

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN
ITALIA E DEL FABBISOGNO DI POTENZA
NECESSARIO
ANNI 2015 – 2025**

31 dicembre 2015

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2015 – 2025**

INDICE

1) Introduzione	3
2) Struttura del documento	6
3) Riferimenti normativi	9
4) Contesto energetico	10
4.1. Bilancio Energetico Nazionale - BEN	10
4.2. Il Piano d’Azione Italiano per l’Efficienza Energetica (PAEE)	14
4.3. Il World Energy Outlook di IEA e le interazioni energia – clima	18
4.4. World Energy Outlook Special Report: Energy and Climate Change	24
5) Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica	30
5.1. La crescita economica	30
5.2. L’evoluzione storica della domanda di energia elettrica	35
5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica	39
5.4. Confronti internazionali sull’intensità elettrica	47
6) Le analisi di scenario europee	55
6.1. Gli sviluppi in ENTSO-E: TYNDP 2016	55
6.2. Gli altri sviluppi a livello internazionale	58
7) Considerazioni di sintesi sugli andamenti di lungo periodo in Italia	60
8) Previsione della domanda elettrica in energia	67
8.1. Previsione per le aree geografiche	74
8.2. Previsione settoriale	76
9) Previsioni della domanda in potenza	81
9.1. L’evoluzione storica delle ore di utilizzazione	86
9.2. Metodologia di previsione	88
9.3. Risultati	89
10) Stima del fabbisogno di potenza necessario	95
11) Conclusioni	98
12) Bibliografia	101
13) Allegato: Quadro sinottico di recenti studi ed analisi di scenari	105
14) Allegato: Elementi della politica in materia di clima ed energia	114
15) Allegato: Nota metodologica sul calcolo del valore aggiunto settoriale	120

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2015 – 2025**

1) Introduzione

In questo documento si illustrano le nuove previsioni di medio-lungo termine per l'Italia della *domanda elettrica - in energia e in potenza - e del fabbisogno di potenza necessario*¹.

Queste le principali conclusioni:

- i) una evoluzione della domanda di energia elettrica per il prossimo decennio compresa tra uno scenario di sviluppo, che prevede una crescita dal 2015 al 2025 ad un tasso medio annuo del +1,2% (cagr), e uno scenario base - con il quale si intende valorizzato al massimo grado il potenziale di risparmio energetico – che conduce ad un cagr +0,2%;*
- ii) correlata allo scenario di sviluppo, una evoluzione della punta di carico ad un tasso medio tra +2,7% p.a. [estate torrida] e +1,8% p.a. [inverno medio] dal 2014 al 2025; quanto allo scenario base i tassi di variazione attesi sono rispettivamente compresi tra +1,4% e +0,7% p.a.;*
- iii) si valuta in circa 72 GW la capacità di generazione disponibile per la copertura del carico massimo nel 2025, alle condizioni specificate.*

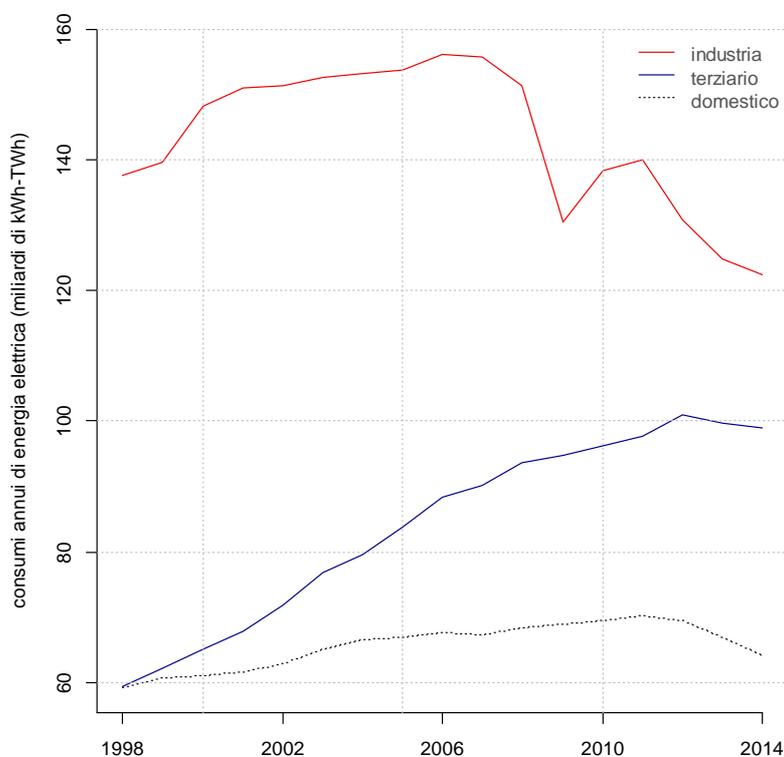
¹ Il lavoro è giunto alla XV edizione. La raccolta delle previsioni dal 2005 è depositata in: http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/previsioni_domanda_elettrica.aspx

Di seguito, alcuni elementi sulla domanda di energia elettrica e sugli usi finali emersi negli ultimi tempi e che saranno nel seguito approfonditi:

sui cambiamenti strutturali della domanda

con una domanda elettrica in crescita del +1,5% rispetto all'anno precedente a 315,2 miliardi di kWh², il 2015 si è configurato come anno in controtendenza rispetto al recente passato. Nel 2014 infatti, dopo le flessioni

Figura 1 - Consumi di energia elettrica nei settori



del 2013 (-3,0% rispetto al 2012) e del 2012 (-1,9% rispetto al 2011), la domanda di energia elettrica aveva ancora fatto registrare una considerevole riduzione: -2,5% rispetto all'anno precedente, attestandosi a 310,5 miliardi di kWh. Tale livello è prossimo a quello toccato nel 2002. Il ritorno ai

livelli massimi della domanda toccati in Italia negli anni 2007-2008 – di circa 30 miliardi di kWh superiori - è comunque posticipato.

Nel 2014 tutte le componenti sono risultate in flessione rispetto all'anno precedente (v. **Figura 1**). La flessione maggiore si è manifestata nei consumi elettrici del settore domestico (-4,1%); la componente industriale dei consumi ha fatto registrare una nuova flessione (-1,9%), seppure di minore ampiezza

² Dato provvisorio. Nel seguito del documento l'informazione quantitativa relativa al 2015 sarà utilizzata solo laddove disponibile.

rispetto a quella registrata nel 2013. Si è infine registrata una ulteriore flessione dei consumi elettrici del settore terziario (-0,8%). La tendenza ad un cambiamento strutturale nei consumi - già suggerita nei documenti degli anni scorsi – trova quindi solamente una parziale conferma.

efficienza energetica

Una componente di rilievo del cambiamento strutturale dei consumi è costituita dagli effetti delle azioni volte all'efficienza ed al risparmio energetico, già da tempo in atto ma ancor più attesi nei prossimi anni. Recenti analisi – che hanno consentito di separare l'effetto del risparmio energetico da quello di calo dei consumi dovuto alla crisi economica in atto - hanno evidenziato che circa un terzo della flessione complessiva dei consumi energetici italiani osservata dal 2011 al 2013 è da attribuirsi alle azioni di efficientamento intraprese fin dal 2009. Tali analisi vengono anche sviluppate nel paragrafo 4.2 e opportunamente considerate nello scenario di domanda di energia elettrica cd. "di base". In tale scenario minimo infatti si intende tenere conto del potenziale associato alla maggiore efficienza energetica, in parte già presente nei dati di consuntivo.

elettrificazione della domanda energetica

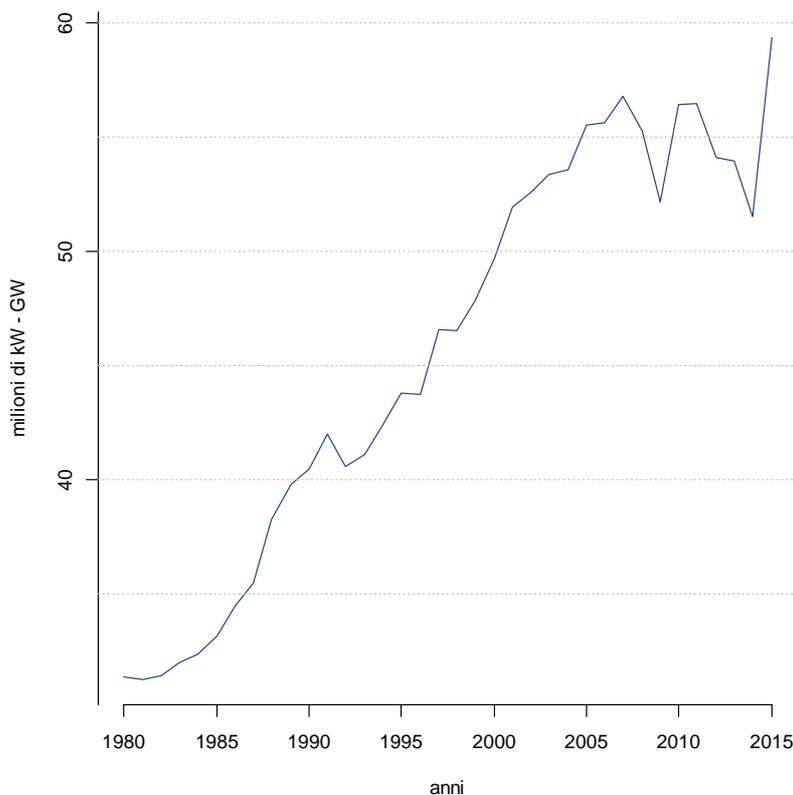
le nuove applicazioni concepite per l'utilizzazione del vettore elettricità - ad esempio l'auto elettrica - e quelle in grado di estenderne la flessibilità d'uso (storage), suggeriscono ulteriori evoluzioni nel lungo termine del processo di sostituzione tra fonti energetiche. Questo principio – peraltro già verificabile nei consuntivi del Bilancio Energetico Nazionale - viene comunicato in termini di ***elettrificazione della domanda***. Nelle visioni di lungo termine, si ipotizza infatti l'ampliarsi dello spettro di applicazioni dell'elettricità in settori non tradizionali - quali il riscaldamento e i trasporti - e nell'industria, ove il processo di sostituzione è in atto da tempo con gradualità. Di questi aspetti, il World Energy Outlook dell'OECD/IEA – che rappresenta il *benchmark* a livello

internazionale (v. nel seguito) – tiene conto nella formulazione di scenari di medio-lungo termine per grandi aree geografiche.

approccio specifico per la previsione della domanda in potenza

le particolari condizioni climatiche dell'estate 2015 – con temperature molto

Figura 2 - Domanda in potenza alla punta annuale



superiori alla media - hanno avuto un abnorme impatto sul carico alla punta estiva del 2015, balzato verso la soglia dei 60.000 MW per effetto della massiccia domanda riconducibile alle apparecchiature di raffrescamento. Al fine di tenere conto per il futuro della potenziale domanda conseguente da condizioni climatiche

estive estreme, nella previsione del carico alla punta si è pertanto abbandonato il principio di utilizzare solo serie di dati definitivi per optare verso un approccio che tenesse conto anche dei dati del 2015 comunque già acquisiti, anche se provvisori.

2) Struttura del documento

Le previsioni di cui al presente lavoro sono sviluppate sulla base delle seguenti motivazioni:

- i) *adempiere gli obblighi che, secondo la vigente normativa, sono annualmente in capo alla società TERNA (Delibera 48/04 AEEG - cfr. anche paragrafo 3);*
- ii) *contribuire ad aggiornare il quadro di riferimento per le valutazioni relative al Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, curato da Terna;*
- iii) *costituire una base di dati per i quesiti di pertinenza formulati da Organismi nazionali ed internazionali.*

Le previsioni sono articolate in:

➤ **Previsioni della domanda elettrica:**

- *in **energia**, con riferimento al dato annuale della richiesta³ e dei consumi elettrici;*
- *in **potenza**, con riferimento alla punta annuale.*

➤ **Previsione del fabbisogno in potenza**, cioè della potenza di generazione necessaria a soddisfare la domanda di potenza alla punta mantenendo un adeguato livello di riserva.

Nei successivi paragrafi sono richiamati i *principali riferimenti normativi* dai quali traggono origine le previsioni (paragrafo 3). Il paragrafo 4 è dedicato ad una sintetica trattazione del *contesto energetico* nazionale e delle prospettive internazionali, anche in termini di *interazione energia-clima*, in grado di influenzare in prospettiva la domanda di energia elettrica.

Sono quindi esaminate le principali grandezze in gioco con lo scopo di individuare le derive di lungo periodo, con particolare attenzione alle più recenti tendenze del *sistema elettrico*, alle prospettive *dell'economia* ed

³ Nel documento sono utilizzati indifferentemente i concetti di “domanda” e di “richiesta” elettrica quali indicativi dell’aggregato che comprende consumi di energia elettrica più perdite.

all'interazione tra consumi elettrici ed economia (par. 5), anche in termini di confronti internazionali. A seguire, il paragrafo 6 riporta sugli sviluppi in ambito ENTSO-E⁴ ed in ambito National Grid per le *analisi di scenario* di lunghissimo termine che presentano significative analogie nell'approccio metodologico; nel paragrafo è inoltre riportato un confronto su scenari "di contrasto" di fonte ENERDATA delle previsioni di medio termine della domanda elettrica in energia.

Segue quindi un paragrafo con *considerazioni di sintesi* propedeutiche alle previsioni della domanda elettrica (par. 7).

Sono quindi formulate:

- le *previsioni nazionali della domanda elettrica in energia* (par. 8), illustrando e riportando le grandezze (*prodotto interno lordo e intensità elettrica*) utilizzate nell'ambito di tali previsioni e le altre ipotesi adottate. La domanda elettrica in previsione è quindi disaggregata nelle principali macroaree geografiche del Paese e sulla base degli utilizzi nelle principali attività.
- le *previsioni della domanda in potenza* (par. 9), con valutazioni sulle serie storiche della domanda in potenza e delle ore di utilizzazione del carico alla punta.

Dalla previsione della domanda in potenza di cui al par. 9, si passa quindi alle *previsioni del fabbisogno di potenza* necessario (par. 10), sulla base degli indici di qualità del servizio definiti da Terna e coerenti con gli standard internazionali.

Seguono le *conclusioni* (par. 11) e una breve *bibliografia* di riferimento.

Chiudono infine negli allegati: (i) un esauriente quadro sinottico di recenti autorevoli studi ed analisi di scenari in termini di previsioni energetiche per il lungo e lunghissimo termine, (ii) una esposizione di elementi delle politiche in materia di clima ed energia ed (iii) una nota metodologica sul calcolo del valore aggiunto settoriale.

⁴ European Network of Transmission System Operators for Electricity

Nella presente edizione le previsioni si estendono fino al 2025. Il presente documento è chiuso utilizzando dati ed informazioni disponibili al 30 novembre 2015.

3) Riferimenti normativi

Le previsioni di medio-lungo termine della domanda nel settore elettrico italiano sono contemplate principalmente, oltre che nel Codice di Rete, in due distinte disposizioni normative (in capo alla società Terna SpA a decorrere dal 1° novembre 2005, data di efficacia del trasferimento delle attività, delle funzioni, etc., fino a quella data svolte dal GRTN):

- *Convenzione annessa alla Concessione del 20 aprile 2005 tra il Ministero delle Attività Produttive e il GRTN (art. 9, comma 1, punto a), con lo scopo, tra l'altro, di programmare gli interventi di sviluppo della rete di trasmissione⁵;*
- *Delibera 48/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che stabilisce (Articolo 53, comma 4) l'elaborazione e la pubblicazione [...] della "previsione della domanda di potenza elettrica sul sistema elettrico nazionale a valere per un periodo non inferiore ai sei anni successivi [...] nonché le ipotesi e le metodologie utilizzate per la formulazione della previsione"; contestualmente, ai sensi del comma 5 del medesimo articolo, a valutazioni "della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda prevista a garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e degli approvvigionamenti";*
- *Codice di rete - predisposto in conformità a quanto previsto nel D.P.C.M. 11 maggio 2004 in materia di unificazione tra proprietà e gestione della rete e sulla base delle direttive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di cui alla delibera n. 250/04 - Capitolo 9 Statistiche, paragrafo 9.4.5⁶.*

⁵ Decreto MAP 20/4/2005, pubblicato su GURI n° 98 del 29/4/2005.

⁶ Versione aggiornata 8/7/ 2013.

4) **Contesto energetico**

Alcuni cenni sul contesto energetico sono necessari pur nella difficoltà di schematizzare in pochi paragrafi un argomento complesso ed in continua evoluzione. Si inizia dal **Bilancio Energetico Nazionale** BEN - che fornisce le “misure” del settore energetico italiano a consuntivo e che costituisce uno dei benchmark per la SEN (Strategia Energetica Nazionale) - e dai **Piani d’Azione** nazionali (PAEE), che delineano il futuro dell’energia in Italia con particolare riguardo all’efficienza, dando contestualmente evidenza dei risultati raggiunti. Successivamente, il parere di una autorevole **Agenzia** internazionale, consentirà di ampliare l’orizzonte degli scenari, traducendo in modo strutturato anche le **vision** di lungo e lunghissimo termine,

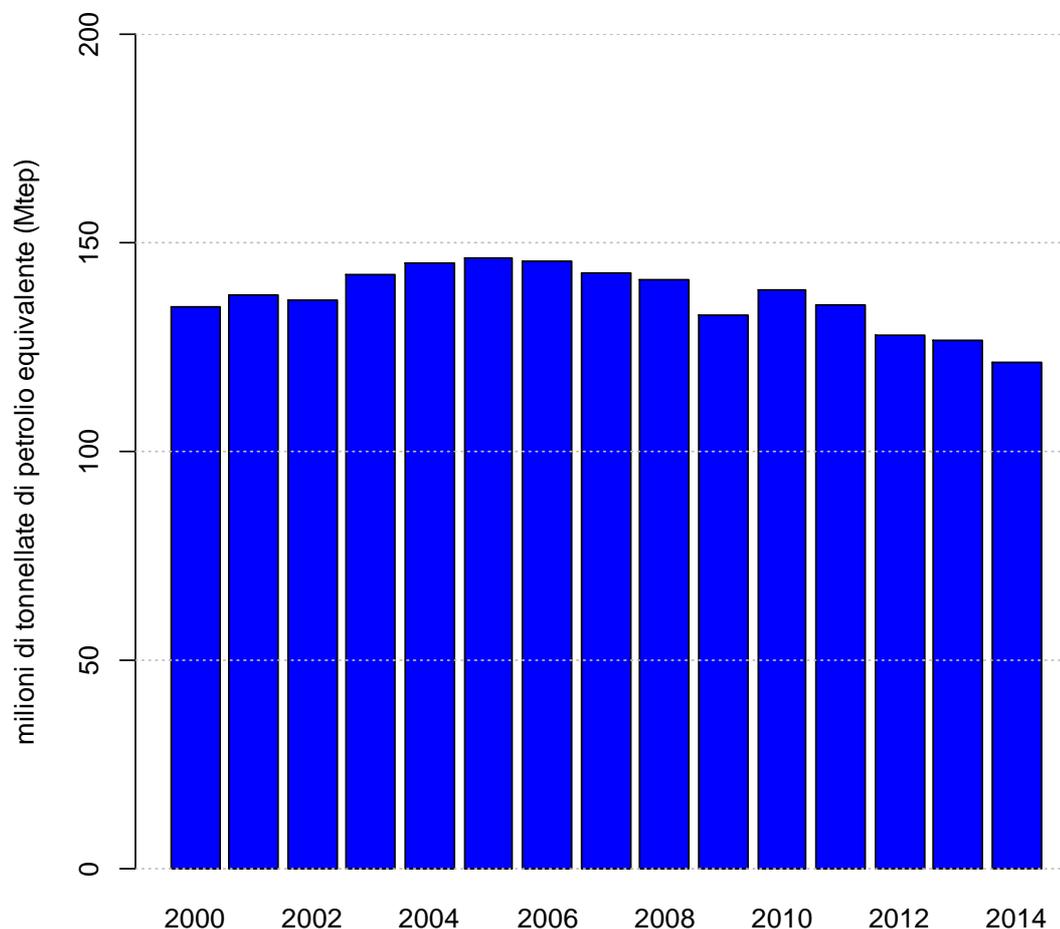
4.1. Bilancio Energetico Nazionale - BEN

In **Figura 3** è riportata la serie storica del consumo interno lordo italiano di energia, CIL⁷ dal 2000. Dopo un punto di massimo di 146,6 milioni di tep (Mtep) toccato nel 2005, il consumo interno lordo di energia in Italia mostra una tendenza al ripiegamento.

Cfr.: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=%2bntTpms5Tpw%3d&tabid=106&mid=189>

⁷ Per ciascuna fonte energetica: consumo interno lordo (CIL) = produzione energia + saldo scambio energia estero+variazione scorte energia

Figura 3 - Andamento del consumo interno lordo di energia in Italia



Analizzando in particolare la domanda di energia elettrica nazionale, nel 2014 – ultimo anno di consuntivo disponibile - i volumi di energia elettrica richiesti in Italia sono stati pari a 310,5 miliardi di kWh, in flessione del -2,5% rispetto ai volumi del 2013. Tale risultato è il terzo risultato negativo consecutivo, dopo che il 2012 si era chiuso con un calo del -1,9% rispetto al 2011 ed il 2013 a -3,0% rispetto al 2012. Il periodo di ripiegamento si era in effetti iniziato con la profonda flessione del 2009 (-5,7% rispetto al 2008), cui avevano però fatto seguito due anni di parziale recupero: nel 2010, +3,2% rispetto all'anno precedente, ed ancora nel 2011: +1,3% rispetto al 2010.

Complessivamente, dal 2007 al 2014 il fabbisogno annuo di energia elettrica si è contratto di quasi 30 miliardi di kWh, pari a circa 9 punti percentuali.

Sulla base delle indicazioni provvisorie sugli andamenti di gas naturale, energia elettrica e sui prodotti petroliferi, il contesto energetico nel 2015 si profilerebbe come un momento di svolta positivo (v. **Tabella 1**):

Tabella 1 - Andamento principali fonti energetiche: gennaio-dicembre 2015 rispetto corrispondente periodo 2014

	gennaio - dicembre 2015/ gen-dic 2014
	variazione %
gas naturale [consumo interno lordo] (*)	8,3%
energia elettrica [richiesta] (**)	1,5%
prodotti petroliferi [totale consumi] (***)	3,5%
(*) Dato gennaio-ottobre - Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico - Dipartimento per l'Energia - Statistiche ed analisi energetiche e minerarie DGSAIE http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/bilanciogas.asp	
(**) Fonte Tema - dato provvisorio	
(***) Periodo gennaio- novembre - Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico - Dipartimento per l'Energia - Statistiche ed analisi energetiche e minerarie DGSAIE http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp	

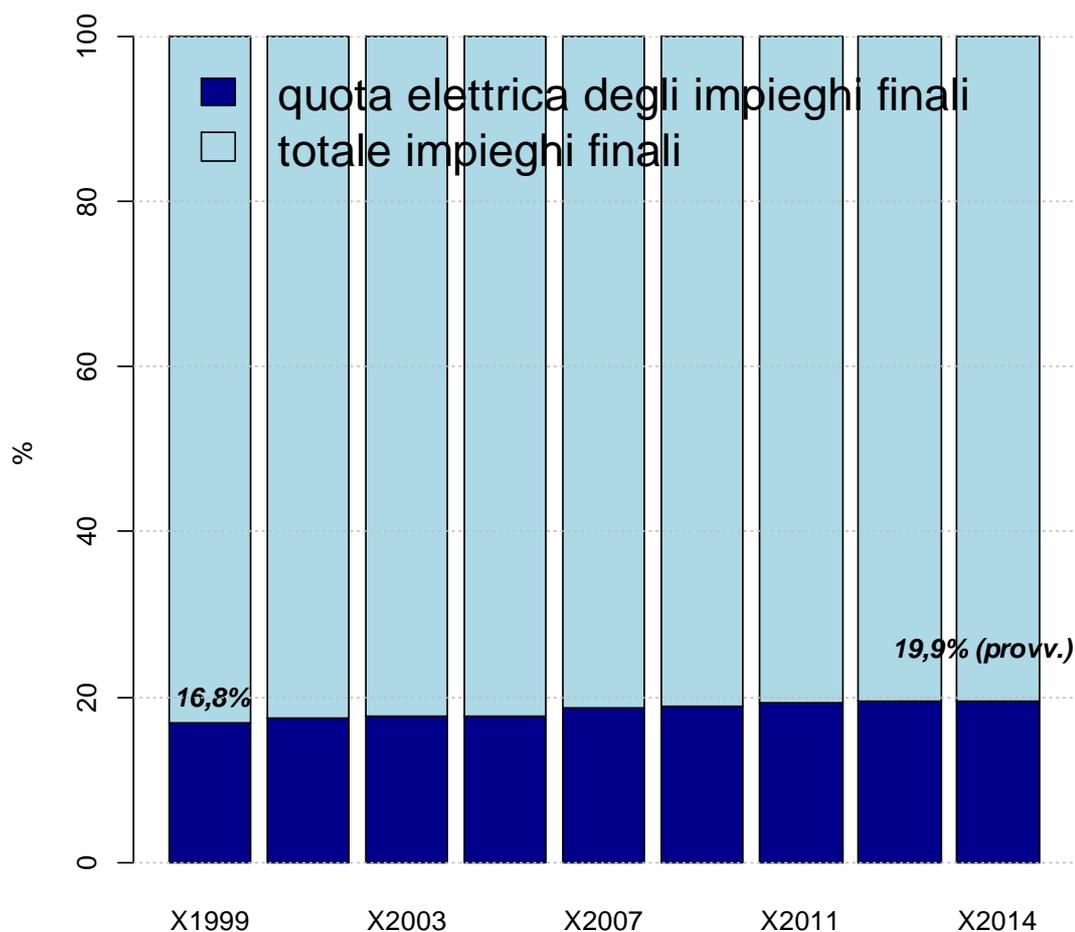
Il nuovo documento “*La situazione energetica nazionale nel 2014*” del luglio 2015 ed il **Bilancio Energetico Nazionale** (BEN⁸) sono gli strumenti per analizzare il settore dell’energia in Italia ed il rapporto tra le singole fonti, anche nella prospettiva strategica trattata nella nuova SEN.

Tra le molte informazioni disponibili a consuntivo nel BEN, emerge che il totale degli impieghi finali soddisfatto con energia elettrica mostra una crescita regolare. Dal 1999 al 2014, la voce **energia elettrica negli impieghi finali è cresciuta del 6,9%** circa, pervenendo a 24 Mtep (milioni di ton di petrolio

⁸ Fonte: Ministero Sviluppo Economico - Dipartimento per l’Energia – Direzione Generale per la Sicurezza dell’Approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche – Div. VII Statistiche ed analisi energetiche e minerarie.

equivalente)⁹. In **Figura 4** sono riportati gli andamenti dal 1999 al 2014¹⁰ della quota di impieghi finali soddisfatti con l'energia elettrica.

Figura 4 - Evoluzione degli impieghi finali elettrici sul totale degli impieghi



In quindici anni si è osservato in Italia un incremento di oltre tre punti percentuali della quota degli impieghi finali elettrici. Nel 1999 la quota di impieghi finali soddisfatta col vettore elettrico rappresentava il 16,8% del totale; tale quota era salita al 19,9% nella elaborazione provvisoria del BEN di luglio.

⁹ Fonte: Ministero dello Sviluppo economica - La situazione energetica nazionale nel 2014 – Luglio 2015

¹⁰ Dati provvisori

4.2. Il Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE)¹¹

Il Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica 2014, documento elaborato dall'ENEA, è stato approvato dal Consiglio dei Ministri lo scorso luglio e segue i due precedenti del 2007 e del 2011.

Il Piano si focalizza su una delle priorità d'azione indicate nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013. E pertanto da un lato descrive gli obiettivi di efficienza energetica fissati al 2020 e le misure previste per il loro raggiungimento e dall'altro monitora i risultati già conseguiti, in questo caso al 2012. In tal modo, il Piano contribuisce alla realizzazione dell'impegno dell'Unione Europea a ridurre entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990¹², un obiettivo per il quale la Commissione Europea ha indicato una serie di possibili scenari di realizzazione nella sua comunicazione *Energy Roadmap 2050*¹³.

Nel percorso di decarbonizzazione UE si inserisce a pieno titolo la SEN italiana, che individua quattro obiettivi principali al 2020 e sette priorità nel percorso per raggiungerli; tra le priorità, l'efficienza energetica spicca per i molteplici effetti positivi ad essa collegati (abbattimento delle emissioni di CO₂; capacità di generare domanda per imprese italiane; aumento della sicurezza energetica; riduzione del deficit della bilancia commerciale).

Questa caratteristica emerge anche dagli obiettivi quantitativi, al 2020, definiti in materia di efficienza energetica:

- minori consumi finali annui di energia per 15,5 Mtep, corrispondenti a 20 Mtep di energia primaria (un risparmio del 24% rispetto all'andamento 'inerziale' europeo definito dallo scenario Primes 2008),
- minori emissioni di circa 55 milioni di tonnellate di CO₂ l'anno;

¹¹ Grafici e tabelle di questo paragrafo sono presi dal PAEE 2014.

¹² Consiglio Europeo, 29-30 ottobre 2009, conclusioni della Presidenza del Consiglio Europeo (15265/1/09 REV1).

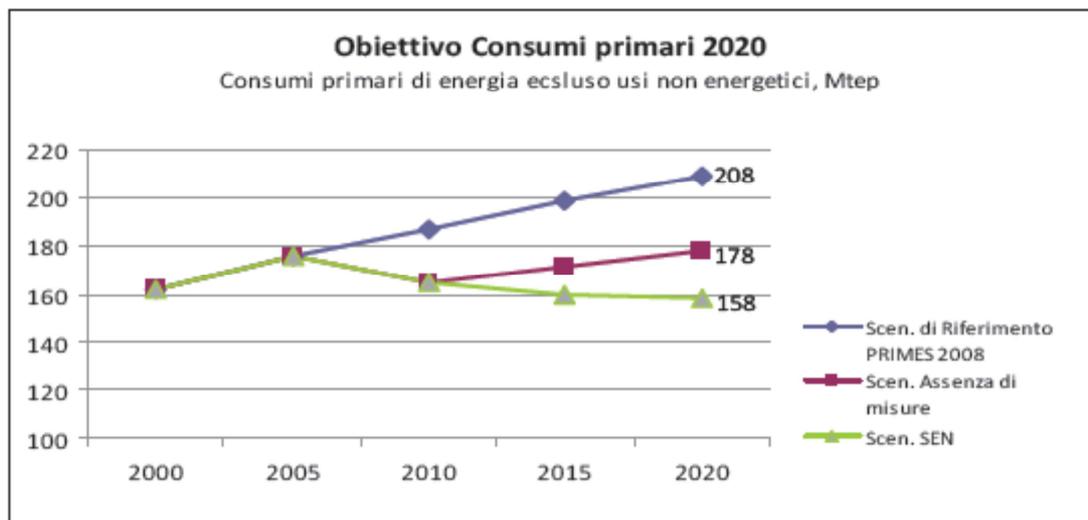
¹³ COM(2011) 885 definitivo.

- minori importazioni di combustibili fossili per circa 8 miliardi di euro l'anno.

Questi obiettivi sono compatibili con il seguente scenario di consumi e produzione di energia al 2020, nel quale si ipotizza una produzione elettrica pari a 320 TWh, di cui 221 TWh ottenuti da impianti termoelettrici.

	Unità	2020
Consumi totali di energia primaria	Mtep	158
Produzione di energia elettrica	TWh	320
<i>Produzione termoelettrica</i>	<i>TWh</i>	<i>221</i>
Consumi totali energia finale	Mtep	124
<i>Industria</i>	<i>Mtep</i>	<i>32,4</i>
<i>Trasporti</i>	<i>Mtep</i>	<i>41,5</i>
<i>Residenziale</i>	<i>Mtep</i>	<i>30,2</i>
<i>Terziario</i>	<i>Mtep</i>	<i>19,6</i>

Lo scenario è coerente con un risparmio atteso di 15,50 Mtep/a nei consumi finali di energia e di circa 20 Mtep/a per i consumi di energia primaria.



La tabella seguente mostra la ripartizione di tali risparmi, nel periodo 2011-2020, tra i settori di consumo e per tipo di misura di risparmio energetico.

Tabella 4.1 – Obiettivi di efficienza energetica al 2020 in energia finale e primaria (Mtep/anno)

Settore	Misure previste nel periodo 2011-2020					Risparmio atteso al 2020	
	Articolo 7 Direttiva Efficienza Energetica			Altre misure		Energia Finale	Energia Primaria
	Regime obbligatorio	Misure alternative		Standard Normativi	Investimenti mobilità		
Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali	Conto Termico					
Residenziale	0,15	1,38	0,54	1,60		3,67	5,14
Terziario	0,10		0,93	0,20		1,23	1,72
PA	0,04		0,43	0,10		0,57	0,80
Privato	0,06		0,50	0,10		0,66	0,92
Industria	5,10					5,10	7,14
Trasporti	0,10			3,43	1,97	5,50	6,05
Totale	5,45	1,38	1,47	5,23	1,97	15,50	20,05

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Le maggiori quote di risparmio si concentrano nei trasporti (35%) e nell'industria (33%), segue il residenziale (24%) ed infine il terziario (8%). Le misure da cui si attendono i maggiori risultati sono quelle relative al sistema dei Certificati bianchi (Titoli di Efficienza Energetica), in particolare per l'industria, e quelle relative alla fissazione di standard normativi, in particolare per i trasporti.

Le successive due tabelle, riprese dall'ultimo Rapporto Annuale Efficienza Energetica (RAEE 2015) illustrano i risparmi energetici stabiliti per il 2016 nel PAEE 2011 e per il 2020 nel PAEE 2014, confrontandoli con quelli effettivamente conseguiti sulla base delle specifiche misure considerate.

Tabella 4.18 – Risparmi energetici annuali conseguiti per settore (GWh/anno), anni 2005-2013 e attesi al 2016

Settore	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali del 55/65%	Decreto Legislativo 192/05	Ecoincentivi e Regolamenti Comunitari	Altre misure	Risparmio energetico (energia finale)		Obiettivo raggiunto (%)
						Conseguito al 2013*	Atteso al 2016	
Residenziale	17.020	9.187	25.658	-	1.080	51.963	60.027	86,6%
Terziario	1.354	238	790	-		2.382	24.590	9,7%
Industria	21.156	489	1.900	-		23.557	20.140	117,0%
Trasporti	-	-	-	9.132	1.040	10.172	21.783	46,7%
Totale	39.530	9.914	28.348	9.132	2.120	88.074	126.540	69,6%

* Al netto di duplicazioni e considerando nell'industria il risparmio aggiuntivo derivante da gli incentivi per motori e inverter erogati nel periodo 2007-2010, non descritti in dettaglio per via dell'esiguo risparmio energetico conseguito (12 GWh/anno).

Fonte: Elaborazione ENEA

Considerando gli obiettivi al 2016, nel periodo 2005-2013 il settore residenziale è quello che ha realizzato i maggiori risparmi in termini assoluti (51.963 GWh/a), pari all' 87% dell'obiettivo mentre il settore industria è andato oltre il proprio obiettivo di risparmio, fissato a 20.140 GWh/a, realizzando risparmi per 23.557 GWh/a. Il settore terziario appare come quello più "lento", avendo conseguito solo il 10% dell'obiettivo al 2016, superato anche dai trasporti, che hanno realizzato il 47% dell'obiettivo. A consuntivo, gli strumenti più efficaci nello stimolare le azioni di risparmio energetico sono stati i Certificati Bianchi ed il Decreto Legislativo 192/05 (Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia).

Tabella 4.19 – Risparmi energetici annuali conseguiti per settore, anni 2011-2013 e attesi al 2020

Energia primaria (Mtep/anno)								
Settore	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali del 55/65%	Decreto Legislativo 192/05	Ecoincentivi e Regolamenti Comunitari	Altre misure	Risparmio energetico		Obiettivo raggiunto (%)
						Conseguito al 2013*	Atteso al 2020	
Residenziale	0,371	0,348	0,746	-	0,028	1,41	5,14	27,4%
Terziario	0,046	0,009	0,056	-		0,11	1,72	6,4%
Industria	1,642	0,017	0,025	-		1,68	7,14	23,6%
Trasporti	-	-	-	0,502	0,023	0,52	6,05	8,7%
Totale	2,058	0,374	0,827	0,502	0,051	3,73	20,05	18,6%
Energia finale (GWh/anno)								
Settore	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali del 55%	Decreto Legislativo 192/05	Ecoincentivi e Regolamenti Comunitari	Altre misure	Risparmio energetico		Obiettivo raggiunto (%)
						Conseguito al 2013*	Atteso al 2020	
Residenziale	3.379	3.820	8.677	-	150	15.044	42.682	35,2%
Terziario	416	99	290	-		805	14.305	5,6%
Industria	14.942	203	654	-		15.799	59.313	26,6%
Trasporti	-	-	-	5.262	240	5.502	63.965	8,6%
Totale	18.737	4.122	9.621	5.262	390	37.150	180.265	20,6%

* Al netto di duplicazioni.

Fonte: Elaborazione ENEA

Rispetto ai risparmi attesi al 2020, la tabella precedente mostra sia in termini di energia primaria (in Mtep/anno) sia in termini di energia per gli usi finali (in GWh/anno) che nel periodo 2011-2013 industria e residenziale hanno già raggiunto, rispettivamente, il 27 ed il 35% degli obiettivi fissati in termini di energia finale, seguiti a distanza dai trasporti (9%) e dal terziario (6%).

Considerando infine l'energia primaria, la precedente tabella mostra che nel periodo 2011-2013 il risparmio energetico conseguito è stato valutato in 3,7 Mtep/anno. Nello stesso periodo, secondo i dati del Bilancio dell'Energia in Italia (v. paragrafo 4.1) i consumi energetici rappresentati dal consumo interno lordo CIL si sono complessivamente ridotti di poco più di 11 Mtep, per cui è possibile attribuire circa un terzo della contrazione totale alla maggiore efficienza e due terzi alla crisi economica.

4.3. Il World Energy Outlook di IEA e le interazioni energia – clima

Le elaborazioni curate annualmente da *OECD/International Energy Agency* e disponibili nell'ultimo aggiornamento del *World Energy Outlook 2014*, costituiscono una fonte molto autorevole di indicazioni prospettiche per il settore energetico. Nel seguito sono riportate alcune elaborazioni tratte dall'Outlook IEA al fine di analizzarne i principi ispiratori.

Come noto, il settore energetico ha rilevanti implicazioni sul clima in quanto principale fonte di emissione di gas serra climalteranti.

Nel WEO 2014 si conferma il numero degli scenari già impostato negli scorsi anni, tre e le loro definizioni mentre si amplia l'orizzonte di l'orizzonte temporale di previsione fino al 2040, dando indicazioni anche per gli anni intermedi 2020 e 2030¹⁴. Gli scenari considerati sono articolati per le grandi aree continentali e per il Mondo ed hanno come elemento discriminante tre diverse ipotesi riguardo le misure di politica energetica da adottare. Oltre allo scenario "Current Policies Scenario" che tiene conto solo delle misure già

¹⁴ Anche il 2025 e 2035 per il solo "New Policies Scenario".

formalmente in atto, è riportato lo scenario “450 Scenario”. Quest’ultimo sottintende un ampio dispiegamento di politiche energetiche ed un congruo livello di investimenti al fine di governare il livello di emissioni di CO₂ in modo che la concentrazione di anidride carbonica nell’atmosfera non superi le 450 parti per milione (ppm)¹⁵. Nelle tabelle, si riporta anche l’ulteriore scenario “New Policies Scenario” che appare intermedio fra i due precedenti.

Al di là delle specifiche articolazioni nei tre scenari, l’aspetto che in sede di previsione della domanda elettrica appare più interessante è quello che riporta l’opinione degli economisti IEA sul rapporto tra la crescita dei consumi finali totali (*Total Final Consumption, TFC*) e quella dei consumi finali elettrici, in particolare.

Emergono una serie di considerazioni: la prima – già osservata negli scorsi anni – riguarda l’incrementarsi della domanda finale attesa di elettricità nel mondo ad un tasso superiore a quello di evoluzione della domanda energetica complessiva, sia per il periodo 2012-2030 ed anche per l’intero periodo 2012-2040 (v. **Tabella 2**). A livello mondiale e ragionando sull’intero periodo, si osserva infatti - ad esempio nello scenario a politiche correnti **Current Policies** - un tasso medio annuo atteso dei consumi finali elettrici del +2,4%, più elevato di quello dei consumi finali totali TFC, pari a +1,5% per anno. Si osserva un analogo fenomeno anche negli altri due scenari (New Policies; 450) sia pure su valori assoluti diversi.

¹⁵ Tale concentrazione consentirebbe di limitare l’innalzamento della temperatura del pianeta ad un livello ritenuto sostenibile, cioè al massimo entro i +2°C.

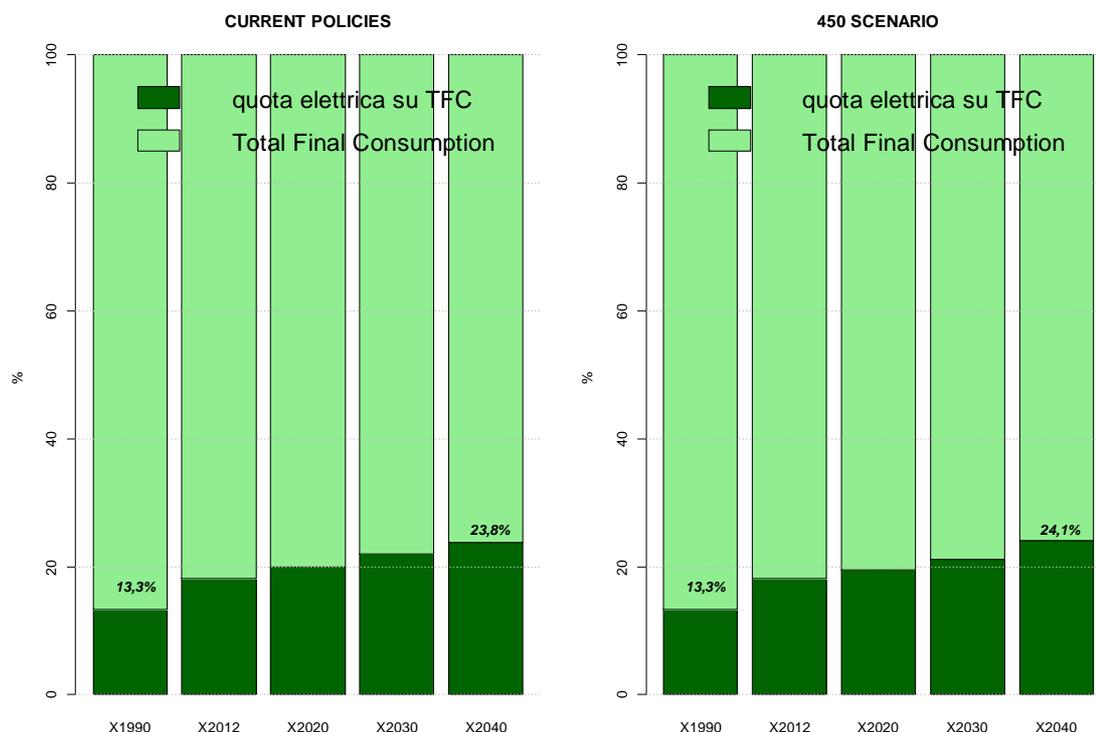
Tabella 2 - Gli scenari IEA al 2030 e 2040 per il mondo

SCENARI PER MONDO						
		New Policies	450	Current Policies	unità di misura	
CONSUMI FINALI TOTALI (TFC) PER MONDO	2012	8.943			Mtoe	
	2030	11.437	10.482	12.011	Mtoe	
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2012-2030	1,4%	0,9%	1,7%	%	
	2040	12.487	10.748	13.444	Mtoe	
tasso medio annuo di variazione CAGR 2012-2040	1,2%	0,7%	1,5%	%		
di cui: CONSUMI FINALI ELETTRICI MONDO	2012	1.628			Mtoe	
	2030	2.466	2.220	2.635	Mtoe	
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2012-2030	2,3%	1,7%	2,7%	%	
	2040	2.930	2.590	3.203	Mtoe	
tasso medio annuo di variazione CAGR 2012-2040	2,1%	1,7%	2,4%	%		

Elaborazioni su dati OECD/IEA - World Energy Outlook 2014 - Annex A

La crescita più sostenuta attesa della quota di consumi finali elettrici comporta un graduale cambiamento nella struttura dei consumi finali, osservabile in tutti gli scenari, v. **Figura 5**, ove sono riportati lo scenario a politiche correnti e quello 450. Si osserva che la quota dei consumi finali elettrici rispetto al totale dei consumi finali (TFC), passa dal 13,3% del 1990 al 24,1% del 2040 [+10,8 punti percentuali] nello scenario 450 ma che già lo scenario a politiche correnti mostra la stessa intonazione, si passa cioè (da 13,3%) ad una quota del 23,8%, sempre nel 2040 [+10,5 p.p.].

Figura 5 - Evoluzione attesa della quota elettrica su TFC nel mondo



Una analoga serie di considerazioni è in particolare legata alle attese sulla domanda energetica nell'aggregato dei Paesi UE (v. **Tabella 3**). Innanzitutto, si osserva che il tasso di crescita più elevato dei consumi finali elettrici non riguarda solo l'aggregato "Mondo", come visto, ma anche l'UE, dove tuttavia la domanda energetica ed il livello di elettrificazione già elevati nell'anno base di riferimento (il 2012) comportano tassi medi annui attesi inferiori a quelli stimati a livello mondiale. Secondariamente, in Europa il divario tra crescita della domanda energetica e crescita della domanda elettrica è più marcato: prendendo ad esempio lo scenario a politiche correnti, nel periodo 2012-2030 la crescita del TFC è attesa a +0,2% p.a. mentre quella dei consumi finali elettrici è ben cinque volte superiore, +1,0% all'anno¹⁶. Si osserva inoltre come nello scenario New Policies e, a maggior ragione, nello scenario 450, i consumi finali totali attesi siano inferiori a quelli del 2012, t.m.a. rispettivamente circa 0,0% e -0,4% per il periodo 2012-2030. Viceversa, per quanto ai consumi finali elettrici si nota, anche in questi scenari un contenuto andamento crescente: il t.m.a. nel

¹⁶ A livello "mondo" TFC +1,7% e consumi finali elettrici +2,7% nello stesso periodo.

periodo 2012-2030 è +0,3% nello scenario 450, e +0,6% nello scenario New Policies [sul più lungo periodo 2012-2040, il cagr dello scenario 450 è +0,4%, fermo restando il cagr +0,6% dello scenario New Policies]

Tabella 3 - Gli scenari IEA al 2030 e 2040 per l'UE

SCENARI PER UNIONE EUROPEA						
		New Policies	450	Current Policies	unità di misura	
CONSUMI FINALI TOTALI (TFC) PER EU	2012	1.141			Mtoe	
	2030	1.132	1.061	1.192	Mtoe	
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2012-2030	0,0%	-0,4%	0,2%	%	
	2012	1.141			Mtoe	
	2040	1.111	1.002	1.200	Mtoe	
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2012-2040	-0,1%	-0,5%	0,2%	%	
di cui: CONSUMI FINALI ELETTRICI EU	2012	241			Mtoe	
	2030	270	256	287	Mtoe	
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2012-2030	0,6%	0,3%	1,0%	%	
	2012	241			Mtoe	
	2040	284	271	315	Mtoe	
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2012-2040	0,6%	0,4%	1,0%	%	

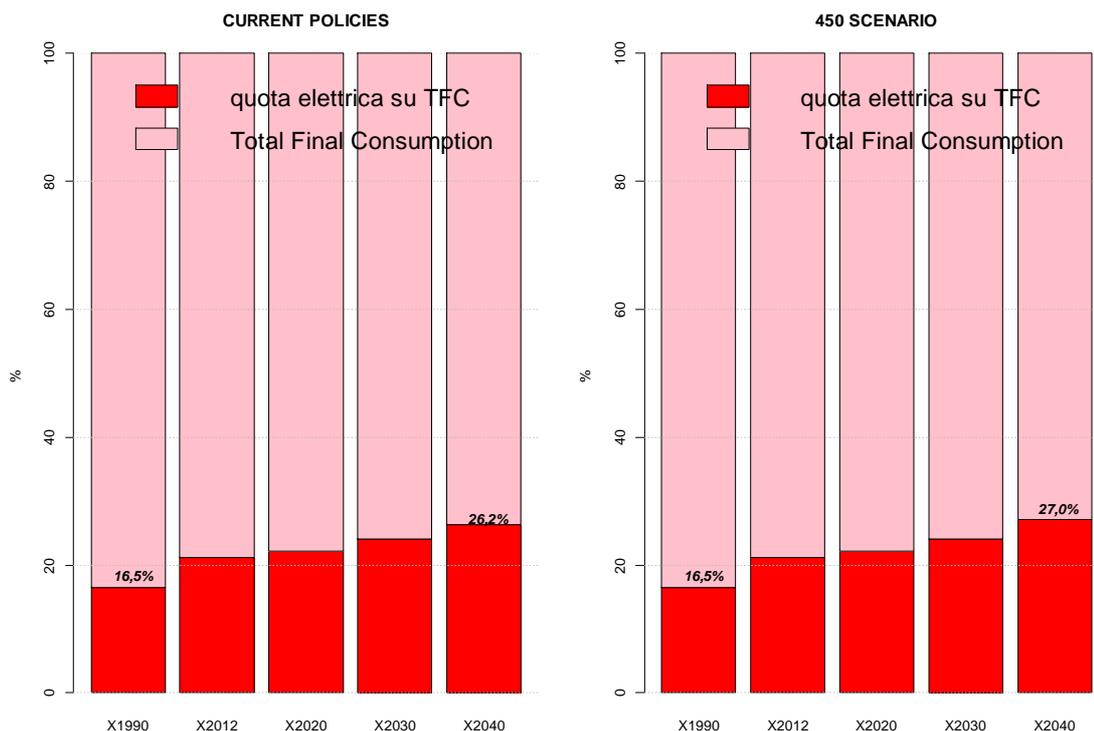
Elaborazioni su dati OECD/IEA - World Energy Outlook 2014 - Annex A

Occorre naturalmente tenere conto che quanto osservato a livello di *Unione Europea*¹⁷ non è direttamente mutuabile per il nostro Paese, per il quale non sono pubblicate da IEA specifiche elaborazioni, ma è tuttavia molto indicativo. Nei successivi paragrafi l'impostazione di uno scenario ("base") che possa tenere conto al massimo grado dei potenziali di efficienza energetica ottenibili tra lo scenario New Policies rispetto allo scenario "450", in particolare per il settore elettrico, consegue dai ragionamenti di cui in precedenza.

¹⁷ Austria, Belgium, Bulgaria, Cyprus, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Poland, Portugal, Romania, Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden and United Kingdom.

Si consideri ora l'andamento della quota dei consumi finali elettrici UE sul totale TFC (v. **Figura 6**). Limitandosi al periodo a consuntivo, 1990 – 2012, si osservano andamenti crescenti (circa +4,6 punti percentuali), in analogia a quanto già segnalato in precedenza a proposito del Bilancio Energetico Nazionale dell'Italia (v. **Figura 4**).

Figura 6 - Evoluzione attesa della quota elettrica su TFC nella UE



In previsione la quota della domanda finale elettrica nei due scenari di **Figura 6** sale dal 16,5% del 1990 al 26,2% (+9,7 punti percentuali) nel 2040 nello scenario Current Policies, ovvero al 27,0% (+10,5 p.p.), sempre nel 2040, nello Scenario 450.

Senza appesantire ulteriormente il testo, si rimanda alla esaustiva ed articolata analisi comparativa presentata nel paragrafo **13**), in **Allegato**, degli altri numerosi, autorevoli e più recenti studi e pubblicazioni sulle prospettive energetiche di lungo e lunghissimo termine.

4.4. World Energy Outlook Special Report: Energy and Climate Change

In vista della XXI Conferenza delle Parti (COP 21) della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), che si terrà a Parigi a fine 2015, la IEA ha preparato un rapporto speciale, focalizzato sulla valutazione delle misure previste per contenere le emissioni dei gas ad effetto serra (GHG) così da limitare l'atteso aumento della temperatura media globale. Il tema dell'energia è centrale nelle politiche di salvaguardia del clima perché i due terzi delle emissioni mondiali di gas climalteranti è legata a produzione ed uso di energia.

Nel 2014, per la prima volta in quaranta anni, le emissioni di CO₂ sono rimaste stabili malgrado l'aumento dei consumi energetici ed in presenza di una crescita del 3% del PIL mondiale. Il diffondersi di fonti energetiche a basso contenuto di carbonio contribuisce ad indebolire il legame tra crescita economica e crescita delle emissioni legate all'energia. Un altro e non secondario fattore che opera nello stesso senso, anche se in modo indiretto, è l'aumento dell'efficienza energetica, che allenta il legame tra espansione dell'attività economica ed aumento degli utilizzi dei prodotti energetici: sempre nel 2014, l'intensità energetica globale è diminuita del 2,3% per effetto sia di un aumento dell'efficienza sia di modifiche nella struttura produttiva di alcune Regioni, tra le quali la Cina.

L'obiettivo della COP21 è di giungere ad un accordo vincolante sul clima, accettato da tutte le Nazioni coinvolte. In vista di questo risultato, i diversi Paesi sono chiamati a presentare degli impegni volontari (Intended Nationally Determined Contributions - INDC). Nel suo INDC, l'UE ha ribadito quanto già fissato con il Pacchetto clima-energia 2030¹⁸, ossia una riduzione delle emissioni di GHG almeno del 40%, al 2030, rispetto ai livelli del 1990. Gli Stati Uniti, invece, hanno stabilito di realizzare una riduzione delle emissioni del 26-28% al 2025 rispetto al livello del 2005. La Cina, infine, ha espresso la volontà

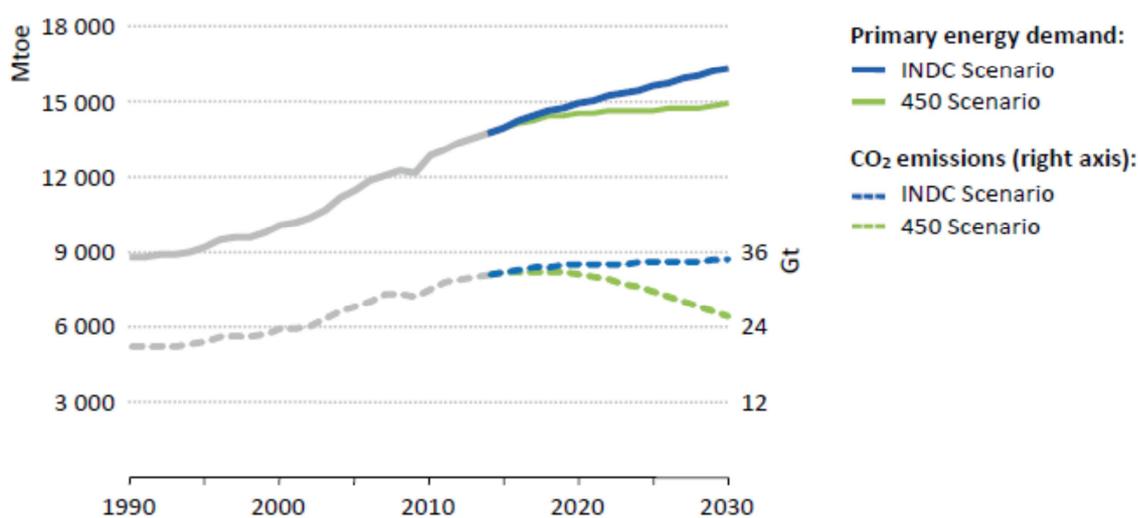
¹⁸ Conclusioni del Consiglio Europeo del 23-24 ottobre 2014.

di raggiungere il picco delle emissioni di CO₂ entro il 2030, di ridurre le emissioni per unità di PIL del 60-65% rispetto al livello del 2005 e di portare al 20% la quota di energie rinnovabili nei consumi , sempre al 2030.

Le misure contenute nei vari INDC già pubblicati e quelle già annunciate da altri Paesi sono alla base dello “Scenario INDC”, elaborato da IEA per valutare l’effetto complessivo delle politiche nazionali dichiarate¹⁹. Tra i principali risultati al 2030 di questo Scenario si ricorda: a) l’ininterrotto aumento, seppure con tassi inferiori a quelli ante 2013, delle emissioni legate all’energia (da 37,5 Gt CO₂ equivalenti nel 2013 a 40,6 Gt CO₂ equivalenti nel 2030); b) la netta prevalenza dei combustibili fossili che, seppure in riduzione, al 2030 rappresentano ancora il 75% del mix di fonti energetiche; c) l’affermarsi delle rinnovabili come la principale fonte energetica nel settore elettrico.

La successiva **Figura 7** confronta lo “Scenario INDC” con lo “Scenario 450” (che è uno dei possibili percorsi futuri che consentono di raggiungere, con una probabilità del 50%, l’obiettivo di contenere l’innalzamento della temperatura media sotto i 2°C entro la fine del secolo).

Figura 7 - Scenari INDC e 450 al 2030 per il mondo



Note: Mtoe = million tonnes of oil equivalent; Gt = gigatonnes.

Fonte: IEA – Energy and Climate Change

¹⁹ Questo scenario verrà aggiornato in novembre, per comprendere tutti gli INDC.

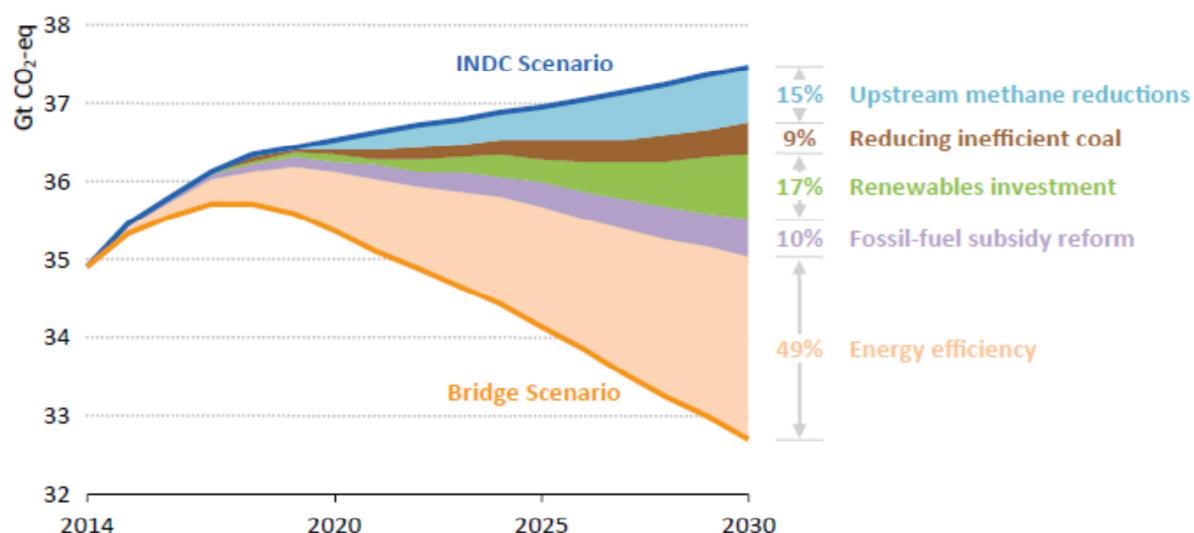
Data l'insufficienza, per il conseguimento dell'obiettivo climatico, delle misure già previste negli INDC è necessario ipotizzare un loro potenziamento, che consenta di toccare rapidamente il picco delle emissioni di GHG. A tale fine, IEA ha predisposto uno "Scenario Bridge" che rappresenta una possibile strategia di breve periodo per anticipare al 2020 il punto di massimo delle emissioni e per introdurre cambiamenti coerenti con l'obiettivo di lungo termine di contenimento del riscaldamento globale.

Lo "Scenario Bridge" si basa su tecnologie già esistenti e non muta le prospettive di sviluppo economico dei diversi Paesi. Lo Scenario include cinque misure di politica energetica:

- sensibile aumento dell'efficienza energetica nell'industria, negli edifici e nei trasporti;
- progressiva riduzione, fino all'eliminazione, degli impianti termici di generazione meno efficienti;
- aumento degli investimenti nelle tecnologie per le fonti rinnovabili nel settore elettrico (da 270 miliardi di dollari nel 2014 a 400 miliardi di dollari nel 2030);
- graduale eliminazione, al 2030, dei sussidi ai combustibili fossili;
- riduzione delle emissioni di metano nella produzione di petrolio e gas.

La successiva **Figura 8** illustra la riduzione di emissioni di gas serra nello Scenario Bridge rispetto allo Scenario INDC, quantificando gli effetti per ciascun tipo di misura.

Figura 8 - Emissioni di gas serra legate all'energia al 2030 - mondo



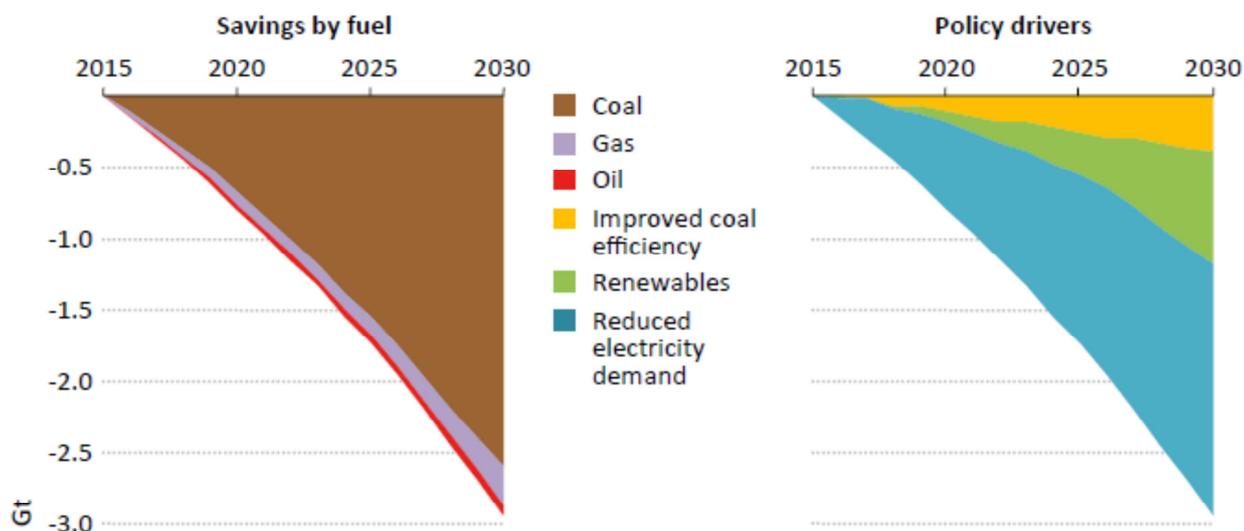
Fonte: IEA – Energy and Climate Change

Come si vede, il maggior contributo si lega all'efficienza energetica, che considera la riduzione diretta di emissioni legata alla minore domanda di combustibili fossili e quella indiretta legata alla minore domanda di energia elettrica (che implica minori emissioni in fase di generazione). A tale proposito, si precisa che lo Scenario Bridge prende in considerazione anche l'effetto rebound legato all'aumento dell'efficienza²⁰. Al secondo posto per importanza viene la riduzione delle emissioni del 26% realizzata nel settore elettrico, come somma degli effetti legati agli investimenti in rinnovabili ed alla dismissione degli impianti non efficienti.

La successiva **Figura 9** è relativa al solo settore elettrico e mostra le minori emissioni ripartite per tipo di combustibile e per tipo di misura.

²⁰ L'aumento di efficienza provoca un aumento del servizio energetico per unità di consumo energetico finale e quindi una riduzione del prezzo unitario dell'energia, cui segue un possibile aumento dei consumi energetici.

Figura 9 - Minori emissioni di CO2 al 2030 nel settore elettrico - mondo



Fonte: IEA – Energy and Climate Change

Lo Scenario Bridge rappresenta una situazione, realisticamente conseguibile con misure di breve periodo, che pone le premesse per l'implementazione di ulteriori sforzi ai fini del conseguimento dell'obiettivo climatico dei 2°C nel lungo termine. Secondo lo Scenario 450, dopo il 2030 sarà necessaria la più larga applicazione di tecnologie a basso contenuto di carbonio, sia quelle già note ed utilizzate sia altre "emergenti" (come ad esempio l'utilizzo degli accumuli) e l'adeguamento dei sistemi, in particolare di quello elettrico, che dovrà diventare più flessibile.

Di seguito due tabelle relative all'Unione Europea per lo Scenario Bridge. Come è immediatamente evidente confrontando la prima tabella con quella del paragrafo precedente, gli andamenti al 2030 prefigurati per i consumi finali totali di energia e per quelli di energia elettrica sono sostanzialmente i medesimi.

Tabella 4 - Consumi finali totali e settoriali, Scenario Bridge - Unione Europea

Energy demand (Mtoe)					Shares (%)		CAAGR (%)
1990	2013	2020	2025	2030	2013	2030	2013-30

TFC	1 131	1 128	1 102	1 069	1 030	100	100	-0.5
Coal	122	36	34	31	28	3	3	-1.4
Oil	504	456	412	372	330	40	32	-1.9
Gas	226	262	258	250	242	23	24	-0.5
Electricity	186	239	246	250	251	21	24	0.3
Heat	54	49	49	48	48	4	5	-0.1
Bioenergy	38	83	98	109	118	7	11	2.1
Other renewables	1	3	5	8	12	0	1	9.7
Industry	343	263	259	251	240	100	100	-0.5
Coal	69	24	23	22	20	9	8	-1.0
Oil	58	29	25	23	21	11	9	-1.9
Gas	97	84	79	75	70	32	29	-1.1
Electricity	85	86	90	88	86	33	36	-0.0
Heat	19	16	15	15	14	6	6	-0.9
Bioenergy	14	24	27	29	29	9	12	1.2
Other renewables	-	0	0	0	1	0	0	25.4
Transport	259	297	287	270	251	100	100	-1.0
Oil	253	276	255	232	206	93	82	-1.7
Electricity	5	5	7	7	8	2	3	2.4
Biofuels	0	13	21	26	30	4	12	5.0
Other fuels	1	3	4	5	6	1	2	4.7
Buildings	395	447	443	438	435	100	100	-0.2
Coal	49	10	9	7	6	2	1	-2.7
Oil	90	54	41	31	21	12	5	-5.5
Gas	108	161	161	157	153	36	35	-0.3
Electricity	91	144	147	150	154	32	35	0.4
Heat	34	32	33	33	33	7	8	0.2
Bioenergy	24	44	47	51	56	10	13	1.4
Other renewables	1	2	5	8	11	1	3	9.5
Other	134	121	114	109	104	100	100	-0.9

Tabella 5 - Emissioni di CO₂, Scenario Bridge - Unione Europea

	CO ₂ emissions (Mt)					Shares (%)		CAAGR (%)
	1990	2013	2020	2025	2030	2013	2030	2013-30
Total CO₂	4 051	3 350	2 923	2 582	2 235	100	100	-2.4
Coal	1 732	1 101	823	607	427	33	19	-5.4
Oil	1 656	1 354	1 199	1 062	929	40	42	-2.2
Gas	663	894	901	913	878	27	39	-0.1
Power generation	1 497	1 233	959	774	589	100	100	-4.2
Coal	1 172	914	648	443	278	74	47	-6.8
Oil	197	60	35	22	17	5	3	-7.3
Gas	128	258	276	309	294	21	50	0.8
TFC	2 379	1 956	1 817	1 675	1 523	100	100	-1.5
Coal	523	160	150	140	127	8	8	-1.4
Oil	1 340	1 194	1 073	960	839	61	55	-2.1
Transport	748	827	765	696	619	42	41	-1.7
Gas	515	602	594	575	557	31	37	-0.5

5) Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica

Nella previsione decennale della domanda di energia elettrica si utilizza un approccio di tipo macroeconomico. In questa prima fase di analisi descrittiva, si utilizzano lunghe serie storiche della domanda elettrica stessa, di alcune variabili macro - quali il prodotto interno lordo e il valore aggiunto - e si analizza l'intensità di uso dell'energia elettrica nei principali settori di consumo.

5.1. La crescita economica

Nel corso del 2015 hanno trovato conferma molte delle tendenze già emerse l'anno precedente.

A livello internazionale, la ripresa globale ha risentito del rallentamento dei Paesi emergenti, in particolare di quello della Cina, interessata dallo scoppio della bolla azionaria. Rispetto alla media 2014, le quotazioni in dollari del petrolio sono ancora diminuite, riflettendo l'andamento dei fondamentali: l'offerta si è infatti mantenuta superiore alla domanda a seguito anche del nuovo ruolo giocato dagli Stati Uniti sul mercato energetico. Nell'Area dell'euro la ripresa procede su ritmi ancora blandi, ma attesi in consolidamento nel corso dell'anno. Le politiche di bilancio, dopo tr

e anni di restrizione, sono divenute neutrali mentre la politica monetaria è stata guidata dalla BCE su un'intonazione espansiva, sia in termini di riduzione dei tassi ufficiali su un livello pressoché incompressibile, sia ricorrendo ad alleggerimenti quantitativi mediante il programma di acquisto dei titoli pubblici, previsto fino a settembre 2016, ma prolungabile in caso di necessità.

In Italia, la caduta del PIL si è arrestata nell'ultimo trimestre 2014 grazie alla modesta ripresa della domanda interna e questi andamenti sono proseguiti anche nella prima parte del 2015. In risalita anche gli investimenti delle imprese, compreso il comparto delle costruzioni, che dal 2008 hanno sperimentato una riduzione quasi continua. L'aumento della domanda, unito ai provvedimenti di decontribuzione sul lavoro e alla riforma definita *Jobs Act*, ha

sostenuto il miglioramento degli indicatori del mercato del lavoro: crescita dell'occupazione, con aumento della quota dei contratti a tempo indeterminato; riduzione del tasso di disoccupazione; minore ricorso alla Cassa Integrazione Guadagni.

La dinamica dei prezzi al consumo, ancora negativa ad inizio anno, è poi tornata su variazioni positive e le aspettative sono orientate su nuovi aumenti. Dopo alcuni anni, le condizioni del credito stanno migliorando, evidenziando una riduzione del costo dei finanziamenti alle imprese ed una minore difficoltà del mondo produttivo e delle famiglie ad ottenere prestiti bancari.

La seconda parte dell'anno dovrebbe chiudere registrando un più sensibile progresso in tutte le variabile macroeconomiche e nel PIL in particolare, come mostra anche la tabella che riprende le ultime previsioni sull'andamento del Pil in Italia (v. **Tabella 6**).

I tassi di crescita indicati appaiono decisamente più bassi di quelli di riferimento prima della Grande Recessione. Come è accaduto anche a seguito di altri episodi di forti recessioni, alcuni studiosi richiamano la possibilità che si stabiliscano le condizioni per una "stagnazione secolare", caratterizzata da una crescita economica esigua e da contenuta dinamica dei prezzi. Questa condizione potrebbe risultare da un calo del tasso di crescita del PIL potenziale nei Paesi avanzati, innescato dai seguenti fattori: invecchiamento della popolazione, formazione non adeguata alle nuove tecnologie, riduzione dello spazio di progresso della frontiera tecnologica.

Come mostrato però dalle esperienze passate, si tende a sottovalutare le potenzialità delle tecnologie già esistenti, che migliorano gli strumenti utilizzati dalla ricerca e così favoriscono la realizzazione di nuove scoperte. D'altro lato, a contrastare la riduzione degli investimenti del settore privato, si ribadisce la necessità, nel medio-lungo periodo, di una politica di investimenti pubblici per modernizzare le infrastrutture e garantire una adeguata istruzione/formazione delle risorse umane.

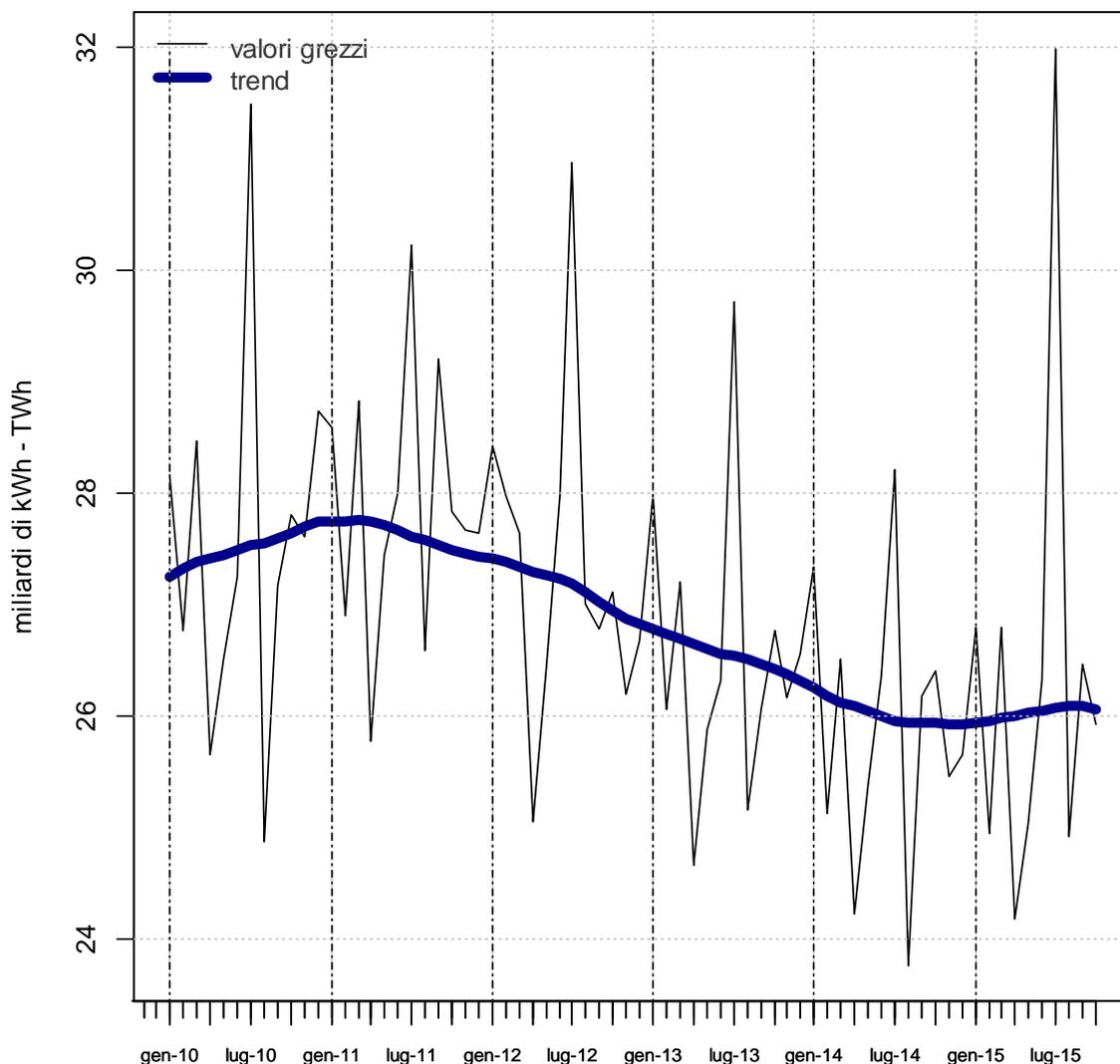
L'ipotesi della stagnazione secolare può quindi ritenersi controversa, ma da molti anni l'economia italiana appare bloccata su tassi di crescita molto contenuti e ciò esercita effetti deprimenti sul prodotto potenziale e quindi sulla

possibilità di una maggiore crescita futura, come largamente riconosciuto dagli studiosi. Questo spiega anche l'esiguità dei tassi di accrescimento del Pil attesi per il prossimo decennio (V. **Tabella 7**)

La particolarità dell'attuale fase congiunturale può anche essere testimoniata dall'andamento della **domanda di energia elettrica mensile** che può rappresentare una *proxi* dell'andamento dell'economia reale. In **Figura 10** si presenta l'andamento della richiesta mensile di energia elettrica, espressa in miliardi di kWh e del **trend di fondo**²¹ – che meglio descrive l'andamento citato - dal gennaio 2010 a ottobre 2015, ultimo dato al momento disponibile. I dati mensili da gennaio 2015 sono provvisori.

²¹ Metodo Tramo-Seats [v. Demetra ver. 2.2]

Figura 10 - Andamento della richiesta elettrica mensile e del trend



Evidenziate dall'andamento del trend di fondo, dalla figura emergono sostanzialmente tre fasi: tra 2010 e 2011 un parziale recupero della domanda elettrica verso i livelli antecrisi - toccati nel 2008-2009 (non in figura) – una nuova lunga fase di ripiegamento della domanda mensile, che dall'autunno del 2011 si protrae fino all'estate del 2014 cui, dalla fine del 2014, fa seguito l'attuale perdurante fase di cambiamento di tendenza.

Nella seguente **Tabella 6** si riportano le più recenti stime del prodotto interno lordo formulate dalle primarie Istituzioni nazionali e internazionali per i prossimi anni.

Tabella 6 - Recenti previsioni del PIL Italia: quadro di riepilogo (variazioni reali % anno su anno precedente).²²

(% di variazione in termini reali)						
Per memoria: -0,4 % variazione reale PIL 2014.						
	2015	2016	2017	2018	2019	
Ministero Economia e Finanze DEF* (settembre 2015)						
programmatico	0,9	1,6	1,6	1,5	1,3	
tendenziale		1,3	1,3	1,3	1,2	
Prometeia (aggiornamento dicembre 2015)	0,7	1,2	1,4	1,3		
Confindustria (dicembre 2015)	0,8	1,4	1,3			
.ref (ottobre 2015)	0,8	1,2	1,2			
Banca d'Italia (luglio 2015)	0,7	1,5				
IMF (Fondo Monetario Internazionale) (ottobre 2015)	0,8	1,3				
Istat (novembre 2015)	0,9	1,4	1,4			
OCSE (novembre 2015)	0,8	1,4	1,4			
Commissione Europea (novembre 2015)	0,9	1,5	1,4			
*Nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza 2015.						

Per quanto alla previsione di lungo termine, nella successiva **Tabella 7** si è riportata per memoria la serie storica dei tassi medi annui (CAGR) di crescita del PIL per il lungo periodo utilizzati negli ultimi esercizi di previsione pubblicati (http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/previsioni_dom)

²² Aggiornamento dicembre 2015

[anda_elettrica.aspx](#)). L'intervallo di previsione mostrato – decennale – è scorrevole di anno in anno, a partire dal periodo 2010-2021.

Tabella 7 – Evoluzione della prospettiva di lungo termine dell'economia

riferimento alla edizione delle previsioni	tasso medio annuo pluriennale % di crescita del PIL utilizzato nella Previsione	data di pubblicazione release Prometeia
Previsioni 2010 -2021	0,8%	lug-11
Previsioni 2011 -2022	0,8%	lug-12
Previsioni 2012 -2023	0,8%	lug-13
Previsioni 2013 -2024	1,0%	ott-14
Previsioni 2014 -2025 (edizione corrente)	1,1%	ott-15
<i>Fonte: Prometeia - Scenari di previsione (aavv)</i>		

Per la presente edizione, nella successiva trattazione sono utilizzati gli Scenari di Previsione di Prometeia nell'edizione di ottobre 2015, ultima disponibile alla data di questo studio. In questi scenari, è stimata un'evoluzione del Pil nel lungo periodo ad un ritmo, +1,1% per anno, superiore al ritmo più contenuto (+1,0% medio annuo) che era stato adottato lo scorso anno ed ancora migliore della serie dei tre anni ancora precedenti. Una tale ipotesi migliorativa si fonda sul concetto – generalmente condiviso - di consolidamento della attuale fase congiunturale di debole recupero.

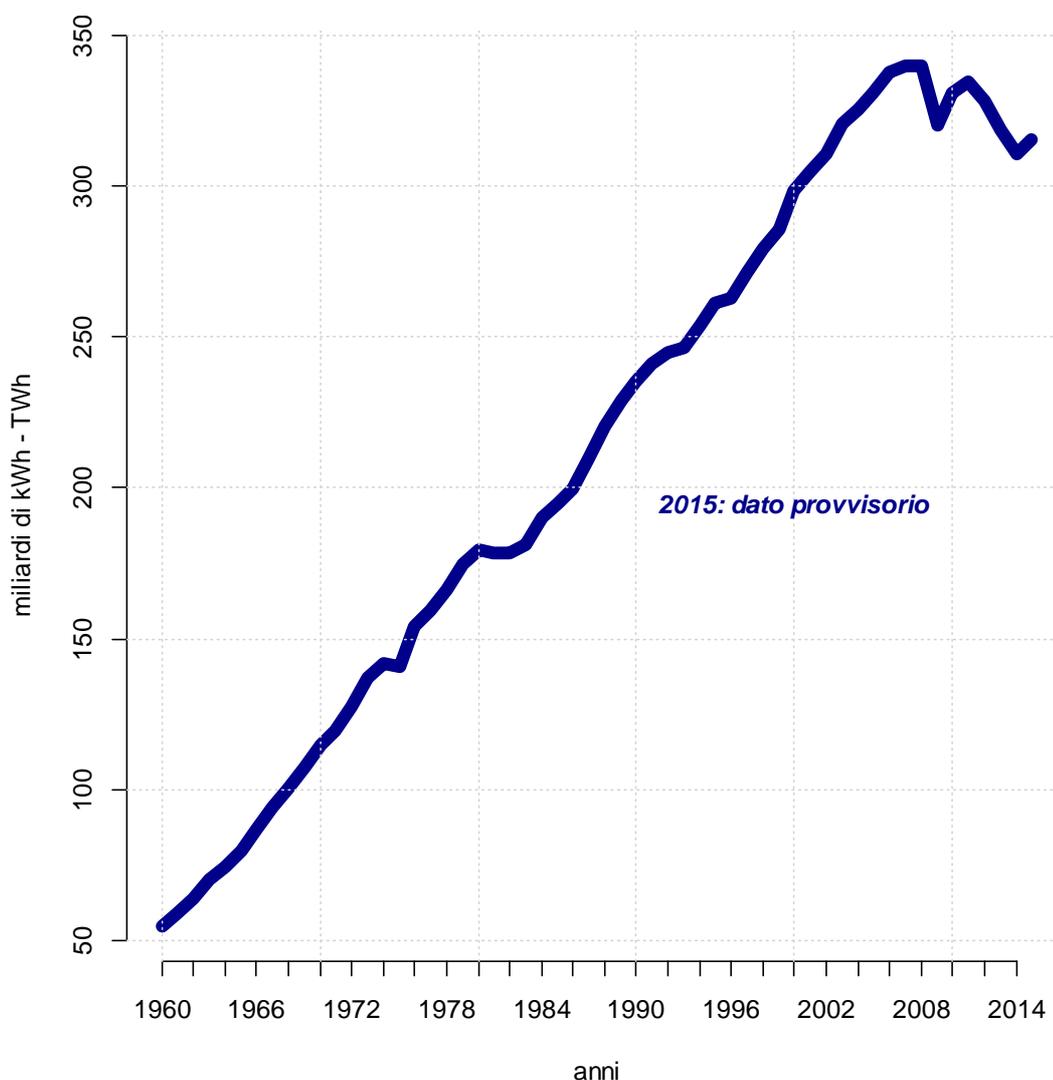
5.2. L'evoluzione storica della domanda di energia elettrica

L'andamento nell'ultimo cinquantennio della domanda di energia elettrica in Italia è ben rappresentato dal grafico in **Figura 11**. Per un lungo periodo il profilo di crescita è apparso piuttosto regolare se si eccettua la fase corrispondente alle cosiddette “crisi energetiche”, a cavallo tra gli anni '70 e gli anni '80.

Nel 2009 si osservava la caduta della richiesta elettrica a 320,3 TWh, corrispondenti a -5,7% rispetto al 2008. Si era trattato di un fenomeno rilevante,

che non aveva riscontro nei quarant'anni rappresentati in figura; si doveva infatti risalire alla fine degli anni '40 per trovare variazioni negative di livello comparabile. Prima del 2009 si erano già manifestati incipienti segnali di rallentamento della crescita. Nel 2007, la domanda di energia elettrica aveva toccato il massimo storico a 340 miliardi di kWh, manifestando un incremento relativamente modesto rispetto all'anno precedente (+0,7%), mentre nei risultati del 2008 si era già registrato un leggero arretramento, il primo dopo 26 anni di crescita ininterrotta, pari a -0,1%.

Figura 11 - La richiesta di energia elettrica in Italia – 1960 – 2014 e 2015 provvisorio

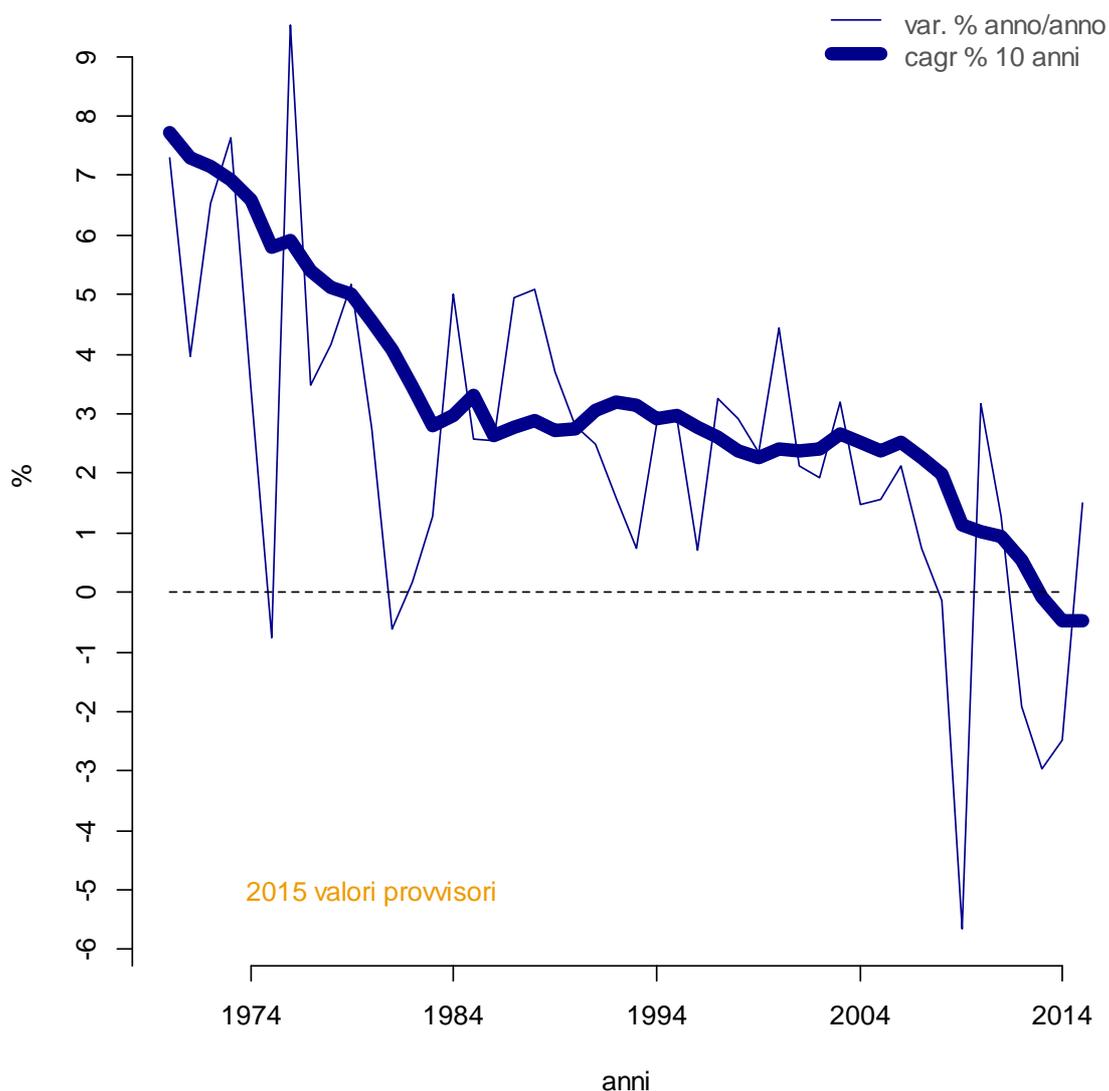


Negli anni 2010 e 2011 si era assistito ad una fase di recupero dei volumi richiesti: conseguentemente la domanda di energia elettrica si era riportata ai livelli di 330,4 (+3,2%) e quindi di 334,6 miliardi di kWh (+1,3%). Nel 2012 una nuova flessione della domanda elettrica a 328,2 miliardi di kWh (-1,9% rispetto al 2011) annullava in gran parte il recupero della domanda del biennio precedente. Le ulteriori successive flessioni a 318,5 miliardi di kWh del 2013, pari a -3,0% e nel 2014 a 310,5 miliardi di kWh (-2,5% sull'anno precedente) e il risultato positivo e ancora provvisorio nel 2015 pari a 315,2 miliardi di kWh (+1,5%), hanno infine riportato la domanda di energia elettrica in Italia ai livelli del 2002 -2003.

Per meglio comprendere le modalità di evoluzione della domanda elettrica, cioè la sua dinamica nel tempo, è utile riportare – in **Figura 12** - la serie storica dagli anni '70 fino al 2014 e fino al 2015, anno che va considerato ancora un risultato provvisorio, delle variazioni percentuali della domanda elettrica tra due anni consecutivi (linea sottile), e i tassi medi annui percentuali decennali di incremento della domanda (o CAGR²³) (a tratto marcato).

²³ CAGR Compound Annual Growth Rate (tasso medio annuo di crescita, tma)

Figura 12 - La dinamica della richiesta elettrica (var.%, CAGR %)



Si osserva la notevole variabilità delle variazioni della domanda di energia elettrica anno per anno (curva tratteggiata): da incrementi annui elevati - in un caso superiori al 10% - si passa a valori anche negativi; nel periodo considerato ciò avviene nei lontani 1975 e 1981 e in anni più recenti nel 2008, 2009, 2012, 2013 e 2014. Ciò è dovuto al sovrapporsi di numerosi effetti, tra i quali – oltre a quello principale dovuto alle diverse fasi del ciclo economico - le

differenze di calendario²⁴ tra ciascun anno, le diverse temperature mensili, soprattutto nei mesi più freddi e più caldi.

La curva a tratto più marcato – relativa al tasso medio annuo decennale percentuale della richiesta elettrica (CAGR) - permette di evidenziare meglio l'andamento di fondo della richiesta elettrica, smorzando in parte le oscillazioni annuali. Si osserva che il sistema elettrico italiano – dopo la storica fase di sviluppo caratterizzata da tassi molto elevati – ha attraversato dalla metà degli anni '80 una fase più matura, con tassi medi annui di crescita compresi tra il 2% e il 3% per anno, fino al 2008.

Negli anni successivi, tale tasso medio di lungo periodo si è repentinamente degradato dai livelli del 2008 – ove si attestava ancora al +2% per anno – fino anche al livello inferiore allo zero (-0,46%) , toccato nel 2014. La considerazione del risultato del 2015, sia pure provvisorio, mostra lo stabilizzarsi del profilo del tasso di lungo periodo, interrompendo la tendenza calante degli ultimi anni.

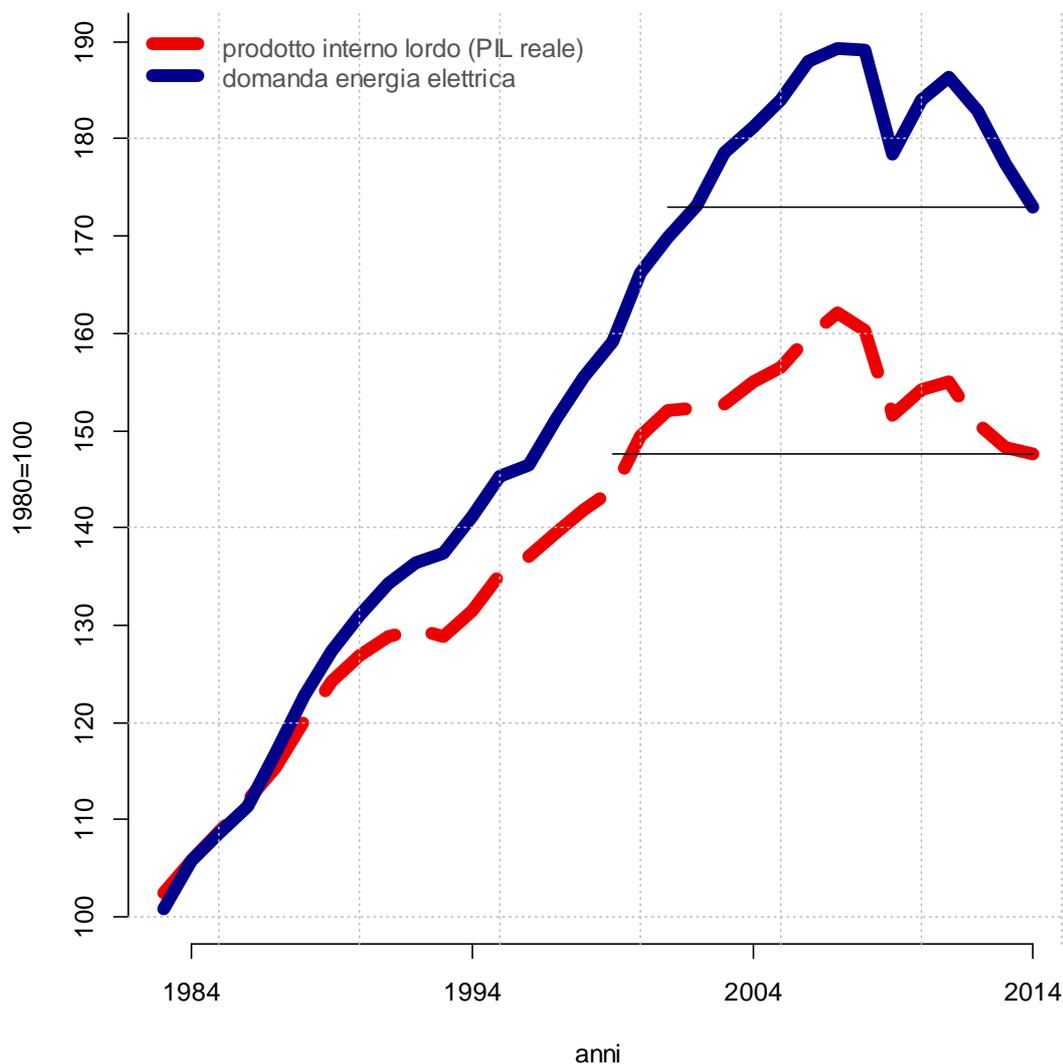
5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica

Il successivo passo consiste nell'analizzare come viene declinata in Italia la relazione tra economia e domanda di energia elettrica. Si può iniziare mostrando nello stesso grafico (v. **Figura 13**) **gli** andamenti della domanda elettrica e del prodotto interno lordo, a moneta costante²⁵ dal 1984 al 2014, espressi su una scala comune, nella quale sono posti pari a 100 i valori rispettivamente raggiunti nel 1980 (fuori scala).

²⁴ Non solo tra anni bisestili ed anni di 365 giorni, ma anche tra anni di uguale lunghezza (365 giorni) ma con diverso numero di giornate lavorative.

²⁵ Fonte ISTAT – Valori concatenati – base 2010.

Figura 13 - Domanda di energia elettrica e PIL (1980 = 100)



Si osserva allo stesso tempo una marcata similitudine nei profili ma anche una crescente divaricazione tra i due tracciati: mentre la ricchezza prodotta nel Paese, espressa in termini di Pil, aumenta in trenta anni di quasi 50 punti percentuali, la domanda elettrica in Italia si incrementa di circa 70 punti. Emerge pertanto che la relazione tra domanda elettrica ed economia non è costante ma gradualmente variabile nel tempo poiché la domanda di elettricità evolve in Italia ad un ritmo maggiore del PIL²⁶.

²⁶ La nuova caduta dell'attività nel 2014 è diversa per il PIL, che si riporta su un livello comparabile a quello raggiunto nel 1999 - 2000, e per la domanda elettrica, che nel 2014 ritorna come detto sui livelli raggiunti nel 2001 (v. dettaglio).

L'obiettivo della analisi che segue sulla relazione di lungo periodo tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia, è quello di pervenire alla previsione di medio – lungo termine della domanda di energia elettrica a partire dalla previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche. In questa sede viene in particolare impiegato il Prodotto Interno Lordo e il valore aggiunto dei settori economici che compongono il PIL.

L'indicatore macroeconomico che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è *l'intensità elettrica*. L'intensità elettrica è la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

Nel 2014 in Italia si è richiesta energia elettrica per circa **0,202 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo a moneta costante²⁷, con una flessione di -2,1%** rispetto al 2013, corrispondente in termini assoluti a una variazione di circa -0,4 kWh per 100 € di PIL. Dopo che nei sette anni dal 2003 al 2009 l'intensità elettrica si era mantenuta altalenante ma in un ambito di variazione piuttosto ristretto, a partire dal 2010 si è osservato una **nuova fase di crescita**, a ulteriore conferma del crescente impiego della risorsa elettrica alla formazione del PIL nazionale, pur in presenza – come nel biennio 2012-2013 – di una riduzione in termini assoluti della domanda di energia elettrica. Nel 2014 è quindi intervenuto il calo che riporta l'intensità elettrica ai livelli del periodo 2003–2009 di cui in precedenza

In **Figura 14** è riportato l'andamento dell'intensità elettrica del PIL in Italia, dal 1978 al 2014. Nella figura sono inoltre evidenziati con una retinatura i periodi nei quali l'intensità elettrica si è manifestata in calo.

²⁷ Prodotto interno lordo ai prezzi di mercato, valori concatenati, con anno di riferimento 2010. Si osserva che il ribasamento operato dall'ISTAT della serie storica del PIL italiano, nel passaggio dall'anno di riferimento 2005 – utilizzato nell'edizione delle previsioni dello scorso anno – all'anno di riferimento 2010, utilizzato nella presente edizione, ha avuto conseguenze rilevanti sul valore assoluto della serie storica dell'intensità elettrica a moneta costante (riportato in kWh/€). Il profilo dell'andamento è invece sostanzialmente mantenuto.

Figura 14 - Intensità elettrica italiana dal 1978 al 2014



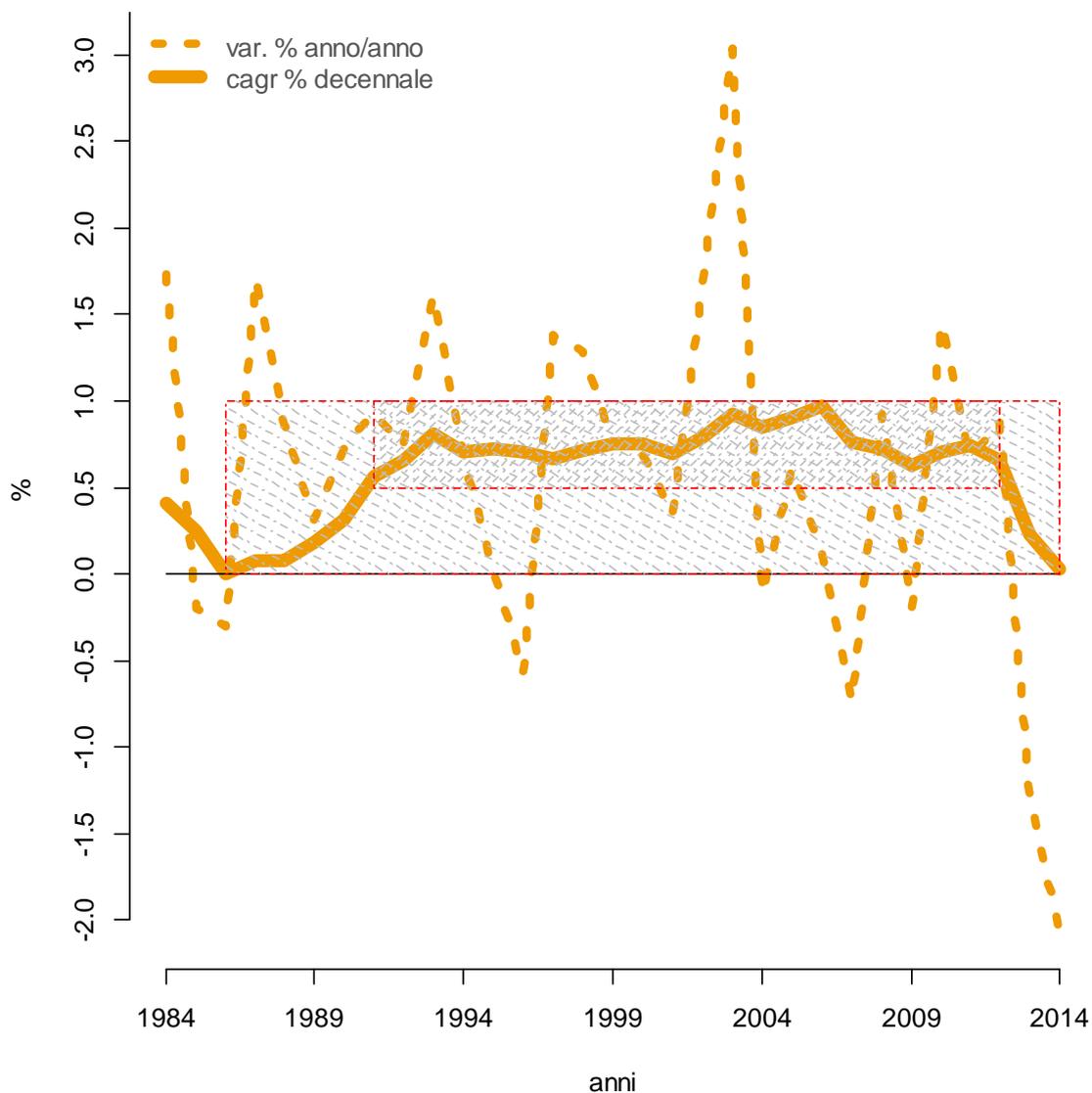
Proseguendo l'analisi storica, si osserva che su un **andamento di fondo prevalentemente crescente**, che ha comportato il passaggio della grandezza intensità elettrica da un valore minimo di 0,17 kWh/€ nel 1982 al livello di 0,202 kWh/€ nel 2014 (+19% complessivamente in 32 anni), si alternano fasi generalmente poco prolungate di contrazione e fasi più durature di ripresa. In particolare si mettono in evidenza – per la durata e per essere contigui – i periodi in corrispondenza dei cosiddetti shock petroliferi degli anni '70-'80 quando, tra il 1978 e il 1982, si ebbero flessioni per quattro anni di seguito e, con un intervallo di due anni, dal 1984 al 1986.

Successivamente alla sporadica manifestazione di ripiegamento degli anni 1994-95, si è osservato negli anni più recenti un andamento incerto, caratterizzato da brevi intervalli di decrescita ed altrettanto brevi recuperi. L'indicatore, per sua natura costruito sul rapporto tra due grandezze, risente degli andamenti di queste ultime. Ad esempio il 2008, anche se caratterizzato da un modesto calo della domanda elettrica, appare viceversa come un anno di recupero dell'intensità poiché il calo del PIL era stato superiore. Viceversa, nel 2009, ad una notevole flessione del PIL (-5,5%), ha fatto riscontro un calo della domanda elettrica di ampiezza leggermente superiore (-5,7%) comportando un arretramento dell'intensità elettrica. Per concludere, nel 2014 infine, la situazione è risultata simile a quella del 2009: l'intensità elettrica in flessione (-2,1% rispetto al 2013) si è ottenuta, come detto in precedenza, in presenza di un calo della domanda elettrica (-2,5%) di maggiore entità rispetto a quello del PIL (-0,4%²⁸).

In **Figura 15** è riportato l'andamento storico della dinamica dell'intensità elettrica italiana dal 1984 al 2014, espressa in termini di tasso di variazione medio annuo decennale t.m.a. o CAGR (linea continua). L'utilizzo di medie pluriennali consente di filtrare sufficientemente alcuni effetti congiunturali, quale ad esempio quello dovuto all'effetto della temperatura, consentendo l'individuazione di un andamento di fondo. Nel grafico sono anche riportate le variazioni puntuali dell'intensità elettrica di un anno sull'anno precedente (linea tratteggiata).

²⁸ V. nota 22

Figura 15 - Dinamica dell'intensità elettrica in Italia 1984-2014 (variazioni % e CAGR % decennale)



Nel periodo rappresentato in figura, si può osservare che, nonostante le variazioni dell'intensità elettrica di un anno rispetto al precedente (curva tratteggiata) si siano collocate in passato anche su valori negativi, la **dinamica dell'intensità elettrica si è finora mantenuta in Italia nel campo dei valori positivi** (linea continua), anche nelle fasi di acuta crisi di cui in precedenza. Nel 2014 tuttavia la dinamica pluriennale si è spostata sullo 0%, comunque in campo "non negativo".

In sostanza, l'intensità elettrica continua a progredire da parecchi anni, sia pure, soprattutto negli ultimi tempi, con tassi di crescita di lungo periodo sempre più deboli, fino a scendere come visto allo 0%. Se, infatti, dai primi anni '90 al 2012 la dinamica di crescita si era mantenuta in un intervallo più ristretto, tra +0,5% e +1,0% per anno (v. in figura area tratteggiata più interna), a partire dal 2014 il campo di variazione della dinamica dell'intensità elettrica si è molto ampliato (area tratteggiata più grande) dal minimo di 0% (già toccato nell'anno 1986) ad un massimo dell'1%. Di questa considerazione si dovrà necessariamente tenere conto nel seguito nell'impostare la previsione.

In conclusione, si citano alcuni ulteriori fattori che potrebbero avere influenza in una prospettiva di lungo periodo sui consumi di energia elettrica e sull'intensità elettrica.

L'effetto più significativo è potenzialmente quello che può venire dalle variazioni dei consumi *industriali*, visto il peso – circa il 42% nel 2014 - di questo settore nella struttura dei consumi elettrici italiani e la congiuntura negativa da cui il settore è da tempo affetto. Solo nel 2011 la quota era del 45% e tale importante brusco ridimensionamento ha ripercussioni nella costruzione delle ipotesi di previsione nel lungo termine (v. nel seguito).

L'industria italiana, in alcuni comparti in particolare, è da tempo esposta a fenomeni di delocalizzazione e aspra competizione internazionale. Su alcuni dei fattori competitivi – in particolare il costo dell'energia e gli obblighi che derivano dalla direttiva ETS – si rileva peraltro una particolare sensibilità delle istituzioni nazionali e Comunitarie²⁹, soprattutto per quel che riguarda le imprese definite *energivore*³⁰.

L'altro elemento - sempre in una prospettiva di lungo periodo - riguarda la diffusione in Italia di modalità di **trasporto**, attualmente marginali, che includano anche *veicoli azionati elettricamente*. Le potenzialità e le aspettative legate a

²⁹ “Communication from the Commission – Guidelines on certain state aid measures in the context of the greenhouse gas emission allowance trading scheme post 2012 – Strasbourg 22.5.2012 - C(2012) 3230 final.

³⁰ Molto pertinente a tal proposito è la necessità di una classificazione aggiornata, (NACE/ATECO) dei consumi di energia elettrica in modo da consentire l'individuazione delle categorie di imprese omogeneamente tra i Paesi Ue.

tale filiera tecnologica sono testimoniate dai numerosi studi internazionali ed italiani, dai numerosi accordi³¹ di cooperazione tra Autorità cittadine e i maggiori Distributori elettrici italiani e dall'avvio di test reali in alcune grandi città italiane³².

Su questo argomento si segnalano inoltre le iniziative da parte del Legislatore nazionale e dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e – molto recentemente – del Parlamento europeo e del Consiglio che ha emanato una apposita Direttiva sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi³³³⁴.

Per quanto riguarda la domanda aggiuntiva di energia elettrica, l'impatto è dell'ordine dei **2 miliardi di kWh (TWh) per milione di auto elettriche** circolanti. Incrementi sulla potenza alla punta sono viceversa ritenuti non plausibili giacché si ritengono certamente disponibili segnali di prezzo e/o attivabili opportuni meccanismi tariffari di premi/penalità, in funzione dei profili orari di prelievo, in grado di mitigare gli effetti di contemporaneità.

Un altro elemento è rappresentato dalla diffusione più ampia delle macchine reversibili per **condizionamento degli ambienti** a funzionamento estivo e

³¹ ENI-ENEL: firmata l'intesa sulla mobilità elettrica – Comunicato stampa 27.3.2013 www.enel.com www.eni.com ; ENEL-HUBJECT: Mobilità elettrica: Enel e Hubeject insieme per lo sviluppo dell'eRoaming a livello europeo (C.S- 24 settembre 2014)

³² V.: Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il sistema idrico – Determinazione 4 settembre 2015 n.9/15 - Agevolazioni riconosciute ai progetti pilota di cui all'articolo 14 della deliberazione 15 dicembre 2010 ARG/elt 242/10 per l'anno 2014.

³³ Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio 22 ottobre 2014.

³⁴ Come noto, la diffusione delle auto elettriche potrebbe avere un duplice effetto sul settore elettrico: in quanto portatrici di una domanda aggiuntiva di energia elettrica e di un eventuale impatto sul profilo della curva di carico. Un altro effetto potenzialmente possibile per le auto ricaricabili sulla rete (plug-in), è la partecipazione ai mercati elettrici, in particolare al mercato dei servizi di dispacciamento, il cosiddetto vehicle-to-grid (V2G). Il servizio potenzialmente fornito dalla diffusione capillare di questi veicoli, coinvolge le loro batterie e le loro caratteristiche costruttive e la presenza sul mercato elettrico della figura dell'"aggregatore" (v. bibliografia). L'auto elettrica si configurerebbe pertanto quale strumento DSM (o DSR), per il quale si riporta il recente commento JP Morgan: <<*We think the attraction of DSR will continue to grow as intermittent renewable generation continues to grow and we believe that governments and grid operators will increasingly look to harness DSR as a tool for grid flexibility. DSR is a double-edged sword for the utilities: a negative for generators, as it reduces price spikes and reduces the need for supply, and a positive for grids, as more investment is needed*>> (v. mail A. Colombi 9.10.2015).

invernale. Approfondite analisi permettono di valutare le prestazioni energetiche e ambientali di tali apparecchiature in modo positivo. Si tratta di un'applicazione non nuova la cui attuale non molto ampia diffusione può essere ampliata.

Un ulteriore interessante aspetto riguarda la stima degli effetti sulla domanda, in particolare elettrica, delle azioni in campo di efficienza e risparmio energetico. Nel concreto le possibili tipologie di azioni sono molteplici; i risparmi attesi sono compresi tra un 5% e un 20%. Una di queste – installazione di smart-meters - rientra nel campo delle azioni per la consapevolezza della clientela (*feedback*), è potenzialmente in grado di valere fino al 15%.

Da non trascurare infine, l'effetto che potrebbe derivare da un "rimbalzo" (noto come *rebound effect*) verso l'alto dei consumi energetici, proprio a seguito all'ottenimento di sensibili efficienze – e quindi di minore sensibilità - nei consumi, soprattutto nel settore domestico. In recenti stime si valuta l'effetto di *rebound* fino al 50% nel settore residenziale, per riscaldamento.

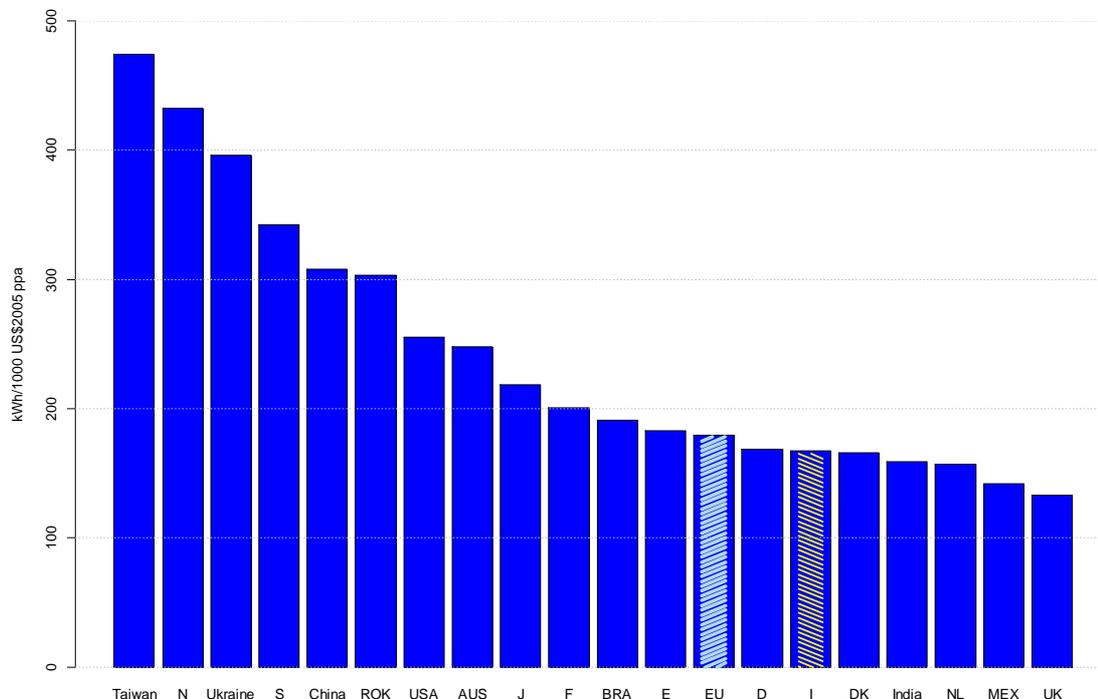
5.4. Confronti internazionali sull'intensità elettrica

Nel paragrafo, il confronto tra le intensità elettriche di alcuni Paesi del mondo è condotto mediante alcune interessanti rappresentazioni grafiche desunte dal database ENERDATA, mostrandone una fotografia aggiornata all'anno più recente (2014) e alcuni andamenti storici di più lungo periodo.

A livello internazionale, anche le elaborazioni sugli indicatori per il 2014, indicano, v. **Figura 16**, che l'energia elettrica richiesta per ottenere una unità di prodotto interno lordo³⁵, è in Italia (tratteggiato) sempre su livelli relativamente inferiori rispetto alla media UE – rispettivamente 167 kWh/1000 US\$ PPA per l'Italia e 180 kWh/1000 US\$ per Ue - ed a molti altri Paesi del mondo, anche emergenti.

³⁵ Nel confrontare Paesi diversi si utilizza un prodotto interno lordo espresso convenzionalmente in US\$ del 2005, a parità di potere d'acquisto (PPA o PPP *Purchasing Power Parity*). La fonte per i dati utilizzati in questo paragrafo è la banca dati ENERDATA: Global Energy and CO2 Data.

Figura 16 – Confronto internazionale sull'intensità elettrica del PIL (2014)

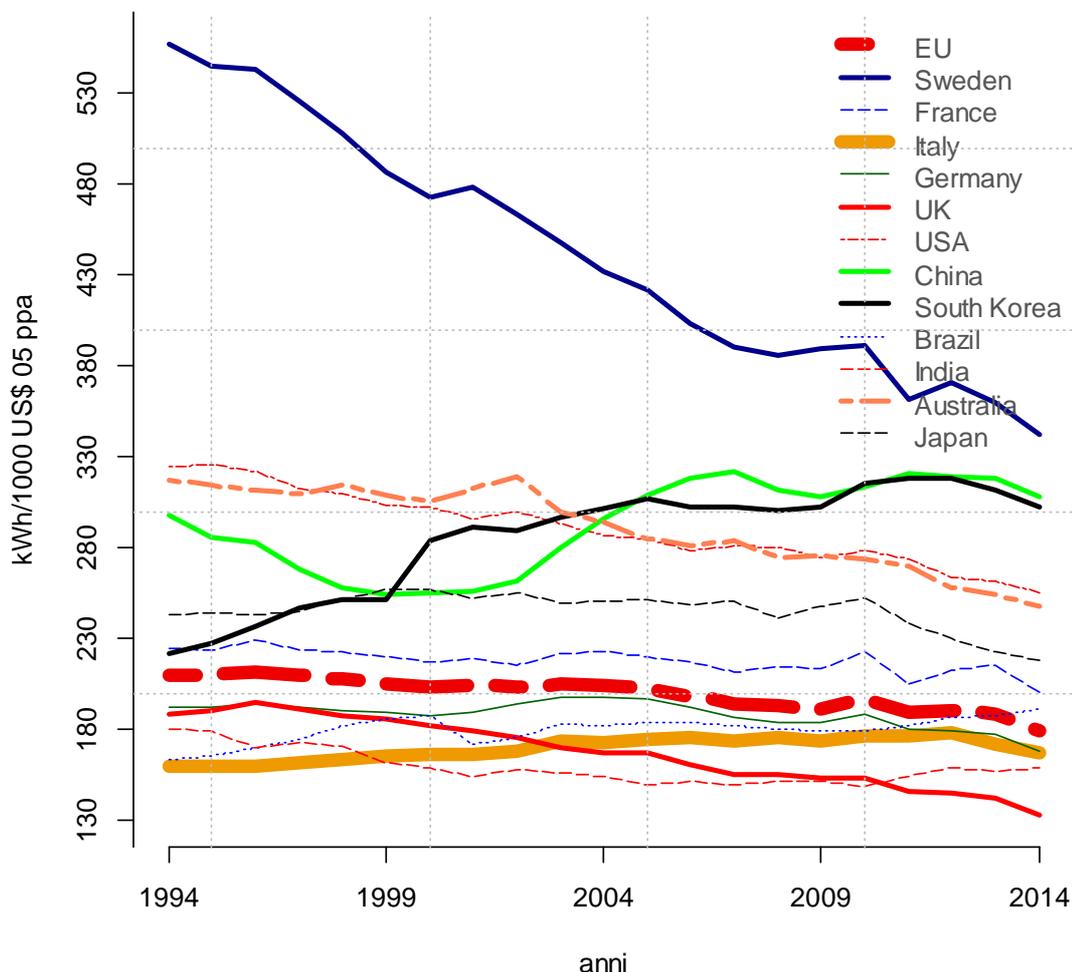


Emerge che nel 2014 alcuni Paesi di più recente industrializzazione come il Brasile (BRA) - e ancor più Taiwan, la Cina e la Corea del Sud (ROK) – sono caratterizzati da intensità elettriche più elevate, in analogia con economie più mature – è il caso degli Stati Uniti – o di Paesi peculiari dal punto di vista climatico, ad esempio Norvegia (N) e Svezia (S). Per una differente motivazione - la struttura economica più orientata alle attività terziarie, in particolare finanziarie, e la relativamente inferiore domanda di elettricità a queste correlata - il Regno Unito (UK) si colloca all'estremo inferiore, tra i Paesi con un più basso rapporto tra consumo elettrico e prodotto interno lordo.

Osservando i dati storici dell'indicatore intensità elettrica nell'arco di venti anni (1994 – 2014), emergono altri aspetti interessanti. Ad esempio si può osservare che nel tempo i valori che caratterizzano l'intensità elettrica dei Paesi riportati in figura mostrano una tendenza prevalentemente convergente (v. **Figura 17**).

Si distinguono andamenti caratteristici diversi: un folto gruppo di Paesi, tra i quali l'Italia, di cui si è già detto in precedenza, con intensità elettriche basse e non troppo diverse tra loro – comprese tra 130 e 280 kWh/1.000 US\$ 2005 PPA circa – mostrano un profilo relativamente stabile nel periodo. L'andamento dell'intensità elettrica italiana ha tuttavia la particolarità di mostrarsi - nel periodo nel quale la media Ue appare in calo - in graduale ma costante crescita. Tra i Paesi settentrionali, la Svezia mostra un profilo sempre nettamente al disopra dei Paesi di cui in precedenza, ma complessivamente in calo. Nella fascia intermedia si trovano gli Stati Uniti e l'Australia che a inizio periodo presentavano una intensità elettrica elevata ma con tendenza a convergere verso i valori del gruppo di Paesi più numeroso. A se stante l'andamento dell'indicatore per la Cina: partendo dal livello relativamente elevato negli anni '80, si osserva che a una fase di prolungato declino si sostituisce - dalla fine degli anni '90 – una fase di recupero su valori elevati tuttora in atto, condivisa anche con la Corea del Sud. Si può ancora osservare – in particolare nelle curve di Paesi quali la Germania e la Francia – il repentino cambiamento, prima una impennata e poi una ricaduta, del profilo dell'intensità elettrica negli anni intorno al 2009, probabile testimonianza degli effetti della crisi economica a livello europeo sulle grandezze macroeconomiche del Pil e dei consumi energetici.

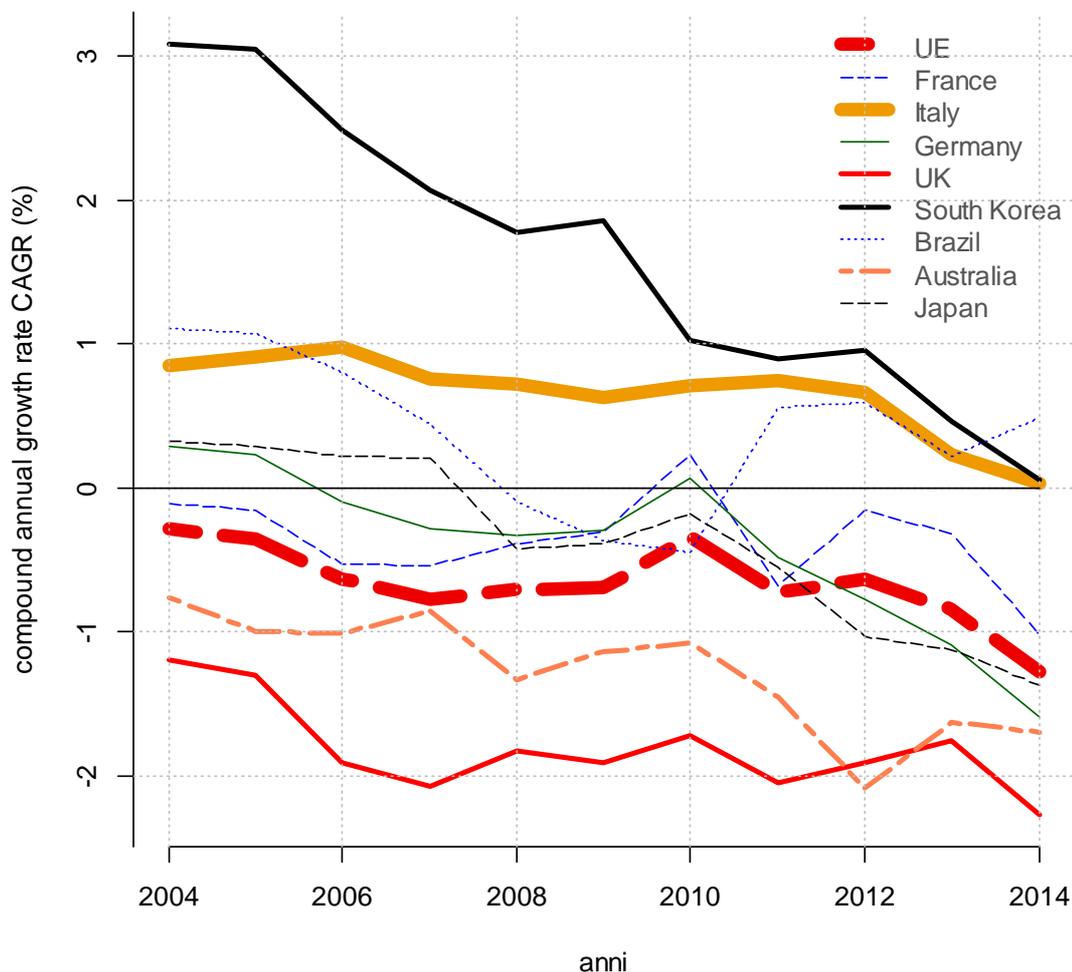
Figura 17 - Evoluzione dell'intensità elettrica del PIL in alcuni Paesi



In **Figura 18** si riporta la dinamica di variazione (CAGR) dell'intensità elettrica per 9 dei Paesi di cui in precedenza, individuati come "virtuosi"³⁶, intendendo con tale definizione i Paesi che presentano un tasso di variazione medio annuo dell'intensità elettrica (dinamica) a fine periodo inferiore a quello iniziale. Rientra in figura anche l'andamento dell'Italia già mostrato in **Figura 15**.

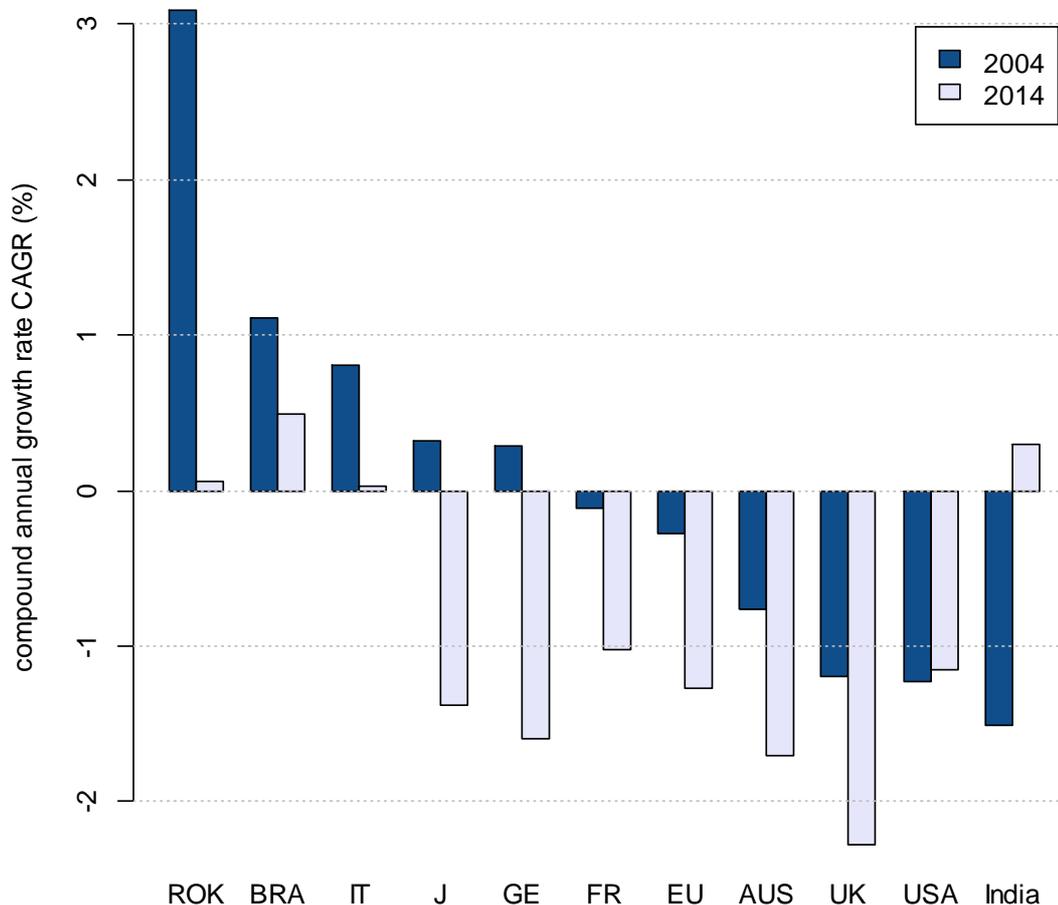
³⁶ Il termine è riferito alla prassi di classificare l'intensità elettrica tra gli indicatori di efficienza energetica, per cui i più efficienti sono anche più "virtuosi". In realtà l'intensità elettrica non è solamente un indicatore di efficienza.

Figura 18 - Dinamica dell'intensità elettrica in alcuni Paesi "virtuosi"



Nella seguente **Figura 19** sono meglio evidenziate le differenti dinamiche (CAGR) dell'intensità elettrica nei medesimi nove Paesi della figura precedente, oltre a India e USA, all'inizio del periodo, 2004, e alla fine, 2014. Nella maggior parte dei casi, si osserva una notevole flessione di questo indicatore, di maggiore ampiezza in alcuni Paesi di più recente industrializzazione, ma non solo in questi.

Figura 19- Dinamiche dell'intensità elettrica a confronto: 2004 - 2014



Analizzando in dettaglio riguardo alle dinamiche dell'intensità elettrica, gli 11 Paesi si possono collocare in quattro gruppi diversi:

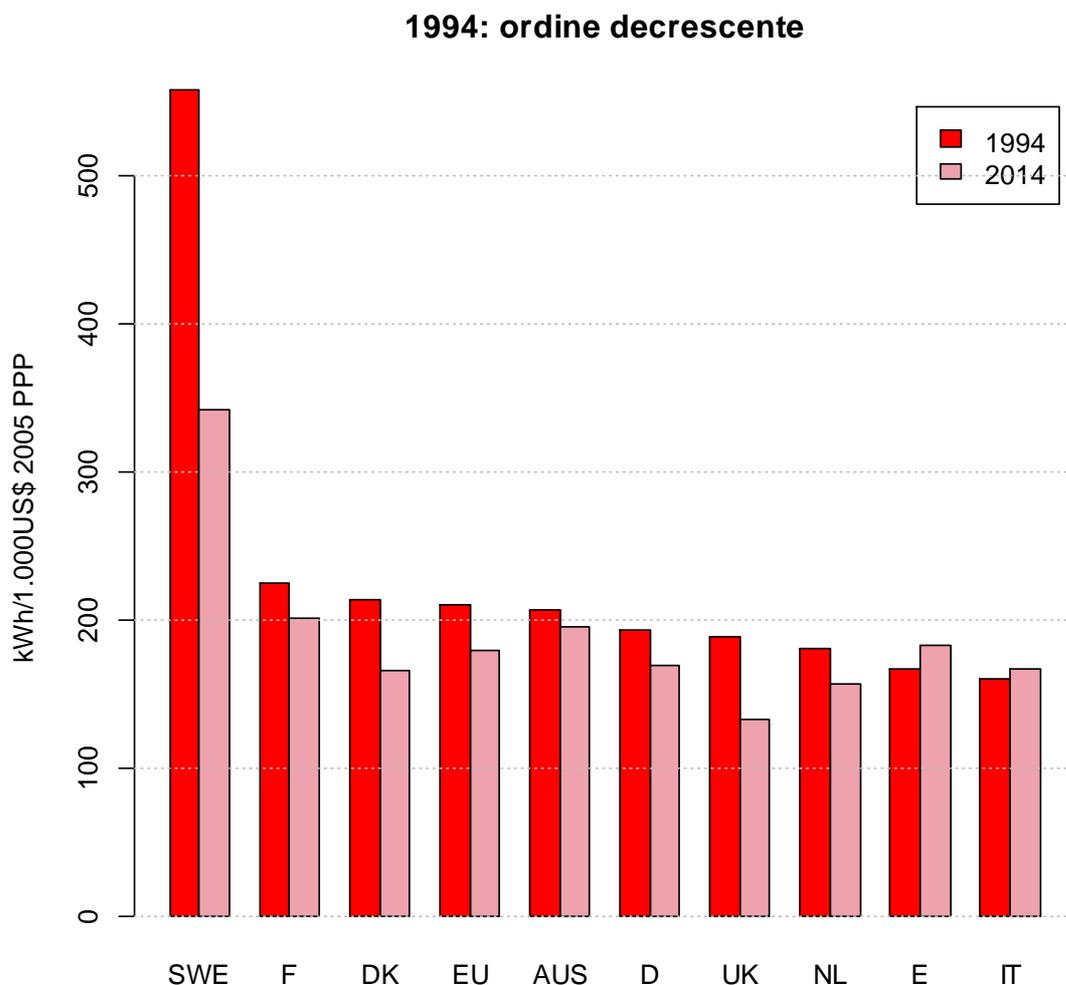
- (i) *Paesi nei quali la dinamica del CAGR rimane positiva in tutto il periodo ma che comunque presentano a fine periodo una dinamica inferiore.* Rappresentativi di questo insieme sono Corea del Sud e Brasile che manifestano una rilevante flessione e Italia;
- (ii) *un altro gruppo mostra a fine periodo una dinamica inferiore allo zero mentre nel 2004 era positiva.* Di questo secondo aggregato sono rappresentativi Germania e Giappone;
- (iii) *un terzo gruppo di Paesi hanno dinamica dell'intensità elettrica negativa già ad inizio periodo e perseguono una ulteriore*

contrazione a fine periodo; rappresentativi di questo gruppo sono Francia, insieme di Paesi UE, Australia e Regno Unito;

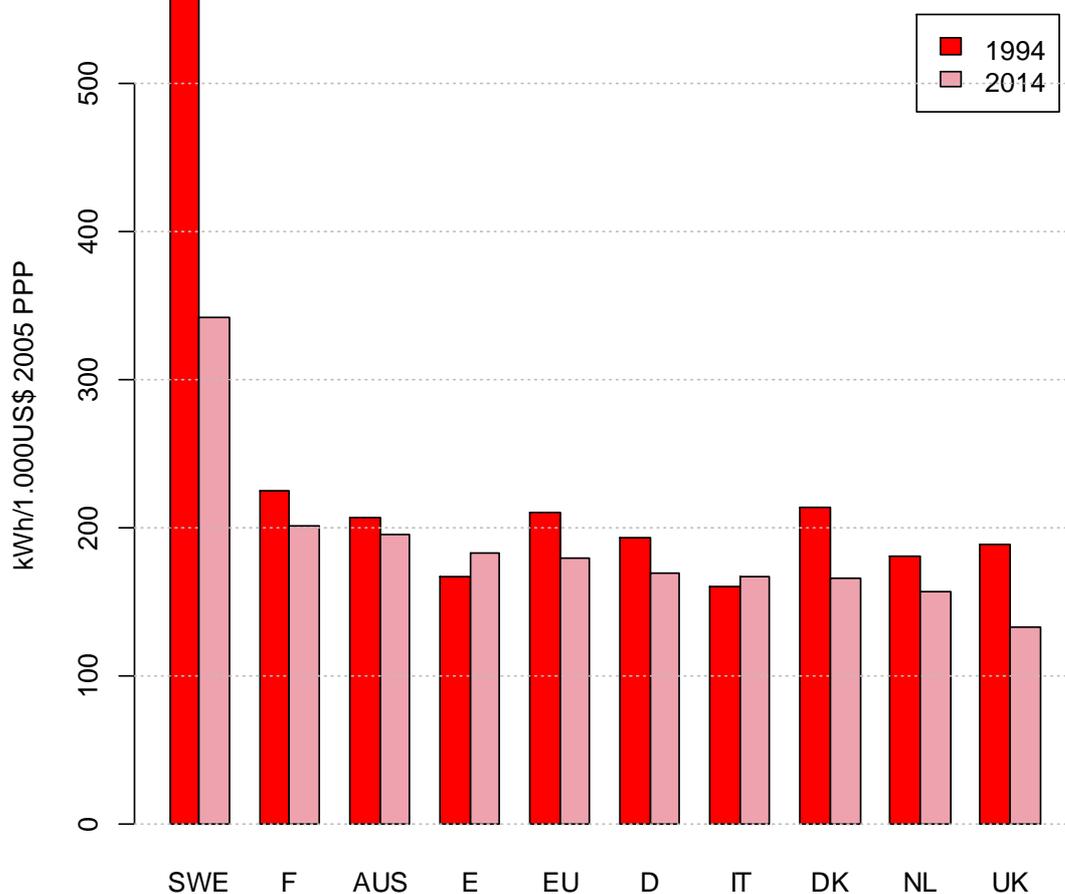
(iv) *emergono infine Paesi – come USA e India - con tassi di sviluppo dell'intensità elettrica superiori nel 2014 rispetto al 2004.*

Nella seguente **Figura 20** ci si riferisce ai soli Paesi europei mettendo in particolare l'attenzione sul valore assoluto assunto dall'intensità elettrica nel 1994 e nel 2014. Si riportano i valori per la UE - come dato medio - e per 9 dei Paesi membri, ordinando i valori dei grafici in ordine decrescente sia rispetto all'anno iniziale (sopra), sia rispetto all'anno finale (sotto).

Figura 20 - Intensità elettrica in alcuni Paesi dell'Unione: 1994 - 2014



2014: ordine decrescente



Si osserva che, per quanto riguarda l'Italia, questo indicatore ha mostrato una tendenza a convergere verso il dato medio europeo: pur rimanendo sempre al di sotto di tale media si conferma la propensione ad equipararne il livello.

Nel 1994, l'intensità elettrica per l'Italia (circa 160 kWh/1.000 US\$) era al più basso livello tra quello dei Paesi in figura; nel 2014 il dato si è avvicinato in maniera significativa a quello medio EU in quanto il dato per l'Italia è aumentato a 167 kWh/1.000 US\$ mentre il dato medio EU si è abbassato a circa 180 kWh/1.000 US\$).

6) Le analisi di scenario europee

6.1. Gli sviluppi in ENTSO-E: TYNDP 2016

Iniziato nel 2014, il processo di costruzione del nuovo Ten Years Network Development Plan TYNDP 2016 di ENTSO-E³⁷, è pervenuto ad una fase di consultazione pubblica degli scenari al 2030³⁸. Significativamente, tra le variabili di scenario oltre alla domanda di energia elettrica e a variabili macroeconomiche, trovano posto differenziate valutazioni sulla diffusione di apparecchiature elettriche innovative quali l'auto elettrica e le pompe di calore. Altro elemento considerato è il livello di efficienza energetica da raggiungere all'anno obiettivo: la maggiore efficienza si esplicita, a parità di diffusione delle nuove applicazioni, in minore domanda elettrica e viceversa. Fanno anche parte del quadro degli scenari, le ipotesi concernenti la diffusione e le modalità dello *storage*, l'espansione delle *smart grids*, il livello atteso delle emissioni di CO₂, dei prezzi dei combustibili, la fattibilità commerciale dei processi di cattura e stoccaggio del carbonio CCS, etc.

Può essere utile illustrare sommariamente la metodologia adottata in particolare nella costruzione degli scenari con orizzonte di lungo termine su scala europea nell'ambito dei Paesi ENTSO-E.

Il processo di identificazione del perimetro degli Scenari di domanda al 2030 è condotto con analisi bottom-up e top-down, dando luogo a quattro "Vision" distinte, significativamente denominate (v. **Tabella 8**):

- *Slowest progress* V1,
- *Constrained progress* V2,
- *National green transition* V3,
- *European green revolution* V4

³⁷ European Network of Transmission System Operators for Electricity

³⁸ In consultazione il documento del 21 maggio 2015: TYNDP Scenario Development Report.

Le Vision, erano già state sottoposte dalla cd. *TF Scenario Building* a una prima consultazione pubblica degli stakeholders ³⁹, ricevendo già una prima serie di osservazioni, sono costruite utilizzando una vasta gamma di parametri; in questa sede ne sono evidenziati in termini qualitativi in particolare alcuni, soprattutto correlati alla domanda di energia elettrica.

Per quanto riguarda le Vision 1 e 3 è prevista la formulazione da parte dei TSO di ciascun Paese interessato sulla base di metodologie bottom-up. Per quanto riguarda le Vision 2 e 4, è stato successivamente curato a livello ENTSO-E un processo di elaborazione top-down sulla base delle indicazioni di cui alle Vision 1 e 3.

Tabella 8 – Elenco delle ipotesi caratteristiche delle 4 Vision ENTSO-E

	Slowest progress	Constrained progress	National green transition	European green revolution
	V1	V2	V3	V4
Economic and financial conditions	Least favourable	Less favourable	More favourable	Most favourable
Focus of energy policies	National	European	National	European
Focus of R&D	National	European	National	European
CO ₂ and primary fuel prices	low CO ₂ price, high fuel price	low CO ₂ price, high fuel price	high CO ₂ price, low fuel price	high CO ₂ price, low fuel price
RES	Low national RES (>= 2020 target)	Between V1 and V3	High national RES	On track to 2050
Electricity demand	Increase (stagnation to small growth)	Decrease compared to 2020 (small growth but higher energy efficiency)	stagnation compared to 2020(Increase (growth demand)
Demand response (and smart grids)	As today	Partially used	Partially used	Fully used
	0%	5%	5%	20%
Electric vehicles	No commercial break through of electric plug-in vehicles	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging and generating)
	0%	5%	5%	10%
Heat pumps	Minimum level	Intermediate level	Intermediate level	Maximum level
	1%	5%	5%	9%
Adequacy	National - not autonomous limited back-up capacity	European - less back-up capacity than V1	National - autonomous high back-up capacity	European - less back-up capacity than V3
Merit order	Coal before gas	Coal before gas	Gas before coal	Gas before coal
Storage	As planned today	As planned today	Decentralized	Centralized

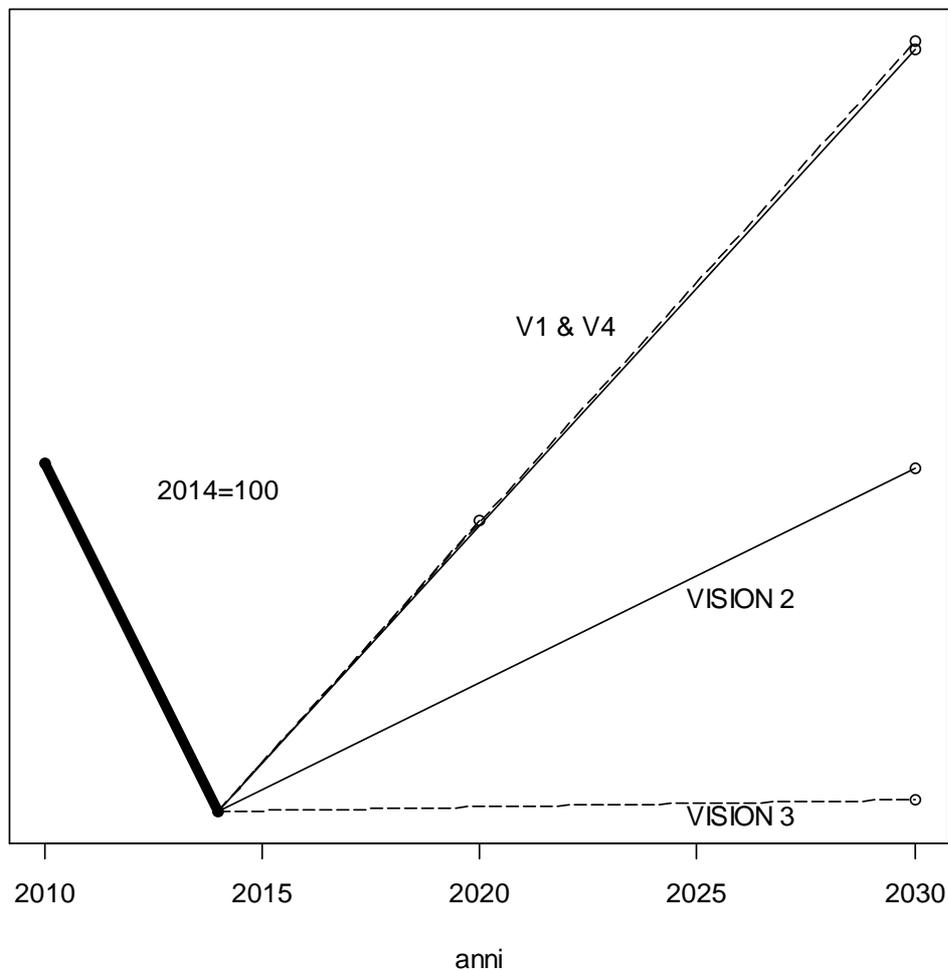
³⁹ Public Workshop on Scenario methodology for TYNDP 2016 – Brussels. 16 settembre 2014

A titolo di esempio, in **Figura 21** sono riportati per l'Italia i valori attesi della domanda elettrica in energia all'anno orizzonte 2030, desunti dal citato documento in consultazione Scenario Development Report.

Nella figura sono schematizzate:

- la curva per il periodo a consuntivo, dal 2010 al 2014,
- le quattro curve 2014 – 2030 per le quattro Vision (V1, V2, V3 e V4).

Figura 21 – Possibili evoluzioni della domanda elettrica Italia: le 4 Vision



Courtesy Entso-E:TYNDP 2016 Scenario Develop. Report(for public consultation)May 2015

Tra gli sviluppi futuri della metodologia, si evidenzia la necessità prospettata dalla Commissione UE, di forme di coordinamento degli organismi ENTSO-E e ENTSO-G in materia di scenari.

6.2. Gli *altri* sviluppi a livello internazionale

Di seguito saranno illustrate le previsioni contenute nel servizio **Country Energy Demand Forecasts di Enerdata**⁴⁰. Questo prodotto si basa sul modello MedPro, che è la versione più recente del modello MEDEES, che consente la costruzione di scenari di lungo periodo per i principali settori produttivi ed i relativi usi finali dell'energia.

Il modello si basa su una metodologia di tipo bottom-up e fornisce la domanda di energia al 2030 per cinque Paesi (Francia, Germania, Italia, Belgio e Regno Unito). Più in dettaglio, si ottengono i consumi di petrolio, gas, carbone ed energia elettrica per i maggiori settori produttivi: industria, terziario, trasporti, civile. Il servizio consente inoltre di svolgere una sensitivity analysis rispetto ai principali driver della domanda finale di energia.

Infine, per ogni Paese sono definiti due scenari: il "Base-line Reference", che rappresenta quello a politiche invariate, e quello denominato "Base-line Efficiency", che sconta una accentuazione delle misure di efficienza

La **Tabella 9** riporta infine, espressi in numeri indice con base al 2008, gli andamenti della domanda di energia elettrica in Italia nei due scenari Base-line di ENERDATA.

⁴⁰ Impresa di ricerca e consulenza operante da oltre trenta anni e specializzata nel settore energia, con oltre 120 clienti in 40 Paesi.

Tabella 9 - Previsioni della domanda elettrica ENERDATA

Domanda di energia elettrica	2008	2020	2025	2030
Scenario Base-line con Efficienza	100	85,8	83,1	80,7
Scenario Base-line Riferimento	100	94,1	94,3	94,9

Per il secondo anno, National Grid UK pubblica il documento **FES, Future Energy Scenarios 2015** (UK gas and electricity transmission) <http://fes.nationalgrid.com/>⁴¹.

Il documento ambisce sintetizzare – dopo un’ampia fase pubblica di condivisione - un razionale e trasparente percorso verso il futuro energetico – inteso fino al 2030, 2050 - del Regno Unito, in particolare per gli ambiti di pertinenza di NG: energia elettrica e gas.

La transizione verso il futuro è gestita negli scenari FES con quattro opzioni, in analogia a quanto avviene in altri contesti (ENTSO-E). Gli scenari sono idealmente disposti lungo due assi, l’uno (*green ambition*) in funzione della maggiore o minore propensione a politiche di riduzione delle emissioni e di integrazione di fonti rinnovabili, l’altro (*prosperity*) in funzione delle attese di crescita dell’economia. I quattro scenari rappresentano dal punto di vista politico, economico, sociale, tecnologico ed ambientale, situazioni il più possibile distinte: (i) di stagnazione (*no progression*), (ii) di debole progresso (*slow progression*), (iii) di crescita spontanea non ulteriormente regolamentata (*consumer power*), (iv) di massima adesione alle politiche ambientali (*gone green*).

In conclusione, limitandosi alla domanda di energia elettrica attesa nel Regno Unito, gli scenari FES 2015 delimitano un campo di variazione non

⁴¹ L’esercizio è scaturito da una recente modifica della concessione a National Grid con la quale è stato richiesto al Concessionario di trasmettere annualmente gli scenari proposti all’Autorità di controllo (OFGEM) per approvazione.

particolarmente ampio, qui rappresentato con i tassi medi annui di variazione nel lungo periodo:

cagr	
	2014-2030
Historic	
Gone Green	0,4%
Slow Progression	-0,1%
No Progression	-0,1%
Consumer Power	0,1%

7) Considerazioni di sintesi sugli andamenti di lungo periodo in Italia

Nella **Figura 22** e in **Tabella 10** si osserva una sintetica analisi⁴² della dinamica di lungo termine, in particolare negli ultimi venti anni a consuntivo, di **variazione delle grandezze macroeconomiche** di nostro interesse:

- i consumi di energia elettrica,
- il valore aggiunto⁴³,
- l'intensità elettrica,

utilizzate per comporre il quadro macroeconomico della previsione della domanda elettrica. Tale dinamica di variazione è espressa con il tasso medio annuo *tma* percentuale (o *CAGR*), mentre i periodi osservati passano da un primo decennio, dal 1994 al 2004, al secondo periodo dal 2004 al 2014; gli **aggregati settoriali** analizzati sono:

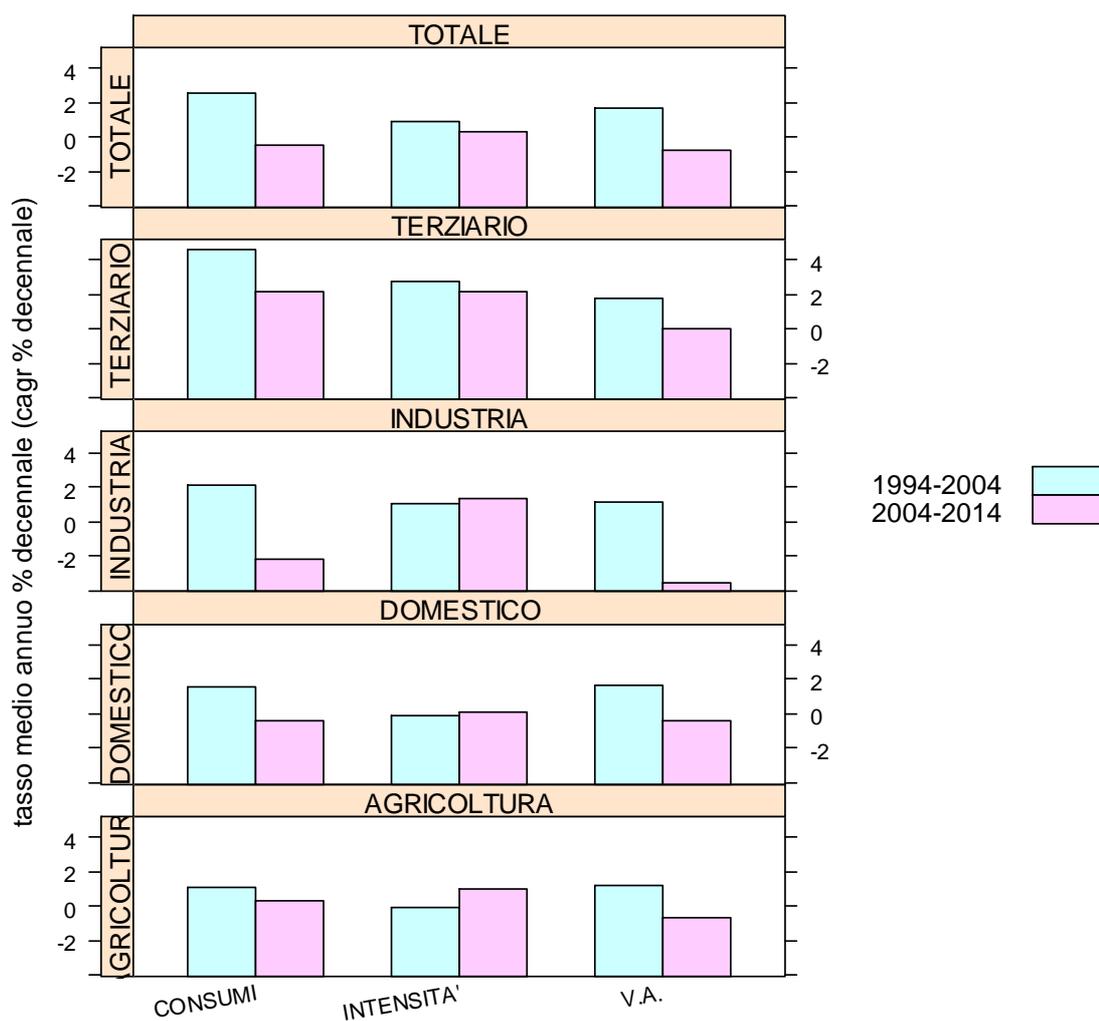
- agricoltura,

⁴² Sarkar, Deepayan (2008) *Lattice: Multivariate Data Visualization* with R. Springer, New York. ISBN 978-0-387-75968-5

⁴³ Le serie storiche di valori concatenati con anno di riferimento 2010 sono pubblicate dall'ISTAT a partire dal 1995. I valori aggiunti e i consumi delle famiglie per il periodo 1992-1994 sono stati ottenuti utilizzando le variazioni % a/a delle precedenti serie con anno di riferimento 2005.

- industria,
- terziario,
- settore domestico e
- totale dei settori.

Figura 22- Analisi dinamica delle grandezze macroeconomiche



Oltre alle grandezze macroeconomiche di cui alla tabella precedente, in **Tabella 10** sono anche riportati gli andamenti – sempre intesi come dinamica decennale - delle grandezze:

- prodotto Interno Lordo

- *i consumi totali italiani nel decennio 2004-2014 crescono ad un ritmo molto inferiore a quello del periodo 1994-2004. Il tasso di crescita (dinamica dei consumi), che era pari a +2,6% nel primo periodo, è divenuto addirittura inferiore allo zero (-0,4% medio per anno) nel periodo 2004-2014. Nel settore industriale la dinamica dei consumi è interessata da un pesante calo, divenendo negativa nel decennio più recente. Nel settore terziario la dinamica dei consumi si è riposizionata nel secondo periodo su tassi di crescita meno aggressivi, comunque nettamente positivi. In leggero calo i consumi del domestico, stabili quelli agricoli;*
- *sempre elevato ma differenziato il ritmo di crescita dei consumi di energia elettrica nel settore terziario nei due periodi. Nel primo decennio a +4,6% per anno, nel secondo periodo la crescita è limitata a + 2,2%;*
- *l'industria è il settore che manifesta la riduzione più consistente dei consumi elettrici, che crollano da un tasso del +2,1% per anno nel periodo 1994-2004 a -2,2% per anno nel secondo periodo. Su tale performance pesano i risultati del 2013 e 2014 (-1,9% sul 2013 a sua volta a -4,5% sul 2012) e il risultato particolarmente negativo del 2009 (allorché la caduta dei consumi rispetto al 2008 era stata pari a -13,8%); a mitigare gli effetti della crisi il buon recupero del 2010 (+6,1%) e del 2011 (+1,2%);*
- *per il settore domestico si osserva una flessione dei consumi elettrici che calano dai tassi di crescita dell'1,6% per anno nel primo periodo a tassi addirittura inferiori allo zero (-0,4%) nel secondo decennio;*

intensità elettrica

- *a livello complessivo:*
 - *dimezzamento del tasso di crescita dell'intensità elettrica del valore aggiunto in Italia nel periodo 2004-2014 rispetto*

- ai dieci anni precedenti: si è passato da +0,9% per anno del periodo 1994-2004 a +0,4% nel periodo più recente;*
- *in tutti i settori la dinamica dell'intensità elettrica si mantiene comunque positiva nel periodo più recente;*
 - *a livello settoriale:*
 - *la dinamica dell'intensità mostra un lieve incremento dal primo al secondo periodo nel settore domestico, aumenta nell'agricoltura e nell'industria, ove si passa da +1,0% per anno nel primo decennio ad un livello +1,3% per anno nel secondo periodo, cioè di 3 decimi di punto percentuale di CAGR;*
 - *per quanto riguarda il terziario, pur registrandosi un calo di 6 decimi di punto tra i due periodi, da +2,7% tra '94 e 2004 a +2,1% tra 2004 e 2014, si rimane tuttavia su ritmi di progresso elevati;*
 - *nel settore domestico – sempre utilizzando la proxy dei consumi delle famiglie nella elaborazione dell'indicatore – si osserva una debole crescita di 2 decimi punto percentuale, passando da un valore negativo (-0,1%) nel primo decennio a +0,1% per anno del periodo 2004-2014;*
 -

valore aggiunto

- *rispetto al periodo 1994-2004, il tasso di crescita del valore aggiunto⁴⁴ cala sensibilmente nel secondo decennio in esame in tutti i settori⁴⁵: complessivamente, il valore aggiunto totale passa da +1,6% nel primo periodo a -0,8% nel periodo 2004-'14, cioè 2,4 punti percentuali di CAGR in meno. In particolare, il valore aggiunto del settore industriale si contrae di 4,6 punti percentuali, passando da un tasso +1,1% nel periodo 1994-2004 a un tasso*

⁴⁴ Elaborazioni su dati ISTAT - Aggregati dei conti nazionali annuali per branca di attività economica (NACE Rev.2) (milioni di euro) – Edizione marzo 2015.

⁴⁵ Quale variabile descrittiva per il settore domestico è utilizzato l'andamento dei consumi delle famiglie. Qui si passa da +1,6% per anno nel primo periodo a -0,4% nel secondo decennio.

-3,5% medio annuo nel secondo periodo. Per il settore terziario si osserva la perdita di quasi due punti passando da un +1,8% medio nel periodo iniziale a +0,1% nel periodo più recente; in calo la dinamica del valore per l'agricoltura. Nella **Tabella 11** si riportano in termini di tassi medi annui percentuali le ipotesi di variazione del valore aggiunto settoriale per l'industria, il terziario e l'agricoltura utilizzate nel seguito (periodo 2014 – 2025);

intensità elettrica del PIL

- nei consuntivi, l'intensità elettrica del PIL passa da una dinamica di +0,8% nel periodo dal 1994 al 2004 a una dinamica poco superiore allo zero (0,03%) nel decennio che si chiude nel 2014. Questi dati costituiranno la base per individuare gli estremi superiore ed inferiore della previsione della domanda: l'uno – tasso di crescita di un decimo di punto per l'intensità elettrica del PIL – quale rappresentativo di una prospettiva di tenuta del quadro macro sui valori attuali di impiego di energia elettrica per unità di PIL – l'altro – quale mera estrapolazione al decennio in previsione dell'andamento di fondo dei due decenni precedenti – quale rappresentativo di una situazione di riferimento inferiore.

Dopo aver evidenziato le dinamiche settoriali nel tempo delle grandezze in uso, consumi elettrici, intensità elettrica e valore aggiunto e PIL, nella **Figura 23** sono mostrate in particolare le quote dei settori industria e terziario nella struttura del valore aggiunto italiano e dei consumi di energia elettrica nel 2014.

Si evidenzia che al differente peso dei due settori principali nelle strutture di valore aggiunto e consumi elettrici, sono legati importanti effetti nella stima dei consumi elettrici futuri. In particolare, nella struttura del valore aggiunto il terziario rappresenta nel 2014 una quota del 78% mentre nella struttura dei consumi elettrici la quota si riduce a meno della metà del totale (34%);

l'industria viceversa, preponderante nella struttura dei consumi elettrici (42% nel 2014), "pesa" solo per il 20% in termini di valore aggiunto.

Figura 23 - Quote settoriali di industria e terziario nella struttura di consumi elettrici e V.A.

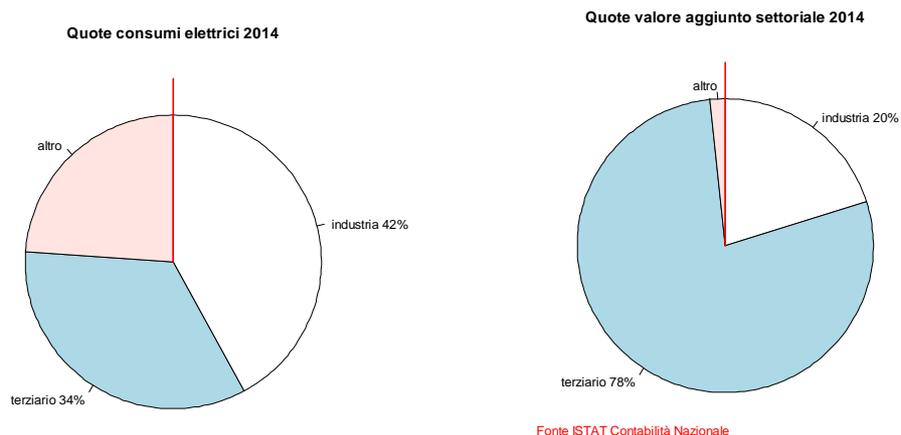


Tabella 11 - Ipotesi sul valore aggiunto settoriale [2014 – 2025]

settore di attività	tasso medio annuo pluriennale % di crescita del valore aggiunto settoriale
industria & costruzioni	1,8%
servizi	1,1%
agricoltura	0,6%

Fonte: Prometeia - Scenari di previsione (ottobre 2015)

Nel prossimo decennio le ipotesi di sviluppo del valore aggiunto settoriale tornano a privilegiare il settore industriale (riportato in tabella come industria in "senso stretto" e costruzioni) rispetto alle stime sul settore dei servizi.

Nella **Tabella 12** sono infine riportate, sempre per il periodo 2014 – 2025, le aspettative di sviluppo delle “spese per consumi finali delle famiglie sul territorio economico”, quale *proxi* dei consumi di energia elettrica nel settore domestico. L’ipotesi adottata è in questo caso pressoché in linea con quella che si era riportata lo scorso anno.

Tabella 12 – Ipotesi sulla spesa per consumi finali delle famiglie [2014-2025]

settore domestico	tasso medio annuo pluriennale % di crescita delle spese per consumi delle famiglie
% cagr 2014 - 2025	1,2%
<i>Fonte: Prometeia - Scenari di previsione (ottobre 2015)</i>	

8) *Previsione della domanda elettrica in energia*

Scenari considerati

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio, è sembrato opportuno ancora una volta fare riferimento a due scenari di evoluzione e - in considerazione del forte orientamento all’efficienza energetica, in Europa e nel Paese – adottare una **particolare cautela nel prevedere l’andamento dell’intensità elettrica italiana in particolare nello scenario base**, individuandolo anche come scenario ove si intende valorizzato al massimo grado il potenziale di efficienza energetica. Considerata inoltre la disponibilità di un dato – sia pure provvisorio – relativo alla domanda di energia elettrica del 2015, pari a 315,2 miliardi di kWh, +1,5% rispetto al 2014, si utilizza tale dato in quanto più aggiornato.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- *quello “di sviluppo” – idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica - si ipotizza per il periodo 2015 - 2025 una **stabilità** dell’intensità elettrica complessiva per l’intero Paese sui valori attuali, pari pertanto ad un tasso medio di circa **+0,1% per anno**, valore che va*

*inquadrato nel contesto del progressivo contenimento dell'intensità elettrica osservato nella precedente analisi dell'andamento storico sviluppata nella **Figura 22** e nei commenti che ne erano seguiti;*

□ *uno “scenario base”, sviluppato su ipotesi di incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico che si raccordano con un **andamento di fondo dell'intensità elettrica** determinata dai trend già osservati a consuntivo. In sostanza, un'evoluzione dell'intensità elettrica in prospettiva (cagr circa -0,9%) consente di individuare il livello inferiore della domanda elettrica, fermo restando la valutazione del PIL, comune ai due scenari.*

Sulla base delle considerazioni di cui in precedenza e tenuto conto delle più recenti previsioni di lungo periodo del PIL nazionale, nel periodo 2015 – 2025 si stima una evoluzione della domanda di energia elettrica ad un tasso medio annuo del +1,2% nello **scenario di sviluppo** – corrispondente a **354,0 miliardi di kWh** nel 2025.

Nello **scenario base**, ottenuto come detto nella ipotesi di flessione dell'intensità elettrica e quindi di contenimento della domanda elettrica, si ipotizza invece un tasso medio del +0,2% per anno, col quale si prevede una domanda elettrica di **321,7 miliardi di kWh** nel 2025.

Nella **Tabella 13** è riportato il quadro sintetico con i consuntivi fino al 2014 e in previsione, per gli anni successivi, della domanda di energia elettrica e delle sue variazioni di lungo periodo, nonché – sulla base delle considerazioni di cui ai paragrafi precedenti - i tassi di variazione adottati per il PIL e per l'intensità elettrica nei due scenari “di sviluppo” e “base”.

Tabella 13 - Previsione della domanda elettrica in energia

	<u>domanda elettrica</u>	<u>prodotto interno lordo</u>	<u>intensità elettrica</u>
	miliardi di kWh	tassi medi annui	tassi medi annui
2000	298,5		
		2,1%	0,9%
2005	330,4		
		0,0%	-0,3%
2010	330,5		
		-1,5%	-1,1%
scenario di sviluppo			
2014	310,5		
2015 P	315,2		
		1,2%	1,2%
2020	333,8	1,2%	1,1%
		1,2%	0,1%
2025	354,0		
scenario base			
2014	310,5		
2015 P	315,2		
		0,3%	1,2%
2020	320,0	0,2%	1,1%
		0,1%	-0,9%
2025	321,7		

2015 Dato provvisorio

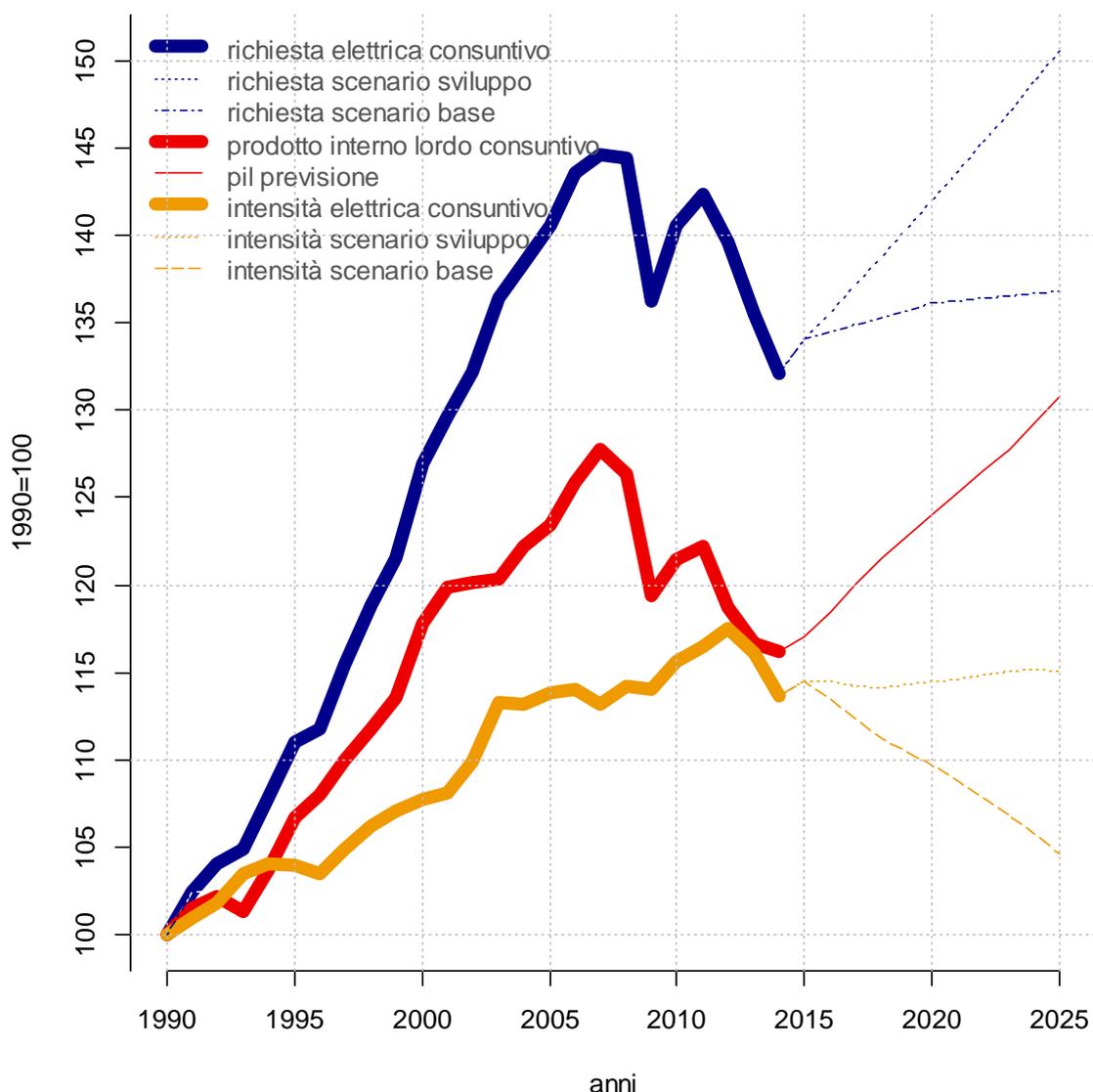
Nel 2020, si ipotizza nello **scenario di sviluppo** una domanda elettrica pari a 333,8 miliardi di kWh, con un tasso medio annuo di sviluppo 2015 – 2020 pari a +1,2%. Nel secondo semiperiodo, anni dal 2020 al 2025, il tasso di crescita sarà analogamente pari a +1,2% per anno.

Nello **scenario base**, si prevede un tasso di variazione della domanda elettrica pari a +0,3% fino al 2020, con una domanda che raggiungerà i 320,0 TWh nel 2020, e un t.m.a. del +0,1% tra 2020 e 2025.

In **Figura 24** è data una rappresentazione grafica degli andamenti delle grandezze domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 100 il valore assunto da tali grandezze nel 1990 - i consuntivi fino al 2014, il pre-consuntivo provvisorio 2015 e le

previsioni fino al 2025, distinguendo l'unico profilo del PIL – come detto adottato per tutti e due gli scenari - e i profili della domanda elettrica e dell'intensità elettrica costruiti sullo scenario di sviluppo e sullo scenario base⁴⁶,

Figura 24 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica



Nelle successive **Tabella 14** e **Tabella 15** sono riportati i valori assoluti annuali della previsione della domanda elettrica in energia, rispettivamente per lo scenario di **sviluppo** e per lo scenario **base**, espressi in miliardi di kWh (TWh). Nelle tabelle sono riportati in termini quantitativi anche i valori che si

⁴⁶ L'andamento del PIL – come detto – non è articolato su diversi scenari.

riferiscono al Prodotto Interno Lordo (in milioni di € a valori concatenati 2010) e all'intensità elettrica del PIL, espressa in kWh/€. Per queste grandezze, le tabelle espongono anche le variazioni percentuali anno su anno e i tassi medi annui (CAGR) nei periodi di orizzonte.

Tabella 14 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario sviluppo)

Italia: scenario di sviluppo

	<i>Domanda elettrica</i>		<i>PIL (*)</i>		<i>Intensità elettrica</i>	
	miliardi di kWh	tassi medi annui	milioni € val. concat. 2010	tassi medi annui	kWh/€ '05	tassi medi annui
2000	298,5		1 555 320		0,192	
2001	304,8	2,1%	1 583 161	1,8%	0,193	0,3%
2002	310,7	1,9%	1 587 172	0,3%	0,196	1,7%
2003	320,7	3,2%	1 589 374	0,1%	0,202	3,1%
2004	325,4	1,5%	1 614 210	1,6%	0,202	-0,1%
2005	330,4	1,6%	1 629 561	1,0%	0,203	0,6%
2006	337,5	2,1%	1 662 200	2,0%	0,203	0,1%
2007	339,9	0,7%	1 686 638	1,5%	0,202	-0,7%
2008	339,5	-0,1%	1 668 798	-1,1%	0,203	0,9%
2009	320,3	-5,7%	1 577 336	-5,5%	0,203	-0,2%
2010	330,5	3,2%	1 604 331	1,7%	0,206	1,4%
2011	334,6	1,3%	1 613 578	0,6%	0,207	0,7%
2012	328,2	-1,9%	1 568 067	-2,8%	0,209	0,9%
2013	318,5	-3,0%	1 540 648	-1,7%	0,207	-1,2%
2014	310,5	-2,5%	1 534 159	-0,4%	0,202	-2,1%
2015 P	315,2	1,5%	1 545 846	0,8%	0,204	0,7%
2016	318,8	1,2%	1 564 094	1,2%	0,204	0,0%
2017	322,5	1,2%	1 585 237	1,4%	0,203	-0,2%
2018	326,3	1,2%	1 605 578	1,3%	0,203	-0,1%
2019	330,0	1,2%	1 621 381	1,0%	0,204	0,2%
2020	333,8	1,2%	1 637 729	1,0%	0,204	0,1%
2021	337,7	1,2%	1 654 571	1,0%	0,204	0,1%
2022	341,7	1,2%	1 670 503	1,0%	0,205	0,2%
2023	345,8	1,2%	1 687 520	1,0%	0,205	0,2%
2024	349,8	1,2%	1 706 447	1,1%	0,205	0,1%
2025	354,0	1,2%	1 726 923	1,2%	0,205	0,0%

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, ottobre 2015
2015 Dato provvisorio

Tabella 15 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario base)

Italia: scenario base

	<i>Domanda elettrica</i>		<i>PIL (*)</i>		<i>Intensità elettrica</i>	
	miliardi di kWh	tassi medi annui	milioni € val. concat. 2010	tassi medi annui	kWh/€	tassi medi annui
2000	298,5		1 555 320		0,192	
2001	304,8	2,1%	1 583 161	1,8%	0,193	0,3%
2002	310,7	1,9%	1 587 172	0,3%	0,196	1,7%
2003	320,7	3,2%	1 589 374	0,1%	0,202	3,1%
2004	325,4	1,5%	1 614 210	1,6%	0,202	-0,1%
2005	330,4	1,6%	1 629 561	1,0%	0,203	0,6%
2006	337,5	2,1%	1 662 200	2,0%	0,203	0,1%
2007	339,9	0,7%	1 686 638	1,5%	0,202	-0,7%
2008	339,5	-0,1%	1 668 798	-1,1%	0,203	0,9%
2009	320,3	-5,7%	1 577 336	-5,5%	0,203	-0,2%
2010	330,5	3,2%	1 604 331	1,7%	0,206	1,4%
2011	334,6	1,3%	1 613 578	0,6%	0,207	0,7%
2012	328,2	-1,9%	1 568 067	-2,8%	0,209	0,9%
2013	318,5	-3,0%	1 540 648	-1,7%	0,207	-1,2%
2014	310,5	-2,5%	1 534 159	-0,4%	0,202	-2,1%
2015 P	315,2	1,5%	1 545 846	0,8%	0,204	0,7%
2016	316,2	0,3%	1 564 094	1,2%	0,202	-0,9%
2017	317,1	0,3%	1 585 237	1,4%	0,200	-1,0%
2018	318,1	0,3%	1 605 578	1,3%	0,198	-1,0%
2019	319,0	0,3%	1 621 381	1,0%	0,197	-0,7%
2020	320,0	0,3%	1 637 729	1,0%	0,195	-0,7%
2021	320,3	0,1%	1 654 571	1,0%	0,194	-0,9%
2022	320,7	0,1%	1 670 503	1,0%	0,192	-0,8%
2023	321,0	0,1%	1 687 520	1,0%	0,190	-0,9%
2024	321,4	0,1%	1 706 447	1,1%	0,188	-1,0%
2025	321,7	0,1%	1 726 923	1,2%	0,186	-1,1%

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, ottobre 2015
2015 Dato provvisorio

8.1. Previsione per le aree geografiche

Le previsioni per aree geografiche e per settore di attività che seguiranno sono state sviluppate in coerenza con il quadro nazionale presentato nel paragrafo precedente e facendo riferimento a tutti e due gli scenari, di sviluppo e di base.

Dal 2014 al 2025, nello **scenario di sviluppo**, a fronte di una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,2% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta di energia elettrica nelle quattro macroaree geografiche in cui è ripartito il Paese non è omogenea. In particolare, la dinamica della domanda è attesa più vivace al Nord con un tasso medio annuo del +1,5%; al Centro l'aspettativa di crescita della domanda è pressoché in linea con la media nazionale, +1,2%. Con tassi di crescita inferiori a quello medio nazionale figurano le Regioni del Sud e quelle delle Isole, con un tasso di sviluppo atteso a +0,6% per anno (v. **Tabella 16** e **Figura 25**).

Tabella 16 - Previsione della domanda in energia elettrica nelle aree geografiche

<i>Scenario di sviluppo</i>				
	2014	2020	2025	2014-2025
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	172,5	188,5	202,5	1,5
<i>Centro</i>	56,2	60,4	64,1	1,2
<i>Sud</i>	53,2	55,3	56,9	0,6
<i>Isole</i>	28,6	29,6	30,4	0,6
ITALIA	310,5	333,8	354,0	1,2

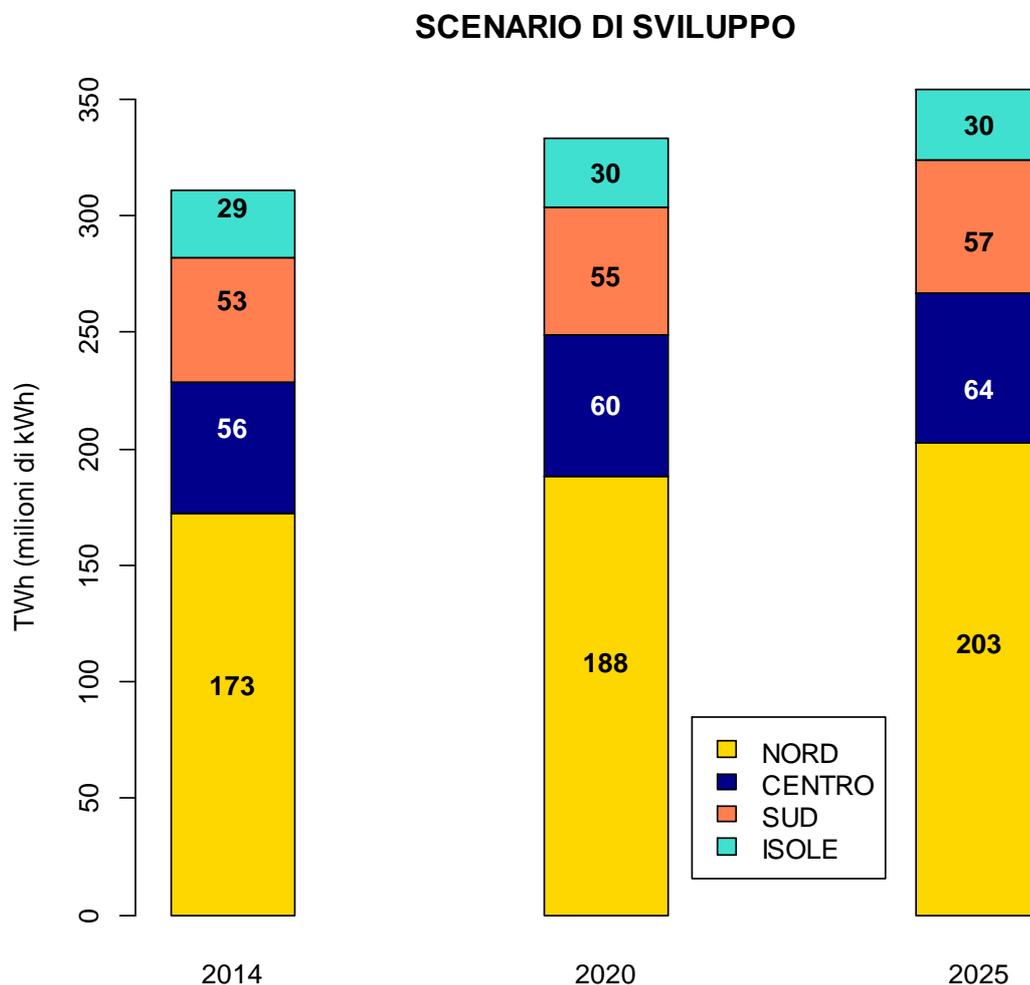
Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna

Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio

Sud: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria

Isole: Sicilia, Sardegna

Figura 25 - Previsione della domanda elettrica nelle aree geografiche



La previsione per aree geografiche è completata dal quadro che si riferisce allo *Scenario di base* nel quale la domanda nazionale di energia elettrica evolve da 2014 a 2015 a un tasso medio annuo +0,6% al Nord e +0,3% al Centro (v. **Tabella 17**). In questo scenario l'andamento pressoché stazionario della domanda elettrica nazionale si riflette anche negli andamenti delle aree geografiche del Sud e Isole.

Tabella 17 - Previsione per aree geografiche nello Scenario base

<i>Scenario BASE</i>				
	2014	2020	2025	2014-2025
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	<i>172,5</i>	<i>180,7</i>	<i>184,1</i>	<i>0,6</i>
<i>Centro</i>	<i>56,2</i>	<i>57,9</i>	<i>58,3</i>	<i>0,3</i>
<i>Sud</i>	<i>53,2</i>	<i>52,9</i>	<i>51,5</i>	<i>-0,3</i>
<i>Isole</i>	<i>28,6</i>	<i>28,5</i>	<i>27,8</i>	<i>-0,2</i>
ITALIA	310,5	320,0	321,7	0,3

Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna

Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio

Sud: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria

Isole: Sicilia, Sardegna

8.2 Previsione settoriale

Per quanto riguarda la previsione per i principali settori di consumo – e con riguardo allo *scenario di sviluppo* – le analisi all'anno obiettivo mostrano che **l'industria**, con un consumo atteso di circa 132 miliardi di kWh, risulta in crescita ad un t.m.a. del +0,7%, mantenendo la quota maggiore nella struttura dei consumi elettrici (v. **Tabella 18**, **Figura 26** e **Figura 27**). Nel 2025 la quota dei consumi industriali è stimata al 39% circa, in riduzione rispetto ai livelli del 2014 (era il 42%), quale conseguenza di un tasso di variazione medio annuo atteso in crescita, ma inferiore a quello medio.

Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento in crescita per le **industrie non di base** (per la produzione di beni finali⁴⁷, ivi incluse le altre industrie: +0,8% medio per anno), e leggermente

⁴⁷ Industrie alimentari, del tessile-abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

inferiore per quanto ai consumi delle **industrie dei beni intermedi**⁴⁸ (+0,6% per anno).

Il **terziario** si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+1,9% per anno). Nel 2025 il settore terziario dovrebbe toccare i 122 TWh circa, con una quota del 36% nella struttura dei consumi, in ulteriore ampliamento rispetto alla quota del 34% del 2014.

Con un tasso medio annuo di crescita del +1,6% sull'intero periodo, il settore **domestico** verrebbe a detenere nel 2025 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 23% - corrispondente a circa 76 TWh – in leggera crescita rispetto alle quote percentuali detenute nel 2014.

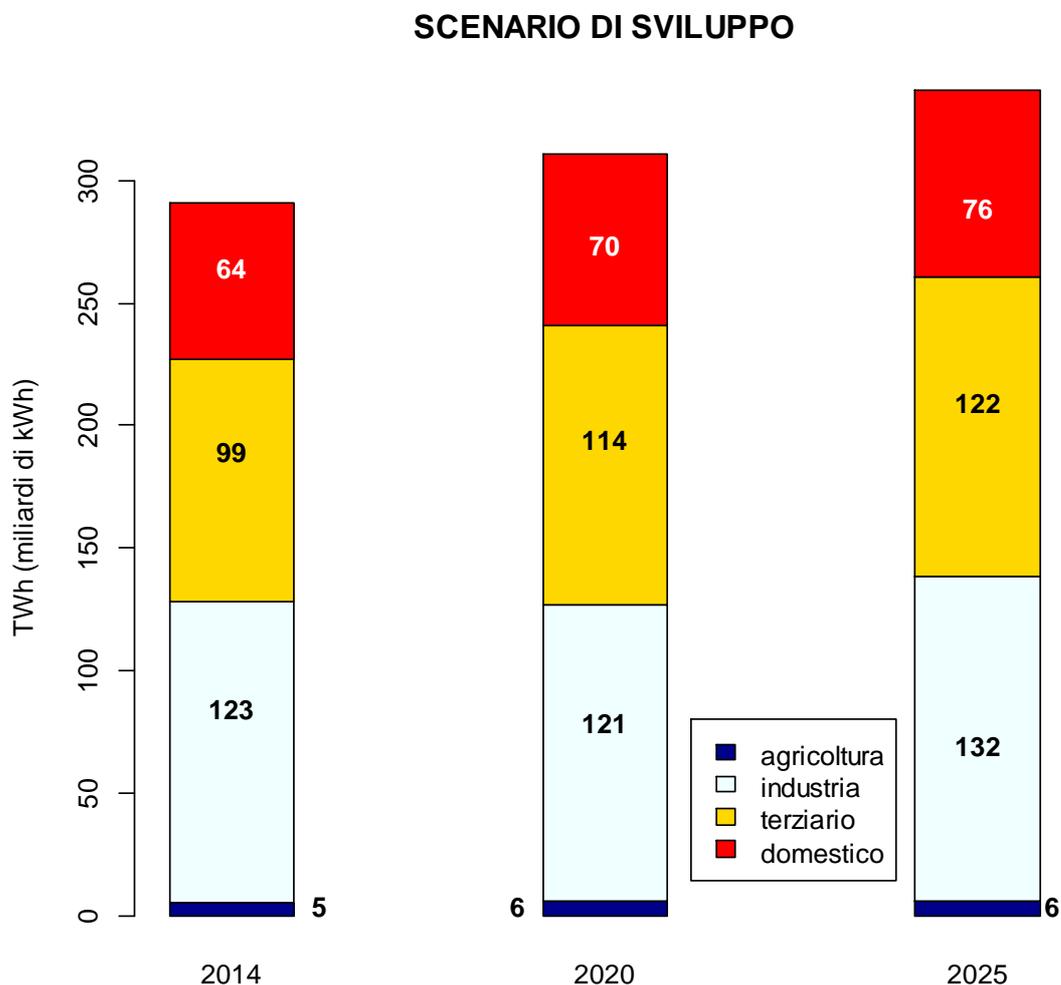
Sostanzialmente stabile anche il peso del **settore agricolo** nella struttura dei consumi (circa il 2% del totale), in moderata crescita a 5,7 TWh nel periodo, ad un tasso di circa il +0,5% per anno (v. anche **Figura 26**).

Tabella 18 - Previsione settoriale dei consumi di energia elettrica

	<i>Scenario di sviluppo</i>			
	2014	2020	2025	2014-2025
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	5,4	5,6	5,7	0,5
<i>Industria</i>	122,5	121,4	132,1	0,7
<i>beni intermedi</i>	53,6	53,0	57,1	0,6
<i>non di base e altre</i>	68,9	68,4	74,9	0,8
<i>Terziario</i>	99,0	114,4	121,6	1,9
<i>Domestico</i>	64,3	70,4	76,4	1,6
<i>Totale consumi</i>	291,1	311,8	335,7	1,3
perdite di rete	19,5	22,0	18,3	-0,6
ITALIA	310,5	333,8	354,0	1,2

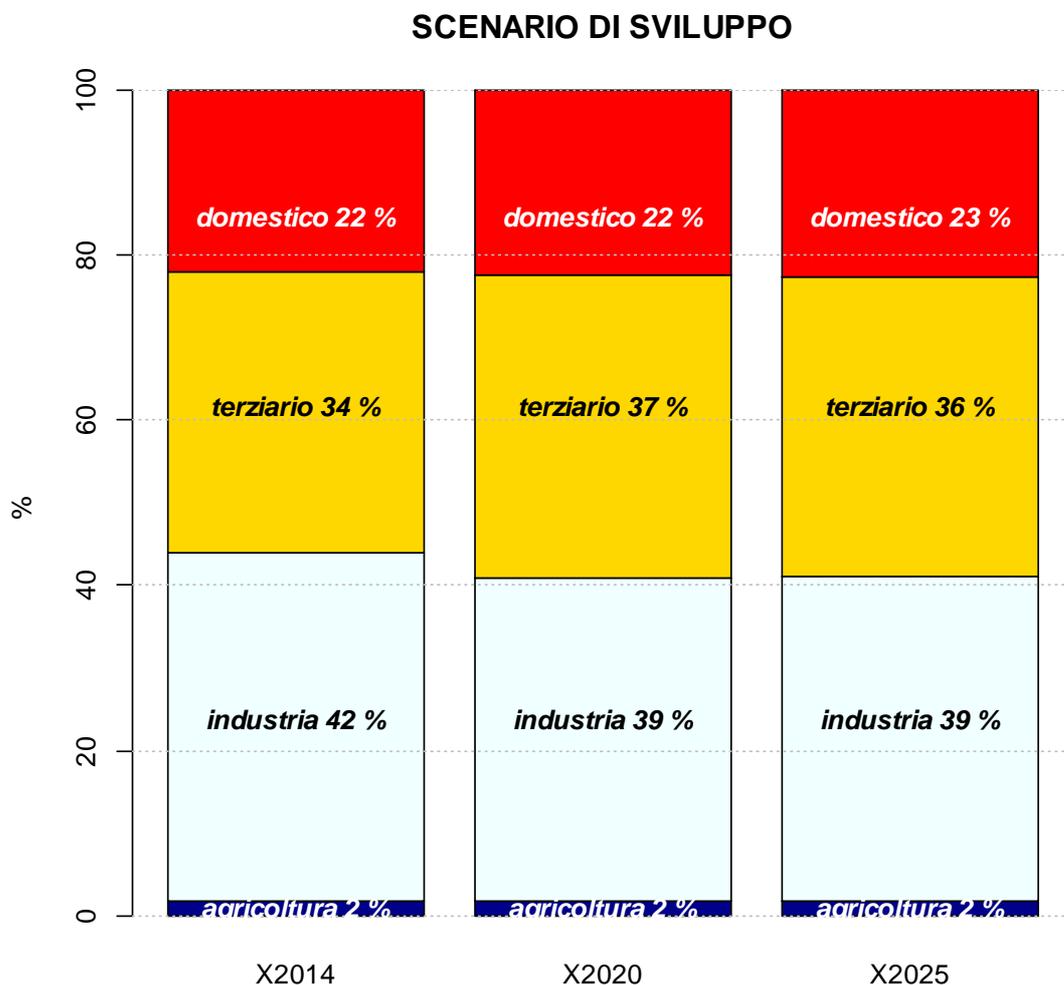
⁴⁸ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

Figura 26 - Previsione dei consumi settoriali



Nella successiva figura è infine mostrata la struttura percentuale dei consumi di energia elettrica in previsione. Si evidenziano i citati modesti riposizionamenti dei settori nella struttura dei consumi, espressa in termini percentuali (v. **Figura 27**). In conclusione, si osserva un ampliamento della quota dei consumi del terziario ed una erosione della quota rappresentativa dei consumi del settore industriale, che mantengono tuttavia il primato dei consumi in Italia, mentre per il settore domestico è stimata un leggero progresso delle quota nella struttura dei consumi italiani.

Figura 27 - La struttura percentuale dei consumi elettrici in previsione



Le evidenze dei consuntivi settoriali – in particolare quelle dell’ultimo biennio 2013-14⁴⁹ con una nuova flessione dell’industria ma anche con l’anomala riduzione dei consumi nel terziario - hanno condotto ad una prudente valutazione del settore industriale, pur nella sostanziale tenuta. I consumi del terziario – settore comunque attivato in parte dai servizi per le attività industriali

⁴⁹ Il dato 2015, pur disponibile in forma provvisoria a livellodi domanda complessiva, non è ancora disaggregabile per settore di attività.

e quindi indirettamente legato agli andamenti dell'industria⁵⁰ - sono risultati finora più al riparo dagli effetti del ciclo economico negativo.

Alla luce di queste considerazioni, l'osservazione - già formulata in passato - che in mancanza di segnali di maggior vigore nel settore industriale si sarebbe potuto osservare il superamento dei consumi del terziario rispetto a quelli dell'industria, rimanderebbe ad un evento posticipato ad un futuro più remoto.

Si riporta infine in **Tabella 19** la previsione settoriale dei consumi elettrici nelle condizioni dello **Scenario di base**. In questa elaborazione, il contributo dell'industria - che pure presenta consumi stazionari - all'evoluzione dei consumi è stimato in linea (0,0%) rispetto ad un contesto di leggero incremento dei consumi (+0,3%). Complessivamente in leggero aumento anche i consumi del settore domestico (+0,4%) e quelli del terziario (+0,5%).

⁵⁰ Secondo le ultime Tavole delle risorse e degli impieghi (o tavole supply and use), pubblicate dall'Istat nel 2013, nel 2010 circa il 16% della produzione del settore dei servizi è stato utilizzato come impiego intermedio nel settore industria (v <http://www.istat.it/it/archivio/108705>).

Tabella 19 - Previsione della domanda settoriale nello Scenario base

<i>Scenario BASE</i>				
	2014	2020	2025	2014-2025
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	5,4	5,4	5,4	0,0
<i>Industria</i>	122,5	121,0	122,3	0,0
<i>beni intermedi</i>	53,6	52,5	51,8	-0,3
<i>non di base e altre</i>	68,9	68,4	70,5	0,2
<i>Terziario</i>	99,0	104,2	105,1	0,5
<i>Domestico</i>	64,3	67,0	67,1	0,4
<i>Totale consumi</i>	291,1	297,5	299,9	0,3
<i>perdite di rete</i>	19,5	22,5	21,9	1,1
ITALIA	310,5	320,0	321,7	0,3

9) Previsioni della domanda in potenza

Sembra opportuno presentare all'inizio di questo capitolo sulla previsione della domanda in potenza, alcune figure che molto sinteticamente descrivono l'evoluzione storica del carico in Italia.

In **Figura 28** è riportata la serie dei valori a consuntivo del massimo carico annuo dal 1980 al 2015 (dato provvisorio). Nel 2014 la punta massima è stata registrata in estate, giovedì 12 giugno alle ore 12, pari a 51.550 MW, inferiore del 4,4% alla punta massima del 2013, verificatasi in luglio.

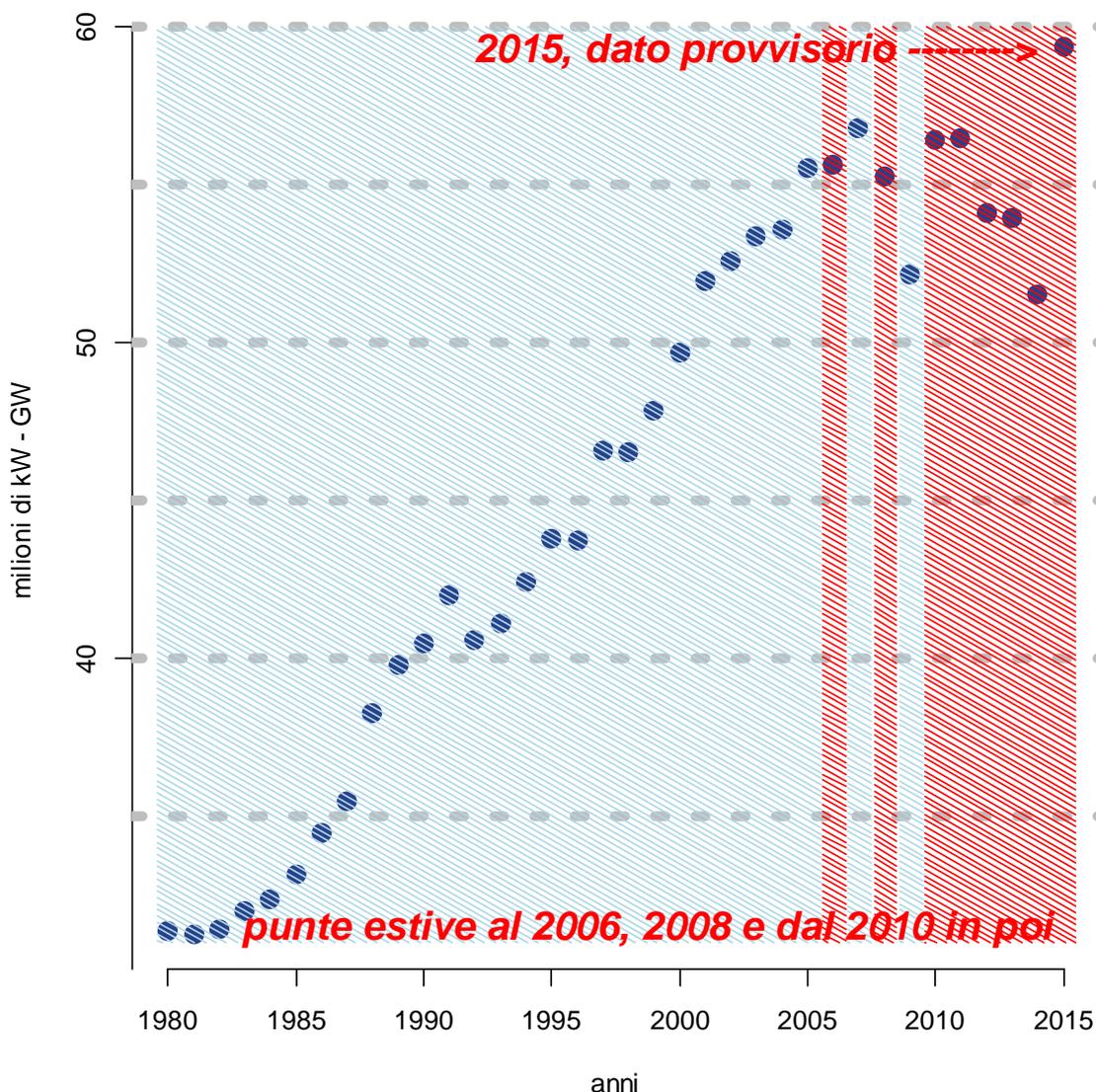
Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si era verificata in periodo invernale⁵¹. Dal 2006, si è manifestata una alternanza delle punte massime

⁵¹ Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

annuali tra estate ed inverno (v. **Figura 28**, ove sono rappresentati in campo azzurro gli anni con punte invernali e in campo rosso gli anni con punte estive). Pur con tutta la cautela che deriva dal fatto che la tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale è sicuramente in atto ma non definitivamente consolidata – ad esempio nel 2013 lo scarto tra punta massima estiva e minima invernale risulta di circa 1.800 MW - dal 2010 la punta annua è stata registrata in estate.

Nei primi dieci mesi del 2015 si è toccato un massimo provvisorio – giustificabile in gran parte con il verificarsi di temperature molto superiori alla media stagionale - in luglio, pari 59.353 MW (martedì 21, alle ore 16); tale valore di carico rappresenta il massimo storico in Italia, peraltro superiore del +15,3% al massimo del 2014, in giugno (51.550 MW). Se non verrà superato nei prossimi mesi invernali, tale valore costituirà il picco dell'anno in corso.

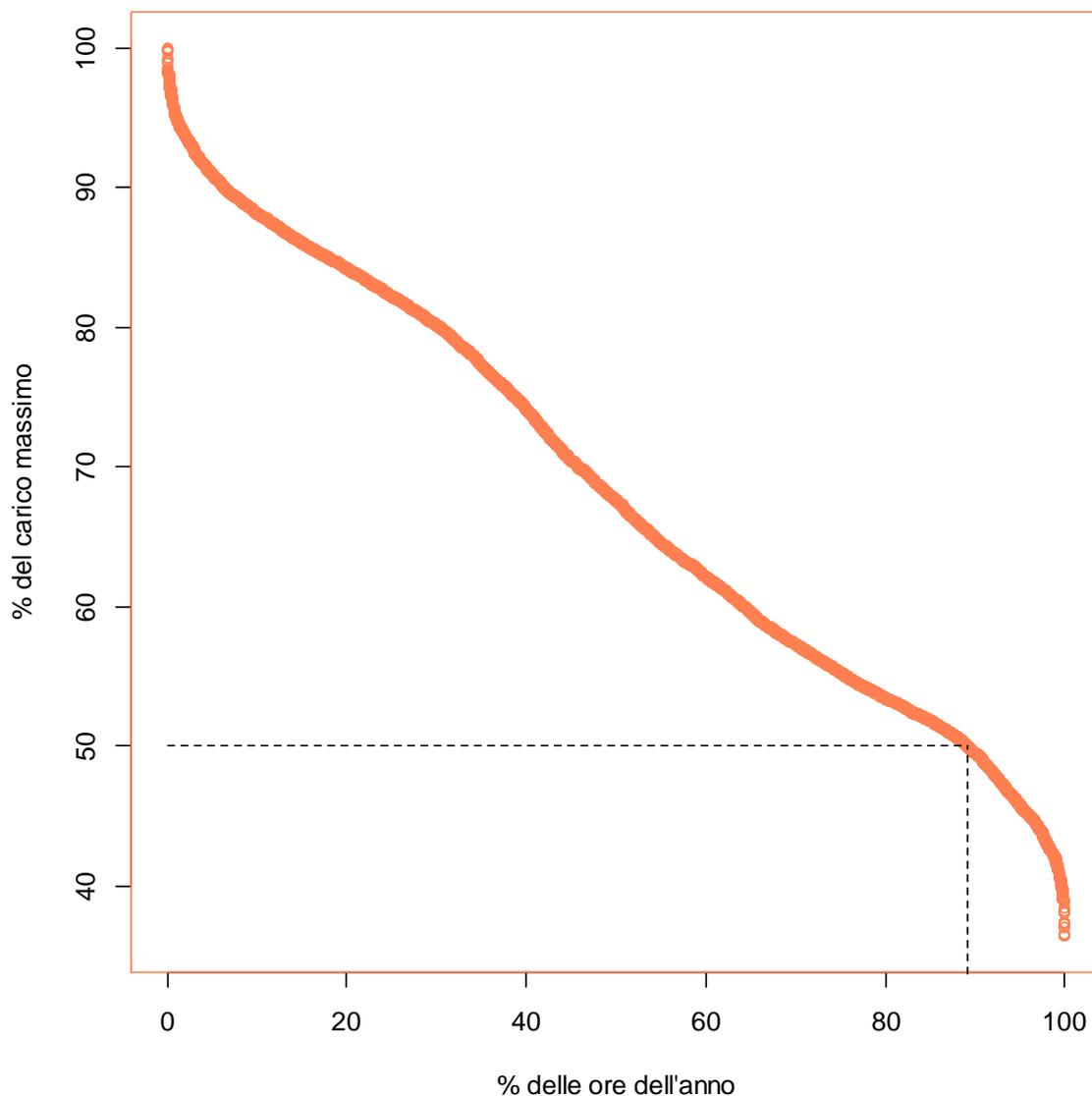
Figura 28 - Carico massimo in Italia 1980 – 2015 [provvisorio]



La successiva **Figura 29** mostra la curva monotona di durata del carico 2014 sulla rete italiana, basata sulla rilevazione oraria della potenza richiesta dal carico, espressa in percentuale rispetto al massimo carico annuo, di cui in precedenza. In tale rappresentazione, ogni valore della scala delle ascisse rappresenta il numero di ore dell'anno in cui la potenza richiesta è stata uguale o superiore al corrispondente valore riportato in ordinata. Si osserva che nel 2014 la domanda ha superato il 50% del carico massimo per circa l'89% delle ore dell'anno⁵², in crescita di 1,3 punti percentuali sui valori 2013.

⁵² Si tratta di un indicatore sintetico della modulazione del prelievo in potenza. Negli ultimi otto anni:

Figura 29 - Curva di durata del carico sulla rete Italia - 2014

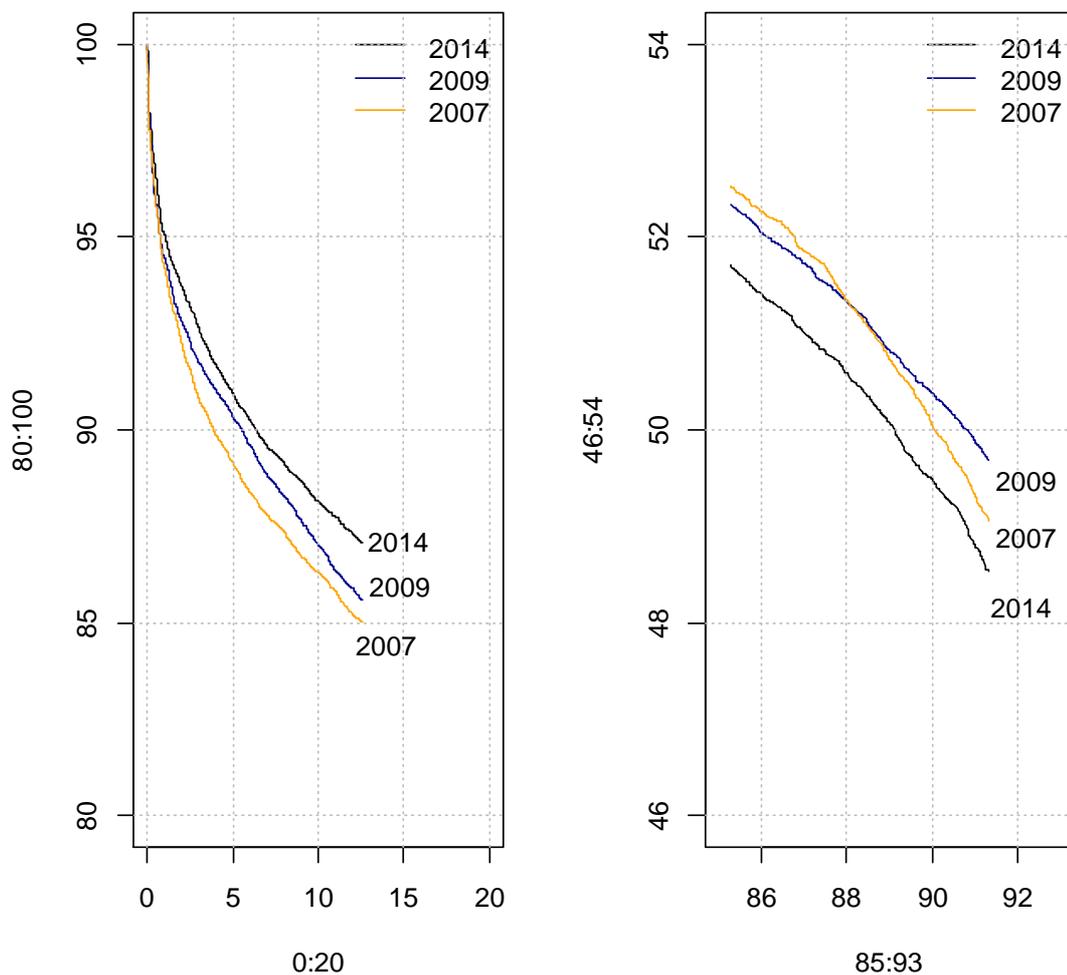


Nella successiva **Figura 30** si riportano a titolo informativo due dettagli caratteristici degli andamenti delle monotone del carico per gli anni 2007, 2009

	il carico è superiore al 50% del carico massimo per una percentuale delle ore dell'anno minore o uguale al:
2007	90,0%
2008	90,6%
2009	90,8%
2010	86,4%
2011	89,7%
2012	91,9%
2013	87,8%
2014	89,1%

e 2014. Il 2007 è rappresentativo della fase di massima espansione della domanda elettrica italiana, il 2009 caratteristico della fase di brusca flessione della domanda e il 2014, ultimo consuntivo disponibile. A sinistra si riporta un intorno delle ore corrispondenti al carico massimo; a destra un intorno delle ore cui corrisponde un carico pari al 50% del carico massimo.

Figura 30 - Dettaglio curve di carico anni 2007, 2009, 2014



L'osservazione del dettaglio di sinistra – in particolare nel passaggio dal 2007 al 2014 - suggerisce considerazioni in merito ai cambiamenti strutturali sulla natura dei prelievi elettrici in un arco di tempo sufficientemente lungo. Comune anche ad altri Paesi sviluppati, si osserva un progressivo incremento delle ore di picco della domanda. Al netto di effetti congiunturali (ricordiamo che

in effetti anche il 2014 è stato un anno di flessione della domanda elettrica), tale modifica del profilo può attribuirsi alla penetrazione di apparecchiature di impiego stagionale (raffrescamento-refrigerazione) ed al declino dei carichi industriali, più costanti durante l'anno.

Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana sono elaborate a partire da quelle sulla domanda di energia elettrica ricavate nei paragrafi precedenti.

Definendo come **ore di utilizzazione della domanda alla punta** il rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima, la metodologia adottata consiste in una previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale ed estiva.

Pertanto, in considerazione della definizione data per le ore di utilizzazione della potenza alla punta, al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde una richiesta di potenza alla punta maggiore (e viceversa), a parità di domanda di energia elettrica.

9.1 L'evoluzione storica delle ore di utilizzazione

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (v. **Figura 31**) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6'000 ore/anno (curva *ore invernali* a tratto sottile). A partire dal 1992 e fino al 2004, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile, a tratto più marcato) sono pressoché stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 ore/anno. Dal 2004 si sono avuti ripetuti nuovi picchi delle ore di utilizzazione della potenza invernale - l'ultimo dei quali nel 2008 con 6.505 ore - che hanno comportato lo spostamento – ancora in atto negli ultimi anni - della media mobile su valori decisamente superiori alle 6.000 ore/anno. Dal 2012 infine è in atto un contenuto ripiegamento delle ore di utilizzazione della potenza invernale.

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva *ore estive* a tratto sottile). Si osserva che a un periodo di relativa stabilità attorno a valori nettamente superiori a quelli delle ore invernali (circa 6.500 ore/anno) si è sostituita nell'ultimo decennio una fase molto altalenante, con una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche molto inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni le ore di utilizzazione estive si sono attestate su un ordine di grandezza inferiore a quello delle ore invernali.

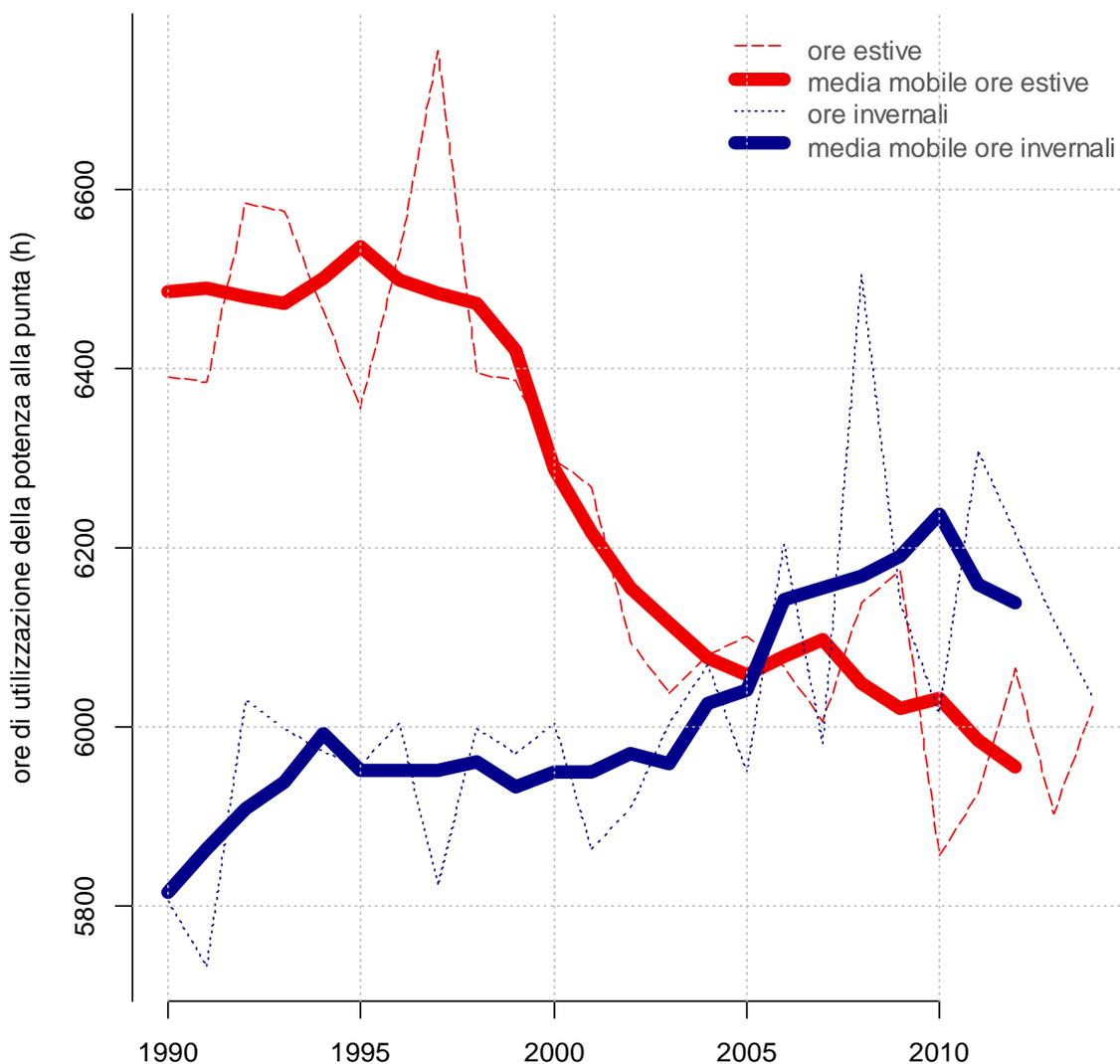
La rappresentazione nella figura delle medie mobili estive e invernali (curve continue a tratto grosso) consente di enfatizzare il fenomeno, rendendo evidenti le tendenze di fondo. Nella **Figura 31** sono pertanto riportate anche le medie mobili centrate a cinque termini delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale⁵³. Dalla metà degli anni 2000 tali indicatori confermano con decisione la tendenza delle ore di utilizzazione della potenza estiva ad attestarsi su livelli inferiori a quelle della potenza invernale.

Mentre infatti la media delle ore invernali risulta compresa tra le 6.000 e le 6.200 ore anno, la media delle ore estive scende sotto le 6.000 ore/anno, con tendenza a sfondare verso il basso tale limite.

Proprio osservando tali medie mobili, si coglie il segnale che comunque vede prevalere la media mobile delle **ore estive quale indicatore più gravoso** per il sistema elettrico.

⁵³ In figura si è utilizzata la rappresentazione del dato puntuale (anno per anno) e della media mobile. Con la media mobile si raggiunge l'obiettivo di depurare la serie storica dalla componente accidentale, lasciando in evidenza il trend di fondo; in particolare la media a cinque e termini (cinque anni) qui usata è applicata all'anno centrale (media centrata). Si precisa che le ore di utilizzazione della punta estiva antecedenti al 2000 sono state stimate ex post, in quanto a quella data non erano ancora disponibili registrazioni sistematiche della punta estiva.

Figura 31 - Ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva e invernale



9.2 Metodologia di previsione

La straordinarietà del dato della punta massima dell'anno in corso (59.353 MW) rispetto ai livelli molto inferiori degli ultimi anni, e ottenuta in concomitanza con una eccezionale ondata di calore estivo nel luglio del 2015, non può essere ignorata nel processo di previsione del carico alla punta. Questo ha comportato la stima di un dato di ore di utilizzazione anche per il 2015, utilizzando un dato di energia per il 2015 di pre-consuntivo.

La previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale ottenuta è quella che si riferisce al cosiddetto **“inverno medio”**, sostanzialmente determinata dal trend di fondo. Nel prevedere le ore di

utilizzazione della potenza alla punta estiva è determinata, con criterio analogo, una “estate media”.

Occorre poi tenere conto in maniera cautelativa della variabilità delle ore di utilizzazione per ottenere la previsione prudenziale (cui corrispondono valori di potenza alla punta più elevati) detta convenzionalmente “inverno rigido” ed “**estate torrida**”. Si osserva che la variabilità del dato storico della punta nel periodo estivo è maggiore di quella della punta invernale⁵⁴.

9.3 Risultati

Per quanto detto in precedenza (trend di fondo delle ore invernali sostanzialmente stabile a fronte dell’analogo trend relativo alle ore estive, in rapida riduzione nell’ultimo decennio e brusco calo in corrispondenza del 2015), si conferma per il futuro che per la domanda elettrica la condizione di massimo fabbisogno in potenza appare quella in condizioni di estate “torrida”.

Pertanto, sviluppando per quanto attiene alla domanda elettrica lo **Scenario di sviluppo** - in quanto ritenuto gravoso per il sistema elettrico - si stima per l’anno 2025 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5’140 ore/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa **69 GW (ipotesi alta)**, con un incremento di circa 18 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2014 **e di circa 10 GW rispetto alla punta estiva di luglio 2015** (v. **Tabella 20**). Nella stessa tabella è riportata – sempre per il 2025 - anche l’ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza, valutata in 63 GW, che è invece correlata all’ipotesi di inverno medio.

Per l’anno 2021 le ipotesi di estate torrida ed inverno medio conducono ad una coppia di valori, rispettivamente 65 e 62 GW. Nella tabella si è riportato, oltre al valore di pre-consuntivo della potenza alla punta 2015, molto superiore come detto a quello dell’anno precedente.

⁵⁴ Il termine estate torrida (come del resto quella di inverno rigido) è convenzionale e si riferisce non solo, ma principalmente, ad una concomitanza di eventi meteorologici sfavorevoli dal punto di vista qui adottato.

Tabella 20 - Previsione della domanda in potenza: scenario sviluppo

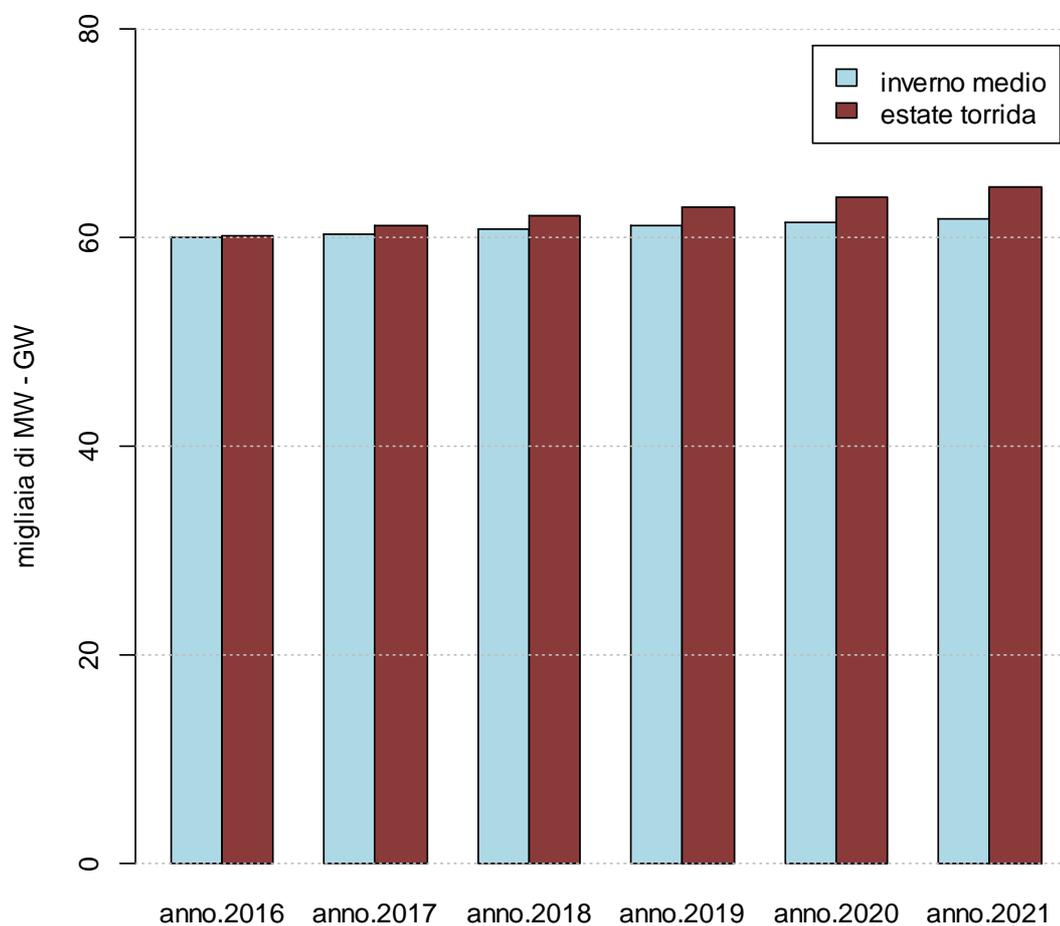
SCENARIO DI SVILUPPO	
Anno	Carico
2015	59.353 MW
<i>dato provvisorio (*)</i>	
2021 ipotesi bassa/alta	da 62 a 65 GW
2025 ipotesi bassa/alta	da 63 a 69 GW

(*) Dato riferito al 21 luglio 2015 (ore 16:00)

Nelle due ipotesi considerate - inverno medio ed estate torrida, relative allo scenario di sviluppo in esame - si riporta inoltre (v. **Figura 32** e **Tabella 21**), al fine di soddisfare la richiesta di un dettaglio informativo su base annua - “a valere per un periodo non inferiore ai sei anni successivi”⁵⁵ - la previsione della domanda in potenza alla punta per ciascuno degli anni dal 2016 al 2021.

⁵⁵ Delibera 48/04, articolo 53, comma 4.

**Figura 32 - Previsione della domanda in potenza 2016 - 2021 (GW)
(scenario sviluppo)**



Si rammenta che in **Figura 32** i due istogrammi rappresentati fanno ambedue riferimento allo stesso *Scenario di sviluppo*, declinato nelle due particolari configurazioni “climatiche” convenzionali estreme: l’inverno medio e l’estate torrida (v. anche **Tabella 21**).

Tabella 21 - Previsione della domanda in potenza 2016 - 2021 (scenario sviluppo)

	inverno medio	estate torrida
	migliaia di MW (GW)	
2016	60,0	60,2
2017	60,4	61,1
2018	60,7	62,1
2019	61,1	63,0
2020	61,4	63,9
2021	61,8	64,9

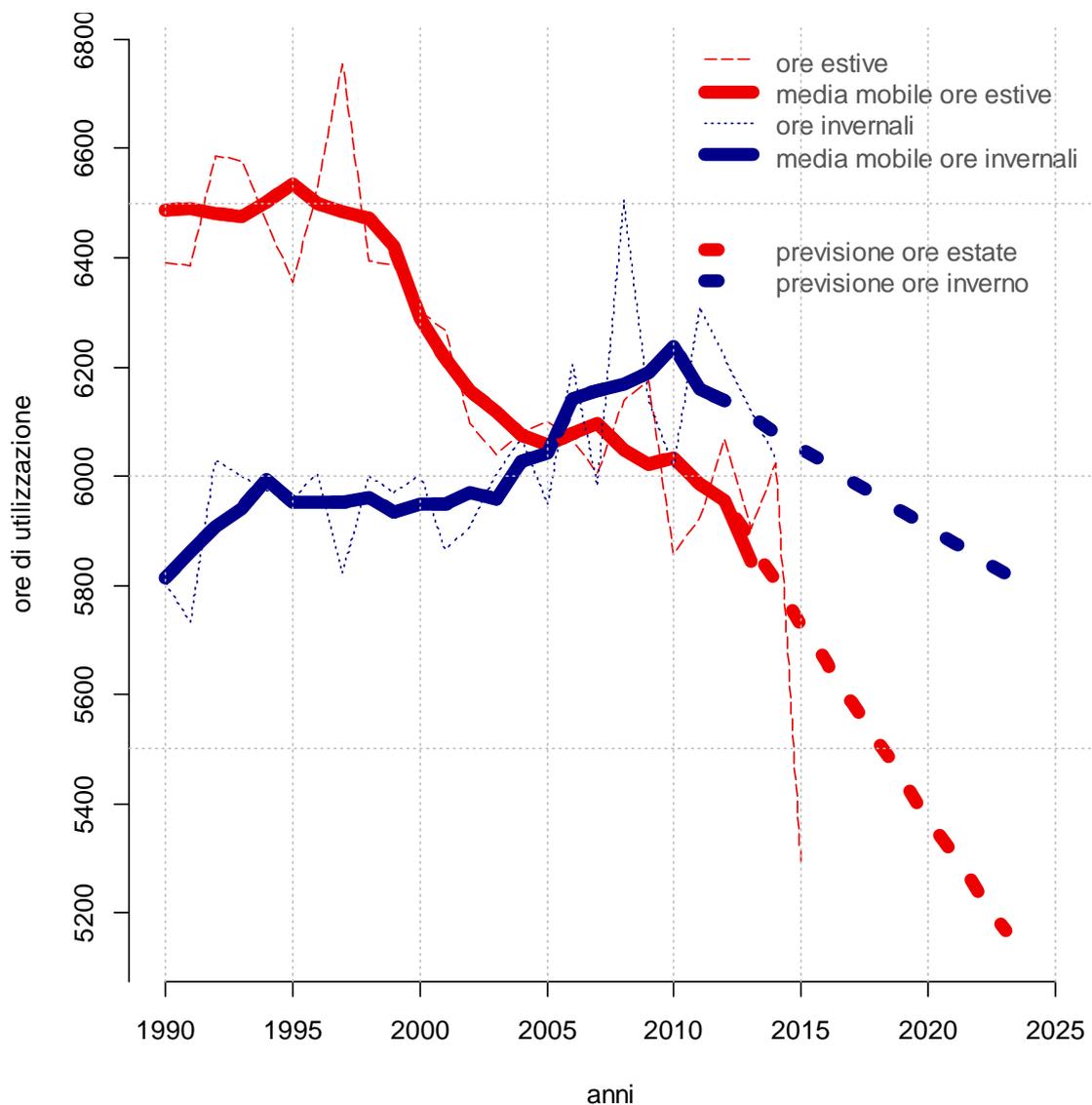
I grafici delle seguenti **Figura 33** e **Figura 34** riassumono quanto detto finora rispettivamente sulla previsione delle ore di utilizzazione della potenza massima in potenza e sul carico.

In particolare in **Figura 33** sono riportati oltre ai dati di consuntivo (già visti in precedenza, v. **Figura 31**), il dato di pre-consuntivo del 2015 e in previsione delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale in Italia fino al 2025.

Dei dati di previsione si riportano solo gli andamenti di fondo relativi alle situazioni più gravose (potenza più elevata, corrispondente a ore di utilizzazione più basse) necessarie alla previsione del carico massimo. Ciò in considerazione della variabilità delle ore di utilizzazione della punta osservata storicamente⁵⁶.

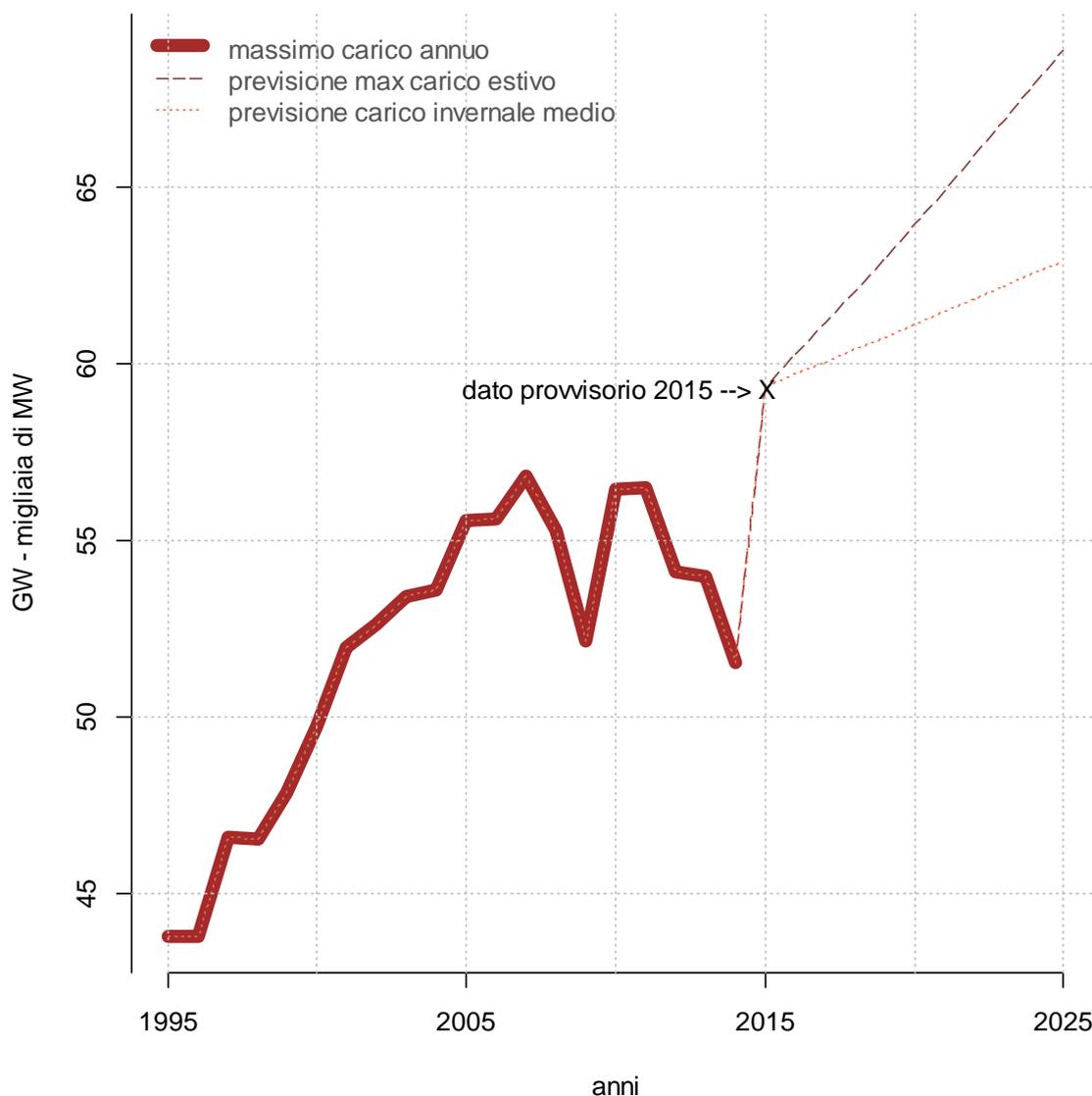
⁵⁶ I dati in previsione vanno considerati tenendo conto dell'andamento storico ($\pm 2 \sigma$). Nel grafico di **Figura 33** è riportata solo la situazione più gravosa, corrispondente a -2σ (trattasi dello scenario di sviluppo).

Figura 33 - Consumitivi e previsioni delle ore di utilizzazione della potenza (scenario sviluppo)



Coerentemente con i dati delle ore di utilizzazione del carico massimo di cui in figura precedente sono ricavati e riportati in **Figura 34** i valori che si riferiscono al carico massimo annuo a consuntivo, fino al 2014, al valore di carico di pre-consuntivo del 2015 ed in previsione fino al 2025, nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio, corrispondenti ai valori massimi e minimi del campo di variazione della previsione del carico. In figura è anche evidenziato il dato provvisorio, particolarmente elevato, del luglio scorso.

Figura 34 - Carico massimo annuo a consuntivo ed in previsione (scenario sviluppo)



Un ulteriore esercizio di previsione è funzionale a determinare il carico agli anni obiettivo in relazione allo *scenario energetico di base* (v. **Tabella 22**). Tale scenario – soprattutto nella situazione di carico inferiore – può risultare anch'esso gravoso per l'esercizio del sistema elettrico.

Tabella 22 - Previsione della domanda in potenza: scenario base

SCENARIO BASE	
Anno	Carico
2015	59.353 MW
<i>dato provvisorio (*)</i>	
2021 ipotesi bassa/alta	da 55 a 60 GW
2025 ipotesi bassa/alta	da 56 a 61 GW

() Dato riferito al 21 luglio 2015 (ore 16:00)*

10) Stima del fabbisogno di potenza necessario

La Deliberazione 48/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas prevede che, contestualmente alla previsione della domanda di potenza sul sistema elettrico nazionale per un periodo di almeno sei anni, si pubblichi anche, per lo stesso periodo, una valutazione della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda prevista, a garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e degli approvvigionamenti (cfr. Articolo 53, comma 5).

A tale scopo si osserva preliminarmente che nell'analisi del fabbisogno di potenza si utilizzano criteri che valutano l'affidabilità del sistema elettrico, intesa come la capacità di mettere a disposizione dei consumatori l'energia elettrica, nel punto in cui sono e quando ne hanno bisogno, nella forma richiesta (tensione e frequenza) e con la garanzia della continuità del servizio cui hanno diritto.

I sistemi elettrici sono infatti soggetti a guasti e più in generale ad alee (sul carico, dovute a fattori economici e climatici, e sul sistema di produzione⁵⁷ e trasmissione, per indisponibilità delle unità e degli elementi di rete): se ipoteticamente non esistessero alee il sistema sarebbe sempre perfettamente funzionante, a condizione di essere sufficientemente dimensionato.

Nella realtà i guasti sono inevitabili e bisognerebbe investire all'infinito per sopprimerli del tutto, poiché l'investimento marginale per ottenere una riduzione assegnata dei guasti cresce man mano che il livello dei guasti diminuisce. Occorre dunque mediare tra economia e affidabilità, accettando i guasti del sistema elettrico fino a che gli inconvenienti che ne risultano restino a un livello accettabile per i consumatori.

Sono state pertanto effettuate analisi finalizzate a comprendere il margine necessario nel sistema di produzione per garantire un adeguato livello di accettabilità. Tale adeguatezza della generazione del sistema elettrico italiano agli anni 2020 e 2025 è stata valutata in maniera probabilistica (con metodo Monte Carlo), attraverso simulazioni caratterizzate da differenti livelli di generazione installata e diverse composizioni del parco di generazione, tenendo conto quindi delle caratteristiche (taglia degli impianti, combustibile, probabilità di guasto, periodi di manutenzione, ecc.) del parco di produzione esistente e dei nuovi impianti previsti in servizio nei prossimi anni (considerati da un lato tecnicamente più evoluti e dall'altro con una maggiore aleatorietà dovuta alle nuove componenti eolica e fotovoltaica), oltre che di quelli dismessi nel periodo.

Le analisi svolte hanno permesso di stimare gli indici di affidabilità del sistema italiano - modellizzato con un approccio busbar - relativi a *Lack Of Power (LOP)* ed evidenziare il margine di riserva di sistema opportuno. Sono stati quindi calcolati indici di rischio quali il *LOLE (Loss Of Load Expectation)* e il *LOLP (Loss Of Load Probability)*, nonché l'*EENS (Expected Energy Not*

⁵⁷ In particolare le alee sulla produzione idroelettrica ed eolica giocano un ruolo determinante.

Supplied); in aggiunta è stata valutata la *Riserva di planning*⁵⁸ necessaria per far fronte alla punta di carico.

Sulla base delle esperienze internazionali e di recenti studi sull'affidabilità del sistema elettrico italiano, Terna ha definito le soglie limite degli indici di affidabilità entro cui è possibile ritenere il Sistema nazionale affidabile⁵⁹:

LOLE ≤ 10 h/anno; ***LOLP ≤ 1%;*** ***EENS ≤ 1 * 10⁻⁵ p.u.***

Dal punto di vista del modello, nelle simulazioni la rete è stata considerata sempre “disponibile” (per evidenziare il fabbisogno solo in termini di capacità di produzione) e non sono stati considerati gli scambi di energia con l'estero, ipotesi da ritenersi conservativa dato l'attuale volume di importazione dell'Italia, ma in linea con l'obiettivo di valutare il grado di autosostenibilità del solo sistema elettrico italiano.

Le analisi hanno evidenziato maggiori criticità rispetto allo scorso anno dal punto di vista dell'affidabilità del sistema. La causa principale di tali criticità è rappresentata dalla dismissione di molte unità (circa 8 GW). In generale, comunque, il parco di generazione atteso nel medio e lungo termine, se comprensivo degli impianti che hanno già fatto richiesta di connessione e da autorizzare, risulta adeguato a coprire il fabbisogno previsto, sia al 2021 che al 2025. Per contro tali analisi hanno evidenziato che la capacità di generazione attuale, comprensiva solamente di quella in costruzione, sebbene sia sufficiente a soddisfare il fabbisogno previsto al 2021, non risulta tuttavia adeguata a soddisfare il fabbisogno previsto al 2025.

In particolare lo scenario base (che prevede gli impianti esistenti, quelli dismessi e quelli in costruzione al 2015) all'anno 2021 ha evidenziato una capacità di generazione sufficiente a soddisfare il fabbisogno annuale, il cui picco è pari a circa 65 GW, con il dovuto grado di affidabilità: tutti gli indici di rischio sono nei limiti. Con questa disponibilità di generazione si avrebbe una

⁵⁸ Per riserva di planning si intende qui il margine di potenza necessario per far fronte alla punta con la affidabilità richiesta, al netto della potenza installata statisticamente comunque non disponibile alla punta (es. per accordi locali, arresti di lunga durata, indisponibilità per motivi di carattere idrologico, c.li eoliche, ...).

⁵⁹ Cfr. Terna “Piano di Sviluppo 2013” (v. Bibliografia)

potenza media disponibile alla punta annuale di oltre 67 GW e una riserva media di planning dell'ordine del 22%.

All'anno 2025 la situazione è invece più critica rispetto a quella evidenziata nel 2021. Considerando, oltre gli impianti ad oggi esistenti e le dismissioni anche quelli in corso di realizzazione al 2015, la capacità di generazione non è in grado di soddisfare, con il dovuto grado di affidabilità, il fabbisogno annuale che prevede un picco pari a 69 GW. Infatti lo scenario 2025 "base" mostra indici di affidabilità che superano le soglie limite indicate in precedenza. A differenza degli scenari al 2021, è necessario pertanto prevedere nel sistema anche impianti ad oggi non ancora autorizzati per far rientrare completamente tutti gli indici di affidabilità entro i limiti. Con questa disponibilità di generazione si avrebbe una potenza media disponibile alla punta annuale di oltre 72 GW e una riserva media di planning superiore al 24%.

Sono state effettuate simulazioni anche nel caso in cui sia prevista una elevata crescita della potenza installata da fonte non programmabile che non hanno evidenziato ulteriori criticità.

11) Conclusioni

Nelle **Tabella 23** e in **Figura 35** sono in conclusione riepilogate le cifre più significative emerse nel presente lavoro in termini assoluti e di tassi di variazione (CAGR) per gli anni orizzonte:

- *in energia – con l'evidenza dei due scenari proposti,*
- *per il carico nelle condizioni convenzionali medie ed estreme, per i medesimi due scenari in energia*
- *generazione disponibile alla punta.*

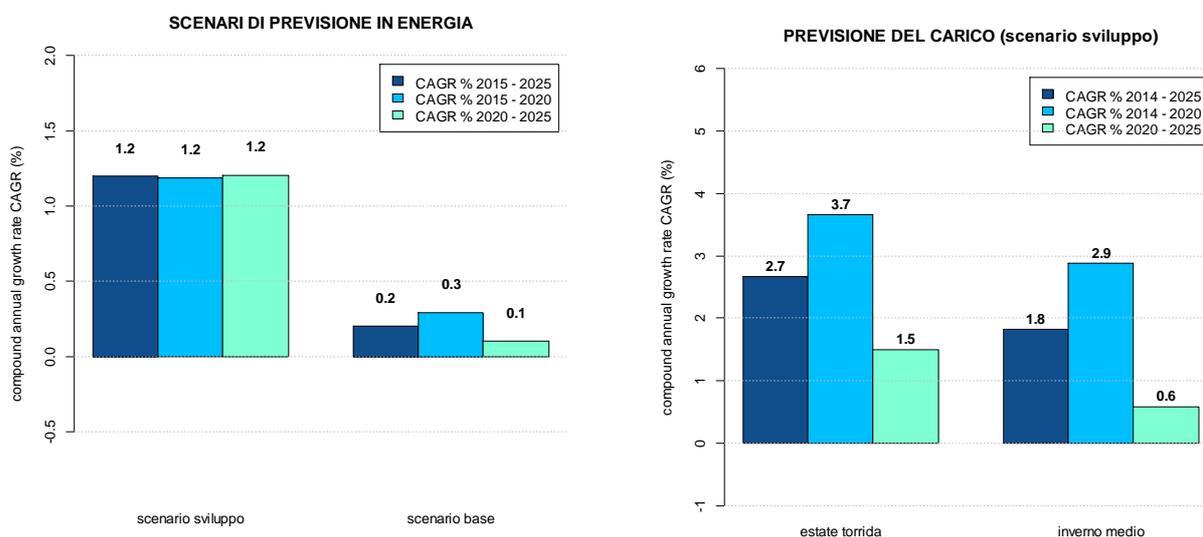
Tabella 23 - Quadro riepilogativo al 2021 e 2025 del processo di previsione

ANNO 2025				
domanda di energia elettrica	scenario di sviluppo		scenario di base	
	354 TWh		322 TWh	
domanda di potenza alla punta	inverno medio	estate torrida	inverno medio	estate torrida
	63 GW	69 GW	56 GW	61 GW
generazione disponibile alla punta				
		72 GW		
ANNO 2021				
domanda di energia elettrica	scenario di sviluppo		scenario di base	
	338 TWh		320 TWh	
domanda di potenza alla punta	inverno medio	estate torrida	inverno medio	estate torrida
	62 GW	65 GW	55 GW	60 GW
generazione disponibile alla punta				
		67 GW		

Nel 2025 la domanda di energia elettrica in Italia raggiungerà i 354 miliardi di kWh nello scenario di sviluppo mentre nello scenario di base, i volumi richiesti sono stati valutati in circa 322 miliardi di kWh.

Sulla base dello scenario di sviluppo, sono costruite le due ipotesi di previsione della domanda di potenza alla punta, allo stesso anno obiettivo. Si tratta di valori compresi tra i 69 GW nella condizione di estate torrida, rappresentativa della punta massima, e i 63 GW nella condizione di inverno medio.

Figura 35 – Riepilogo degli scenari in energia e carico: tassi medi annui di variazione (CAGR)



Il quadro della previsione si completa con le stime relative all'anno intermedio 2021. La domanda elettrica raggiungerà i 338 miliardi di kWh circa nello scenario di sviluppo, mentre nello scenario base sarà contenuta in circa 320 TWh. In corrispondenza dello scenario di sviluppo, il carico atteso sarà compreso tra 62 e 65 GW, a seconda delle citate condizioni climatiche convenzionalmente definite.

12) Bibliografia

- Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2014 – a cura di TERNA <http://www.terna.it>
- Ministero dello Sviluppo Economico – Direzione Generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche – La situazione energetica nazionale nel 2014- Luglio 2015
- Ministero dello Sviluppo Economico – La nuova Strategia Energetica Nazionale per un'energia più competitiva e sostenibile – Documento per la consultazione pubblica – Settembre 2012
- Nota di aggiornamento al Documento di Economia e Finanza – Consiglio dei Ministri – Roma, 30.9.2014
- Ministero dello sviluppo economico - Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 20 giugno 2009) – Roma, 30 giugno 2010
- Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario. Anni 2014- 2024. (dicembre 2014) – a cura Terna www.terna.it.
- Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2014 – a cura TERNA
- Ministero dello sviluppo economico – Dipartimento per l'Energia – Statistiche ed analisi energetiche e minerarie - Bilanci Energetici Nazionali – anni vari
- Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32014L0024>.
- Piano d'Azione Italiana per l'efficienza energetica 2014 (PAEE 2014) – Sintesi e Master Plan – luglio 2014 - <http://www.ufficienzaenergetica.enea.it/>
- Bertini, I.; Baldissara, B.; Castellazzi, L.; Gaeta, M. – I Piano d'Azione per l'efficienza energetica – in Energia, Ambiente e Innovazione 1/2012
- CESI – Analisi previsionali di adeguatezza della generazione del sistema italiano – Milestone 1: Analisi della adeguatezza dello scenario di generazione - settembre 2015
- Jackson, T. – Prosperity without growth – Economics for a Finite Planet – earthscan – London 2011
- EEA European Environment Agency - Achieving energy efficiency through behaviour change: what does it take? – Copenhagen 2013
- Ang, B.W., et al. – Accounting frameworks for tracking energy efficiency trends- in Energy Economics – 2010 Elsevier
- Ayres, R.; Voudouris, V. – The economic growth enigma: Capital, labour and useful energy? – Energy Policy 64 (2014)
- UNEP (2011) Decoupling natural resource use and environmental impacts from economic growth, A Report of the Working Group on Decoupling to the International Resource Panel. Fischer-Kowalski, M., Swilling, M., von Weizsäcker, E.U., Ren, Y., Moriguchi, Y., Crane, W., Krausmann, F., Eisenmenger, N., Giljum, S., Hennicke, P., Romero Lankao, P., Siriban Manalang, A. Sewerin, S.
- EU Commission – Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport – EU Energy Transport and GHG Emissions trends to 2050 – Update 2013 – Luxembourg 2014
- EU Commission – Directorate-General for Energy Economic Developments in Europe– 1 /2014
- Unione Petrolifera - Previsioni di Domanda Energetica e Petrolifera Italiana – 2015 > 2030 – Roma, Marzo 2015
- Confindustria Energia – I dati dell'energia – marzo 2014
- The 2012 EU Reference Scenario – PRIMES model results for the Reference Scenario - Draft results on Energy and CO2 Emissions – a cura di E2MLab of National Technical University of Athens – presentation at 3rd Member State Consultation Meeting – Brussels, December 6, 2012.
- European communication, COM(2014) 15 final of 22/01/2014 - A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030 and the related Impact Assessment 2030
- Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - Energy Roadmap 2050 - COM(2011) 885/2
- Comunicazione della Commissione – Orientamenti relative a determinate aiuti di Stato nell'ambito del sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra dopo il 2012 – Strasburgo, 22.5.2012 C(29012) 3230 final (IT).
- Ets, le linee guida Ue sugli aiuti di Stato agli energivori - in Staffetta quotidiana 22-5-2012
- Direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006. Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea 4/2/2006.

ENTSO-E - TYNDP 2016 – Scenario Development Report – for public consultation – 21 May 2015
https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/150521_TYNDP2016_Scenario_Development_Report_for_consultationv2.pdf

ISTAT – Nuova serie di Contabilità nazionale, marzo 2015

PROMETEIA – Banche dati e modelli regionali- Bologna, luglio 2015

Prometeia – Aggiornamento Rapporto di previsione – Settembre 2015, <http://www.prometeia.it>

Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential – Communication from the EC Commission - SEC(2006) 1173/1174/1175 – Brussels October 2006

Acquirente Unico AU - Rapporto di previsione del mercato tutelato per gli anni 2015, 2016 e 2017 - a cura di AU, Acquirente Unico – Roma, dicembre 2014
<http://www.acquirenteunico.it/sites/default/files/files/canale/files/Rapporto%20di%20previsione%202015-2017.pdf>

European Environment Agency EEA – Looking back on looking forward: a review of evaluative scenario literature – EEA Technical Report No 3/2009.

ENEA – Agenzia Nazionale per l'Efficienza Energetica - Rapporto annuale efficienza energetica RAEE 2015

Viridis, M.R. et al. (2015). Pathways to deep decarbonization in Italy, SDSN - IDDRI.
<http://deepdecarbonization.org/>

Towards a low carbon future: European Strategic Energy Technology Plan 22.11.2007 – <http://europa.eu>

U.S. Energy Information Administration EIA – Annual Energy Outlook 2012 (with Projections to 2035) – Washington DC, June 2012

OECD/IEA, International Energy Agency – World Energy Outlook 2014 – Paris 2014

OECD/IEA, International Energy Agency – World Energy Outlook Special Report – Energy and Climate Change - Paris 2015

OECD/IEA, International Energy Agency – Energy Technology Perspectives 2015 (Executive Summary) - Paris 2015

OECD/IEA, International Energy Agency – Tracking Clean Energy Progress 2015 – Paris 2015

OECD/IEA, International Energy Agency - Medium Term Energy Efficiency Market Report 2015 – Paris 2015

OECD/IEA, International Energy Agency – World Energy Model Documentation – 2013 Version - Paris 2013

OCDE/AIE, International Energy Agency – Redrawing the Energy – Climate Map – World Energy Outlook Special Report – Sintesi (Italian Translation) – Paris, 2013
<http://www.worldenergyoutlook.org/energyclimatemap/>

The World Bank - 4° Turn Down the Heat – Why a 4°C Warmer World Must be Avoided – November 2012

S.C. Bhattacharyya; G.R. Timilsina - Energy Demand Models for Policy Formulation – A Comparative Study of Energy Demand Models - The World Bank - March 2009 http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2009/03/17/000158349_20090317093816/Rendered/PDF/WPS4866.pdf

Contaldi, M.; Pantaleoni, M. – Scenari energetici aggiornati. Stima delle emissioni da biomassa – ISPRA – 23 maggio 2012

Commissione Europea – European Economic Forecasts – Spring 2015, <http://ec.europa.eu/>

OECD Organisation for Economic Co-operation and Development – Interim Economic Outlook – September 2015, <http://www.oecd.org/>

Centro Studi Confindustria – Scenari Economici n.24 (Settembre 2015) – <http://www.confindustria.it>

IMF/FMI Fondo Monetario Internazionale – WorldEconomic Outlook - (October 2015)
<http://www.imf.org>

National Grid – Future Energy Scenarios FES – UK gas and electricity transmission – July 2015
<http://fes.nationalgrid.com/>

Department of Energy & Climate Change DECC – Energy efficient products – helping us cut energy use – July 2014

Department of Energy & Climate Change DECC, et al. – Prosperous living for the world in 2050: insights from Global Calculator - <http://www.globalcalculator.org/> - 2015

Department of Energy & Climate Change DECC, et al.- The Global Calculator – Sector metrics from 2°C pathways – 2015

Harvey, F. – Yes, we can live well and avoid climate disaster, says UK government – The Guardian, 28-01-2015

Kahn, S. - *UK Energy Consumption Statistics Methods* - Department of Energy & Climate Change DECC – January 2014

Don't fear growth – it's no longer the enemy of the planet- by C. Huhne – *The Guardian* 24.8.2014

Hannesson, R. – *Energy use and economic growth 1965 – 2012* – in IAEE – 3rd Quarter 2014

Groothuis, P.A. et al. – *Do consumers want smart meters?* - *Economics of Energy & Environmental Policy* – Vol. 3 March 2014

EU Commission – *Regolamento 801/2013 del 22 agosto 2013 (apparecchiature standby)*

Banca d'Italia – *Il sistema industriale italiano tra globalizzazione e crisi (in Questioni di economia e finanza, Luglio 2013)* – <http://www.bancaditalia.it>

Faiella, I. – *The demand for energy of Italian households* – in *Temi di discussione – Banca d'Italia*, n.822 – September 2011

Banca d'Italia – *Relazione Annuale, Anno 2014 (Maggio 2015)* – <http://www.bancaditalia.it>

Ministero dell'Economia e delle Finanze – *Nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza 2015 (Settembre 2015)* - <http://www.mef.gov.it>

Ministero dello Sviluppo Economico - *Direzione Generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare - ex Divisione II – Produzione elettrica - Rapporto sull'andamento delle autorizzazioni concernenti la realizzazione o il potenziamento di centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW termici (art. 1-quater, comma 8 della Legge 27.10.2003, n. 290) – Agosto 2013 – Febbraio 2014*

EXXONMOBIL - *2014 The Outlook for Energy: A View to 2040* - <http://corporate.exxonmobil.com/en/energy/energy-outlook/global-fundamentals>

BP Energy Outlook 2035 – London, January 2014 - http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/Energy-Outlook/BP_World_Energy_Outlook_booklet_2035.pdf

Senn, L. – *I cambiamenti e il ruolo della mobilità elettrica* – in *AEIT numero 11/12 – novembre/dicembre 2013*

Kempton, W.; Tomic, J. – *Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue* - *Journal of Power Sources* 2005 – 144(2005) 268-279

Kempton, W.; Tomic, J. – *Vehicle-to-grid power implementation: from stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy* – *Journal of Power Sources* 2005. 144(1), 280-294

Kempton, W.; Dhanju, A. – *Electric Vehicles with V2G* – *Windtech International* 2006

Guille, C.; Gross, G. – *A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation* – *Energy Policy* 37 (2009)

University Duisburg Essen (coord. Proff, H.; Kilian, D.) – *Competitiveness of the EU Automotive Industry in Electric Vehicles – Final Report - Dec. 2012*

Hennings, W., et al. - *Utilization of excess wind power in electric vehicles* – *Energy Policy* 62 (November 2013)

Jargstorf, J., et al. – *Offer of secondary reserve with a pool of electric vehicles* – *Energy Policy* 62 (November 2013)

Catenacci, M. et al. – *Going electric: expert survey on the future of battery technologies for electric vehicles* – *Energy Policy* 61 (October 2013)

Calnan, P., et al. – *Modelling the impact of EVs on electric generation, costs and CO2 emissions* - *Energy Policy* 61 (October 2013)

Tseng, HK., et al. – *Affordability of electric vehicles for a sustainable transport system: an economic and environmental analysis* – *Energy Policy* 61 (October 2013)

Loisel, R., et al. – *Large-scale deployment of electric vehicles in Germany by 2030: an analysis of grid-to-vehicle and vehicle-to-grid concepts* - *Energy Policy* 65 (February 2014)

Thomas, B.A., et al. – *Should policy-makers allocate funding to vehicle electrification or end-use energy efficiency as a strategy for climate change mitigation and energy reduction? Rethinking electric utilities efficiency programs.* *Energy Policy* 67 (April 2014)

Tirez, A.; Luickx, P. - *Possible use of electric cars as balancing instrument* – CREG – Brussels <http://www.worldenergy.org/documents/congresspapers/242.pdf>

Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – *Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica* – Roma, luglio 2014

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas – *Determinazione 4 settembre 2015 n.9/15 - Agevolazioni riconosciute ai progetti pilota di cui all'articolo 14 della deliberazione 15 dicembre 2010 ARG/elt 242/10 per l'anno 2014*

Lo Schiavo, L.; Bonafede, D, - *Il ruolo del regolatore per lo sviluppo della mobilità elettrica* – in *L’Energia Elettrica* n. 35 - 2011

ENEL-HUBJECT – *Mobilità elettrica: Enel e Hubject insieme per lo sviluppo dell’eRoamig a livello europeo* – *Comunicato Stampa* 24 sett. 2014

Caleno, F. et al. - *Il ruolo dei DSO nelle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici* in *L’Energia Elettrica* – n.23 – 2011

The future of cars. Wireless wheels – *Economist* 5.9.2014

Beckman, K. – *The ineffectiveness of Energy efficiency* – in *European Energy Review* – 23/4/2010
<http://www.europaenergyreview.eu>

Beckman, K. – *Our unpredictable, bright energy future* – in *European Energy Review* – 8/4/2011

Heidel, T.D. et al. – *Gridlock in 2030?* – in *Public Utilities Fortnightly* – January 2012

Sorrell, S.; Dimitropoulos J.; Sommerville M. – *Empirical estimates of the direct rebound effect : A review* – *Energy Policy*, Vol. 37, April 2009

Turner, K.- “Rebound” effects from increased energy efficiency: a time to pause and reflect – in *Energy Journal*, Vol 34 n. 4- 2013

Elettrificazione dei consumi, nuova tariffa e pompe di calore (intervista Walter Grattieri (RSE) – in *QualEnergia* 3/7/2014

Castellucci, L. – *Le esigenze informative per ambiente ed energia* – in *XIa Conferenza di Statistica* – Roma, febbraio 2013

World Energy Council WEC – *Policies for the future* – 2011 *Assessment of country energy and climate policies* – London 2011

Autorità per l’Energia Elettrica e il gas – *Piano strategico per il triennio 2012 – 2014* – Allegato A alla *Delibera 308/2012/a del 26 luglio 2012*

ENERDATA – *Global Energy and CO2 Data* -
<http://www.enerdata.net/enerdatauk/knowledge/subscriptions/database/energy-market-data-and-co2-emissions-data.php>

ENERDATA – *EnerFuture – Global Energy Forecast*

Mulder, P. - *International Specialization, Structural Change and the Evolution of Manufacturing Energy Intensity in OECD Countries* – *The Energy Journal* – Volume 36, Issue 3, July 2015

Per la banca dati sulle temperature medie mensili: <http://temperaturemedie/Default.aspx> (sito riservato)

R Core Team (2015). *R: A language and environment for statistical computing*. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. ISBN 3-900051-07-0, URL <http://www.R-project.org/>.

13)Allegato: Quadro sinottico di recenti studi ed analisi di scenari

Titolo	Energy Technology Perspectives - 2010	Energy Technology Roadmaps
Autore e anno pubblicazione	IEA (International Energy Agency) - 2010	IEA (International Energy Agency) - Al momento sono disponibili le linee-guida relative ai seguenti temi: CCS for Power Generation and Industry, Concentrating Solar Power brochure, Efficient Industry Processes (starting with cement), Electric and Plug-in Hybrid Vehicles, Nuclear Power, Solar Photovoltaic Power brochure, Wind Energy. Altre sono in preparazione.
Riferimenti	http://www.iea.org/techno/etp/index.asp	http://www.iea.org/G8/docs/Roadmaps_g8july09.pdf http://www.iea.org/subjectqueries/keyresult.asp?KEYWORD_ID=4156
Descrizione	Esamina le future possibili opzioni tecnologiche per la generazione elettrica e per i principali settori di uso finale dell'energia. Lo studio descrive la transizione verso un futuro sostenibile e fornisce delle linee-guida (roadmaps) sulle tecnologie al fine di tracciarne l'evoluzione. Sono scenari e non previsioni. Hanno orizzonte 2050 e si riferiscono al mondo.	Sono una serie di lavori, preparati su incarico del G8, che si ricollegano anche ad altri studi IEA e rappresentano una parte di Energy Technology Perspectives - 2010. Lo scopo è di accelerare lo sviluppo di tecnologie energetiche a basso contenuto di carbonio al fine di limitare le emissioni di CO2 al 2050 al 50% di quelle del 2005. Per la loro redazione, la IEA ricorre ad ampie consultazioni di istituti di ricerca e di esperti. Hanno orizzonte 2050 e si riferiscono al mondo.
Contenuto	Si confronta lo Scenario Base (quello di riferimento nel World Energy Outlook 2009, esteso al 2050) con diverse varianti dello scenario Blue Map. Il primo è costruito nell'ipotesi di assenza di nuove politiche energetiche e ambientali mentre gli scenari Blue Map comprendono l'obiettivo del dimezzamento delle emissioni di CO2 legate al consumo di energia.	Ciascuna linea guida identifica le azioni prioritarie per i governi, le industrie, la società civile ed esprime il consensus internazionale riguardo alle tappe dello sviluppo tecnologico, agli aspetti normativi ed agli investimenti necessari.
Risultati	Nello scenario Blue Map il consumo di energia primaria diminuisce di oltre il 25%; le fonti rinnovabili rappresentano il 48% della produzione, il nucleare il 23%; le emissioni di CO2 legate all'elettricità si riducono del 76% ; la quota di prodotti petroliferi nel settore trasporti scende al 50%.	

Titolo	Modelli Primes	Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (Dir 2009/28/CE)
Autore e anno pubblicazione	Università di Atene. Vari anni.	MSE - 30 Giugno 2010
Riferimenti	http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/PRIMSD.pdf ; http://www.e3mlab.ntua.gr/DEFAULT.HTM	http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm
Descrizione	PRIMES is a modelling system that simulates a market equilibrium solution for energy supply and demand in the European Union (EU) member states. The system reflects considerations about market economics, industry structure, energy/environmental policies and regulation. PRIMES is conceived for forecasting, scenario construction and policy impact analysis. Sono modelli di medio-lungo periodo. Sono stati applicati ai Paesi europei.	Dato l'obiettivo nazionale generale di utilizzo delle FER fissato nella Dir 2009/28/CE, il Piano delinea gli obiettivi dei tre settori e la traiettoria di conseguimento (Cap.3) dopo aver presentato due scenari relativi al consumo finale lordo di energia al 2020. Il Piano indica anche le misure per il conseguimento degli obiettivi. L'orizzonte è il 2020.
Contenuto	It is modular and allows either for a unified model use or for partial use of modules to support specific energy studies. The model fully integrates the national within the multinational energy system (for oil refinery, gas supply to Europe and generation and trade of electricity). Demand is evaluated at a national level.	Lo scenario "di riferimento" interpola i valori 2010, 2015 e 2020 dello scenario BASELINE dello studio Primes 2009 e quindi tiene conto solo delle misure di efficienza introdotte fino al 2009. Lo scenario "di efficienza energetica supplementare" è quello dove si conseguono gli obiettivi.
Risultati	Scenario Baseline.	Scenario "di riferimento" e scenario "di efficienza energetica supplementare".

T i t o l o	Ten-year Network Development Plan 2010-2020	ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2011-2025
A u t o r e e a n n o p u b b l i c a z i o n e	Entso-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) - Giugno 2010	Entso-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) - 2011
R i f e r i m e n t i	https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf	https://www.entsoe.eu/system-development/soaf-2011-2025/
D e s c r i z i o n e	Lo sviluppo della rete a livello pan-europeo deve tener conto della nuova regolamentazione comunitaria e dei collegati Piani d'Azione Nazionali. Non essendo allora disponibili i PAN, il TYNDP fa riferimento al Rapporto Entso-e SAF. Si considera un periodo di dieci anni: 2010-2020.	Preparato su dati raccolti dai TSO/corrispondenti nazionali a fine settembre 2010. Contiene l'analisi dell'adeguatezza del parco di generazione.2011-2025. Ambito ENTSO-E, macro-regioni e nazionale.
C o n t e n u t o	Informazioni sui progetti di investimento di rilevanza europea; previsioni sul sistema di generazione; scenari per domanda di potenza. Tutto ciò a seguito della consultazione degli stakeholder.	Lo Scenario A considera gli impianti che sicuramente verranno realizzati nel periodo e quelli dismessi. Lo Scenario B considera anche gli impianti che ragionevolmente verranno realizzati. Lo Scenario EU 2020 è costruito per soddisfare gli obiettivi 20-20-20. Nelle previsioni di carico e di consumo, molti TSO considerano l'influenza del GDP.
R i s u l t a t i	Si ottiene uno scenario di tipo "bottom-up".	Scenario A - Conservativo e B - Migliore stima. Scenario EU 2020 [v. citazioni nel testo]

Titolo	Roadmap 2050 - Practical guide to a prosperous, low-carbon Europe
Autore e anno pubblicazione	European Climate Foundation (ECF). The Roadmap is based on extensive technical, economic and policy analyses conducted by five leading consultancies: Imperial College London, KEMA, McKinsey & Company, Oxford Economics, and the Office of Metropolitan Architecture, in addition to the involvement of utilities, transmission operators and NGOs (Terna appare tra i soggetti consultati per il primo volume).
Riferimenti	http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf
Descrizione	It is a project in support of the climate and energy goals set by the EU's Heads of State and Government of reducing Europe's GHG emissions by 80-95% by 2050. I prezzi della CO2 si rifanno a quelli IEA-WEO 2009 (Vedi Appendice F). C'è un capitolo dedicato alla Trasmissione.2010-2050. EU27. Sebbene non compaiano i relativi dati, nell'articolazione regionale mostrata nell'Appendice A l'Italia viene considerata insieme a Malta.
Contenuto	The Roadmap examines several decarbonization scenarios for the power sector and, based on a back-casting methodology, sets out the near-term implications of this long-term commitment.
Risultati	Scenario Baseline e tre "Decarbonized pathways scenarios".

Titolo	EU27 - Energy [R]evolution Scenario 2012
Autore e anno pubblicazione	<p>Greenpeace, EREC (European Renewable Energy Council). Ottobre 2012.</p> <p>Created on 13 April 2000, EREC is the organisation of the European renewable energy industry, trade and research associations. EREC represents an industry with an annual turnover of EUR 70 billion and providing over 550.000 jobs. The report was developed in conjunction with specialists from the Institute of Technical Thermodynamics at the German Aerospace Centre (DLR); Utrecht University; University of Technology, Sydney.</p>
Riferimenti	http://www.energyblueprint.info/1638.0.html?&L=0
Descrizione	<p>E' uno studio dedicato all'Unione Europea, con orizzonte al 2050.</p> <p>Two different kinds of scenarios are used here to characterise the wide range of possible pathways for a future energy supply system: a Reference scenario, reflecting a continuation of current trends and policies, and one Energy [R]evolution scenario, which is designed to achieve a set of dedicated environmental policy targets.</p>
Contenuto	<p>I due scenari condividono le ipotesi sulla crescita della popolazione (542 milioni al 2050, fonte Proiezioni UNEP 2010) e del Pil (+1,6% sul periodo 2009-2050).</p> <p>Il Reference scenario si basa sul Current Policies scenario pubblicato dalla International Energy Agency (IEA) nel World Energy Outlook 2011.</p> <p>Nel Reference scenario la domanda di energia primaria aumenta del 5%, fino a toccare quasi i 73mila PJ/a nel 2050. Al contrario, nell'Energy [R]evolution Scenario diminuisce del 35%, portandosi a 45.500 PJ/a nel 2050.</p> <p>Riguardo alla domanda di energia elettrica, nell'Energy [R]evolution Scenario a partire dal 2015 si riduce la domanda dei tre principali settori (industria, residenziale, terziario), ma non la domanda complessiva, che sale a circa 3300 TWh/a nel 2050 a causa della crescita attesa nell'uso dei veicoli elettrici e delle pompe di calore e della richiesta legata alla produzione di idrogeno. La corrispondente domanda di energia elettrica del Reference Scenario è più alta del 16% in quanto mancano i guadagni di efficienza considerati nel [R]evolution Scenario.</p>

T i t o l o	National Policy Statements for Energy Infrastructure
A u t o r e e a n n o p u b b l i c a z i o n e	Department of Energy & Climate Change (DECC) - UK. Luglio 2011. E' un insieme di sei documenti del governo inglese: cinque "technology-specific" ed uno dedicato alle problematiche comuni a più tipi di infrastrutture. I NPS sono stati approvati dalla House of Commons dopo le modifiche introdotte a seguito del processo di pubblica consultazione. I documenti prendono a riferimento le più recenti proiezioni in materia di domanda di energia e di emissioni, che scontano le politiche definite nel Low Carbon Transition Plan e nel Household Energy Management Strategy.
R i f e r i m e n t i	http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/consents_planning/nps_en_infra/nps_en_infra.aspx ; http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/about/ec_social_res/analytic_projs/en_emis_projs/en_emis_projs.aspx
D e s c r i z i o n e	I documenti non rappresentano una programmazione del settore energetico (il cui concreto sviluppo è affidato agli operatori), ma esprimono il quadro di riferimento ossia la strategia nazionale in materia di energia, fornendo una guida alle valutazioni che l'Infrastructure Planning Commission (IPC) dovrà effettuare delle richieste relative ai grandi progetti di infrastrutture energetiche. Lo sviluppo di tali infrastrutture è considerato necessario per conseguire gli obiettivi in materia di politica energetica e di cambiamento climatico, ma vi è ampia consapevolezza che esse comportano degli impatti negativi di cui tener conto e quindi, come richiesto dalla Strategic Environmental Assessment Directive (2001/42/EC), ogni NPS include un ampio capitolo dedicato all' Appraisal of Sustainability. La valutazione è relativa a molti aspetti: clima, flora, fauna, rumore, salute, paesaggio, eguaglianza, ecc. I documenti contengono anche delle considerazioni sulle possibili alternative.
C o n t e n u t o	La definizione di strategie e di scenari energetici deve tener conto degli obiettivi già definiti in materia di emissioni. The Climate Change Act (2008) ha fissato un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, che rispetto al livello del 1990 dovranno scendere almeno del 34% al 2020 e dell'80% al 2050. Il conseguimento di questi obiettivi richiede la disponibilità di nuove infrastrutture energetiche a basso contenuto di carbonio, il cui sviluppo rappresenta l'obiettivo dei vari NPS. L'orizzonte trapiurato è il 2025 e il quadro di riferimento in termini di prezzi, domanda energetica, impianti di generazione, ecc. è dato dalle più recenti proiezioni energetiche del DECC. In particolare, per motivi prudenziali, si fa riferimento allo scenario con alti prezzi dei combustibili fossili e del carbonio.
R i s u l t a t i	Per quanto riguarda il settore elettrico, si stima che degli attuali 85 GW di potenza ne verranno dismessi 22 al 2020. Al 2025 la capacità necessaria è valutata in 113 GW (di cui 59 GW di nuova costruzione); oltre il 30% di tale capacità sarà alimentata da fonti rinnovabili. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili, necessario per raggiungere l'obiettivo di una quota di rinnovabile pari al 15% della domanda totale di energia al 2020, spingerà la richiesta di energia elettrica, malgrado l'attuazione di politiche volte ad aumentare l'efficienza energetica. Di conseguenza, al 2025 i consumi finali di energia risulteranno pari a 144,5 milioni di tep, un livello inferiore del 3,4% rispetto a quello del 2009 mentre i consumi finali di energia elettrica sono valutati pari a 29,5 milioni di tep, superiori del 4,0% a quelli del 2009.

Titolo	BP Energy Outlook 2035
Autore e anno pubblicazione	BP - Febbraio 2015
Riferimenti	http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook-2035.html
Descrizione	Il volume contiene la previsione dei trend energetici futuri ritenuti più probabili e dei fattori che possono influenzarli, come la crescita economica e demografica e gli sviluppi tecnologici e delle politiche (energetiche, ambientali, ecc.). Le previsioni sono riferite alle seguenti aree: Nord America, Centro e Sud America, Europa, Paesi dell'ex-Unione Sovietica, Medio Oriente, Africa, Asia Pacifico, OCSE e Paesi non-OCSE
Risultati	<p>Lo scenario demografico ipotizza un livello di 8,7 miliardi di persone al 2035; nello stesso periodo (2013-2035), il reddito mondiale cresce più del doppio, così che il reddito procapite nell'anno finale risulta più alto del 75%.</p> <p>La domanda di energia primaria cresce mediamente dell'1,4% l'anno, ma la crescita media nei paesi OCSE è appena dello 0,1% annuo mentre è del 2,2% m.a. nei paesi non-OCSE. C'è un generale rallentamento nell'evoluzione dei consumi energetici, ma sono i paesi asiatici non-OCSE che realizzano la maggiore frenata, passando da un tasso di crescita del 7% m.a. nel primo decennio del secolo all'atteso 2,5% m.a. Questi andamenti risultano sia dalla decelerazione della crescita economica sia dalla crescente riduzione dell'intensità energetica.</p> <p>Le emissioni totali di carbonio legate al settore energetico aumentano del 25% tra il 2013 ed il 2035, pur rallentando in termini di crescita media annua (da +2,5% della passata decade a +1% fino al 2035). Nel complesso rimanendo al di sopra dei limiti consigliati dalla comunità scientifica.</p> <p>L'energia primaria utilizzata nella generazione elettrica aumenta sia nelle economie mature sia in quelle in via di industrializzazione, passando dal 42% nel 2012 al 47% nel 2035.</p> <p>Riguardo al fuel mix, si prevedono i seguenti ritmi di crescita per anno: + 0,8% per il petrolio; +0,8% per il carbone e +1,9% per gas. Le fonti fossili resteranno così predominanti al 2035, rappresentando circa l'81% del totale combustibili (86% nel 2013)</p> <p>La produzione di origine nucleare è prevista aumentare dell'1,8% annuo. Le fonti rinnovabili crescono del 6,3% l'anno.</p>

Titolo	Energy [R]evolution – A Sustainable World – Energy Outlook 2015 100% Renewable energy for all
Autore e anno pubblicazione	<p>Greenpeace, Global Wind Energy Council (GWEC), SolarPower Europe Settembre 2015.</p> <p>GWEC è l'associazione internazionale che rappresenta l'industria della produzione di energia di fonte eolica.</p> <p>SolarPower Europe è un'organizzazione che sostiene gli interessi dell'industria del fotovoltaico.</p> <p>Il Rapporto è stato redatto con la collaborazione di alcuni istituti del Centro Aerospaziale Tedesco (DLR), dell'Università of Technology di Sydney e dell'Università di Utrecht in Olanda.</p>
Riferimenti	http://www.greenpeace.org/international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/
Descrizione	<p>Il Rapporto propone tre Scenari al 2050 riferiti al mondo ed a dieci diverse macroaree (per l'Europa si fa riferimento all'aggregato OECD Europe).</p> <p>Il Reference Scenario corrisponde al Current Policies Scenario (CPS) del WEO 2014 della IEA e riflette il proseguimento degli attuali trend. L'Energy [R]evolution Scenario conduce ad una situazione di larga decarbonizzazione ed infine l'Advanced Energy [R]evolution Scenario realizza una totale decarbonizzazione al 2050.</p>
Contenuto	<p>Le tre variabili che guidano la domanda di energia nel lungo periodo sono: andamento della popolazione, andamento del PIL, andamento dell'intensità energetica.</p> <p>I tre scenari condividono le ipotesi UNEP sulla crescita della popolazione (dagli attuali 7,3 miliardi di persone a 9,5 miliardi al 2050,) e del Pil (+3,1% m.a. sul periodo 2012-2050 per il mondo, +1,5% il corrispondente valore per l'OECD Europe). Infine, l'intensità energetica decresce in tutti gli scenari grazie ai guadagni di efficienza energetica, ma in misura diversa: -1,85% per anno nel Reference scenario (corrispondente ad una riduzione cumulata del 51% dell'intensità energetica al 2050); -3,45% per anno nell'Energy [R]evolution Scenario e -3,55% per anno nell'Advanced Energy [R]evolution Scenario (con -75% di riduzione cumulata dell'intensità al 2050).</p> <p>Risultati. La domanda di energia finale cresce del 65% nel Reference S. mentre si riduce del 12% nei due Energy [R]evolution Scenario. La domanda elettrica aumenta nell'Energy [R]evolution Scenario da 18.860 TWH nel 2012 a 37.000 TWH nel 2050, malgrado i guadagni di efficienza in tutti i settori di consumo (per un risparmio totale di 16.700 TWH), a seguito dell'aumento degli standard di vita e dell'elettrificazione dei trasporti. Nell'Advanced Energy [R]evolution Scenario la domanda elettrica sale oltre i 40.000 TWh, di cui 8.100 TWh vengono assorbiti da veicoli elettrici e ferrovie.</p> <p>La quota di rinnovabili elettriche, a livello mondiale, dovrebbe passare dall'attuale 21 per cento al 64 per cento. In corrispondenza, le emissioni di carbonio potrebbero diminuire da 30 giga tonnellate annue a 20 giga tonnellate entro il 2030.</p> <p>Sostenibilità finanziaria. Il Rapporto stima, per l'Advanced Energy [R]evolution Scenario, che l'investimento aggiuntivo medio nelle rinnovabili sarebbe di circa 1000 miliardi di dollari l'anno, contro un risparmio medio legato al mancato uso di combustibili fossili di 1070 miliardi di dollari l'anno, quindi più degli investimenti necessari per la completa transizione verso le rinnovabili.</p>

Titolo	Energy Technology Perspectives 2015 – Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action
Autore e anno pubblicazione	IEA – International Energy Agency; 2015.
Riferimenti	http://www.iea.org/etp/etp2015/
Descrizione	Il Rapporto sottolinea la necessità di rafforzare ed accelerare le innovazioni nell'ambito delle tecnologie energetiche a ridotto contenuto di carbonio al fine di conseguire l'obiettivo climatico di contenere entro i 2 gradi centigradi l'aumento della temperatura media mondiale al 2050
Contenuto	<p>Il settore energetico ha sperimentato, da oltre un secolo, profondi cambiamenti che sono intervenuti sia a livello produttivo che di utilizzo finale. I più recenti obiettivi ambientali presuppongono l'adozione di tecnologie ancora migliori, la cui realizzazione richiede un impegno consapevole anche da parte dei policy makers.</p> <p>Attualmente le spese globali in ricerca e sviluppo in ambito energetico sono stimate pari a 17 miliardi di dollari, ma questa cifra dovrebbe triplicare per rappresentare un sostegno adeguato. Un impegno finanziario di tale entità richiederebbe inoltre l'intervento dei capitali privati accanto a quelli pubblici.</p> <p>Il Rapporto contiene un'analisi dei trend di lungo periodo nel settore energetico, centrata sulle tecnologie "pulite". L'adozione di tali tecnologie richiede però, almeno inizialmente, la creazione da parte dei regolatori pubblici di opportunità di mercato per coloro che scelgono di innovare, così da stimolare gli investimenti in quei campi.</p> <p>Le analisi sono condotte facendo riferimento ai tre scenari presentati nel WEO (World Energy Outlook, vedi cap. 4), per ognuno dei quali si disegna il mix di tecnologie energetiche necessarie per ottenere un certo risultato ambientale. Nello scenario "2° C" le emissioni di carbonio sono inferiori del 40% rispetto a quelle dello scenario "business-as-usual", inoltre migliora la sicurezza energetica e la convenienza economica, dato che per ogni dollaro investito nelle nuove tecnologie energetiche si risparmiano quasi tre dollari di combustibile al 2050.</p>

14) Allegato: Elementi della politica in materia di clima ed energia



Direttiva 2006/32/CE (Efficienza Energetica)
Obiettivo nazionale di risparmio energetico del 9% al 2016 mediante Piani d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE)



PAEE 2007
PAEE 2011
PAEE 2014



Conclusioni Consiglio Europeo 8-9 marzo 2007
Obiettivi al 2020 (20 – 20 – 20)
riduzione emissioni gas effetto serra almeno del 20% rispetto 1990
aumento efficienza energetica per ottenere un risparmio dei consumi energetici dell'UE del 20% rispetto alle proiezioni del Libro Verde sull'efficienza
conseguimento di una quota del 20% di energie rinnovabili nel totale dei consumi energetici UE



Pacchetto clima - energia (dicembre 2008)
Si compone di vari provvedimenti legislativi miranti a realizzare gli obiettivi della Strategia 20 – 20 -20

1. **Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili** (Direttiva 2009/28/EC)
2. **Direttiva Emission Trading** (Direttiva 2009/29/EC)
3. **Direttiva sulla qualità dei carburanti** (Direttiva 2009/30/EC)
4. **Direttiva Carbon Capture and Storage - CCS** (Direttiva 2009/31/EC)
5. **Decisione Effort Sharing** (Decisione 2009/406/EC)



Direttiva 2009/28/CE (Fonti Rinnovabili)
Fissa un obiettivo nazionale per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia al 2020, in coerenza con l'obiettivo globale UE 20-20-20 ed al fine di limitare le emissioni di gas ad effetto serra. Le misure per raggiungere l'obiettivo sono definite nei Piani d'Azione Nazionali per le energie rinnovabili (PAN).
Per l'Italia, la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia al 2020 è fissata al 17%.



PAN 2010



Comunicazione (2010) 2020 def. - EUROPA 2020
Strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva

Fissa cinque obiettivi da raggiungere entro il 2020:
 portare almeno al 75% il tasso di occupazione delle persone di età compresa tra 20 e 64 anni;
 investire il 3% del prodotto interno lordo in ricerca e sviluppo;
 ridurre le emissioni di gas serra almeno al 20%, portare al 20% la quota di energie rinnovabili e aumentare l'efficienza energetica del 20%;
 ridurre il tasso di abbandono scolastico a meno del 10% e portare almeno al 40% il tasso dei giovani laureati;



Comunicazione (2010) 639 def. - ENERGIA 2020
Strategia per un'energia competitiva, sostenibile e sicura.



Comunicazione (2011) 109 def.
Piano di efficienza energetica 2011

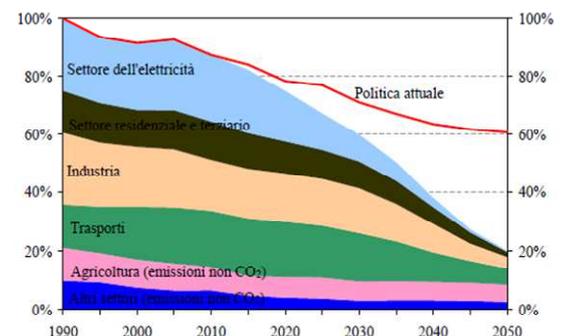
Si riaggancia alle strategie "Europa 2020" e "Energia 2020".
 La Commissione presenta delle proposte per:
 promuovere un'economia compatibile con le risorse del pianeta;
 attuare un sistema che produce poche emissioni di carbonio;
 rafforzare l'indipendenza energetica dell'UE;



Comunicazione (2011) 112 def.
Una tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio nel 2050

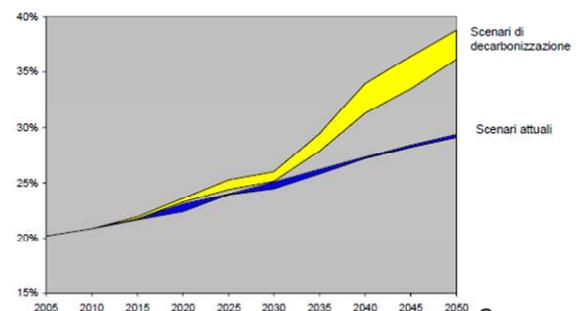
Propone una roadmap per prospettive d'azione fino al 2050, che consentirebbe all'UE di conseguire l'obiettivo concordato di ridurre le emissioni di gas serra dell'80-95% entro il 2050 rispetto al 1990, al fine

Figura 1: emissioni di gas serra dell'UE - verso una riduzione interna dell'80% (100% = 1990)



Comunicazione (2011) 885 def.
Tabella di marcia per l'energia 2050
 Vengono esaminate le sfide da affrontare per conseguire l'obiettivo UE della decarbonizzazione, assicurando al contempo la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la competitività.
 Ruolo rilevante riconosciuto all'energia elettrica.

Grafico 2: Quota dell'elettricità nello scenario attuale e negli scenari di decarbonizzazione (in % della domanda finale di energia)





Direttiva 2012/27/UE (Efficienza Energetica)

Stabilisce un quadro comune di misure per la promozione dell'efficienza energetica al fine di garantire il conseguimento dell'obiettivo relativo all'efficienza energetica del 20% entro il 2020. Importanza alle prestazioni energetiche degli immobili e al ruolo degli Enti pubblici.

Abroga la Dir 2006/32/CE.

Fissa l'obbligo per gli Stati di pubblicare dei Rapporti annuali sull'Efficienza Energetica, e dei Piani d'azione nazionali sull'Efficienza Energetica, con cadenza



DLgs 102/2014

Recepisce la Direttiva 2012/27/UE

Obiettivo: riduzione al 2020 di 20 milioni di tep dei consumi di



Strategia Energetica Nazionale –
Decreto Ministro dello Sviluppo
Economico e Ministro dell'Ambiente
e della Tutela del Territorio e del
Mare - 8 marzo 2012

Contenuto SEN

Vengono fissate quattro finalità per la politica energetica: aumento competitività, tutela ambiente, miglioramento sicurezza approvvigionamento, rafforzamento crescita economica.

La realizzazione di tali finalità è affidata al conseguimento di una serie di obiettivi concreti, per i quali sono previste misure a supporto, relativi a sette priorità: efficienza energetica; sviluppo mercato competitivo e hub del gas sud-europeo, sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili, sviluppo



Conclusioni Consiglio Europeo 23-24 ottobre 2014
Pacchetto clima – energia 2030

Sono stati approvati quattro obiettivi al 2030:

- ◆ un obiettivo UE vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 40% rispetto ai livelli del 1990 (che verrà ripartito fra i diversi Paesi Ue in obiettivi nazionali vincolanti);
- ◆ un obiettivo, vincolante a livello dell'UE, di consumo di energie rinnovabili di almeno il 27%;
- ◆ un obiettivo, indicativo a livello dell'UE, di miglioramento dell'efficienza energetica di almeno il 27% rispetto alle attuali proiezioni del consumo di energia;
- ◆ sostenere il completamento urgente, non oltre il 2020, del mercato interno dell'energia realizzando l'obiettivo del 10% per le interconnessioni elettriche esistenti, in particolare per gli Stati baltici e la penisola iberica, al fine di arrivare a un obiettivo del 15% entro il 2030.

Questo quadro è coerente con quello prefigurato al 2050 e fornisce un contributo al nuovo accordo globale sui cambiamenti climatici, che verrà delineato nella prossima Conferenza delle parti – COP 21 - di Parigi (Dicembre 2015) ed entrerà in vigore nel 2020.

Secondo le previsioni, in media gli investimenti aggiuntivi annui ammontano a 38 miliardi di euro per l'intera UE per il periodo dal 2011 al 2030. La spesa sarà in gran parte compensata dal risparmio di combustibile. Più della metà degli investimenti necessari riguarderà i settori edilizio e terziario.

La Commissione ha presentato alla fine di febbraio 2015 le sue proposte legislative iniziali per l'attuazione del quadro per le politiche

SEN – Obiettivi al 2020

Efficienza energetica

	Consumi di energia primaria al 2020	Variazione su scen. Inerziale	Risparmio da importazioni*	Riduzione emissioni CO ₂
	Mtep		Mld € / anno	MT / anno
Scenario inerziale (da modello Primes 2008)	209			
Obiettivo europeo 20-20-20 In assenza di misure post 2010	167	-20%		
	178	-15%		
Scenario SEN	168	24%	8	55

* Rispetto al valore 2011 (62 MLD €)

Strumenti

Normative e standard; Certificati Bianchi; Incentivi Conto Termico; detrazioni fiscali.

Fonti rinnovabili

	Incidenza % fonti rinnovabili		
	Settore elettrico	Settore termico	Trasporti
Consuntivo 2010	22	9	5
Obiettivo europeo 20-20-20	26	17	10
Scenario SEN	35 - 38 (~120 - 130 TWh, ~10 - 11 Mtep)	20 (~ 11 Mtep)	10 (~ 2,5 Mtep)

SEN – Orientamenti al 2050

* Riduzione dei consumi primari in un range dal 17 al 26% rispetto al 2010. In particolare, saranno fondamentali gli sforzi nell'area dell'edilizia e dei trasporti.

* Forte penetrazione delle energie rinnovabili, che dovrebbero arrivare al 60% dei consumi finali lordi e toccare livelli ancora più elevati nel settore elettrico. Necessario un ripensamento delle infrastrutture di rete e mercato.

* Un incremento sostanziale del grado di elettrificazione, che dovrà quasi raddoppiare al 2050 (raggiungendo almeno il 38%), in particolare nei settori termico e dei trasporti. Ciò al fine di realizzare gli obiettivi di decarbonizzazione (dando per scontato l'abbattimento delle emissioni nella generazione elettrica).

* Il mantenimento di un ruolo chiave del gas per la transizione energetica, nonostante una riduzione del suo peso percentuale e in valore assoluto nell'orizzonte dello scenario.

**Obiettivi e risparmi energetici conseguiti per settore
(energia finale, Mtep/anno)**

	Obiettivi di riduzione consumi al 2016*	Risparmi conseguiti 2005-2013**	Conseguimento obiettivo in %
Residenziale	5,16	4,45	86,2
Terziario	2,11	0,21	9,7
Industria	1,73	2,03	117,0
Trasporti	1,87	0,88	46,7
Totale	10,88	7,56	69,5

La riduzione di 10,88 Mtep/anno di energia finale è calcolata rispetto alla media dei consumi registrati nel periodo 2001-2005 nei settori non ETS.

	Obiettivi di riduzione consumi al 2020***	Risparmi conseguiti 2011-2013**	Conseguimento obiettivo in %
Residenziale	3,67	1,31	35,7
Terziario	1,23	0,07	5,7
Industria	5,10	1,36	26,7
Trasporti	5,50	0,47	8,5
Totale	15,50	3,21	20,7

La riduzione di 15,5 Mtep/anno di energia finale (corrispondenti a circa 20 Mtep/anno di energia primaria) corrisponde , come previsto dalla SEN 2013, ad una riduzione di circa il 24% dei consumi rispetto allo scenario europeo di riferimento al 2020 contenuto in Primes 2008 (ossia 158 Mtep contro 209 Mtep; il valore obiettivo SEN è inferiore ai 167 Mtep considerati nella strategia Europa 2020, indicati come 20-20-20).

* Come indicati nel Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica 2011

** Fonte: ENEA- Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2015 (Dati 2013)

*** Come indicati nel Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica 2014

15) Allegato: Nota metodologica sul calcolo del valore aggiunto settoriale

Dopo la revisione generale della contabilità nazionale operata dall'ISTAT, l'intensità elettrica settoriale è espressa in kWh per euro di valore aggiunto (al costo dei fattori) espresso come valori concatenati con anno di riferimento il 2005.

Il passaggio da misure di volume a base fissa (i precedenti valori a prezzi costanti) a misure di volume a base mobile (gli attuali valori concatenati) solleva il problema della mancanza di additività delle serie quando si voglia ottenere il valore di un aggregato dalla semplice somma delle serie elementari, in valori concatenati, che lo compongono.

Attualmente, in si considera una disaggregazione in 16 settori del valore aggiunto totale, mentre l'ISTAT ha pubblicato una ricostruzione aggiornata e molto più dettagliata dei dati dal 1992. Data questa premessa, per ottenere i valori concatenati riferiti ai 16 settori di interesse erano possibili due alternative:

- a) procedere all'aggregazione dei valori settoriali (pubblicati dall'Istat) a valle del processo che consente di ottenere i valori concatenati;
- b) procedere dapprima all'aggregazione dei valori settoriali e poi svolgere la procedura di calcolo dei valori concatenati.

E' stata scelta la seconda alternativa (confortati anche dall'assenso dell'Istat) perché più rispettosa dei principi teorici sottostanti i nuovi metodi di calcolo adottati per la contabilità nazionale.

La procedura è quindi la seguente:

- si considerano i valori aggiunti ai prezzi correnti al maggior livello di dettaglio pubblicati dall'Istat e si aggregano secondo lo schema desiderato;
- la stessa cosa si ripete sui valori aggiunti espressi ai prezzi dell'anno precedente;
- da questi due insiemi di valori si ricavano i tassi annui di crescita in termini reali dei valori aggiunti settoriali;
- dalle variazioni reali si ottiene un indice di quantità per ogni serie settoriale;
- si applica l'indice di quantità al valore monetario di un anno qualsiasi (in questo caso il 2005) ottenendo così, per ogni settore, una serie temporale di valori aggiunti in livello concatenati.