

# Analisi trimestrale del

# Sistema Energetico Italiano

II 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\*, Bruno Baldissara, Andrea Fidanza, Paola Del Nero,  
Laura Gaetana Giuffrida, Bruna Felici, Elena De Luca*

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

\* Autore corrispondente: [francesco.gracceva@enea.it](mailto:francesco.gracceva@enea.it)

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

---

L'Unione Europea ha stabilito per il 2020, 2030 e 2050 tre obiettivi per la sicurezza energetica, la competitività e la sostenibilità all'interno di una coerente strategia di lungo termine. Gli obiettivi della politica energetica europea possono interagire in modi molteplici e complessi, influenzando ogni aspetto del sistema nazionale. I possibili trade-off tra i differenti obiettivi di policy non sono stati finora compiutamente analizzati, anche a causa della difficoltà di produrre valutazioni accurate su un tale insieme di questioni interdipendenti.

Il sistema energetico italiano si trova in una fase di transizione caratterizzata da un ampio spettro di sfide, legate agli obiettivi di politica energetica e ambientale e all'instabilità dei mercati energetici. Nel settore energetico le decisioni dovrebbero essere sempre basate su una conoscenza approfondita e diffusa delle questioni oltre che su analisi rigorose e trasparenti. Le informazioni sul settore energetico, soprattutto a livello internazionale, sono però spesso frammentarie e disomogenee; ciò in quanto i dati, quando disponibili, sono raccolti e forniti da soggetti diversi e, anche in relazione alla loro sensibilità per i mercati, in tempi diversi. In particolare, per quanto riguarda il sistema energetico italiano, sebbene non manchino sia alcune survey di agenzie internazionali sia autorevoli pubblicazioni periodiche di fonte governativa, nella pubblicistica specialistica esistono solo analisi periodiche prodotte da entità non indipendenti e che spesso si caratterizzano per una accessibilità limitata o condizionata.

Lo scopo dell'Analisi trimestrale dell'ENEA è sopperire, per quanto possibile, a questa carenza tenendo conto di tre elementi fondamentali. Il primo riguarda l'indipendenza che contraddistingue l'azione di un Ente Pubblico di Ricerca come l'ENEA. Il secondo riguarda l'utilizzo di dati provenienti solo da fonti di pubblico accesso. Il terzo riguarda la trasparenza della metodologia adottata e la completa accessibilità dei dati e delle elaborazioni presentate, che sarà pienamente operativa a partire dal prossimo numero. Il documento presenta i risultati di una attività di analisi sistematica e originale di monitoraggio del sistema energetico italiano che si caratterizza per:

- lo studio del sistema energetico e della sua evoluzione mediante l'assemblaggio dei dati in tempo, per quanto possibile, reale;
- la descrizione dei principali pilastri della politica energetica al fine di presentare una visione d'insieme dell'evoluzione del sistema energetico italiano;
- la pubblicazione periodica senza restrizioni allo scopo di favorire, su questi temi, il dibattito pubblico.

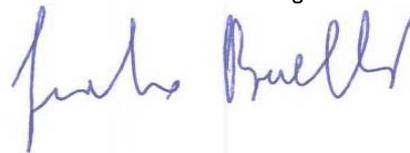
D'altra parte l'attività di monitoraggio e analisi della transizione dei sistemi energetici è prevista per tutti gli Stati membri della Unione a partire dal 2017 e pertanto l'Analisi trimestrale del sistema energetico italiano si propone di fornire un contributo informativo agli operatori, ai ricercatori, al mondo dell'industria e ai decisori politici. L'obiettivo non è quindi certamente quello di sostituire l'azione del policy maker bensì quello di supportare le decisioni dell'Agenzia e di tutti i suoi stakeholder con analisi rigorose e trasparenti, realizzate anche attraverso l'applicazione di metodologie innovative, nei campi di interesse dell'Ente.

I risultati delle analisi relative ai tre aspetti del trilemma energetico, la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e il costo dell'energia sono sintetizzati mediante l'uso dell'Indice Sicurezza energetica, PRezzo Energia e Decarbonizzazione - ISPRED presentato nel Capitolo 1. Il Capitolo 2 presenta un quadro di sintesi dei consumi di energia. Il Capitolo 3 affronta il tema della decarbonizzazione del sistema energetico. Nel Capitolo 4, invece, si affronta la questione della sicurezza energetica per ciascuno dei tre settori analizzati (petrolio e raffinazione, gas naturale e sistema elettrico). Il Capitolo 5 descrive l'evoluzione dei costi dell'energia per l'industria italiana. Per finire il Capitolo 6 fornisce una misura della trattazione delle tematiche legate all'energia nella stampa specialista e generalista.

Un altro importante elemento va sottolineato in questo numero 1. In considerazione delle caratteristiche dell'ENEA, che non produce dati grezzi ma analisi e valutazioni, non c'è dubbio che, anche di fronte ad un uso corretto e chiaro di strumenti metodologici in gran parte noti, sia le tecniche utilizzate che i risultati possano essere oggetto di osservazioni anche critiche. Siamo dunque pronti ad accogliere ogni commento, contributo o osservazione che possa contribuire a migliorare il prodotto, che noi stessi consideriamo un cantiere di ricerca aperto a nuove metodologie e a nuovi approfondimenti.

Allo stesso momento ci rendiamo conto che alcune novità introdotte che riguardano la metodologia utilizzata per le elaborazioni, le fonti di dati utilizzati e l'introduzione di un indicatore sintetico, possano talvolta non essere di immediata evidenza per i lettori. Per questo motivo riteniamo che, anche attraverso il confronto, questi aspetti possano essere migliorati già dai numeri successivi al primo e in questo senso stiamo già lavorando.

Responsabile Unità Studi e Strategie



## Sommario

Introduzione .....	3
Sintesi dei contenuti .....	5
1. Indice sintetico della transizione energetica .....	6
2. Quadro di sintesi dei consumi di energia .....	8
2.1 Variabili guida del sistema energetico .....	8
2.2 L'andamento dei consumi energetici .....	9
3. Decarbonizzazione del sistema energetico .....	13
4. Sicurezza del sistema energetico .....	15
4.1 Sistema petrolifero .....	15
4.2 Sistema del gas naturale .....	18
4.3 Sistema elettrico .....	22
5. Prezzo dell'energia per il sistema industriale .....	25
5.1 Prezzi dell'energia elettrica .....	25
5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi .....	27
5.3 Prezzi del gas * .....	28
6. I fatti dell'energia nella comunicazione .....	30
Indice delle figure .....	34
Nota metodologica .....	36

L'Analisi trimestrale del sistema energetico italiano focalizza l'attenzione sui fattori che caratterizzano l'attuale sistema energetico italiano e che possono risultare di particolare importanza per la sua evoluzione. L'analisi esplora le tre dimensioni della politica energetica (decarbonizzazione, sicurezza energetica e costo dell'energia per il sistema economico, c.d. *trilemma energetico*), con l'obiettivo di fornire una valutazione delle tendenze relative a ciascuna dimensione, individuare le criticità attuali e se possibile anticipare possibili criticità in divenire.

- Nel primo semestre 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, si colloca su valori di poco inferiori a 0,65, massimi dell'ultimo quinquennio. L'indice mostra un significativo miglioramento rispetto a un anno prima, mentre è stabile rispetto ai due trimestri precedenti. Nel primo semestre 2016 vi è stato infatti per un verso un ulteriore leggero miglioramento nel differenziale tra i prezzi dell'energia in Italia e la media europea, per un altro verso un leggero peggioramento sui fronti della sicurezza energetica e della decarbonizzazione (il cui indice resta comunque su valori molto elevati). Nonostante i recenti miglioramenti, gli indici relativi alla sicurezza energetica e ai prezzi dell'energia si collocano su valori vicini a 0,5, indicando la necessità di guardare con attenzione alle variabili sottostanti.
- I principali driver dei consumi di energia effettuano una spinta positiva sui consumi, ma molto moderata. L'economia italiana sembra infatti in rallentamento, ma PIL e produzione industriale presentano comunque modeste variazioni positive. Il prezzo del petrolio è in rialzo ma resta ancora su valori storicamente bassi, mentre scende ancora quello del gas naturale. Il clima leggermente più mite (rispetto al primo semestre 2015) ha invece fornito una spinta minore sui consumi di energia. Questo contesto moderatamente favorevole porterebbe ad aspettarsi una variazione modesta ma comunque positiva dei consumi di energia, che risultano invece in leggera diminuzione (-1% nei primi sei mesi), frenati dalla riduzione della domanda elettrica (-2,1%), che ha penalizzato in primo luogo i combustibili solidi, e dal clima mite dei primi tre mesi dell'anno, che ha ridotto il consumo di gas per riscaldamento. Nel semestre è invece aumentato il ricorso al gas naturale sia per la generazione elettrica (+10%) che per la produzione industriale (+2,5%). In leggero aumento (+1,2% nei sei mesi) anche i prodotti petroliferi, trainati dall'aumento del trasporto su gomma.
- Nel primi sei mesi del 2016 tornano a scendere le emissioni di CO<sub>2</sub> (-1,4%), in primo luogo nella generazione elettrica (-6%), per il minor ricorso a combustibili solidi (-20% circa). Le emissioni di CO<sub>2</sub> sono in riduzione anche nel settore civile (-2,6%), frenati da fattori climatici, mentre sono in aumento nei trasporti (+2,3%), in linea con la crescita dei livelli di attività.
- Nel primo trimestre del 2016 è calato l'import netto di petrolio greggio e si sono leggermente ridotte le lavorazioni. Sono diminuite le importazioni dalla Libia e dall'Arabia Saudita, mentre sono aumentate quelle dal resto dell'Africa e dal Medio Oriente. In termini di qualità, nell'ultimo anno è aumentata la quota del greggio più leggero. L'aumento del consumo di prodotti petroliferi è stato assicurato dalla produzione interna: l'eccesso di produzione di gasolio è di poco inferiore al 20%, stabile sui livelli di fine 2015; è invece in leggero calo l'eccesso di produzione di benzina. Dopo la ripresa del 2015 nel primo semestre 2016 sono in leggero peggioramento gli indicatori relativi alla raffinazione, con i margini di nuovo in flessione.
- Nel primi sei mesi del 2016 la domanda complessiva di gas naturale è aumentata dell'1,4%, rimanendo comunque di molto inferiore ai massimi storici. Anche la punta di domanda (384 milioni di mc/giorno) è rimasta molto al di sotto dei massimi, ma si sono comunque verificati giorni in cui la domanda giornaliera è risultata vicina ai massimi del periodo. Dal lato dell'offerta si registra un forte aumento dell'import dall'Algeria e un aumento delle importazioni di GNL pari a circa 1 Mm<sup>3</sup>/giorno. L'import dalla Russia resta vicino ai massimi registrati nel 2015, mentre sono in calo le importazioni da Nord Europa e Libia. Sul fronte della sicurezza del sistema del gas naturale le analisi ENEA, costruite anche sulla base di diverse possibili traiettorie di consumi, evidenziano un miglioramento rispetto alla situazione giudicata critica dalla Strategia Energetica Nazionale del 2013 (SEN), ma anche il permanere di alcune criticità potenziali. Tra queste, si mantiene rilevante la distanza fra i prezzi sul mercato italiano e i prezzi sul mercato di riferimento europeo (Title Transfer Facility - TTF).
- Mentre calano i consumi di energia elettrica, la generazione da fonti rinnovabili non programmabili ha raggiunto un valore medio giornaliero pari al 14% della domanda, sugli stessi livelli del massimo storico raggiunto nel primo semestre 2015. Nonostante questo, alcuni indicatori di possibili problematiche legate alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili hanno presentato valori meno estremi rispetto all'anno scorso. La crescente penetrazione delle rinnovabili ha invece accentuato ancora il suo impatto sui prezzi nella borsa elettrica, abbassando ulteriormente il rapporto tra il prezzo medio registrato nelle ore di picco e quello registrato nelle ore serali e nei giorni festivi. La redditività degli impianti a gas naturale, legata anche all'evoluzione dello spark spread, per quanto migliorata rispetto al recente passato, resta critica.
- Un aspetto positivo dell'evoluzione recente del sistema ha riguardato i prezzi dell'energia elettrica per l'industria, che tra il 2012 e il 2014 avevano raggiunto livelli di criticità molto elevata. La stima ENEA per il primo semestre 2016 mostra una riduzione del prezzo italiano per tutte le fasce di consumo. Nonostante ciò i prezzi in Italia continuano ad essere i più alti dell'UE per tutte le principali fasce di consumo (anche per il persistente maggior peso di tasse e imposte non recuperabili), ma la differenza con la media UE si è ridotta (per le piccole imprese è scesa a 5,5 c€/KWh dai 6,5 c€/KWh di un anno fa). La proiezione del prezzo dell'elettricità al terzo trimestre 2016, elaborata solo per la piccola impresa, mostra però un nuovo significativo aumento, sebbene il prezzo resti comunque su livelli inferiori a quelli dell'ultimo biennio.
- I prezzi del gasolio sono in ripresa da febbraio, come in tutti i paesi UE, ma il prezzo italiano resta comunque più alto della media UE.
- I prezzi del gas naturale per le imprese continuano a seguire la tendenza decrescente dei prezzi spot e per le fasce di consumo più alte sono ormai sui minimi degli ultimi cinque anni. I prezzi al netto delle imposte deducibili (dati fermi a fine 2015), sono competitivi per le grandi imprese ma non per i piccoli consumatori. Per la fascia di consumo associabile alle piccole e medie imprese i prezzi italiani sono più alti rispetto agli altri principali paesi UE. Pesano le differenze legate alla fiscalità.

## 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 – ISPRED, Indice Sicurezza energetica, Prezzo 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 II 2016	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Emissioni di CO <sub>2</sub> - distanza da traiettoria target 2020 (Mt)	-57	1,00	↔	↔
Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> al 2020 al t.m.a. registrato dal 2005 depurato da fattori congiunturali (PIL) - distanza dal target (Mt)	-46	1,00	↔	↔
Emissioni di CO <sub>2</sub> - distanza da traiettoria target 2030 (Mt)	-37	1,00	↔	↔
Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> al 2030 al t.m.a. registrato dal 2005 depurato da fattori congiunturali (PIL) - distanza dal target (Mt)	9	0,89	↓	↑

Sicurezza del sistema energetico		Valore II 2016	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Approvvigionamento petrolio greggio	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	45,4%	0,45	↔	↑
Resilienza sistema petrolifero	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	0,10	0,90	↑	↔
Approvvigionamento prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina/gasolio (%)	136%	0,75	↓	↓
Competitività raffinazione	Margini di raffinazione (\$/bl)	2,6	0,30	↓	↑
	Utilizzo impianti (%)	75,4	0,18	↔	↔
Rischio approvvigionamento gas naturale	Dipendenza ponderata con % gas su CIL	91%	0,00	↔	↔
	Stabilità dei fornitori	3,50	0,60	↔	↔
Resilienza sistema gas naturale	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	0,20	0,80	↓	↑
	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 (%)	0,545	0,77	↔	↑
Adeguatezza mercato gas naturale	Spread PSV-TTF (%)	14,2%	0,09	↓	↑
	Liquidità PSV (TWh)	483	0,13	↑	↑
Adeguatezza sistema elettrico	Indice capacità in eccesso	0,46	0,78	↓	↓
Flessibilità sistema el.	Indice ENTSO-E	0,62	0,49	↑	↓
Adeguatezza mercato	Spark spread (€/MWh)	7,33	0,41	↑	↓

Costo dell'energia per il sistema industriale	Valore II 2016	Valore indicatore	Tendenza breve periodo	Tendenza medio periodo
Prezzi energia elettrica consumi bassi (€/kWh)	0,18	0,18	↑	↓
Prezzi energia elettrica consumi medi (€/kWh)	0,16	0,11	↑	↓
Prezzi energia elettrica consumi alti (€/kWh)	0,14	0,13	↑	↓
Prezzi gasolio (€/kl)	1214	0,56	↑	↓
Prezzi gas naturale consumi bassi (€/GJ)	12,73	0,46	↑	↓
Prezzi gas naturale consumi medi (€/GJ)	7,69	0,70	↑	↔
Prezzi gas naturale consumi alti (€/GJ)	7,15	0,69	↑	↑

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

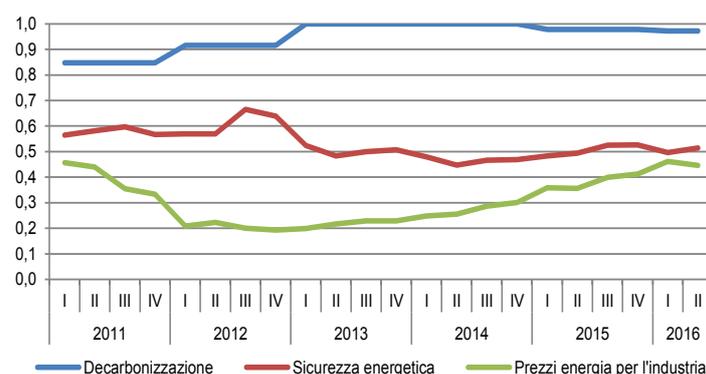
I dati della Figura 1 (relativi al II trimestre 2016) mostrano che la situazione attuale della transizione energetica italiana può essere certamente considerata soddisfacente riguardo alla traiettoria di decarbonizzazione, sebbene il quadro diventi leggermente meno positivo laddove nella valutazione si tenga conto del ruolo che hanno avuto gli anni di recessione economica (vedi cap. 3), che ha inevitabilmente determinato una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> non "virtuosa" e comunque non strutturale. Tutti gli indicatori relativi alla decarbonizzazione hanno, infatti, 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). Inoltre, anche proiettando le emissioni di CO<sub>2</sub> applicando il trend di riduzione registrato tra il 2005 e il 2016 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.

L'analisi della complessa questione della sicurezza energetica, che include una pluralità di mercati, segmenti della *supply chain* e orizzonti temporali, richiede in primo luogo di considerare separatamente i tre mercati del petrolio e dei prodotti petroliferi, del gas naturale e dell'elettricità. Dalla Figura 1 emerge come il quadro sia inevitabilmente variegato, con criticità presenti in tutti e tre i mercati. Nel sistema petrolifero è necessario prestare attenzione alla competitività della raffinazione che, sebbene in ripresa negli ultimi anni, resta vicina a valori critici per un minore utilizzo degli impianti e per i margini più ridotti rispetto ai competitori esteri. Nel sistema del gas naturale diverse delle questioni sollevate dalla Strategia Energetica Nazionale del 2013 (SEN), sebbene migliorate in misura più o meno rilevante, restano ancora su livelli meritevoli di attenzione. Tra queste, in particolare, gli obiettivi fissati dalla SEN per il mercato del gas italiano e per l'adeguatezza del sistema rispetto a possibili situazioni estreme a fine inverno. Infine, il

mercato elettrico ha subito negli ultimi anni cambiamenti radicali, legati in primis alla crescente penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili. Dalla Figura 1 emerge come questi cambiamenti abbiano avuto un impatto su alcune dimensioni riconducibili alla sicurezza del sistema. A fronte di una situazione di persistente overcapacity (in diminuzione), è aumentata la necessità di flessibilità del sistema e ha raggiunto valori critici la capacità del mercato di attirare investimenti in nuova potenza con le caratteristiche adeguate. I dati relativi all'ultimo anno mostrano d'altra parte leggeri miglioramenti.

Per ottenere una valutazione sintetica di ciascuna delle tre dimensioni della politica energetica è utile aggregare gli indicatori descritti nella Figura 1, in modo da ottenere un indice sintetico per ciascuna delle tre dimensioni (Figura 2). Dalla Figura 2 emerge la traiettoria seguita negli ultimi anni dal sistema energetico italiano. Da un lato, vi sono stati rapidi e rilevanti progressi sul fronte della decarbonizzazione (tanto che a metà 2016 le emissioni di CO<sub>2</sub> sono già inferiori del 10% rispetto al target previsto per il 2020). Da un altro lato, si è assistito a una prima fase di peggioramento sia sul fronte della sicurezza energetica sia sul fronte del prezzo dell'energia per le imprese (in questo caso fino a valori di elevata criticità), seguita da una fase di miglioramento, significativa nel caso dei prezzi del gas naturale e del gasolio, meno nel caso dei prezzi dell'elettricità.

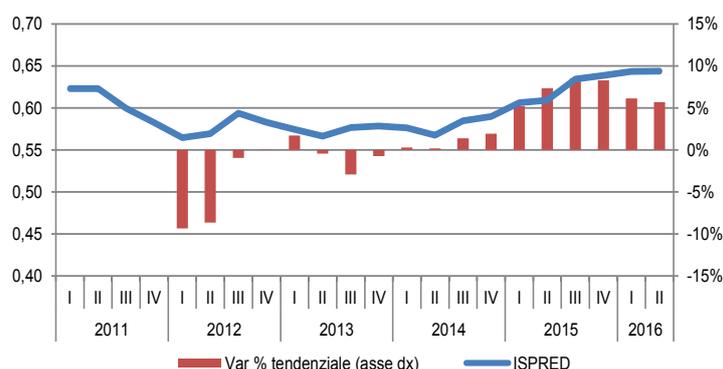
Figura 2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni della politica energetica



Nel caso della sicurezza energetica, negli anni 2011-2013 ha pesato molto negativamente il peggioramento dell'adeguatezza del sistema e del mercato elettrico (vedi cap. 4.3), mentre i settori del gas naturale, del petrolio e della raffinazione hanno mantenuto livelli di criticità sostanzialmente costanti. Nel corso del 2015 vi è invece stato un miglioramento significativo per alcuni indicatori relativi al sistema petrolifero (in primis utilizzo degli impianti di raffinazione e margini, che sono però tornati a scendere a inizio 2016), accompagnati da miglioramenti più modesti per il sistema del gas naturale e per il settore elettrico. Nel caso del prezzo dell'energia, dopo un drammatico peggioramento legato a un sempre più forte disallineamento tra i prezzi italiani e quelli medi europei, l'indice sintetico relativo a questa dimensione è rimasto sui valori minimi fino a fine 2013, dopo di che ha iniziato a risalire, tornando ai livelli del 2011. Nonostante le tendenze recenti, la Figura 2 mostra comunque che a inizio 2016 gli indici relativi sia alla sicurezza sia al prezzo dell'energia si collocano su valori inferiori a 0,5, indicando dunque la necessità di guardare con attenzione alle variabili che stanno dietro a questi indici.

La Figura 3 mostra l'andamento dell'indice sintetico ISPRED e le sue variazioni su base trimestrale. L'ISPRED può variare tra un valore minimo pari a 0 (elevata criticità) e un valore massimo pari a 1 (elevato soddisfacimento del trilemma). Il periodo di riferimento è il quinquennio 2011-2015 più il primo semestre 2016. L'indice è costituito da una media pesata dei tre indici rappresentati in Figura 2, ciascuno dei quali contribuisce con un peso di 1/3. La Figura 3 mostra come nella prima parte del periodo considerato (tra il 2011 e l'inizio del 2012) l'ISPRED fosse in una fase di diminuzione, legata al forte peggioramento della dimensione relativa al prezzo dell'energia per l'industria, peggioramento solo parzialmente compensato dal miglioramento della dimensione decarbonizzazione. A partire dal 2012 l'ISPRED è rimasto per un lungo periodo su valori relativamente stabili, risultanti in realtà dalle due traiettorie opposte seguite dalla sicurezza energetica e dai prezzi dell'energia. A partire dalla metà del 2014 l'ISPRED ha invece intrapreso una traiettoria di significativo miglioramento, grazie al proseguimento del trend positivo della dimensione prezzi dell'energia per l'industria, alla leggera ripresa dell'indice relativo alla sicurezza energetica, alla permanenza su valori prossimi a 1 dell'indice relativo alla decarbonizzazione. Negli ultimi tre trimestri l'ISPRED si mantiene stabile su valori di poco inferiori a 0,65, massimi del quinquennio considerato. Questa stabilità deriva dal fatto che a fronte di un leggero peggioramento degli indici relativi a decarbonizzazione e sicurezza energetica vi è stato un ulteriore miglioramento nei prezzi dell'energia per l'industria.

Figura 3 – Indice Sicurezza energetica, Costo PPrezzo 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

*I principali driver spingono in maniera molto moderata i consumi di energia*

Il superindice dei consumi energetici, uno strumento elaborato dall'ENEA per misurare l'andamento di alcune variabili di rilievo che influenzano i consumi di energia (vedi Analisi Trimestrale N. 0), mostra ancora variazioni positive dei principali driver del sistema energetico, ma è in deciso rallentamento rispetto alla seconda metà del 2015. Il superindice, che presenta un'elevata correlazione con i consumi di energia primaria e può, quindi, essere uno strumento utile per interpretarne l'andamento, è costituito da quattro componenti, tre delle quali presentano variazioni tendenziali (cioè rapportate allo stesso periodo dell'anno precedente) positive. Complessivamente, nel corso del primo semestre del 2016 il superindice dei consumi presenta una variazione tendenziale del +0,6% rispetto al primo semestre del 2015 (Figura 4).

*Segnali di rallentamento dell'economia, ma le variazioni tendenziali restano positive*

Nel secondo trimestre dell'anno il sistema economico sembra in rallentamento. La crescita del PIL, infatti, è stata pari a zero, ma resta positiva su base annua, sia pure su valori modesti (circa +0,7% la previsione ISTAT, dato destagionalizzato) (Figura 5). La produzione industriale è in crescita più marcata (+1% circa) ma risulta anch'essa in rallentamento nel secondo trimestre, oltre ad essere stata influenzata positivamente da un numero maggiore di giornate lavorative rispetto al 2015. È invece leggermente più sostenuta la crescita della produzione di beni intermedi, cioè i beni la cui produzione è a maggiore intensità energetica. Sia per il PIL sia per la produzione industriale la prospettiva di breve periodo sembra quella di una continuazione di queste tendenze.

Nel primo semestre la componente temperatura ha invece inciso negativamente sui consumi di energia: la variabile "proxy gradi giorno riscaldamento", infatti, è risultata inferiore del 4% rispetto al 2015, in particolare nel primo trimestre (Figura 5), mentre il mese di giugno (il primo mese di possibili consumi per raffreddamento) è stato meno caldo del giugno dello scorso anno.

*Petrolio in rialzo dai minimi, scende ancora il gas*

Riguardo ai prezzi dell'energia, come da previsioni riportate nel numero zero dell'Analisi Trimestrale il prezzo del petrolio è risalito dai 30\$/bbl di inizio 2016 ai circa 47\$/bbl di giugno 2016 (Figura 6). In termini percentuali si tratta di un aumento molto consistente, ma in valore assoluto il prezzo resta su livelli decisamente inferiori alla media dell'ultimo decennio, con effetti dunque espansivi sulla domanda di energia (sebbene poi attenuati dal ruolo rilevante che ha la fiscalità sul prezzo al consumo dei prodotti petroliferi). Per il breve-medio periodo le previsioni di consenso prevedono una stabilizzazione sui livelli attuali. Nel secondo trimestre del 2016 i prezzi del gas naturale hanno invece continuato a diminuire, e anche le prospettive a breve sono divenute più pessimistiche rispetto a quelle di tre mesi fa, in quanto la prevista ondata di gas naturale liquefatto (GNL) sui mercati globali deve ancora manifestarsi e la condizione di *overcapacity* globale sembra lontana dall'essere riassorbita (Figura 7).

Figura 4 – Superindice dei consumi del sistema energetico italiano

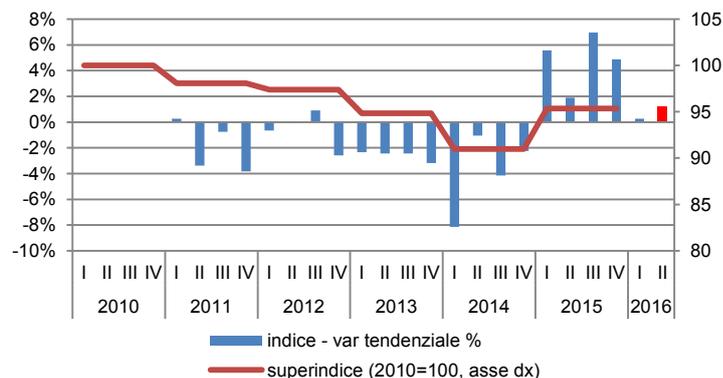


Figura 5 – PIL, produzione industriale totale e di beni intermedi (2010=100, asse sin), proxy Gradi Giorno riscaldamento (asse dx)

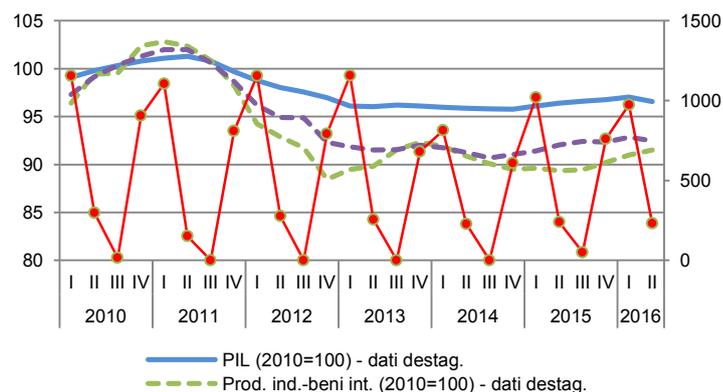


Figura 6 – Prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl): dati storici e previsioni

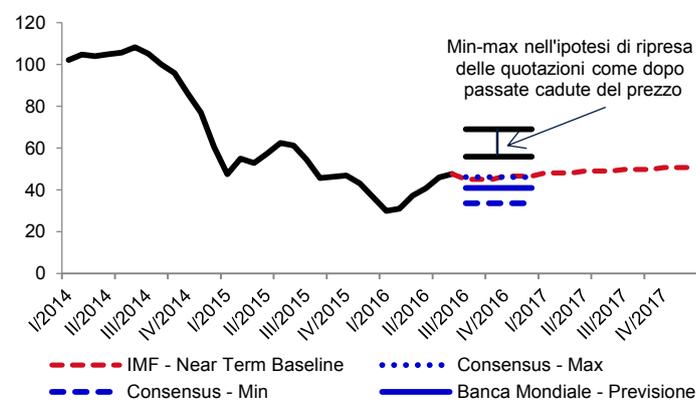
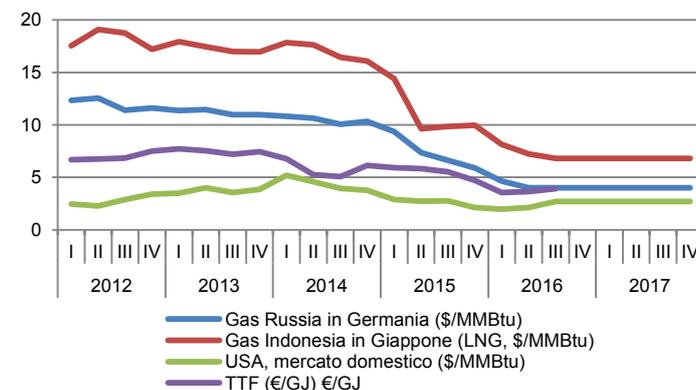


Figura 7 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF



## 2.2 L'andamento dei consumi energetici

### Consumi di energia in leggera diminuzione pur in un contesto moderatamente favorevole

Secondo le stime ENEA, i consumi di energia primaria nel secondo trimestre 2016 risultano pari a circa 36,2 Mtep (N.B: la stima ENEA include circa il 95% del totale, vedi nota metodologica). Tale dato risulta inferiore dell'1,5% (circa 0,5 Mtep) rispetto ai valori del secondo trimestre 2015 (Figura 8). Complessivamente, nel corso dei primi sei mesi dell'anno i consumi di energia primaria si sono ridotti di circa un punto percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Circa due terzi della riduzione sono maturati nel secondo trimestre dell'anno, principalmente per una minore domanda elettrica, la parte restante è invece maturata nel corso del primo trimestre, in primis per ragioni di natura climatica. Sembra dunque che, nonostante i consumi restino su valori di molto inferiori a quelli precedenti la crisi, la ripresa registrata nel 2015, peraltro molto legata ai fattori climatici, abbia subito un arresto.

È interessante valutare l'evoluzione dei consumi di energia primaria alla luce dell'andamento delle variabili guida rappresentate dal *superindice* ENEA (Figura 9), considerando la forte correlazione fra le due serie. Una prima componente della diminuzione dei consumi registrata nel I semestre 2016 è la temperatura (variabile particolarmente influente sul fabbisogno energetico all'inizio dell'anno), che nel primo trimestre è stata leggermente più alta dell'anno precedente. La diminuzione dei consumi del secondo trimestre avviene invece in concomitanza con sia pur modesti aumenti del PIL e della produzione industriale. I prezzi dell'energia sono invece in aumento, ma restano tuttavia su valori storicamente bassi. Un driver non favorevole all'aumento dei consumi è stato il clima mite del mese di giugno, che ha moderato i consumi elettrici. Nel complesso, se nel lungo periodo le variabili incluse nel *superindice* ENEA sembrano in grado di spiegare piuttosto bene la dinamica dei consumi degli ultimi anni, nei quali hanno avuto un ruolo importante la diversa rigidità degli inverni e l'andamento della produzione dei beni a più alta intensità energetica (Figura 5), nel primo semestre 2016 si è assistito a una piccola diminuzione dei consumi in corrispondenza di un piccolo aumento del *superindice* ENEA (Figura 9).

### Nel primo semestre significativa diminuzione dei combustibili solidi

Per quanto concerne il mix di energia primaria (Figura 10), nel secondo trimestre 2016 si è assistito ad una forte diminuzione del ricorso alle fonti solide (circa mezzo Mtep), in linea con i due trimestri precedenti. Si arresta, invece, l'aumento dei prodotti petroliferi, che si riducono di oltre un punto e mezzo percentuale (-0,25 Mtep), mentre nel primo trimestre erano in leggero aumento. Continua la contrazione delle fonti rinnovabili elettriche (escluse le biomasse, incluse nella voce solidi): -0,2 Mtep nel secondo trimestre 2016, ma a fronte di un -0,6 Mtep medio degli ultimi cinque trimestri; tale riduzione è da imputare ad una minore generazione idroelettrica (-0,4 TWh, Figura 13) e fotovoltaica (-1,2 TWh). Continua invece a crescere il consumo di gas naturale, circa 0,4 Mtep rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (principalmente per la generazione elettrica), in linea col trend positivo iniziato nel 2015. Nel corso del secondo trimestre 2016 anche l'import netto di energia elettrica riprende il trend positivo iniziato a ottobre 2014 e interrotto soltanto nei primi tre mesi 2016 (Figura 10).

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

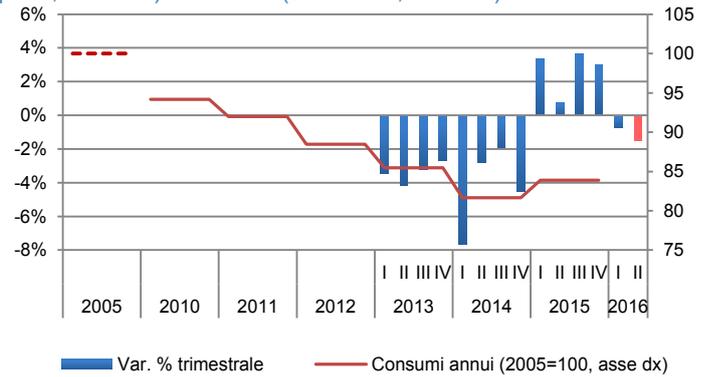


Figura 9 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

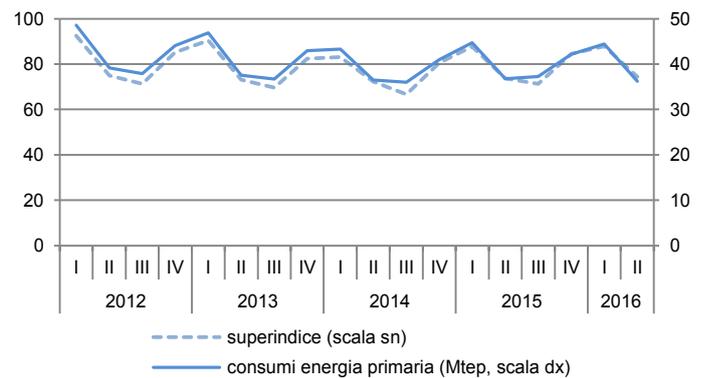


Figura 10 – Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

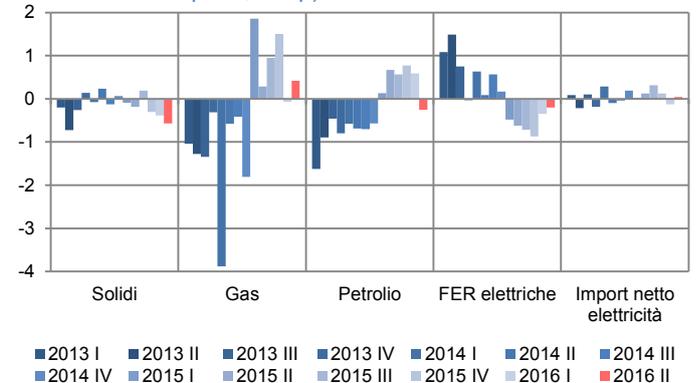
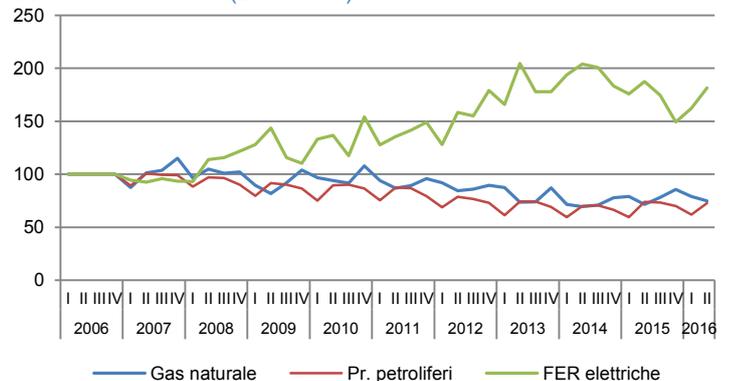


Figura 11 – Consumi trimestrali di gas naturale, prodotti petroliferi e rinnovabili elettriche (2006=100)



**Nella generazione elettrica ancora in aumento il ricorso al gas naturale, in forte diminuzione i solidi**

Nel secondo trimestre 2016 la produzione elettrica nazionale è stata pari a 64,4 TWh, inferiore di circa 2 TWh (-3%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Il ricorso alle fonti primarie utilizzate per la generazione elettrica si è pertanto complessivamente ridotto di oltre 0,5 Mtep (-4%) rispetto al secondo trimestre 2015. Come emerge dalla Figura 12, i valori risultano in linea col trend degli ultimi trimestri, sia per la riduzione del ricorso ai solidi e alle fonti rinnovabili, sia per l'incremento del gas naturale. I due TWh di minor produzione elettrica del secondo trimestre 2016 (rispetto al 2015) vanno ripartiti in maniera quasi uniforme tra generazione termoelettrica (-2,8%, +1,7 TWh il gas, -2,7 TWh i solidi) e fonti rinnovabili (-0,9 TWh, -3,3%). Per quanto concerne le fonti rinnovabili, a fronte di una maggiore produzione eolica (+0,6 TWh, +18%) va registrato un calo della produzione solare (-1,2 TWh, -3%), mentre la produzione idroelettrica è calata di circa il 3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Per quest'ultima si tratta del sesto trimestre consecutivo di scostamento negativo rispetto ai valori medi trimestrali (Figura 13). Il dato cumulato del primo semestre 2016 indica infatti una diminuzione di 2 TWh rispetto al primo semestre 2015. Nel caso della generazione termoelettrica i primi sei mesi dell'anno hanno visto, invece, un aumento consistente per il gas naturale (+10%), una riduzione altrettanto importante per i combustibili solidi (+12,5%), una riduzione meno marcata per le fonti rinnovabili (-5%).

**Ancora un trimestre di calo dei consumi elettrici**

Dopo il calo del primo trimestre del 2016, la domanda di energia elettrica è diminuita ancora nel secondo trimestre. La richiesta è stata pari a circa 73,3 TWh, il 2,6% in meno rispetto periodo corrispondente del 2015 (Figura 14). Il dato cumulato relativo ai primi sei mesi dell'anno mostra una riduzione del 2,1% sul 2015. Se la domanda sulla rete era tornata ad aumentare nel 2015 dopo diversi anni di riduzione (+1,5% rispetto al 2014), un dato di rilievo che emerge dalla Figura 14 è che se si guarda ai dati trimestrali la variazione tendenziale della domanda elettrica è stata negativa in diciotto degli ultimi trimestri, con l'unica eccezione del terzo trimestre 2015 (picco di domanda di luglio).

**Impieghi finali di energia: nel primo semestre lieve aumento solo per i consumi petroliferi**

Dopo il calo del primo trimestre, nel secondo trimestre del 2016 si è assistito ad una leggera ripresa (+0,15 Mtep) dei consumi di gas naturale nei settori di uso finale (Figura 15), ma il dato complessivo del primo semestre resta leggermente negativo. I consumi di prodotti petroliferi aumentano invece solo marginalmente, ma si tratta tuttavia della sesta variazione positiva consecutiva (Figura 15).

Sia nel caso del gas naturale sia nel caso dei prodotti petroliferi i consumi restano comunque molto lontani dai valori precedenti alla fase di crisi economica iniziata nel 2009. Al contrario, le fonti energetiche rinnovabili, pur penalizzate dalla più ridotta generazione idroelettrica nel 2015-2016, sono vicine a valori doppi rispetto alla produzione del 2006 (Figura 15).

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

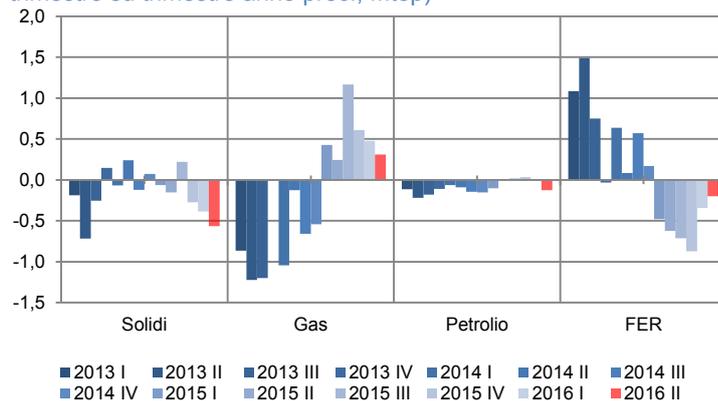


Figura 13 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sin) e variazione dai valori medi trimestrali 2006-2015 (TWh, asse dx)

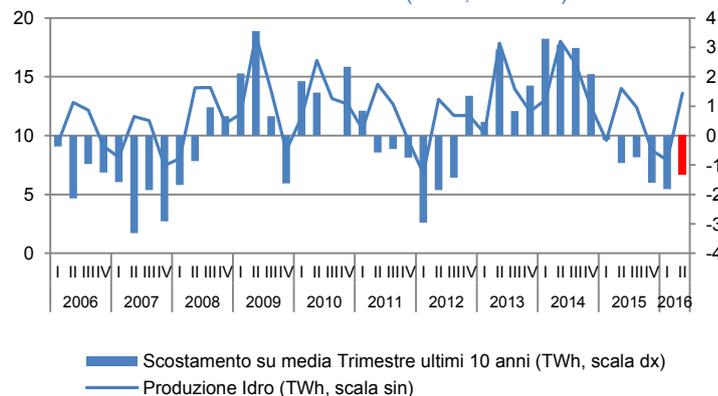


Figura 14 – Consumi elettrici trimestrali (var.% su anno prec, asse sin), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)

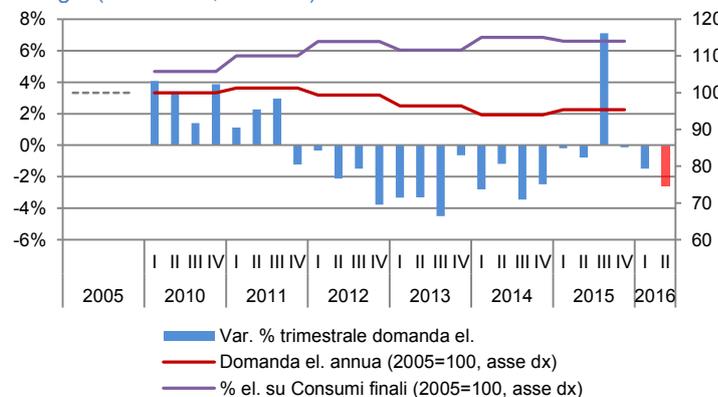
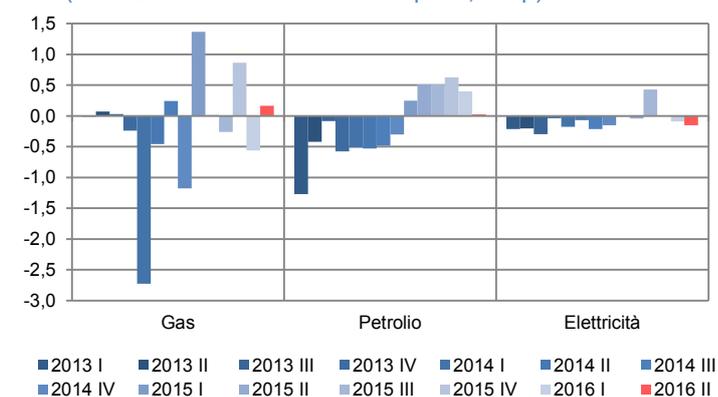


Figura 15 – Gas naturale, petrolio ed energia elettrica - Impieghi finali (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)



**Consumo di prodotti petroliferi nei trasporti in linea con i dati del 2015**

L'evoluzione dei consumi di prodotti petroliferi impiegati nel settore trasporti rispecchia quella dei consumi totali di prodotti petroliferi. Nel secondo trimestre del 2016 sono stati consumati complessivamente 9,4 milioni di tonnellate tra benzina, gasolio motori, GPL autotrazione e carboturbo, sostanzialmente in linea col dato del 2015. Tale valore, praticamente identico a quello dello stesso periodo del 2015, pare comunque confermare la ripresa dei consumi del settore, il cui trend risulta in crescita dal secondo trimestre 2014. Dopo l'incremento dei consumi dell'1% nel 2014 e dell'1,5% nel 2015, nei primi sei mesi del 2016 l'aumento complessivo è pari a un ulteriore 2,3% (Figura 16).

In termini di singoli prodotti, i consumi di carboturbo nel secondo trimestre 2016 risultano ancora in aumento (circa 6% sullo stesso periodo del 2015), in linea con i dati degli ultimi 24 mesi. In controtendenza con un trend che durava da nove trimestri sono invece in marginale diminuzione i consumi di gasolio motore. Ma se si guarda al dato cumulato dei primi sei mesi dell'anno il gasolio risulta in aumento di più del 3%. In leggera diminuzione anche la benzina, ma in questo caso si tratta di un dato in linea con una tendenza ormai pluriennale (Figura 17).

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

Contrariamente a quanto registrato nei primi tre mesi dell'anno, quando si era registrata una contrazione della domanda di gas naturale di oltre 0,5 Mtep (rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), principalmente a causa della riduzione della domanda nel settore civile per fattori climatici (Figura 18), nel secondo trimestre 2016 i consumi di gas nei settori di impiego finale risultano in aumento, per circa 0,15 Mtep (+2,7%). Nel complesso, nei primi sei mesi del 2016 la riduzione dei consumi finali di gas naturale è del 2% rispetto al primo semestre 2015.

Il settore industriale, che in media assorbe circa il 30% dei consumi annui di gas, nel corso del secondo e del terzo trimestre copre quasi la metà della domanda di gas, a causa della stagionalità dei consumi per la climatizzazione. Il leggero aumento della domanda nel secondo trimestre è in effetti legato in primo luogo alla domanda dell'industria: nel periodo, infatti, i consumi di gas per la produzione industriale sono aumentati di un significativo 5,8%, in coerenza con la produzione industriale dei settori gas intensive (Figura 19), tra cui in primo luogo carta e prodotti della carta, prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi, metallurgia. Un aspetto interessante che emerge dalla Figura 19, meritevole di approfondimento, è che 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 due anni.

Nel secondo trimestre 2016 sono invece praticamente stabili sui valori dello scorso anno i consumi di gas nel settore civile, a circa 4,1 miliardi di metri cubi (Figura 18). Ma scendono complessivamente del 3,5% nel primo semestre, in perfetta coerenza con la riduzione del 3,9% dei gradi giorno riscaldamento.

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

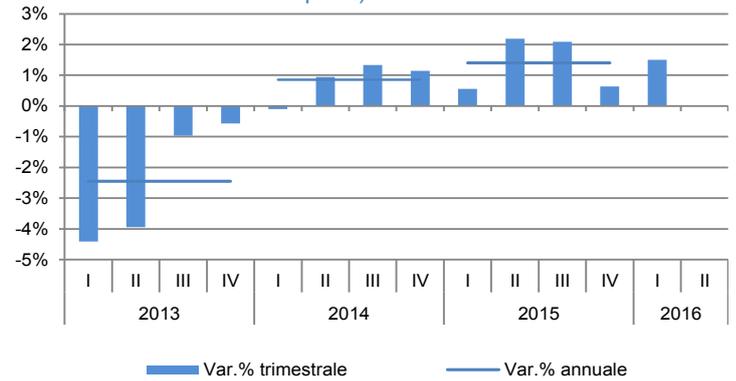


Figura 17 – Consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (var. trimestre su trim. anno prec., Mtep)

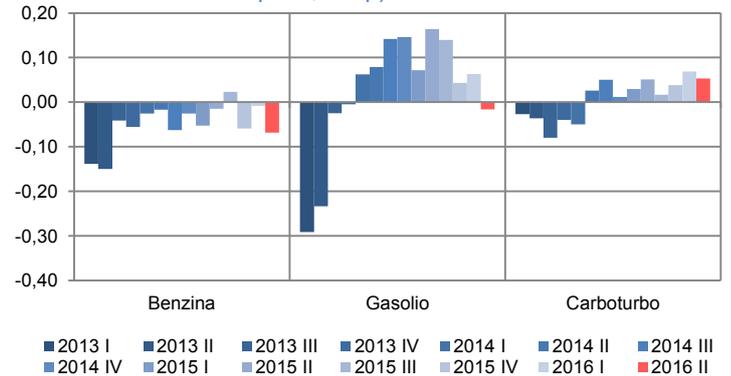


Figura 18 – Consumi di gas naturale nel settore civile (MSm<sup>3</sup> asse sin) e proxy Gradi Giorno riscaldamento (asse dx)

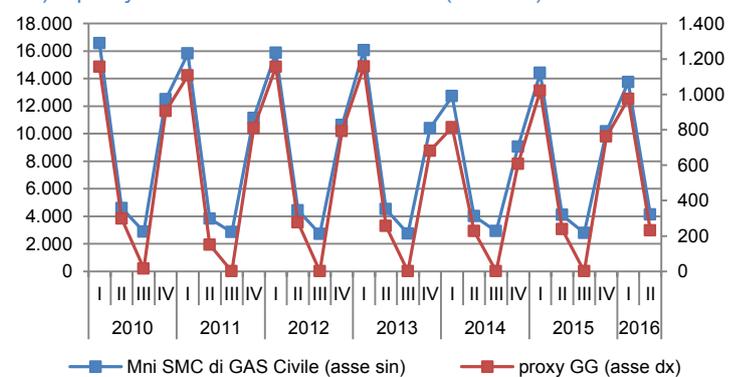
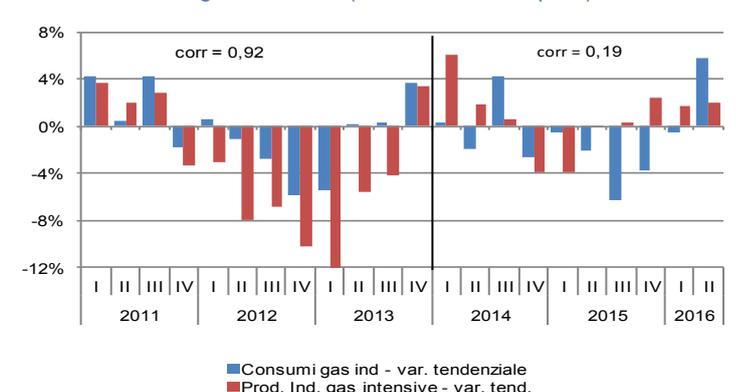


Figura 19 – Industria: consumi di gas e indice produzione industriale settori gas intensive (var. % trim anno prec)



**Nel 2015 domanda di energia in aumento in tutte le zone d'Italia**

Come argomentato nelle sezioni precedenti, e più estesamente nell'Analisi Trimestrale 0/2016, in Italia nel corso del 2015 i consumi di energia destinati ai settori di impiego finale sono tornati a crescere. L'aumento della richiesta di gas, di prodotti petroliferi (benzina, gasolio motori, agricolo e riscaldamento) e di energia elettrica è stato registrato in tutte le zone d'Italia, con incrementi, rispetto al dato 2014, che vanno da un minimo di 0,9% circa nel Nord Est e in Sicilia, a un massimo del 10% in Sardegna (mentre la media italiana è del +3,0%). La Figura 20 mostra come tale ripresa dei consumi sia in controtendenza rispetto ai dati degli ultimi quattro anni, e come in tutte le regioni i consumi energetici siano ancora nettamente al di sotto rispetto ai valori 2010 (circa -10% su base nazionale).

A seconda delle diverse caratteristiche delle varie aree del paese, dei fattori demografici e climatici, risultano differenti i pesi dei settori industriale, trasporti e civile sui bilanci energetici locali: la domanda di gas, petrolio ed elettricità ne risulta dunque fortemente correlata.

I consumi di prodotti petroliferi, che rappresentano nel 2015 circa il 37% dei consumi energetici qui considerati, nel corso dell'anno sono aumentati di circa l'1,6% rispetto al 2014. Tale incremento ha riguardato molte zone d'Italia, in particolar modo Sardegna (+15%, anche per inverno 2015 più rigido del precedente (in Sardegna non c'è gas) e il Centro (+ 5,5%, extra rete!); in riduzione, invece, nel Nord Est, Nord Ovest e Sicilia (rispettivamente -3,4%, -1,5%, -2,1%). La Figura 21 mostra come, rispetto ai dati di consumo del 2010, i valori dell'ultimo anno risultino d'altro canto ancora sensibilmente inferiori: -12% la media Italiana, con picco negativo della zona centro, -18% nonostante la ripresa dell'ultimo anno.

Nel corso del 2015 sono inoltre aumentati, in maniera anche più evidente rispetto ai prodotti petroliferi, i consumi di gas naturale: +5,5% rispetto l'anno precedente, in primo luogo a causa d un inverno più rigido rispetto a quello mite del 2014. Tale aumento ha riguardato tutte le zone d'Italia, con incrementi di oltre il 6% per le regioni del Nord. Rispetto al 2010, la Figura 22 mostra come, ad eccezione della Sicilia, i consumi di gas risultano in riduzione costante negli ultimi anni in tutte le zone d'Italia (-10% media).

Anche i consumi elettrici sono tornati ad aumentare nel 2015 dopo anni di contrazione della domanda (Figura 23), di circa l'1,5%. La riduzione nelle regioni del Nord ovest, in Lombardia e nel Nord Est (-2,7%, -2,3%, -1,1%), è stata infatti più che compensata dagli aumenti in tutte le altre regioni d'Italia, in particolare al sud (+8,6%), ma anche al centro Nord (+2,5%), al Centro (+3,7%) e nelle Isole (4,0% medio). Tra i fattori, un'estate mediamente più calda della precedente e un inverno più rigido (influenza, in parte, le regioni del sud e isole). La Figura 21 mostra come i consumi elettrici dell'ultimo anno risultino inferiori ai dati di consumo del 2010 in tutte le zone d'Italia, con l'eccezione della zona Sud.

Figura 20 – Consumi di gas, prodotti petroliferi ed elettricità nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010)

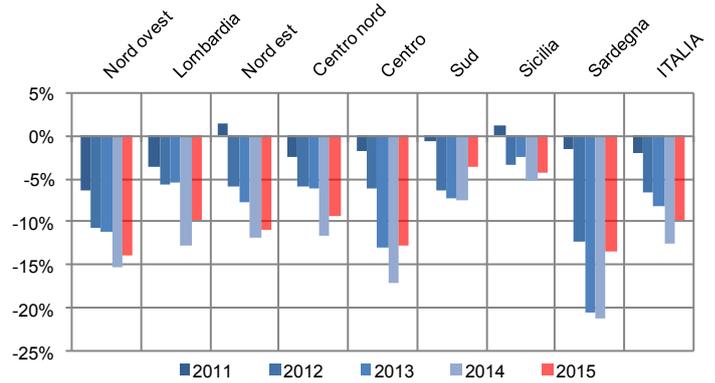


Figura 21 – Consumi di prodotti petroliferi nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010)

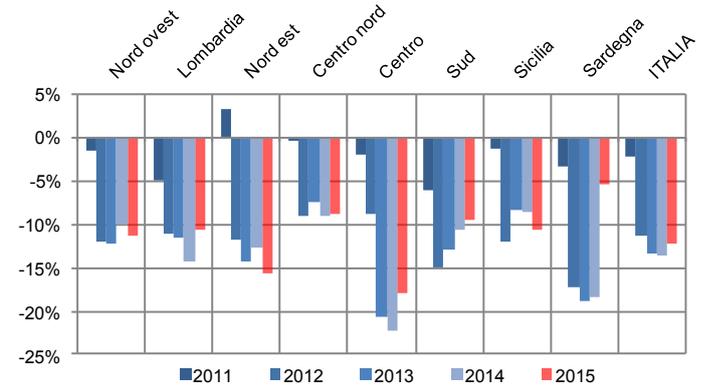


Figura 22 – Consumi di gas nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010)

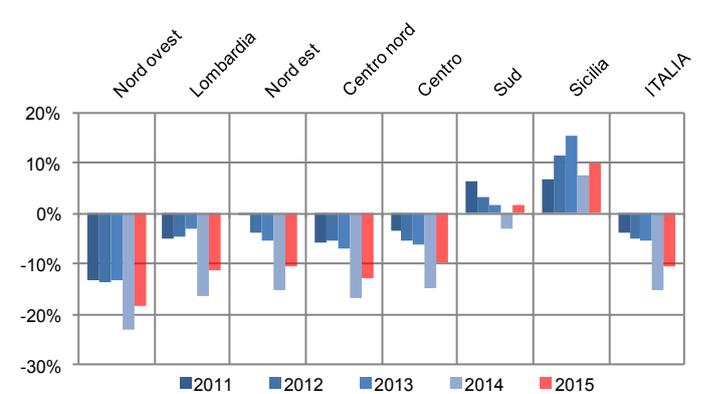
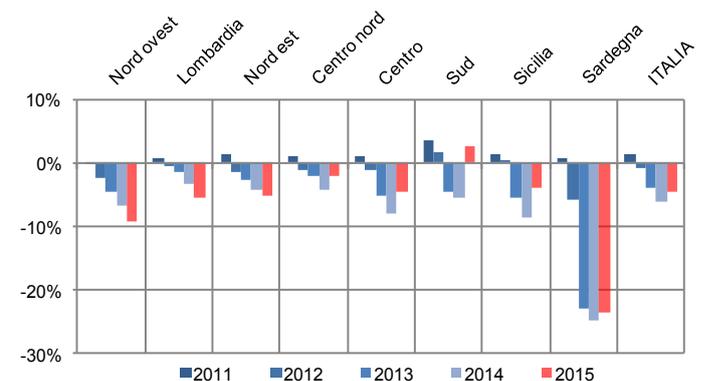


Figura 23 – Consumi di elettricità nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010)



### 3. Decarbonizzazione del sistema energetico

*Nel primi sei mesi 2016 tornano a scendere le emissioni di CO<sub>2</sub>*

Secondo le stime ENEA, le emissioni di CO<sub>2</sub> nel corso dei primi sei mesi del 2016 sono tornate a scendere di oltre un punto percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, grazie alla riduzione dei consumi di energia primaria (-1,1%). Il sistema energetico sembra dunque tornato su una traiettoria di decarbonizzazione (Figura 24), 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'unica eccezione del 2010, anno in cui consumi fecero registrare un rimbalzo dopo la forte recessione del 2009). La Figura 24 mostra come, in caso di variazione nulla delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel secondo semestre dell'anno, a fine 2016 si arriverebbe a una riduzione del 27,2% rispetto al 2005. La Figura 25 mostra come la traiettoria delle emissioni sia 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 a -40% rispetto al 2005). Secondo le elaborazioni ENEA la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> registrata nella prima metà del 2016 è maturata sostanzialmente nel secondo trimestre (Figura 25). Nel primo trimestre le minori emissioni del settore civile, imputabili al clima più mite rispetto all'anno precedente, sono state infatti compensate da maggiori consumi nei trasporti. Nel secondo trimestre, invece, la riduzione di emissioni nel settore della generazione elettrica, causate dalle forti riduzioni della generazione da solidi e da prodotti petroliferi, ha condotto a un complessiva contrazione delle emissioni del sistema, di oltre un punto percentuale rispetto al 2015.

*Meno solidi e prodotti petroliferi nella generazione elettrica tra le cause della riduzione delle emissioni*

La riduzione delle emissioni dei primi mesi del 2016 è da ricercare in gran parte nel settore della generazione elettrica, in cui si stima un abbattimento di circa 2,6 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> (-6% rispetto al 2015). Tale riduzione è imputabile in primo luogo a una produzione termoelettrica che, seppur stabile sui valori del 2015, è stata caratterizzata da un minor ricorso alle fonti solide e ai prodotti petroliferi e da un maggior ricorso al gas naturale (Figura 12). La Figura 27 evidenzia, inoltre, come tale riduzione sia maturata in particolare nel corso dell'ultimo trimestre, nel quale vi è stata una minore produzione nazionale, 2 TWh in meno, di cui 1 da termoelettrico: nel primo trimestre, invece, la produzione termoelettrica era superiore di 1,1 TWh rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, per colmare una minore produzione idroelettrica di circa 1,7 TWh. La riduzione della domanda elettrica nel 2016, complessivamente del 2% rispetto al primo semestre 2015, ha influito in maniera meno significativa sulla riduzione delle emissioni del settore rispetto alla componente mix di generazione: come evidenzia la Figura 27, infatti, la riduzione delle emissioni nel settore è imputabile principalmente al mix di generazione (espresso in termini di gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>), molto meno all'aumento della domanda. Il motivo è da ricercare nel fatto che ai circa 2,5 TWh di minor domanda elettrica richiesti nei primi sei mesi del 2016, rispetto al 2015, ha corrisposto una minor produzione elettrica da fonti rinnovabili complessivamente di simile entità (-2,1 TWh idroelettrico, -1,7 di solare, +1,2 eolico).

Figura 24 – Emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005)

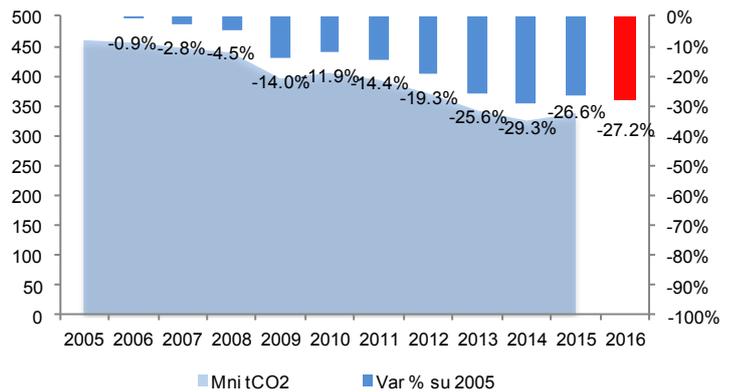


Figura 25 – Emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano (Mt) – dati storici e traiettorie di riduzione coerenti con target 2020 e 2030

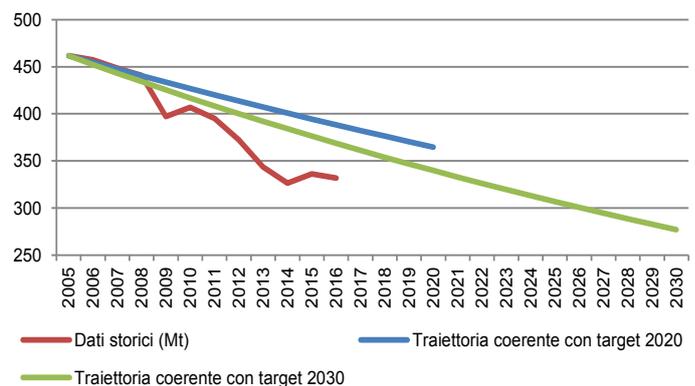


Figura 26 – Emissioni di CO<sub>2</sub> trimestrali (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

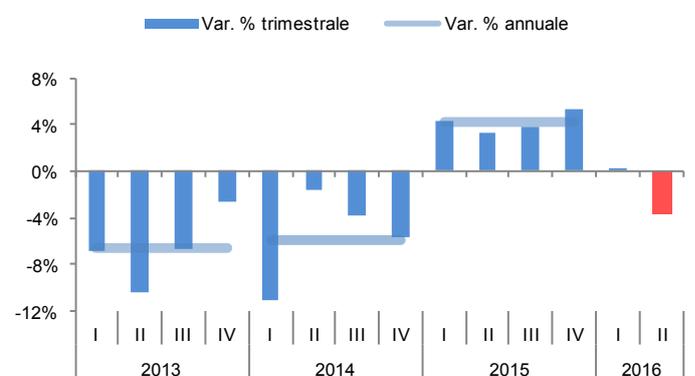
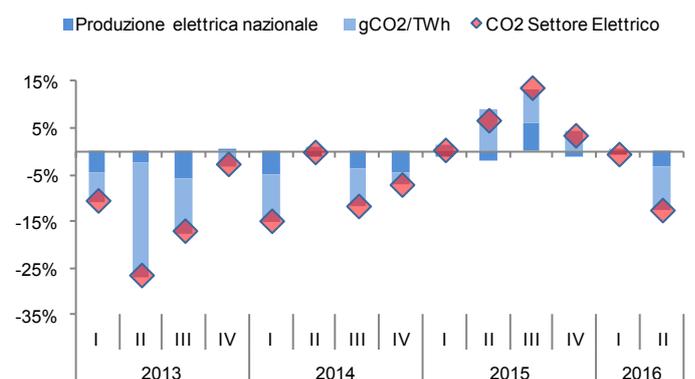


Figura 27 – CO<sub>2</sub> da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)



**CO<sub>2</sub> in riduzione nel civile, in aumento nei trasporti**

Nel 2016 le emissioni di CO<sub>2</sub> risultano in riduzione anche nel civile (-2,5% rispetto ai primi sei mesi del 2015), in linea con la riduzione dei consumi del settore. Come argomentato nella sezione relativa ai consumi di energia, nel settore civile l'andamento dei consumi di combustibili fossili (e delle rispettive emissioni) è legato prevalentemente alla climatizzazione invernale, pertanto è fortemente dipendente dalla mitezza o rigidità degli inverni. Dalla Figura 28 emerge come la riduzione delle emissioni nel 2014 abbia corrisposto al clima più mite tanto del primo che del quarto trimestre 2014, che aveva determinato una minore domanda di energia, gas naturale in primis. Poiché sia il primo che il quarto trimestre 2015 sono invece stati più rigidi rispetto ai corrispondenti trimestri dell'anno precedente, ne è derivato un incremento sia dei consumi di energia sia delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Allo stesso modo, un primo trimestre 2016 più mite del precedente ha determinato una riduzione di consumi ed emissioni dell'ordine del 2,5% rispetto all'anno precedente.

Come visto nella sezione precedente, nei primi tre mesi del 2016 i consumi di energia del settore trasporti hanno continuato ad aumentare, in linea con il trend degli ultimi anni. Con essi crescono le emissioni di CO<sub>2</sub>, in maniera quasi speculare (essendo i prodotti petroliferi la fonte predominante). In Figura 29 si nota come la ripresa delle emissioni del settore trasporti sia in linea con l'andamento di alcune delle variabili di rilievo del trasporto su gomma, merci e passeggeri. Con riferimento alla sola rete autostradale (vedi nota metodologica) i veicoli-km percorsi sia dai mezzi leggeri che dai mezzi pesanti sono infatti in aumento dal secondo trimestre 2014.

**Emissioni di CO<sub>2</sub> in Italia e EU. Fattori strutturali e congiunturali**

Nell'ultimo decennio in tutti i principali Paesi UE si sono verificate riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> molto significative, pari a circa il 2,6% medio annuo tra il 2005 e il 2014. L'Italia è però l'unico paese in cui tali riduzioni sono legate in modo significativo alla crisi economica, mentre negli altri principali Paesi UE la riduzione di CO<sub>2</sub>, 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 29). In effetti, l'analisi di scomposizione delle emissioni di CO<sub>2</sub> relative al 2015 (vedi Analisi Trimestrale n. 0/2016) mostra come in Italia la pur modesta ripresa economica (PIL/popolazione) sia stata una delle componenti dell'incremento delle emissioni rispetto al 2014. In conseguenza di ciò, se si utilizza la scomposizione di Kaya per "depurare" la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dalla componente congiunturale rappresentata dal PIL pro-capite, si riscontra come il tasso medio annuo di riduzione della CO<sub>2</sub> nel periodo 2005-2015 risulta in Italia più basso sia di quello medio dell'intera UE a 28 sia di quello relativo agli altri quattro più grandi paesi europei (Figura 29). D'altra parte, se si proiettano le emissioni di CO<sub>2</sub> ipotizzando la continuazione del trend di riduzione registrato tra il 2005 e il 2016, anche depurato della componente PIL pro capite, l'obiettivo al 2020 sembra di fatto assicurato, e anche la traiettoria delle emissioni al 2030 resta coerente con l'obiettivo.

Figura 28 – Emissioni di CO<sub>2</sub> settore civile e proxy Gradi Giorno riscaldamento (var % trimestre su trimestre anno prec.)

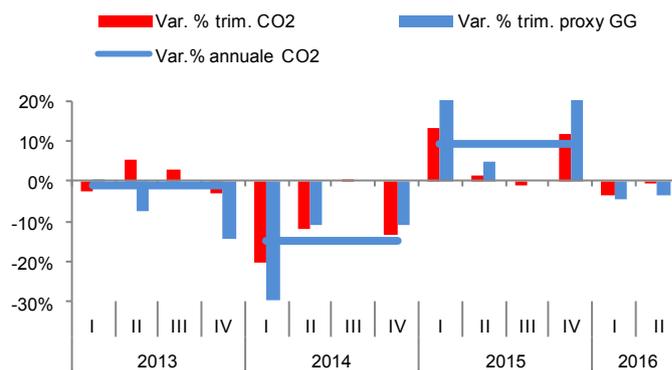


Figura 29 – Emissioni di CO<sub>2</sub> settore trasporti e driver del trasporto su gomma (var. % trimestre su trim. anno prec.)

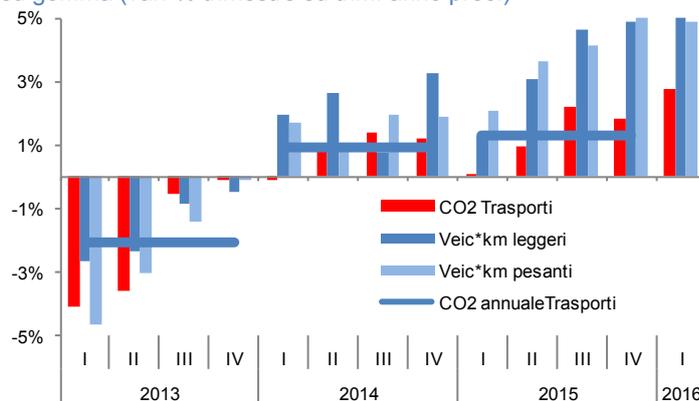


Figura 30 – Var % emissioni di CO<sub>2</sub> di alcuni Paesi UE, periodo 2005-2014

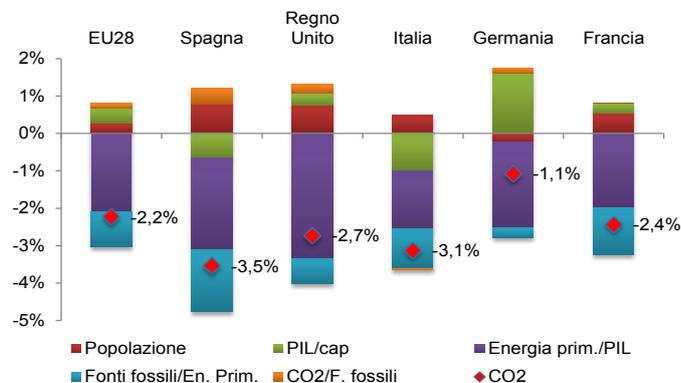
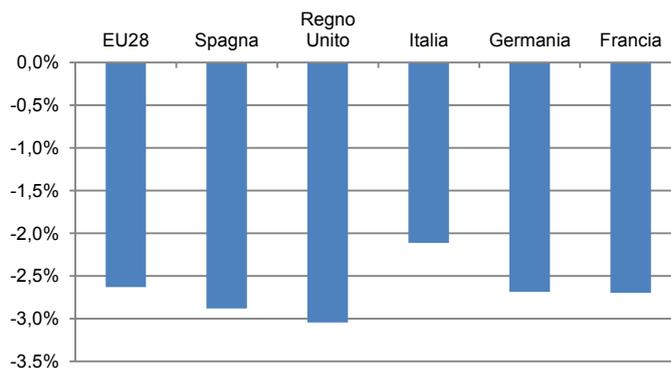


Figura 31 – Tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel periodo 2005-2014 (2005-2015 per l'Italia) depurato dalla componente PIL/cap



## 4. Sicurezza del sistema energetico

### 4.1 Sistema petrolifero

#### In calo l'import netto di greggio

Nel primo trimestre 2016 si è osservata una diminuzione dell'import netto di greggio rispetto al primo trimestre 2015 (Figura 32). Si registra quindi una controtendenza rispetto al 2015, anno di ripresa dell'import dopo un lungo periodo di calo. In termini di dipendenza, il deficit resta stabile intorno al 90%, (vedi Analisi Trimestrale 0/2016).

#### Cambiano le proporzioni nella provenienza dei greggi

A partire dal 2012 si è osservato un cambiamento nella provenienza dei greggi importati (Figura 33). Mentre diminuisce in maniera significativa la quantità di petrolio importato dalla Libia (-20%), aumenta l'import da altri paesi africani (+10%). Stessa tendenza si osserva per il petrolio proveniente dall'Arabia Saudita (-6%) rispetto ad altri paesi del Medio Oriente (+8%). Il petrolio proveniente dall'Asia è aumentato rispetto al passato mantenendosi costantemente dal 2014 intorno al 25%. Inoltre, l'Italia importa in misura minore il petrolio russo e in quantità ancora limitate quello americano. Nel primo trimestre 2016 si è ridotto ulteriormente l'import dalla Libia ed è aumentato quello dalle aree mediorientali.

#### Si lavora greggio più leggero

La serie storica dei dati riferiti al grado API e al tenore di zolfo dei greggi importati (Figura 34) mostra che nel 2011 si è interrotta la tendenza a importare petrolio più "pesante" osservando un aumento del grado API con valori massimi raggiunti nel primo trimestre 2016. Per quanto riguarda lo zolfo, negli ultimi due anni i valori di concentrazione si sono attestati intorno a 1,1%.

#### Rischio medio per l'approvvigionamento del greggio

Il sistema energetico italiano si caratterizza per un elevato deficit petrolifero (vedi sopra), che è strutturale. A fronte di questo dato, l'Italia mostra un'elevata diversità dei fornitori, espressione della resilienza del sistema. Tutte le realtà economiche considerate mostrano un'adeguata diversità dei fornitori (indice di Herfindahl-Hirschman con valori piuttosto bassi) che in qualche modo bilancia l'alta percentuale di dipendenza dall'import (Figura 35). Il Regno Unito si discosta dagli altri Paesi per una minore dipendenza dall'import pur mostrando una tendenza in aumento.

Figura 32 – Italia: import netto di greggio (var.% trim prec. e quantità totale annua)

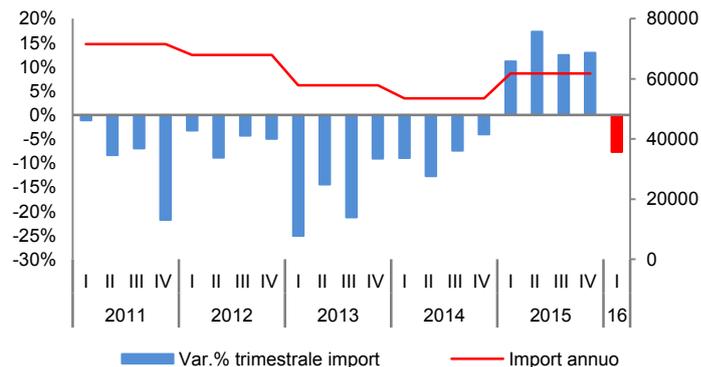


Figura 33 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (valore%)

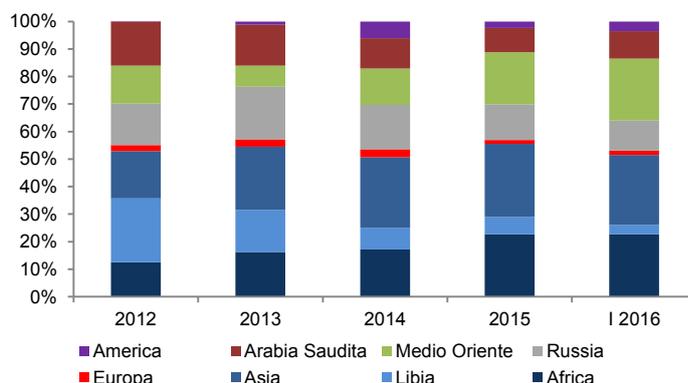


Figura 34 – Grado API (asse sin.) e tenore di zolfo (asse dx.) dei greggi importati (% sul totale)

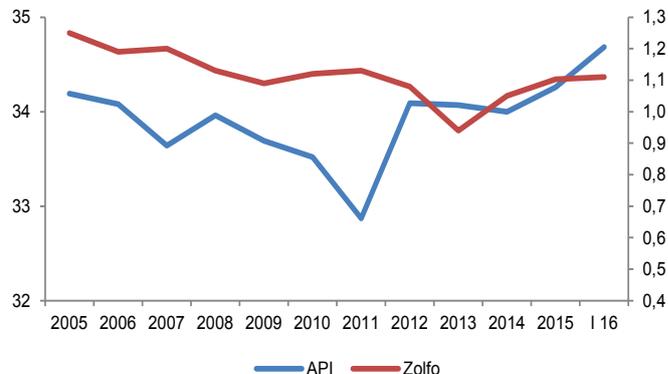
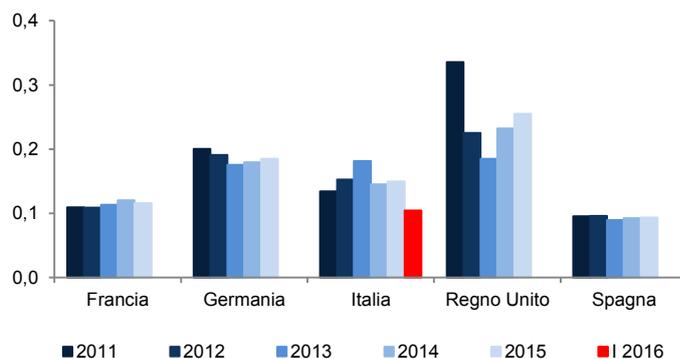


Figura 35 – Diversificazione dei fornitori di greggio (indice Herfindahl-Hirschman)



**Intensità petrolifera del sistema in leggera ripresa dopo molti anni di riduzione**

Un altro elemento da considerare è la possibile vulnerabilità del sistema energetico rispetto a potenziali criticità sul fronte dell'offerta (quantità e prezzi), che può essere espressa da variabili come l'intensità petrolifera del sistema energetico (intesa come quota del petrolio sui consumi totali di energia primaria) o come la quota di prodotti petroliferi sui consumi totali nei trasporti (una proxy della dipendenza di uno specifico settore dai prodotti petroliferi). Negli ultimi anni il sistema energetico italiano ha mostrato una progressiva riduzione dell'intensità petrolifera, che resta comunque più elevata della media UE (Figura 36). Inoltre, in assenza di una riduzione del peso dei prodotti petroliferi nei trasporti, dal 2014 la riduzione dell'intensità sembra essersi fermata.

**Leggera flessione nelle lavorazioni di greggio**

Rispetto al primo trimestre 2015, le raffinerie hanno lavorato una minor quantità di petrolio greggio, con un calo del 4% circa, dato in controtendenza rispetto a quanto osservato nell'anno precedente (Figura 37). Tale dato è in linea con quello riferito a UE 28, mentre la Germania si attesta su valori costanti, la Francia mostra maggiori flessioni e Spagna e Regno Unito mantengono variazioni positive rispetto ai corrispondenti periodi del 2015.

**Continua l'aumento dei consumi di prodotti petroliferi**

Nel secondo trimestre 2016 è confermato l' aumento del consumo di prodotti petroliferi rispetto al corrispondente 2015 (Figura 38). In totale, per i prodotti considerati, si riscontra un aumento del 2,2%. In particolare, per la benzina il consumo mostra un leggero calo (-3%), i consumi di gasolio e nafta sono piuttosto stabili (-0,5% e 0,1%) mentre per il carburturbo e il GPL aumentano (+4,8% e +4,5%). Piuttosto importante è invece l'aumento di consumo di distillati pesanti che rispetto al secondo semestre 2015 mostra una variazione positiva del 16,6%. Le analisi prospettiche ENEA (descritte nella nota metodologica) mostrano che nel medio termine (10 anni) i consumi di prodotti petroliferi siano probabilmente destinati a scendere in uno scenario di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> pari al 40% rispetto al 2005 entro il 2030. Una traiettoria di consumi relativamente stabili sui valori odierni sembra invece possibile con una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 30% entro il 2030.

**Stabile l'eccesso di produzione di gasolio**

Nel primo trimestre 2016 l'Italia si conferma come l'unico Paese con un eccesso di produzione di gasolio rispetto alle altre realtà economiche prese a confronto nelle quali la produzione interna non copre i consumi (rapporto produzione/consumi inferiore a 1) (Figura 39). Il rapporto tra produzione interna di gasolio e consumo si attesta oggi intorno a 1,2, che costituisce un valore basso anche in un' ottica di lungo periodo.

Figura 36 – Intensità petrolifera del sistema energetico

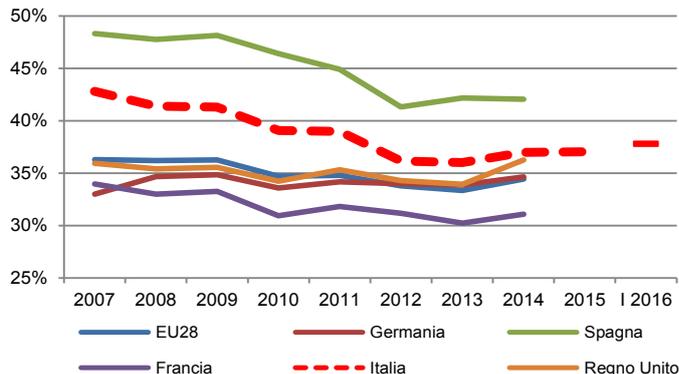


Figura 37 – Lavorazioni di petrolio greggio (var.% trim prec.)

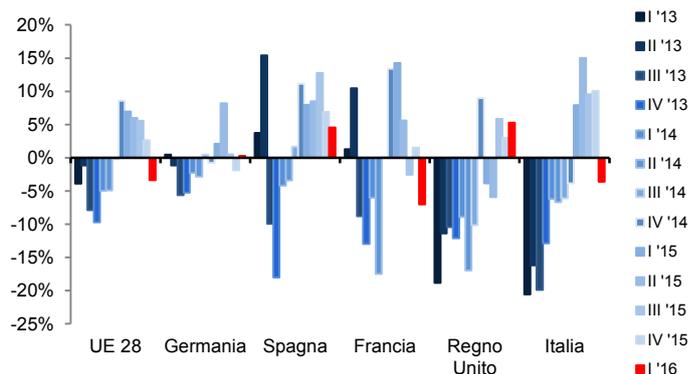


Figura 38 – Prodotti petroliferi: consumi trimestrali di alcuni prodotti (scala sn, kt), consumi totali annui e proiezioni (scala dx, Mtep)

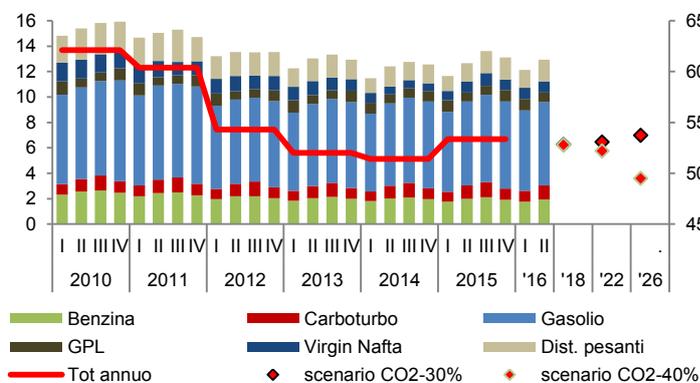
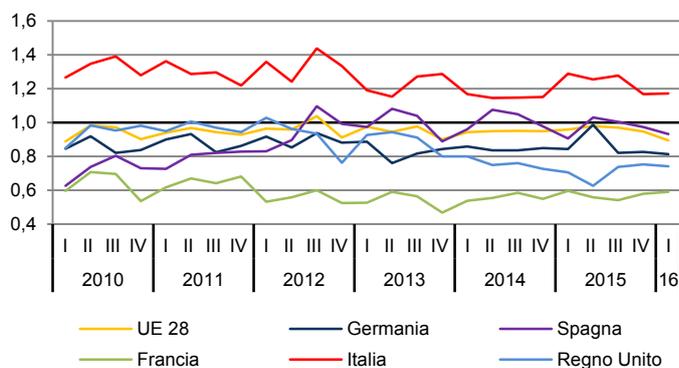


Figura 39 – Rapporto tra produzione e consumi di gasolio



**In leggero calo l'eccesso di produzione di benzina in controtendenza rispetto ad altre realtà UE**

A fronte della tendenziale riduzione dell'eccesso di produzione di gasolio nel corso degli ultimi anni, risultante da consumi stabili a fronte di lavorazioni delle raffinerie in calo, l'eccesso di produzione di benzina resta invece piuttosto costante, su valori peraltro elevati (circa 1,6). In tutte le altre realtà economiche prese a confronto l'eccesso di produzione mostra invece una tendenza in aumento, in particolare nel corso dell'ultimo anno (Figura 40). Tale eccesso che è più moderato per UE 28, Germania e Regno Unito, e decisamente più elevato per Spagna e Francia che mostrano una impennata del rapporto produzione/consumi con valori superiori a 1,8.

**In crescita l'export di benzina e distillati pesanti, leggero arresto per il gasolio**

Complessivamente, nel primo trimestre 2016 l'export netto per gasolio, benzina e distillati pesanti è in crescita rispetto al corrispondente 2015 (+6,7%) mentre per GPL, nafta e carboturbo aumenta la dipendenza dall'import (+9,5%) (Figura 41). I dati relativi ai singoli prodotti non sono sempre concordi, mentre per benzina e distillati pesanti l'export è di segno positivo (rispettivamente +5,7% e 28,3%), per il gasolio si assiste ad un calo dell'export (-6,6%) che non avveniva dal 2014. Per quanto riguarda l'import, per GPL e carboturbo si assiste ad un calo (rispettivamente -6,2% e -27%) mentre cresce considerevolmente quello della nafta (+71,5%).

**Di nuovo in flessione i margini della raffinazione**

Nel secondo trimestre 2016 si osserva una flessione nei margini della raffinazione per l'area mediterranea che diminuiscono di un dollaro al barile, precisamente da 3,6 a 2,6 \$/b (Figura 42). Il dato di Luglio, fornito da Saras, non è confortante in quanto i margini scendono a 1,4 \$/b. Per l'area nord europea i valori sono stabili dall'inizio del 2016 (4,8 \$/b).

**In leggera crescita l'utilizzo degli impianti**

Il tasso di utilizzo medio degli impianti (calcolato come rapporto tra le lavorazioni delle raffinerie e la capacità di distillazione atmosferica, base dati Eurostat, per maggio giugno 2016 rielaborati da OPEC), pur rimanendo inferiore a quello di altri paesi, nel secondo trimestre 2016 è in leggero aumento (75%) (Figura 43). Lo stop osservato in Francia è correlato agli scioperi che hanno caratterizzato il periodo.

Figura 40 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina

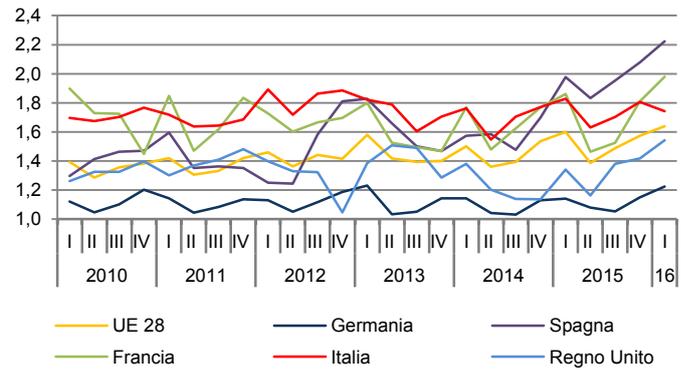


Figura 41 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

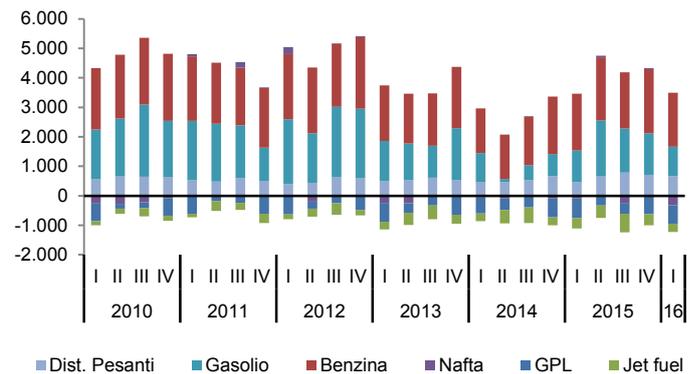


Figura 42 – Margini di raffinazione (\$/b) per diverse aree geografiche

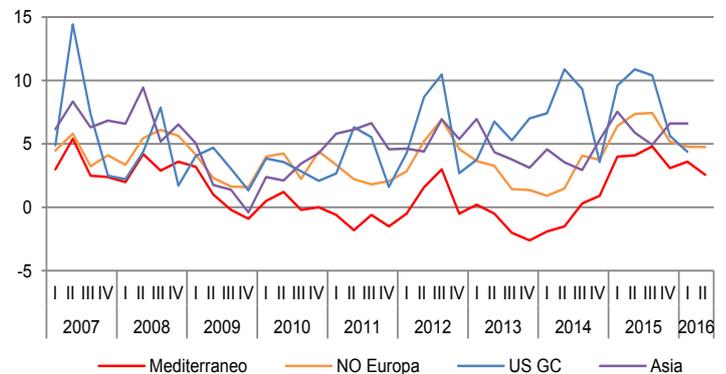
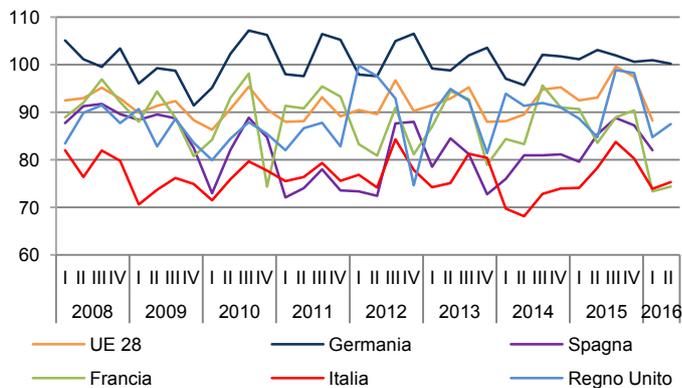


Figura 43 – Percentuale di utilizzo impianti per diverse aree geografiche



## 4.2 Sistema del gas naturale

### Nel I semestre 2016 lieve aumento della domanda

Dopo che nel primo trimestre 2016 la domanda di gas naturale in Italia era rimasta stabile rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, nel secondo trimestre la domanda è aumentata di un significativo 4,8% (Figura 44) pari a poco più di mezzo miliardo di metri cubi, grazie all'incremento di consumi di tutti i settori, termoelettrico (+8,6%) e industria (+5,8%) in primis. La domanda cumulata del primo semestre 2016 è stata pari a 35,7 miliardi di mc, con un incremento dell'1,4% rispetto al 2015. Continua dunque la ripresa della domanda, che resta tuttavia ancora lontana dai valori del 2010: nei primi sei mesi dell'anno solo a maggio la domanda mensile è risultata in linea con la media degli ultimi otto anni (2009-2016); negli altri cinque mesi è risultata sempre inferiore alla media. A fronte di dati di valori 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. Questo nonostante la punta di domanda 2016 sia stata pari a 384 milioni di m<sup>3</sup> (20 gennaio), dunque molto inferiore al massimo di 464 milioni di metri cubi del 7/2/2012 (Figura 45).

### In aumento l'import dall'Algeria, cala il Nord Europa

Dal lato dell'offerta, l'elemento più rilevante del primo semestre del 2016 è la forte ripresa delle importazioni dall'Algeria, in costante diminuzione su base annua dal 2010. In cinque dei primi sei mesi dell'anno i volumi di gas algerino sono più che raddoppiati, con una media giornaliera di 48 milioni di metri cubi contro i 20 del 2015 (Figura 46 e Figura 47). Dietro questa inversione di tendenza vi è la situazione favorevole dei prezzi dei contratti di lungo termine indicizzati al petrolio, che hanno cominciato a riflettere il calo del prezzo del greggio della seconda metà del 2015, con l'aggiunta della rinegoziazione (dichiarata dall'ENI) dei contratti take-or-pay con la compagnia di stato Sonatrach. Dopo i massimi del 2015 scende leggermente l'import dalla Russia (-0,6% nel semestre), anche per il dichiarato superamento da parte dell'ENI della fase di recupero dei volumi prepagati ma non ritirati alla luce delle clausole *take or pay*. Sono invece in forte riduzione sia il gas in arrivo dalla Libia (-37% tendenziale) sia il gas proveniente dal Nord Europa (-43% nel primo semestre, 14 milioni di metri cubi al giorno contro una media di lungo periodo di 25). È infine significativo l'aumento delle importazioni di GNL (circa 1 Mm<sup>3</sup>/g in più). Si tratta forse di un primo segnale dell'arrivo di grandi quantità di GNL sul mercato europeo in conseguenza dell'eccesso di offerta globale. Si tratterebbe di una novità significativa. A differenza infatti di quanto accade nel Nord Europa, l'Italia finora non sembra aver utilizzato le importazioni di GNL come risorsa di cui approfittare, aumentandone l'utilizzo a scapito delle altre fonti di approvvigionamento, nelle fasi di spread favorevoli ai mercati spot (vedi Analisi Trimestrale 0/2016).

Figura 44 – Domanda di gas naturale (MSm<sup>3</sup>)

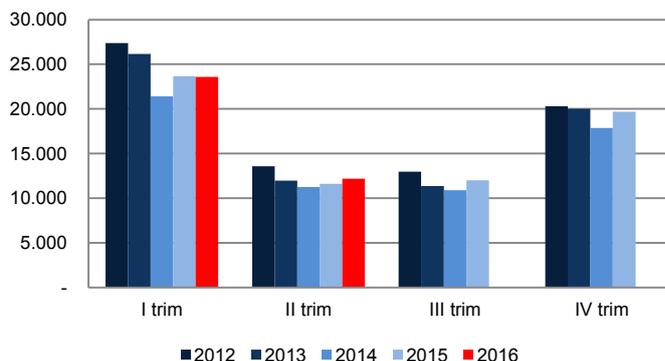


Figura 45 – Domanda giornaliera di gas naturale (MSm<sup>3</sup>) – 2019-2016

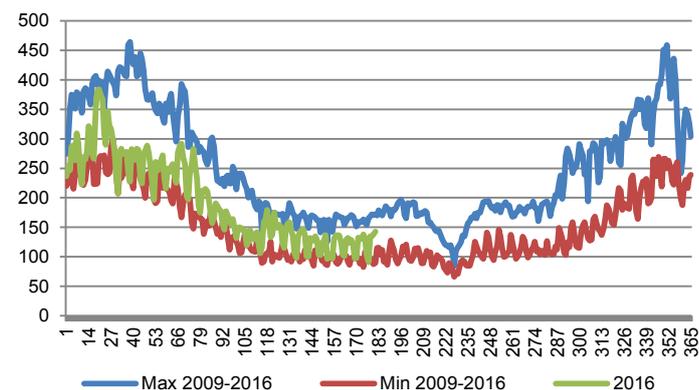


Figura 46 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata (MSm<sup>3</sup>)

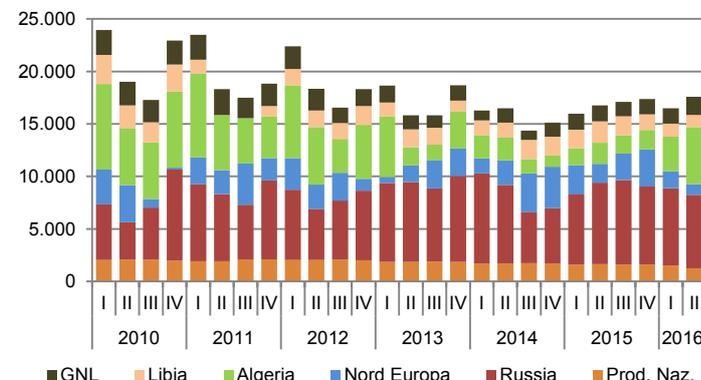
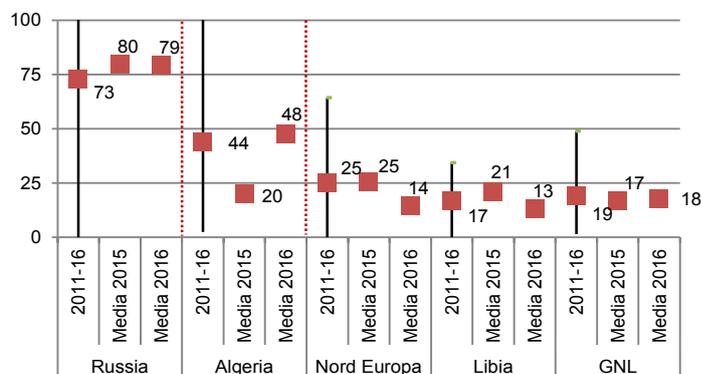


Figura 47 – Immissioni per punto entrata – Valori min, medi e max 2010-2016 e medie I semestre 2015 e 2016 (MSm<sup>3</sup>)



Dalla Figura 48 emerge invece come l'andamento dello spread tra prezzo del gas russo e prezzo del gas nei mercati spot del Nord Europa abbia un'influenza diretta sulle importazioni italiane dalla Russia e dal Nord Europa. La forte riduzione dell'import dal Nord Europa del primo semestre 2016 segue strettamente la diminuzione dello spread, che da maggio 2016 è tornato su valori negativi. Da inizio 2015, quando lo spread si è ridotto sostanzialmente rispetto ai valori del 2014 le importazioni dalla Russia si mantengono invece su valori che restano elevati pur in presenza del forte aumento dell'import dall'Algeria. Questa rinnovata competitività dei contratti di lungo termine indicizzati al petrolio (sia il gas russo sia quello algerino) è forse anche un segnale della strategia decisa dai due paesi per 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.

**Sicurezza: miglioramenti rispetto alla SEN, ma restano criticità potenziali**

Per valutare la sicurezza del sistema italiano del gas naturale è utile scomporre la questione nei suoi elementi costitutivi, analizzando sia gli aspetti di breve termine sia quelli di medio termine, come anche l'evoluzione delle caratteristiche del mercato, che è essenziale nella realizzazione di un sistema energetico sicuro.

L'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 49 combina le due variabili in un unico indicatore, evidenziando come, nonostante la forte riduzione dei consumi degli ultimi anni, questa peculiarità italiana resti invariata. Come sottolineato nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013, questo dato va tenuto presente nel valutare l'altra peculiarità italiana, stavolta "positiva", cioè l'elevato livello di diversificazione delle fonti di approvvigionamento (Figura 50).

La SEN del 2013 costituisce anche un utile riferimento per valutare gli altri aspetti del sistema italiano del gas, in quanto identificava i due obiettivi di "mettere in sicurezza il sistema in caso di situazioni di emergenza analoghe a quelle del febbraio 2012" e di "incrementare la liquidità e la competitività del mercato. Lo strumento chiave individuato dalla SEN per raggiungere questi due obiettivi è il potenziamento della capacità di stoccaggio, incrementando di circa 5 GSmc la capacità di totale e di circa 75 MSmc/g la capacità di erogazione alla punta (obiettivi condivisi dal Piano di Azione Preventivo del 2013, all.1 al d.m. 19 aprile 2013).

La Figura 51 (parte sinistra) mostra in primo luogo la situazione di potenziale criticità evidenziata dalla SEN: a fronte di un formale rispetto della regola dell'N-1, che descrive la capacità del sistema gas di soddisfare la domanda di picco giornaliera in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione (il gas russo attraverso il gasdotto TAG), nel 2013 restava la possibilità di una fragilità del sistema alla punta a fine inverno, quando la capacità di erogazione degli stoccaggi è ridotta. La stessa valutazione ripetuta per l'inverno 2016-2017 mostra che nonostante alcuni miglioramenti lo stato attuale non corrisponde ancora agli auspici della SEN.

Figura 48 – Importazioni gas naturale da Russia, Nord Europa (asse sin) e Spread Russian gas-TTF (asse dx)

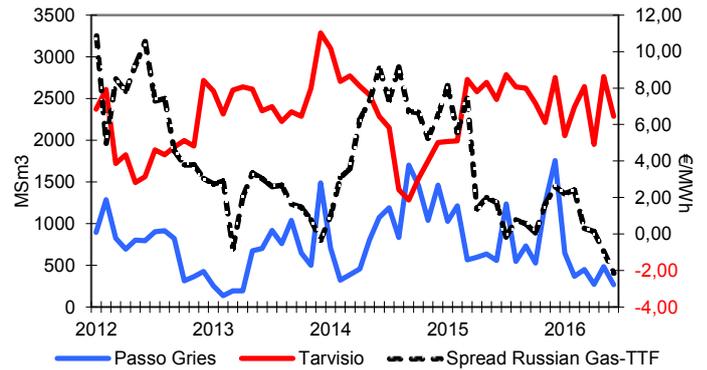


Figura 49 – Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas naturale nel sistema energetico

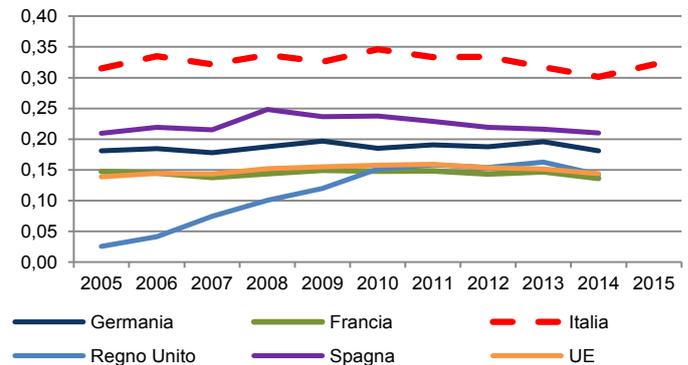
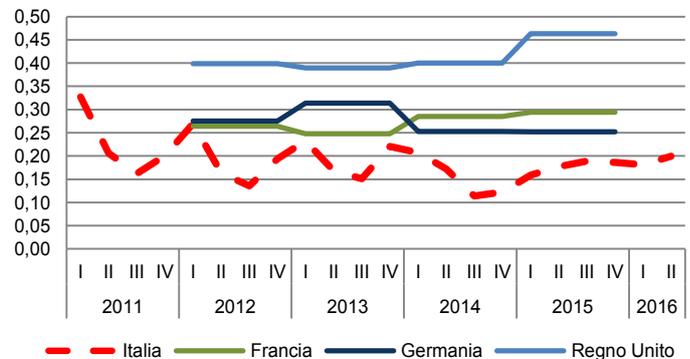


Figura 50 – Diversificazione delle fonti di approvvigionamento



Dalla Figura 51 emerge infatti come, anche ipotizzando una domanda massima (il massimo storico di 464 MSm<sup>3</sup>/g) inferiore a quella ipotizzata dalla SEN e una capacità di erogazione a fine inverno maggiore di quella utilizzata nella SEN, l'offerta totale potrebbe non essere sufficiente a coprire la domanda laddove nell'offerta non sia incluso il TAG mentre la punta di erogazione minima degli stoccaggi sia quella minima di fine inverno.

La parte destra della Figura 51 analizza l'altra potenziale criticità evidenziata dalla SEN, la copertura della domanda "alla punta": questa volta la domanda massima risulta inferiore all'offerta totale anche laddove si consideri solo la capacità di erogazione minima dagli stoccaggi, ma la SEN giudicava "insufficiente" il margine di sicurezza del sistema, pari a 40-50 MSm<sup>3</sup>. La figura mostra come la situazione attuale (2016-2017) si possa considerare migliore di quella del 2013, sebbene 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).

**Possibilità e caratteristiche di una (moderata) crescita dei consumi**

Nella valutazione dell'N-1 e della copertura della domanda alla punta hanno un ruolo determinante le aspettative relative alla domanda di gas naturale. Due questioni sono rilevanti: le prospettive di evoluzione della domanda totale e il rapporto tra punta di domanda e domanda media. Se la punta di domanda massima utilizzata nella Figura 51 è lontana dalla domanda massima registrata negli ultimi anni, dalla Figura 52 emerge come il picco di domanda sia avvenuto in corrispondenza del picco storico del rapporto tra picco di domanda annuale e domanda media, un rapporto strettamente legato alla severità climatica (a febbraio 2012 vi furono infatti condizioni di freddo eccezionale).

Riguardo alle prospettive di evoluzione della domanda complessiva annuale, l'Unità STUDI dell'ENEA ha iniziato a elaborare traiettorie di evoluzione del sistema energetico italiano finalizzate a inserire l'Analisi Trimestrale in una prospettiva breve-medio periodo Figura 53. Gli scenari costruiti hanno in particolare l'obiettivo di esplorare traiettorie che possano risultare di possibile stress per il sistema. Le analisi ENEA individuano due possibili traiettorie di evoluzione "ottimistica" dei consumi, costruite sull'ipotesi di progressivo miglioramento del quadro macroeconomico e della domanda elettrica e di mantenimento del prezzo del gas sugli attuali minimi storici. L'analisi mostra dunque come una crescita dei consumi, peraltro inferiore al Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto 2015-2024 di SNAM, sia in particolare possibile nell'ipotesi in cui ai prezzi bassi del gas si associ una traiettoria di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 30% entro il 2030 (rispetto al 2005).

Inoltre, una ripresa dei consumi, sebbene più modesta e con stabilizzazione al di sotto dei 60 Mtep, è possibile anche in uno scenario di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 40%. In questo caso ciò avverrebbe anche grazie a una più significativa penetrazione del gas nei trasporti (ipotesi di sostegno alla progressiva penetrazione di GNL e gas naturale compresso nei trasporti, direttiva 2014/97/EU). Si noti che entrambi gli scenari ENEA prevedono invece una riduzione dei consumi nei settori residenziale e industriale, come d'altronde lo scenario SNAM.

Figura 51 – Indice N-1 a inizio 2016 e copertura della domanda alla punta

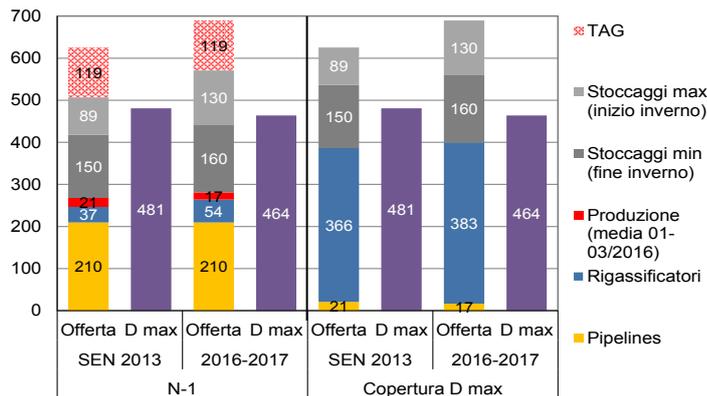


Figura 52 – Domanda massima settoriale (MSm<sup>3</sup>/g, asse sn) e rapporto fra domanda massima e media estiva (asse dx)

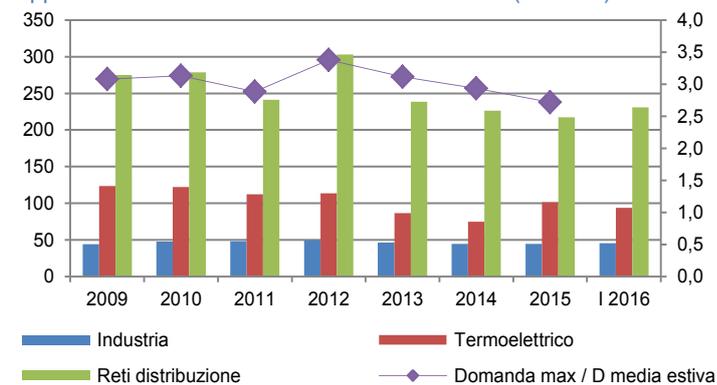
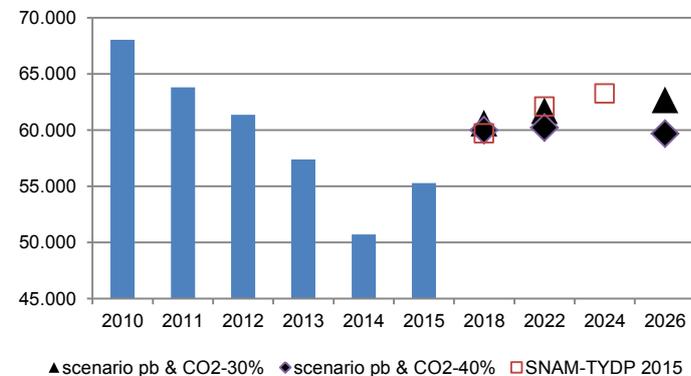


Figura 53 – Domanda annuale di gas naturale (MSm<sup>3</sup>) – dati storici e proiezioni di medio periodo (2026)



**Sul mercato italiano aumenta la liquidità ma lo spread con il TTF resta elevato**

Il secondo obiettivo identificato nella SEN era la creazione di un mercato concorrenziale e liquido e l'allineamento "pieno e strutturale" dei prezzi italiani a quelli europei, condizioni necessarie per fronteggiare il "rischio di nuovo disaccoppiamento dei prezzi del mercato italiano in caso di ripresa della domanda superiore alle attese e/o di eventi eccezionali di riduzione o interruzione di alcune vie di approvvigionamento, o di modifica alle condizioni contrattuali di fornitura che riducano la quota dei volumi ToP". Altro rischio paventato era quello di possibili "manovre commerciali tese a ridurre i volumi di fornitura in modo tale da condizionare il prezzo sul mercato italiano".

La Figura 54 descrive l'evoluzione del prezzo del gas naturale al PSV 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. Dopo quel breve periodo lo spread si è di nuovo allargato, e negli ultimi due anni non è mai sceso stabilmente sotto i 2€/MWh. Ai prezzi attuali si tratta di una differenza maggiore del 10%.

La Figura 55 descrive invece l'evoluzione della liquidità sui principali hub europei, misurata mediante i volumi scambiati. Il mercato italiano risulta in crescita continua, tanto che nel primo semestre 2016 la liquidità del PSV ha per la prima volta superato quella registrata presso l'hub belga di Zeebrugge. D'altra parte, i valori del PSV restano tuttora molto distanti dai due principali hub europei, in particolare il TTF olandese, che continua a crescere in modo molto sostenuto. Inoltre, la liquidità al PSV resta inferiore ai due hub tedeschi. Risultati analoghi si ottengono se la liquidità dei diversi 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 54 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sin) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

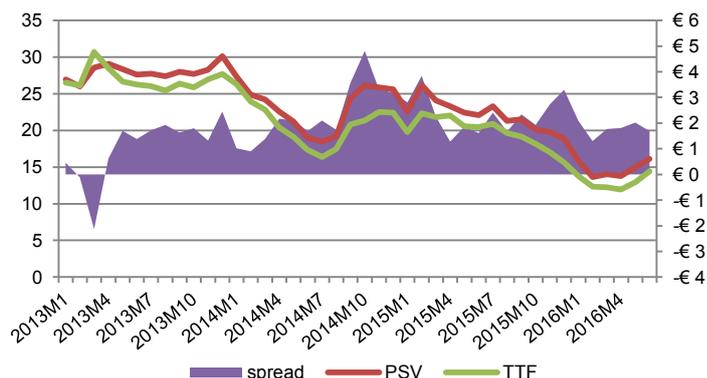
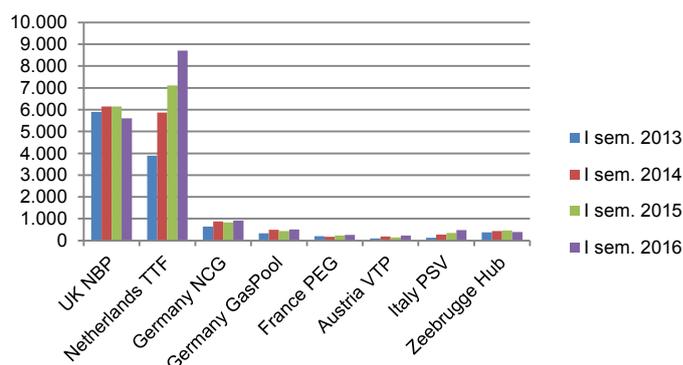


Figura 55 – Liquidità dei principali mercati europei (TWh)



### 4.3 Sistema elettrico

#### Nella prima metà del 2016 consumi in calo del 2%

Dopo il -1,5% registrato nel primo trimestre dell'anno la richiesta sulla rete è diminuita di un ulteriore 2,6% nel secondo trimestre, determinando una riduzione complessiva su base semestrale pari al 2% (circa 3 TWh in meno, Figura 56). Il dato è influenzato dalla forte riduzione dei consumi su base annua registrata a giugno, legata a temperature medie decisamente inferiori a quelle del giugno 2015, ma anche al netto di questo fattore la prima parte del 2016 sembra confermare il carattere precario della ripresa dei consumi registrata nel 2015. Relativamente diversa è invece l'evoluzione della punta di domanda in potenza: dopo che nei primi tre mesi era stata più alta rispetto ai due anni precedenti, nel II trimestre è stata invece molto simile a quella registrata nel 2014, dunque decisamente inferiore a quella registrata nel 2015.

A fronte di questa evoluzione della domanda la capacità installata prosegue nel suo moderato trend di riduzione, a seguito delle dismissioni che hanno fatto seguito al picco di eccesso di capacità raggiunto nel 2012-2013 e alla situazione di scarsa competitività di molti impianti tradizionali nel contesto del nuovo comportamento del mercato, caratterizzato dall'ampia penetrazione di fonti rinnovabili. Secondo la stima ENEA del parco installato effettivamente disponibile (al netto delle indisponibilità dei vari impianti), nel secondo 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 40%, confermando una situazione di eccesso di capacità. Il confronto con il margine stimato per il primo trimestre, che sembrava indicare una overcapacity in riduzione, è spiegato per un verso dalla ridotta produzione idroelettrica del primo trimestre, per un altro verso dalla combinazione di domanda contenuta e naturale crescita stagionale della disponibilità di produzione fotovoltaica (Figura 57, vedi Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima ENEA).

La percentuale di generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) rispetto alla domanda ha raggiunto il 14%, sugli stessi livelli del massimo storico raggiunto nel primo semestre 2015 (Figura 58). Un dato interessante dell'anno in corso è il valore più ridotto della percentuale massima di copertura della domanda con FRNP, che negli ultimi due anni era arrivata a valori compresi tra il 60 e il 70% (nel 2011 superava di poco il 30%), mentre nel I semestre 2016 è rimasta al di sotto di questa soglia. Il valore più contenuto della massima penetrazione di FRNP ha fatto sì che il profilo della domanda residua (cioè la domanda al netto della generazione da FRNP) non abbia ulteriormente accentuato la caratteristica di crescente ripidità emersa negli ultimi anni. La Figura 59 mostra la domanda totale e la domanda residua nel giorno di massima penetrazione delle FRNP nel corso del primo semestre dell'anno. Come nel caso del primo trimestre (vedi Analisi Trimestrale n. 0) si tratta di nuovo di un giorno festivo (il 25 aprile). Di nuovo la massima penetrazione di FRNP è avvenuta nelle ore centrali della giornata, quando la percentuale di FRNP ha superato il 58% della domanda.

Figura 56 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

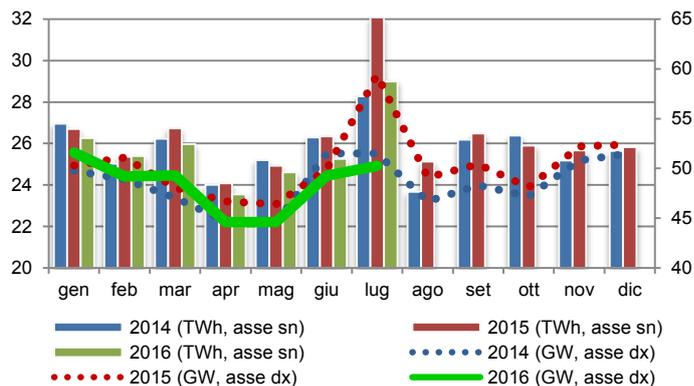


Figura 57 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

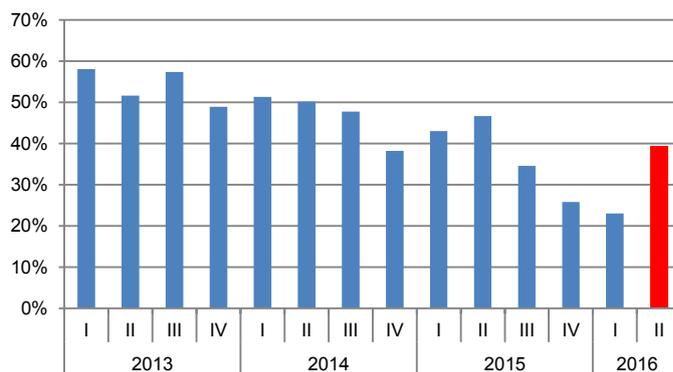


Figura 58 – Penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili – I semestre vari anni (Valore min, max e medio)

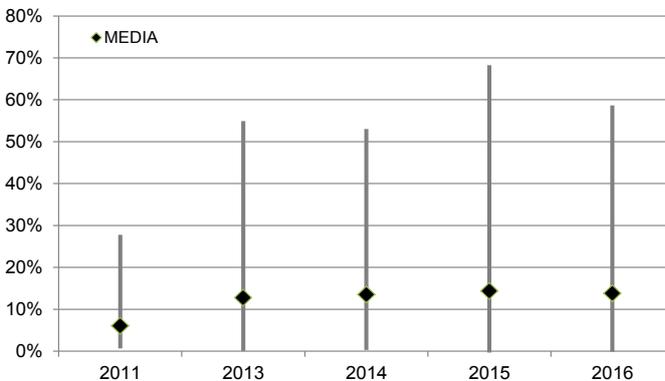
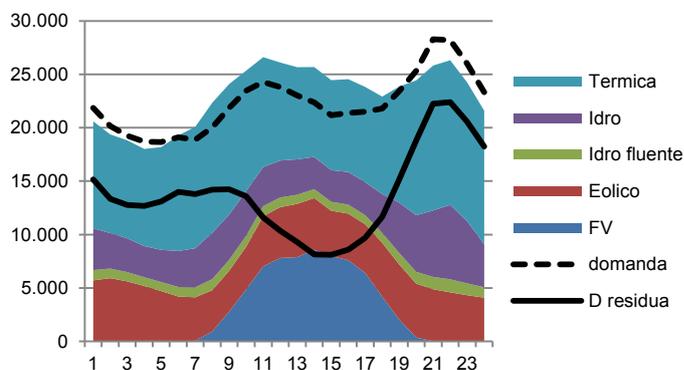


Figura 59 – Fabbisogno e copertura nel giorno di massima produzione da fonti rinnovabili non programmabili (MW, 2016)



**Le problematiche legate alla penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili**

Nel giorno di massima penetrazione di FRNP la massima variazione oraria della domanda residua del sistema Italia è rimasta su valori relativamente contenuti (+16% nelle ore serali, in concomitanza con la riduzione della produzione da fotovoltaico). Da questo punto di vista la maggiore criticità riguarda la zona Sud, dove nel primo semestre la massima variazione della domanda residua ha superato il +50% della domanda, alle 17 del 20 marzo (di nuovo una domenica).

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, sono utili alcuni indicatori individuati da ENTSO-E (il network dei *transmission system operator* europei) nel suo periodico System Adequacy report. La Figura 60 mostra le curve medie orarie della domanda totale media e della domanda residua media in diverse zone di mercato. Chiaramente, 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, dove nelle ore serali la variazione del carico residuo, che deve essere compensata dall'incremento di produzione da impianti programmabili, può superare valori pari alla metà della domanda totale (come accaduto lo scorso 20 marzo).

Un indicatore selezionato da ENTSO-E per valutare la necessità di flessibilità del sistema elettrico individua 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. Anche da questo punto di vista il primo semestre 2016 sembra caratterizzato da valori meno estremi di quelli registrati nello stesso periodo del 2015 (Figura 61). La massima variazione oraria della produzione intermittente è risultata pari al 12% della domanda (sia per le variazioni positive sia per le variazioni negative), un valore simile a quello del 2014, mentre nel 2015 si era arrivati al 15%.

Un ulteriore indicatore significativo misura la percentuale di ore caratterizzate da elevate variazioni orarie della produzione intermittente, che nelle zone meridionali (Sud in particolare) è cresciuta in modo costante a partire dal 2011, anno caratterizzato dalla repentina installazione di circa 9.000 MW di capacità fotovoltaica (Figura 62). Nel primo semestre del 2016 l'indice è rimasto su valori inferiori a quelli registrati nel primo semestre 2015: per il sistema Italia nel suo complesso la variazione oraria della produzione intermittente è stata maggiore del 10% della domanda nel 9% delle ore, contro il 10,4% dell'anno precedente. Nella zona Sud i due valori sono stati pari al 32% nel 2016 e al 34% nel 2015.

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. Il secondo trimestre del 2016 risulta quello in cui tale percentuale ha raggiunto i massimi storici, superando il 20% delle ore.

Figura 60 – Curva oraria della domanda residua (MWh)

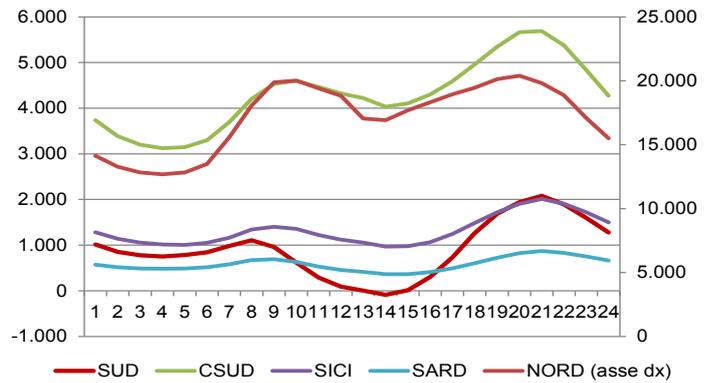


Figura 61 – Variazione oraria della produzione intermittente – min, max e dev. standard, zona Sud (in % della domanda)

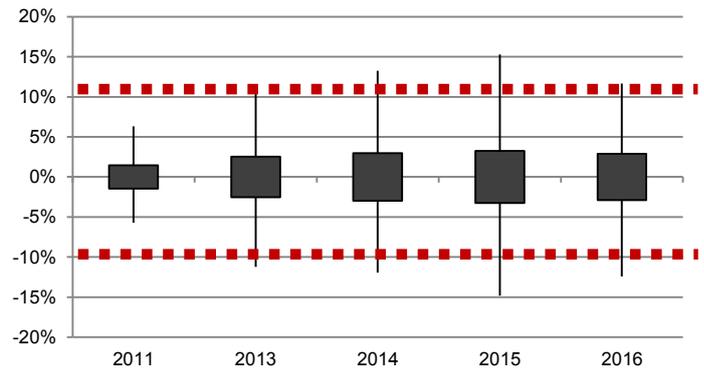


Figura 62 – Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda – zona Sud

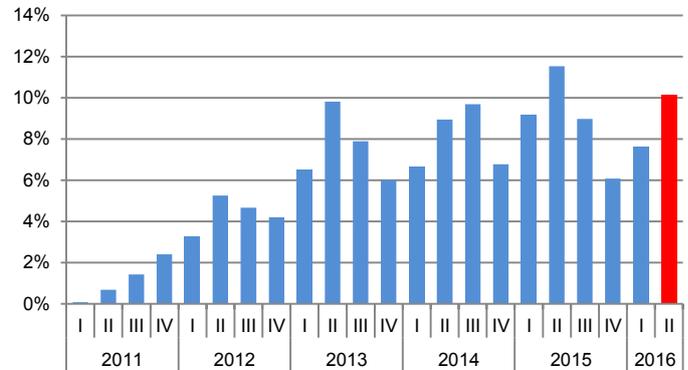
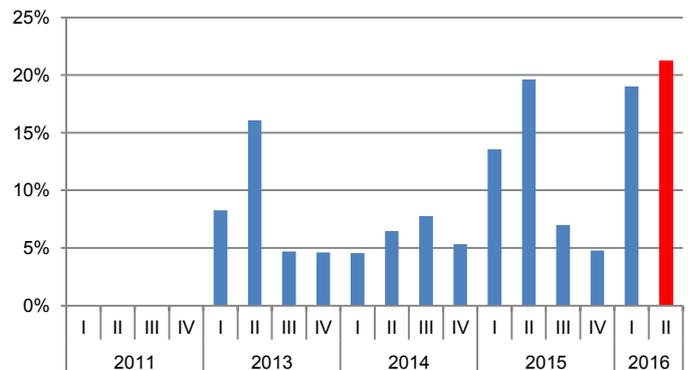


Figura 63 – Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili- zona Sud



**Il prezzo dell'energia elettrica ha raggiunto nel 2016 i valori più bassi dall'inizio della borsa elettrica**

Nonostante la ripresa della generazione termoelettrica e i valori leggermente inferiori della penetrazione da FRNP, nel secondo trimestre il prezzo dell'energia elettrica sulla borsa elettrica ha toccato nuovi minimi storici, spinto in basso dai bassi prezzi del gas naturale. La curva dei prezzi medi orari relativa alla prima metà del 2016 si mostra dunque traslata verso il basso rispetto alla corrispondente curva del 2015, che già aveva registrato prezzi inferiori rispetto al passato (Figura 64). Nel secondo trimestre il prezzo medio orario è stato pari a 35 €/MWh, in ulteriore riduzione rispetto ai 40 €/MWh del primo trimestre, portando la media del I semestre a 37 €/MWh, contro i 50 €/MWh del 2015. La riduzione dei prezzi è legata alla forte riduzione del prezzo del gas naturale (vedi cap. 2.1), che resta la fonte marginale nella gran parte delle ore, dunque è indipendente dall'aumentata penetrazione delle fonti rinnovabili. Nel corso degli anni passati, fino al 2015, la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili ha invece contribuito a modificare il profilo della curva oraria dei prezzi, con una riduzione dei prezzi nelle ore diurne e un incremento nelle ore serali. È dunque diminuito in modo sostanziale il rapporto tra il prezzo medio registrato nelle ore di picco e il prezzo medio registrato nelle ore serali e nei giorni festivi (rapporto tra i prezzi medi della fascia oraria F1 e quelli della fascia oraria F23), come emerge dalla Figura 65. Un dato significativo è che rispetto al primo trimestre dell'anno si è ulteriormente abbassato il rapporto fra il prezzo in fascia 1 e il prezzo in fascia 2, probabilmente perché le ore della fascia 2 sono quelle in cui la produzione termoelettrica riesce meglio a coprire i costi.

**La redditività degli impianti a gas naturale resta critica ma sui valori più alti degli ultimi anni**

Un'altra conseguenza critica dell'evoluzione del mercato elettrico degli ultimi anni è quella del progressivo peggioramento della redditività degli impianti tradizionali, in particolare alimentati a gas naturale, come sintetizzata dall'evoluzione dello *spark spread* (Figura 66).

La forte diminuzione di prezzi nel corso del 2015 ha riportato lo spread su valori positivi, tanto che a partire dalla seconda metà del 2015 lo spread ha oscillato fra i 5 e i 15 €. Si tratta di valori insufficienti a determinare incentivi all'investimento in nuovi impianti, ma sono pur sempre i valori più alti degli ultimi anni, favoriti dal basso prezzo del gas naturale e dalla crescita della produzione termoelettrica, tornata ad aumentare dopo i minimi del 2014.

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

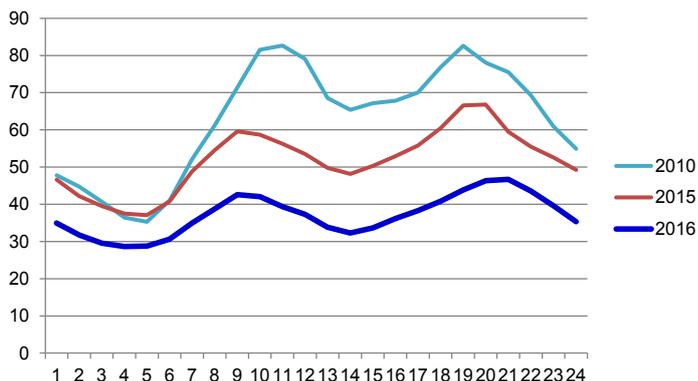


Figura 65 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio nelle altre fasce orarie – I semestre

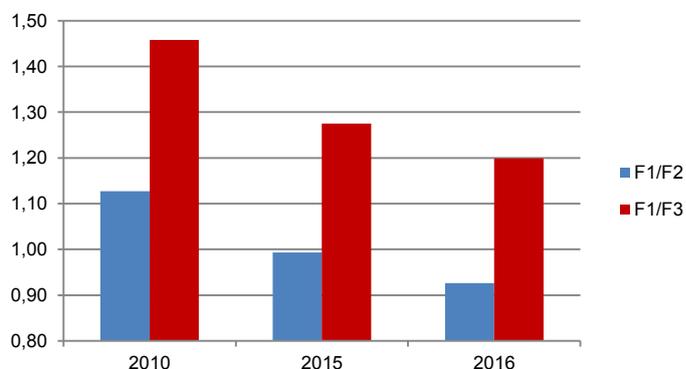
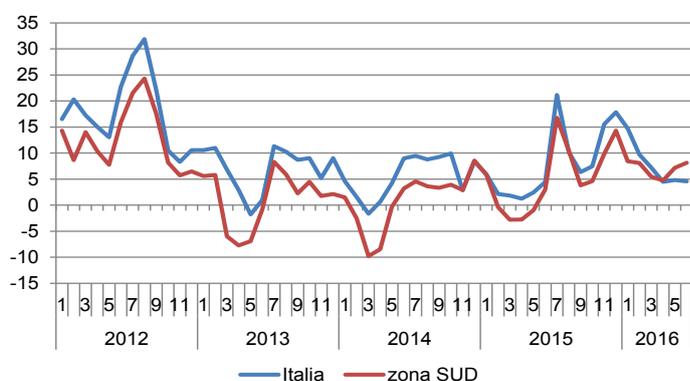


Figura 66 – Spark spread 2012-2016 per Italia e zona Sud (€/MWh)



## 5. Prezzo dell'energia per il sistema industriale

### 5.1 Prezzi dell'energia elettrica

#### Prezzi in calo nel primo semestre dell'anno in corso

Secondo i dati Eurostat i prezzi medi dell'energia elettrica pagati dall'industria italiana, al netto di IVA e altre imposte detraibili, risultano tendenzialmente superiori a quelli sostenuti da imprese appartenenti alle altre principali economie europee, in particolare per le fasce di consumo bassa e media. Per integrare le possibilità di analisi fornite dai dati Eurostat si è proceduto a una ricostruzione del prezzo dell'energia elettrica mediamente pagato da tre diverse tipologie d'impresa italiana, distinte esclusivamente in base al livello di consumo annuo di energia elettrica (piccolo, medio e grande consumatore, non dunque in base al numero di dipendenti e al fatturato). Le figure 65-67 mostrano come le stime ENEA siano allineate, soprattutto dal punto di vista della tendenza, ai dati semestrali forniti da Eurostat.

La stima del prezzo medio dell'energia elettrica al netto dell'IVA, pagato dalle imprese italiane, mostra, nel primo semestre dell'anno in corso, un calo per tutte e tre le tipologie d'impresa considerate. In tutti i casi, inoltre, il prezzo ricostruito per il primo semestre 2016 si aggira sui livelli di prezzo Eurostat del primo semestre 2011.

Il prezzo pagato dal consumatore non domestico con piccoli consumi annui di energia elettrica (di seguito "piccola impresa"), che ricade nella fascia Eurostat 20-500 MWh/anno, evidenzia una diminuzione di circa 1,2 centesimi di euro per kWh rispetto alla seconda metà del 2015 (Figura 67).

L'impresa con consumi medi di energia elettrica (di seguito "media impresa"), invece, assimilabile alla fascia di consumo 20-2.000 MWh/anno (media delle fasce Eurostat 20-500 MWh e 500-2.000 MWh), registra una diminuzione di un centesimo di euro per kWh (Figura 68).

Per quanto riguarda l'impresa con grandi consumi di energia (di seguito "grande impresa", Figura 69), che ricade nella fascia 500-20.000 MWh (media delle fasce Eurostat 500-2.000 MWh e 2.000-20.000 MWh), si evidenzia un calo di circa 0,7 centesimi di euro per kWh.

#### In Italia peso di tasse e imposte non recuperabili più alto che nelle altre principali economie UE

In Figura 70 viene mostrata l'incidenza di tasse e imposte non detraibili sul prezzo finale dell'energia, per la classe Eurostat di imprese con consumi annui di energia elettrica compresi tra 500 e 2.000 MWh. Le imprese italiane risultano pagare il peso percentuale maggiore rispetto ai Paesi esaminati. Il peso è invece di poco superiore a quello sostenuto dalle imprese tedesche nell'ultimo semestre del 2015.

Inoltre, per tutte e tre le fasce di consumo Eurostat considerate, lo scostamento tra il peso che tasse e imposte non detraibili hanno sul prezzo finale dell'energia in Italia, rispetto al peso che le stesse hanno in media nei Paesi dell'UE, risulta in costante aumento dal secondo semestre 2014 (Figura 71). Nella seconda metà del 2015 questo aumento è dovuto all'effetto combinato di un leggero aumento della componente tasse e imposte non detraibili e di una diminuzione del prezzo finale pagato dalle imprese.

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

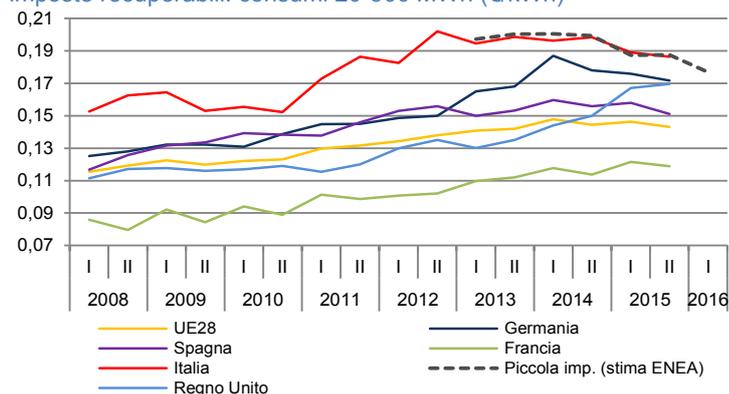


Figura 68 - Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

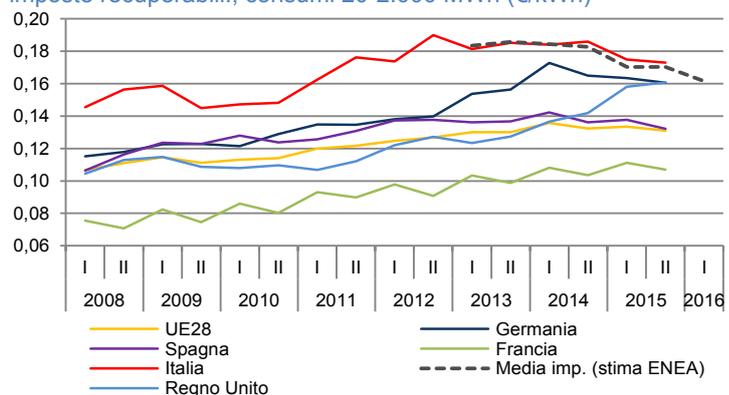


Figura 69 - Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi tra 500-20.000 MWh (€/kWh)

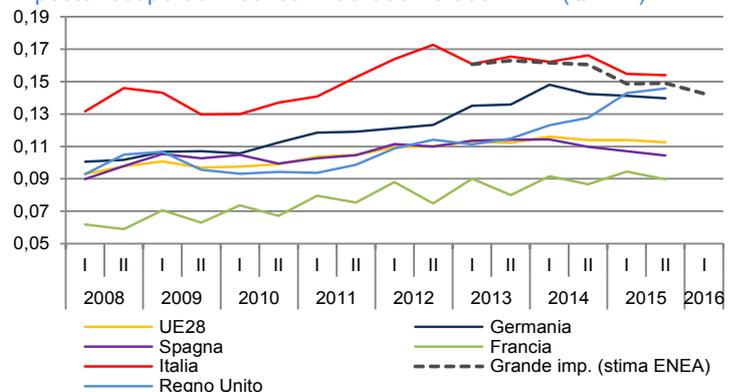
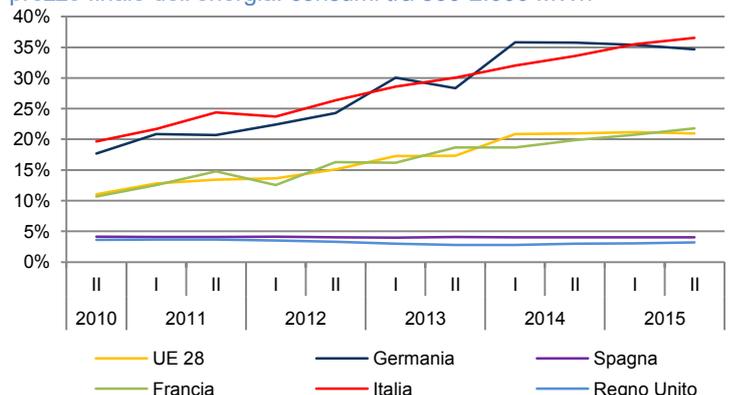


Figura 70 - Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia: consumi tra 500-2.000 MWh



**I prezzi dell'energia elettrica ritornano ai livelli di inizio anno**

Per quanto riguarda la stima del prezzo dell'energia pagato nel trimestre in corso dal piccolo consumatore di energia non domestico (Figura 72), la ricostruzione effettuata evidenzia un sostanziale ritorno ai valori di inizio anno, comunque sempre inferiori quelli del biennio 2013-14

L'aumento nell'ultimo trimestre è da ascrivere essenzialmente all'ascesa della quota attribuibile alla voce "materia energia", in particolare alle componenti PE e PD, rispettivamente corrispondenti al costo previsto per l'acquisto di energia elettrica e per il servizio di dispacciamento. Come dichiara l'AEEGSI (Comunicato stampa 28/6/2016), "(...) nel terzo trimestre del 2016, la dinamica del prezzo dell'energia elettrica è sostanzialmente dovuta all'incremento della componente di approvvigionamento, che risente in parte delle stime riviste al rialzo per i costi di acquisto della materia prima nel secondo semestre dell'anno, ma soprattutto della significativa crescita dei costi di dispacciamento...". Tuttavia, a fine luglio 2016, a seguito del decreto cautelare monocratico del Presidente della Sezione II del TAR Lombardia, l'AEEGSI ha comunicato la provvisoria sospensione della deliberazione 354/2016/R/eel relativa all'aggiornamento delle condizioni economiche per il clienti in maggior tutela, precisando che verranno applicati i valori degli elementi PE, PD e PPE della precedente deliberazione 140/2016/R/eel.

L'incremento avvenuto nell'ultimo trimestre è evidente osservando la Figura 73, dove la voce "materia energia", considerando solo la quota proporzionale ai consumi ("quota energia") per un utente non domestico con potenza disponibile superiore a 16,5 kW in regime tutelato, ha subito un incremento medio nella fascia F1 pari a poco meno di 2 centesimi di euro per kWh, rispetto al secondo trimestre 2016.

**Oneri di sistema stabili da inizio anno**

La voce "oneri di sistema" della bolletta elettrica delle imprese italiane, invece, rimane sostanzialmente invariata anche nel terzo trimestre 2016, come mostra la Figura 74, confermando una stabilità da inizio anno e su valori allineati a quelli del primo trimestre 2015 per tutti e quattro i livelli di tensione considerati nella figura.

Si noti che un aspetto che ha contribuito alla stabilità degli oneri di sistema da inizio anno è la sospensione dall'1 gennaio 2016 dell'applicazione della componente AE ai clienti diversi dalle imprese a forte consumo di energia. Tale componente, destinata a finanziare le agevolazioni alle imprese con elevati consumi di energia elettrica, verrà riattivata solo a seguito della conclusione del procedimento di valutazione da parte della Commissione Europea sulle misure di agevolazione per le imprese in materia di energia (Delibera 668/2015/R/eel).

Figura 71 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica rispetto a media UE

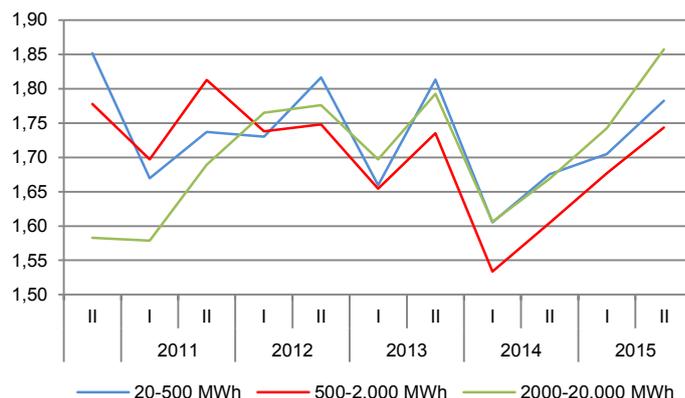


Figura 72 – Prezzo trimestrale energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh)



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

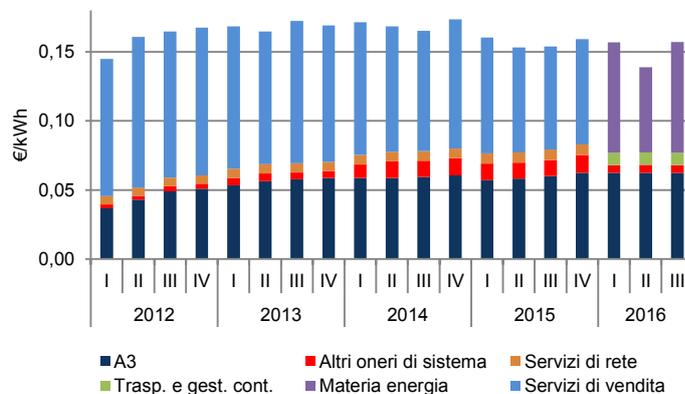
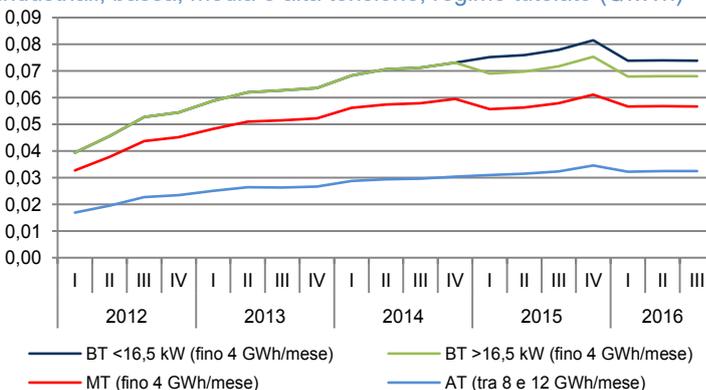


Figura 74 – Oneri di sistema (componenti variabili) consumatori industriali, bassa, media e alta tensione, regime tutelato (€/kWh)



## 5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

### Prezzi del gasolio in ripresa da febbraio

L'andamento del prezzo al consumo di gasolio, al lordo di dazi e imposte, mostra una ripresa a partire da febbraio 2016 per tutti i Paesi europei considerati in Figura 75. Per l'Italia, l'incremento del prezzo del gasolio registrato tra la fine del secondo trimestre 2016 e la fine del terzo, è di circa 8,5 centesimi di euro per litro di carburante.

L'andamento del prezzo del gasolio per l'Italia risulta allineato sia a quello degli altri paesi europei considerati che alla media UE, anche se, in questo secondo caso l'incremento medio è stato di circa 1 centesimo di euro inferiore rispetto al caso dell'Italia.

Diminuisce invece l'incidenza di tasse e imposte sul prezzo finale del gasolio per tutti i paesi europei che registrano una discesa a partire dai primi mesi del 2016, in concomitanza con la ripresa del prezzo del gasolio. In termini assoluti, l'incidenza percentuale di tasse e imposte in Italia sul prezzo del gasolio è di circa il 65% rispetto a quasi il 60% della media europea (Figura 76).

Figura 75 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €)

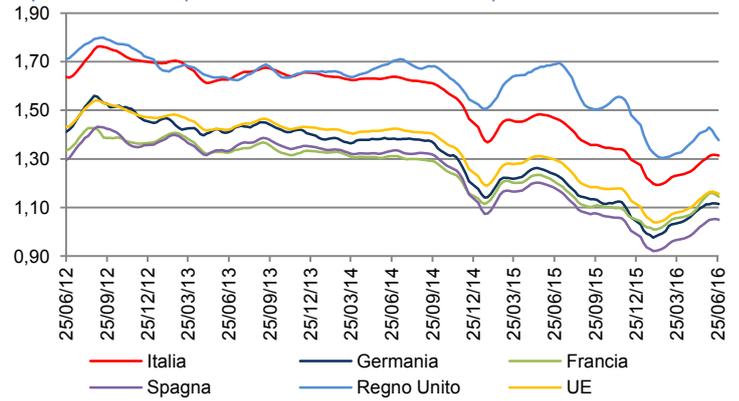
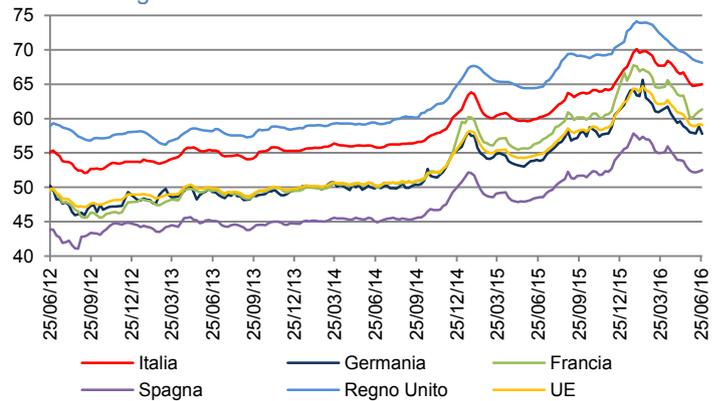


Figura 76 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio



### 5.3 Prezzi del gas \*

*I prezzi italiani sul mercato spot sono allineati a quelli UE, restano le differenze legate alla fiscalità*

Il mercato del gas naturale ha subito profondi cambiamenti nel corso degli ultimi anni, a seguito dell'evoluzione della normativa europea e della regolamentazione nazionale, in un contesto di prolungata riduzione della domanda interna (che anche dopo la ripresa del 2015 resta inferiore di circa il 20% rispetto ai massimi del 2005). Un elemento importante è stato l'intervento regolatorio effettuato nel corso del 2013 dall'AEEGSI, che ha riformato le condizioni economiche di tutela, in particolare le modalità di calcolo della componente relativa alla materia prima, storicamente legata a formule di prezzo dei contratti di importazione di lungo periodo dei maggiori operatori italiani (take or pay). L'intervento ha previsto la graduale sostituzione delle formule di prezzo indicizzate alle quotazioni dei prodotti petroliferi con una quota crescente di prezzi spot, fino al 100% a partire dal 1 ottobre 2013. Sebbene l'intervento dell'AEEGSI abbia riguardato il mercato tutelato, che dal gennaio 2014 include le sole utenze domestiche, esso ha prodotto effetti anche sulla determinazione dei prezzi sul mercato libero. Allo stesso tempo, le dinamiche concorrenziali, indotte dalle riforme operate nei mercati europei del gas hanno portato ad una diminuzione e allineamento dei prezzi spot all'ingrosso nelle principali borse europee. In Italia la convergenza verso i prezzi europei è iniziata nel 2012 grazie al completo avvio del mercato di bilanciamento di merito economico. Nel primo trimestre del 2016, i prezzi del mercato olandese TTF (Title Transfer Facility), di riferimento sia per paesi limitrofi, come la Germania, ma anche per Italia e Francia per i contratti di fornitura a soggetti industriali e termoelettrici, sono stati passati dai circa 21 €/MWh del I trimestre 2015 ai 13 €/MWh del I trimestre 2016, in linea con la tendenza dell'anno precedente (Figura 77).

L'evoluzione dell'insieme dei fattori su menzionati ha dunque portato all'allineamento tra i prezzi medi del gas per i consumatori industriali italiani (al netto delle imposte) e la media dei 28 Paesi dell'Unione Europea (Figura 77). Con riferimento alla fascia che presenta i maggiori volumi di consumo (vedi nota metodologica) nel secondo semestre 2015 l'Italia si colloca in terza posizione dopo Germania e Regno Unito, quest'ultima favorita da molteplici fattori, tra cui la presenza di una borsa del gas molto sviluppata.

La posizione relativa dei prezzi italiani rispetto a quelli UE risulta però molto più differenziata se si passa ad analizzare i prezzi al netto delle tasse e imposte deducibili. In questo caso, i prezzi italiani sono infatti i più alti per la classe di consumo annuo compresa tra 1.000 e 10.000 GJ (cioè fino a 263.000 m<sup>3</sup>), associabile ad imprese di piccole dimensioni (Figura 78), mentre sono i più bassi per le due fasce di consumo successive (Figura 79 e Figura 80), e in linea con la media UE nel caso della fascia dei grandissimi consumatori (Figura 81).

Figura 77 – Prezzi del gas per l'industria al netto delle imposte: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (asse sin €/GJ, asse dx MWh)

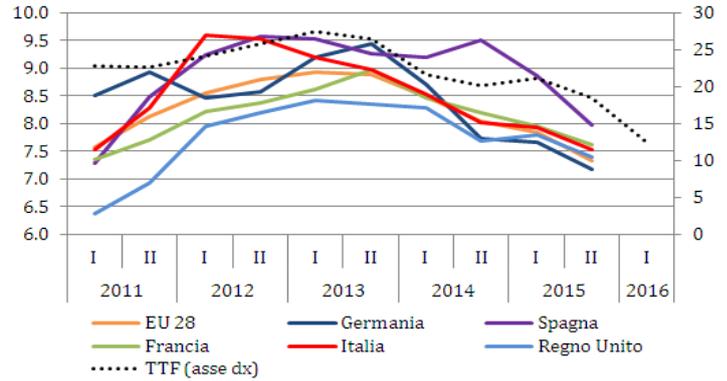


Figura 78 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

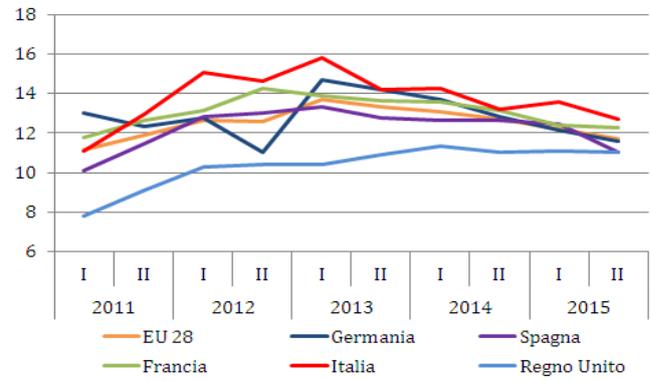


Figura 79 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 10.000-100.000 GJ (€/GJ)

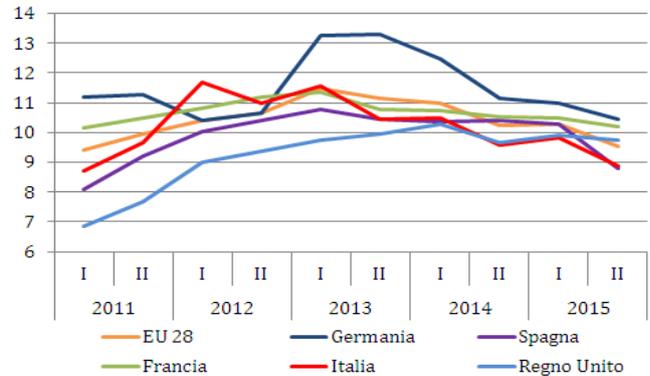
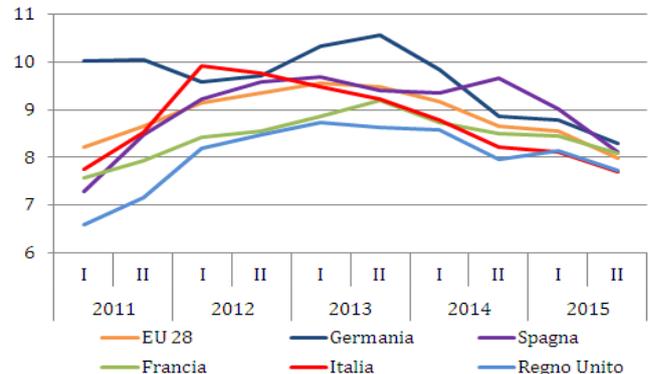


Figura 80 – Prezzo del gas naturale al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ)



***I prezzi al netto delle imposte deducibili sono competitivi per le grandi imprese ma non per le piccole***

Le differenze tra i prezzi del gas pagati dai consumatori industriali italiani e i quelli pagati dai consumatori degli altri Paesi europei sono dunque sostanzialmente legate alla diversa incidenza della componente fiscale. La Figura 82 evidenzia l'incidenza di tasse e imposte non deducibili sui prezzi finali del gas, prendendo a riferimento il secondo semestre 2015. L'Italia si caratterizza per un sistema d'imposte che penalizza i consumatori industriali meno energivori, mentre in Germania la pressione fiscale aumenta proporzionalmente al consumo. Le imposte non recuperabili in Spagna rilevabili a partire dal 2013, presentando valori molto bassi per tutte le classi di consumo considerate.

L'incidenza fiscale in Italia per le prime due classi a minor consumo è decisamente alta, raggiungendo nel 2015 il 12% nel caso della fascia di consumi annui compresi tra 1.000-10.000 GJ (Figura 83), contro una media europea dell'8,5% mentre per le classi a maggiori consumi scende in maniera decisa, fino a toccare 1,4% nell'ultima classe, contro un corrispondente valore medio europeo intorno al 7% (Figura 83).

L'accisa sul gas metano in Italia, principale componente delle imposte sui consumi del gas, suddivisa in due scaglioni, cresce infatti del 67% per gli utilizzatori industriali (termoelettrici esclusi) con consumi inferiori a 1.200.000 metri cubi per anno (circa 46.000 GJ). Inoltre, tra le grandi imprese, sono esenti dalla tassazione alcune attività specifiche, tra cui i processi di riduzione chimica, i processi elettrolitici, metallurgici e mineralogici.

Nel caso delle piccole e medie imprese l'aggravio di costo è inoltre accresciuto dal fatto che la maggior parte di queste sono allacciate alla rete di distribuzione, con un ulteriore componente di costo che grava sul prezzo finale (la tariffa di distribuzione) e che invece non tocca i clienti industriali di grandi dimensioni, allacciati alla rete di trasporto nazionale (Figura 78).

*\* Questa sezione è trattata come nel numero zero dell'Analisi Trimestrale del Sistema Energetico Italiano*

Figura 81 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000.000- 4.000.000 GJ) (€/GJ)

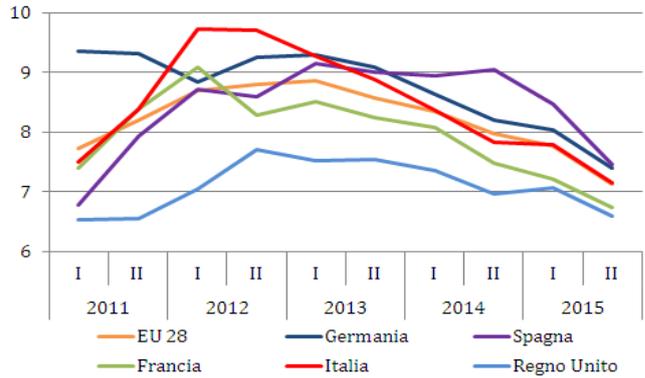


Figura 82 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - 2° semestre 2015

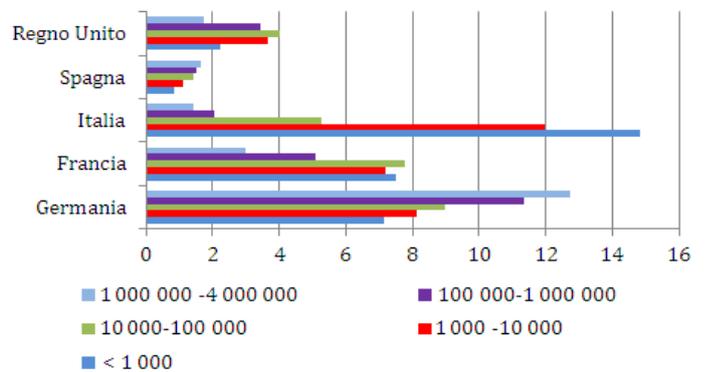


Figura 83 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000-10.000 GJ

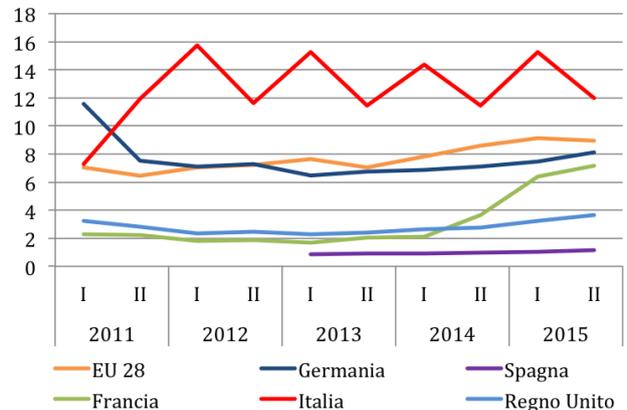
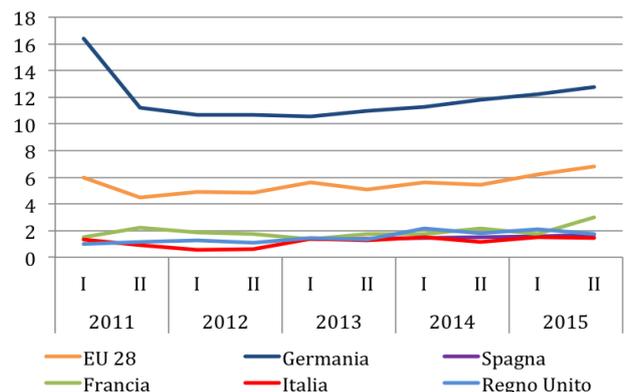


Figura 84 – Quota percentuale tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000.000-4.000.000 GJ



## 6. I fatti dell'energia nella comunicazione

Selezione dei principali fatti dell'ultimo trimestre

APRILE – GIUGNO 2016	
FONTI FOSSILI	<p>Il quorum per il referendum sul settore upstream, relativo alla durata delle concessioni offshore entro le 12 miglia, non viene raggiunto.</p>
FONTI RINNOVABILI	<p>Nel 2015 sono state trasmesse al GSE oltre 8.200 richieste per l'accesso agli incentivi del Conto Termico e sono stati attivati più di 7.800 contratti, per un totale di oltre 31 milioni di euro d'incentivi.</p> <p>La Commissione Europea approva lo schema di DM sugli incentivi alle rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico ritenendolo "conforme alle norme UE sugli aiuti di Stato".</p> <p>Il GSE stima che nel primo quadrimestre del 2017 il costo degli incentivi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico supererà la soglia di 5,8 miliardi di euro.</p> <p>Secondo il "Renewable Energy Country Attractiveness Index" di E&amp;Y è calata l'attrattiva dei Paesi europei per gli investimenti nei settori delle energie rinnovabili e l'Italia, in particolare, è scesa dal 5° posto nel 2012 al 25° nel 2016.</p> <p>Secondo il rapporto "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita" dell'AEEGSI, nel 2014 risultavano installati 657.193 impianti di piccola taglia per una potenza totale di 30.117 MW.</p>
EFFICIENZA ENERGETICA	<p>Secondo l'Energy Efficiency Report del Politecnico di Milano, nel 2015 in Italia sono stati investiti 5,5 miliardi di euro in efficienza energetica, di cui oltre il 50% nel settore residenziale.</p>
NORMATIVA	<p>Publicato in Gazzetta Ufficiale a giugno 2016 il decreto attuativo per il pagamento del canone RAI attraverso dieci rate mensili nella bolletta per le utenze elettriche.</p> <p>Il Ministero dello Sviluppo Economico emana il decreto direttoriale 15 giugno 2016 che mette a disposizione 450.000 euro per il finanziamento dei progetti finalizzati alla "diffusione delle informazioni ed assistenza ai consumatori da parte delle associazioni nazionali dei consumatori per l'attuazione della disciplina che prevede il pagamento del canone TV in bolletta elettrica" (fonte MiSE).</p> <p>Publicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto Ministeriale per l'incentivazione delle fonti rinnovabili non fotovoltaiche, che mette a disposizione oltre 400 miliardi di euro all'anno per il prossimo ventennio.</p>

APRILE – GIUGNO 2016	
POLITICA ENERGETICA	Il Ministero dello Sviluppo Economico pubblica il documento “La situazione energetica nazionale nel 2015” che presenta in maniera sintetica l'andamento del settore energetico durante l'anno passato.
TRASPORTI	Crescono anche a giugno, secondo il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, le immatricolazioni nel mercato auto italiano registrando, rispetto allo stesso mese del 2015, un aumento dell'11,9% con 165.200 vetture immatricolate. Nel periodo gennaio-giugno 2016 la Motorizzazione ha in totale immatricolato 1.041.854 autovetture, con una variazione di +19,2% rispetto al periodo gennaio-giugno 2015.
	La Giunta regionale della Liguria approva gli incentivi alle auto ibride elettriche e a idrogeno attraverso l'esenzione dal pagamento del bollo per 5 anni a partire dall'anno in corso.
	Secondo l'Associazione Nazionale Industria dell'Autonoleggio e Servizi Automobilistici, ad aprile 2016 il <i>car sharing</i> in Italia è arrivato a quota 650.000 iscritti, 11 milioni di noleggi e a una flotta di circa 4.500 mezzi di trasporto.
	L'AEEGSI riconosce 332.000 euro di incentivi per progetti pilota relativi alla installazione di circa 500 colonnine di ricarica per auto elettriche.

**L'energia nella stampa generalista**

Di seguito vengono presentati graficamente i principali risultati relativi al monitoraggio di oltre 740 testi presenti sulla stampa generalista, nel secondo trimestre del 2016, relativamente ad alcuni campi d'indagine. La tipologia prevalente di testo è quella dell'“articolo”, seguita dalla “notizia” e dal “corsivo/fondo”(Figura 88).

All'interno del 16% del totale dei testi analizzati sono presenti corsi d'azione, prevalentemente di tipo politico-istituzionale, seguiti da quelli di tipo economico-produttivo (Figura 89). Gli argomenti principalmente trattati riguardano gli operatori dell'energia, le politiche energetiche nazionali e il mercato internazionale dell'energia (Figura 90). Queste tre voci coprono circa il 60% dei testi esaminati. Per quanto riguarda, invece, i singoli settori dell'energia, i testi affrontano per la maggior parte tematiche relative a petrolio e prodotti petroliferi, all'efficienza energetica e alle rinnovabili. Queste tre voci coprono a loro volta circa il 56% dei testi esaminati. Per ulteriori dettagli sull'analisi della stampa generalista nel secondo trimestre del 2016 fare riferimento ai grafici di seguito.

Figura 85 – Articoli esaminati per testata giornalistica

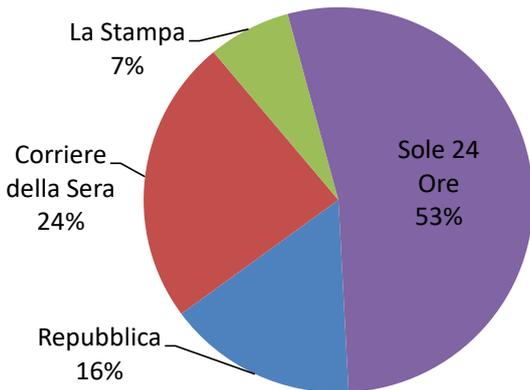


Figura 88 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

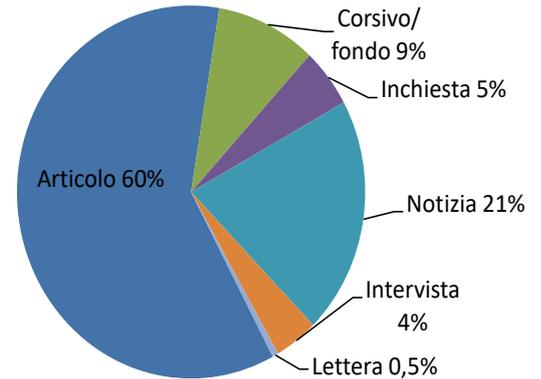


Figura 86 – Articoli esaminati per collocazione del testo

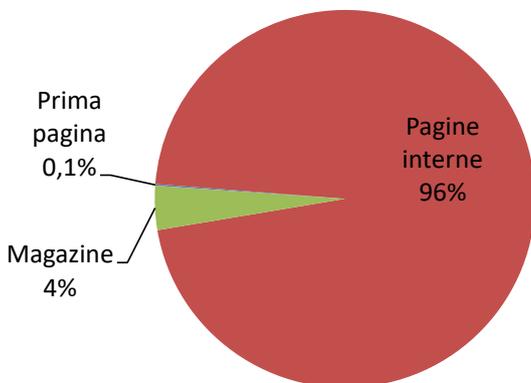


Figura 89 – Presenza di corsi d'azione per tipologia negli articoli esaminati

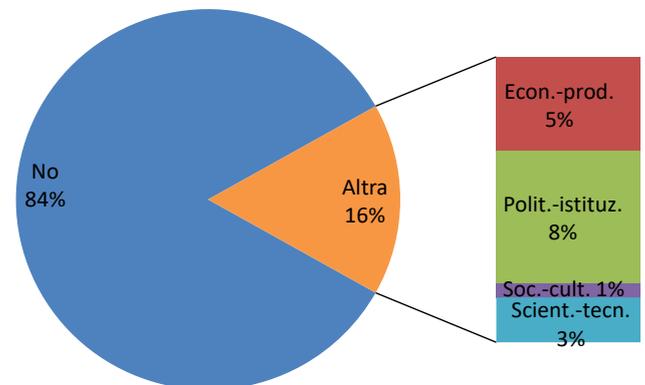


Figura 87 – Articoli annunciati in prima pagina

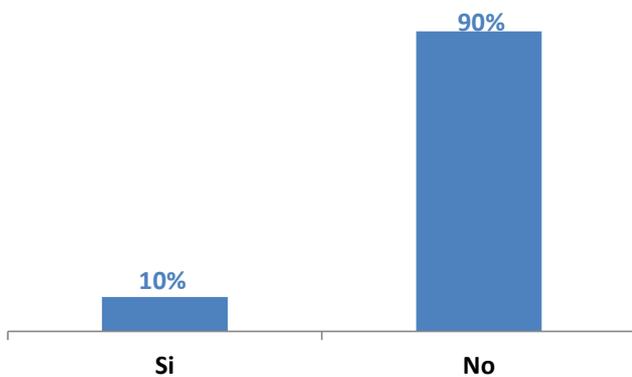


Figura 90 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati

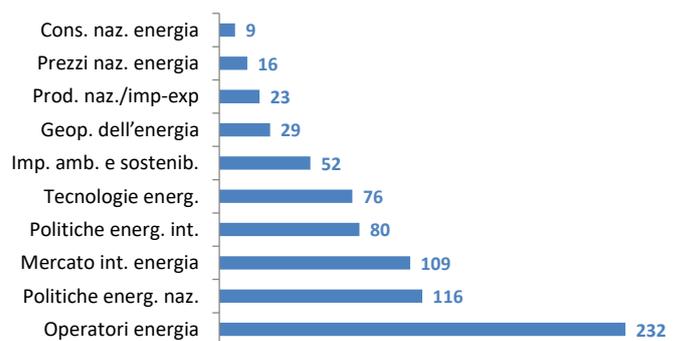


Figura 91 – Numerosità degli argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi esaminati

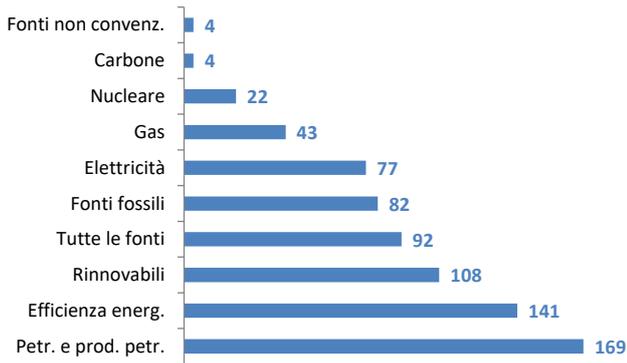


Figura 94 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato internazionale dell'energia"

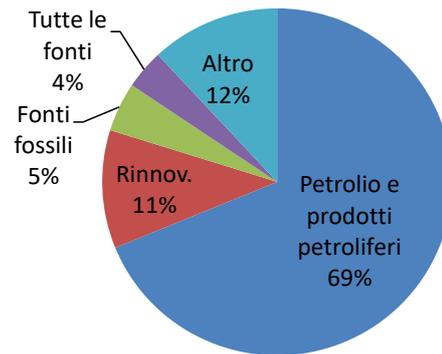


Figura 92 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia"

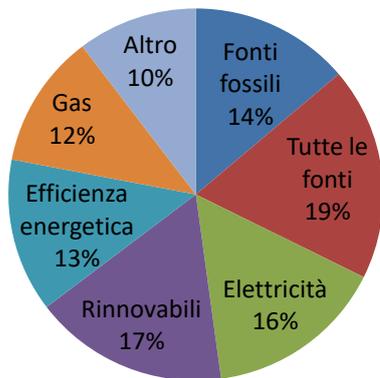


Figura 95 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica

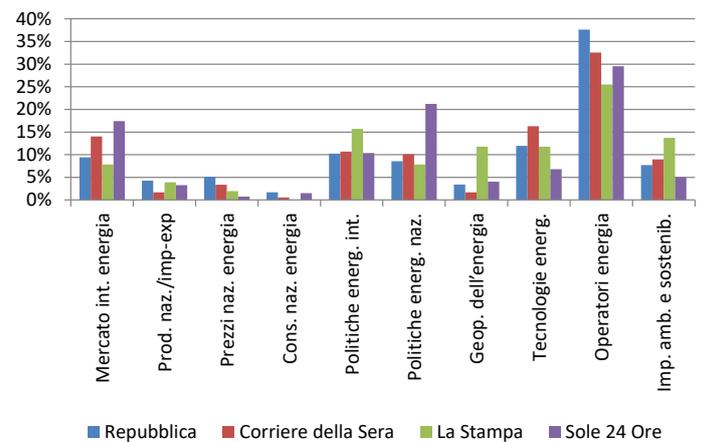


Figura 93 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Politiche energetiche nazionali"

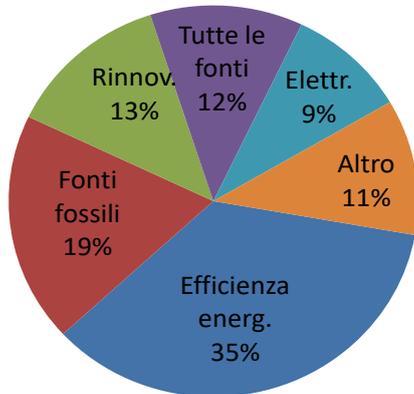
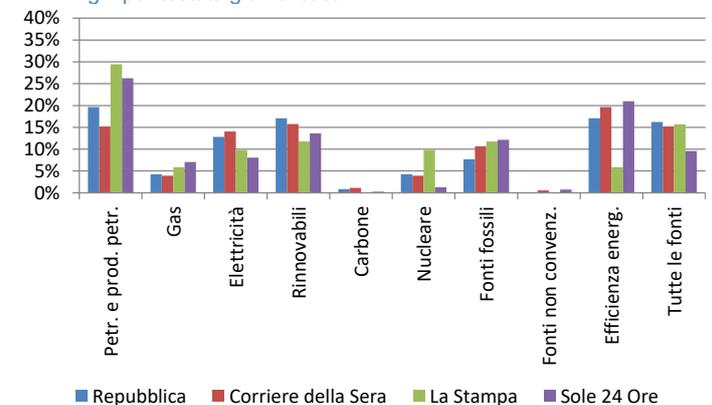


Figura 96 – Frequenza degli argomenti relativi ai singoli settori dell'energia per testata giornalistica



## Indice delle figure

Figura 1 – Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: .....	6
Figura 2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni della politica energetica .....	7
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).....	7
Figura 4 – Superindice dei consumi del sistema energetico italiano.....	8
Figura 5 – PIL, produzione industriale totale e di beni intermedi (2010=100, asse sin), proxy Gradi Giorno riscaldamento (asse dx).....	8
Figura 6 – Prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl): dati storici e previsioni .....	8
Figura 7 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF .....	8
Figura 8 – Consumi di energia primaria trimestrale (var. % su anno prec., asse sin) e annuale (2005=100, asse dx).....	9
Figura 9 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA .....	9
Figura 10 – Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep).....	9
Figura 11 – Consumi trimestrali di gas naturale, prodotti petroliferi e rinnovabili elettriche (2006=100) .....	9
Figura 12 – Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep) .....	10
Figura 13 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sin) e variazione dai valori medi trimestrali 2006-2015 (TWh, asse dx) .....	10
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) .....	10
Figura 15 – Gas naturale, petrolio ed energia elettrica - Impieghi finali (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep).....	10
Figura 16 – Consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (var. % trimestre su trimestre anno prec.).....	11
Figura 17 – Consumi di prodotti petroliferi nei trasporti (var. trimestre su trim. anno prec., Mtep).....	11
Figura 18 – Consumi di gas naturale nel settore civile (MSm <sup>3</sup> asse sin) e proxy Gradi Giorno riscaldamento (asse dx).....	11
Figura 19 – Industria: consumi di gas e indice produzione industriale settori <i>gas intensive</i> (var. % trim anno prec) .....	11
Figura 20 – Consumi di gas, prodotti petroliferi ed elettricità nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010) .....	12
Figura 21 – Consumi di prodotti petroliferi nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010) .....	12
Figura 22 – Consumi di gas nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010) .....	12
Figura 23 – Consumi di elettricità nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010).....	12
Figura 24 – Emissioni di CO <sub>2</sub> del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005) .....	13
Figura 25 – Emissioni di CO <sub>2</sub> del sistema energetico italiano (Mt) – dati storici e traiettorie di riduzione coerenti con target 2020 e 2030.....	13
Figura 26 – Emissioni di CO <sub>2</sub> trimestrali (var. % trimestre su trimestre anno prec.).....	13
Figura 27 – CO <sub>2</sub> da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.) .....	13
Figura 28 – Emissioni di CO <sub>2</sub> settore civile e proxy Gradi Giorno riscaldamento (var % trimestre su trimestre anno prec.) .....	14
Figura 29 – Emissioni di CO <sub>2</sub> settore trasporti e driver del trasporto su gomma (var. % trimestre su trim. anno prec.).....	14
Figura 30 – Var % emissioni di CO <sub>2</sub> di alcuni Paesi UE, periodo 2005-2014.....	14
Figura 31 – Tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> nel periodo 2005-2014 (2005-2015 per l'Italia) depurato dalla componente PIL/cap .....	14
Figura 32 – Italia: import netto di greggio (var.% trim prec. e quantità totale annua) .....	15
Figura 33 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (valore%).....	15
Figura 34 – Grado API (asse sin.) e tenore di zolfo (asse dx.) dei greggi importati (% sul totale) .....	15
Figura 35 – Diversificazione dei fornitori di greggio (indice Herfindahl-Hirschman) .....	15
Figura 36 – Intensità petrolifera del sistema energetico.....	16
Figura 37 – Lavorazioni di petrolio greggio (var.% trim prec.).....	16
Figura 38 – Prodotti petroliferi: consumi trimestrali di alcuni prodotti (scala sn, kt),consumi totali annui e proiezioni (scala dx, Mtep) .....	16
Figura 39 – Rapporto tra produzione e consumi di gasolio .....	16
Figura 40 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina .....	17
Figura 41 – Export netto prodotti petroliferi (kt).....	17
Figura 42 – Margini di raffinazione (\$/b) per diverse aree geografiche .....	17
Figura 43 – Percentuale di utilizzo impianti per diverse aree geografiche .....	17
Figura 44 – Domanda di gas naturale (MSm <sup>3</sup> ).....	18
Figura 45 – Domanda giornaliera di gas naturale (MSm <sup>3</sup> ) – 2019-2016 .....	18
Figura 46 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata (MSm <sup>3</sup> ).....	18
Figura 47 – Immissioni per punto entrata – Valori min, medi e max 2010-2016 e medie I semestre 2015 e 2016 (MSm <sup>3</sup> ) .....	18
Figura 48 – Importazioni gas naturale da Russia, Nord Europa (asse sin) e Spread Russian gas-TTF (asse dx).....	19
Figura 49 – Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas naturale nel sistema energetico .....	19
Figura 50 – Diversificazione delle fonti di approvvigionamento.....	19
Figura 51 – Indice N-1 a inizio 2016 e copertura della domanda alla punta.....	20
Figura 52 – Domanda massima settoriale (MSm <sup>3</sup> /g, asse sn) e rapporto fra domanda massima e media estiva (asse dx) .....	20
Figura 53 – Domanda annuale di gas naturale (MSm <sup>3</sup> ) – dati storici e proiezioni di medio periodo (2026).....	20
Figura 54 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sin) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx) .....	21
Figura 55 – Liquidità dei principali mercati europei (TWh) .....	21
Figura 56 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh).....	22
Figura 57 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche).....	22
Figura 58 – Penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili – I semestre vari anni (Valore min, max e medio).....	22
Figura 59 – Fabbisogno e copertura nel giorno di massima produzione da fonti rinnovabili non programmabili (MW, 2016).....	22
Figura 60 – Curva oraria della domanda residua (MWh) .....	23
Figura 61 – Variazione oraria della produzione intermittente – min, max e dev. standard, zona Sud (in % della domanda) .....	23
Figura 62 – Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda – zona Sud .....	23

Figura 63 – Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti rinnovabili non programmabili- zona Sud.....	23
Figura 64 – Curva oraria Prezzo Unico Nazionale – I semestre 2010, 2015 e 2016 (€/MWh) .....	24
Figura 65 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio nelle altre fasce orarie – I semestre .....	24
Figura 66 – Spark spread 2012-2016 per Italia e zona Sud (€/MWh) .....	24
Figura 67 - Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh) .....	25
Figura 68 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di IVA e imposte recuperabili:, consumi 20-2.000 MWh (€/kWh).....	25
Figura 69 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi tra 500-20.000 MWh (€/kWh)..	25
Figura 70 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia: consumi tra 500-2.000 MWh.....	25
Figura 71 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica rispetto a media UE.....	26
Figura 72 – Prezzo trimestrale energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh) .....	26
Figura 73 – Prezzo energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW e consumi <4 GWh/mese).....	26
Figura 74 – Oneri di sistema (componenti variabili) consumatori industriali, bassa, media e alta tensione, regime tutelato (€/kWh)26	26
Figura 75 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €) .....	27
Figura 76 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio.....	27
Figura 77 – Prezzi del gas per l'industria al netto delle imposte: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ(asse sin €/GJ, asse dx MWh) .....	28
Figura 78 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ) .....	28
Figura 79 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 10.000-100.000 GJ (€/GJ) .....	28
Figura 80 – Prezzo del gas naturale al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ(€/GJ) .....	28
Figura 81 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000.000- 4.000.000 GJ) (€/GJ) .....	29
Figura 82 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - 2° semestre 2015.....	29
Figura 83 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000-10.000 GJ .....	29
Figura 84 – Quota percentuale tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000.000-4.000.000 GJ .....	29
Figura 85 – Articoli esaminati per testata giornalistica .....	32
Figura 86 – Articoli esaminati per collocazione del testo.....	32
Figura 87 – Articoli annunciati in prima pagina .....	32
Figura 88 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia .....	32
Figura 89 – Presenza di corsi d'azione per tipologia negli articoli esaminati.....	32
Figura 90 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati .....	32
Figura 91 – Numerosità degli argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi esaminati .....	33
Figura 92 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia" .....	33
Figura 93 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Politiche energetiche nazionali" .....	33
Figura 94 – Frequenza di argomenti relativi ai singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato internazionale dell'energia" .....	33
Figura 95 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica .....	33
Figura 96 – Frequenza degli argomenti relativi ai singoli settori dell'energia per testata giornalistica .....	33

## 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).

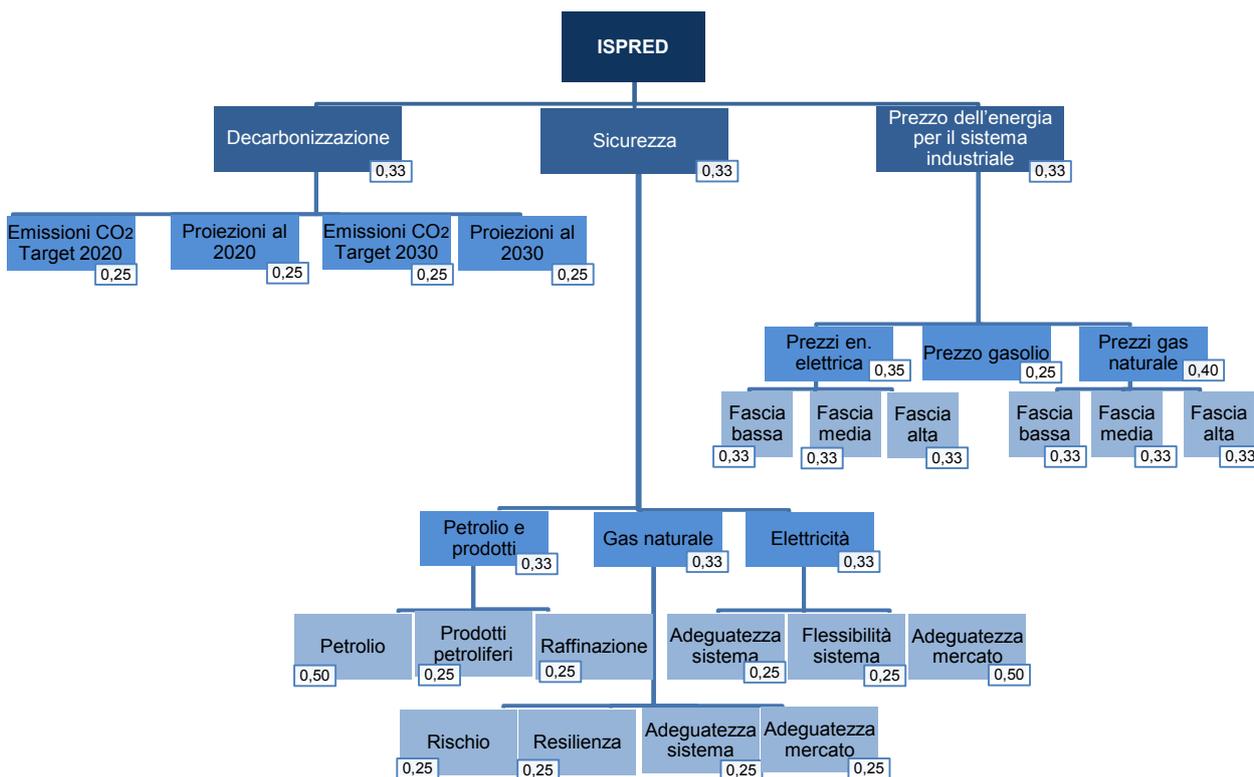
Numero e titolo delle figure riportate nella seguente nota metodologica sono coincidenti con quanto contenuto nel testo.

### 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 seguente dendrogramma mostra i 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 discusse nel testo dell'Analisi trimestrale. Ogni indicatore trova corrispondenza nelle figure inserite nel testo (con alcune eccezioni). Le seguenti tabelle spiegano comunque il significato di ciascun indicatore, ed esplicitano la corrispondenza tra ogni indicatore e le figure del testo.

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

Tabella A

Dimensione	Indicatore-Descrizione		n° figura
Decarbonizzazione	Emissioni di CO <sub>2</sub> - distanza da target 2020	Emissioni di CO <sub>2</sub> - distanza da traiettoria target 2020 (Mt)	25
	Proiezione intensità carbonica del sistema al 2020	Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> al 2020 al t.m.a. registrato dal 2005 depurato da fattori congiunturali (PIL/cap) - distanza dal target (Mt)	-
	Emissioni di CO <sub>2</sub> - distanza da target 2030	Emissioni di CO <sub>2</sub> - distanza da traiettoria target 2030 (Mt)	25
	Proiezione intensità carbonica del sistema al 2030	Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> al 2030 al t.m.a. registrato dal 2005 depurato da fattori congiunturali (PIL/cap) - distanza dal target (Mt)	-

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.

Tabella B

Dimensione	Settore	Indicatore - Descrizione		n° figura
Sicurezza	Petrolio greggio	Approvvigionamento petrolio greggio	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	31
		Resilienza sistema petrolifero	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	34
	Prodotti petroliferi	Approvvigionamento prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina/gasolio (%)	38-39
	Competitività raffinazione	Competitività raffinazione	Margini di raffinazione (\$/bbl)	41
			Utilizzo impianti (%)	42
	Gas naturale	Rischio approvvigionamento	Dipendenza ponderata con % gas su CIL	48
			Stabilità dei fornitori	49
		Resilienza sistema	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	49
			N-1 a fine inverno (%)	50
			Copertura picco domanda a fine inverno (%)	50
	Adeguatezza sistema	Eccesso capacità import su domanda (%)	50	
	Adeguatezza mercato	Spread PSV-TTF (€/MWh)	53	
		Liquidità PSV (TWh)	53	
	Energia elettrica	Adeguatezza sistema elettrico	Indice capacità in eccesso	56
		Flessibilità sistema elettrico	Indice ENTSO-E	61
Adeguatezza mercato elettrico		Spark spread (€/MWh)	65	

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 C

Dimensione	Indicatore-Descrizione		n° figura
Prezzo dell’energia per il sistema industriale	Prezzi energia elettrica per fascia di consumo	€/kWh, 20 - 500 MWh	61
		€/kWh, 20 - 2.000 MWh	62
		€/kWh, 500 - 20.000 MWh	63
	Prezzi gasolio	€/1000L	69
	Prezzi gas naturale per fascia di consumo	€/GJ, 1.000 - 10.000 GJ	72
		€/GJ, 10.000 - 100.000 GJ	73
		€/GJ, 100.000 - 1.000.000 GJ	74
		€/GJ, 1.000.000 - 4.000.000 GJ	75

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 ( $p > 91\%$ ), 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°, 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 D.P.R. 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://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](http://www.autorita.energia.it/allegati/faq/AggTabellaA.xls)

### Figura 5 – PIL, produzione industriale totale e di beni intermedi (2010=100, asse sin), proxy Gradi Giorno riscaldamento (asse dx)

Per i valori trimestrali del PIL fino al IV trimestre 2015, sono stati utilizzati i dati ISTAT, Conti Nazionali - Conti e aggregati economici nazionali trimestrali, Tavola Conto economico delle risorse e degli impieghi e contributi alla crescita del Pil, dati grezzi, valori concatenati con anno di riferimento 2010, edizione Marzo 2016 (<http://dati.istat.it/>); per il I trimestre 2016

La variabile "proxy Gradi Giorno" rappresenta l'andamento dei Gradi Giorno calcolati per la stazione meteorologica Firenze Peretola (vedi nota Figura 4).

### Figura 6 – 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 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 aeotermitiche, 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.snamreegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamreegas.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/rapportomensile.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.snamreegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamreegas.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/rapportomensile.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/rapportomensile.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/rapportomensile.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.snamreegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamreegas.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/rapportomensile.aspx>

**Figura 16 – Consumi di prodotti petroliferi 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](http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPRODIND_1)

**Figura 20 – Consumi di gas, prodotti petroliferi ed elettricità nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010)**

Andamento dei consumi finali annui di gas naturale, prodotti petroliferi (benzina, gasolio, GPL) ed elettricità nelle diverse zone d'Italia. I dati sono espressi come variazione % dei consumi annui, rispetto al dato 2010. Le regioni italiane sono raggruppate nelle seguenti zone:

- Nord ovest (Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta)
- Lombardia
- Nord est (Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia)
- Centro Nord (Emilia Romagna, Toscana)
- Centro (Abruzzo, Lazio, Marche, Molise, Umbria)
- Sud (Campania, Puglia, Calabria, Basilicata,
- Sicilia
- Sardegna

I dati sono elaborazioni ENEA su dati MISE (gas naturale e prodotti petroliferi), e su dati Terna (consumi elettrici). Elaborazioni ENEA su dati MISE, TERNA; SNAM retegas.

**Figura 21 – Consumi di prodotti petroliferi nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010)**

Vedi nota Figura 20.

**Figura 22 – Consumi di gas nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010)**

Vedi nota Figura 20.

**Figura 23 – Consumi di elettricità nelle diverse zone d'Italia (var.% rispetto al 2010)**

Vedi nota Figura 20.

### 3. Decarbonizzazione del sistema energetico

#### Figura 24 – Emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano (Mt e var. % sul 2005)

Evoluzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 25 – Emissioni di CO<sub>2</sub> 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 26 – Emissioni di CO<sub>2</sub> trimestrali (var. % trimestre su trimestre anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO<sub>2</sub> 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 27 – CO<sub>2</sub> da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO<sub>2</sub> del settore di generazione elettrica, dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO<sub>2</sub>/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/rapportomensile.aspx>

#### Figura 28 – Emissioni di CO<sub>2</sub> settore civile e proxy Gradi Giorno riscaldamento (var % trimestre su trimestre anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO<sub>2</sub> del settore Civile (compresa agricoltura) e proxy gradi giorno.

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte del settore Civile e Agricoltura, come da Inventari annuali delle emissioni di gas serra ISPRA per i vari anni di indagine (per l'anno 2015 sono stati usati i coefficienti 2014), e sui dati di consumi energetici trimestrali del settore.

Per la stima dei consumi del settore Civile (compresa Agricoltura) sono contemplati:

- i consumi di gas naturale, dati SNAM giornalieri
- i consumi di prodotti petroliferi, elaborazioni su dati mensili MISE consumi petroliferi

Per la stima dei gradi giorno si rimanda alla nota della Figura 4.

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>
- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, [http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)

#### Figura 29 – Emissioni di CO<sub>2</sub> settore trasporti e driver del trasporto su gomma (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 30 – Var % emissioni di CO<sub>2</sub> di alcuni Paesi UE, periodo 2005-2014

Scomposizione della variazione della CO<sub>2</sub> del settore energetico tra gli anni 2007 e 2014 per Italia, Germania, Francia, Spagna, Regno Unito e media UE 28.

Variazione % delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel 2015, rispetto al 2014, in alcuni Paesi UE (Spagna, Regno Unito, Francia) e media UE; fonte Commissione Europea (<http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/7244707/8-03052016-BP-EN.pdf/88e97313-dab3-4024-a035-93b2ab471cd9>)

Per l'Italia, la variazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> tra il 2015 e il 2014 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 CO<sub>2</sub> all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO<sub>2</sub>/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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 31 – Tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel periodo 2005-2014 (2005-2015 per l'Italia)

La figura mostra il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> registrato nei principali paesi europei tra il 2005 e il 2014 (2015 nel caso dell'Italia) ottenuto utilizzando la scomposizione di Kaya per "depurare" la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> 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 32 – Italia: import netto di greggio (var.% trim prec. e quantità totale annua)

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

Figura 33 – 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 34 – 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 35 – Diversificazione dei fornitori di greggio (indice Herfindahl-Hirschman)

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 è costruito come 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 di più fornitori, fino al caso limite con un indice pari a 1 dove c'è un unico fornitore. (elaborazione dati MISE <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>, IEA, UP [http://www.unionepetrolifera.it/?page\\_id=471&paged=3](http://www.unionepetrolifera.it/?page_id=471&paged=3))

Figura 36 – Intensità petrolifera del sistema energetico

Quota di petrolio sui consumi totali di energia primaria (elaborazione dati Eurostat:

[http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_102m&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en),  
[http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_100a&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_100a&lang=en))

Figura 37 – 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](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en))

Figura 38 – Prodotti petroliferi: consumi trimestrali di alcuni prodotti (scala sn, 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 38 (come quelle incluse nella figura 53) 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 che segue.

CARATTERIZZAZIONE SETTORI	Agricoltura	Una domanda di servizio energetico
	Industria	Domande di servizi energetici dei settori energy-intensive (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.
NUOVE TECNOLOGICHE ENERGETICHE	Settore elettrico	Riproduzione della produzione di energia elettrica per fonte e tipologia nel periodo 2006-2014
	Settore elettrico	Soft-link con un modello del mercato elettrico italiano contenente una rappresentazione di tutti gli impianti italiani > 10 MW
ORIZZONTE DELLE PROIEZIONI	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 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.

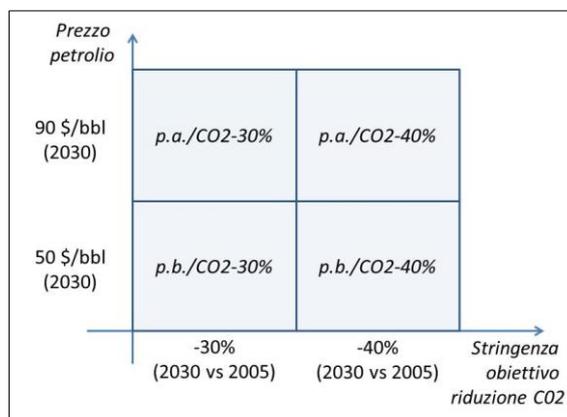
Le caratteristiche dei modelli TIMES li rendono poco adatti per definire quale possa essere l'evoluzione più probabile del sistema energetico di interesse. Essi sono invece di notevole utilità come strumenti per l'esplorazione di possibili evoluzioni alternative del sistema energetico, sulla base di *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 inclusi nelle figure 37 e 52 sono stati elaborati per valutare possibilità e caratteristiche di una traiettoria di crescita dei consumi di petrolio e gas naturale 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 che segue.

<b>PROIEZIONE DOMANDA SERVIZI ENERGETICI</b>	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 ( <a href="https://ec.europa.eu/energy/en/news/reference-scenario-energy">https://ec.europa.eu/energy/en/news/reference-scenario-energy</a> )
<b>VINCOLI SU TECNOLOGIE EMERGENTI</b>	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%

Per l'Analisi Trimestrale 1/2016 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 figura che segue).



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

Figura 39 – 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](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en) )

Figura 40 – 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](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en) )

Figura 41 – 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 42 – Margini di raffinazione (\$/b) 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 43 – Percentuale di 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). (elaborazione dati EUOSTAT

[http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_102m&lang=en](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](http://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm), BP <https://www.quandl.com/data/BP?keyword=refinery>).

## Figura 44 – Domanda di gas naturale (MSm3)

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

## Figura 45 – Domanda giornaliera di gas naturale (MSm3) – 2019-2016

Fonte dei dati: SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato, [http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)

## Figura 46 – 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/](http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)

## Figura 47 – 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/](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 48 – 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/](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 49 – 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/](http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)

## Figura 50 – Diversificazione delle fonti di approvvigionamento

Vedi Figura 33.

## Figura 51 – 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 gas naturale liquefatto (LNG) 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 52 – Domanda massima settoriale (MSm3/g, asse sn) e rapporto fra domanda massima e media estiva (asse dx)

Gli istogrammi mostrano la domanda giornaliera massima registrata in ogni anno in ognuno dei tre settori. La curva mostra il rapporto fra la domanda giornaliera massima di tutti i settori (cioè il gas naturale immesso nel sistema, al netto degli stoccaggi) e la domanda media nei mesi estivi, quando la domanda di gas naturale è sui livelli più bassi, in quanto non vi è domanda per riscaldamento ambienti. Il rapporto in questione è dunque un indicatore del verificarsi nei vari anni di picchi di freddo più o meno intensi, in corrispondenza dei quali si verificano picchi di domanda.

Fonti dei dati: elaborazioni ENEA su dati SNAM Rete Gas.

## Figura 53 – Domanda annuale di gas naturale (MSm3) – dati storici e proiezioni di medio periodo (2026)

Vedi la nota di Figura 37 per una descrizione della metodologia seguita per l'elaborazione delle proiezioni.

## Figura 54 – 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 55 – Liquidità dei principali mercati europei (TWh)

La fonte dei dati è [https://www.leba.org.uk/pages/?page\\_id=59](https://www.leba.org.uk/pages/?page_id=59)

Figura 56 – 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 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.

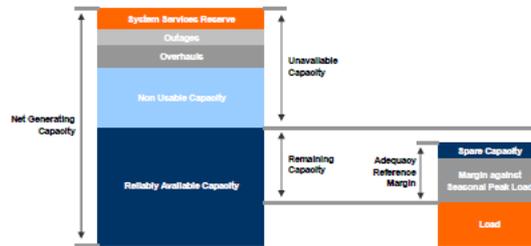


Figure 2.5.1 - Schematic depiction of adequacy methodology

Fonte: ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report

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 – I trimestre 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 produzione da fonti rinnovabili non programmabili (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.

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 (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 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 61 – Variazione oraria della produzione intermittente

L'indice della necessità di flessibilità del sistema 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 della produzione da fonti rinnovabili non programmabili:

- $\Delta P_{1h}$  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 delle produzioni da fonti rinnovabili non programmabili (vedi nota relativa alla figura precedente, anche riguardo alle 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 S

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:

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

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

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

#### Figura 65 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio nelle altre fasce orarie – I

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 2012-201

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/II/eelcome*), 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 65](#).

### 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 1](#). 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. Per ulteriori approfondimenti sulla metodologia utilizzate fare riferimento alla metodologia di [Figura 67](#).

### Figura 70 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia: consumi tra 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 rispetto a media UE

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.

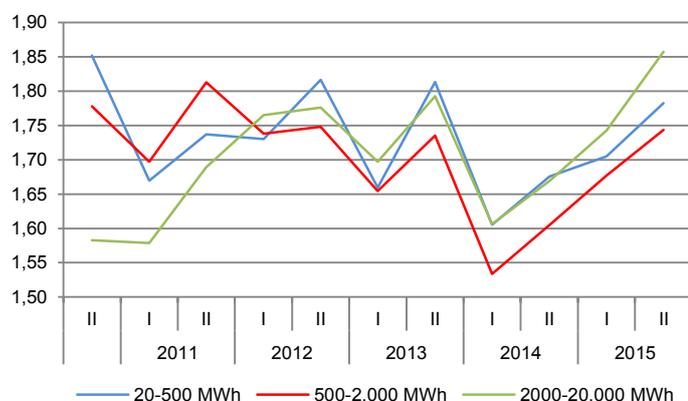


Figura 72 – Prezzo trimestrale energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh)

Vedi metodologia Figura 67.

Figura 73 – Prezzo 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, regime tutelato (€/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 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €)

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 76 – 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 77 – Prezzi del gas per l'industria al netto delle imposte: consumo annuo 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 EU-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.

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 2011-2015. Per il 2016 il dato si riferisce alla media semplice dei primi quattro mesi del 2016.

**Figura 78 – Prezzo del gas naturale 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 pagati dalle imprese è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte deducibili, 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 con consumi compresi tra 1.000 e 10.000 GJ, assunta come rappresentativa di utenza industriale a basso consumo.

**Figura 79 – Prezzo del gas naturale per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 10.000-100.000 GJ (€/GJ)**

Il confronto europeo sui prezzi del gas pagati dalle imprese è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte deducibili, 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 con consumi compresi tra 10.000 e 100.000 GJ.

**Figura 80 – Prezzo del gas naturale al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ(€/GJ)**

Il confronto europeo sui prezzi del gas pagati dalle imprese è basato sui dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera i 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, quindi, rappresentativa di gran parte dell'utenza industriale italiana.

**Figura 81 – Prezzo del gas naturale 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 pagati dalle imprese è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte deducibili, 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 più elevata con consumi annui compresi tra 1.000.000- 4.000.000 GJ.

**Figura 82 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - 2° semestre 2015**

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 secondo semestre 2015.

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 " (Prec ) e il "prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" (Pnet). La quota percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

$$(Prec - Pnet) / Ptot * 100$$

dove Ptot 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 83 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000-10.000 GJ**

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 " (Prec ) e il "prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" (Pnet). La quota percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

$$(Prec - Pnet) / Ptot * 100$$

dove Ptot è il "prezzo comprensivo di tutte le tasse, imposte e IVA".

La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella con consumi compresi tra 1.000 e 10.000 GJ, assunta come rappresentativa di utenza industriale a basso consumo.

**Figura 84 – Quota percentuale tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per consumo annuo 1.000.000-4.000.000 GJ**

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 " (Prec ) e il "prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" (Pnet). La quota percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

$$(Prec - Pnet) / Ptot * 100$$

dove Ptot è il "prezzo comprensivo di tutte le tasse, imposte e IVA".

La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella più elevata con consumi compresi tra 1.000.000- 4.000.000 GJ.

## 6. I fatti dell'energia nella comunicazione

Questo capitolo è volto a monitorare la trattazione delle tematiche oggetto della presente Analisi Bollettino 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 state 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 85 – Articoli esaminati per testata giornalistica

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

### Figura 86 – Articoli esaminati per collocazione del testo

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

### Figura 87 – Articoli 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 88 – 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 89 – Presenza di corsi d'azione per tipologia negli articoli 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 90 – 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 91 – 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 92 – 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 93 – 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 94 – 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 95 – 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 96 – 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](http://www.enea.it)

Agosto 2016