

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA
IN ITALIA E DEL FABBISOGNO DI POTENZA
NECESSARIO
ANNI 2011 - 2021**

30 settembre 2011

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2011 – 2021**

INDICE

1. Introduzione	3
2. Struttura del documento	6
3. Riferimenti normativi	8
4. Contesto energetico	9
4.1. Bilancio Energetico Nazionale BEN	9
4.2. I Piani d’Azione in Italia	10
4.3. Elettrificazione della domanda: il WEO di IEA	13
4.4. Gli Scenari delle Agenzie italiane	15
5. Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica	20
5.1. La crescita economica	20
5.2. L’evoluzione storica della domanda di energia elettrica	25
5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica	30
5.4. Confronti internazionali sull’intensità elettrica	35
6. Considerazioni di sintesi sugli andamenti di lungo periodo (decennali)	41
7. Previsione della domanda elettrica in energia	45
7.1. Previsione per le aree geografiche	52
7.2. Previsione settoriale	54
8. Le previsioni della domanda nei Paesi ENTSO-E	58
9. Previsioni della domanda in potenza	60
9.1. L’evoluzione storica delle ore di utilizzazione	63
9.2. Metodologia di previsione	65
9.3. Risultati	65
10. Le previsioni del carico nei Paesi ENTSO-E	70
11. Stima del fabbisogno di potenza necessario	72
12. Conclusioni	75
13. Bibliografia	78
14. Allegato: Quadro sinottico di recenti studi ed analisi di scenari	80

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2011- 2021**

1. Introduzione

Questo documento contiene l'aggiornamento annuale delle previsioni di medio-lungo termine per l'Italia della *domanda elettrica - in energia e in potenza* - e del *fabbisogno di potenza* necessario¹.

Tra le principali conclusioni:

- i) una crescita della domanda di energia elettrica per il prossimo decennio compresa tra uno scenario di sviluppo, che prevede una evoluzione ad un tasso medio annuo del +1,8%, e uno scenario base, in cui si ipotizza una intensità elettrica contenuta, con un tasso di crescita pari a +0,7% per anno;***
- ii) correlata allo scenario di sviluppo, una evoluzione della punta di carico ad un tasso medio tra +1,8% e +2,4% p.a.;***

¹ Il lavoro è giunto quest'anno alla undicesima edizione. La prima edizione – predisposta in ottemperanza a varie disposizioni tra le quali quelle contenute in Dlgs 79/99, Del. AEEG 95/01, Convenzione di Concessione 17/7/2000, etc. – è infatti del 2001. La raccolta delle previsioni dal 2005 – anno in cui Terna è subentrata nell'attività – è depositata in: http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/previsioni_domanda_elettrica.aspx

iii) per la copertura del carico massimo nel 2021 si stima adeguato un fabbisogno di generazione disponibile di 90-100 GW.

Di seguito alcuni degli elementi di novità sulla domanda di energia elettrica e sugli usi finali, che appaiono meritevoli di essere evidenziati nella presente edizione:

lento recupero della domanda

la flessione di straordinaria ampiezza della domanda di energia elettrica registrata nel 2009, -5,7% rispetto al 2008, è stata in parte recuperata nell'anno 2010. Il rimbalzo è stato di tutta evidenza, +3,2% rispetto al 2009, anche se difficilmente tale livello di crescita potrà replicarsi nei prossimi anni. La fase di recupero sui livelli del 2007-2008 precedenti la crisi, si conferma infatti graduale, anche alla luce degli andamenti altalenanti della richiesta mensile di energia elettrica nei primi mesi del 2011;

ampliamento degli orizzonti

le motivazioni strategiche legate all'approvvigionamento energetico e di equilibrio nella dotazione infrastrutturale energetica, hanno condotto istituzioni, ed esperti del settore a dilatare nel tempo gli scenari energetici, le cd. ***vision***, fino ad una prospettiva molto lunga. Nel medio termine cui viene condotta la presente analisi, che ha per traguardo l'anno 2021, occorre pertanto curare la conciliazione degli obiettivi di medio con quelli di lungo e lunghissimo termine. Pur non rientrando strettamente nell'obiettivo della presente pubblicazione, sono riportate a tal merito nel seguito valutazioni e passi significativi, estratti dalle pubblicazioni di autorevoli Agenzie;

le prospettive delle nuove applicazioni

ci si riferisce in primo luogo all'auto elettrica, di cui già nella scorsa edizione si era data evidenza, ed alle pompe di calore a ciclo annuale, applicazione non nuova ma la cui diffusione potrebbe essere rilanciata da considerazioni di ***policy***, allo stesso tempo energetiche e ambientali;

elettrificazione della domanda energetica

l'ampliamento degli orizzonti negli scenari di previsione e le nuove applicazioni concepite per l'utilizzazione del vettore elettricità, suggeriscono ulteriori evoluzioni nel lungo termine del processo di sostituzione tra fonti energetiche. Questo concetto 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 convenzionali - quali il riscaldamento e i trasporti - e nell'industria, ove il processo di sostituzione è in atto da tempo con gradualità;

punta in potenza

i primi mesi del 2011 non hanno ulteriormente innalzato il picco estivo di potenza dello scorso anno. Il picco di potenza 2010 – come già osservato lo scorso anno notevolmente influenzato dall'effetto della temperatura – aveva fatto registrare una variazione (+8,2% sul massimo del 2009), recuperando la pur notevole flessione avutasi tra i massimi dal 2008 al 2009. Si conferma pertanto che l'effetto delle temperature e l'alternanza di picchi estivi ed invernali negli ultimi anni, ha avuto l'effetto di aumentare in maniera duratura la variabilità della punta di domanda;

smart grids

il processo di costruzione dell'architettura di una smart grid ha subito in Italia una accelerazione in seguito al sostanziale completamento della installazione sull'utenza domestica di *smart meters*, elemento fondamentale di una rete siffatta. In prospettiva, le smart grids consentono una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili non modulabili, un contributo alla limitazione dei picchi di carico, una partecipazione attiva e più capillare al mercato elettrico.

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 richiesta² 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); *l'attuale contesto energetico* in grado di influenzare in prospettiva la domanda elettrica viene illustrato nel paragrafo 4.

Vengono quindi esaminate le principali grandezze in gioco con lo scopo di individuare le derive di lungo periodo, con particolare attenzione alle più recenti

² Nel documento sono utilizzati indifferentemente i concetti di “domanda” e di “richiesta” elettrica quali indicativi dell’aggregato che comprende consumi più perdite di trasmissione dell’energia elettrica.

tendenze del *sistema elettrico*, alle prospettive *dell'economia* ed *all'interazione* tra consumi elettrici ed economia (par. 5). Segue un paragrafo con *considerazioni di sintesi* propedeutiche alle previsioni (par. 6).

Sono quindi formulate:

- le *previsioni nazionali della domanda in energia* (par. 7), illustrando e riportando le grandezze (*prodotto interno lordo* e *intensità elettrica*) utilizzate nell'ambito di tali previsioni. La domanda elettrica in previsione è quindi disaggregata nelle principali macroaree geografiche del Paese e sulla base degli utilizzi nelle principali attività. Nel paragrafo 8 è presentata una panoramica di fonte ENTSO-E delle *previsioni di medio termine della domanda elettrica in energia di alcuni Paesi europei*.

- 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. Nel successivo paragrafo 10 è presentata una panoramica delle *previsioni del carico di alcuni Paesi europei*, sempre di fonte ENTSO-E.

Dalla previsione della domanda in potenza di cui al par. 9, si passa quindi alle *previsioni del fabbisogno di potenza* necessario (par. 11), sulla base degli indici di qualità del servizio definiti da Terna e coerenti con gli standard internazionali.

Seguono le *conclusioni* (par. 12) e una breve *bibliografia* di riferimento.

Chiude infine una interessante sintesi comparativa degli studi e delle più recenti autorevoli pubblicazioni in termini di previsioni energetiche per il lungo e lunghissimo termine (in Allegato).

Nella presente edizione le previsioni si estendono fino al 2021. Il presente documento è chiuso utilizzando dati ed informazioni disponibili al 20 settembre 2011.

3. *Riferimenti normativi*

Le previsioni di medio-lungo termine della domanda nel settore elettrico italiano sono contemplate principalmente, con diversi accenti, 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 trasmissione³;*
- *Delibera 48/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che stabilisce (Articolo 53, comma 4) l'elaborazione e la pubblicazione entro il 30 settembre [...] 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.*

³ Decreto MAP 20/4/2005, pubblicato su GURI n° 98 del 29/4/2005.

4. Contesto energetico

Alcuni cenni sul contesto energetico sono necessari pur nella difficoltà di schematizzare in pochi paragrafi un argomento complesso ed in rapida evoluzione. Si inizia dal *Bilancio Energetico Nazionale* - che fornisce le "misure" del settore energetico italiano a consuntivo - e dai *Piani d'Azione* nazionale, che delineano il futuro dell'energia in Italia. Successivamente, il parere di una autorevole *Agenzia* internazionale e delle principali *Agenzie italiane*, consentiranno di ampliare l'orizzonte degli scenari, traducendo in modo strutturato le *vision* di lungo e lunghissimo termine,

4.1. Bilancio Energetico Nazionale BEN

Il contesto energetico non appare attualmente intonato in modo univoco⁴, dopo il recupero della domanda energetica nel 2010 che aveva in parte colmato il pesante cedimento del periodo 2008-2009.

Per quanto riguarda in particolare la domanda di energia elettrica, a fronte della leggera riduzione nel 2008 e della profonda flessione del 2009 (-5,7% rispetto al 2008), si è assistito nel 2010 ad un buon recupero, +3,2% rispetto all'anno precedente, che ha spinto il volume della richiesta elettrica italiana a 330,4 miliardi di kWh.

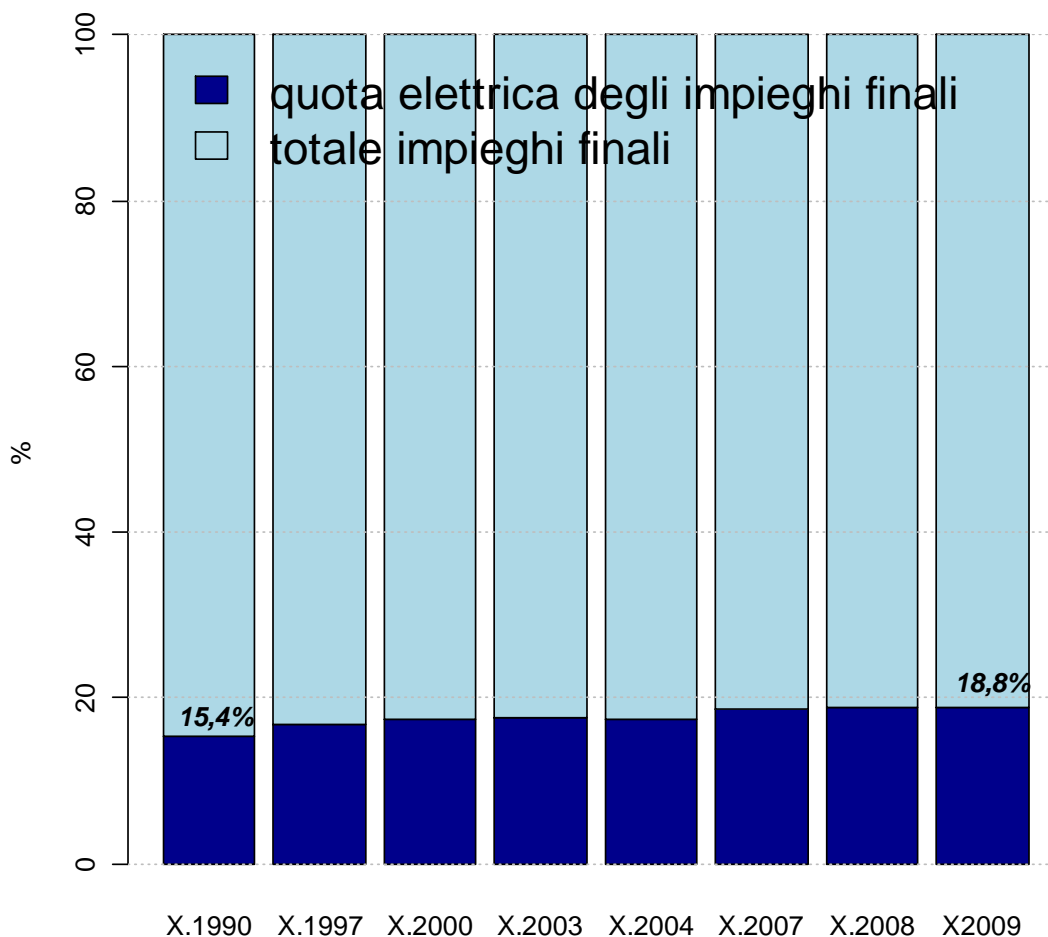
Il *Bilancio Energetico Nazionale* (BEN⁵) è lo strumento per analizzare il settore dell'energia in Italia ed il rapporto tra le singole fonti.

Tra le molte informazioni disponibili nel BEN, emerge che il totale degli impieghi finali soddisfatto con energia elettrica mostra una crescita regolare. In **Figura 1** sono riportati gli andamenti dal 1990 al 2009 del totale degli impieghi finali e della quota di impieghi finali soddisfatti con l'energia elettrica.

⁴ A titolo esemplificativo, e sulla base di un confronto dati provvisori relativi ai primi otto mesi del 2011 con il corrispondente periodo del 2010, si osserva: per il settore elettrico +1,1%, per il settore del gas naturale -4,7%, per i prodotti petroliferi -0,7%.

⁵ Fonte: Ministero Sviluppo Economico – Dipartimento per l'Energia – Statistiche ed analisi energetiche e minerarie.

Figura 1 - Evoluzione degli impieghi finali elettrici e del totale impieghi



In quasi vent'anni si è osservato in Italia un incremento di 3,4 punti percentuali della quota degli impieghi finali elettrici. Nel 1990 la quota di impieghi finali soddisfatta col vettore elettrico rappresentava il 15,4% del totale; tale quota era salita al 18,8% nel 2009.

4.2.1 Piani d'Azione in Italia

In Italia sono due gli ambiti di interesse dei Piani d'Azione governativi in relazione con altrettante disposizioni contenute in Direttive dell'Unione.

La Direttiva 2006/32/CE, ha infatti comportato l'elaborazione del Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica (PAEE) – curato dal Ministero

dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e pubblicato negli anni 2007 e 2011 - mentre la Direttiva 2009/28/CE è stata recepita nel Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN) diffuso nel 2010 dal Ministero per lo Sviluppo Economico.

Al di là del contributo normativo in senso stretto, i due Piani d'Azione, interessano le previsioni della domanda elettrica sotto molteplici punti di vista. Il PAN – di cui nel seguito si danno cenni di maggior dettaglio – ha consentito, già nella edizione delle previsioni dello scorso anno, di confrontare negli anni obiettivo le aspettative della domanda di energia elettrica, ricavandone l'impressione di un sostanziale congruenza. Quanto al PAEE, risultano illuminanti le valutazioni ex-post dei risparmi energetici conseguiti e le proiezioni per i prossimi anni. Sul risparmio energetico complessivamente ottenuto in tutti i settori, quantificato nel Piano in 47.711 GWh⁶, il residenziale e il terziario conseguono una quota di risparmio pari al 76% circa del totale.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato alla Commissione Europea il Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN), come disposto dalla Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

La Direttiva "*fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia*", obiettivo che per l'Italia è pari al 17% nel 2020 (nel complesso, a livello di Unione Europea, l'obiettivo è pari al 20%) e stabilisce che ogni Stato adotti un Piano di azione nazionale che, al fine di conseguire l'obiettivo posto dalla Direttiva, fissi gli obiettivi nazionali in termini di quote di fonti energetiche rinnovabili al 2020 nei seguenti settori: elettricità, trasporti, riscaldamento e raffrescamento.

Al fine di determinare la quota complessiva di cui in precedenza, il Piano d'azione presentato dal Ministero contiene pertanto anche una stima del *consumo finale lordo di energia*, totale e per i tre settori individuati dalla

⁶ Si intende risparmio energetico complessivo per i settori residenziale, terziario, industria e trasporti.

Direttiva (elettricità, trasporti, riscaldamento e raffrescamento) per il periodo 2010-2020.

Le stime sono espresse per due scenari:

- *quello detto “di riferimento”*
- *quello detto “di efficienza energetica supplementare”.*

Il primo è costruito tenendo conto solo delle misure in materia di efficienza energetica e di risparmio energetico adottate prima del 2009 mentre il secondo scenario ipotizza uno sforzo supplementare sull'efficienza energetica, che porta ad un minor valore del consumo finale lordo totale di energia. L'incidenza delle fonti rinnovabili, come da Direttiva 28/2009, va calcolata sul valore del consumo totale lordo di energia.

In **Tabella 1** sono riportate alcune cifre significative relative al consumo finale lordo totale ed elettrico, tratte dagli scenari del PAN⁷.

Tabella 1 - Gli scenari energetici PAN al 2020

	2010	2020	<i>t.m.a %</i>
PAN (MSE)			
Consumo finale lordo di energia totale (ktoe)			
Scenario di riferimento	134 643	145 566	0.8
Scen. di efficienza en. supplementare	131 801	133 042	0.1
Consumo finale lordo di energia elettrica (ktoe)			
Scenario di riferimento	29 505	35 034	1.7
Scen. di efficienza en. supplementare	30 704	32 227	0.5

Tra le informazioni che si possono ricavare, si può notare dai tassi medi di crescita che in entrambi gli scenari proposti nel PAN il consumo finale lordo di

⁷ Per la conversione da unità elettriche ad energetiche si utilizza il coefficiente 11,63 MWh/toe (fonte ENEA)

energia elettrica⁸ cresce più velocemente di quello dell'energia totale. Anche in questa *vision* cioè viene condiviso il principio – in precedenza menzionato come elettrificazione della domanda energetica – che suggerisce un maggiore utilizzo relativo di tale forma di energia (ossia un aumento della cosiddetta penetrazione elettrica). Peraltro, il confronto effettuato lo scorso anno tra la previsione PAN relativa all'energia elettrica e le precedenti previsioni di Terna, era emersa una sostanziale affinità nei valori assoluti al 2020 tra lo scenario di riferimento PAN e lo scenario di sviluppo elaborato lo scorso anno e tra lo scenario cd. di efficienza energetica supplementare PAN e scenario base di Terna presentato nel 2010.

4.3. Elettrificazione della domanda: il World Energy Outlook di IEA

Le elaborazioni curate annualmente dall'*International Energy Agency* e pubblicate nel *World Energy Outlook 2010*, appaiono anche quest'anno molto significative. Si riportano di seguito alcune elaborazioni tratte dalle proiezioni IEA al fine di analizzarne i principi ispiratori.

Il WEO 2010 amplia il numero degli scenari dai due dello scorso anno a tre e – significativamente - l'orizzonte temporale di previsione fino al 2035⁹. Gli scenari considerati hanno come elemento discriminante tre diverse ipotesi riguardo le misure di politica energetica da adottare¹⁰.

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 complessivi e quella dei consumi finali elettrici in particolare.

⁸ il consumo finale lordo di energia elettrica differisce dalla richiesta di energia elettrica per i consumi dei servizi ausiliari di centrale e consumi per pompaggio.

⁹ L'edizione 2009 riportava due scenari e l'orizzonte di previsione era il 2030.

¹⁰ Oltre allo scenario "Current Policies Scenario" che tiene conto di misure già formalmente in atto, è riportato – come lo scorso anno - uno scenario "450 Scenario" che sottintende un ampio dispiegamento di politiche energetiche mirate al contenimento del livello di emissioni di CO₂ a 450 ppm. Tale concentrazione consentirebbe di limitare l'innalzamento della temperatura del pianeta ad un livello ritenuto sostenibile, al massimo entro i 2°C. L'edizione di quest'anno riporta la novità di un ulteriore scenario "New Policies Scenario" che appare in sostanza intermedio fra i due precedenti.

Emergono due considerazioni: la prima – già osservata lo scorso anno – riguarda l’incrementarsi della domanda finale di elettricità ad un tasso superiore al quello di evoluzione della domanda energetica complessiva (v. **Tabella 2**). La seconda osservazione (v. anche **Tabella 3**) è che il tasso di crescita più elevato della domanda elettrica non riguarda solo l’aggregato “mondo” ma anche l’UE – dove il livello di elettrificazione è già elevato - e che anzi in questa area il divario tra crescita della domanda energetica e crescita della domanda elettrica è anche più marcato.

Tabella 2 - Gli scenari IEA al 2035 per il mondo

SCENARIO MONDO						
			New Policies Scenario	450 Scenario	Current Policies Scenario	unità di misura
CONSUMI FINALI TOTALI MONDO	2008		8 423			Mtoe
	2035		11 550	10 460	12 239	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2008-2035		1.2%	0.8%	1.4%	%
<i>di cui:</i>						
CONSUMI FINALI ELETTRICI MONDO	2008		1 446			Mtoe
	2035		2 608	2 376	2 831	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2008-2035		2.2%	1.9%	2.5%	%

Occorre naturalmente evidenziare che quanto osservato a livello di *Unione Europea* non è direttamente mutuabile per il nostro Paese, ma è tuttavia molto indicativo.

Tabella 3 - Gli scenari IEA al 2035 per l’UE

SCENARIO PER UNIONE EUROPEA						
			New Policies Scenario	450 Scenario	Current Policies Scenario	unità di misura
CONSUMI FINALI TOTALI UE	2008		1 219			Mtoe
	2035		1 249	1 182	1 335	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2008-2035		0.1%	-0.1%	0.3%	%
<i>di cui:</i>						
CONSUMI FINALI ELETTRICI UE	2008		246			Mtoe
	2035		302	288	314	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2008-2035		0.8%	0.6%	0.9%	%

In conclusione si può ancora una volta constatare che nella visione IEA il passaggio al vettore elettrico di una parte dei consumi finali totali garantisce nel lungo termine l'ottenimento di un contenimento delle emissioni di CO₂ ad un livello considerato sostenibile. Anche se in maniera implicita quindi, anche la *vision IEA sottintende un principio di elettrificazione della domanda energetica*.

Senza appesantire ulteriormente il testo, si rimanda alla esaustiva ed articolata analisi comparativa presentata nel paragrafo **14**, in **Allegato**, degli altri numerosi, autorevoli e più recenti studi e pubblicazioni sulle prospettive energetiche di lungo e lunghissimo termine.

4.4. Gli Scenari delle Agenzie italiane

Nell'Unione Europea, oggetto di analisi di lunghissimo termine sono le tematiche della sicurezza degli approvvigionamenti, l'utilizzo razionale delle risorse ed il ruolo del settore energetico, incluse le rinnovabili, quale volano per l'economia continentale.

Per quel che riguarda l'Italia, le Agenzie energetiche ENEA¹¹, ISPRA¹² ed RSE¹³, forniscono l'indispensabile supporto alle strategie energetiche nazionali, cui si accennava nel paragrafo 4.2, e per gli altri compiti istituzionali.

L'approccio universalmente accettato – seguito in particolare anche da tali Agenzie - è quello di una modellizzazione della domanda energetica. Molto sinteticamente, i modelli prevalentemente in uso nel panorama italiano ed internazionale sono del tipo *bottom-up*, di tipo misto econometrico-tecnologico¹⁴. Principale fonte di dati per alimentare tali complessi modelli sono

¹¹ ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

¹² ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

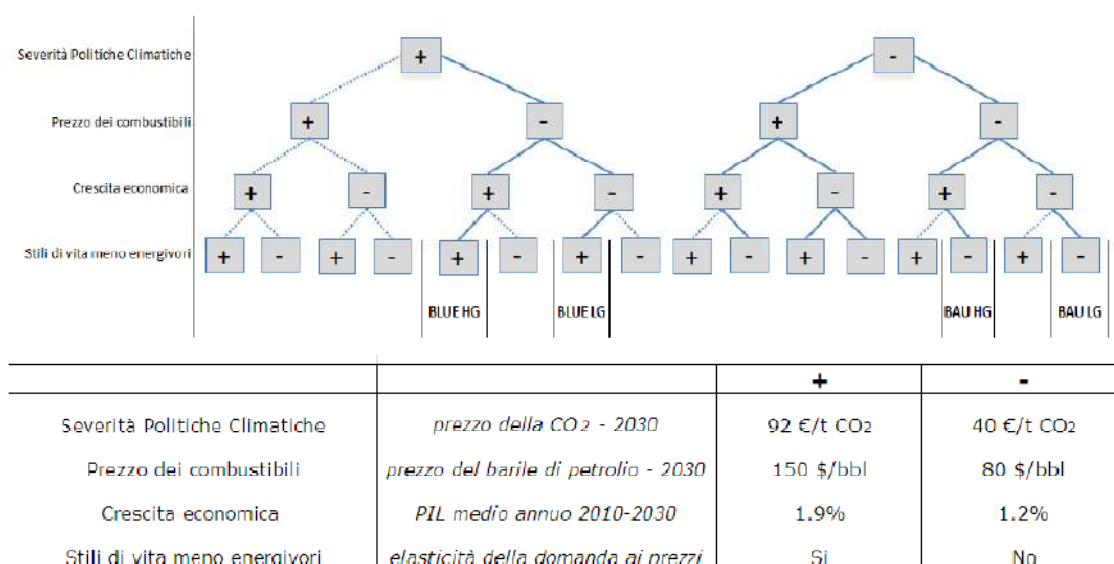
¹³ RSE Spa – Ricerca sul Sistema Energetico

¹⁴ Di seguito una lista delle principali filoni di studio:

gli studi e le statistiche – incluse quelle pubblicate da Terna - sugli usi finali. Di seguito alcuni brevi estratti delle più recenti pubblicazioni.

Per quanto riguarda l'**ENEA**, il *Rapporto Energia e Ambiente* curato dall'Ufficio Studi¹⁵, espone ampie informazioni metodologiche e di merito sugli scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale ¹⁶. La scelta di illustrare le variabili macro e gli scenari è esemplarmente ottenuta con una struttura ad albero che evidenzia i criteri di scelta dei quattro scenari, denominati *BLUE HG*, *BLUE LG*, *BAU HG* e *BAU LG* (v. **Figura 2**).

Figura 2 - Variabili critiche e albero degli scenari ENEA (2010)



Fonte: elaborazione ENEA

▪ **Simple approach for energy demand forecasting**

Ratio or intensity method, such as we use for 10-years demand forecast

▪ **End-use approach – technology representation**

Bottom-up models such as:

- Medee/MedPro (by ENERDATA) and
- MARKAL (by ETSAP), in use in Italy as TIMES - Italy version (all energies) also runned by ENEA (see next)
- MATISSE, just for Italian electricity sector

▪ **Primes**

Such as for DG ENV Countries scenarios (by NTUA - Athens)

▪ **Scenario approach**

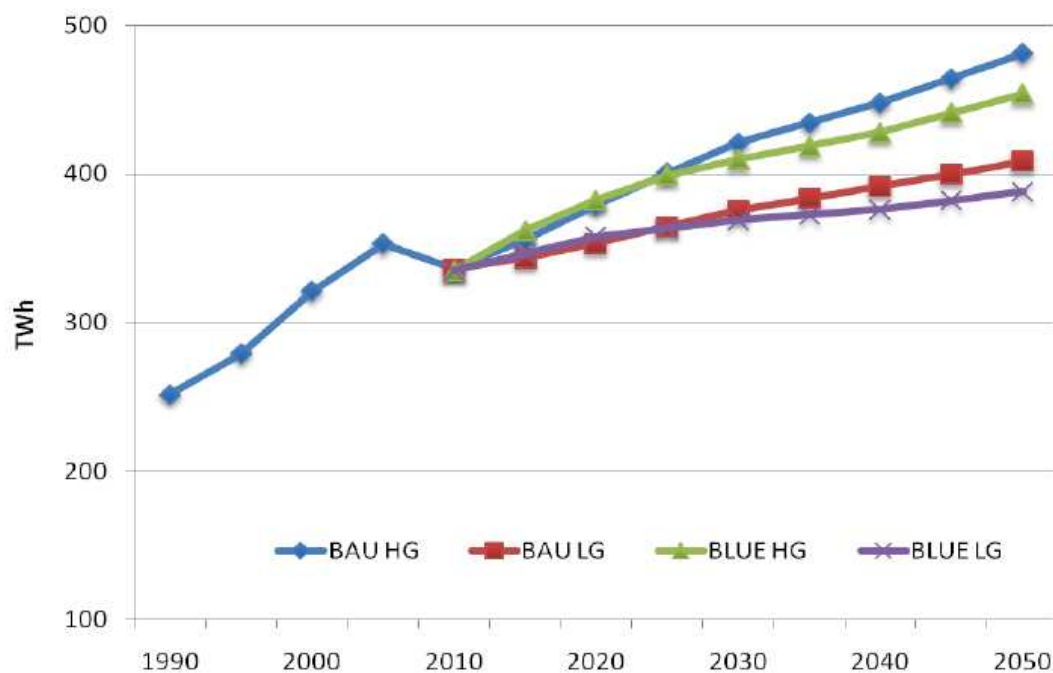
Such as in IPCC, IEA World Energy Outlook (WEO)

¹⁵ L'Ufficio Statistico di Terna e l'ufficio Studi ENEA stanno attualmente procedendo ad organizzare un tavolo di confronto in materia di analisi delle prospettive energetiche ed elettriche.

¹⁶ <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1/rapporto-energia-e-ambiente.-analisi-e-scenari-2009>

Il Documento dell'ENEA indaga a fondo su ciascuno dei quattro scenari impiegando la metodologia MARKAL TIMES-Italia e fornendo un quadro coerente di output in termini energetici e ambientali in una prospettiva che si spinge anche fino al 2050. A titolo esemplificativo, si riporta la visione ENEA sui consumi di energia elettrica dal 1990 al 2050 per i quattro scenari (v. **Figura 3**).

Figura 3 - Consumi elettrici negli scenari ENEA (2010)



Fonte: elaborazione ENEA

Il rapporto *2011 Italy Climate Policy Progress Report*¹⁷ recentemente diffuso dall'**ISPRA** nel quadro delle responsabilità dell'Agenzia in tema di monitoraggio ambientale, consente di isolare alcuni spunti sugli scenari considerati.

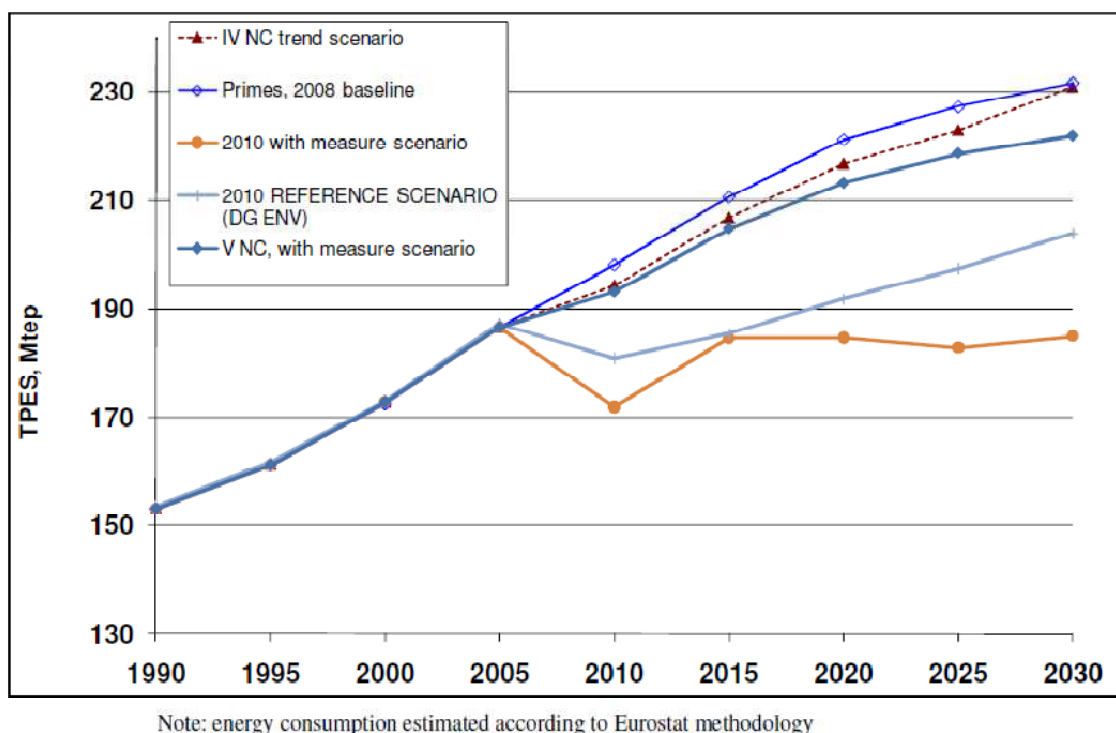
La principale discriminante adottata per la formulazione degli scenari è rappresentata dalla quantità e dalla qualità delle **misure** e **policy** per il contenimento delle emissioni dei gas ad effetto serra e per il risparmio e l'efficienza energetica. Si configurano pertanto uno scenario **base** (*as usual*) ed

¹⁷ http://www.isprambiente.gov.it/site/it-IT/Pubblicazioni/Rapporti/Documenti/rapp_142_2011.html

uno scenario *con misure*, intendendo con questo che è operante l'intera gamma di misure di policy ambientale specificate nel documento.

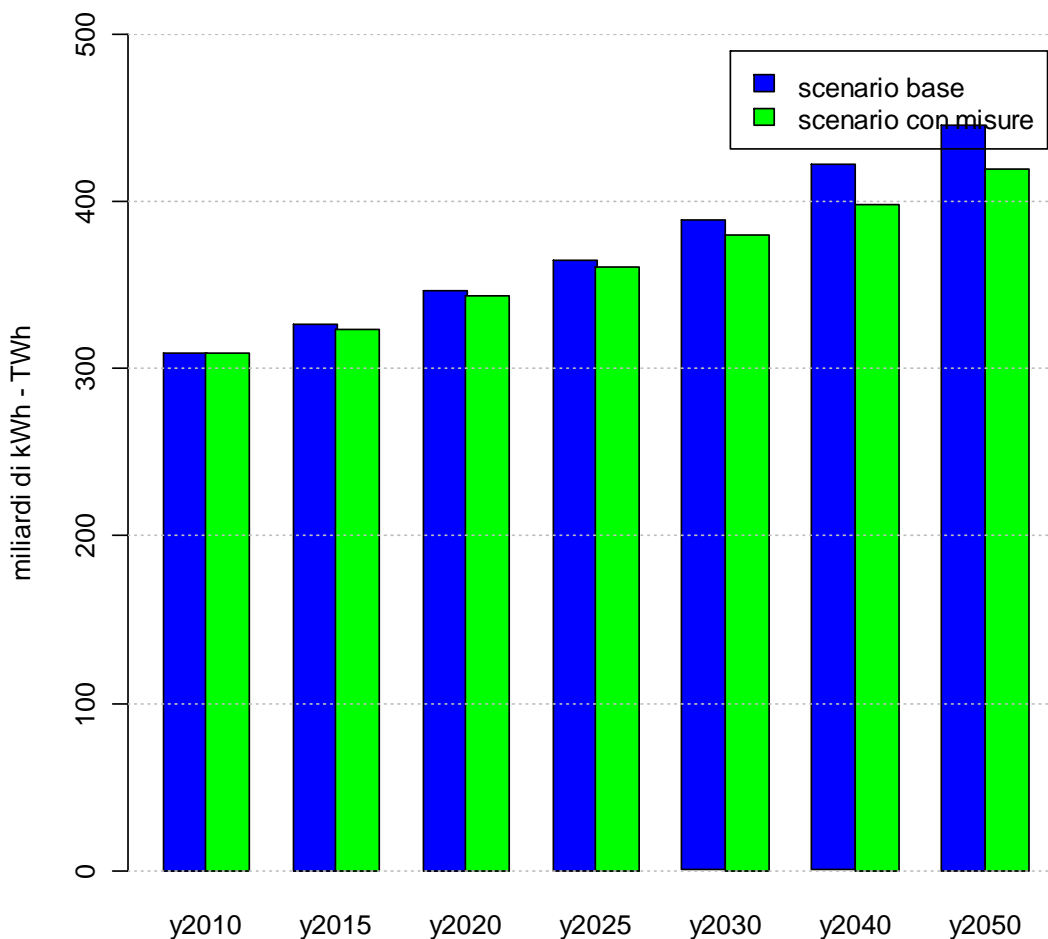
L'elaborazione dell'ISPRA, basata su un modello di tipo MARKAL denominato MARKAL-Italia, fornisce tra l'altro una completa mappa del sistema energetico nel lungo termine, inclusi i profili relativi al consumo interno lordo *CIL* in funzione delle misure incluse negli scenari, riportati a titolo di esempio (v. **Figura 4**).

Figura 4 - Scenari Consumo Interno Lordo (ISPRA)



Con riferimento in particolare al settore elettrico, i modelli dell'ISPRA consentono infine anche di stimare nel lungo e lunghissimo termine i livelli complessivi di consumo di energia elettrica (v. **Figura 5**). I due scenari che si confrontano sono quello base e quello "con misure", nella accezione di cui in precedenza.

Figura 5 - Le prospettive per i consumi elettrici negli Scenari ISPRA



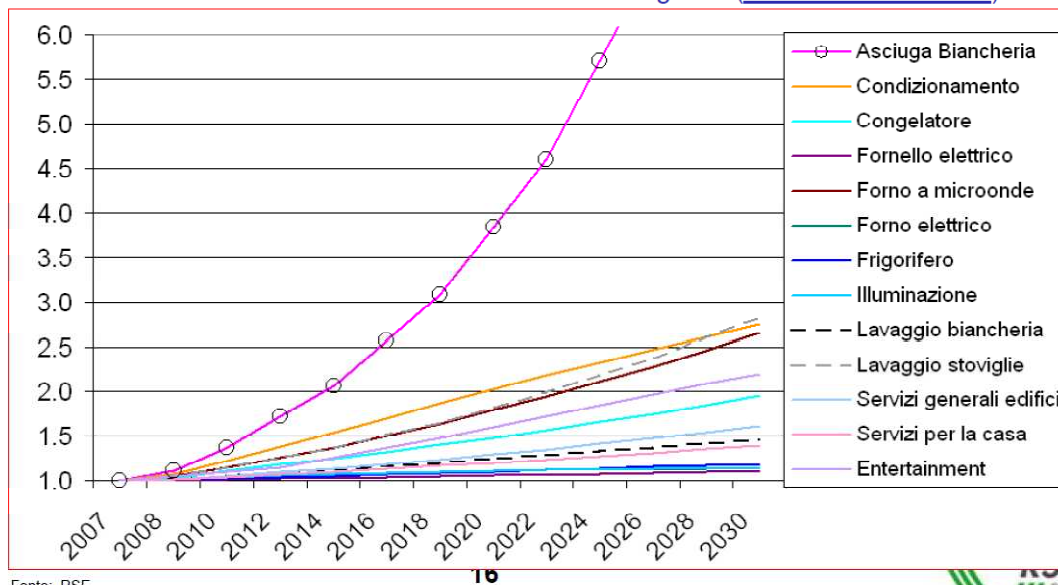
Per quanto ai contributi che vengono dalla *Ricerca di Sistema*, si osserva che la metodologia originale utilizzata, denominata *MATISSE*, consiste in un modello sviluppato appositamente per il settore elettrico.

Un dei punti di forza di tale approccio è costituito dalla sistematica analisi sugli usi finali che – in particolare per il settore domestico – ha consentito la individuazione di numerose tipologie di servizi energetici per i consumatori. Nella **Figura 6** si riportano – prendendo a riferimento l'anno 2007, le domande attese nel lungo termine di servizi energetici per un gran numero di applicazioni domestiche.

Figura 6 - Scenari RSE sui consumi elettrici domestici

Ipotesi Scenario RSE-BAT per l'evoluzione dei consumi elettrici nel settore domestico

- **Residenziale** andamento domande di servizio energetico (normalizzate al 2007):



Fonte: RSE



5. Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica

Nella previsione decennale della domanda di energia elettrica si utilizza un approccio di tipo macroeconomico, riconducibile ad una modellistica *simple-approach*. 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

Le prospettive di crescita economica per i paesi avanzati sono peggiorate nel corso dell'anno e sono tornati i timori di una nuova recessione. Nel 2011 la ripresa ha perso forza rispetto all'anno precedente, ma il dato più preoccupante è stato il manifestarsi di una persistente sfiducia nella

sostenibilità dei debiti pubblici di alcuni paesi europei, che ha dato origine ad una fase di instabilità dei mercati finanziari ed a timori sulla solidità del settore bancario, che detiene una parte ingente di titoli del debito pubblico. Malgrado le dure misure di finanza pubblica adottate dai paesi con maggiori squilibri, non cessano i timori per possibili default di singoli stati e per la tenuta dell'area monetaria stessa.

In peggioramento anche le proiezioni per gli Stati Uniti, dove la revisione dei dati di contabilità nazionale mostra che la fase di ripresa è meno forte di quanto si credeva. Inoltre, il forte appesantimento dei conti pubblici genera aspre contrapposizioni politiche che rischiano di compromettere il ritorno a condizioni più equilibrate.

Grande incertezza, alta disoccupazione, politiche fiscali più restrittive determineranno per le economie occidentali più avanzate una fase di crescita modesta. Al momento, le principali forze espansive globali che possono sostenere la ripresa sono individuate nel recupero di attività in Giappone (dopo gli effetti del terremoto), nella riduzione dei prezzi delle materie prime e nella sostenuta domanda proveniente dalle economie emergenti, che continuano a mantenere elevati tassi di crescita economica.

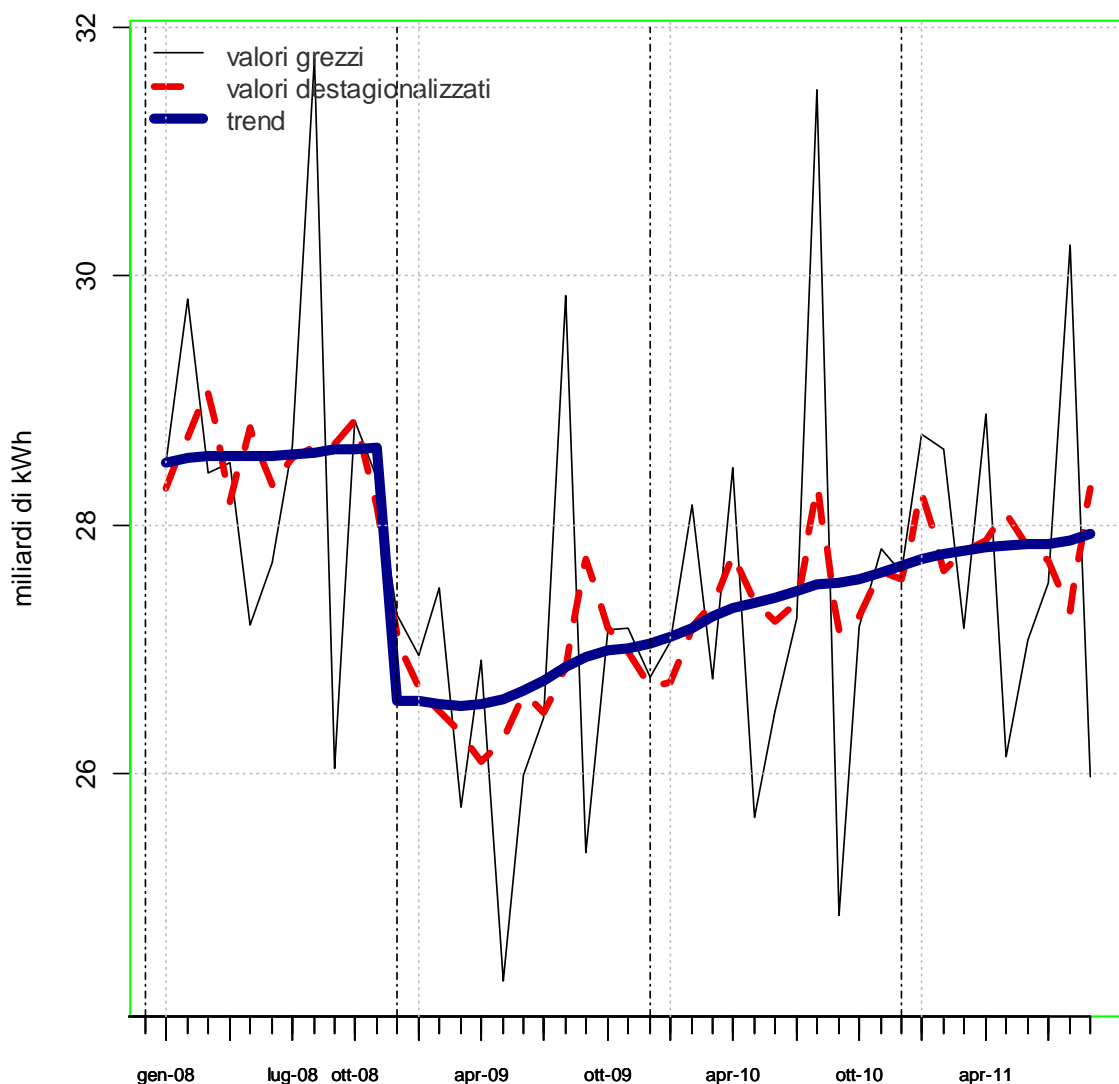
Escludendo gli scenari più negativi, la crescita del Pil mondiale è stimata intorno al 4% medio annuo nel 2011-2012, per poi salire a circa il 5% nei successivi quattro anni. Per l'area dell'euro la crescita è stimata pari all'1,3% nel biennio 2011-2012 e all'1,7% medio nei tre anni successivi.

In Italia, l'andamento del PIL nel secondo trimestre 2011 ha registrato un'accelerazione rispetto al primo trimestre, portando a + 0,7% la crescita già acquisita per l'intero anno. Anche i dati relativi alla produzione industriale, se corretti per i giorni lavorativi, mostrano un trend moderatamente crescente.

Il miglioramento del tono congiunturale si può anche percepire dall'andamento della **domanda di energia elettrica mensile che, pur nella sua variabilità, prosegue già da molti mesi nella tendenza al recupero**, dopo la brusca caduta di fine 2008. In **Figura 7** si presenta l'andamento della

richiesta mensile grezza di energia elettrica, del valore della richiesta destagionalizzata e del **trend di fondo** – che meglio descrive la citata tendenza - dal gennaio 2007 ad agosto 2011.

Figura 7 - Andamento della richiesta elettrica mensile e del trend



Il miglioramento congiunturale si iscrive comunque in un sentiero di crescita decisamente inferiore alla media dell'area dell'euro. La strutturale debolezza della crescita economica (+1,1% medio annuo nel periodo 2000-2007) e la lentezza nel recupero post-recessione (a due anni dall'inizio della ripresa, il Pil è ancora inferiore di quasi cinque punti percentuali rispetto al livello pre-crisi)

hanno offerto ulteriore sostegno alla crisi di fiducia sulla sostenibilità del debito pubblico che, dopo la Grecia e la Spagna, ha investito anche l'Italia.

Al fine di accelerare il riequilibrio dei conti pubblici, in agosto sono state deliberate una serie di misure di politica economica, ad integrazione di quanto già fissato nel Documento di economia e finanza, molte delle quali consistono in aumenti delle entrate. Secondo i più aggiornati documenti di finanza pubblica, la pressione fiscale aumenterà, portandosi almeno al 43,7% nel 2014 (da 42,6% nel 2010).

Il rallentamento dell'economia internazionale, unito agli inevitabili effetti depressivi delle manovre già decise, si rifletteranno nella decelerazione dell'economia italiana. Il tasso medio annuo di crescita del Pil nel periodo 2011-2014 stimato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze è passato dall'1,4% di aprile allo 0,8% di settembre.

Nella seguente **Tabella 4** si riportano inoltre le più recenti stime del PIL anche da parte di altre primarie Istituzioni nazionali e internazionali, per il biennio 2011-2012.

**Tabella 4 - Recenti previsioni del PIL Italia: quadro di riepilogo
(variazioni reali % anno su anno precedente)**

Per memoria: 1,3% variazione reale PIL 2010/2009

	2011/2010	2012/2011
Commissione Europea (maggio '11)	1.0	1.3
Ministero Economia e Finanze DEF* (maggio '11)	1.1	1.3
OCSE (maggio '11)	1.1	1.6
IMF (Fondo Monetario Internazionale) (giugno '11)	1.0	1.3
Centro Studi Confindustria (giugno '11)	0.9	1.1
Banca d'Italia (luglio '11)	1.0	1.1
Prometeia (luglio '11)	0.9	0.9
.ref (luglio '11)	0.7	0.7
Prometeia (settembre '11)	0.7	0.2
Centro Studi Confindustria (settembre '11)	0.7	0.2
IMF (Fondo Monetario Internazionale) (settembre '11)	0.6	0.3
Ministero Economia e Finanze Aggiornamento DEF* (settembre '11)	0.7	0.6

*Documento di Economia e Finanza.

*Nella successiva **Tabella 5** si sono riportati per memoria i tassi medi annui (CAGR) di crescita del PIL per il lungo periodo stimati negli ultimi esercizi di previsione pubblicati (www.terna.it), insieme col tasso utilizzato nella presente edizione.*

Tabella 5 – Evoluzione della prospettiva di lungo termine dell'economia

riferimento alla edizione di Previsione di Terna	tasso medio annuo pluriennale % di crescita del PIL utilizzato nella Previsione	data di pubblicazione release Prometeia
Previsioni 2008 -2018	1.2%	ago-08
Previsioni 2009 -2019	0.6%	lug-09
Previsioni 2010 -2020	1.6%	lug-10
Previsioni 2011 -2021 (edizione corrente)	0.8%	lug-11
<i>Fonte: Prometeia - Scenari di previsione (aavv)</i>		

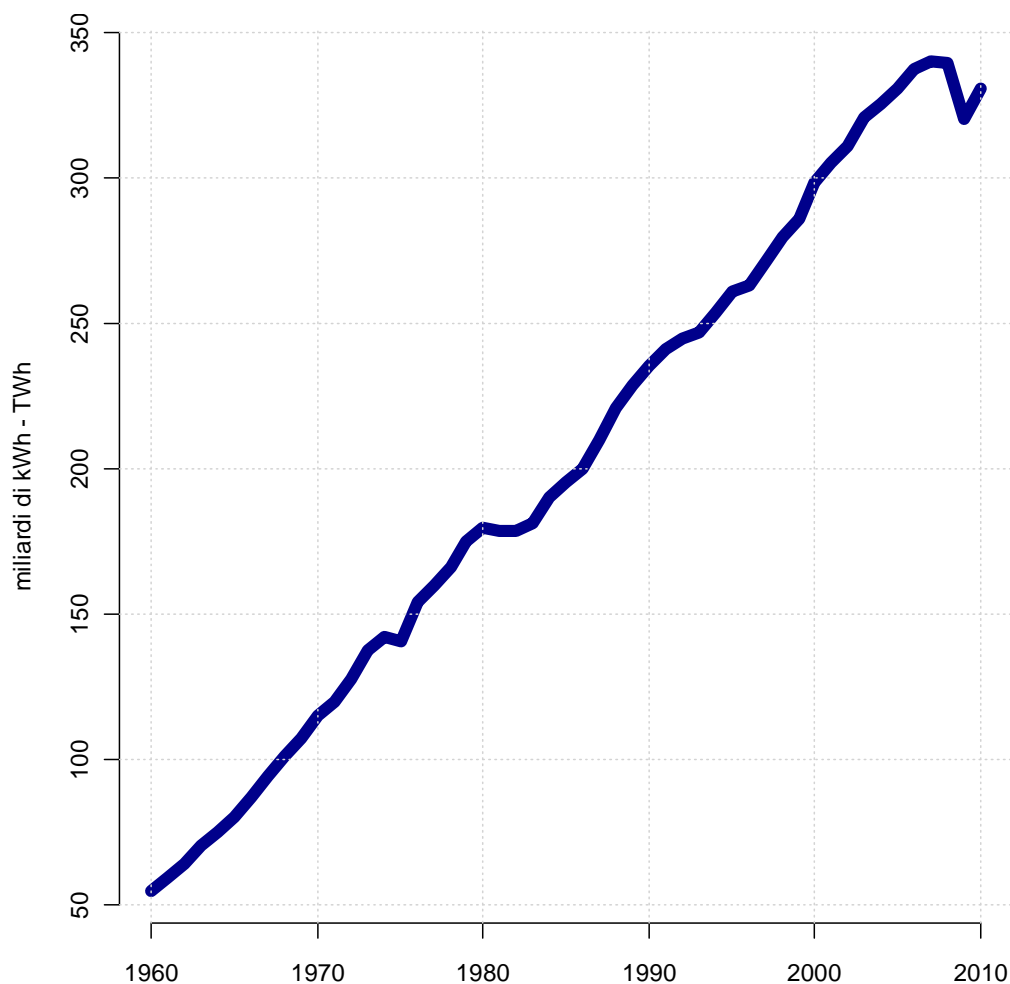
Nella successiva trattazione sono utilizzati gli Scenari di Previsione di Prometeia nell'edizione del luglio 2011, ultima disponibile alla data dello studio. Questi scenari, che per i primi due anni riportano valori che ora sembrano ottimistici, propongono un'evoluzione di medio periodo che si mantiene su ritmi modesti (+0,8% medio annuo), che appaiono più in linea con la riduzione del Pil potenziale dell'Italia stimata da OCSE e Fondo Monetario Internazionale. Questa riduzione, effetto della crisi, non è però un dato ineluttabile e potrebbe essere superata mediante l'adozione di politiche più mirate sulla crescita.

5.2. L'evoluzione storica della domanda di energia elettrica

L'andamento negli ultimi quaranta anni della domanda di energia elettrica in Italia è ben rappresentata dal grafico in **Figura 8**. 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 osserva la caduta della richiesta elettrica a 320,3 TWh, corrispondenti a -5,7% rispetto al 2008. Si tratta di un fenomeno rilevante, che non aveva riscontro nei quarant'anni rappresentati in figura; si deve risalire alla fine degli anni '40 per trovare variazioni negative di livello comparabile. Prima del 2009 si erano già manifestati incipienti segnali di debolezza della crescita. Nel 2007, la domanda di energia elettrica aveva manifestato 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%.

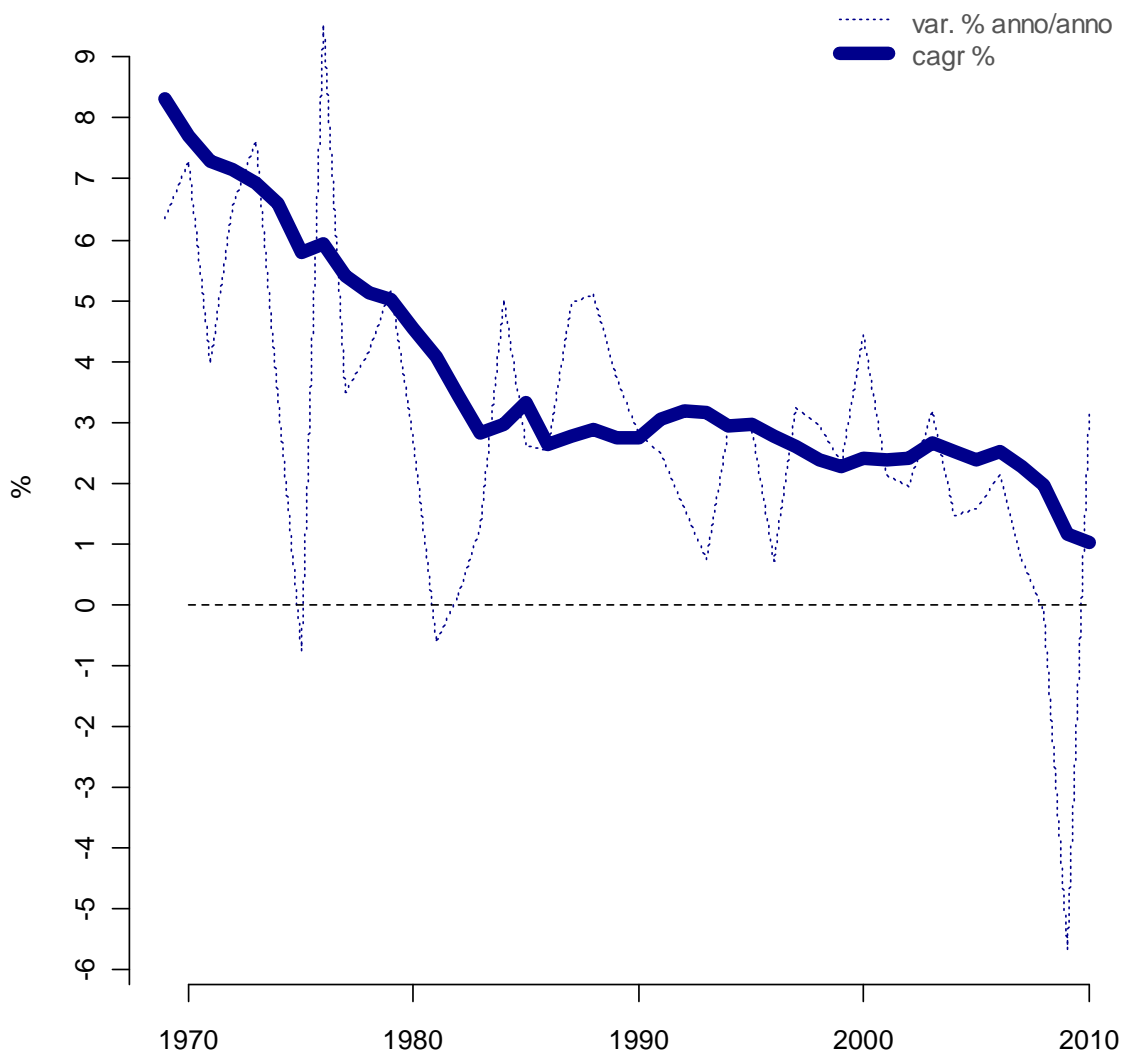
Figura 8 - La richiesta di energia elettrica in Italia – 1960-2010



Per meglio comprendere le modalità di evoluzione della domanda elettrica, cioè la sua dinamica nel tempo, è utile riportare – in **Figura 9** - la serie storica dal 1970 al 2010 delle variazioni percentuali della domanda elettrica tra due anni consecutivi (linea a tratteggio sottile), e i tassi medi annui percentuali decennali di incremento della domanda (o CAGR¹⁸) (linea continua in grassetto).

¹⁸ CAGR Compound Annual Growth Rate (tasso medio annuo di crescita, tma)

Figura 9 - La dinamica della richiesta elettrica (var.%, CAGR %)



Si osserva la notevole variabilità delle variazioni della domanda di energia elettrica anno per anno (curva tratteggiata sottile): da incrementi annui elevati - in un caso superiori al 10% - si passa a valori anche negativi (in tre casi, di cui l'ultimo quello del 2009). Ciò è dovuto al sovrapporsi di numerosi effetti, tra i quali – oltre a quelli dovuti alle diverse fasi del ciclo economico - le

differenze di calendario¹⁹ tra ciascun anno, le diverse temperature mensili, soprattutto nei mesi più freddi e più caldi.

La curva continua in grassetto – relativa al tasso medio annuo decennale percentuale della richiesta elettrica (CAGR) - permette di evidenziare meglio l'andamento di fondo della richiesta elettrica. 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% ed il 3% per anno, fino al 2008.

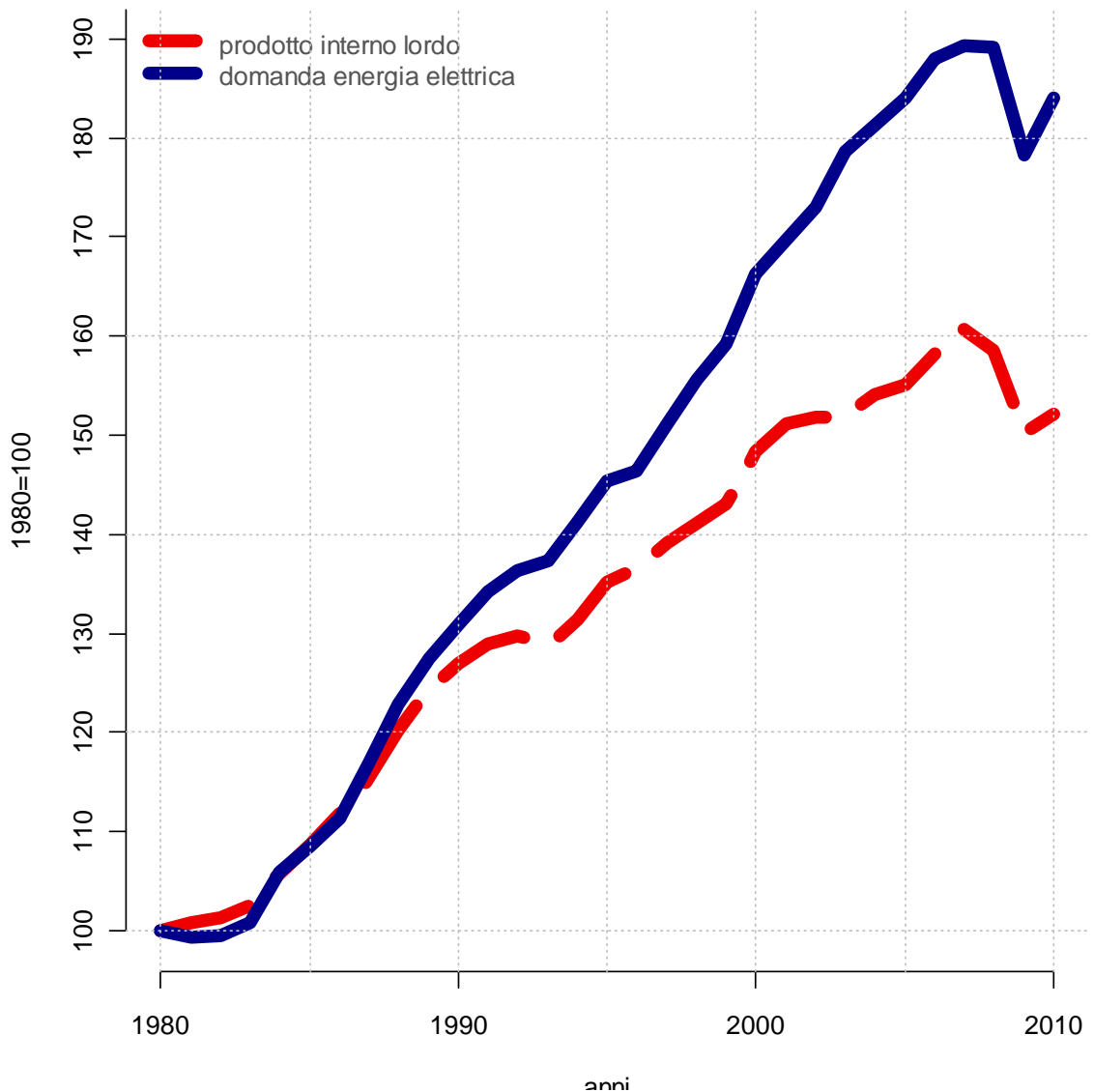
Nel biennio 2009-2010 tale tasso medio di lungo periodo si è repentinamente degradato di un punto percentuale, fino al livello di +1,0% toccato nel 2010. Il passaggio tra un CAGR del 2,0% - quale quello osservato ancora nel 2008 – ed il valore registrato nel 2010, è per la maggior parte dovuto alla brusca flessione del 2009 che aveva evidenziato in un solo anno il primo importante rallentamento di questo indicatore fino al valore di +1,1%.

Limitandosi a una breve analisi delle particolarità degli ultimi anni, si osserva che, dopo che nel 2007 si registrò il valore della richiesta elettrica non più superato (339,9 miliardi di kWh), nel 2008 si erano manifestati i primi effetti della crisi economica, con una lieve flessione della domanda elettrica (-0,1%). Nel 2009, poi si è avuta la notevole contrazione già ricordata a 320,3 miliardi di kWh (-5,7% rispetto al 2008). Tuttavia, pur considerando il considerevole calo della domanda elettrica del 2009, in un orizzonte di dimensione decennale (2000-2010) si risente ovviamente in maniera ridotta di questo rallentamento: infatti - considerando anche la dinamica di crescita del 2010 - su tale intervallo di tempo il tasso medio annuo è comunque positivo, attestandosi su un +1,0%.

A conclusione di questi ultimi due paragrafi, è interessante mostrare nello stesso grafico gli andamenti della domanda elettrica e del prodotto interno lordo dal 1980 al 2010, espressi su una scala comune, posti pari a 100 i valori rispettivamente raggiunti nel 1980 (v. **Figura 10**).

¹⁹ 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.

Figura 10 - Domanda di energia elettrica e PIL (1980 = 100)



Si osserva la crescente divaricazione tra i due tracciati: mentre la ricchezza prodotta nel Paese, espressa in termini di Pil, aumenta in trenta anni di 56 punti percentuali circa, la domanda elettrica in Italia si incrementa di 83 punti circa. Come altre volte osservato, emerge pertanto che la relazione tra domanda elettrica ed economia non è costante nel tempo e che la domanda di elettricità cresce in Italia ad un ritmo maggiore del PIL.

5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica

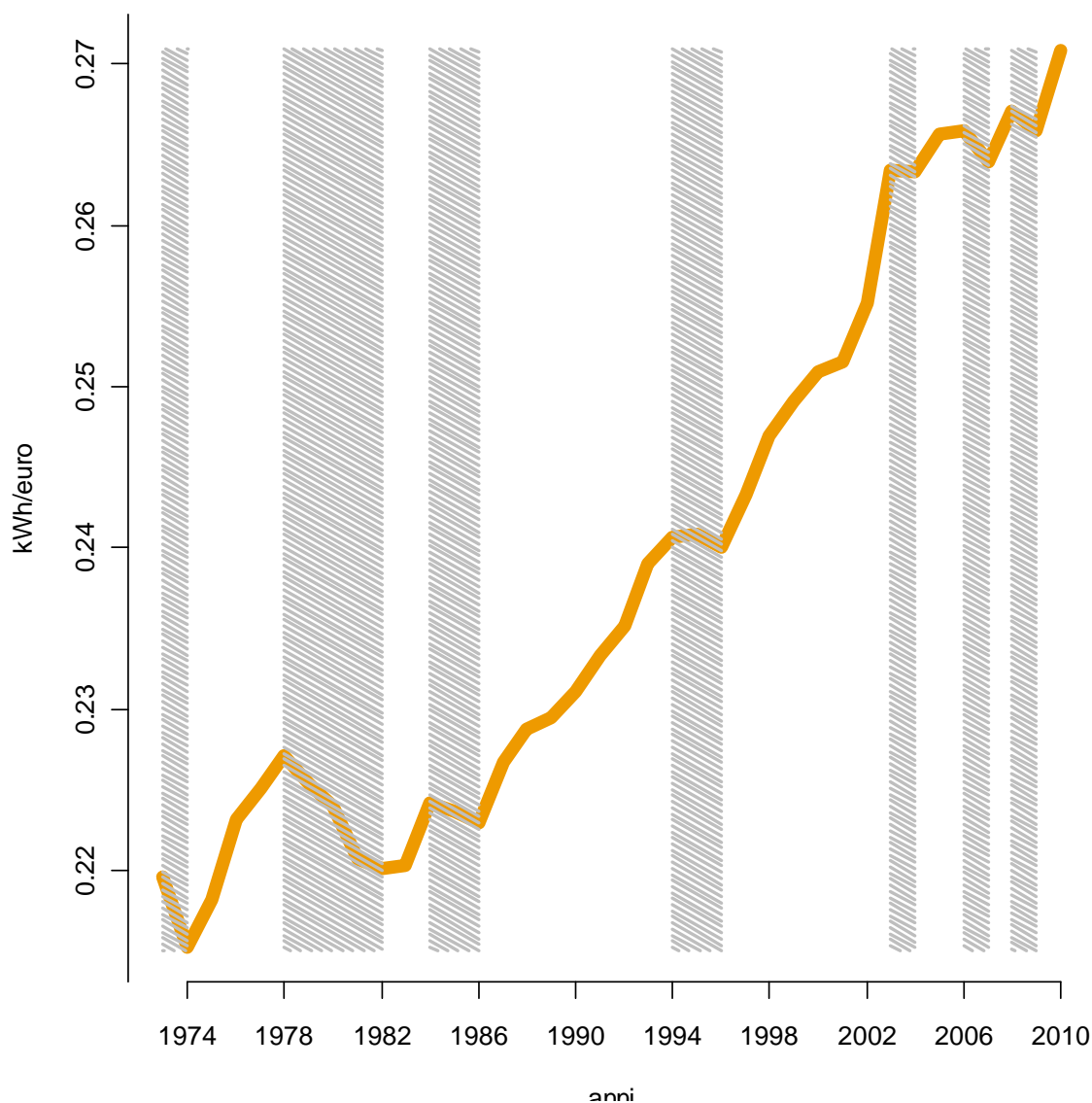
Vista la relazione tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia, la previsione di medio – lungo termine della domanda di energia elettrica è ottenuta a partire da un'analisi approfondita della previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, in particolare valore aggiunto e PIL. 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 2010 in Italia si è richiesta energia elettrica per circa **0,271 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo a moneta costante²⁰**, con un **incremento di +1,9%** rispetto al 2009, corrispondente in termini assoluti ad una variazione di +0,5 kWh/€cent. Dopo che dal 2003 al 2009 l'intensità elettrica si era mantenuta in un ambito di variazione ristretto, nel 2010 si è osservato un **nuovo impulso verso l'alto**, a ulteriore conferma del sostenuto impiego della risorsa elettrica alla formazione del PIL nazionale.

In **Figura 11** è riportato l'andamento dell'intensità elettrica del PIL in Italia, dal 1974 al 2010. Nella figura sono inoltre evidenziati con una retinatura i periodi nei quali si è registrata una intensità calante.

²⁰ Prodotto interno lordo ai prezzi di mercato. Valori concatenati, con anno di riferimento 2000.

Figura 11 - Intensità elettrica italiana dal 1974 al 2010



Si osserva che su un **andamento di fondo prevalentemente crescente**, si alternano fasi più o meno prolungate di ripiegamento e di crescita. In particolare si evidenziano – per la durata e per essere vicini tra loro – 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 1986²¹.

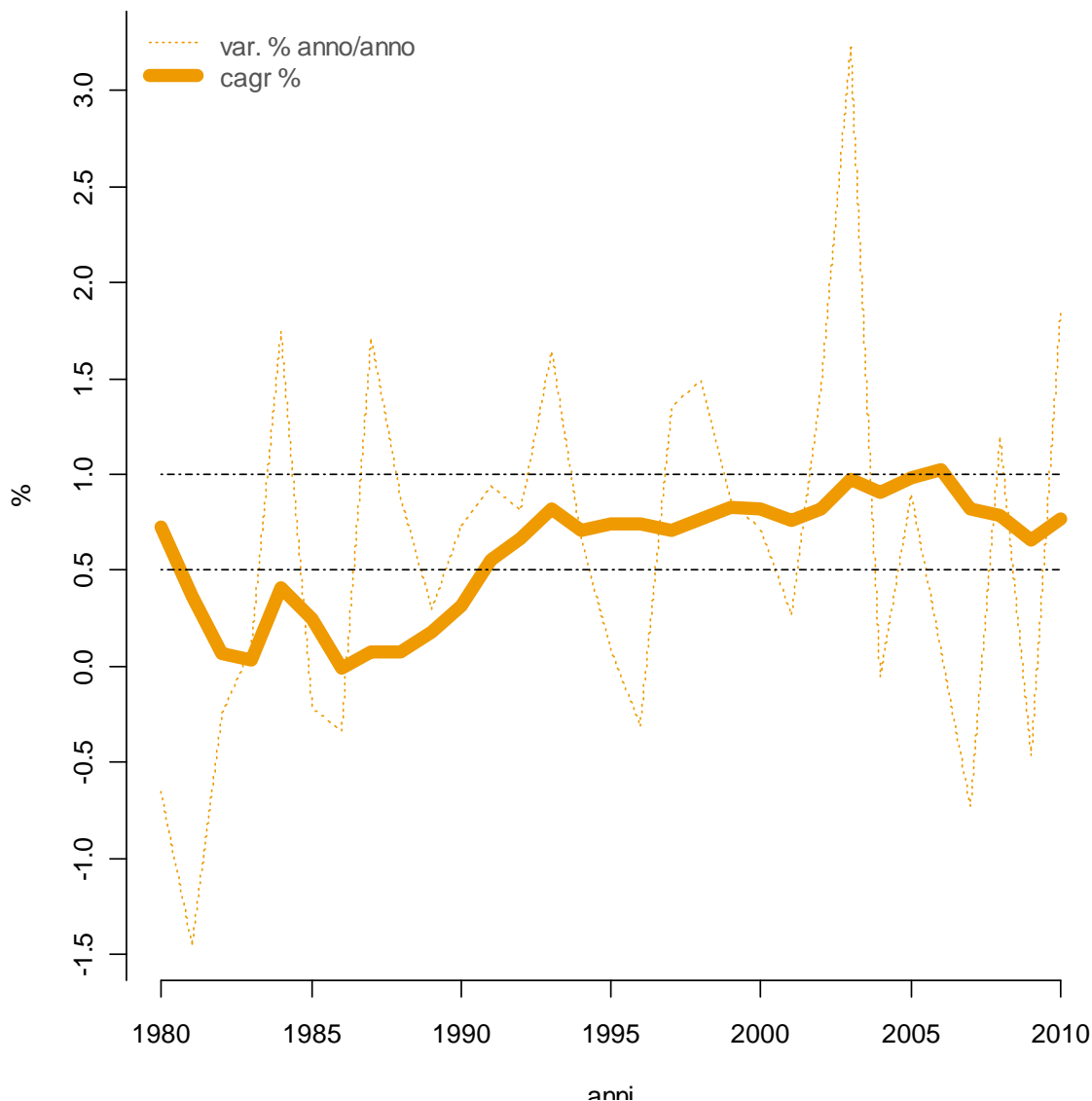
Successivamente alla sporadica manifestazione di ripiegamento degli anni 1994-95, si è osservato negli anni più recenti un andamento incerto,

²¹ Come nel 2009, anche allora la riduzione dell'intensità elettrica complessiva era stata originata da una riduzione dell'intensità elettrica nel settore industriale.

caratterizzato da brevi intervalli di ripiegamento ed altrettanto brevi recuperi. In particolare il 2007 – anno contraddistinto da una considerevole volatilità dei prezzi sui mercati energetici - si era segnalato come un anno di riduzione dell'intensità elettrica. Il 2008, caratterizzato da un modesto calo della domanda elettrica ma da un più ampio calo del PIL, appare viceversa come un anno di recupero dell'intensità, mentre nel 2009, ad una notevole flessione del PIL (-5,0%), ha fatto riscontro un calo della domanda elettrica (-5,7%) ancora superiore, rendendo la variazione dell'intensità di segno negativo.

In **Figura 12** è riportato l'andamento storico della dinamica dell'intensità elettrica italiana dal 1980 al 2010, espressa in termini di tasso medio annuo decennale. L'utilizzo di medie pluriennali consente di filtrare sufficientemente effetti congiunturali, quali ad esempio quello economico e quello dovuto all'effetto della temperatura. Nel grafico sono anche riportate a tratto sottile le variazioni puntuali di un anno sull'anno precedente.

Figura 12 - Dinamica dell'intensità elettrica italiana 1980-2010 (variazioni % e CAGR %)



Si può osservare che, nonostante le variazioni dell'intensità elettrica di un anno rispetto al precedente (tratto sottile) si siano collocate in passato anche su valori negativi, la **dinamica dell'intensità elettrica si è mantenuta in Italia nel campo dei valori positivi**, anche nelle fasi di acuta crisi energetica di cui in precedenza e nell'anno di crisi economica del 2009. Si può inoltre constatare che il ritmo di crescita dell'intensità elettrica continua a progredire da parecchi anni, mantenendosi ormai **stabilmente dai primi anni '90 in un intervallo tra +0,5% e +1,0% per anno**.

In conclusione, si citano alcuni ulteriori fattori che potrebbero influenzare positivamente i consumi elettrici, in una prospettiva di lungo periodo. Il primo

effetto potrebbe derivare da un “rimbalzo” (teorizzato come *rebound effect*) verso l’alto dei consumi energetici, proprio a seguito all’ottenimento di sensibili efficienze nei consumi, soprattutto nel settore domestico.

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 tale filiera tecnologica sono testimoniate dai numerosi studi internazionali ed italiani e dal tempestivo avvio di test reali in alcune grandi città italiane da parte di due dei maggiori Distributori elettrici italiani (progetto E-moving di A2A+Renault Nissan e progetto E-mobility Italia di Enel+Daimler). Le iniziative sono regolate in conformità al nuovo *corpus* normativo *ad-hoc* che sta nascendo per iniziativa dell’Autorità per l’Energia elettrica ed il Gas²².

Secondo le prime risultanze, l’impatto sulla domanda elettrica dovrebbe essere dell’ordine dei **2 miliardi di kWh (TWh) per milione di auto elettriche** circolanti; incrementi sulla potenza alla punta sono generalmente ritenuti non rilevanti in quanto si ritengono certamente attivabili opportuni meccanismi tariffari di premi/penalità sui prelievi orari.

Un ulteriore elemento è rappresentato dal rinnovato interesse verso le macchine reversibili per in *condizionamento degli ambienti* a funzionamento estivo ed invernale. Approfondite analisi permettono di valutare le prestazioni energetiche ed ambientali di tali apparecchiature in modo positivo. Si tratta tuttavia di una applicazione non nuova e che fa riscontrare un livello di gradimento tra i consumatori finora piuttosto basso ma suscettibile di essere rilanciato con opportune politiche di incentivazione.

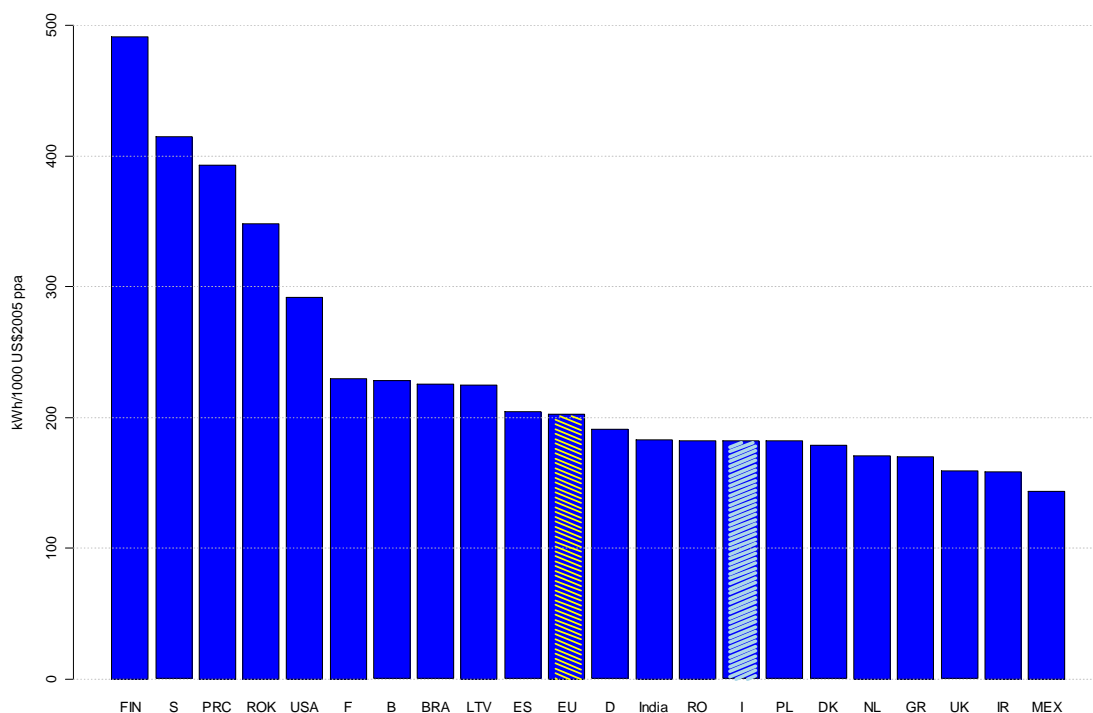
²² Delibere ARG/elt 93/11; ARG/elt 242/10; ARG/elt 39/10, ARG/elt 56/10, ARG/elt 136/10.

5.4. Confronti internazionali sull'intensità elettrica

Nel paragrafo si riportano alcune interessanti rappresentazioni grafiche dell'indicatore in esame, mostrandone una fotografia aggiornata e alcuni interessanti andamenti di più lungo periodo.

A livello internazionale, anche le elaborazioni sugli indicatori per il 2010, indicano, v. **Figura 13**, che l'energia elettrica richiesta per ottenere una unità di prodotto interno lordo²³, è in Italia sempre su livelli relativamente inferiori rispetto alla media Ue ed a molti altri Paesi OECD o di recente industrializzazione.

Figura 13 - Intensità elettrica del PIL in alcuni Paesi con economie sviluppate²⁴ (2010)



²³ Nel confrontare Paesi diversi si utilizza un prodotto interno lordo espresso convenzionalmente in US\$ del 2005, a parità di potere d'acquisto. .

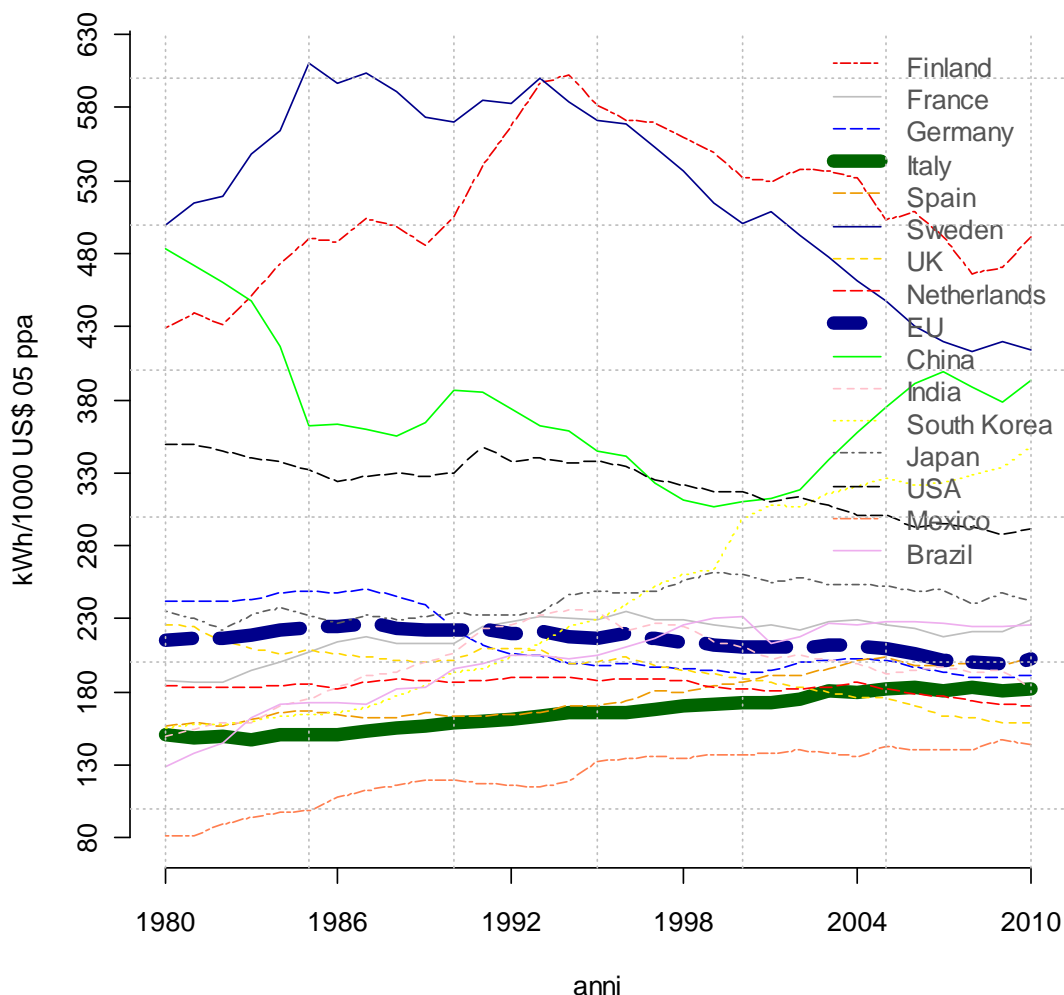
²⁴ Austria, Latvia, Grecia, Danimarca: dati 2009. Italia: dato provvisorio

Emerge che alcuni Paesi di più recente industrializzazione come il Brasile - ed ancor più Cina e Corea del Sud – sono caratterizzati da intensità elettriche più elevate, al pari di economie altamente sviluppate – è il caso degli Stati Uniti – o di Paesi molto particolari sotto il profilo climatico, ad esempio Svezia e Finlandia. Per una differente motivazione - la struttura economica più orientata alle attività terziarie, in particolare finanziarie²⁵ - il Regno Unito si colloca 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 un trentennio, emergono altri aspetti interessanti (v. **Figura 14**). Si distinguono andamenti caratteristici diversi: un folto gruppo di Paesi, tra i quali l'Italia, con intensità elettriche non troppo diverse tra loro – comprese tra 130 e 230 kWh/1.000 US\$ circa – mostrano un profilo relativamente stabile nel periodo. I Paesi nordici mostrano un profilo più tormentato, ma sempre nettamente al disopra dei Paesi di cui in precedenza. Nella fascia intermedia si trovano gli Stati Uniti che a inizio periodo presentavano una intensità elettrica elevata ma con tendenza a convergere verso i valori del gruppo di Paesi più numeroso. Verso tale livello si approssima anche – a fine periodo – l'intensità elettrica di un Paese, il Messico, che viceversa ad inizio periodo si trovava su un livello inferiore. A se stante l'andamento dell'indicatore per la Cina: partendo dal livello elevato dei primi anni '80, si osserva che ad una fase di prolungato declino si sostituisce - a partire dalla fine degli anni '90 – una fase di recupero tutt'ora in atto.

²⁵ F. Harvey - The Guardian, 7/3/2011

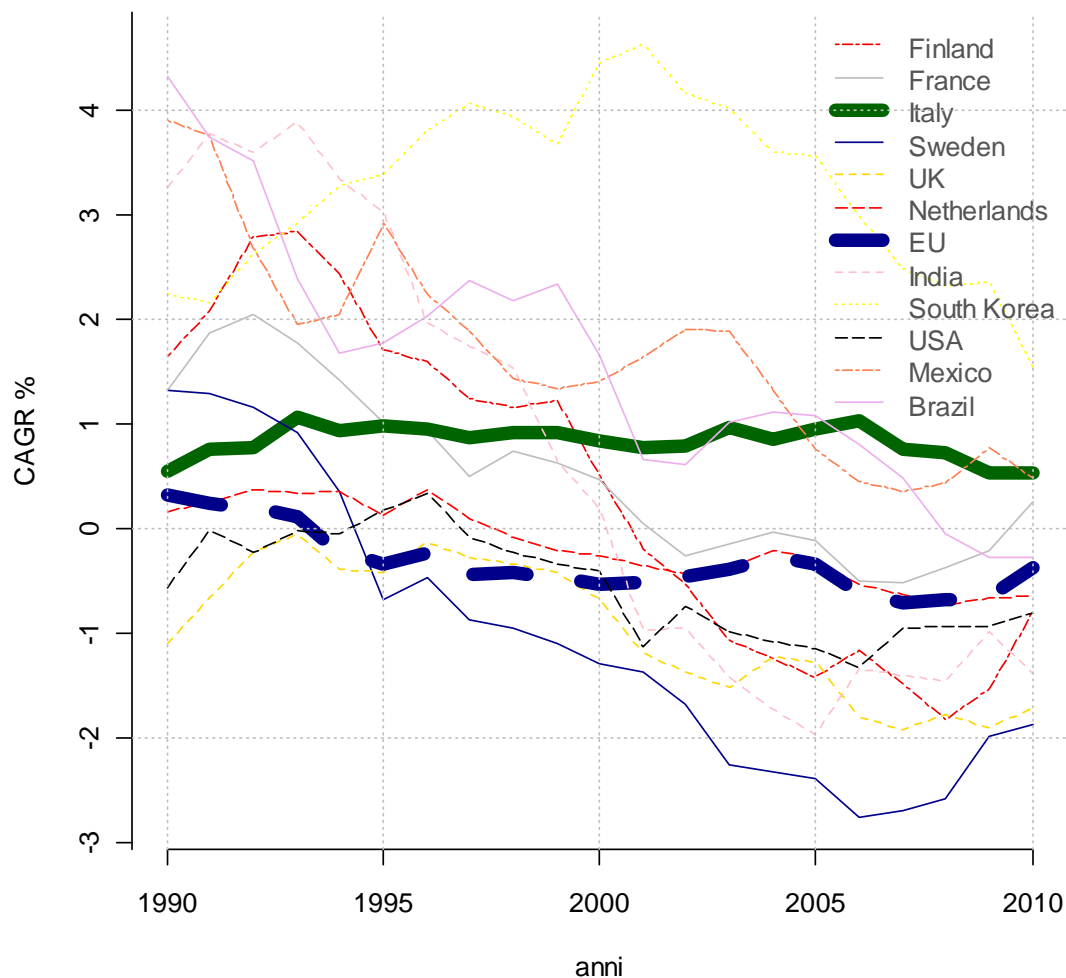
Figura 14 - Evoluzione dell'intensità elettrica del PIL in alcuni Paesi EU e in alcune altre grandi economie mondiali



In **Figura 15** si riporta la dinamica di variazione dell'intensità elettrica per alcuni dei Paesi di cui in precedenza, individuati come "virtuosi", intendendo con tale definizione i 12 Paesi che presentano una dinamica dell'intensità elettrica a fine periodo inferiore a quella iniziale²⁶.

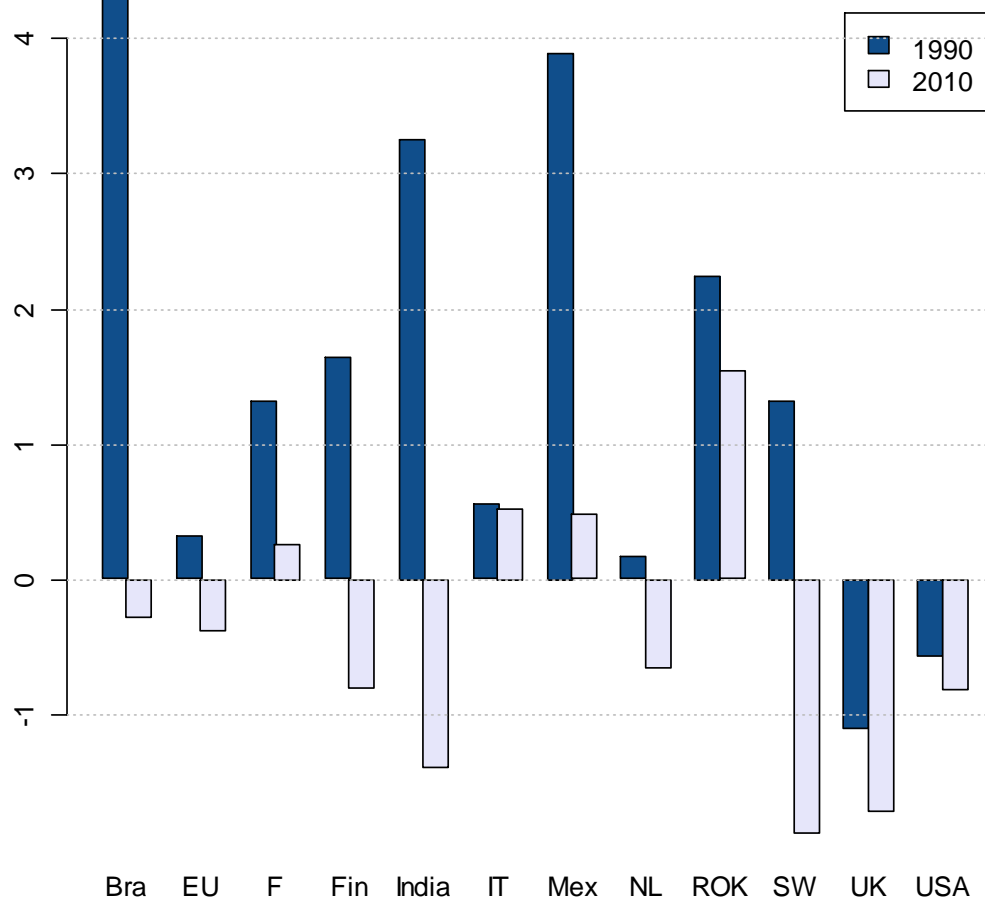
²⁶ Il termine è riferito alla prassi di classificare l'intensità elettrica tra gli indicatori di efficienza energetica, per cui i più efficienti sono anche più "virtuosi". In realtà l'intensità elettrica non è solamente un indicatore di efficienza.

Figura 15 - Dinamica dell'intensità elettrica in alcuni Paesi "virtuosi"



Nella seguente **Figura 16** sono evidenziate le differenti dinamiche dell'intensità elettrica nei medesimi Paesi "virtuosi" della figura precedente all'inizio del periodo, 1990, ed alla fine, 2010. Si osserva la notevole evoluzione di questo indicatore manifestatasi nell'arco di un ventennio, soprattutto nei Paesi di più recente industrializzazione, ma non solo in questi.

Figura 16- Dinamiche dell'intensità elettrica a confronto: 1990 - 2010



Analizzando in dettaglio, relativamente alle dinamiche dell'intensità elettrica, i 12 Paesi si possono collocare in tre gruppi diversi:

- (i) *Paesi nei quali la dinamica dell'intensità rimane positiva in tutto il periodo ma che comunque presentano a fine periodo una dinamica inferiore.* Rientrano in questo insieme 4 Paesi - tra cui l'Italia che peraltro manifesta una flessione molto contenuta - insieme a Francia, Messico e Repubblica di Corea;
- (ii) *un altro gruppo di 6 Paesi mostra a fine periodo una dinamica inferiore allo zero mentre nel 1990 era positiva.* In questo secondo aggregato si collocano Brasile, Finlandia, India, Paesi Bassi, Svezia e l'insieme dei Paesi UE;

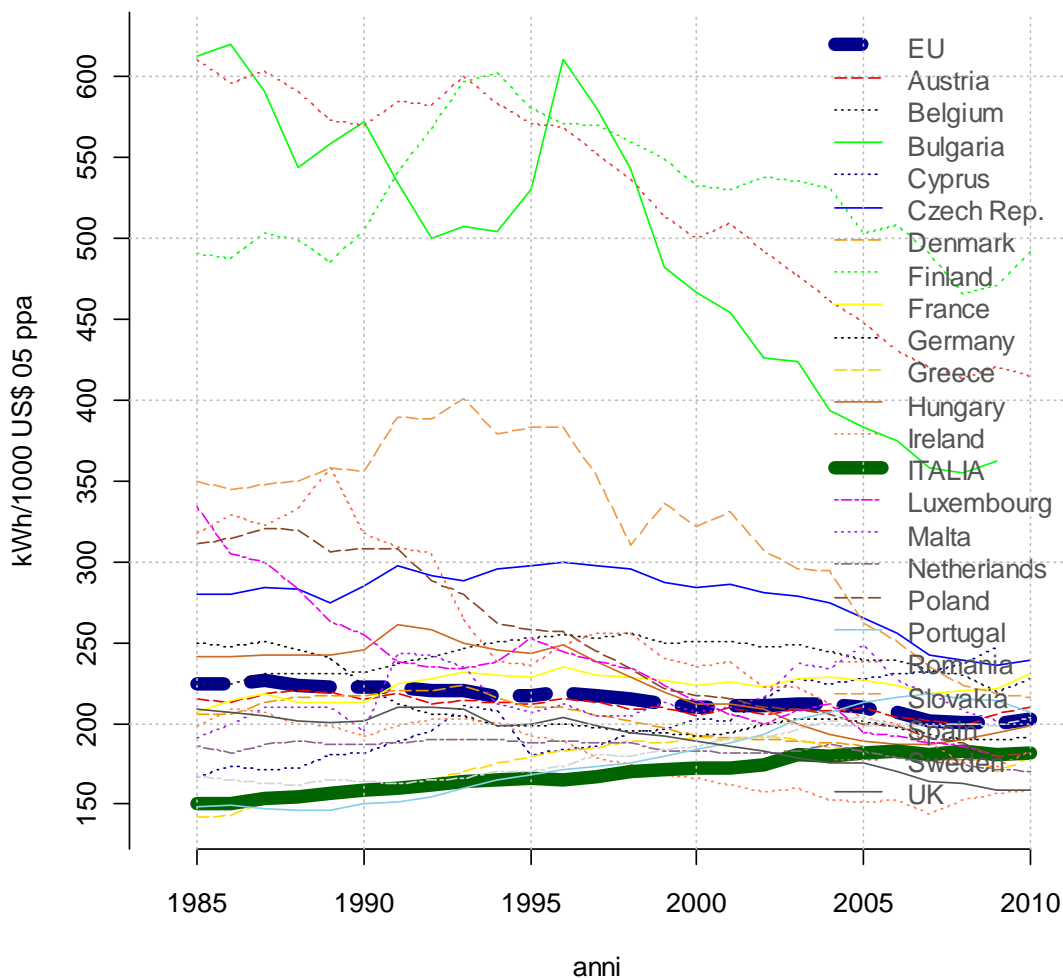
- (iii) *un terzo gruppo di Paesi infine - comprendente Regno Unito²⁷ e USA – hanno dinamica dell'intensità elettrica negativa già ad inizio periodo e perseguono una ulteriore contrazione a fine periodo.*

A livello europeo, mettendo in particolare l'attenzione sull'andamento dell'intensità elettrica dal 1985 al 2010 nella UE e sui 27 Paesi membri²⁸ (v. **Figura 17**), si osserva che per l'Italia – come visto in modo puntuale per il 2010 (v. Figura 13) – l'andamento di questo indicatore ha mostrato un andamento tendenzialmente convergente verso quello della media europea, pur rimanendo sempre inferiore a tale media. Appare quindi lecito ipotizzare nel medio periodo qualche ulteriore margine di crescita potenziale per l'intensità elettrica in Italia.

²⁷ [v. The Guardian 7/3/2011].

²⁸ Dal grafico sono stati esclusi per maggior chiarezza 4 Paesi (Estonia, Latvia, Lithuania, Slovenia) poiché la serie dei dati è risultata parzialmente incompleta.

Figura 17 - Intensità elettrica nella UE e nei Paesi dell'Unione

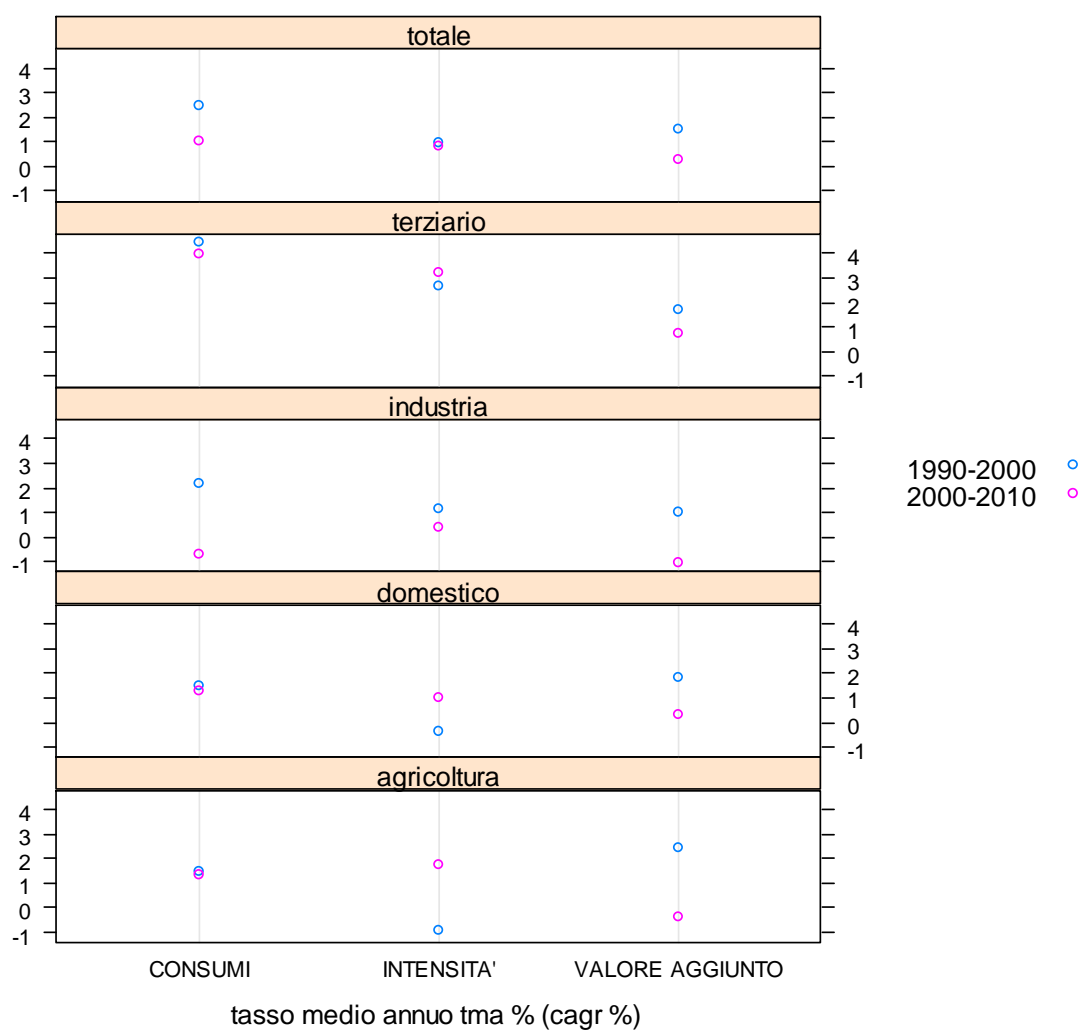


6. Considerazioni di sintesi sugli andamenti di lungo periodo (decennali)

Nella **Figura 18** si osserva sinteticamente un'analisi della dinamica di lungo termine, in particolare negli ultimi due decenni a consuntivo, di **variazione delle grandezze** quali i consumi di energia elettrica, il valore aggiunto, l'intensità elettrica, utilizzate per comporre il quadro macroeconomico della previsione della domanda elettrica. Nella figura, tale dinamica di variazione è espressa con il tasso medio annuo decennale *tma* percentuale (o

cagr), mentre i periodi osservati passano da un primo decennio, dal 1990 al 2000, al secondo decennio dal 2000 al 2010; gli **aggregati settoriali** analizzati sono quelli dell'agricoltura, dell'industria, del terziario, il domestico ed il totale dei settori.

Figura 18- Analisi dinamica delle grandezze macroeconomiche



Una schematica interpretazione dei risultati offerti dalla rappresentazione in figura è propedeutica alla formulazione delle ipotesi di previsione:

consumi di energia elettrica

- *i consumi totali italiani nel decennio 2000-2010 crescono ad un ritmo inferiore a quello del decennio precedente. Il tasso di crescita decennale, che era pari a +2,4% nel periodo 1990-2000, si è abbassato a +1,0% medio per anno nel periodo 2000-10. Tutti i settori evidenziati sono affetti da riduzioni;*
- *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 primo periodo a -0,7% per anno nel decennio 2000-10, unico settore nel quale la dinamica dei consumi risulta negativa. Su tale risultato pesa in modo decisivo, anche se attutito dal buon recupero del 2010 (+6,1%), il risultato particolarmente negativo del 2009 (allorché la variazione rispetto al 2008 era stata pari a -13,8%);*
- *pressoché stabile ed elevato – intorno al 4% per anno - il ritmo di crescita dei consumi di energia elettrica nel settore terziario nei due decenni. Nel primo decennio a +4,4% per anno, nel secondo a + 3,9%;*
- *per il settore domestico si osserva una flessione contenuta dei consumi elettrici che passano da un ritmo di +1,5% p.a. nel primo periodo a +1,3% p.a. nel periodo 2000-10;*

valore aggiunto

- *rispetto al periodo 1990-2000, il tasso di crescita del valore aggiunto²⁹ si mantiene inferiore nella seconda decade in tutti i settori³⁰: complessivamente, il valore aggiunto totale passa da +1,5% nel primo decennio a + 0,3% nel periodo 2000-10. In particolare, il valore aggiunto del settore industriale si contrae di ben due punti, passando da un tasso +1,0% nel periodo 1990-2000 ad un tasso -1,0% medio annuo nel secondo periodo. Per il settore terziario si osserva la perdita di quasi un punto nel passare da un +1,7% medio nel periodo iniziale a +0,8% nel periodo più*

²⁹ Fonte: elaborazioni su nuova serie di Contabilità nazionale pubblicata dall'ISTAT il 15 aprile 2011.

³⁰ Quale variabile descrittiva per il settore domestico viene utilizzato l'andamento dei consumi delle famiglie.

recente; in flessione anche il tasso del valore aggiunto per l'agricoltura che passa da 2,4% nel primo periodo a -0,4% nella seconda decade;

intensità elettrica

- a livello complessivo:
 - moderata flessione del tasso di crescita dell'intensità elettrica in Italia nel decennio 2000-2010 rispetto ai dieci anni precedenti: si è passato da +0,9% per anno del periodo 1990-2000 a +0,8% nel periodo più recente;
 - in tutti i settori la dinamica dell'intensità elettrica si mantiene positiva nel decennio più recente;
- a livello dei settoreiale:
 - la dinamica dell'intensità si incrementa dal primo al secondo periodo in tutti i settori tranne che nell'industria, ove si passa da +1,2% per anno nel primo decennio ad un livello più basso, +0,4% per anno;
 - per quanto riguarda il terziario l'incremento è ragguardevole – 6/10 di punto – e porta il livello su un valore molto significativo (da +2,6% medio per anno nel primo periodo al +3,2% nel periodo 2000-2010);
 - nel settore domestico – sempre utilizzando la proxy dei consumi delle famiglie nella elaborazione dell'indicatore – si passa da un valore inferiore allo zero (-0,3%) nel primo decennio a +1,0% per anno del decennio appena trascorso.

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 una espansione**

dell'intensità elettrica italiana nello scenario base, individuandolo anche come **"scenario ad intensità elettrica contenuta"**.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- *quello "di sviluppo" (superiore) – soprattutto idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica - si ipotizza per il periodo 2010 - 2021 una **crescita** dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa **+0,9 % per anno**, valore che si colloca sostanzialmente in linea con l'andamento storico;*
- *un secondo "scenario base" (inferiore) ad intensità elettrica contenuta, con tasso medio di incremento dell'intensità elettrica **inferiore allo zero, -0,2% p.a.**, sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.*

7. Previsione della domanda elettrica in energia

Sulla base delle considerazioni sull'intensità elettrica di cui sopra, nel periodo 2010 – 2021 si stima una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +1,8% nello **scenario di sviluppo** (ipotesi superiore) – corrispondente a 400,0 miliardi di kWh nel 2021.

Nello **scenario base**, ottenuto grazie ad una flessione dell'intensità elettrica, si ipotizza invece un tasso medio del +0,7% per anno (ipotesi inferiore), col quale si prevede una domanda elettrica di 355,0 TWh nel 2021.

Nella **Tabella 6** è riportato il quadro sintetico a consuntivo ed in previsione 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 proposti.

Tabella 6 - Previsione della domanda elettrica in energia

	<i>domanda elettrica</i>		<i>prodotto interno lordo</i>		<i>intensità elettrica</i>	
	miliardi di kWh	tassi medi annui		tassi medi annui		tassi medi annui
1985	195.0					
		3.8%		3.1%		0.7%
1990	235.1					
		2.1%		1.3%		0.8%
1995	261.0					
		2.7%		1.9%		0.8%
2000	298.5					
		2.1%		0.9%		1.2%
2005	330.4					
		0.0%		-0.4%		0.4%
scenario di sviluppo						
2010	330.5					
		1.6%		0.9%		0.7%
2016	364.0					
		1.9%	1.8%	0.7%	0.8%	0.9%
2021	400.0					
scenario base						
2010	330.5					
		0.6%		0.9%		-0.3%
2016	341.6					
		0.8%	0.7%	0.7%	0.8%	-0.2%
2021	355.0					

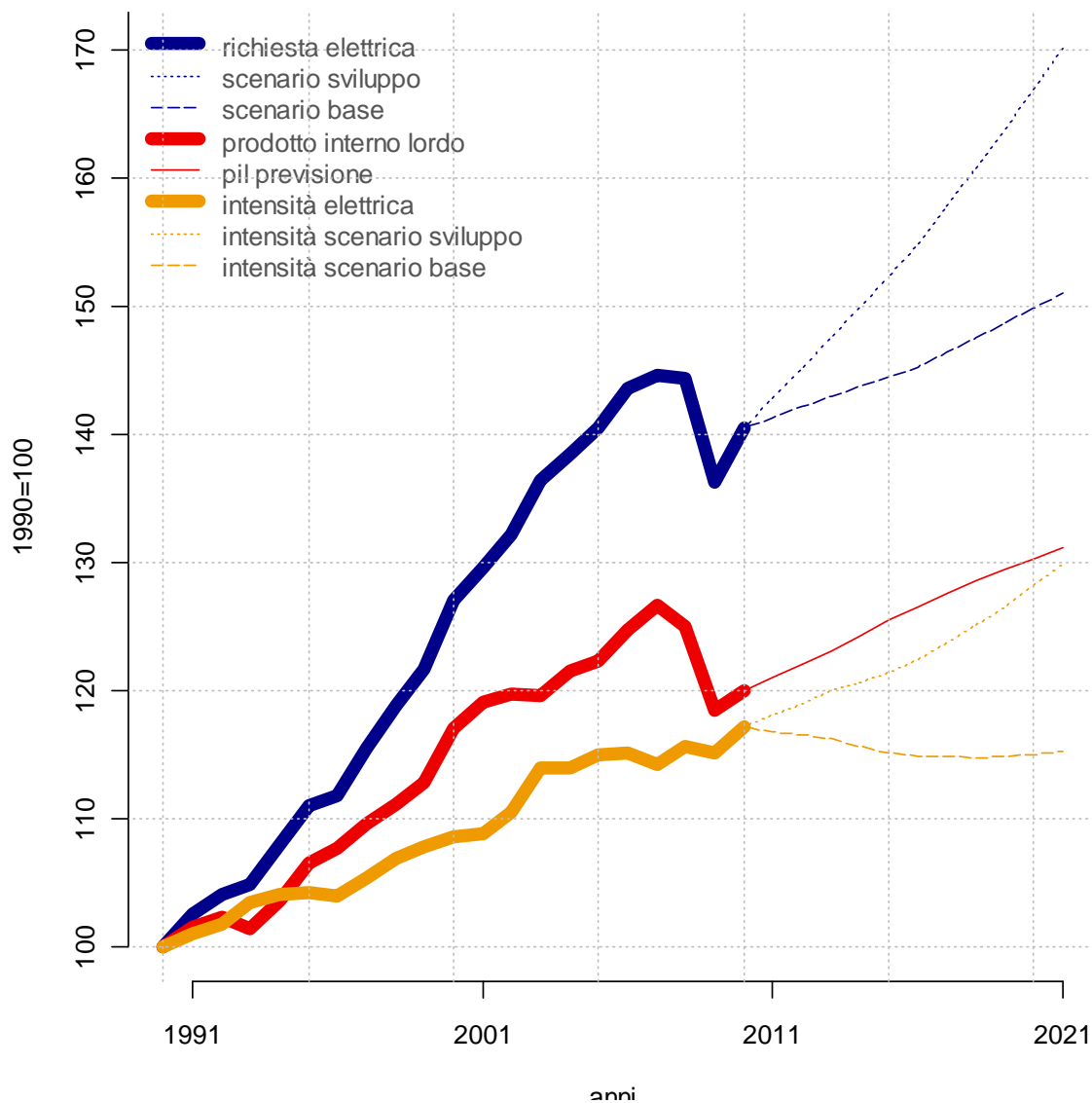
Nel 2016, si ipotizza nello *scenario di sviluppo* (ipotesi superiore) una domanda elettrica pari a 364,0 miliardi di kWh, con un tasso medio annuo di sviluppo 2010 – 2016 pari a +1,6%. In questo scenario, il livello della domanda degli anni 2007-2008, circa 340 TWh, sarà nuovamente toccato già dal prossimo anno (v. **Figura 20**). Nel secondo semiperiodo, anni dal 2016 al 2021, il tasso di crescita sarà pari a +1,9% per anno.

Nello *scenario base* (ipotesi inferiore), con l'intensità elettrica obbligata su un livello leggermente negativo, si prevede un tasso di crescita della domanda elettrica pari a +0,6% per anno nel primo dei due semiperiodi, con una domanda che – recuperando solo nel 2015 i livelli del 2007-2008 - raggiungerà i 341,6 TWh nel 2016, e pari a +0,8% per anno dal 2016 al 2021.

In **Figura 19** 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 2010 e le previsioni fino al 2021, differenziando i profili dello scenario di sviluppo e dello scenario base³¹.

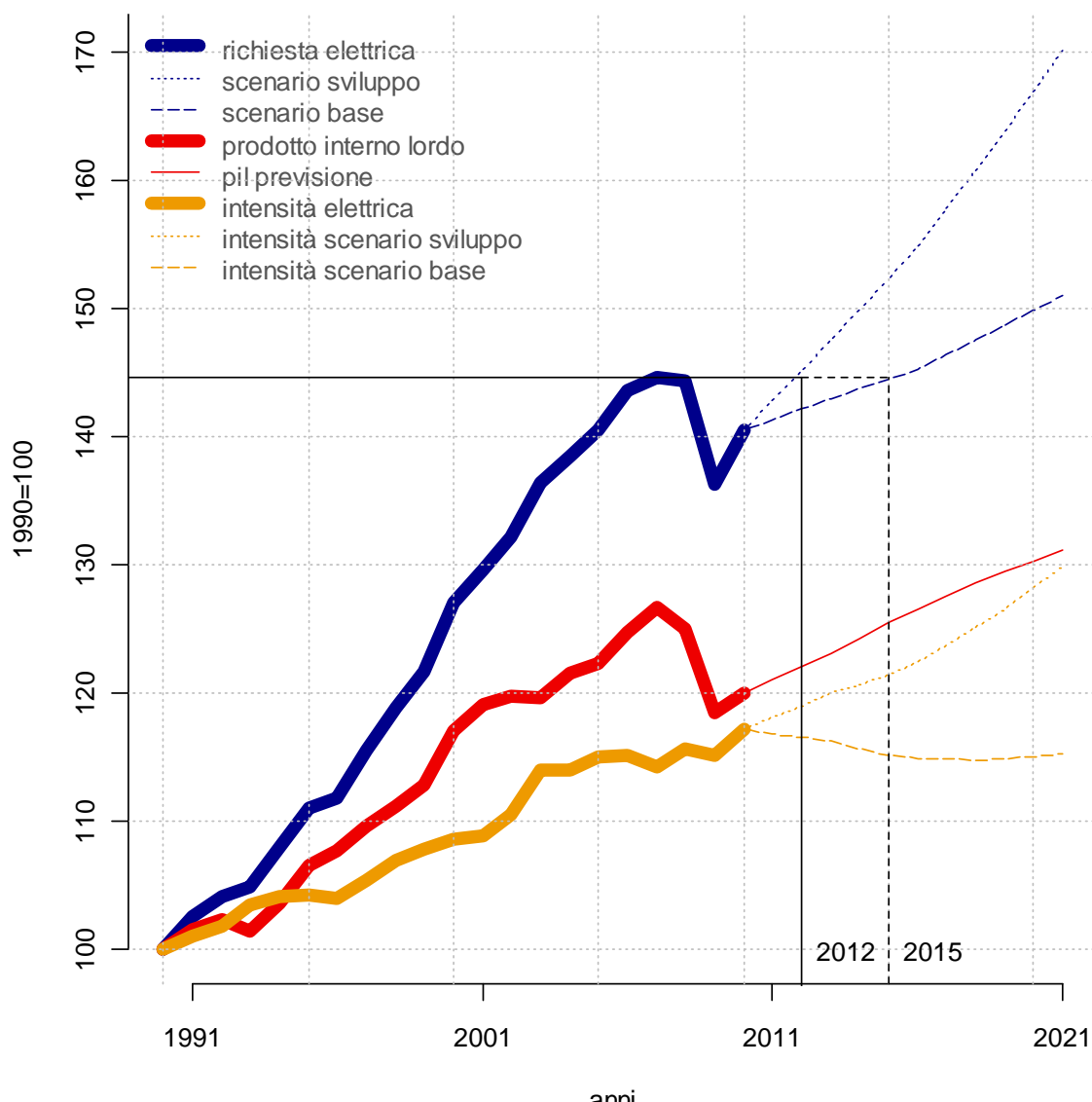
Figura 19 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica



Anche graficamente (v. **Figura 20**) si può osservare quanto già accennato, e cioè che è prevedibile dover ancora attendere tra i 1 ed i 4 anni - a seconda dello scenario cui si fa riferimento - prima di tornare ai valori di domanda elettrica osservati nel biennio 2007-2008.

³¹ L'andamento del PIL – come detto – non è articolato su diversi scenari.

Figura 20 - Recupero dei livelli di domanda del 2007-08



Nelle successive **Tabella 7** e **Tabella 8** sono riportati i dettagli annuali della previsione, rispettivamente per lo scenario di **sviluppo** e per quello **base**, ad intensità elettrica contenuta.

Nelle tabelle sono riportati in termini quantitativi anche i valori che si riferiscono al Prodotto Interno Lordo e all'intensità elettrica del PIL. In particolare, si osserva che la misurazione del PIL in termini reali, effettuata fino a pochi anni orsono adottando i prezzi di un anno di riferimento costante (metodo degli indici a base fissa), è ora ottenuta dall'ISTAT secondo la metodologia statistica degli indici a catena (ossia a base mobile), in ottemperanza allo standard fissato da regolamenti comunitari (vedi sito web ISTAT e nota interna "La revisione

generale dei conti economici nazionali” su intranet Terna - Biblioteca –
Congiuntura e riferimenti, anno 2006).

Tabella 7 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario sviluppo)

Italia: scenario di sviluppo

	<i>Domanda elettrica</i>		<i>PIL (*)</i>		<i>Intensità elettrica</i>	
	<i>miliardi di kWh</i>	<i>tassi medi annui</i>	<i>milioni € val. concat. 2000</i>	<i>tassi medi annui</i>	<i>kWh/€</i>	<i>tassi medi annui</i>
1985	195.0		871 565		0.224	
]	3.8%]	3.1%]	0.7%
1990	235.1	3.8%	1 017 384	3.1%	0.231	0.7%
]	2.1%]	1.3%]	0.8%
1995	261.0	2.4%	1 083 763	1.6%	0.241	0.8%
]	2.7%]	1.9%]	0.8%
2000	298.5		1 189 898		0.251	
]	2.1%]	1.8%]	0.3%
2001	304.8		1 211 778		0.252	
]	1.9%]	0.5%]	1.5%
2002	310.7		1 217 477		0.255	
]	3.2%]	0.0%]	3.2%
2003	320.7	2.1%	1 217 143	0.9%	0.263	1.2%
]	1.5%]	1.5%]	-0.1%
2004	325.4		1 235 624		0.263	
]	1.6%]	0.7%]	0.9%
2005	330.4		1 243 764		0.266	
]	2.1%]	2.0%]	0.1%
2006	337.5		1 269 069		0.266	
]	0.7%]	1.5%]	-0.7%
2007	339.9		1 287 756		0.264	
]	-0.1%]	-1.3%]	1.2%
2008	339.5	0.0%	1 270 811	-0.4%	0.267	0.4%
]	-5.7%]	-5.2%]	-0.5%
2009	320.3		1 204 443		0.266	
]	3.2%]	1.3%]	1.9%
2010	330.5		1 220 051		0.271	
]	1.6%]	0.9%]	0.7%
2011	335.8		1 230 947		0.273	
]	1.6%]	0.9%]	0.8%
2012	341.3		1 241 478		0.275	
]	1.6%]	0.8%]	0.8%
2013	346.8	1.6%	1 251 296	0.9%	0.277	0.7%
]	1.6%]	1.0%]	0.6%
2014	352.4		1 264 025		0.279	
]	1.6%]	1.0%]	0.6%
2015	358.2		1 276 883		0.281	
]	1.6%]	0.8%]	0.9%
2016	364.0		1 286 680		0.283	
]	1.9%]	0.8%]	1.1%
2017	370.9		1 297 195		0.286	
]	1.9%]	0.8%]	1.1%
2018	378.0		1 307 797		0.289	
]	1.9%]	0.7%]	1.2%
2019	385.2	1.9%	1 317 177	0.7%	0.292	1.2%
]	1.9%]	0.6%]	1.3%
2020	392.5		1 325 307		0.296	
]	1.9%]	0.6%]	1.3%
2021	400.0		1 333 488		0.300	

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, luglio 2011

Tabella 8 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario base)

Italia: scenario base (ad intensità elettrica frenata)

	<i>Domanda elettrica</i>		<i>PIL (*)</i>		<i>Intensità elettrica</i>	
	<i>miliardi di kWh</i>	<i>tassi medi annui</i>	<i>milioni € val. concat. 2000</i>	<i>tassi medi annui</i>	<i>kWh/€</i>	<i>tassi medi annui</i>
1985	195.0		871 565		0.224	
		3.8%] 3.8%		3.1%] 3.1%		0.7%] 0.7%
1990	235.1		1 017 384		0.231	
		2.1%] 2.4%		1.3%] 1.6%		0.8%] 0.8%
1995	261.0		1 083 763		0.241	
		2.7%] 2.4%		1.9%] 1.6%		0.8%] 0.8%
2000	298.5		1 189 898		0.251	
		2.1%] 2.1%		1.8%] 1.8%		0.3%] 0.3%
2001	304.8		1 211 778		0.252	
		1.9%] 2.1%		0.5%] 0.9%		1.5%] 1.2%
2002	310.7		1 217 477		0.255	
		3.2%] 2.1%		0.0%] 0.9%		3.2%] 1.2%
2003	320.7		1 217 143		0.263	
		1.5%] 2.1%		1.5%] 0.9%		-0.1%] 1.2%
2004	325.4		1 235 624		0.263	
		1.6%] 2.1%		0.7%] 0.9%		0.9%] 0.9%
2005	330.4		1 243 764		0.266	
		2.1%] 2.1%		2.0%] 2.0%		0.1%] 0.1%
2006	337.5		1 269 069		0.266	
		0.7%] 2.1%		1.5%] 2.0%		-0.7%] 0.1%
2007	339.9		1 287 756		0.264	
		-0.1%] 0.0%		-1.3%] -0.4%		1.2%] 0.4%
2008	339.5		1 270 811		0.267	
		-5.7%] 0.0%		-5.2%] -0.4%		-0.5%] 0.4%
2009	320.3		1 204 443		0.266	
		3.2%] 0.0%		1.3%] -0.4%		1.9%] 0.4%
2010	330.5		1 220 051		0.271	
		0.6%] 0.0%		0.9%] 0.9%		-0.3%] -0.3%
2011	332.3		1 230 947		0.270	
		0.6%] 0.0%		0.9%] 0.9%		-0.3%] -0.3%
2012	334.1		1 241 478		0.269	
		0.6%] 0.0%		0.8%] 0.9%		-0.2%] -0.3%
2013	336.0		1 251 296		0.269	
		0.6%] 0.6%		1.0%] 0.9%		-0.5%] -0.3%
2014	337.8		1 264 025		0.267	
		0.6%] 0.6%		1.0%] 0.9%		-0.5%] -0.5%
2015	339.7		1 276 883		0.266	
		0.6%] 0.6%		0.8%] 0.8%		-0.2%] -0.2%
2016	341.6		1 286 680		0.265	
		0.8%] 0.6%		0.8%] 0.8%		0.0%] 0.0%
2017	344.2		1 297 195		0.265	
		0.8%] 0.6%		0.8%] 0.8%		0.0%] 0.0%
2018	346.9		1 307 797		0.265	
		0.8%] 0.8%		0.7%] 0.7%		0.1%] 0.1%
2019	349.6		1 317 177		0.265	
		0.8%] 0.8%		0.6%] 0.6%		0.2%] 0.2%
2020	352.2		1 325 307		0.266	
		0.8%] 0.8%		0.6%] 0.6%		0.2%] 0.2%
2021	355.0		1 333 488		0.266	

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, luglio 2011

7.1 Previsione per le aree geografiche

Le previsioni per aree geografiche e per settore di attività che seguiranno sono state formulate facendo da quest'anno riferimento a tutti e due gli scenari, di sviluppo e di base.

Dal 2010 al 2021, nello **scenario di sviluppo**, a fronte di una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,8% 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 Sud con un tasso medi annuo del +2,3%; al Centro l'aspettativa di crescita della domanda è in linea con la media nazionale, +1,8%. Con una crescita di poco inferiore a quella media nazionale figurano le Aree del Nord Italia e le Regioni insulari, ambedue con un tasso di sviluppo +1,6% per anno (v. **Tabella 9** e **Figura 21**).

Tabella 9 - Previsione della domanda in energia elettrica nelle aree geografiche

<i>Scenario di sviluppo</i>				
	2010	2016	2021	2010-2021
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	<i>179.9</i>	<i>196.4</i>	<i>214.2</i>	<i>1.6</i>
<i>Centro</i>	<i>60.1</i>	<i>66.4</i>	<i>73.1</i>	<i>1.8</i>
<i>Sud</i>	<i>56.7</i>	<i>64.4</i>	<i>72.5</i>	<i>2.3</i>
<i>Isole</i>	<i>33.8</i>	<i>36.8</i>	<i>40.2</i>	<i>1.6</i>
ITALIA	330.5	364.0	400.0	1.8

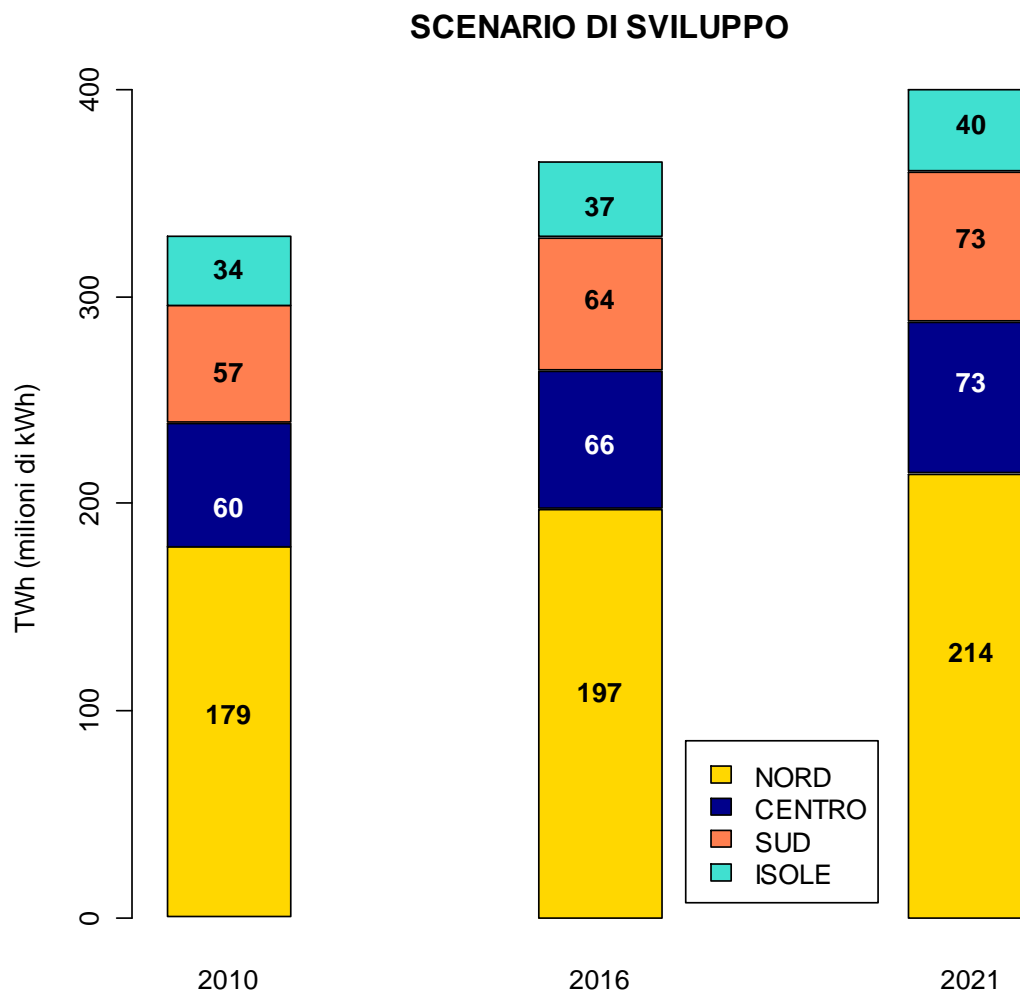
Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna

Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio

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

Isole: Sicilia, Sardegna

Figura 21 - Previsione della domanda nelle aree geografiche



La previsione per aree geografiche è completata dal quadro relativo allo **Scenario di base** – nel quale la domanda nazionale si evolve ad un tasso medio annuo +0,7% (v. **Tabella 10**).

Tabella 10 - Previsione per aree geografiche nello Scenario base

<i>Scenario BASE</i>				
	2010	2016	2021	2010-2021
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	<i>179.9</i>	<i>184.3</i>	<i>190.1</i>	<i>0.5</i>
<i>Centro</i>	<i>60.1</i>	<i>62.3</i>	<i>64.8</i>	<i>0.7</i>
<i>Sud</i>	<i>56.7</i>	<i>60.4</i>	<i>64.4</i>	<i>1.2</i>
<i>Isole</i>	<i>33.8</i>	<i>34.6</i>	<i>35.6</i>	<i>0.5</i>
ITALIA	330.5	341.6	355.0	0.7

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

7.2 Previsione settoriale

Per quanto riguarda la previsione per i principali settori di consumo – e con riguardo allo *scenario di sviluppo* – nell'anno obiettivo **l'industria** – con un consumo atteso di 147 miliardi di kWh - si conferma ancora il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici ma con un peso in riduzione (v. **Tabella 11** e **Figura 22**). Nel 2021 la quota dei consumi industriali è stimata inferiore alla metà dei consumi, 39% circa (v. anche **Figura 23**), con uno sviluppo (+0,6% per anno) al disotto di quello medio. Il tasso medio annuo del totale dei consumi si colloca infatti al +1,8 % in linea con la crescita della richiesta. Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento più dinamico delle **industrie non di base** (per la produzione di beni finali³², ivi incluse le altre industrie: +0,9% medio per anno) ed un andamento quasi stazionario per le **industrie dei beni intermedi**³³ (+0,1%).

³² 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.

³³ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

Il **terziario**, si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+3,6 %). Nel 2021 il settore terziario dovrebbe raggiungere i 142 TWh con una quota del 38% nella struttura dei consumi, analoga alla quota del settore industriale.

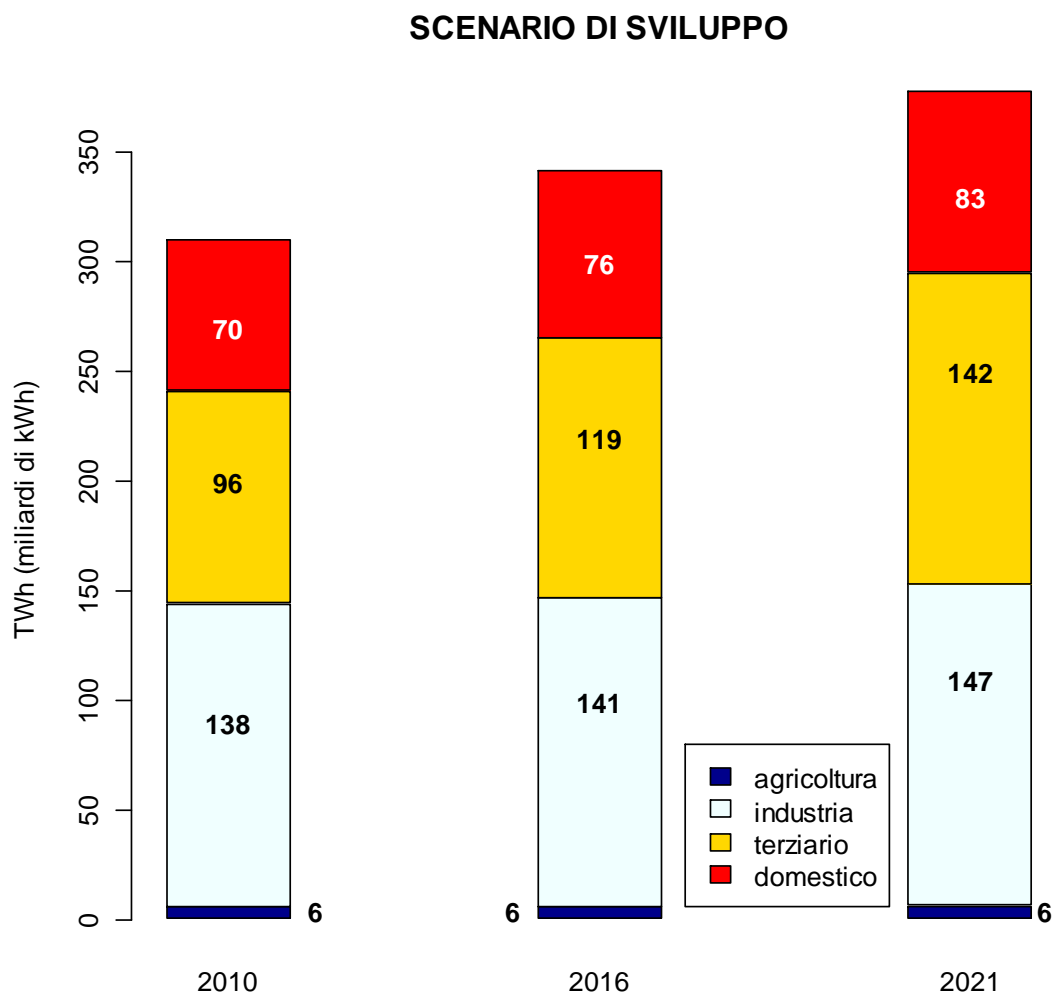
Con un tasso medio annuo di crescita del +1,6% sull'intero periodo, il settore **domestico** verrebbe a detenere nel 2021 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 22% - pari a circa 83 TWh - invariata rispetto al 2010.

Sostanzialmente stabile il peso del **settore agricolo** nella struttura dei consumi (circa 1,6% del totale), in crescita a 5,8 TWh nel periodo, ad un tasso di circa il +0,4% per anno (v. anche **Figura 22**).

Tabella 11 - Previsione settoriale dei consumi di energia elettrica

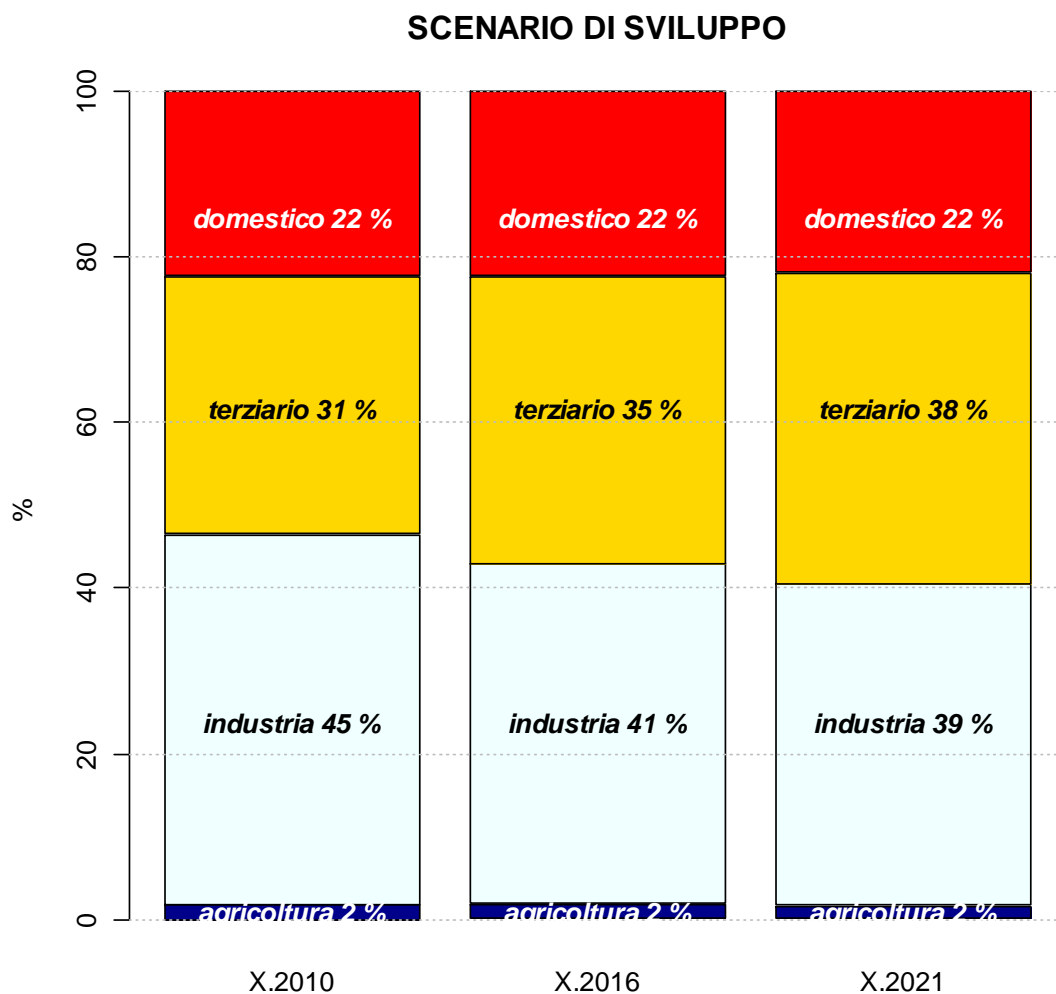
	<i>Scenario di sviluppo</i>			
	2010	2016	2021	2010-2021
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	5.6	5.7	5.8	0.4
<i>Industria</i>	138.4	141.0	147.1	0.6
<i>beni intermedi</i>	61.3	60.8	61.7	0.1
<i>non di base e altre</i>	77.1	80.2	85.4	0.9
<i>Terziario</i>	96.3	118.6	141.8	3.6
<i>Domestico</i>	69.6	76.4	82.8	1.6
<i>Totale consumi</i>	309.9	341.8	377.5	1.8
perdite di rete	20.6	22.2	22.5	0.8
ITALIA	330.5	364.0	400.0	1.8

Figura 22 - Previsione dei consumi settoriali



Nella successiva figura è infine mostrata la medesima previsione dei consumi di energia elettrica evidenziando i cambiamenti nella struttura settoriale, espressa in termini percentuali (v. **Figura 23**). Come atteso, si osserva l'ampliamento della quota dei consumi del terziario a scapito di quelli del settore industriale. In questo scenario, nella prospettiva del 2021 settore terziario ed industriale sono pressoché appaiati anche se l'industria rimane tuttavia quello più rilevante. Il settore domestico mantiene le proprie quote nella struttura dei consumi.

Figura 23 - La struttura percentuale dei consumi elettrici in previsione



Si riporta infine in **Tabella 12** la previsione settoriale dei consumo elettrici nelle condizioni dello **Scenario di base**, ad intensità elettrica contenuta.

Tabella 12 - Previsione della domanda settoriale nello Scenario base

<i>Scenario BASE</i>				
	2010	2016	2021	2010-2021
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	<i>5.6</i>	<i>5.9</i>	<i>6.0</i>	<i>0.6</i>
<i>Industria</i>	<i>138.4</i>	<i>134.1</i>	<i>132.5</i>	<i>-0.4</i>
<i>beni intermedi</i>	<i>61.3</i>	<i>58.1</i>	<i>56.1</i>	<i>-0.8</i>
<i>non di base e altre</i>	<i>77.1</i>	<i>76.1</i>	<i>76.5</i>	<i>-0.1</i>
<i>Terziario</i>	<i>96.3</i>	<i>106.9</i>	<i>117.9</i>	<i>1.9</i>
<i>Domestico</i>	<i>69.6</i>	<i>73.9</i>	<i>77.4</i>	<i>1.0</i>
<i>Totale consumi</i>	<i>309.9</i>	<i>320.8</i>	<i>333.8</i>	<i>0.7</i>
perdite di rete	<i>20.6</i>	<i>20.8</i>	<i>21.1</i>	<i>0.2</i>
ITALIA	330.5	341.6	355.0	0.7

8. Le previsioni della domanda nei Paesi ENTSO-E³⁴

Nel presente paragrafo, si presenta il quadro delle previsioni della domanda elettrica nei Paesi europei, ricavato dal rapporto ENTSO-E “Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025”, pubblicato nel 2011. Il rapporto ENTSO-E si basa su un processo di raccolta dati presso i Paesi membri avvenuto nella seconda metà del 2010³⁵. La rappresentazione fornita è comunque utile per un confronto tra le aspettative di sviluppo della domanda elettrica nei diversi Paesi europei. Si osservi che dal rapporto ENTSO-E è stato ricavato come anno obbiettivo il 2020.

³⁴ Associazione dei 42 Transmission System Operators europei di 34 Paesi.

³⁵ In particolare i dati qui riportati per l'Italia si riferiscono pertanto ai dati previsionali pubblicati lo scorso anno [v. Previsioni della domanda elettrica 2010 – 2020] e non sono pertanto direttamente confrontabili con i dati previsivi presentati nelle pagine precedenti, anche per i diversi intervalli di previsione sui quali sono basate le valutazioni dei CAGR

La **Figura 24** mostra con immediatezza i tassi medi annui di incremento della domanda di energia elettrica nel periodo 2011 – 2020 (**Scenario cd. “EU2020”**)³⁶, evidenziando cromaticamente tre aggregati con differenti fasce di crescita.

Figura 24 - Crescita della domanda elettrica nei Paesi ENTSO-E (2011-20)



In **Tabella 13** è quindi riportato il tasso di crescita medio della domanda di energia elettrica di tutti i Paesi ENTSO-E nel periodo 2011-2020 e nei sottoperiodi 2011- 2015 e 2015 - 2020.

³⁶ Lo Scenario EU2020 è uno speciale scenario *top-down* costruito per accogliere le indicazioni di *policy* della EU in materia di clima ed energia ed in particolare basato sugli obiettivi nazionali specificati negli NREAP.

Tabella 13 - Previsioni della domanda elettrica nei Paesi ENTSO-E

	2011 - 2020	
	2011 - 2015	2015 - 2020
tasso medio annuo di crescita dei consumi di energia elettrica % (cagr %)	0.6%	0.7%

Fonte: nostre elaborazioni su dati ENSO-E - Scenario <<EU 2020>>

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 del carico in Italia.

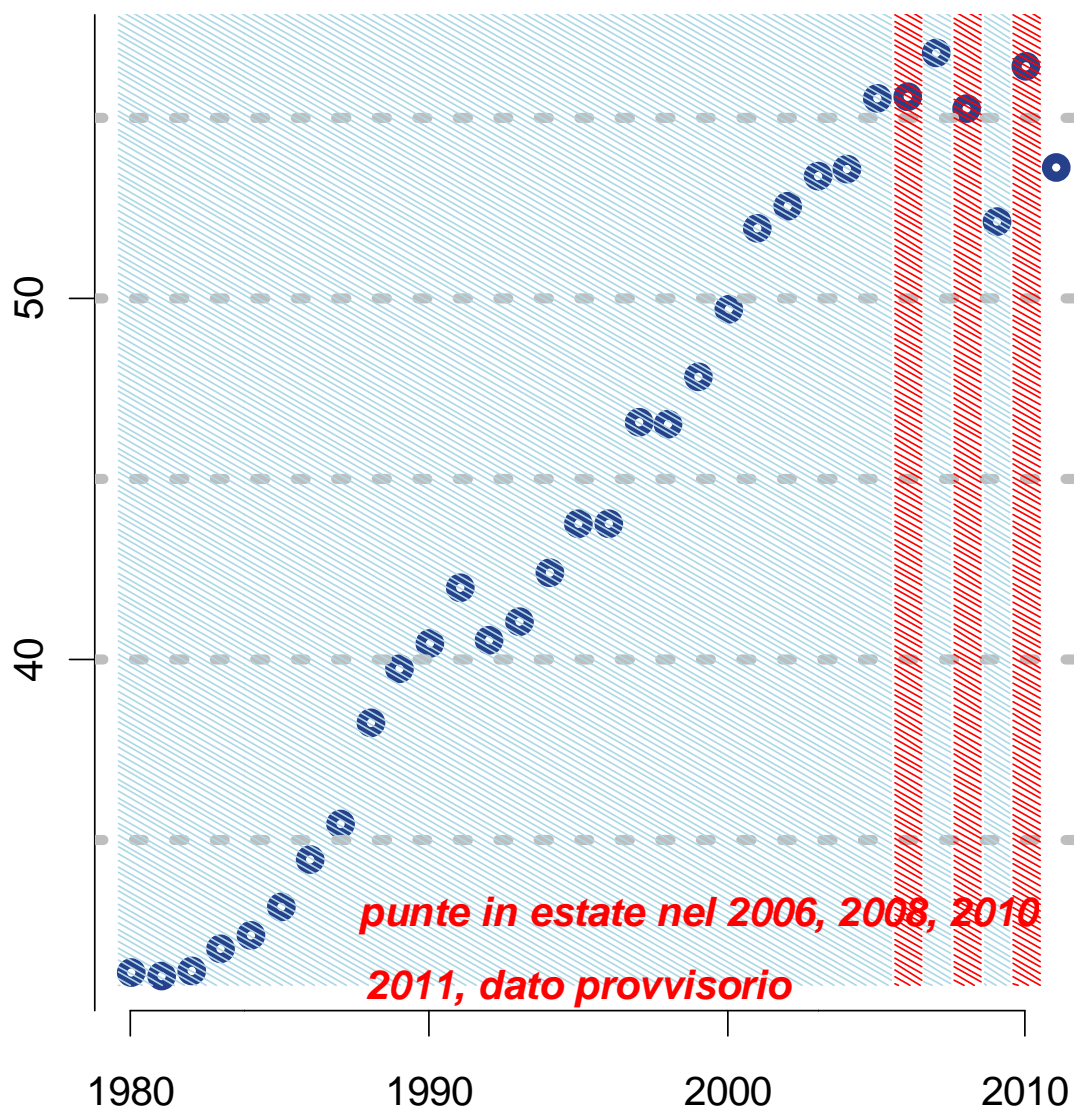
In **Figura 25** è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo dal 1980 all'estate 2011.

Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è verificata in periodo invernale³⁷. Dal 2006, la punta si è verificata alternativamente, in estate negli anni pari o in inverno negli anni dispari (v. **Figura 25**, ove sono rappresentati in campo azzurro gli anni con punte invernali e in campo rosso gli anni con punte estive), a conferma della teoria che in questi anni la tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale è sicuramente in atto ma non consolidata.

Nei primi otto mesi del 2011 si è raggiunto un massimo provvisorio in luglio pari 53.668 MW (il 13 luglio alle ore 12); tale valore di carico massimo, peraltro inferiore al massimo di luglio 2010, se non superato nei prossimi mesi invernali, costituirà comunque il picco dell'anno in corso.

³⁷ Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

Figura 25 - Carico massimo sulla rete Italia – 1980 – 2011 (provvisorio)

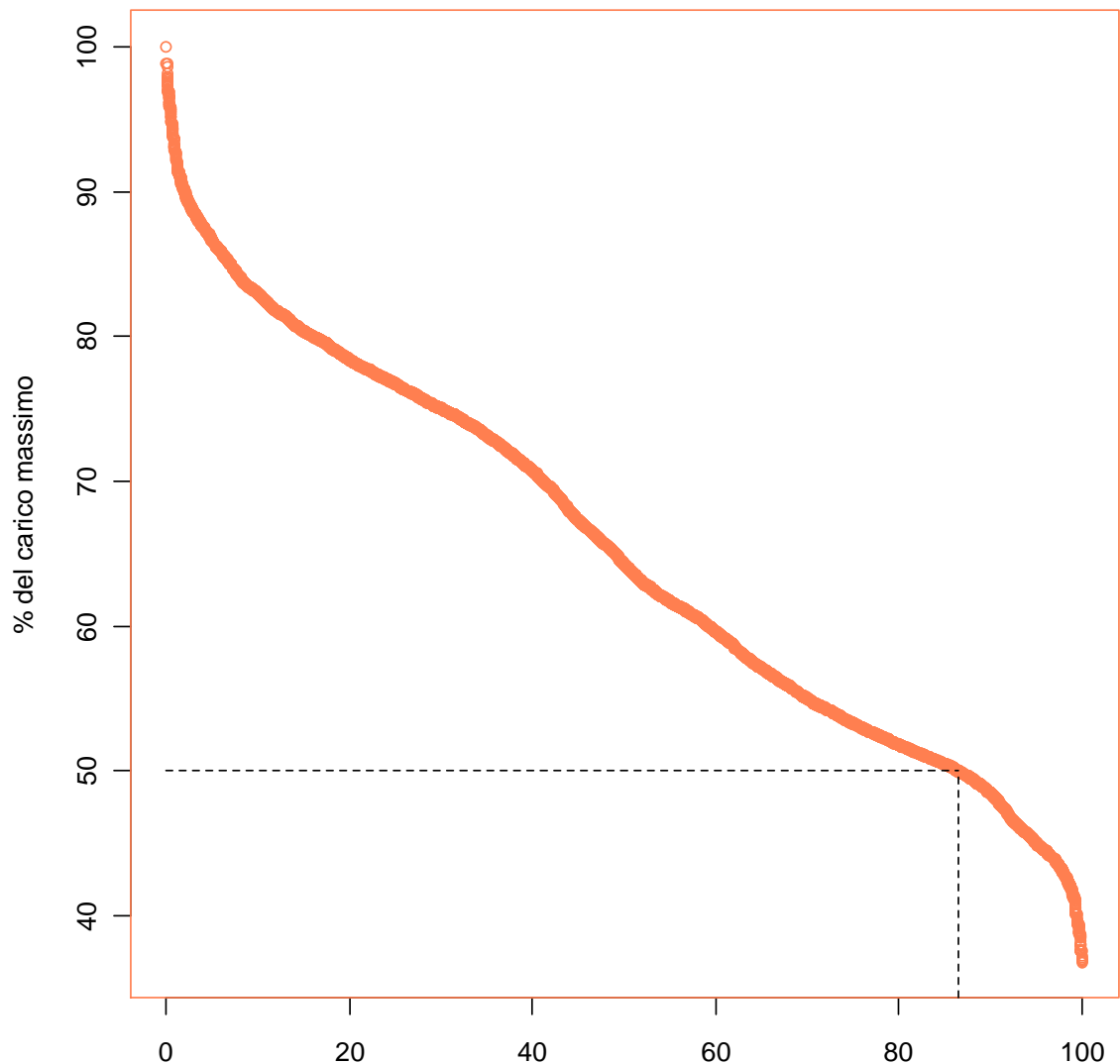


La successiva **Figura 26** mostra la curva monotona di durata del carico 2010 sulla rete italiana, basata sulla rilevazione oraria della potenza richiesta dal carico, espressa in percentuale rispetto al massimo carico annuo, di cui in precedenza. Si osserva che la domanda ha superato il 50% del carico massimo per circa l'86% delle ore dell'anno³⁸.

³⁸ Si tratta di un indicatore sintetico della modulazione del prelievo in potenza. Negli ultimi tre anni:

	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%

Figura 26 - Curva di durata del carico sulla rete Italia - 2010



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.

Allo scopo di focalizzare l'attenzione sui valori superiori, in quanto più critici per il sistema elettrico, la previsione della domanda in potenza è formulata sulla base dello scenario energetico "di sviluppo".

9.1. L'evoluzione storica delle ore di utilizzazione

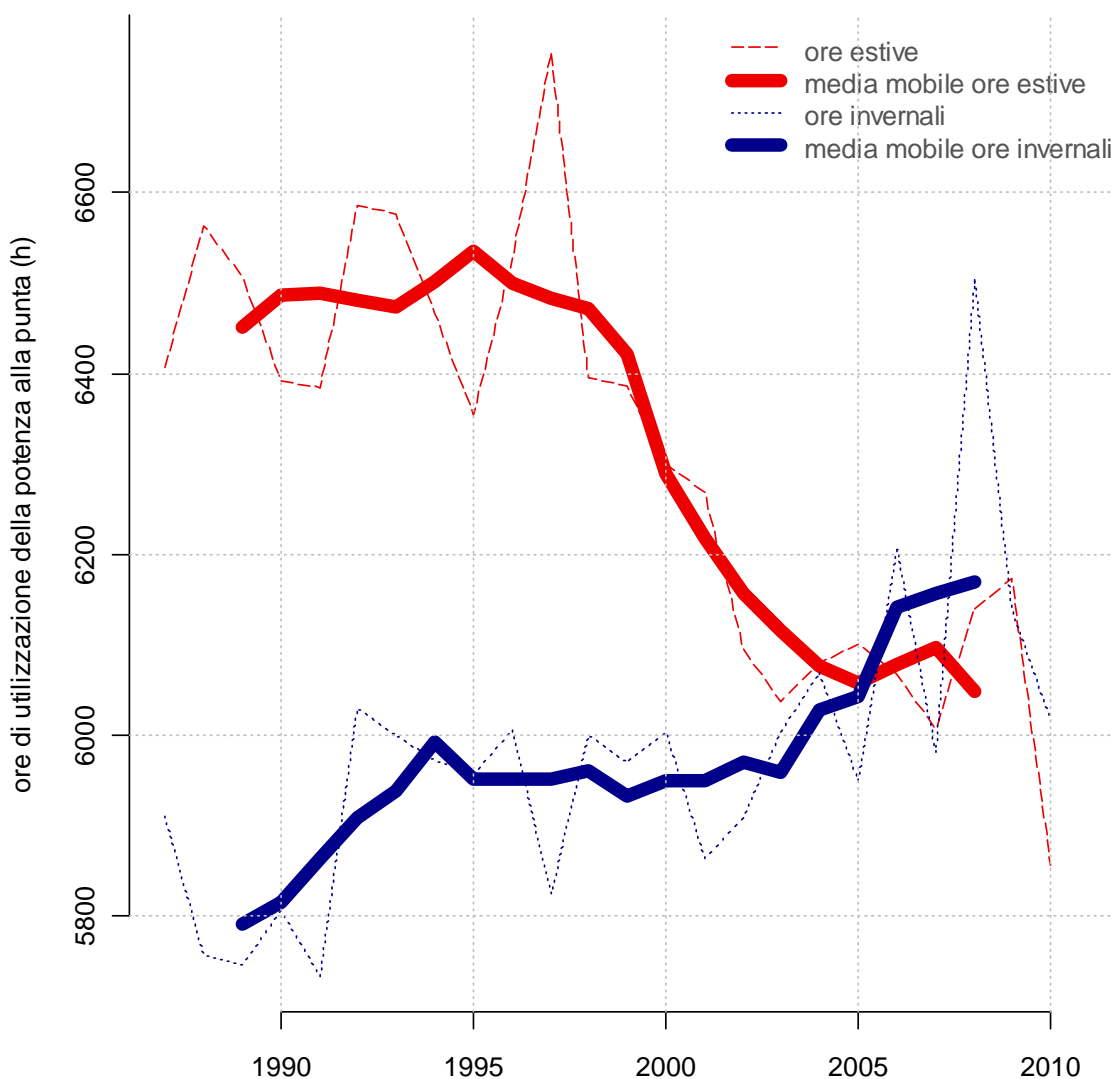
L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (v. **Figura 27**) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6'000 ore/anno (curva *ore invernali* 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 sostanzialmente 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 della media mobile su valori decisamente superiori alle 6.000 ore/anno.

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva *ore estive* a tratto sottile). Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 ore/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni, questa tendenza ha subito un rallentamento ma ormai le ore di utilizzazione estive si sono attestare sullo stesso ordine di grandezza 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 27** sono pertanto riportate anche le medie mobili centrate a cinque termini delle ore di utilizzazione della potenza massima

estiva ed invernale³⁹. Proprio osservando tali medie mobili, si coglie il segnale dell'andamento di tipo asintotico che si manifesta negli ultimi due-tre anni ma che comunque vede prevalere, sia pure in misura ridotta, la media mobile delle **ore estive quale indicatore più gravoso** per il sistema elettrico.

Figura 27 - Ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva e invernale



³⁹ 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 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.

9.2. Metodologia di previsione

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 invernale⁴⁰.

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), 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 più gravoso per il sistema elettrico - si stima per l’anno 2021 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5’480 ore/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 73 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 17 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2010 (v. **Tabella 14**). Nella stessa tabella è riportata anche l’ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza, valutata in 69 GW, che è invece correlata all’ipotesi di inverno medio. Per l’anno 2017 le ipotesi di estate torrida ed inverno medio conducono ad una coppia di valori, rispettivamente 66 e 64 GW. Nella tabella si è riportato, oltre al valore di consuntivo della potenza alla punta 2010, anche quello della punta estiva del 2011, anche se inferiore a quello dell’anno precedente.

⁴⁰ 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 14 - Previsione della domanda in potenza: scenario di riferimento

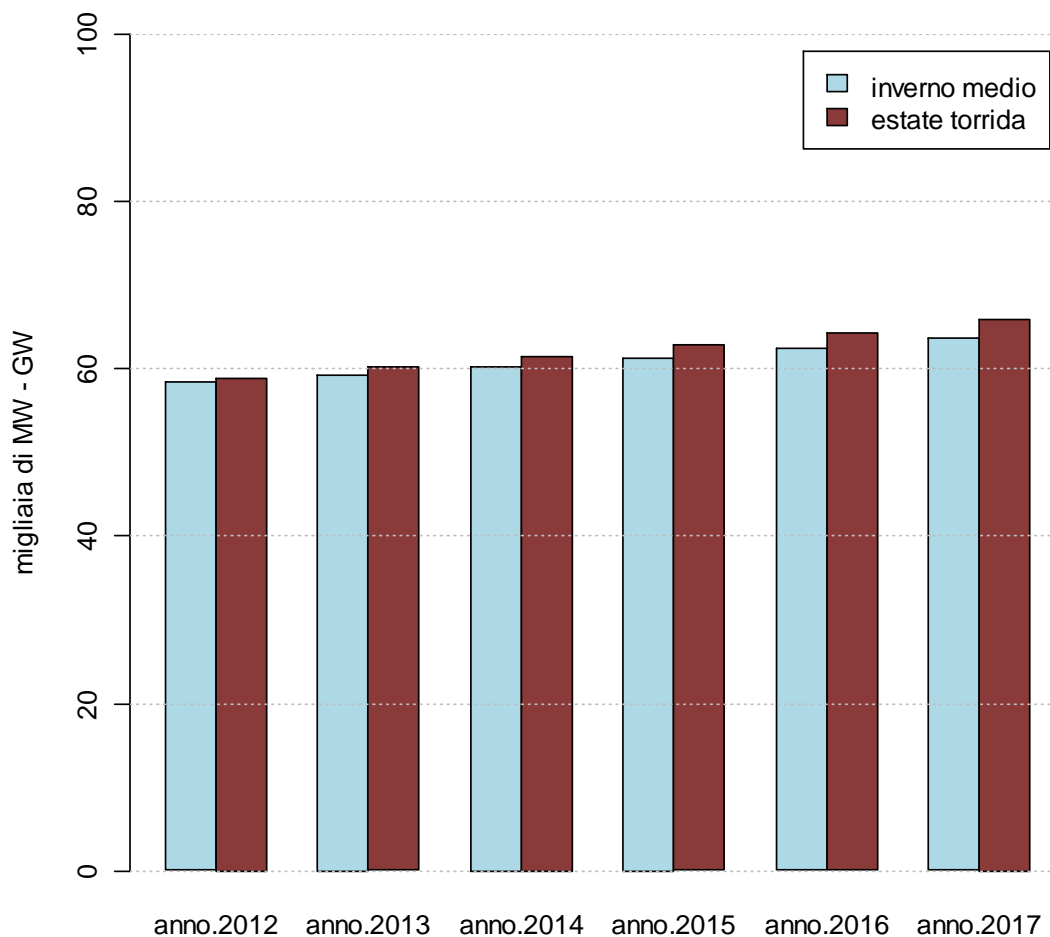
Anno	Carico
2010	56 425 MW
<i>2011 provvisorio (*)</i>	<i>53 668 MW</i>
2017 ipotesi bassa/alta	64/66 GW
2021 ipotesi bassa/alta	69/73 GW

() Dato riferito al 13 luglio 2011*

Nelle due ipotesi considerate - inverno medio ed estate torrida, relative allo scenario di sviluppo considerato - si riporta infine (v. **Figura 28 e Tabella 15**), al fine di soddisfare la richiesta di un dettaglio informativo su base annua - "a valere per un periodo non inferiore ai sei anni successivi"⁴¹ - la previsione della domanda in potenza alla punta per ciascun anno nel periodo dal 2012 al 2017.

⁴¹ Delibera 48/04, articolo 53, comma 4.

Figura 28 - Previsione della domanda in potenza 2012 - 2017 (GW)



Si rammenta che in **Figura 28** 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.

Tabella 15 - Previsione della domanda in potenza 2012- 2017

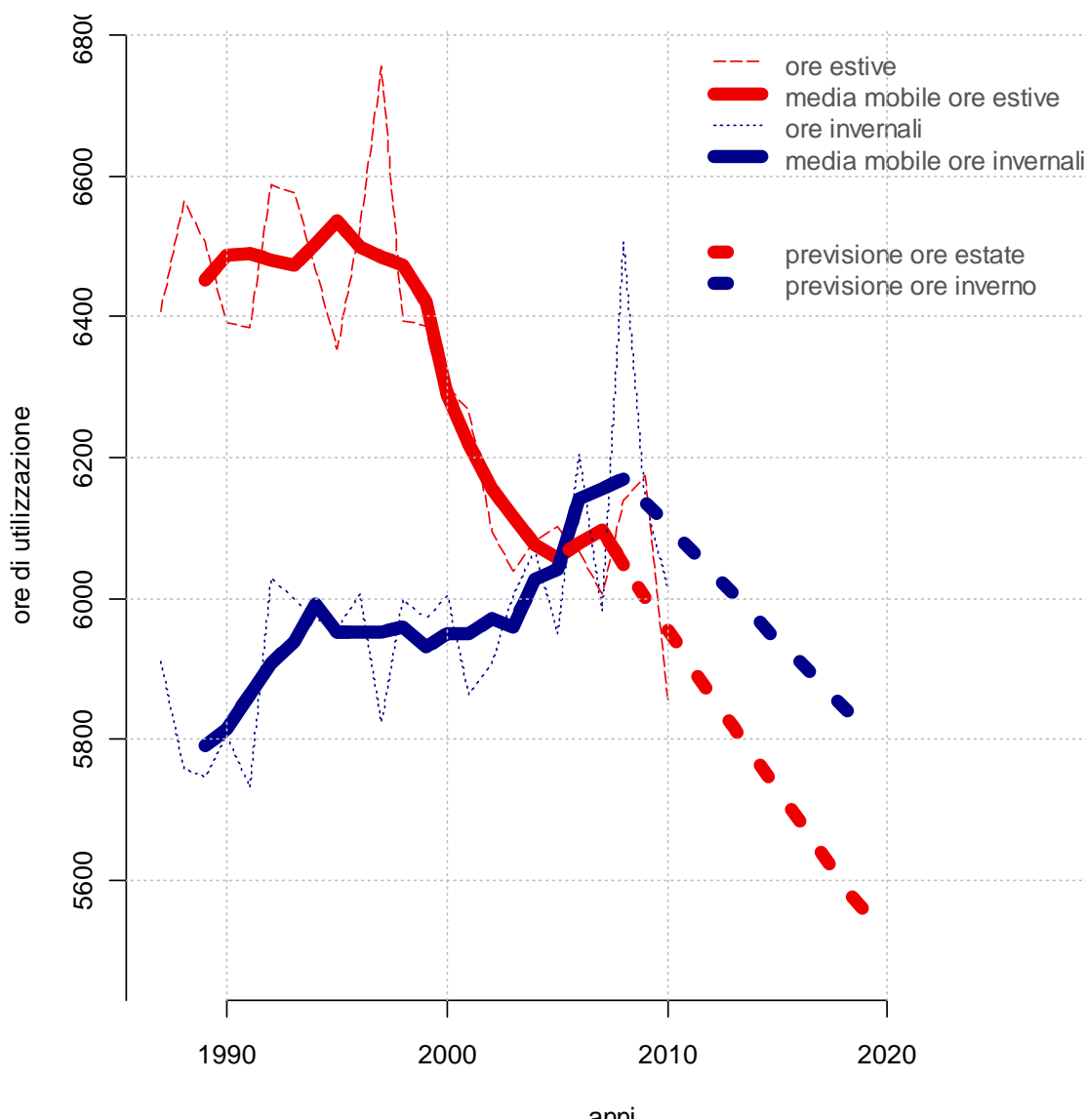
	inverno medio	estate torrida
	migliaia di MW (GW)	
2012	58.4	58.9
2013	59.3	60.2
2014	60.4	61.5
2015	61.4	62.9
2016	62.4	64.3
2017	63.7	65.9

I grafici delle seguenti **Figura 29** e **Figura 30** riassumono quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare in **Figura 29** sono riportati dati di consuntivo (già visti in precedenza) ed in previsione delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale in Italia.

Dei dati di previsione si riportano solo gli andamenti di fondo relativi alle situazioni più gravose (potenza più elevata/ore di utilizzazione più basse) necessarie alla previsione del carico massimo. Ciò in considerazione della variabilità delle ore di utilizzazione della punta osservata storicamente⁴².

⁴² I dati in previsione vanno considerati tenendo conto dell'andamento storico ($\pm 2 \sigma$). Nel grafico di **Figura 29** è riportata solo la situazione più gravosa, corrispondente a -2σ

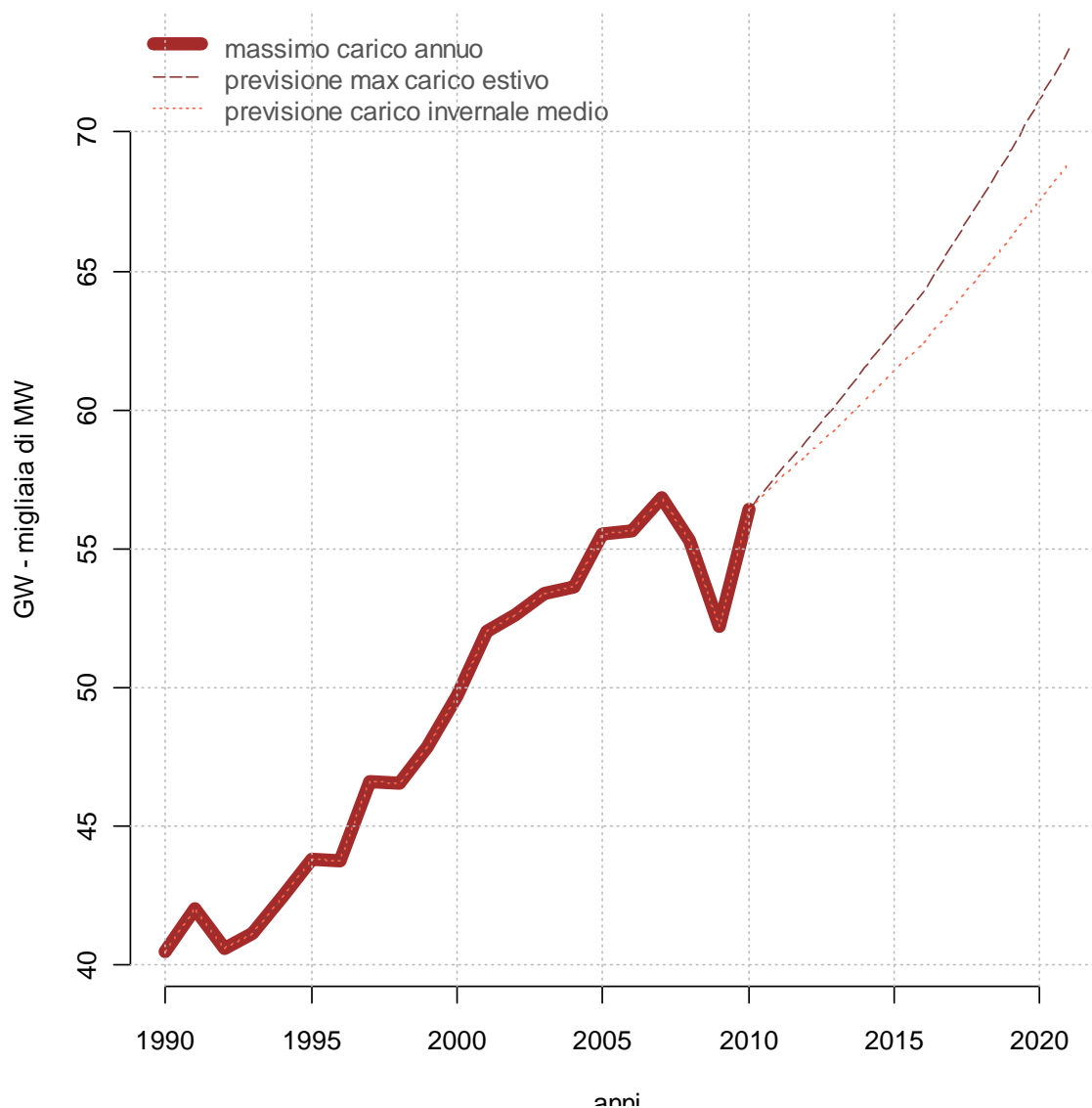
Figura 29 - Consumitivi e previsioni delle ore di utilizzazione della potenza



Coerentemente con i dati delle ore di utilizzazione del carico massimo di cui in figura precedente sono ricavati e riportati in **Figura 30** i valori che si riferiscono al carico massimo annuo a consuntivo ed in previsione fino al 2021, nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio, corrispondenti ai valori massimi e minimi del campo di variazione della previsione del carico⁴³.

⁴³ Nella figura si è riportato per precisione a tratto sottile (dato in previsione) anche il dato 2010. Tuttavia, considerato a tutti gli effetti come definitivo per l'anno in corso, non è un dato binomio come per tutti gli altri anni in previsione.

Figura 30 - Carico massimo annuo a consuntivo ed in previsione



10. Le previsioni del carico nei Paesi ENTSO-E

Nel presente paragrafo, si presenta il quadro delle previsioni del carico nei Paesi europei, ricavato – in analogia a quanto fatto nel paragrafo 8 e con le medesime avvertenze di cui in precedenza - dal rapporto ENTSO-E “Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025”, pubblicato nel 2011.

Nella **Figura 31** sono mostrati i tassi medi annui di crescita (CAGR) del carico nel periodo 2011 – 2020 (a sin. 2011 a 2015, a dest. 2015 a 2020; ore 7:00 mese di Gennaio).

Figura 31 - Crescita del carico nei Paesi ENTSO-E. 2011-2020

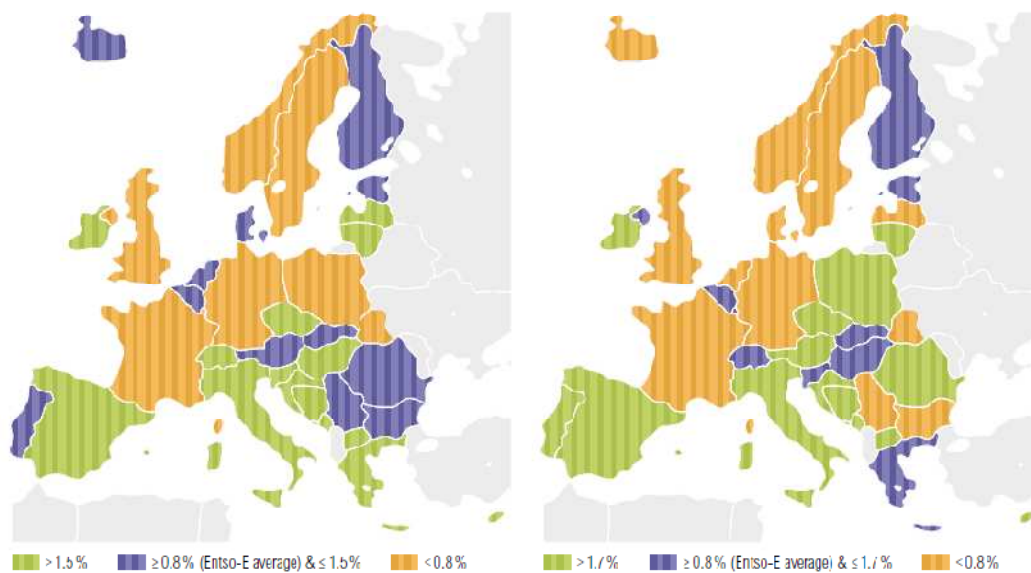


Figure 4.2:
ENTS0-F average annual load growth between 2011 and 2015,
Scenario EU 2020, January 7 p.m.

Figure 4.3:
ENTS0-F average annual load growth between 2015 and 2020,
Scenario EU 2020, January 7 p.m.

Nella **Tabella 16** è riportato il tasso di crescita medio del carico – sempre secondo le definizioni dello Scenario EU 2020 (v. Nota 36) - per tutti i Paesi ENTSO-E, nell'intero periodo 2011 – 2020 e nei sottoperiodi 2011 – 2015 e 2015 – 2020.

Tabella 16 - Previsione del carico massimo nei Paesi ENTSO-E

	2011 - 2020	
	2011 - 2015	2015 - 2020
tasso medio annuo di crescita del carico % (cagr %) - Carico estivo: mese di luglio	1.0%	1.1%

Fonte: nostre elaborazioni su dati ENSO-E - Scenario <<EU 2020>>

11. 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 pubblichino 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 produzione⁴⁴ 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 2017 e 2021 è stata valutata in maniera probabilistica (con metodo

⁴⁴ In particolare le alee sulla produzione idroelettrica giocano un ruolo determinante.

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 soprattutto fotovoltaica).

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 Supplied)*; in aggiunta è stata valutata la *Riserva di planning*⁴⁵ 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 affidabile⁴⁶:

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.

⁴⁵ Per riserva di planning si intende 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, ...).

⁴⁶ Cfr. Terna "Piano di Sviluppo 2011" (v. Bibliografia)

Lo scenario **all'anno 2017** – considerando, oltre gli impianti ad oggi esistenti, anche quelli in corso di realizzazione - ha evidenziato una capacità di generazione ampiamente sufficiente a soddisfare il fabbisogno annuale, il cui picco è pari a 66 GW, con il dovuto grado di affidabilità: tutti gli indici di rischio sono nei limiti. Con questa disponibilità di generazione si avrebbe una potenza media disponibile alla punta annuale di circa 80 GW e una riserva media di planning pari a circa il 24%.

Per contenere il valore di energia annua non fornita e garantire l'adeguata affidabilità del sistema italiano **all'anno 2021** con i criteri di cui in precedenza, è stato necessario invece considerare nuova capacità di generazione oltre quella esistente e quella in via di realizzazione. In particolare, per portare gli indici di rischio all'interno dei limiti imposti e per fronteggiare quindi, con la dovuta affidabilità, una punta di 73 GW, è stato necessario ipotizzare la realizzazione di ulteriori nuovi impianti di generazione, fino a prevedere la necessità di una potenza media disponibile alla punta annuale dell'ordine di 90 GW, con una riserva media di planning pari a circa il 25%.

Intorno a questo risultato è stata anche effettuata una *sensitivity analysis* al fine di verificare la “stabilità” del dato in funzione dei possibili scenari di sviluppo della generazione che potranno verificarsi al 2021. In particolare è stato valutato il fabbisogno di potenza media disponibile alla punta annuale considerando l'ingresso nel sistema di produzione di nuove, importanti quote di generazione da fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaiche.

La “sensitivity analysis” ha evidenziato che, ipotizzando la presenza di impianti fotovoltaici fino ad un ammontare pari a 30 GW al 2021, per riportare il sistema sugli stessi standard di affidabilità del caso di riferimento, occorre ipotizzare una potenza media disponibile alla punta annuale fino a 100 GW, con una riserva media di planning del 35%.

In definitiva si ritiene opportuno prevedere un **fabbisogno di potenza al 2021 compreso tra 90 e 100 GW**, in termini di potenza media disponibile alla punta annuale, in funzione degli scenari di produzione che via via si andranno concretizzando a quella data.

Considerando l'anno 2017, con considerazioni analoghe a quelle del lungo periodo si può stimare la necessità di una **potenza media disponibile alla punta annuale di circa 80 GW**.

In sintesi, la stima della **potenza media disponibile alla punta annuale** necessaria per far fronte alla domanda negli anni obiettivo 2017 e 2021 è riportata nella **Tabella 17**.

Tabella 17- Fabbisogno Italia in potenza 2017 – 2021

	2017	2021
ITALIA (GW)	80	90 - 100

12. Conclusioni

Nelle **Tabella 18** sono infine riepilogate delle cifre più significative emerse nel presente lavoro in termini di previsioni per i due anni caratteristici, 2017 e 2021:

- *in energia – con l'evidenza dei due scenari adottati -*,
- *per il carico nelle condizioni medie ed estreme*
- *di fabbisogno di generazione alla punta.*

Tabella 18 - Quadro riepilogativo al 2017 e 2021 del processo di previsione

ANNO 2021		
previsione della domanda di energia elettrica	scenario di sviluppo	scenario di base
	400 TWh	355 TWh
previsione della domanda di potenza alla punta	inverno medio	estate torrida
	69 GW	73 GW
previsione del fabbisogno di generazione disponibile alla punta	90 -100 GW	
ANNO 2017		
previsione della domanda di energia elettrica	scenario di sviluppo	scenario di base
	371 TWh	344 TWh
previsione della domanda di potenza alla punta	inverno medio	estate torrida
	64 GW	66 GW
previsione del fabbisogno di generazione disponibile alla punta	80 GW	

Nel 2021 la domanda di energia elettrica in Italia raggiungerà i 400 miliardi di kWh nello scenario di sviluppo mentre lo scenario di base, ad intensità elettrica contenuta, è stato valutato in 355 miliardi di kWh.

Sulla base dello scenario di sviluppo, sono costruite le due ipotesi di previsione per lo stesso anno obiettivo della domanda di potenza alla punta, compresa tra i valori di 73 GW nella condizione di estate torrida

che rappresenta la punta massima, e di 69 GW nella condizione di inverno medio.

Con riferimento alla punta massima, è infine individuato in un intervallo tra 90 e 100 GW il valore di dimensionamento ottimo del parco di generazione disponibile alla punta, sulla base delle considerazioni di cui ai precedenti paragrafi.

Il quadro della previsione si completa con le stime relative all'anno intermedio 2017. La domanda elettrica raggiungerà i 371 miliardi di kWh nello scenario di sviluppo, mentre nello scenario base sarà contenuta in 344 TWh. In corrispondenza dello scenario di sviluppo, il carico sarà compreso tra 64 e 66 GW a seconda delle condizioni convenzionalmente determinate, con un fabbisogno stimato di generazione disponibile alla punta di circa 80 GW.

13. Bibliografia

- Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2010 – a cura di TERNA <http://www.terna.it>
- 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 2010 2020. (29 settembre 2010) – a cura Terna www.terna.it.
- Piano di Sviluppo 2011 – a cura TERNA
- Piano di Sviluppo 2011 – Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica - a cura TERNA
- Ministero dello sviluppo economico – Dipartimento per l'Energia – Statistiche ed analisi energetiche e minerarie - Bilanci Energetici Nazionali – anni vari
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Piano d'Azione Italiana per l'efficienza energetica 2011 (PAEE 2011) – Sintesi e Master Plan – luglio 2011 [in consultazione] http://www.minambiente.it/home_it/menu.html?mp=/menu/menu_attivita/&m=argomenti.html/efficienza_energetica.html
- CESI – Analisi previsionali di adeguatezza della generazione del sistema italiano – Bozza 21/9/2011
- EU Commission – Directorate General for Energy – EU Energy trends to 2030 – Update 2010 – Brussels 2010
- Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions- Energy Efficiency Plan 2011- 8.3.2011
- Direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006. Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea 4/2/2006.
- ENTSO-E – Scenario Outlook and System Adequacy Forecast – 2011-2025 – (2010)
- ISTAT – Nuova serie di Contabilità nazionale, 15 aprile 2011
- PROMETEIA – Banche dati e modelli regionali- Bologna, luglio 2011
- Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential – Communication from the EC Commission - SEC(2006) 1173/1174/1175 – Brussels October 2006
- Rapporto di previsione del mercato tutelato per gli anni 2011, 2012 e 2013 - a cura di AU, Acquirente Unico – Roma, 25 novembre 2010
- European Environment Agency EEA – Looking back on looking forward: a review of evaluative scenario literature – EEA Technical Report No 3/2009.
- Unione Petrolifera – Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2010 – 2025 – Intervento dott.ssa Rita Pistacchio – Contributo alla Strategia Energetica Nazionale SEN – Roma, 23 giugno 2010 www.unione petrolifera.it
- ENEA – Rapporto Energia e Ambiente – Analisi e scenari 2009 – Roma, novembre 2010
- Department of Energy & Climate Change (DECC) – National Policy Statements for Energy Infrastructures – Overarching National Policy Statement for Energy (EN1) - Planning for new energy infrastructures – Version for approval, June 2011 http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/consents_planning/nps_en_infra/nps_en_infra.aspx
- Towards a low carbon future: European Strategic Energy Technology Plan 22.11.2007 – <http://europa.eu>
- R Development Core Team (2011). 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/>.
- US Energy Information Administration EIA – International Energy Outlook 2010 – Washington DC, July 2010
- IEA, International Energy Agency – World Energy Outlook 2010 – Paris 2010
- 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
- Quadrio Curzio, A. - Energia e sviluppo: risorse e dinamica economica, tecnologia e rendite – in Energia 1/2011
- Per la banca dati sulle temperature medie mensili: <http://statistiche/temperature> (sito riservato)

Ministero dell'Economia e delle Finanze – Documento di Economia e Finanza 2011 (Maggio 2011) e Nota di Aggiornamento DEF (Settembre 2011) – <http://www.mef.gov.it>

Commissione Europea – European Economic Forecasts – Spring 2011, <http://ec.europa.eu/>

OECD Organisation for Economic Co-operation and Development – Economic Outlook No. 89 – May 2011, <http://www.oecd.org/>

Centro Studi Confindustria – Scenari Economici n.11 (Giugno 2011) e n. 12 (Settembre 2011) – <http://www.confindustria.it>

FMI Fondo Monetario Internazionale – World Economic Outlook Update (June 2011) e World Economic Outlook (September 2011), <http://www.imf.org/>

ref. Ricerche per l'economia e la finanza – Congiuntura ref. Previsioni – Luglio 2011, <http://www.ref-online.it/>

Prometeia – Rapporto di previsione – Luglio 2011, <http://www.prometeia.it>

Rossetti Valdalbero, D. – Scenari globali ed obiettivi europei – EU Commission DG Ricerca – Seminario per Contributo alla Strategia Energetica Nazionale SEN – Roma, 23 giugno 2010

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

Kempton, W. Tomic, J. – Vehicle-to-grid power implementation: from stabilizing the grid to supporting large-scale renewable Energy – Journal of Power Science 144 (2005)

Kempton, W. Tomic, J.- Using fleet of electric-drive vehicles for grid support - - Journal to Power Science 168 (2007)

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)

G. Mauri – Auto elettrica e reti intelligenti – in L'Energia elettrica – Gennaio-Febrero 2010

Murphy, D. et Al. – Plugging in – Public Utilities Fortnightly – June 2010

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

Forbes, A. – An outlook of “unprecedented uncertainty”- in European Energy Review – 21/9/2010

Clemente, J. - Lighting up the World – in Public Utilities Fortnightly, July 2011

UK energy use fell by 5% in eight years- Fiona Harvey – The Guardian 7/3/2011,

Accordo Enel-ANIMA-CO.AER per l'incremento dell'efficienza energetica e lo sviluppo delle rinnovabili – Comunicato Stampa Enel 25 gennaio 2011

.

14. 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/TYNDDP/TYNDDP-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 TYNDDP 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	Energy [R]evolution 2010 - A sustainable global energy outlook
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).	Greenpeace, EREC (European Renewable Energy Council). Giugno 2010. 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), the Dutch Institute Ecofys and more than 40 scientists and engineers from
Riferimenti	http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf	http://www.greenpeace.org/international/en/publications/reports/Energy-Revolution-A-Sustainable-World-Energy-Outlook/
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.	Il Rapporto vuole dimostrare la possibilità di una forte riduzione dell'uso dei combustibili fossili, mantenendo la sicurezza energetica e nel contempo riducendo le emissioni di CO2, aumentando l'occupazione ed accrescendo la disponibilità di energia per le popolazioni ora deprivate. Il nucleare non cresce, ma va ad esaurimento. Ciò richiederà un profondo cambiamento nel modo in cui l'energia è prodotta, distribuita e consumata. Si considera il periodo 2010-2050. L'analisi considera macro-regioni e mondo.
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.	Three different kinds of scenarios are used here: a Reference scenario, reflecting a continuation of current trends and policies, and two Energy [R]evolution scenarios, which are designed to achieve a set of dedicated environmental policy targets. I tre scenari hanno in comune le ipotesi su popolazione e crescita economica (sono quelle IEA- WEO 2009), mentre differiscono riguardo all'intensità energetica.
Risultati	Scenario Baseline e tre "Decarbonized pathways scenarios".	Reference Scenario: l'intensità energetica globale si riduce circa dell'1,25% medio annuo (-56% tra 2007 e 2050). Energy [R]evolution Scenario: tra 2007 e 2050 riduzione del 73% per intensità energetica e del 50% rispetto al '90 delle emissioni legate al settore energetico. Advanced Energy [R]evolution Scenario - ulteriori misure di efficienza nel settore dei trasporti e riduzione di emissioni è dell' 80%.

Titolo	EU27 - Energy [R]evolution Scenario 2010
Autore e anno pubblicazione	Greenpeace, EREC (European Renewable Energy Council). Giugno 2010. 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), the Dutch Institute Ecofys and more than 40 scientists and engineers from universities, institutes and the renewable energy industry around the world.
Riferimenti	http://www.energyblueprint.info/1233.0.html
Descrizione	E' uno studio dedicato all'Unione Europea. These scenarios by no means claim to predict the future; they simply describe three potential development pathways out of the broad range of possible 'futures'. The Energy [R]evolution scenarios are designed to indicate the efforts and actions required to achieve their ambitious objectives and to illustrate the options we have at hand to change our energy supply system into one that is sustainable.
Contenuto	Three 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 two Energy [R]evolution scenarios, which are designed to achieve a set of dedicated environmental policy targets. I tre scenari hanno in comune le ipotesi su popolazione e crescita economica (sono quelle IEA- WEO 2009), mentre differiscono riguardo all'intensità energetica.
Risultati	Under the Reference scenario, total primary energy demand in EU 27 increases by 3% from the current 73,880 PJ/a to 75,920 PJ/a in 2050. The energy demand in 2050 under the basic Energy [R]evolution scenario decreases by 39%, and 38% in the advanced case, compared to current consumption. Under the advanced Energy [R]evolution scenario, electricity demand in the industrial, residential and service sectors are expected to decrease after 2015. Efficiency measures in industry and other sectors avoid the generation of about 1,335 TWh/a (1,410 TWh/a in the Energy [R]evolution scenario) compared to the Reference scenario.

Titolo	National Policy Statements for Energy Infrastructure
Autore e anno pubblicazione	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.
Riferimenti	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
Descrizione	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.
Contenuto	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 traggurato 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.
Risultati	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.

T i t o l o	BP Energy Outlook 2030
A u t o r e e a n n o p u b b l i c a z i o n e	BP - Gennaio 2011. E' la prima volta che gli scenari predisposti dalla compagnia vengono pubblicizzati con un volume specifico.
R i f e r i m e n t i	http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9037134&contentId=7068677
D e s c r i z i o n e	Si tratta di proiezioni, cadenzate su periodi di cinque anni (2015, 2020, 2025, 2030), che cercano di individuare la probabile evoluzione dei mercati dell'energia tenendo conto delle probabili evoluzioni economiche, tecnologiche e di policy. Le proiezioni disponibili sono riferite alle seguenti aree: Nord America, Centro e Sud America, Europa e Eurasia, Medio oriente, Africa, Asia Pacifico, Ocse, paesi non-Ocse.
C o n t e n u t o	Il volume illustra diffusamente il cosiddetto Base Case, seguito da alcune valutazioni per confronto riferite ai seguenti casi: reddito più alto/basso rispetto al BC, politiche più stringenti di mitigazione delle emissioni di CO2. Per l'identificazione dei trend energetici globali, l'andamento dell'energia primaria viene affiancato a quello della popolazione e del reddito. Segue un'analisi del fuel mix atteso, con particolare attenzione al petrolio.
R i s u l t a t i	Le ipotesi del Base Case sono che nel periodo 2010-2030 la popolazione aumenterà di 1,4 miliardi ed il reddito reale raddoppierà. Tra i Paesi, proseguirà la convergenza del valore dell'intensità energetica su livelli ancora in riduzione. Globalmente, il consumo di energia primaria aumenterà del 39% (il 93% di tale crescita si deve alla domanda dei paesi non-Ocse. Considerando le fonti energetiche, quelle rinnovabili realizzano il maggiore tasso di crescita (+8,2% medio annuo). Le politiche di contenimento delle emissioni di CO2 ne riducono il tasso di crescita, che dall'1,9% medio annuo del 1990-2010 passa a 1,2% m.a. a livello globale nei venti anni successivi. Considerando la domanda elettrica, le politiche di sostegno dell'efficienza porteranno il rapporto Δ Energia elettrica/ Δ PIL da 0,9 a 0,7 nei prossimi venti anni. Il consumo elettrico pro-capite nei paesi non-Ocse rispetto a quello dei paesi OCSE salirà al 30% dall'attuale 20%. Per gli scenari alternativi, se il Pil fosse più alto del 18% rispetto a quello del Base Case, l'energia consumata risulterebbe più alta dell'11%; se il Pil fosse inferiore del 18%, allora l'energia risulterebbe inferiore del 13%. Un altro fattore che potrebbe modificare i trend illustrati nel Base Case è l'adozione di politiche più incisive per la riduzione delle emissioni di CO2 (Policy Case). In questo caso si potrebbe ottenere una riduzione di 5,4 miliardi di tonnellate di CO2 rispetto al Base Case, ma globalmente le emissioni sarebbero superiori del 21% rispetto ai livelli del 2005 e ancora più alte rispetto allo "Scenario 450" della IEA (World Energy Outlook 2010).