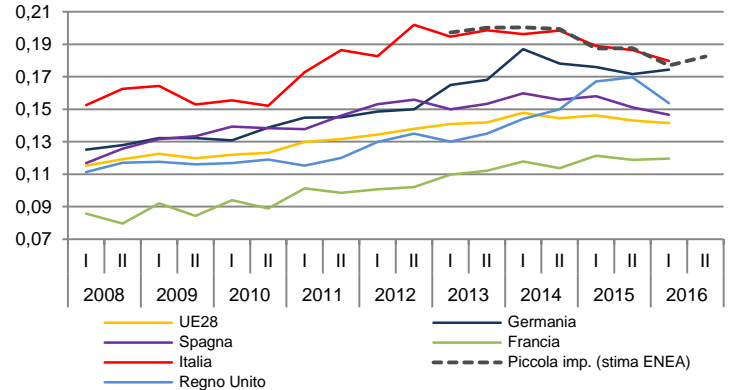


Figura 68 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

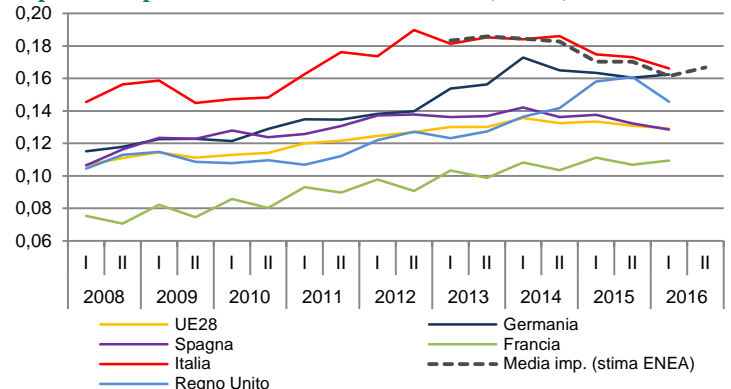


Figura 69 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi 500-20.000 MWh (€/kWh)

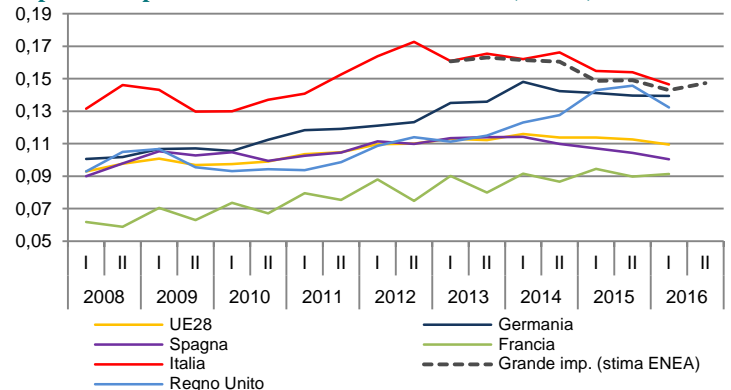
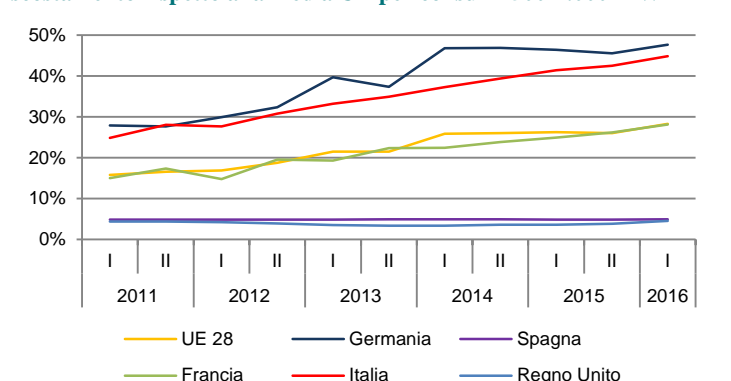


Figura 70 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia (al netto di IVA e imposte recuperabili): scostamento rispetto alla media UE per consumi 500-2.000 MWh



A fine anno i prezzi dell'energia elettrica ritornano a scendere

Secondo le stime ENEA nel quarto trimestre del 2016 torna a calare il prezzo pagato dal piccolo consumatore di energia elettrica non domestico (Figura 72). Il prezzo stimato, infatti, si attesta poco al di sotto dei 18 centesimi di euro IVA esclusa, registrando un calo di circa il 4% rispetto al terzo trimestre e rimanendo sempre inferiore ai livelli degli ultimi tre anni.

Nel terzo trimestre del 2016, invece, come detto sopra, il prezzo dell'energia elettrica ha subito un incremento per l'aumento della componente di approvvigionamento, dovuto, sua volta, all'ascesa dei costi della materia prima e di quelli di dispacciamento (AEEGSI, comunicato stampa 28/6/2016). Questo ha portato alla provvisoria sospensione, da parte dell'AEEGSI, della deliberazione 354/2016/R/eel relativa all'aggiornamento delle condizioni economiche per i clienti tutelati. A settembre scorso il TAR Lombardia, attraverso l'ordinanza 1185/2016, ha deciso di non sospendere più l'efficacia della deliberazione 354/2016 "...contemperando equamente l'interesse dei clienti finali con quello, ad esso contrapposto, all'integrale copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica...". Il TAR ha inoltre ordinato all'Autorità "...di adottare,...., un apposito provvedimento,...., con il quale siano predeterminate sin d'ora le modalità per la liquidazione e corresponsione automatica, senza necessità di apposita richiesta da parte dei clienti finali, dei rimborsi spettanti a questi ultimi in caso di esito favorevole della controversia".

Le delibere 342/2016 e 459/2016 dell'Autorità, finalizzate a far cessare e perseguire le possibili condotte anomale avvenute nei mesi precedenti nella borsa elettrica e nel mercato dei servizi del dispacciamento dell'elettricità, hanno incominciato a produrre effetti positivi sul prezzo dell'energia elettrica nel quarto trimestre del 2016. Secondo l'AEEGSI (comunicato stampa 29/9/2016), infatti, "...la riduzione dei costi di approvvigionamento è dovuta in parte alla revisione verso il basso dei costi di acquisto del kWh all'ingrosso e in maniera importante alla riduzione dei costi di dispacciamento...". Attraverso la successiva deliberazione 575/2016/R/eel, l'Autorità ha garantito, inoltre, che il rimborso in bolletta degli importi che verranno recuperati a seguito dell'indagine sugli incrementi del terzo trimestre 2016, avverrà in maniera automatica per tutti i consumatori. A breve, infatti, saranno definite le modalità di rimborso mediante un apposito provvedimento.

Diminuisce la componente "dispacciamento"

Il calo del prezzo del kWh nell'ultimo trimestre dell'anno è ascrivibile essenzialmente alla componente "materia energia" che, osservata nelle sole componenti variabili in funzione dei consumi, registra una diminuzione del 10% rispetto al trimestre precedente (Figura 73). In particolare, nello stesso periodo, la componente PD (dispacciamento) è scesa mediamente di 0,85 centesimi di euro per kWh (-35%).

Gli "oneri di sistema" della bolletta elettrica delle imprese italiane, invece, registrano solamente una leggera flessione verso l'alto, pari a circa mezzo punto percentuale rispetto al terzo trimestre del 2016 per tutte le tipologie di consumatori non domestici (Figura 74).

Figura 71 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte recuperabili) nelle tre fasce di consumi esaminate

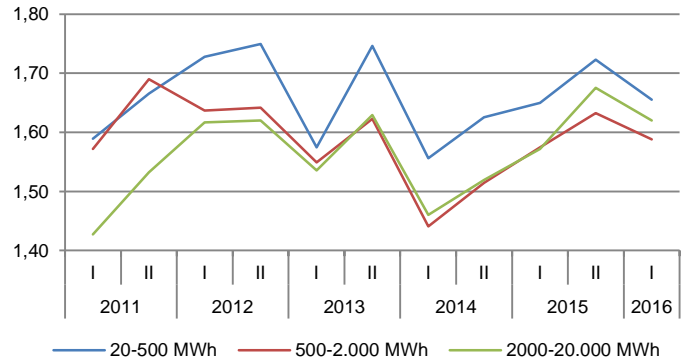


Figura 72 – Prezzo dell'energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh, IVA escl.)

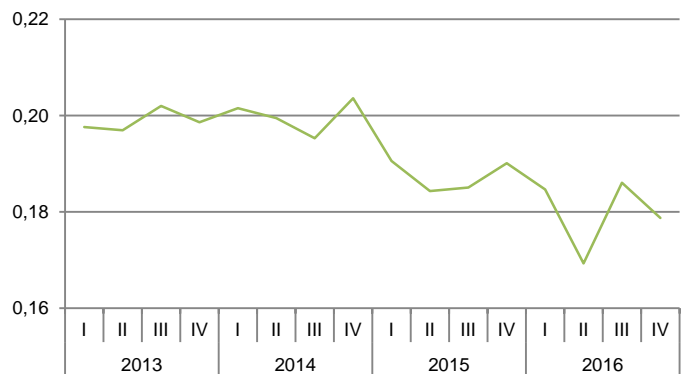


Figura 73 – Prezzo dell'energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp. >16,5 kW e consumi <4 GWh/mese)

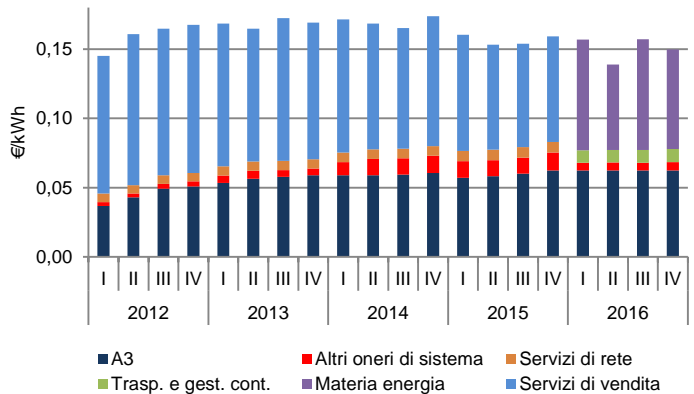
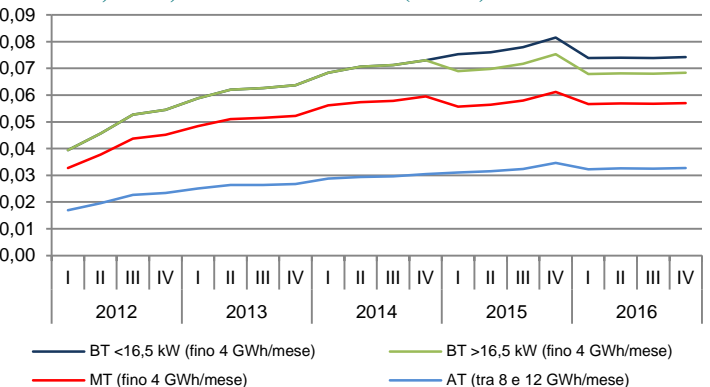


Figura 74 – Oneri di sistema (componenti variabili) consumatori industriali, bassa, media e alta tensione (€/kWh)



I CCGT continuano a fissare il prezzo nella gran parte delle ore. Margini di miglioramento per il grado di concorrenzialità del mercato

Quanto visto sin qui contribuisce in misura rilevante a spiegare il differenziale di prezzo dell'energia elettrica tra Italia e altri paesi UE. I fattori analizzati si aggiungono però a un prezzo dell'energia elettrica che già sul mercato spot italiano è più alto di quello degli altri principali paesi europei. Il motivo di questa prima differenza sta nella presenza di fattori "strutturali" che caratterizzano il mercato italiano, come il mix di combustibili tipico di ogni sistema e il grado di concorrenza.

Dal primo punto di vista, le Figure 75 e 76 mostrano come, pur in un sistema in costante evoluzione, la tecnologia dei cicli combinati a gas naturale (CCGT) continui ad essere la tecnologia marginale, cioè quella che fissa la metà delle ore. Si tratta come è noto di una peculiarità italiana, che è storicamente alla base dei prezzi più alti rispetto agli altri principali paesi europei. Le stesse Analisi Trimestrale mostrano anche chiaramente la ragione delle crescenti difficoltà dei CCGT: ancora nel 2013 questa tecnologia era in grado di fissare il prezzo in circa il 60% delle ore, tanto nella zona Nord quanto nella zona Sud; nei tre anni successivi questa percentuale è scesa drasticamente in entrambe le zone, con effetti evidentemente rilevanti sulla capacità degli impianti di coprire i costi.

L'altro aspetto di rilievo per la comprensione dell'evoluzione dei prezzi italiani è quello del grado di concorrenzialità del mercato italiano. L'indice di concentrazione Hirschmann-Herfindahl (HHI) è un indice solo parzialmente rappresentativo dell'effettivo livello di concorrenza (v. Nota metodologica), ma è comunque utile per evidenziare la presenza di criticità di natura strutturale, legate al livello di sviluppo della concorrenza dal lato dell'offerta. L'analisi dell'evoluzione del tempo dell'indice HHI, calcolato dal GME per le diverse zone di mercato italiane (Figura 77), mostra come la zona Nord sia l'unica che nel corso degli anni si è costantemente caratterizzata per una struttura di mercato relativamente concorrenziale, con valori medi inferiori alla soglia di 1800, valore che caratterizza una struttura moderatamente concentrata. Fino al 2010 tutte le altre zone si caratterizzavano invece per valori molto elevati. Nel corso degli anni vi sono stati poi dei miglioramenti, ma il dato relativo ai primi nove mesi del 2016 mostra che mentre la zona Nord si avvicina alla soglia di 1000, al di sotto della quale il mercato viene considerato poco concentrato, solo le zone Sud e in parte la Sicilia sono su valori assimilabili a un mercato moderatamente concentrato. Le restanti zone restano su invece valori decisamente superiori.

Figura 75 – Indice di tecnologia marginale nel mercato elettrico - zona Nord (primi nove mesi di ogni anno)

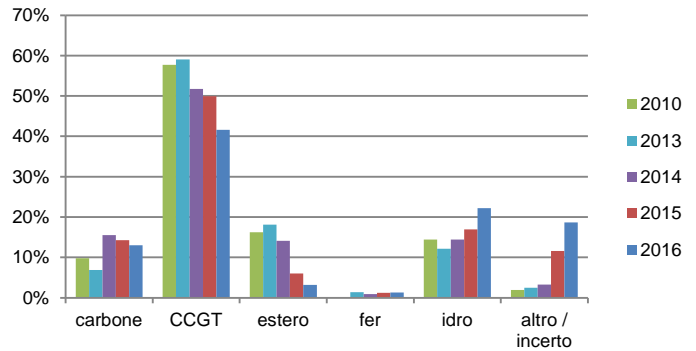


Figura 76 – Indice di tecnologia marginale nel mercato elettrico - zona Sud (primi nove mesi di ogni anno)

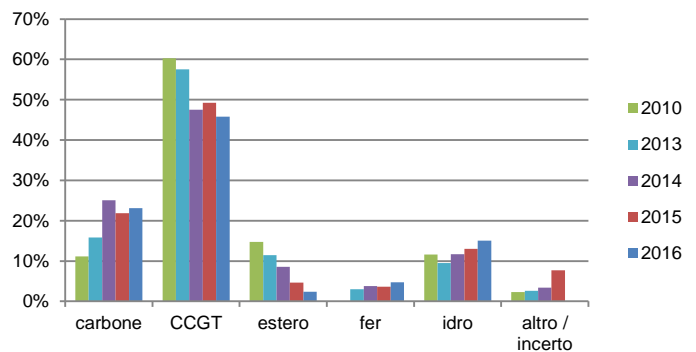
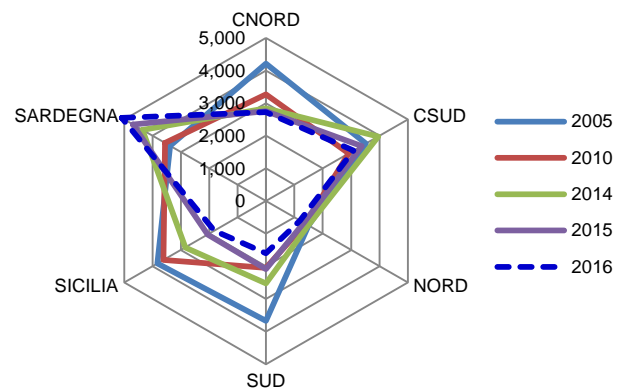


Figura 77 – Indice di Hirschmann-Herfindahl nelle diverse zone di mercato (primi nove mesi di ogni anno)



5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Prezzi del gasolio sostanzialmente stabili

Alla fine del terzo trimestre dell'anno 2016, in Italia il prezzo al consumo di gasolio, al lordo di dazi e imposte, registra una sostanziale stabilità. Tale valore, infatti, si attesta a circa 1,303 €/l mantenendosi in linea con quanto osservato a fine giugno (1,315 €/l) (Figura 78).

In confronto alle altre realtà economiche esaminate, l'Italia registra la minor variazione del dato rispetto ai tre mesi precedenti (-0,9%), mentre il Regno Unito e la media UE mostrano cali più rilevanti (-5% e -2,5% rispettivamente). Per tutti i paesi, quindi, il prezzo al consumo di gasolio continua a rimanere ben lontano dai valori di circa due anni prima.

Anche dal punto di vista dell'incidenza di tasse e imposte sul prezzo finale del gasolio, i valori rimangono sostanzialmente allineati a quelli del secondo trimestre del 2016. L'Italia è seconda solo al Regno Unito in termini di incidenza percentuale della tassazione sul prezzo finale, con valori che si attestano attorno al 65% nel terzo trimestre dell'anno in corso. Lo scostamento rispetto alla media UE si mantiene attorno a circa 6 punti percentuali, data un'incidenza di tasse e imposte nell'UE attorno al 60% (Figura 79).

Figura 78 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/l)

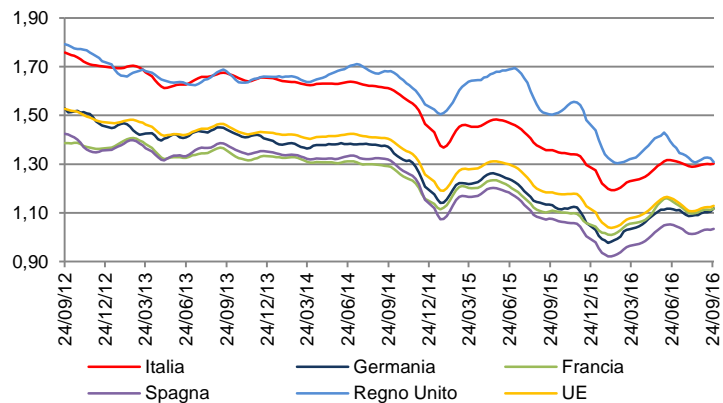
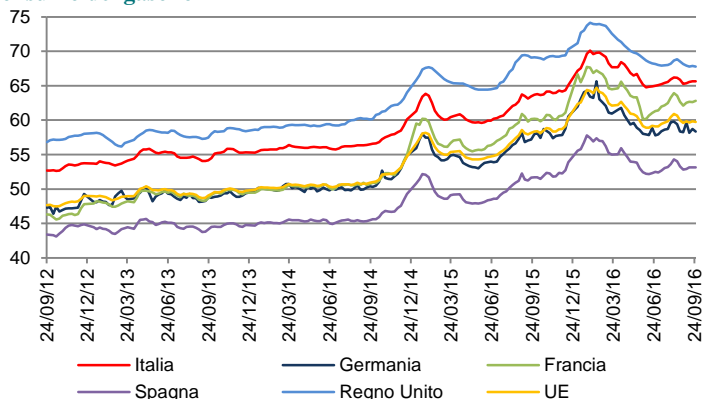


Figura 79 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio



5.3 Prezzi del gas

Diminuiscono i prezzi italiani in linea con le quotazioni dei mercati spot, ma meno che negli altri paesi europei

Gli andamenti decrescenti delle quotazioni rilevabili sui mercati spot del gas, continuano a produrre effetti positivi nella riduzione del costo per l'acquisto della materia prima e, quindi, della spesa complessiva per la fornitura di gas sia nel mercato tutelato sia nel mercato libero.

Nel terzo trimestre del 2016, le quotazioni del gas sul mercato olandese Title Transfer Facility (TTF), di riferimento sia per paesi limitrofi, come la Germania, ma anche per Italia e Francia per i contratti di fornitura a soggetti industriali sul mercato libero, si sono attestati intorno a 12,70 €/MWh, su livelli inferiori rispetto al corrispondente periodo 2015 (-36%), confermando l'andamento decrescente avviato nel primo semestre 2016.

I prezzi medi del gas per i consumatori industriali al netto delle imposte in Italia seguono questa tendenza, mostrando valori decisamente in calo e convergenti con la media UE-28. Il confronto puntuale con i principali paesi europei, desumibili dai dati Eurostat, con riferimento alla fascia medio alta che presenta i maggiori volumi di consumo (v. Nota metodologica), mostra tuttavia un peggioramento della posizione relativa dell'Italia nel primo semestre 2016 (ultimo dato disponibile) rispetto al semestre precedente (Figura 80). Ciò è dovuto al fatto che l'insieme dei paesi considerati registra tassi di riduzione dei prezzi netti mediamente più marcati (intorno al 17%) rispetto all'Italia (9,5%) (Figura 81). In particolare, si evidenzia il recupero di competitività della Spagna, che adesso si colloca in quarta posizione, e il completo allineamento dei prezzi praticati in Francia e Regno Unito. Tassi di riduzione dei prezzi netti inferiori a quelli europei sono riscontrabili in tutte le fasce di consumo.

Peggiora la posizione relativa dei prezzi al netto delle imposte deducibili anche per le grandi utenze industriali

La posizione relativa del nostro Paese rispetto agli altri paesi europei, se si analizzano i prezzi al netto delle imposte deducibili (IVA), risulta essere influenzata, oltre che dalla struttura dell'imposizione fiscale (accise e addizionale regionale) vigente in Italia (vedi numeri precedenti), anche dall'andamento comparato dei prezzi netti, che nel primo semestre 2016, come si è visto, risulta sfavorevole per l'Italia.

Con riferimento alla piccola utenza industriale, (consumo annuo compreso tra 1.000 e 10.000 GJ), il peso delle accise che grava sulle classi a minor consumo (15%, Figura 85), continua ad essere la causa principale dell'elevato scostamento tra i prezzi italiani e quelli dei principali paesi europei.

Nel primo semestre 2016, i prezzi italiani, seppur in diminuzione (-8,6% rispetto al corrispondente semestre 2015), si confermano come i più elevati (Figura 82). Lo scostamento con il Regno Unito, tradizionalmente il paese più favorito, risulta raddoppiato rispetto al semestre precedente, raggiungendo il 27%.

Anche per le utenze medio-alte (consumo annuo compreso tra 100.000 e 1.000.000 GJ) e alte (consumo annuo compreso tra 1.000.000 e 4.000.000 GJ (Figura 83, Figura 84), si registra, nel primo semestre 2016, un peggioramento della posizione relativa del nostro paese.

Figura 80 – Prezzo gas per l'industria al netto delle imposte: consumo 100.000-1.000.000 GJ (asse sin €/GJ, asse dx €/MWh)

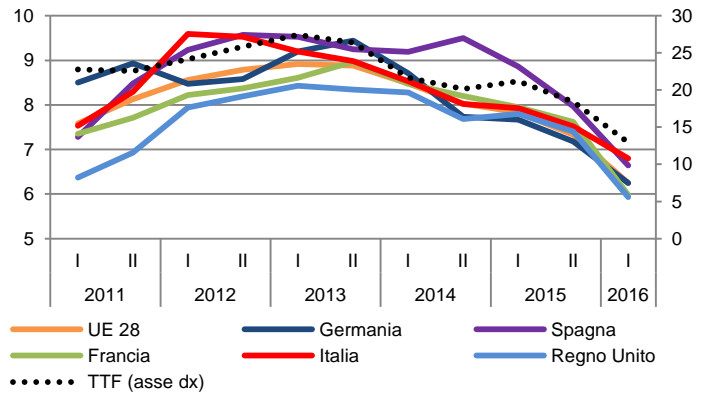


Figura 81 – Prezzo gas per l'industria al netto delle imposte: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ). Variazione I semestre 2016-II semestre 2015 (%)

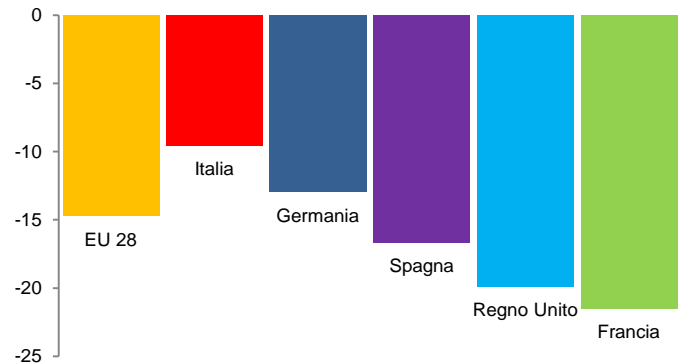


Figura 82 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

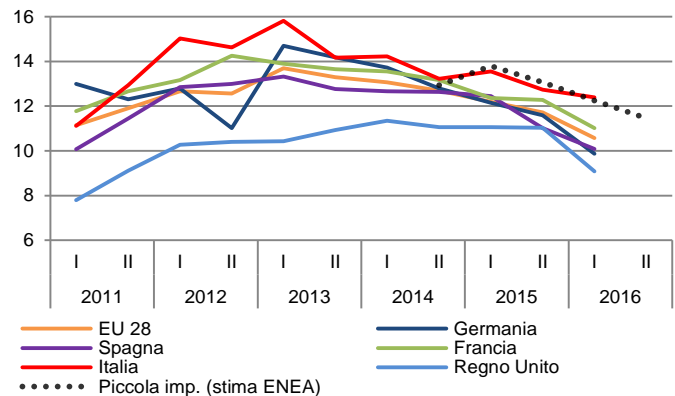
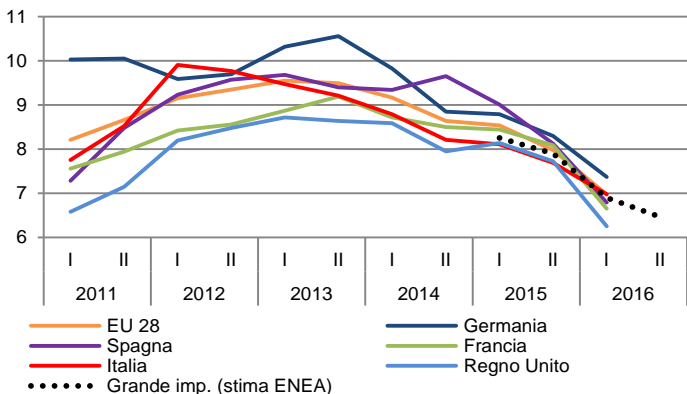


Figura 83 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ)



L'effetto positivo della minor incidenza della componente fiscale in Italia (intorno al 2% per ambedue le fasce di consumo, Figura 85) viene contrastato dalla riduzione dei prezzi netti inferiore a quella degli altri paesi. I differenziali, soprattutto con riferimento alle grandi utenze industriali, che nel secondo semestre 2015 presentavano valori compresi tra -7,9 e +4,3, sono diventati positivi con punte di circa il 25% rispetto a Francia e Regno Unito (Figura 84).

Permane su valori elevati il differenziale di prezzo tra piccola e grande utenza industriale

Per integrare le possibilità di analisi fornite dai dati Eurostat, si è proceduto ad una ricostruzione dei prezzi praticati in Italia, che consente di fornire delle prime stime sull'evoluzione dei prezzi nel periodo successivo al primo semestre 2016. I grafici delle Figure 82, 83 e 84, oltre a visualizzare le linee di confronto tra paesi, riportano gli andamenti ricostruiti da ENEA, cha dal punto di vista delle tendenze risultano allineati con i dati semestrali Eurostat. Per tutte e tre le tipologie di impresa considerate è proseguita, anche nel secondo semestre 2016, la tendenza alla diminuzione dei prezzi, iniziata nel 2013 a seguito della riforma tariffaria (vedi numeri precedenti). La piccola utenza industriale, in particolare, beneficia in termini assoluti di un ulteriore abbassamento dei prezzi comprensivi di imposte non deducibili rispetto al primo semestre 2016 (circa il 6%) (Figura 82). Il differenziale di prezzo con le grandi utenze rimane tuttavia elevato (+47%), in aumento di 12 punti percentuali rispetto al secondo semestre 2011.

Continuano a pesare sulle piccole imprese i costi delle infrastrutture soprattutto su quelle del Centro Sud

Oltre all'aggravio di costo dovuto all'imposizione fiscale, per le piccole imprese con consumi bassi l'incidenza dei costi di distribuzione assume valori elevati, mentre per i clienti industriali di grande dimensione, direttamente allacciati alla rete di trasporto, questa componente non è nemmeno presente. Nel secondo semestre 2016 l'incidenza della tariffa di distribuzione sul prezzo al netto delle imposte è del 15,6%, pari a un costo medio di 5,81 c€/m³, (o 1,5 €/GJ).

Nel loro complesso, i costi dei servizi per le infrastrutture (distribuzione, misura e trasporto) a carico delle piccole utenze industriali, con riferimento al IV trimestre 2016, rappresentano il 28% della spesa per la fornitura di gas al netto di imposte. Dal IV trimestre 2013 (trimestre in cui si è completata la riforma del sistema tariffario) al corrispondente trimestre 2016, tali costi sono cresciuti del 5%, mentre sono diminuiti sensibilmente i servizi di vendita per effetto del calo del costo della materia prima (-32%). Gli oneri di sistema per gli interventi di risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas sono aumentati del 9%, raggiungendo una incidenza di circa il 7% (Figura 86). La crescita è imputabile all'attuazione, nella seconda metà del 2013, del nuovo "Conto Energia Termico" (CET), che prevede che i costi siano interamente finanziati dalle tariffe gas. La Figura 87 mette a confronto i costi dei servizi delle infrastrutture negli ambiti nord-orientale, centrale, centro sud-orientale, centro sud-occidentale e meridionale. Le tariffe del mercato libero per i servizi di distribuzione, misura e trasporto gas mostrano valori differenziati per ambito territoriale, in linea con quelli fissati annualmente dall'Autorità per il mercato tutelato. Il deficit logistico/infrastrutturale che caratterizza il Centro Sud e le isole si riflette negativamente sui costi dei relativi servizi, e conseguentemente sulla competitività delle piccole imprese situate nel Meridione.

Figura 84 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000.000-4.000.000 GJ (€/GJ)

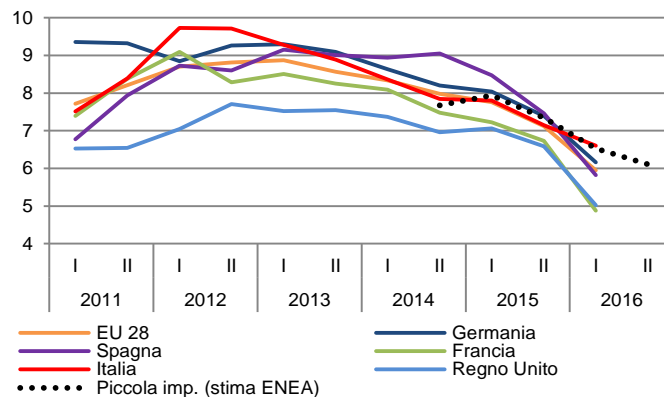


Figura 85 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - I semestre 2016

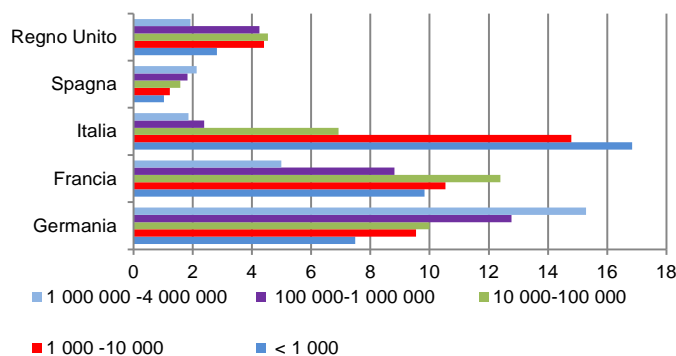


Figura 86 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo al netto delle imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ

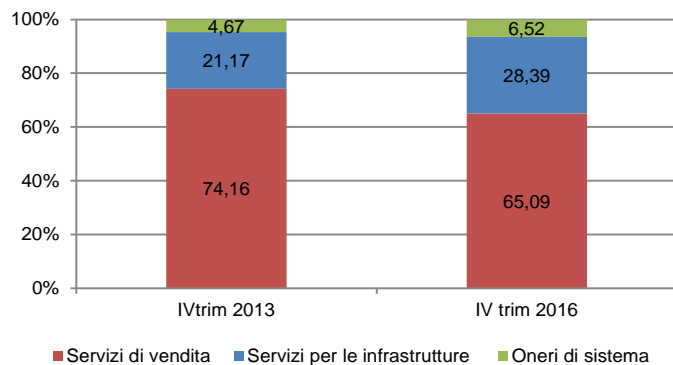
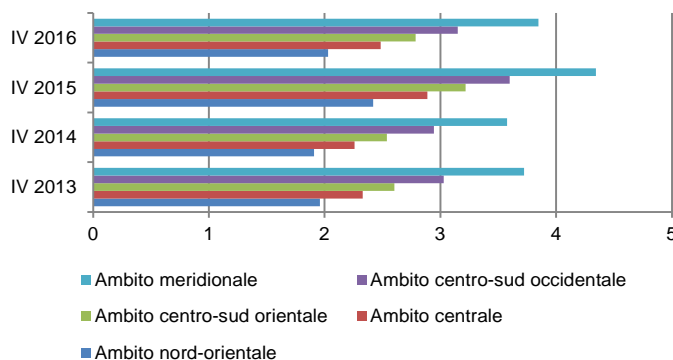


Figura 87 – Costi dei servizi delle infrastrutture per ambiti territoriali: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)



6 I fatti dell'energia nella comunicazione

Selezione dei principali fatti dell'ultimo trimestre

LUGLIO-SETTEMBRE 2016

EFFICIENZA ENERGETICA	<p>Publicato sul sito web della Regione Veneto un "avviso pubblico per il sostegno mediante procedura a sportello di interventi realizzati da enti locali per l'efficientamento energetico di edifici di proprietà pubblica a destinazione non residenziale", con una dotazione finanziaria di 20 milioni di euro a valere sul POR FESR 2014-2020.</p>
	<p>Approvato dalla Giunta della Regione Sardegna un piano di incentivi a favore delle PMI da 2.298.500 euro (fondi FESR 2014-2020) per il miglioramento dell'efficienza energetica. Potranno essere finanziate fino a 50% delle spese effettuate su diagnosi energetiche, certificazioni del sistema di gestione ISO 50001 e progetti per l'efficientamento energetico.</p>
	<p>Il Rapporto dell'Autorità per l'Energia ha stimato 750 milioni nel 2016 e 1,4 miliardi - nel triennio 2017/19 - il peso in bolletta dei certificati bianchi, una stima che ha preso a riferimento il valore del contributo tariffario del 2015, vale a dire 600 milioni di euro.</p>
	<p>Secondo il report del Politecnico di Milano il valore del mercato dell'illuminazione smart ed efficiente, stimato 1 miliardo nel 2015, potrebbe raggiungere la cifra di oltre 3,3 miliardi di euro nel 2020. Tra le soluzioni indicate, l'audit energetico per le industrie e la PA, azioni informative per conoscere le tecnologie tra i consumatori domestici, snellimento procedurale.</p>
	<p>Stanziate 355 milioni di euro nel periodo 2014-2020 previsti dal D. Lgs 102/2014 per la riqualificazione energetica degli edifici della Pubblica amministrazione. Il decreto definisce le modalità attuative del Programma che mira ad efficientare almeno il 3% annuo della superficie utile del patrimonio edilizio dello Stato.</p>
FONTI RINNOVABILI	<p>Publicato lo studio del GSE dal titolo "La valutazione delle ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili in Italia". Emerge il sorpasso degli investimenti dell'eolico sul fotovoltaico durante lo scorso anno e viene segnalata la crescita dell'occupazione diretta e indiretta rispetto al 2012.</p>
	<p>Publicato il Rapporto di WindEurope registra allo scorso 30 giugno 82 parchi eolici offshore in funzione in 11 Paesi europei per complessivi 11.538 MW (oltre il 90% dell'installato mondiale).</p>
MERCATI INTERNAZIONALI	<p>Nel "Reference Scenario 2016" al 2050 la domanda energetica europea sarà coperta per il 58% ancora da petrolio e gas, con un aumento dell'import, con un apporto maggiore delle FER che saliranno dal 7% al 25%, mentre scenderà il carbone al 6%. Il nuovo mix contribuirà alla decarbonizzazione con una costante riduzione delle emissioni che saranno inferiori del 48% rispetto al 1990.</p>
	<p>Il regolamento 2016/1719 del 26 settembre, fissa in particolare le norme sull'allocazione della capacità interzonale nei mercati a termine, sulla metodologia comune per determinare la capacità interzonale a lungo termine e sulla piattaforma unica di allocazione europea.</p>
	<p>Il livello di scambio in Europa è cresciuto del 43% negli ultimi 5 anni. Lo sostiene Prospex Research nel "European Gas Trading 2016". Tra i fattori principali la volatilità dei prezzi, l'accresciuta competitività della generazione a gas, lo spostamento dai contratti indicizzati al petrolio al mercato spot.</p>
	<p>L'Oil Market Report segnala lo squilibrio della dinamica domanda-offerta a causa del rallentamento delle economie di Cina e India, del rallentamento di alcune economie emergenti e della diminuzione dei consumi americani ed europei. Una delle principali conseguenze riguarda l'aumento delle scorte per i paesi OPEC mai registrato prima.</p>

MERCATI INTERNAZIONALI	<p>L'accordo, realizzato a margine del G20 cinese, rappresenta il tentativo di stabilizzare il mercato e risponde a preoccupazioni comuni sulla crescente volatilità, insostenibile sia per i produttori che per i consumatori. Ulteriori appuntamenti si sono tenuti ad ottobre, dopo che un gruppo di lavoro bilaterale ha preparato la riunione OPEC di Algeri a fine settembre.</p>
	<p>Il comparto energia ha visto nel 2015 gli investimenti diminuiti dell'8%, con 1.800 miliardi di dollari, un calo che si è concentrato essenzialmente nell'<i>oil & gas</i>. Il report segnala tuttavia la distanza tra gli obiettivi <i>low-carbon</i> dell'accordo di Parigi e gli investimenti in alcuni settori delle tecnologie rinnovabili. Risultano in particolare insufficienti le risorse dedicate alla CCS e dal lato della domanda alle alternative per i settori del trasporto e aviazione.</p>
	<p>Il codice per la connessione dei sistemi in corrente continua AT e dei parchi di generazione connessi in corrente continua mira "ad assicurare condizioni di concorrenza eque nel mercato interno dell'energia elettrica, a garantire la sicurezza del sistema e l'integrazione delle fonti di energia elettrica rinnovabili e a facilitare gli scambi commerciali di energia elettrica sul territorio dell'Unione.</p>
MERCATI NAZIONALI DELL'ENERGIA	<p>La Relazione Annuale del Gestore dei Mercati Energetici (GME) sottolinea che il 2015 è stato un anno cruciale per l'integrazione dell'Italia nel mercato energetico europeo. Relativamente alla domanda energetica, il 2015 - "nonostante uno scenario economico ancora incerto" - dopo 5 anni di calo, registra un aumento dei consumi elettrici fino a 315,2 TWh (+1,5% rispetto all'anno precedente) e di gas a 66.947 milioni m³ (+9,1%). I prezzi elettrici spot restano sui livelli minimi del decennio, mentre le vendite degli impianti alimentati a fonti rinnovabili, in costante crescita dal 2010, scendono a 89,4 TWh (eccetto la geotermia).</p>
POLITICA ENERGETICA	<p>IL DM 23 giugno ha aggiornato le modalità di calcolo per gli oneri delle fonti rinnovabili non fotovoltaiche, che risultano in calo rispetto al precedente aggiornamento consentendo di mantenersi al di sotto del tetto di 5,8 miliardi di euro. Nel contatore rientrano gli oneri riguardanti gli impianti Cip6, l'incentivo sostitutivo dei Certificati Verdi e le tariffe onnicomprensive.</p>
	<p>Il governo e la Regione Sardegna siglano un patto che vede risorse per 400 milioni € sui 1,578 miliardi € complessivi destinati alla metanizzazione dell'isola. La dorsale sarà parte della rete nazionale e vedrà l'allineamento delle tariffe di distribuzione del gas a quelle presenti nel resto del territorio italiano.</p>
	<p>Nel sito del GSE le nuove regole del Conto Termico 2.0 con la procedura di prenotazione degli incentivi attraverso il Portaltermico da parte delle Pubbliche Amministrazioni.</p>
	<p>Sono previsti 43,8 milioni di euro per incentivare l'efficiamento energetico delle PMI, rimborsare ai gestori i contributi carburanti anticipati ai cittadini fino a dicembre 2016, rafforzare la bonifica dei siti inquinati, ridurre il rischio idrogeologico.</p>
	<p>I target nazionali si trovano all'interno del pacchetto di misure presentati dalla Commissione Europea che include anche le comunicazioni "Accelerare la transizione dell'Europa verso un'economia low-carbon" e "Strategia europea per una mobilità a basse emissioni".</p>
	<p>Si tratta del regolamento relativo alle "prescrizioni in materia di limiti di emissione di inquinanti gassosi e particolato inquinante e di omologazione per i motori a combustione interna destinati alle macchine mobili non stradali", che modifica i regolamenti 1024/2012 e 167/2013 e abroga la direttiva 97/68/CE. Le nuove norme prevedono, tra l'altro, un sistema di monitoraggio delle emissioni "sul campo" anziché in laboratorio, come accade attualmente.</p>
	<p></p>

POLITICA ENERGETICA	Definite le modalità per il ritiro dell'energia da parte del GSE e per la copertura sulle componenti tariffarie della bolletta.
	Firmato un accordo di partenariato tra Commissione Europea e l'Organizzazione per la sicurezza Informatica Ecso. L'accordo prevede un "piano d'azione" con investimenti per 1,8 miliardi di € entro i prossimi 4 anni di cui 450 milioni di € attraverso Horizon 2020.
	Il Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica vede la dotazione di un Fondo di 33,2 milioni di €. Fissati i target al 2020: si punta a 13 mila colonnine di ricarica lenta/accelerata e 6 mila stazioni di ricarica veloce.
	Firmato dal Ministro dell'Ambiente il decreto per l'assegnazione dei 35 milioni di euro previsti dal collegato ambientale per il Programma sperimentale nazionale di mobilità sostenibile. Destinatari del Programma sperimentale sono gli enti locali che presenteranno progetti riferiti a un ambito territoriale con popolazione superiore a centomila abitanti.
	Le maggiori novità sono rappresentate dall'obbligo di prevedere la ricarica elettrica per i nuovi punti vendita di carburante, dall'obbligo per le PA di inserire anche i veicoli elettrici nel computo dei mezzi in parziale sostituzione del vecchio.
PREZZI NAZIONALI DELL'ENERGIA	Sospeso l'aggiornamento tariffario per l'elettricità disposto dall'Autorità per l'Energia relativo al trimestre luglio-settembre. La decisione a seguito di sospetti, per alcuni operatori, "di possibili comportamenti speculativi che hanno portato ad un aumento anomalo dei costi di dispacciamento nel corso degli ultimi mesi".
	Publicato sulla GU n. 224 del 24 settembre 2016 il decreto 25 luglio 2016 del Ministero dell'Ambiente che aggiorna le tariffe a carico degli operatori per la gestione del sistema EU ETS, previste dal D.Lgs 30/2013.
	In una audizione al Senato l'Autorità per l'Energia ha stimato in 745 milioni di euro l'aumento in sei mesi del Msd a discapito del MDP calato di 1,7-1,8 miliardi di euro. Tra le cause, l'aumento delle fonti rinnovabili che determina problemi nella gestione della rete e maggiori costi.
	Il Tar Lazio ha bocciato sei ricorsi presentati dalla Regione Puglia contro altrettanti decreti di Via positivi relativi a cinque istanze di prospezione nell'Adriatico. Nella sentenza si dichiara che "il parere regionale è reso ai soli fini istruttori e non è ostativo al rilascio del provvedimento di compatibilità ambientale da parte della competente amministrazione statale, dovendosi escludere la sussistenza di un 'potere con decisionale della Regione".
TRASPORTI	La Guida MISE-Ambiente-MIT risponde alla direttiva europea 1999/94/CE approvata con decreto interministeriale (Ambiente e Trasporti) il 14 luglio. Vengono riportati i dati ufficiali sulle emissioni delle auto immatricolate negli ultimi anni e stilata una graduatoria dei modelli che emettono meno anidride carbonica divisi per tipo di alimentazione. La guida contiene un vademecum per gli automobilisti su come attuare una guida ecocompatibile, e suggerimenti in tema sicurezza stradale e risparmio.
	Publicati due studi dell'Agenzia Europea dell'Ambiente. Necessarie maggiori infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici e un piano di investimenti per evitare il sovraccarico sull'infrastruttura elettrica in caso di forte implemento delle e-car. Positiva la valutazione sull'impatto ambientale per la riduzione significativa delle emissioni dirette di CO ₂ e altri inquinanti.

L'energia nella stampa generalista

Di seguito vengono presentati i principali risultati relativi all'analisi di circa 500 testi che trattano di energia, presenti sulla stampa generalista nel terzo trimestre del 2016.

Le tipologie di testo più frequenti continuano a rimanere le stesse del trimestre precedente. La tipologia "articolo", infatti, rappresenta il 64% del totale dei testi esaminati, seguita dalla "notizia" con il 22% e dal "corsivo/fondo" con il 9% (Figura 91). Poco più del 10% del totale dei testi è stato annunciato nella prima pagina delle testate prese in considerazione (Figura 90) e circa il 7% dei testi analizzati presenta corsi d'azione, che continuano ad essere, come nel trimestre passato, prevalentemente di tipo politico-istituzionale (Figura 92). Gli argomenti principalmente trattati riguardano gli operatori dell'energia, il mercato internazionale dell'energia e le politiche energetiche nazionali (Figura 93), che insieme rappresentano circa due terzi del totale dei testi. Per quanto attiene, invece, ai singoli settori dell'energia, i testi si concentrano prevalentemente su questioni legate a petrolio e prodotti petroliferi, seguite da testi attinenti al tema dell'efficienza energetica e da testi che trattano il tema energia in maniera generale senza focalizzarsi su uno specifico settore, classificati sotto la voce "Tutte le fonti" (Figura 94).

Nel caso di testi relativi ai soli "Operatori dell'energia", gli argomenti riguardano prevalentemente il sistema energetico in generale ("Tutte le fonti"), le rinnovabili e il settore elettrico (Figura 95). I testi che trattano solo di "Politiche energetiche nazionali", invece, si concentrano per oltre un terzo del totale sull'efficienza energetica, sul gas e, infine, sulle rinnovabili (Figura 96), mentre quelli sul "Mercato internazionale dell'energia" affrontano, per la gran parte, argomenti legati al petrolio e, in secondo luogo, alle rinnovabili (Figura 97).

Per ulteriori dettagli sull'analisi della stampa generalista nel terzo trimestre del 2016 fare riferimento ai grafici di seguito.

Figura 88 – Testi esaminati per testata giornalistica

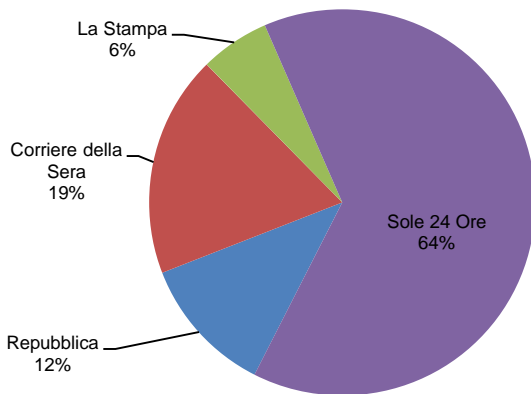


Figura 90 – Testi annunciati in prima pagina

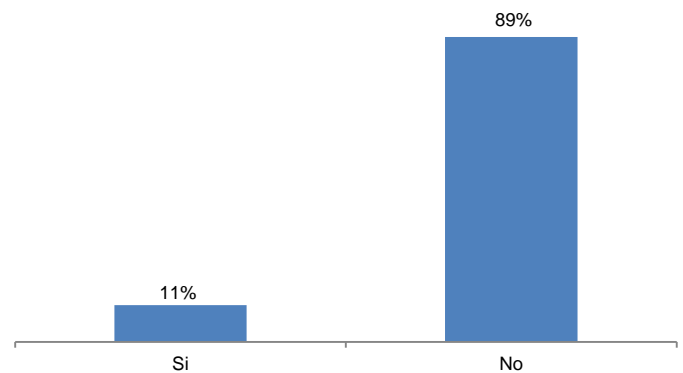


Figura 89 – Testi esaminati per collocazione

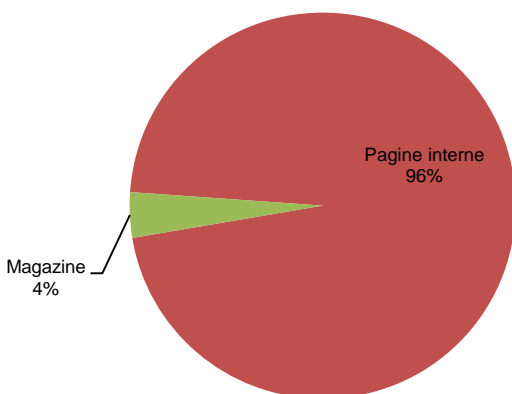


Figura 91 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

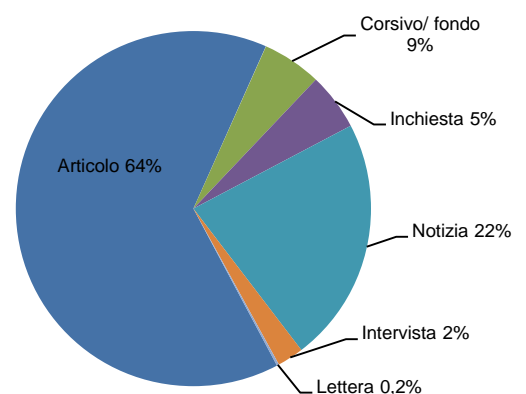


Figura 92 – Presenza di corsi d’azione per tipologia nei testi esaminati

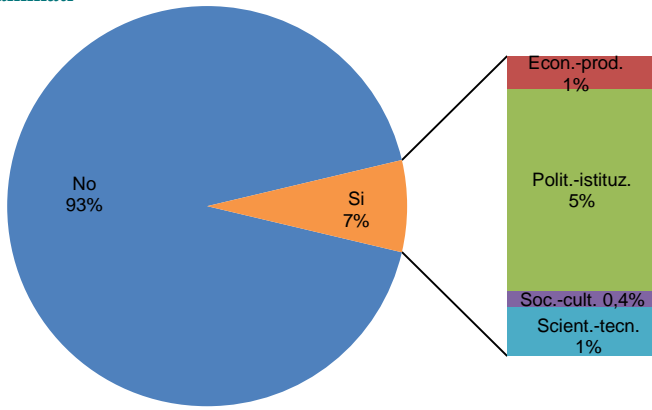


Figura 93 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati

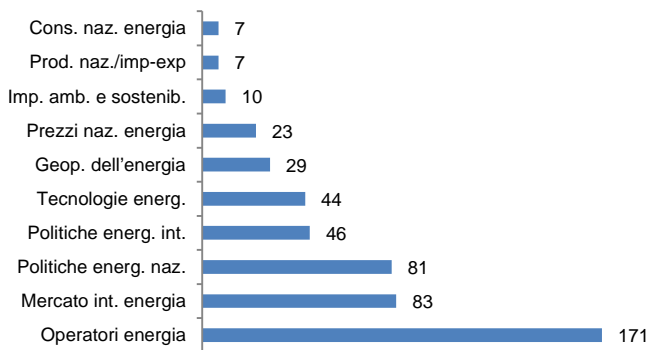


Figura 94 – Numerosità degli argomenti relativi ai singoli settori dell’energia nei testi esaminati

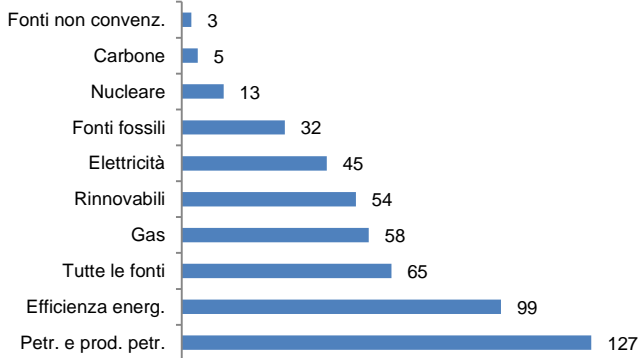


Figura 95 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell’energia nei testi compresi in “Operatori dell’energia”

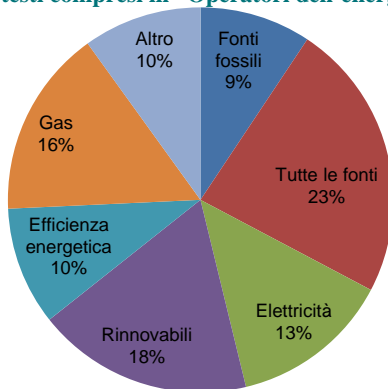


Figura 96 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell’energia nei testi compresi in “Politiche energetiche nazionali”

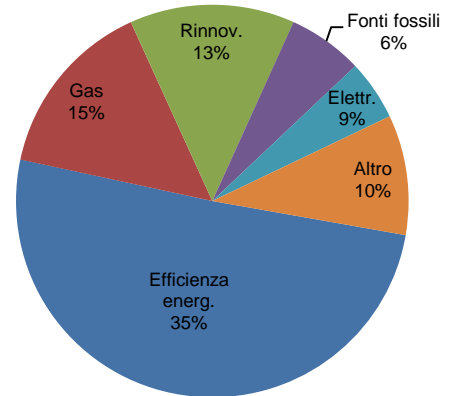


Figura 97 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell’energia nei testi compresi in “Mercato internazionale dell’energia”

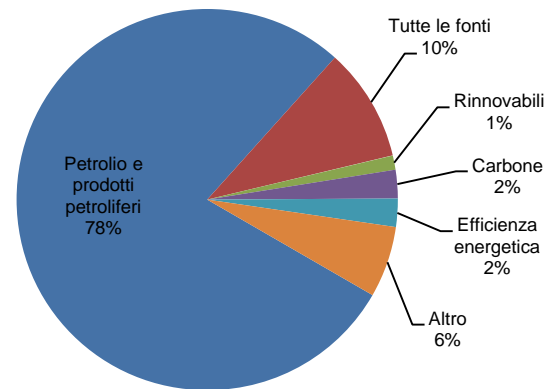


Figura 98 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica

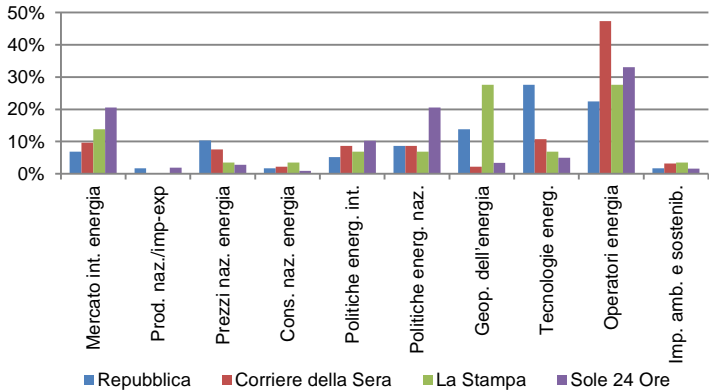
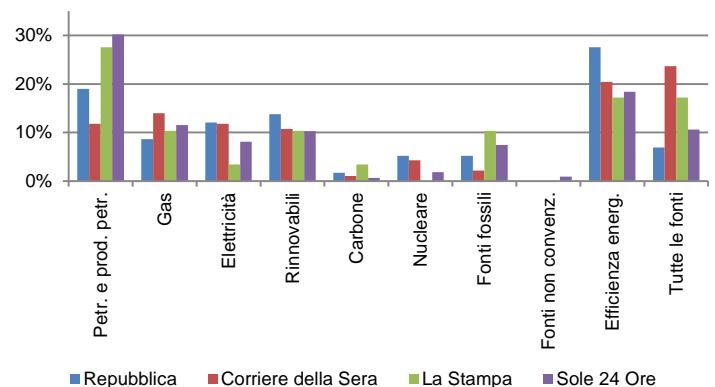


Figura 99 – Frequenza degli argomenti relativi ai singoli settori dell’energia per testata giornalistica



Nota metodologica

Il seguente documento costituisce la nota metodologica della pubblicazione ENEA “Analisi Trimestrale del sistema energetico nazionale”.

La nota metodologica è articolata per singola figura contenuta nella pubblicazione ENEA, per le quali viene indicata:

1. la descrizione e spiegazione delle elaborazioni;
2. le fonti dati adoperate;
3. i link alle fonti dati (quando possibile).

Numero e titolo delle Figure dell’Analisi Trimestrale riportate in questa nota metodologica sono coincidenti con quanto contenuto nel testo.

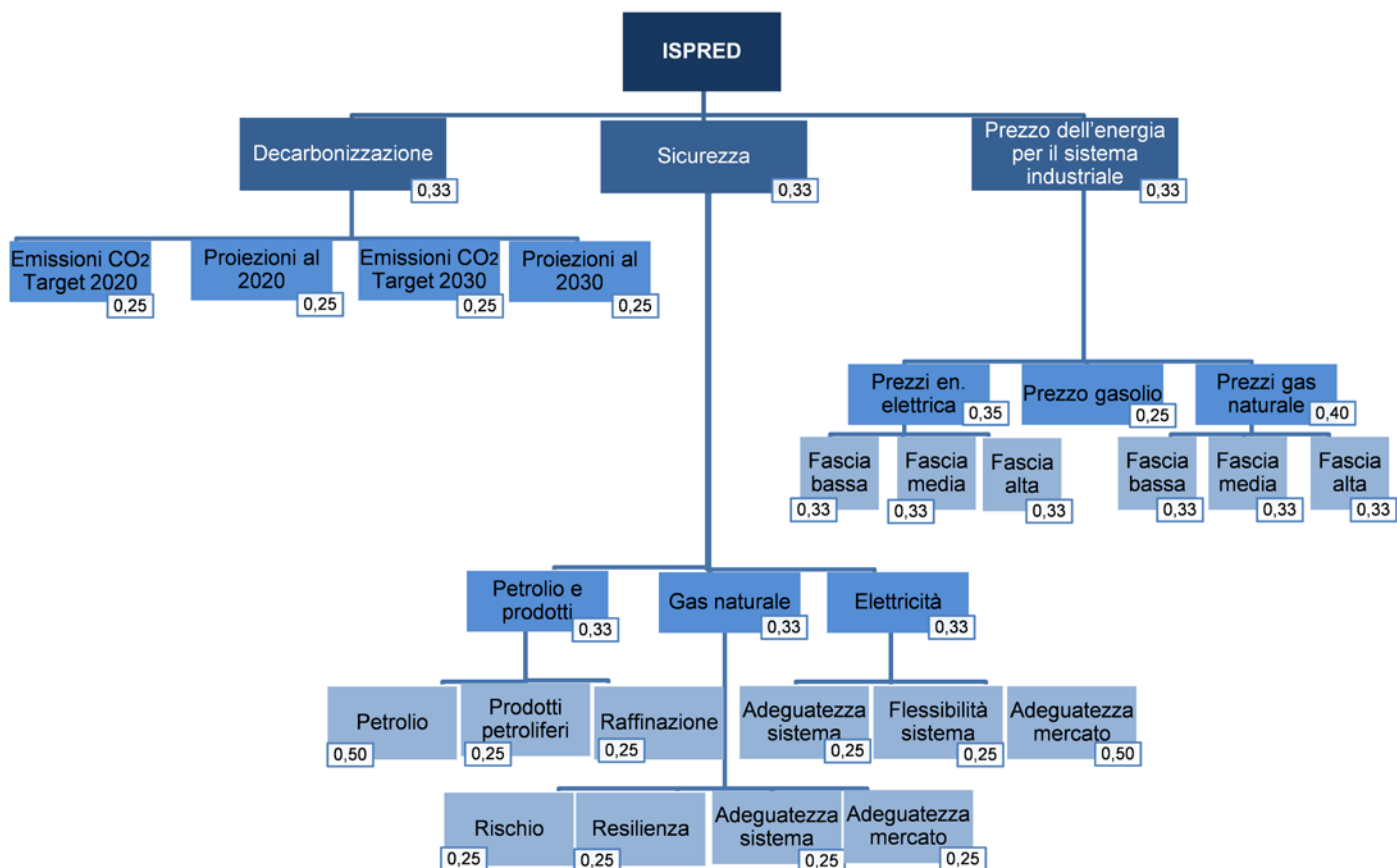
1. Indice Sintetico della Transizione Energetica

Figura 1 – Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica

Al fine di valutare in maniera sintetica l’evoluzione del sistema energetico lungo le tre tradizionali dimensioni della politica energetica (c.d. trilemma energetico: decarbonizzazione, sicurezza e prezzi dell’energia per il sistema industriale), cogliendone allo stesso tempo la complessità e le interdipendenze, l’ENEA ha elaborato un Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED, Indice Sicurezza energetica, Prezzi Energia e Decarbonizzazione). L’ISPRED può variare tra un valore minimo pari a zero (elevata criticità) e un valore massimo pari a 1 (elevato soddisfacimento del trilemma). L’indice è costituito dalla combinazione di un insieme di indicatori riconducibili alle tre dimensioni considerate, che hanno pari peso nel calcolo del valore dell’indice. Per ciascuna delle tre dimensioni sono stati considerati diversi indicatori, ai quali sono stati assegnati differenti pesi nel calcolo del contributo di ciascuna dimensione al valore complessivo dell’indice.

Il dendrogramma del Grafico 1 mostra i valori dei pesi assegnati alle categorie di indicatori utilizzati per il calcolo di ISPRED.

Grafico 1 – Valori dei pesi assegnati alle categorie di indicatori utilizzati per il calcolo di ISPRED



I valori degli indicatori sono stati ricavati dalle variabili analizzate e discussi nel testo dell’Analisi Trimestrale. Ogni indicatore trova corrispondenza nelle Analisi Trimestrali inserite nel testo (con alcune eccezioni). Le Tabelle A, B e C spiegano comunque il significato di ciascun indicatore, ed esplicitano la corrispondenza tra ogni indicatore e le Analisi Trimestrali del testo.

Nella Tabella A sono descritti gli indicatori considerati per la dimensione “decarbonizzazione”.

Nella Tabella B sono descritti gli indicatori della dimensione “sicurezza energetica”. In questo caso vi è una colonna in più definita “settore” che elenca i diversi settori del sistema energetico, per ciascuno dei quali sono stati considerati diversi indicatori.

Nella Tabella C sono descritti gli indicatori della dimensione “prezzi dell’energia per il sistema industriale”. Nel caso dei prezzi dell’energia elettrica e del gas naturale sono stati considerati separatamente i prezzi per le diverse fasce di consumo.

Tabella A – Indicatori considerati per la dimensione “decarbonizzazione”

Dimensione	Indicatore-Descrizione		n° figura
Decarbonizzazione	Emissioni di CO ₂ - distanza da target 2020	Emissioni di CO ₂ - distanza da traiettoria target 2020 (Mt)	21
	Proiezione intensità carbonica del sistema al 2020	Proiezione emissioni CO ₂ al 2020 al t.m.a. registrato dal 2005 depurato da fattori congiunturali (PIL/cap) - distanza dal target (Mt)	-
	Emissioni di CO ₂ - distanza da target 2030	Emissioni di CO ₂ - distanza da traiettoria target 2030 (Mt)	21
	Proiezione intensità carbonica del sistema al 2030	Proiezione emissioni CO ₂ al 2030 al t.m.a. registrato dal 2005 depurato da fattori congiunturali (PIL/cap) - distanza dal target (Mt)	-

Tabella B – Indicatori della dimensione “sicurezza energetica”

Dimensione	Settore	Indicatore - Descrizione		n° figura
Sicurezza	Petrolio greggio	Approvvigionamento petrolio greggio	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	-
		Resilienza sistema petrolifero	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	-
	Prodotti petroliferi	Approvvigionamento prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina-gasolio	34-35
	Competitività raffinazione	Competitività raffinazione	Margini di raffinazione (\$/b)	37
			Utilizzo impianti (%)	38
	Gas naturale	Rischio approvvigionamento	Dipendenza ponderata con % gas su CIL	-
			Stabilità dei fornitori	-
		Resilienza sistema	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	48
			N-1 a fine inverno (%)	49
			Copertura picco domanda a fine inverno (%)	49
		Adeguatezza sistema	Eccesso capacità import su domanda (%)	-
	Adeguatezza mercato	Spread PSV-TTF (€/MWh)	45	
		Liquidità PSV (TWh)	46	
	Energia elettrica	Adeguatezza sistema elettrico	Indice capacità in eccesso	57
Flessibilità sistema elettrico		Indice ENTSO-E	62	
Adeguatezza mercato elettrico		Spark spread (€/MWh)	66	

Tabella C – Indicatori della dimensione “prezzi dell’energia per il sistema industriale”

Dimensione	Indicatore-Descrizione		n° figura
Prezzo dell’energia per il sistema industriale	Prezzi energia elettrica per fascia di consumo	€/kWh, 20 - 500 MWh	67
		€/kWh, 20 - 2.000 MWh	68
		€/kWh, 500 - 20.000 MWh	69
	Prezzi gasolio	€/1000L	77
	Prezzi gas naturale per fascia di consumo	€/GJ, 1.000 - 10.000 GJ	81
		€/GJ, 100.000 - 1.000.000 GJ	82
€/GJ, 1.000.000 - 4.000.000 GJ		83	

Figura 2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni della politica energetica

Sono riportati i valori ottenuti dalla combinazione degli indicatori delle tre dimensioni considerate, vedi nota Figura 1.

Figura 3 – Indice Sicurezza energetica, Costo Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED

È riportato il valore trimestrale dell’indice ISPRED, ottenuto dalla combinazione dei valori delle tre dimensioni, e la variazione percentuale di ciascun trimestre sul corrispondente dell’anno precedente.

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

Figura 4 – Superindice dei consumi del sistema energetico italiano

Il superindice ENEA del sistema energetico italiano mette insieme indicatori relativi ad alcune variabili di rilievo per l'andamento dei consumi di energia dei diversi settori di uso finale. L'indice presenta infatti un'elevata correlazione con i consumi di energia primaria ($\rho > 91\%$), dunque è un utile strumento sia per interpretare l'andamento dei consumi di energia sia per ottenere una indicazione di massima delle prospettive di breve periodo.

Per ogni trimestre, il valore del superindice è il risultato della media pesata dei valori degli indici (2010=100) relativi alle seguenti variabili:

- PIL (peso 40%)
- Indice Produzione Industriale beni intermedi (peso 20%)
- Prezzi del gas e del petrolio (peso 10%)
- Proxy HDD (Heat Degree Days) Gradi Giorno, variabile di severità climatica invernale (peso 25%)
- Proxy CDD (Cold Degree Days), correlata con i consumi elettrici per raffrescamento estivo (peso 5%)

Per i valori trimestrali del PIL e della produzione industriale sono stati utilizzati i dati ISTAT (<http://dati.istat.it/>).

La fonte dei dati sui prezzi di gas naturale è <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>.

La fonte dei dati sui prezzi del petrolio è il Fondo Monetario Internazionale:

<https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>.

La variabile "proxy Gradi Giorno" rappresenta l'andamento dei Gradi Giorno calcolati per la stazione meteorologica Firenze Peretola. Per Gradi Giorno si intende la somma degli scostamenti (non negativi) tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20 °C, e la temperatura media esterna giornaliera.

La stazione di Firenze è stata scelta in quanto la media dei Gradi Giorno dei Comuni Italiani, pesata sulla popolazione presente (censimento 2011 sulla popolazione, ISTAT), è simile al valore del Comune di Firenze (fonte AEEG - Tab. A allegata al DPR 412/93 aggiornata al 31 ottobre 2009). Così come per la variabile "proxy Gradi Giorno", anche la proxy Cold Degree Days (CDD) viene calcolata sui dati relativi alla stazione meteorologica Firenze Peretola. Per CDD si intende la somma degli scostamenti (non negativi) tra la temperatura media esterna giornaliera e la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 23 °C.

Per i valori di temperatura sono stati utilizzati fino al dicembre 2015 i dati ISPRA (relativi come detto alla stazione di Firenze Peretola); per il trimestre 2016 i dati provengono invece da un sito web di meteorologia (<http://en.tutitempo.net/climate/italy.html>), per il quale è stato verificato che i valori storici di temperatura sono allineati con i dati ISPRA.

Fonti dei dati:

- ISTAT <http://dati.istat.it/>
- <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- ISPRA http://www.scia.isprambiente.it/home_new.asp
- <http://en.tutitempo.net/climate/italy.html>
- ISTAT <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx>
- AEEG www.autorita.energia.it/allegati/faq/AggTabellaA.xls

Figura 5 – Prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl): dati storici e previsioni

Le fonti dei dati sui prezzi del petrolio sono il Fondo Monetario

Internazionale (<https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>) e la Banca Mondiale (<http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>)

Figura 6 – Produzione di petrolio negli USA (Mbb/g, asse sin) e prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl, asse dx)

Per i dati riguardanti il prezzo del petrolio vedi la nota di Figura 5. I dati sulla produzione di petrolio negli USA sono tratti da www.eia.gov

Figura 7 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF

Le fonti dei dati sui prezzi di gas naturale sono <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx> e <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 8 – Consumi di energia primaria trimestrale (var. % su anno prec., asse sin) e annuale (2005=100, asse dx)

Nei consumi di energia primaria sono considerati:

- gas naturale (fonte MISE, bilancio mensile del gas naturale)
- petrolio, compreso biodiesel (elaborazioni su dati mensili MISE di consumi petroliferi);
- energia idraulica, geotermica, solare ed eolica: valorizzate a 2200 kcal/kWh, come nel bilancio energetico MISE (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
- import netto elettricità, valorizzato a 2200 kcal/kWh (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
- solidi: comprendono carbone, biomasse e rifiuti destinati alla generazione elettrica; elaborazioni su dati mensili MISE (bollettino petrolifero) e trimestrali Assoelettrica (Newsletter trimestrale Assoelettrica); per la stima dell'ultimo trimestre, elaborazioni su dati Terna (rapporto mensile), Snam (dati giornalieri di gas trasportato), MISE (consumi petroliferi).

Nei consumi di energia primaria non sono considerati:

- Fonti rinnovabili termiche quali solare, legna, fonti aeoterme, idrotermiche e geotermiche;
- Carbone destinato ai settori di impiego finale.

I dati utilizzati per la stima dei consumi di energia primaria non sempre risultano definitivi al momento della stesura del Report trimestrale ENEA, in modo particolare per quanto riguarda i dati relativi ai trimestri più recenti. Ogni eventuale modifica, anche parziale, della stima dei consumi di energia, sarà in ogni caso riportata ed evidenziata nei Rapporti ENEA successivi.

Fonti dati:

- Bilancio mensile gas, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bilanciogas.asp>

- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Bollettino petrolifero, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapporotomensile.aspx>
- Newsletter Trimestrale Assoelettrica <http://www.assoelettrica.it/i-dati-congiunturali-del-settore-elettrico-italiano/>

Figura 9 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

Per l'andamento del superindice ENEA si rimanda alla nota relativa alla Figura 4. Per quello dei consumi di energia primaria alla nota relativa alla Figura 8.

Figura 10 – Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

Variazione, rispetto al trimestre dell'anno precedente, dei consumi trimestrali di energia primaria per le fonti:

- Solidi (comprese biomasse usi elettrici);
- Gas naturale;
- Petrolio;
- Rinnovabili elettriche (idro, solare, eolico, geotermico);
- Import netto di elettricità.

Le variazioni sono espresse in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, Mtep.

Per la stima dei consumi di energia primaria trimestrali si rimanda alla nota di Figura 8.

Figura 11 – Consumi trimestrali di gas naturale, prodotti petroliferi e rinnovabili elettriche (2006=100)

Per la stima dei consumi di energia primaria trimestrali si rimanda alla nota di Figura 8.

Figura 12 – Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

Variazione, rispetto al trimestre dell'anno precedente, dei consumi trimestrali di energia primaria destinati alla generazione di energia elettrica. Le valutazioni, espresse in Mtep di energia primaria, fanno riferimento alle fonti primarie:

- Solidi: carbone, rifiuti e biomasse elettriche, elaborazioni su dati trimestrali Assoelettrica (Newsletter trimestrale Assoelettrica); per la stima dell'ultimo trimestre elaborazioni su dati Terna (rapporto mensile), Snam (dati giornalieri di gas trasportato), MISE (consumi petroliferi);
- Gas naturale: elaborazioni su dati giornalieri SNAM;
- Petrolio: elaborazioni su dati mensili MISE (consumi petroliferi);
- Rinnovabili elettriche (idro, geo, solare, eolico): elaborazioni dati mensili Terna.

Fonti dati:

- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapporotomensile.aspx>
- Newsletter Trimestrale Assoelettrica <http://www.assoelettrica.it/i-dati-congiunturali-del-settore-elettrico-italiano/>

Figura 13 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sin) e variazione dai valori medi trimestrali 2006-2015 (TWh, asse dx)

Produzione idroelettrica netta trimestrale dal 2006 al 2016 e scostamento rispetto al dato medio trimestrale per gli anni 2006-2015. Le valutazioni sono elaborazioni ENEA sui dati mensili TERNA

Fonti dati:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapporotomensile.aspx>

Figura 14 – Consumi elettrici trimestrali (var. % su anno prec., asse sin), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)

Fonti dati:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapporotomensile.aspx>
- MISE, Bilanci energetici nazionali

Figura 15 – Gas naturale, petrolio ed energia elettrica - Impieghi finali (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

Le variazioni, espresse in Mtep di energia finale, fanno riferimento ai consumi di:

- Gas naturale: elaborazioni sui dati giornalieri SNAM;
- Prodotti petroliferi: elaborazioni su dati mensili MISE (consumi petroliferi);
- Elettricità: dati mensili Terna (rapporto mensile)

Fonti dati:

- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapporotomensile.aspx>

Figura 16 – Consumi totali di energia nei trasporti (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

Le valutazioni sono elaborazioni sui dati mensili MISE di consumi petroliferi. I prodotti petroliferi imputati al settore dei trasporti sono:

- Benzina
- Carboturbo (escluso aliquota militare)
- Gasolio (solo aliquota gasolio motori e marina)
- GPL (solo aliquota destinata all'autotrazione)

Fonti dati

- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>

Figura 17 – Consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (var. trimestre su trim. anno prec., Mtep)

Le variazioni, espresse in Mtep di energia finale, fanno riferimento ai consumi di:

- Benzina
- Carboturbo (escluso aliquota militare)
- Gasolio (solo aliquota gasolio motori e marina)

Fonti dati

- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>

Figura 18 – Consumi di gas naturale nel settore civile (MSm³ asse sin) e proxy Gradi Giorno riscaldamento (asse dx)

Le valutazioni fanno riferimento ai dati giornalieri di gas trasportato SNAM, al quale è stato imputata la quota di gas immesso sul mercato identificata reti di distribuzione.

Per la proxy gradi giorno vedi la nota relativa alla Figura 4.

Figura 19 – Industria: consumi di gas e indice produzione industriale settori gas intensive (var. % trim anno prec.)

Le valutazioni fanno riferimento ai dati giornalieri di gas trasportato SNAM, al settore Industriale è imputata la quota di gas immesso sul mercato identificata con Industriale.

L'indice di produzione industriale (fonte ISTAT), fa riferimento a quelle branche industriali individuate come *gas energy intensive*; per semplicità è stata usata la media degli indici di produzione dei settori appartenenti alle classi 17 (fabbricazione di carta e di prodotti di carta), 23 (fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi), 24 (metallurgia).

Fonti dati

- SNAM Rete gas
- ISTAT http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPRODIND_1

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 20 – Emissioni di CO₂ trimestrali (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO₂ del sistema energetico nazionale.

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine, come da Inventari delle Emissioni di Gas Serra ISPRA (<http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>) (per l'anno 2015 sono stati usati i coefficienti 2014), e sui dati di consumi energetici trimestrali stimati da ENEA (si rimanda alle note delle Figura 8, Figura 12, Figura 15, Figura 16, Figura 17, Figura 18).

Figura 21 – Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005)

Evoluzione delle emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale, dal 2005 al 2015, e variazione percentuale rispetto ai valori registrati per il 2005.

I dati dal 2005 al 2014 sono fonte ISPRA, il 2015 è una stima ENEA. Per la stima della CO₂ per l'anno 2015 del sistema energetico sono stati utilizzati i coefficienti di emissione specifici per fonte e per settore come da Inventario Emissioni nazionali per l'anno 2014 - ISPRA. Per i dati di consumo di energia per fonte e per settore si rimanda alle note di Figura 8, Figura 12, Figura 15, Figura 16, Figura 17, Figura 18)

Fonti dati:

- Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>

Figura 22 – Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Mt) – dati storici e traiettorie di riduzione coerenti con target 2020 e 2030

Le traiettorie di riduzione delle emissioni coerenti con gli obiettivi relativi al 2020 (il -21% rispetto al 2005 definito nella Strategia Energetica Nazionale del 2013) e al 2030 (ipotizzato pari a -40% rispetto al 2005), sono state costruite applicando il tasso di variazione medio annuo necessario per raggiungere i due obiettivi.

Fonti dei dati: ISPRA, elaborazioni ENEA (per le emissioni 2016).

Figura 23 – CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO₂ del settore di generazione elettrica, dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO₂/kWh), della produzione elettrica nazionale.

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine (per l'anno 2015 sono stati usati i coefficienti 2014) come da Inventario Emissioni gas serra ISPRA, e sui dati di consumi energetici trimestrali per la generazione elettrica ENEA (vedi nota Figura 12).

Fonti dati:

- Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 - Tabelle dei gas serra (comunicate ufficialmente alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici - UNFCCC) per gli anni 1990-2014 (Common Reporting Format)
<http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapporotomensile.aspx>

Figura 24 – Emissioni di CO₂ settore trasporti e traffico sulla rete autostradale (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione per fonte del settore trasporti, come da CRF ISPRA per i vari anni di indagine (ipotesi 2015 come 2014), e sui dati di consumi energetici trimestrali del settore (vedi nota Figura 16 e Figura 17).

Fonti dati:

- Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 - Tabelle dei gas serra (comunicate ufficialmente alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici - UNFCCC) per gli anni 1990-2014 (Common Reporting Format)
<http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>
- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- <http://dati.istat.it/>
- AISCAT, Rapporto mensile

Figura 25 – Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (equazione di Kaya, indici 2005=100)

Per l'Italia, la variazione delle emissioni di CO₂ tra il 2015 e il 2016 è scomposta secondo una variante dell'Identità di Kaya, un'espressione matematica che individua i fattori che influenzano l'evoluzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal consumo di energia:

$$CO_2 = (CO_2 / Energia) \times (Energia / PIL) \times (PIL / POP) \times POP.$$

La formula lega le emissioni annue di CO₂ all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO₂/Energia) e l'intensità energetica dell'attività economica (Energia/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). In ogni momento, dunque, il livello delle emissioni di CO₂ derivanti dai consumi energetici può essere visto come il prodotto delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Se si prendono i tassi di variazione, l'identità di Kaya può essere espressa come:

$$[d(\ln C) / dt = d(\ln C / E) / dt + d(\ln E / PIL) / dt + d(\ln PIL / POP) / dt + d(\ln POP) / dt],$$

da cui si evince come, nel corso del tempo, il tasso di variazione delle emissioni di CO₂ sia uguale alla somma dei tassi di variazione delle quattro componenti di Kaya.

Nel documento viene proposta una variante alla Identità di Kaya tradizionale, alla quale viene infatti aggiunta la quota di energia da fonti fossili sul totale del fabbisogno energetico (Fossili/Energia):

$$CO_2 = POP \times PIL/POP \times Energia/PIL \times Fossili/Energia \times CO_2/Fossili$$

Figura 26 – Var. % emissioni di CO₂ di alcuni Paesi UE, periodo 2005-2015

Scomposizione della variazione della CO₂ del settore energetico tra gli anni 2005 e 2015 per Italia, Germania, Francia, Spagna, Regno Unito e media UE 28.

Fonte: Commissione Europea (<http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/7244707/8-03052016-BP-EN.pdf/88e97313-dab3-4024-a035-93b2ab471cd9>)

Figura 27 – Tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO₂ nel periodo 2005-2015 (2005-2016 per l'Italia) depurato dalla componente PIL/cap

La figura mostra il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO₂ registrato nei principali paesi europei tra il 2005 e il 2015 (2015 nel caso dell'Italia) ottenuto utilizzando la scomposizione di Kaya per "depurare" la riduzione delle emissioni di CO₂ dalla componente congiunturale rappresentata dal PIL pro-capite.

Fonti dei dati: Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>), BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>), ISPRA.

4. Sicurezza del sistema energetico

Figura 28 – Italia: import netto di greggio (var. % trim anno prec., asse sin e quantità totale annua, kt asse dx)

Import netto di greggio espresso come variazione percentuale sul trimestre corrispondente dell'anno precedente (asse sinistro); quantità di greggio importato per anno (kton, asse destro). Base dati trimestrale (elaborazione dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 29 – Produzione interna di greggio (kt)

Produzione primaria di greggio. Base dati trimestrale (elaborazione dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 30 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (valore %)

Sono stati aggregati i dati riferiti alle importazioni di greggio per ciascun Paese su base annuale fino al 2015 e su base trimestrale per il 2016, i valori sono espressi come percentuale sul totale di greggio importato (elaborazione dati MISE <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>).

Figura 31 – Grado API (asse sin) e tenore di zolfo (asse dx) dei greggi importati (% sul totale)

Sono riportati i valori della media pesata del grado API e del tenore di zolfo dei dati riferiti alle importazioni di greggio per ciascun Paese su base annuale fino al 2015 e su base trimestrale per il 2016 (elaborazione dati MISE <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>).

Figura 32 – Lavorazioni di petrolio greggio (var. % trim prec.)

Le lavorazioni di greggio per le diverse realtà economiche considerate sono espresse come variazione percentuale del greggio in input nelle raffinerie sul trimestre corrispondente dell'anno precedente. Base dati trimestrale. (elaborazione dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 33 – Prodotti petroliferi: consumi trimestrali di alcuni prodotti (scala sin, kt), consumi totali annui e proiezioni (scala dx, Mtep)

Fonte dei dati: <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp> per i dati storici, elaborazioni ENEA per le proiezioni.

Le proiezioni incluse nella Figura 33 sono state elaborate mediante un modello TIMES del sistema energetico italiano. Il TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) è un "generatore di modelli" di sistemi energetici locali, nazionali o multi-regionali sviluppato dall'Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), *implementing agreement* dell'International Energy Agency (ampia documentazione disponibile su <http://iea-etsap.org/>). I modelli TIMES sono modelli di ottimizzazione basata sui costi, in quanto identificano l'evoluzione di minimo costo del sistema che soddisfa un insieme di domande di servizi energetici, dati un insieme di ipotesi e vincoli. Sono definiti modelli *bottom-up* in quanto ricostruiscono il funzionamento di un sistema energetico a partire da una descrizione delle caratteristiche tecnico-economiche (in primis costi ed efficienza) delle principali tecnologie che lo compongono. Il modello TIMES utilizzato per le proiezioni incluse nell'Analisi Trimestrale rappresenta l'intero sistema energetico italiano, dalla estrazione e importazione delle risorse alla trasformazione dell'energia primaria fino all'uso dei diversi vettori energetici nelle tecnologie di uso finale. Il modello è stato "calibrato" per tutto il periodo 2006-2014, cioè la soluzione del programma di ottimizzazione riproduce in modo soddisfacente l'evoluzione dell'equilibrio del sistema energetico italiano in quegli anni. Alcune caratteristiche principali del modello utilizzato sono riportate nella Tabella D.

Tabella D – Caratteristiche principali del modello TIMES utilizzato per le proiezioni dei consumi energetici

CARATTERIZZAZIONE SETTORI	Agricoltura	Una domanda di servizio energetico
	Industria	Domande di servizi energetici dei settori <i>energy-intensive</i> (minerali non ferrosi, siderurgia, chimica, carta, minerali non metalliferi), più "altri settori"
	Residenziale	Domande: riscaldamento ambienti, raffrescamento, acqua calda sanitaria, frigo, lavaggio biancheria, usi cucina, illuminazione, altri servizi elettrici
	Terziario	Domande di: riscaldamento ambienti, raffrescamento, acqua calda sanitaria, refrigerazione, usi cucina, illuminazione, altri servizi elettrici
	Trasporti	Sette tipologie di domanda per il trasporto passeggeri e sette per il trasporto merci, differenziate per mezzo utilizzato (automobili, camion, autobus, treno, aereo) e nel caso delle automobili e dei camion anche per tipologia e dimensione del mezzo.
	Settore elettrico	Riproduzione della produzione di energia elettrica per fonte e tipologia nel periodo 2006-2014 Soft-link con un modello del mercato elettrico italiano contenente una rappresentazione di tutti gli impianti italiani > 10 MW
NUOVE TECNOLOGICHE ENERGETICHE	Settori uso finale	Evoluzione futura delle caratteristiche tecnico-economiche delle nuove tecnologie nei diversi settori di uso finale (alcune centinaia di tecnologie, descrizione dettagliata disponibile su richiesta)
	Settore elettrico	Evoluzione futura delle caratteristiche tecnico-economiche dei nuovi impianti di generazione elettrica (alcune decine di tecnologie, descrizione dettagliata disponibile su richiesta)
ORIZZONTE DELLE PROIEZIONI	Orizzonte temporale	Medio periodo, cioè 10-15 anni da oggi
	Granularità	Il modello proietta l'evoluzione del sistema con passi di 4 anni, per cui fornisce proiezioni relative agli anni 2018, 2022, 2026, 2030.

Le caratteristiche dei modelli TIMES li rendono poco adatti per definire quale possa essere l'evoluzione più probabile del sistema energetico di interesse. Essi sono invece di notevole utilità come strumenti per l'esplorazione di possibili evoluzioni alternative del sistema energetico, sulla base di *scenari alternativi*. A differenza delle previsioni, gli scenari non presuppongono infatti la conoscenza in anticipo dell'evoluzione delle principali variabili guida del sistema, ma consistono di un insieme di ipotesi coerenti circa le future traiettorie di queste variabili guida. Nell'Analisi Trimestrale il modello TIMES è utilizzato esclusivamente per *esplorare* gli effetti che ipotesi diverse su variabili di particolare interesse possono avere sull'evoluzione del sistema energetico italiano, e per valutare la plausibilità di diverse traiettorie e le loro caratteristiche peculiari (in particolare, gli scenari sono stati elaborati per valutare possibilità e caratteristiche di una traiettoria di crescita dei consumi nel medio periodo sotto ipotesi diverse riguardo alle politiche climatiche). Ogni proiezione del sistema ha dunque valore solo se confrontata con la proiezione contrastante derivante da ipotesi diverse sullo stesso ridotto numero di variabili. Il modello non è utilizzato per produrre proiezioni più probabili di altre o di riferimento.

In TIMES, uno scenario consiste di ipotesi relative a quattro tipi di: evoluzione della domanda di servizi energetici; evoluzione del potenziale e del costo delle risorse energetiche disponibili, sia interne al sistema sotto studio sia esterne ad esse (risorse

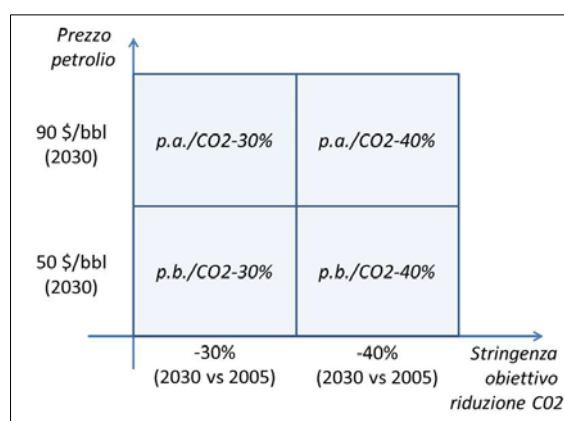
importate); evoluzione delle politiche energetiche e ambientali; descrizione delle caratteristiche tecnico-economiche delle nuove tecnologie energetiche e della loro evoluzione futura. Alcune ipotesi del modello utilizzato sono riportate nella Tabella E.

Tabella E - Alcune ipotesi del modello utilizzato per gli scenari

PROIEZIONE DOMANDA SERVIZI ENERGETICI	Industria	Domanda di servizi energetici dei principali settori energy intensive nel 2026 (2008=100) = 92-98
	Residenziale	Domanda riscaldamento ambienti (80% del totale domanda del settore) nel 2026 (2010=100) = 105
	Terziario	Domanda riscaldamento ambienti (>50% del totale domanda del settore) nel 2026 (2010=100) = 115
	Trasporti	Evoluzione mobilità passeggeri e merci come nel Reference Scenario della CE (https://ec.europa.eu/energy/en/news/reference-scenario-energy)
VINCOLI SU TECNOLOGIE EMERGENTI	Settore elettrico	Massima produzione di energia elettrica da FV nel 2026: 2 volte la produzione 2015 Incentivi alle fonti rinnovabili: prossimi a zero entro il 2030
	Trasporti	Quota massima di auto ibride + elettriche sul totale parco nel 2030: 6% negli scenari CO2-30%, 10% negli scenari CO2-40%

Gli scenari sono stati costruiti a partire da una matrice basata sulle due dimensioni che sembrano di maggiore rilevanza per l'evoluzione del sistema nell'orizzonte temporale dell'analisi (10 anni), il prezzo del petrolio e la stringenza delle politiche climatiche (vedi Grafico 2).

Grafico 2 – Dimensioni più rilevanti per l'evoluzione del sistema energetico



Legenda: p.a.: prezzi alti; p.b.: prezzi bassi

Figura 34 – Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

Rapporto tra produzione e consumo di gasolio. Base dati trimestrale.

(elaborazione dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 35 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina

Rapporto tra produzione e consumo di benzina, base dati trimestrale.

(elaborazione dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 36 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

Export netto di prodotti petroliferi in Italia. Base dati trimestrale.

(elaborazione dati MISE <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>)

Figura 37 – Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

Margini della raffinazione per quattro aree geografiche:

- MED: margini di una raffineria dell'area Mediterranea che utilizza miscela di petrolio Brent e Ural (<http://www.saras.it/saras/pages/investors/themarket2/emcbenchmark2/weeklyemc2?body=40>);
- ASIA: margini di una raffineria dell'area Asiatica, Singapore, che utilizza petrolio proveniente da Medio Oriente, Dubai (<https://www.iea.org/media/omrreports/MHM.xls>);
- USGC: margini di una raffineria degli Stati Uniti, US Gulf Coast, che utilizza una miscela di petrolio, Heavy Louisiana Sweet (HLS) e Light Louisiana Sweet (LLS) (<https://www.iea.org/media/omrreports/MHM.xls>);
- NWE: margini di una raffineria del Nord Ovest Europa che utilizza miscela di petrolio tipica dell'area (<http://www.total.com/en/investors/institutional-investors/main-indicators#sthash.pwPL8irw.dpuf>)

Figura 38 – Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche

Percentuale di utilizzo degli impianti. Base dati trimestrale Per poter fare un confronto con le altre realtà economiche, il dato è ottenuto mediante il rapporto tra le quantità di materiale passato in lavorazione (greggio, GNL, feedstocks, additivi e ossigenati e altri idrocarburi) e la capacità degli impianti (distillazione atmosferica). Elaborazioni su dati EUROSTAT.

Fonti dei dati:

http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en, OPEC

http://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm <https://www.quandl.com/data/BP?keyword=refinery>.

Figura 39 – Domanda di gas naturale (MSm³)

Fonte dati: MISE, Bilancio Gas Naturale, dati mensili, vari anni.

Figura 40 – Domanda giornaliera di gas naturale (MSm³) – 2009-2016

Fonte dei dati: SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 41 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata (MSm³)

Fonte dei dati: SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 42 – Immissioni per punto entrata – Valori min, medi e max 2010-2016 e medie I semestre 2015 e 2016 (MSm³)

Fonte dei dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>

Figura 43 – Importazioni gas naturale da Russia, Nord Europa (asse sin) e Spread Russian gas-TTF (asse dx)

Fonte dei dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- Prezzo mensile del gas russo (alla frontiera della Germania): <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 44 – Importazioni gas naturale in Europa e (asse sin) e Spread fra gas Russia e TTF e fra gas Indonesia e TTF (asse dx)

Fonte dei dati:

- I flussi di gas naturale verso l'Europa sono tratti da <https://www.iea.org/gtf/>
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- Prezzo mensile del gas russo (alla frontiera della Germania): <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 45 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sin) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

Le fonti dei dati sui prezzi di gas naturale sono: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx> e <http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx>

Figura 46 – Liquidità dei principali mercati europei (TWh)

La fonte dei dati è https://www.leba.org.uk/pages/?page_id=59

Figura 47 – Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas naturale nel sistema energetico

L'indice di flessibilità residua (RF) proposto da ENTSO-G rileva la capacità residua del sistema attraverso il rapporto tra capacità libera e capacità totale di tutti i punti di ingresso (stoccaggi inclusi).

Fonte dei dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 48 – Diversificazione delle fonti di approvvigionamento

La differenziazione nei fornitori: viene valutata mediante l'indice di concentrazione Herfindahl/Hirschman (<http://scholarship.law.berkeley.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2149&context=californialawreview>) che è stato applicato sulle quantità di prodotti importati da ciascun paese. L'indice mediante la somma dei quadrati delle quote di prodotto importato (esprese in percentuale) da ciascun fornitore estero. Valori vicini a zero rappresentano situazioni di mercato altamente diversificato, mentre valori crescenti dell'indice rappresentano situazioni in cui c'è una prevalenza più fornitori fino al caso limite con un indice paria 1 dove c'è un unico fornitore.

Figura 49 – Indice N-1 a inizio 2016 e copertura della domanda alla punta

L'indicatore N-1 descrive la capacità del sistema gas di soddisfare la domanda di picco giornaliera in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata, occorrente con la probabilità di una volta ogni 20 anni. Le infrastrutture includono la rete di trasmissione, la produzione e gli impianti di GNL e stoccaggio connessi alla rete.

$$N-1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, \quad N-1 \geq 100\%$$

- N-1 = Percentage ability of the technical capacity of the gas infrastructure to satisfy total gas demand in the event of disruption of the single largest infrastructure
- Dmax = Total daily gas demand during a day of exceptionally high gas demand
- EPm = Technical capacity of entry points other than production, LNG and storage
- Pm = Maximum technical production capability
- Sm = Maximum technical storage deliverability
- LNGm = Maximum technical LNG facility capacity
- Im = Technical capacity of the single largest gas infrastructure

Fonti dei dati: elaborazioni ENEA su dati SNAM Rete Gas, MiSE, fonti varie.

Figura 55 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

Richiesta di energia elettrica in ciascun mese dell'anno e fabbisogno nel giorno di punta del mese (fonte dati: Terna, Rapporto Mensile Sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni).

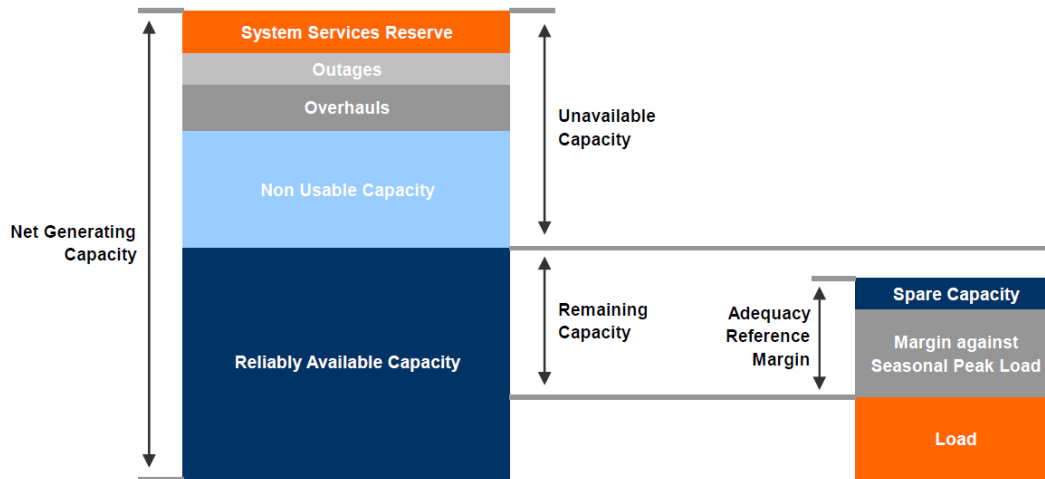
Figura 56 – Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sin) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile Sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 57 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

L'eccesso di capacità è calcolato in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report (Grafico 3).

Grafico 3 – Schematic depiction of adequacy methodology



Fonte: ENTSO-E, Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015

Nel dettaglio, l'eccesso di capacità è calcolato come rapporto tra il "margine di capacità effettivo" e la domanda in ogni ora dell'anno. Per ogni ora dell'anno il margine di capacità effettivo è calcolato come differenza fra la capacità di generazione disponibile e la somma della domanda relativa a quell'ora e del margine di riserva.

La capacità di generazione disponibile in ogni ora è calcolata come somma di: capacità termoelettrica effettivamente disponibile (al netto delle indisponibilità), produzione effettiva idroelettrica (solo da serbatoio), eolica e fotovoltaica, elettricità importata dall'estero in quell'ora (stimata a partire dai dati orari di generazione pubblicati da Terna).

I valori pubblicati in figura 48 fanno riferimento all'eccesso di capacità massimo dell'1% delle ore più critiche di ogni trimestre, vale a dire le 21 ore (sulle 2160 del trimestre) che registrano i più bassi valori di eccesso di capacità.

Fonti dei dati

- Capacità termoelettrica installata: elaborazione su dati Terna e ENTSO-E.
- Indisponibilità: Terna, Ex ante information on planned outages of generation units.
- Generazione elettrica oraria per fonte: Terna, Ex post data on the actual generation, produzione effettiva delle unità di produzione indicata con dettaglio orario, pubblicata il giorno successivo a quello di competenza.
- Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>
- Margine di riserva per zona di mercato: Terna, Year-ahead forecast margin including peak load forecast - adequacy margin [MW] at time of annual peak load, diversi anni.
- ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report, <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>

Figura 58 – Penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili – Variazioni trimestrali vari anni (Valore min., max e medio)

L'indice di penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili è costruito in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF). L'indice è calcolato per ogni ora dell'anno, come il massimo della serie storica del rapporto tra la generazione da fonti rinnovabili non programmabili e la domanda totale:

- RES Load Penetration Index = Maximum hourly coverage of Load by RES = $\text{Max}(W_i + S_i)/L_i$ for $i=1,2,3,\dots,8760$

Fonti dei dati:

- ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report, <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- Generazione elettrica oraria da fonti rinnovabili non programmabili: Terna, Ex post data on the actual generation, produzione effettiva delle unità di produzione indicata con dettaglio orario, pubblicata il giorno successivo a quello di competenza.

Figura 59 – Fabbisogno e copertura nel giorno di massima variazione oraria della produzione intermittente - zona Sud (MW, 2016)

La figura mostra la domanda totale e la domanda residua nel giorno di massima penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (il 27/03/2016, alle ore 14 tale percentuale ha raggiunto il 54%). La curva oraria della domanda residua è calcolata come differenza fra la domanda totale media oraria e la generazione oraria da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP).

Fonti dei dati:

- Generazione elettrica oraria da fonti rinnovabili non programmabili: Terna, *Ex post data on the actual generation*, produzione effettiva delle unità di produzione indicata con dettaglio orario, pubblicata il giorno successivo a quello di competenza.
- Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>

Figura 60 – Curva oraria della domanda residua – zona Sud (MWh)

La curva oraria della domanda residua è calcolata come differenza fra la domanda totale media oraria e la generazione oraria da fonti rinnovabili non programmabili. Fonti dei dati:

- Generazione elettrica oraria da FRNP: Terna, *Ex post data on the actual generation*, produzione effettiva delle unità di produzione indicata con dettaglio orario, pubblicata il giorno successivo a quello di competenza.
- Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>

Figura 61 – Variazione oraria della produzione intermittente

L'indicatore è costruito in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF). L'obiettivo dell'indice è di fornire una valutazione della variazione infragiornaliera della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, mediante le variazioni orarie:

- ΔP_{1h} è ottenuto da $\Delta P_{1h} = P_{i+1} - P_i$

Queste variazioni orarie sono poi rapportate al carico, in modo da analizzare l'impatto delle fonti rinnovabili non programmabili sulle rampe di carico in modo indipendente dalla quantità assoluta di generazione. In tal modo i valori dell'indice riflettono le necessità di flessibilità del sistema elettrico. Secondo ENTSO-E, i sistemi elettrici caratterizzati da variazioni orarie della produzione da fonti rinnovabili non programmabili che eccedono il 10% del carico sono "potenzialmente a rischio", perché "they might be affected by insufficient flexible capacities. This threshold was set as a preliminary value, and its representativeness needs further detailed assessment and historical back testing."

Fonti dei dati:

- ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report, <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- Generazione elettrica oraria da fonti rinnovabili non programmabili: Terna, *Ex post data on the actual generation*, produzione effettiva delle unità di produzione indicata con dettaglio orario, pubblicata il giorno successivo a quello di competenza.
- Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>

Figura 62 – Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda – zona Sud

L'indice è costruito a partire dalla serie delle variazioni orarie della produzione da fonti rinnovabili non programmabili (vedi nota relativa alla figura precedente, anche riguardo alla fonti utilizzate). Esso mostra la percentuale di ore in cui la variazione oraria della produzione da fonti rinnovabili non programmabili supera il 10% della domanda.

Figura 63 – Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili- zona Sud

Il RES Curtailment Risk (RCR) stima il rischio di dover ricorrere al curtailment delle fonti energetiche intermittenti, mediante la percentuale di ore dell'anno in cui la domanda residua è negativa. L'indice è costruito in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF). Per ogni ora dell'anno l'indice è calcolato come segue:

- $RCR - RES \text{ Curtailment Risk} = \text{Probability for RES curtailment in the power system} = (\text{number of hours in the year with } P_{\text{resid}} < 0) / (\text{total number of hours in the year})$.

Fonti dei dati:

- ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report, <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- Generazione elettrica oraria da fonti rinnovabili non programmabili: Terna, *Ex post data on the actual generation*, produzione effettiva delle unità di produzione indicata con dettaglio orario, pubblicata il giorno successivo a quello di competenza.

Figura 64 – Curva oraria Prezzo Unico Nazionale – I semestre 2010, 2015 e 2016 (€/MWh)

Fonte dei dati: <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>

Figura 65 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio nella fascia F3

I prezzi relativi alla fascia oraria F1 (ore di punta) sono i prezzi che si formano sul mercato dalle ore 8.00 alle ore 19.00 dei giorni feriali (escluse festività nazionali). La fascia F23 rappresenta tutte le altre ore, cioè le ore F2 (ore intermedie) e le ore F3 (fuori picco), che riguardano l'intera giornata della domenica e dei festivi e le ore dalle 23.00 alle 7.00 dal lunedì al sabato.

Fonte dati: GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>

Figura 66 – Spark spread 2012-2016 per Italia e zona Sud (€/MWh)

Lo *spark spread* è stato calcolato come differenza tra il prezzo medio mensile di vendita dell'energia elettrica sul MGP e il costo variabile sostenuto da un ipotetico impianto termoelettrico turbogas a ciclo combinato. In linea con la metodologia seguita dall'AEEGSI (*Rapporto 07 agosto 2014, 428/2014/leelcome*), per il costo di approvvigionamento del gas naturale per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato si è utilizzato il prezzo del gas naturale registrato al PSV.

5. Prezzo dell'energia per il sistema industriale

Figura 67 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi paesi europei è basato su dati Eurostat ([Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data \(from 2007 onwards\)](#)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 20 MWh e 500 MWh. Informazioni dettagliate sulla metodologia di raccolta dati da parte di Eurostat sono contenute nella [Direttiva 2008/92/CE](#) e nella sezione "Information" della tabella ad essi relativa. Per la ricostruzione del prezzo pagato dal piccolo consumatore di energia non domestico (in figura "piccola impresa") si sono prese a riferimento alcune tipologie d'impresa rilevate da REF Ricerche nell'ambito delle attività di rilevazione dei prezzi dell'energia pagati dalle imprese italiane. Per la ricostruzione del prezzo indicato in figura si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 169 MWh, potenza impegnata di 95 kW, in bassa tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "piccola impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). La stima di prezzo è al netto dell'IVA e corrisponde alla somma delle voci "servizi di vendita", "servizi di rete" e "oneri di sistema" a cui viene aggiunta l'accisa erariale. La "quota energia" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" è calcolata come media dei valori mensili forniti trimestralmente dall'AEEGSI, ponderata per i consumi nelle fasce F1, F2 e F3. I pesi assegnati riflettono l'ipotesi di distribuzione oraria dei consumi di energia elettrica per l'impresa considerata e sono: 63% per la fascia F1, 22% per la fascia F2 e 15% per la fascia F3. La "quota fissa" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" è calcolata come media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI, suddivisa per il consumo annuo di energia. La voce "servizi di rete" o "trasporto e gestione del contatore" è calcolata come somma delle componenti DIS, TRAS, MIS fornite dall'AEEGSI per l'impresa di riferimento. Dal 2016 vengono aggiunte le componenti UC3 e UC6. La "quota fissa" della voce "servizi di rete" o "trasporto e gestione del contatore" è calcolata come somma delle componenti di cui sopra suddivisa per il consumo annuo di energia. La "quota potenza" della voce "servizi di rete" o "trasporto e gestione del contatore" è calcolata come prodotto della componente DIS per la potenza disponibile diviso per il consumo annuo di energia. La voce "oneri di sistema" corrisponde alla media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI per il semestre di riferimento. La "quota fissa" della voce "oneri di sistema" è calcolata come media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI per il semestre di riferimento suddivisa per il consumo annuo di energia.

Figura 68 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi paesi europei è basato su dati Eurostat ([Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data \(from 2007 onwards\)](#)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 20 MWh e 2.000 MWh. I valori riferiti a questa fascia corrispondono alla media dei valori delle fasce Eurostat con consumi compresi tra 20 e 500 MWh e tra 500 e 2.000 MWh. Per la ricostruzione del prezzo indicato si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 557 MWh, potenza impegnata di 257 kW, in media tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "media impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). Per ulteriori approfondimenti sulla metodologia utilizzate fare riferimento alla metodologia di Figura 67.

Figura 69 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi tra 500-20.000 MWh (€/kWh)

Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi paesi europei è basato su dati Eurostat ([Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data \(from 2007 onwards\)](#)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 500 MWh e 20.000 MWh. I valori riferiti a questa fascia corrispondono alla media dei valori delle fasce Eurostat con consumi compresi tra 500 e 2.000 MWh e tra 2.000 e 20.000 MWh. Per la ricostruzione del prezzo indicato in figura si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 2.505 MWh, potenza impegnata di 984 kW, in media tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "grande impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). La "quota energia" e la "quota fissa" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" sono calcolate come indicato nella metodologia di Figura 67. Il valore ottenuto è successivamente moltiplicato per il complemento a 1 della variazione in percentuale tra il valore medio della componente di approvvigionamento delle imprese in Bassa Tensione e quelle in Alta Tensione. La fonte del valore medio della componente di approvvigionamento è la Relazione Annuale dell'AEEGSI. Per l'ultimo anno, non essendo disponibile il dato relativo alla componente di approvvigionamento, si utilizza la variazione in percentuale dell'anno precedente.

Figura 70 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia (al netto di IVA e imposte recuperabili): scostamento rispetto alla media UE per consumi 500-2.000 MWh

Il dato semestrale relativo all'ammontare di tasse e imposte non recuperabili è basato su dati Eurostat ([Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data \(from 2007 onwards\)](#)) ed è stato ottenuto come differenza tra il "prezzo al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili" (P_{rec}) e il "prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" (P_{net}). La quota di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

$$(P_{rec} - P_{net}) / P_{tot}$$

dove P_{tot} è il "prezzo comprensivo di tutte le tasse, imposte e IVA".

La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 500 MWh e 2.000 MWh.

Figura 71 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte recuperabili) nelle tre fasce di consumi esaminate

Il dato semestrale sullo scostamento dell'Italia rispetto alla media dei Paesi UE relativamente alla quota di tasse e imposte non detraibili sul prezzo finale dell'energia è basato su dati Eurostat ([Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data \(from 2007 onwards\)](#)).

Il valore percentuale è stato calcolato secondo la metodologia utilizzata per la Figura 70.

Il dato sullo scostamento corrisponde al rapporto tra il dato dell'Italia e quello medio UE-28 per ogni semestre di riferimento. Un valore pari a 1 indica perfetto allineamento dell'Italia alla media UE. Un valore superiore o inferiore a 1 indica rispettivamente un peso di tasse e imposte non detraibili maggiore o inferiore rispetto alla media UE. Le tre fasce di consumo annuo di energia elettrica selezionate sono le seguenti:

- consumi tra 20 MWh e 500 MWh;
- consumi tra 500 MWh e 2.000 MWh;
- consumi tra 2.000 MWh e 20.000 MWh.

Figura 72 – Prezzo dell'energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh, IVA escl.)

Vedi nota Figura 67.

Figura 73 – Prezzo dell'energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW e consumi <4 GWh/mese)

Per quanto riguarda il prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche in regime tutelato si è fatto riferimento ai dati trimestrali forniti dall'AEEGSI relativamente alle condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato.

Il dato preso in considerazione per l'analisi riguarda le utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, potenze impegnate superiori a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh. I valori considerati comprendono solo le componenti variabili in funzione dei consumi e non considerano la quota fissa o la quota potenza. Il dato relativo alle voci "servizi di vendita" e "materia energia" corrisponde alla media dei valori della fascia F1 dei tre mesi del trimestre di riferimento.

Figura 74 – Oneri di sistema (componenti variabili) consumatori industriali, bassa, media e alta tensione (€/kWh)

La figura fa riferimento alle aliquote relative alle componenti tariffarie A e UC degli oneri di sistema fornite dall'AEEGSI trimestralmente, per i consumatori in bassa, media e alta tensione. I valori comprendono solo le componenti variabili in funzione dei consumi e non considerano la quota fissa o la quota potenza. Le utenze considerate sono le seguenti:

- utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW, potenza impegnata superiore a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh;
- utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, potenza impegnata superiore a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh;
- utenze in media tensione (escluse utenze di illuminazione pubblica);
- utenze in alta tensione.

Figura 75 – Indice di tecnologia marginale nel mercato elettrico - zona Nord (primi nove mesi di ogni anno)

Indice di tecnologia marginale, indica per ogni ora dell'anno la tecnologia che fissa il prezzo nella zona di mercato.

Fonte dati: GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>

Figura 76 – Indice di tecnologia marginale nel mercato elettrico - zona Sud (primi nove mesi di ogni anno)

Indice di tecnologia marginale, indica per ogni ora dell'anno la tecnologia che fissa il prezzo nella zona di mercato.

Fonte dati: GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>

Figura 77 – Indice di Hirschmann-Herfindahl nelle diverse zone di mercato (primi nove mesi di ogni anno)

L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) è uguale alla somma del quadrato delle quote di mercato di ciascuna impresa del settore:

$$HHI = \sum_{i=1}^N (s_i * 100)^2$$

Il valore massimo dell'indice è 10.000 e corrisponde al caso di monopolio. Generalmente, un valore inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo. L'indice HHI consente di tenere conto dell'asimmetria tra le imprese: la quota delle imprese piccole ha poco rilievo mentre le imprese più grandi pesano più che proporzionalmente. L'indice ipotizza che quanto più il mercato è concentrato, più probabile è l'esercizio di potere di mercato da parte delle imprese partecipanti. I settori caratterizzati da un indice HHI elevato ospitano, infatti, un oligopolio simmetrico oppure un operatore dominante

Il potere di mercato dipende in realtà da un più ampio numero di variabili: numero delle imprese e loro dimensione relativa, elasticità della domanda, rigidità dell'offerta. In particolare, l'applicazione dell'indice HHI al settore elettrico presenta però il limite di non tenere conto di fattori rilevanti quali la rigidità della domanda, l'esistenza di vincoli significativi alla capacità di generazione da parte dei produttori e l'impossibilità di stoccaggio dell'energia elettrica. Nei periodi di domanda elevata può accadere che le imprese più piccole raggiungano il loro limite massimo di capacità, per cui i produttori che risultano indispensabili per il soddisfacimento del fabbisogno possono esercitare un potere di mercato contraendo l'output in modo da innalzare il prezzo di vendita.

L'indice HHI può dunque essere usato solo come primo strumento per misurare l'esercizio di potere di mercato.

La motivazione alla base dell'utilizzo degli indici di concentrazione è che più il mercato è concentrato, più probabile è l'esercizio di potere di mercato da parte delle imprese partecipanti: ad esempio, un elevato valore dell'indice HHI indica che esiste la possibilità, nel mercato che si sta osservando, di esercizio di potere di mercato, perché corrisponde a situazioni che favoriscono tale comportamento;

Fonte dati: GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>

Figura 78 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/l)

Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali del prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse del [Weekly Oil Bulletin](#) della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea. Il dato mostrato in figura corrisponde alla media mobile del prezzo settimanale di ciascun Paese calcolata per cinque settimane.

Figura 79 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio

Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali dell'incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio del [Weekly Oil Bulletin](#) della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 80 – Prezzo gas per l'industria al netto delle imposte: consumo 100.000-1.000.000 GJ (asse sin €/GJ, asse dx €/MWh)

La figura mette a confronto il costo all'ingrosso della materia prima, i prezzi finali del gas naturale nell'industria in Italia e i prezzi medi UE-28. I dati semestrali sui prezzi del gas sono tratti da Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e si riferiscono ai prezzi al netto di tutte le imposte e oneri. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 100.000 e 1.000.000 GJ, che presenta i maggiori volumi e rappresentativa, quindi, di gran parte dell'utenza industriale italiana. In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza è definitiva medio-alta.

Per il costo all'ingrosso della materia prima si è fatto riferimento al mercato a termine olandese TIF (Title Transfer Facility), tenuto conto che la maggior parte dei contratti di fornitura a clienti industriali sono indicizzati al TTF. Il dato semestrale è stato calcolato come media semplice dei dati mensili per gli anni 2011-2016.

Figura 81 – Prezzo gas per l'industria al netto delle imposte: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ)

Il confronto europeo sulle variazioni percentuali (primo semestre 2016 rispetto al secondo semestre 2015) dei prezzi del gas al netto di tutte le imposte e oneri per i principali paesi europei è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)).

Figura 82 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera i prezzi al netto delle imposte deducibili (IVA), per analizzare l'effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l'acquisto del gas. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 1.000 -10.000 GJ (seconda fascia Eurostat). In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza, per lo più allacciata alla rete di distribuzione, è definita come piccola utenza industriale.

La ricostruzione dei prezzi praticati in Italia per la piccola utenza, indicata in figura, si è basata sui corrispettivi per i "servizi di vendita", "servizi di rete" e "oneri di sistema" al netto delle imposte definiti trimestralmente da AEEGSI per i clienti domestici con diritto al Servizio di tutela. I valori si riferiscono a un consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Sm³/anno e sono stati calcolati come media dei valori delle fasce 5001 e 80.000 Sm³/anno e 80.001 e 200.000 Sm³/anno. Si è ipotizzato una perfetta corrispondenza tra prezzi del mercato tutelato e quelli praticati nel mercato libero. Ai prezzi al netto delle imposte sono stati aggiunti le imposte non deducibili (accise e addizionali regionali) previste dal regime fiscale vigente.

Figura 83 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ(€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera solo i prezzi al netto delle imposte deducibili (IVA), per analizzare l'effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l'acquisto del gas. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 100.000 e 1.000.000 GJ, che presenta i maggiori volumi e, quindi, rappresentativa di gran parte dell'utenza industriale italiana. In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza è definitiva medio-alta.

La ricostruzione dei prezzi praticati in Italia per l'utenza medio alta, indicata in figura, è stata effettuata riproponendo i valori stimati della piccola utenza industriale (vedi Figura 82) sulla base degli scostamenti tra i prezzi della fascia con consumi compresi tra 1.000 e 10.000 GJ e della fascia con consumi compresi tra 100.000-1.000.000 GJ, di Eurostat. Ai prezzi al netto delle imposte sono stati aggiunti le imposte non deducibili (accise e addizionali regionali) previste dal regime fiscale vigente.

Figura 84 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000.000- 4.000.000 GJ) (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera solo i prezzi al netto delle imposte deducibili (IVA), per analizzare l'effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l'acquisto del gas. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 1.000.000 e 4.000.000 GJ (quinta fascia Eurostat). In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza, in assoluta prevalenza allacciata direttamente alla rete di trasporto, può essere definita come alta.

La ricostruzione degli andamenti dei prezzi praticati in Italia per l'utenza alta, indicata in figura, è stata effettuata riproponendo i valori stimati della piccola utenza industriale (vedi Figura 82) sulla base degli scostamenti tra prezzi della fascia con consumi compresi tra 1.000 e 10.000 GJ e fascia con consumi compresi tra 1.000.000-4.000.000 GJ, di Eurostat. Ai prezzi al netto delle imposte sono stati aggiunti le imposte non deducibili (accise e addizionali regionali) previste dal regime fiscale vigente.

Figura 85 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - I semestre 201

La figura analizza l'incidenza percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo al lordo delle imposte nell'industria in Italia e in altri paesi europei in riferimento al primo semestre 2016.

Il dato semestrale relativo all'ammontare di tasse e imposte non recuperabili è basato su dati Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) ed è stato ottenuto come differenza tra il "prezzo al netto dell'IVA e di altre

imposte recuperabili (P_{rec}) e il “prezzo al netto di tutte le tasse e oneri” (P_{net}). La quota percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

$$(P_{rec} - P_{net}) / P_{tot} * 100$$

dove P_{tot} è il “prezzo comprensivo di tutte le tasse, imposte e IVA”.

Ai fini del confronto sono state considerate le cinque fasce di consumo individuate da Eurostat per rappresentare tutte le diverse dimensioni d'impresa che compongono il sistema industriale europeo.

Figura 86 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo al netto delle imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ

L'incidenza percentuale dei servizi delle infrastrutture, di vendita e oneri di sistema sul prezzo del gas al netto delle imposte relativa al IV trimestre è stata calcolata sulla base dei corrispettivi definiti trimestralmente da AEEGSI per i clienti domestici che hanno diritto al Servizio di tutela, prendendo a riferimento le fasce di consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Sm³/anno.

Figura 87 – Costi dei servizi delle infrastrutture per ambiti territoriali: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

I costi dei servizi delle infrastrutture (di distribuzione, misura e trasporti) variabili per ambiti territoriali fanno riferimento ai dati trimestrali forniti da AEEGSI per i clienti domestici che hanno diritto al Servizio di tutela e che si collocano nelle fasce di consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Sm³/anno. Gli ambiti tariffari, è cioè le aree geografiche dove trovano applicazione le tariffe per il servizio di distribuzione, sono:

- nord-occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna;
- centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
- centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

6. I fatti dell'energia nella comunicazione

Questo capitolo è volto a monitorare la trattazione delle tematiche oggetto della presente Analisi da parte della stampa generalista. Le elaborazioni presentate riguardano esclusivamente i pezzi che trattano di argomenti relativi al settore dell'energia, pubblicati nel trimestre di riferimento sulle quattro principali testate giornalistiche nazionali (*Il Sole 24 Ore, Corriere della Sera, La Repubblica, La Stampa*). Per ciascun articolo considerato sono stati rilevate le seguenti informazioni:

- Quotidiano contenente il pezzo
- Collocazione del pezzo
- Annuncio del pezzo in prima pagina
- Tipo di testo
- Principale tema trattato
- Principale settore dell'energia trattato
- Presenza di corsi d'azione
- Tipologia del corso d'azione (se presente).

Tali elaborazioni non rappresentano in alcun modo l'opinione degli autori, né sono volte a valutare le scelte editoriali dei quotidiani.

Figura 88 – Testi esaminati per testata giornalistica

La figura indica la percentuale dei testi presenti su ogni testata rispetto al totale dei testi considerati.

Figura 89 – Testi esaminati per collocazione

La figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base al tipo di collocazione all'interno delle testate.

Figura 90 – Testi annunciati in prima pagina

La figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base alla presenza o meno dell'annuncio del pezzo in prima pagina.

Figura 91 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

La figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base alla tipologia di testo.

Figura 92 – Presenza di corsi d'azione per tipologia nei testi esaminati

La figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base alla presenza o meno di corsi d'azione nel testo. Per tutti gli articoli in cui vi è la presenza di almeno un corso d'azione, la figura indica anche la ripartizione in percentuale per tipologia di corso d'azione.

Figura 93 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati

La figura indica la ripartizione in termini di numerosità di tutti i testi esaminati in base all'argomento affrontato in ciascuno di essi.

Figura 94 – Numerosità degli argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi esaminati

La figura indica la ripartizione in termini di numerosità di tutti i testi esaminati in base al settore dell'energia trattato in ciascuno di essi.

Figura 95 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia"

La figura indica la ripartizione in percentuale in base al settore dell'energia trattato di tutti i testi che hanno come argomento principale "Operatori dell'energia"

Figura 96 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Politiche energetiche nazionali"

La figura indica la ripartizione in percentuale in base al settore dell'energia trattato di tutti i testi che hanno come argomento principale "Politiche energetiche nazionali".

Figura 97 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato internazionale dell'energia"

La figura indica la ripartizione in percentuale in base al settore dell'energia trattato di tutti i testi che hanno come argomento principale "Mercato internazionale dell'energia".

Figura 98 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica

La figura indica la ripartizione in percentuale, per ciascuna testata giornalistica, di tutti i testi esaminati in base all'argomento trattato.

Figura 99 – Frequenza degli argomenti relativi ai singoli settori dell'energia per testata giornalistica

La figura indica la ripartizione in percentuale, per ciascuna testata giornalistica, di tutti i testi esaminati in base al settore dell'energia trattato.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione
www.enea.it

Dicembre 2016