

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN
ITALIA E DEL FABBISOGNO DI POTENZA
NECESSARIO
ANNI 2012 - 2022**

28 settembre 2012

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2012 – 2022**

INDICE

| | |
|---|----|
| 1) Introduzione | 3 |
| 2) Struttura del documento | 5 |
| 3) Riferimenti normativi | 7 |
| 4) Contesto energetico | 8 |
| 4.1. Bilancio Energetico Nazionale BEN | 8 |
| 4.2. I Piani d’Azione in Italia | 11 |
| 4.3. Collaborazione Terna - ISPRA | 13 |
| 4.4. Elettificazione della domanda: il World Energy Outlook di IEA | 14 |
| 4.5. Gli Scenari delle Agenzie italiane | 17 |
| 5) Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica | 22 |
| 5.1. La crescita economica | 22 |
| 5.2. L’evoluzione storica della domanda di energia elettrica | 27 |
| 5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica | 31 |
| 5.4. Confronti internazionali sull’intensità elettrica | 38 |
| 6) Le analisi di scenario bottom-up europee: le Vision ENTSO-E al 2030 | 45 |
| 7) Considerazioni di sintesi sugli andamenti di lungo periodo (decennali) | 46 |
| 8) Previsione della domanda elettrica in energia | 50 |
| 8.1. Previsione per le aree geografiche | 56 |
| 8.2. Previsione settoriale | 58 |
| 9) Le previsioni della domanda nei Paesi ENTSO-E | 62 |
| 10) Previsioni della domanda in potenza | 64 |
| 9.1. L’evoluzione storica delle ore di utilizzazione | 68 |
| 9.2. Metodologia di previsione | 70 |
| 9.3. Risultati | 70 |
| 11) Le previsioni del carico nei Paesi ENTSO-E | 75 |
| 12) Stima del fabbisogno di potenza necessario | 77 |
| 13) Conclusioni | 80 |
| 14) Bibliografia | 83 |
| 15) Allegato: Quadro sinottico di recenti studi ed analisi di scenari | 85 |
| 16) Allegato: Nota metodologica sul calcolo del valore aggiunto settoriale | 92 |

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2012- 2022**

1) Introduzione

In questo documento si illustra 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.

Queste 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 +1,2%, e uno scenario base, in cui si ipotizza una intensità elettrica contenuta, con un tasso di crescita pari a +0,3% medio per anno;***
- ii) correlata allo scenario di sviluppo, una evoluzione della punta di carico ad un tasso medio tra +1,4% e +1,9% p.a.;***
- iii) si valuta in 90 GW la capacità di generazione disponibile complessivamente necessaria alla copertura del carico massimo nel 2022.***

¹ Il lavoro – pubblicato da quest'anno da Terna Rete Italia - è giunto alla XII 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

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:

maggiore incertezza riguardo il recupero della domanda

la flessione di straordinaria ampiezza della domanda di energia elettrica registrata nel 2009, -5,7% rispetto al 2008, è stata solo in parte recuperata negli anni 2010 e 2011. Il rimbalzo è stato di tutta evidenza nel 2010, +3,2% rispetto al 2009 ed è proseguito nel 2011 (+1,3%). La fase di recupero sui livelli del 2007-2008 precedenti la crisi, si conferma tuttavia incerta, anche alla luce degli andamenti in flessione della richiesta mensile di energia elettrica registrati nei primi otto mesi del 2012;

ampliamento degli orizzonti di previsione

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 2022, occorre pertanto curare la conciliazione degli obiettivi di medio con quelli di lungo e lunghissimo termine, 2030 e 2050. 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 nelle scorse edizioni 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;

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.

la nuova Strategia Energetica Nazionale

molto recentemente sono circolate bozze della attesa SEN che non mancherà di impattare le prospettive di medio-lungo termine di tutto il settore energetico italiano.

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 tendenze del *sistema elettrico*, alle prospettive *dell'economia* ed *all'interazione* tra consumi elettrici ed economia (par. 5). A seguire un breve paragrafo per evidenziare alcune attività in ambito ENTSO-E sulle *analisi di scenario* di lunghissimo termine (par. 6) e quindi un paragrafo con *considerazioni di sintesi* propedeutiche alle previsioni (par. 7).

Sono quindi formulate:

- le *previsioni nazionali della domanda in energia* (par. 8), illustrando e riportando le grandezze (*prodotto interno lordo* e *intensità elettrica*) utilizzate nell'ambito di tali previsioni. La domanda elettrica in previsione è

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

quindi disaggregata nelle principali macroaree geografiche del Paese e sulla base degli utilizzi nelle principali attività. Nel paragrafo 9 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. 10), con valutazioni sulle serie storiche della domanda in potenza e delle ore di utilizzazione del carico alla punta. Nel successivo paragrafo 11 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. 10, si passa quindi alle *previsioni del fabbisogno di potenza* necessario (par. 12), sulla base degli indici di qualità del servizio definiti da Terna e coerenti con gli standard internazionali.

Seguono le *conclusioni* (par. 13) e una breve *bibliografia* di riferimento.

Chiudono infine una interessante sintesi comparativa di studi e autorevoli pubblicazioni in termini di previsioni energetiche per il lungo e lunghissimo termine ed una nota metodologica sul calcolo del valore aggiunto settoriale (in Allegato).

Nella presente edizione le previsioni si estendono fino al 2022. Il presente documento è chiuso utilizzando dati ed informazioni disponibili al 21 settembre 2012.

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.*

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 che costituisce uno dei benchmark per la SEN - e dai **Piani d'Azione** nazionali, che delineano il futuro dell'energia in Italia. Successivamente, il parere di una autorevole **Agenzia** internazionale e di alcune 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

Stando alle indicazioni provvisorie dei primi otto mesi dell'anno, il contesto energetico nel 2012 non appare intonato in modo positivo (v. **Tabella 1**):

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

Tabella 1- Andamento principali fonti energetiche: gennaio-agosto 2012

| Fonte | gennaio - agosto 2012/ gen-ago 2011 |
|--|-------------------------------------|
| | variazione % |
| gas naturale [immesso in rete] (*) | -2,1% (^) |
| energia elettrica [richiesta] (**) | -1,4% |
| prodotti petroliferi [immissioni al consumo] (*) | -8,6% |

(^) Dato gennaio-luglio

(*) Fonte MSE DGSAIE

(**) Fonte Terna

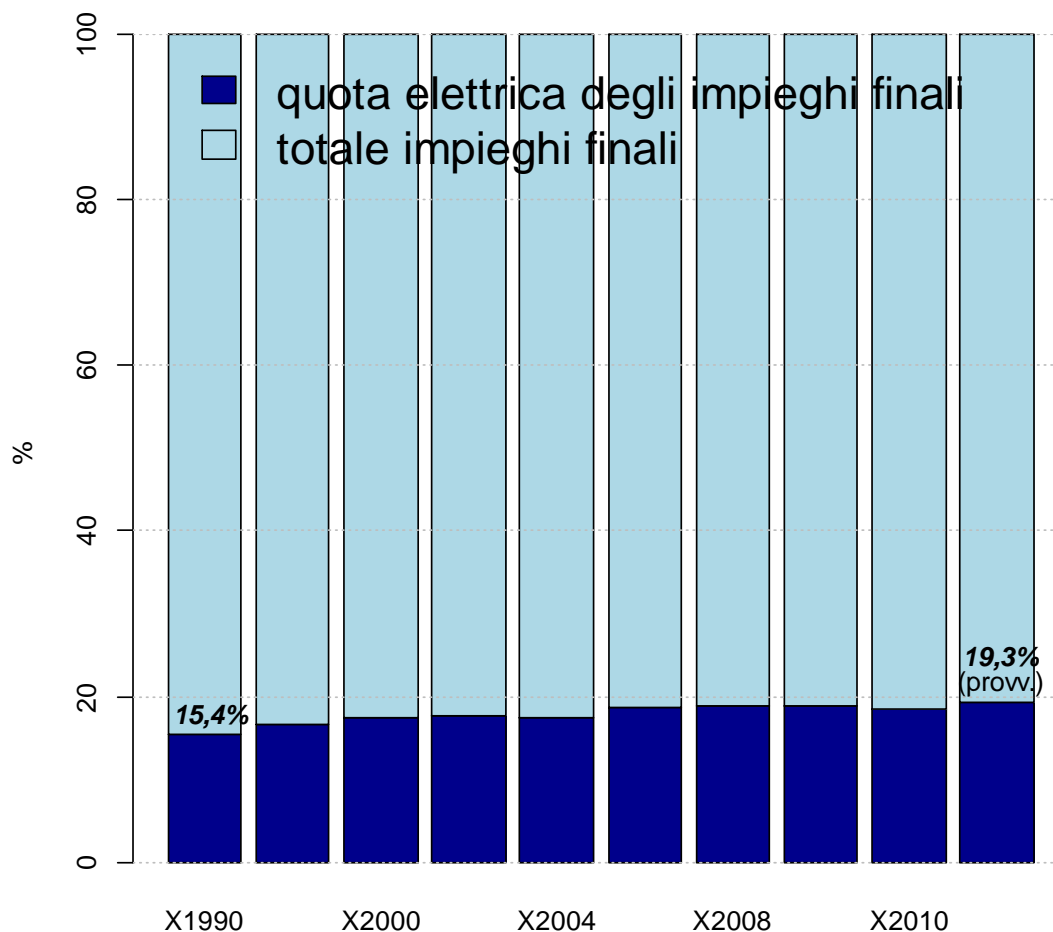
Per quanto riguarda in particolare la domanda di energia elettrica, dopo la profonda flessione del 2009 (-5,7% rispetto al 2008), si è assistito nel 2010 ad un buon recupero, +3,2% rispetto all'anno precedente, cui è seguito ancora nel 2011 un risultato positivo: +1,3% rispetto al 2010, con un volume della richiesta elettrica italiana che ha raggiunto i 334,6 miliardi di kWh.

Il **Bilancio Energetico Nazionale** (BEN⁴) è lo strumento per analizzare il settore dell'energia in Italia ed il rapporto tra le singole fonti, anche nella prospettiva strategica trattata nella nuova SEN.

Tra le molte informazioni disponibili a consuntivo nel BEN, emerge che il totale degli impieghi finali soddisfatto con energia elettrica mostra una crescita regolare. In **Figura 1** sono riportati gli andamenti dal 1990 al 2011 del totale degli impieghi finali e della quota di impieghi finali soddisfatti con l'energia elettrica.

⁴ Fonte: Ministero Sviluppo Economico – DGSAIE Dipartimento per l'Energia – Statistiche ed analisi energetiche e minerarie.

Figura 1 - Evoluzione degli impieghi finali elettrici sul totale impieghi



In vent'anni si è osservato in Italia un incremento di circa quattro 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 19,3% nel 2011⁵.

Come già anticipato la bozza della nuova SEN in circolazione alla data di stesura del presente documento, attribuisce una fondamentale importanza all'energia elettrica. Tale importanza è quantificata dalla considerazione che

⁵ Dato provvisorio

nella prospettiva temporale adottata nel documento ministeriale la quota sui consumi finali potrà ulteriormente incrementarsi.

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 degli anni scorsi, di confrontare negli anni obiettivo le aspettative della domanda di energia elettrica, ricavandone l’impressione di una 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

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

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

Le stime sono espresse per due i scenari:

- *“di riferimento”*
- *“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 2** sono riportate alcune cifre significative relative al consumo finale lordo totale ed elettrico, tratte dagli scenari del PAN⁷.

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

Tabella 2 - 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 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, dal confronto effettuato nelle precedenti edizioni tra la previsione PAN relativa all'energia elettrica e le previsioni di Terna, era emersa una sostanziale congruenza nei valori assoluti al 2020, rispettivamente tra lo scenario di riferimento PAN e lo scenario di sviluppo elaborato da Terna, da un lato, e dall'altro tra lo scenario cd. di efficienza energetica supplementare PAN e scenario base di Terna.

4.3. Collaborazione Terna - ISPRA

Nel corso del 2012 è stato dato avvio ad una collaborazione con ISPRA per la definizione di scenari di lungo termine relativi alla domanda di energia elettrica al 2030 e in prospettiva al 2050. Tali scenari, elaborati utilizzando un modello della famiglia MARKAL-Times, consentiranno di definire la domanda

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.

elettrica per i quattro grandi settori di consumo: residenziale, terziario, trasporti e industria.

In particolare, verranno definiti uno scenario “Alti consumi” ed uno scenario “Bassi consumi”. Nel secondo si ipotizza, in particolare per i settori civili, una sostituzione accelerata delle apparecchiature esistenti a favore di quelle ad efficienza energetica più alta mentre nel primo il processo di rinnovo è più graduale, includendo anche una quota di apparecchiature con efficienza media.

Il modello energetico-ambientale, di tipo tecnologico “bottom-up”, valuterà quindi l'impatto sui consumi elettrici dell'evoluzione delle tecnologie utilizzate e della loro diffusione, elementi che risentono non solo del progresso tecnico ma pure della Regolazione in materia, a livello nazionale e Comunitario. I cambiamenti tecnologici agiranno sia nel senso di contenere i consumi, grazie alla maggiore efficienza energetica che caratterizza le apparecchiature più moderne, sia nel senso opposto, a causa del diffondersi di nuove applicazioni, come ad esempio le automobili elettriche. Il modello ottimizzerà l'efficienza energetica anche su una base economica, tenendo conto delle attese sui prezzi internazionali dei prodotti energetici adottate dalla Commissione Europea.

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

Le elaborazioni curate annualmente dall'*International Energy Agency* e pubblicate nel *World Energy Outlook 2011*, 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 2011 conferma il numero degli scenari, tre, le loro definizioni e 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.

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 - lo 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

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.

Emergono due considerazioni: la prima – già osservata negli scorsi anni – riguarda l'incrementarsi della domanda finale di elettricità ad un tasso superiore al quello di evoluzione della domanda energetica complessiva, sia per il periodo 2009-2030 ed anche per il periodo 2009-2035 (v. **Tabella 3**). La seconda osservazione (v. anche **Tabella 4**) 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 3 - Gli scenari IEA al 2030 e 2035 per il mondo

| SCENARIO MONDO | | | | | | |
|--|--|------|-----------------------|--------------|---------------------------|-----------------|
| | | | New Policies Scenario | 450 Scenario | Current Policies Scenario | unità di misura |
| CONSUMI FINALI TOTALI MONDO (TFC) | | 2009 | 8.329 | | | Mtoe |
| | | 2030 | 11.134 | 10.259 | 11.619 | Mtoe |
| | tasso medio annuo di variazione CAGR 2009-2030 | | 1,4% | 1,0% | 1,6% | % |
| | | 2009 | 8.329 | | | Mtoe |
| | | 2035 | 11.629 | 10.400 | 12.303 | Mtoe |
| tasso medio annuo di variazione CAGR 2009-2035 | | | 1,3% | 0,9% | 1,5% | % |
| di cui: CONSUMI FINALI ELETTRICI MONDO | | 2009 | 1.440 | | | Mtoe |
| | | 2030 | 2.453 | 2.241 | 2.598 | Mtoe |
| | tasso medio annuo di variazione CAGR 2009-2030 | | 2,6% | 2,1% | 2,8% | % |
| | | 2009 | 1.440 | | | Mtoe |
| | | 2035 | 2.670 | 2.386 | 2.893 | Mtoe |
| tasso medio annuo di variazione CAGR 2009-2035 | | | 2,4% | 2,0% | 2,7% | % |

Fonte: World Energy Outlook 2011 - Annex A

ritenuto sostenibile, al massimo entro i +2°C. Anche l'edizione di quest'anno riporta l'ulteriore scenario "New Policies Scenario" che appare in sostanza intermedio fra i due precedenti.

Occorre naturalmente evidenziare che quanto osservato a livello di *Unione Europea*¹¹ non è direttamente mutuabile per il nostro Paese, ma è tuttavia molto indicativo.

Tabella 4 - Gli scenari IEA al 2030 e 2035 per l'UE

| SCENARIO PER UNIONE EUROPEA | | | | | | |
|--|--|-----------------------|--------------|---------------------------|-----------------|------|
| | | New Policies Scenario | 450 Scenario | Current Policies Scenario | unità di misura | |
| CONSUMI FINALI TOTALI EU (TFC) | 2009 | 1.155 | | | | Mtoe |
| | 2030 | 1.262 | 1.182 | 1.311 | | Mtoe |
| | tasso medio annuo di variazione CAGR 2009-2030 | 0,4% | 0,1% | 0,6% | | % |
| | 2009 | 1.155 | | | | Mtoe |
| | 2035 | 1.271 | 1.165 | 1.339 | | Mtoe |
| | tasso medio annuo di variazione CAGR 2009-2035 | 0,4% | 0,0% | 0,6% | | % |
| di cui: CONSUMI FINALI ELETTRICI EU | 2009 | 234 | | | | Mtoe |
| | 2030 | 279 | 275 | 300 | | Mtoe |
| | tasso medio annuo di variazione CAGR 2009-2030 | 0,8% | 0,8% | 1,2% | | % |
| | 2009 | 234 | | | | Mtoe |
| | 2035 | 290 | 284 | 314 | | Mtoe |
| | tasso medio annuo di variazione CAGR 2009-2035 | 0,8% | 0,7% | 1,1% | | % |

Fonte: World Energy Outlook 2011 - Annex A

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 15), in **Allegato**, degli

¹¹ Austria, Belgium, Bulgaria, Cyprus, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Poland, Portugal, Romania, Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden and United Kingdom.

altri numerosi, autorevoli e più recenti studi e pubblicazioni sulle prospettive energetiche di lungo e lunghissimo termine.

4.5. 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 ENEA¹², ISPRA¹³ ed RSE¹⁴, 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-tecnologico¹⁵. Principale fonte di dati per alimentare tali complessi modelli sono gli studi e le statistiche – incluse quelle pubblicate da Terna - sugli usi finali. Di seguito alcuni brevi estratti delle più recenti pubblicazioni.

¹² ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

¹³ ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

¹⁴ RSE Spa – Ricerca sul Sistema Energetico

¹⁵ Di seguito una sintetica classificazione dei principali filoni di studio:

- **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 - Athins)
- **Scenario approach**
Such as in IPCC, IEA World Energy Outlook (WEO)

Per quanto riguarda l'**ENEA**, il *Rapporto Energia e Ambiente*¹⁶, mostra i possibili andamenti del sistema energetico nazionale all'orizzonte del 2030 secondo tre scenari, denominati **Scenario di Riferimento**, **Scenario a politiche correnti**, **Scenario Roadmap**.

Le variabili chiave considerate nei tre scenari sono di seguito riportate nei valori al 2010 e nei tassi medi annui di crescita fino al 2030 (v. **Tabella 5**).

Tabella 5 - Variabili critiche al 2010 e tassi di variazione in previsione

| % | 2010 | '05-10 | '10-15 | '15-20 | '20-25 | '25-30 |
|------------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Popolazione | 60,2 Mln | 0,6 | 0,32 | 0,17 | 0,23 | 0,08 |
| PIL (market prices - 2000) | 1230 Mld € | -0,38 | 1,02 | 1,48 | 1,76 | 1,49 |
| Prezzo Petrolio | 78 \$/bbl | 3,88 | 3,08 | 4,03 | 2,82 | 0,83 |
| Prezzo Gas naturale | 8,7 \$/MBtu | 3,50 | 4,03 | 4,64 | 3,74 | 0,52 |
| Prezzo Carbone | 112,42 \$/ton | 4,13 | 4,76 | 3,52 | 2,51 | 0,07 |
| Prezzo CO ₂ (ETS) | 14,5 \$/ton CO ₂ | 7,71 | 6,64 | 4,56 | 5,06 | 4,04 |

Fonte: Elaborazione ENEA da fonti varie

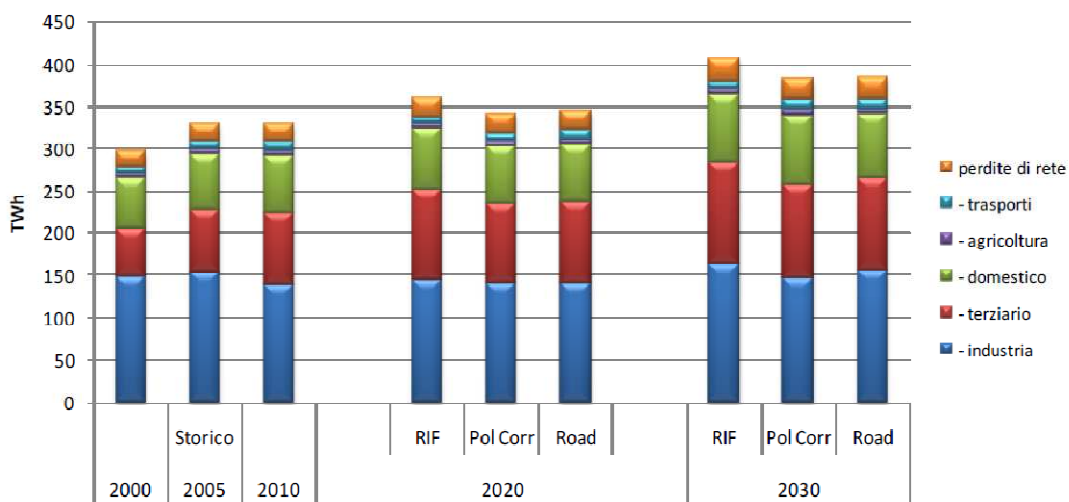
Gli scenari di Policy prendono in considerazione l'azione combinata di misure, politiche ed investimenti che hanno come effetto sia la diminuzione della domanda di energia primaria sia un mix energetico più diversificato.

In particolare per il settore elettrico in Italia, sono stati sviluppati scenari che tengono conto anche di strumenti per conseguire l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra. Tali strumenti sono individuati nell'efficientamento e nello sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione che permettano di abbattere il picco di richiesta alla rete, nelle tecnologie per le fonti rinnovabili elettriche e per la cattura e stoccaggio della CO₂.

¹⁶ Il Rapporto, pubblicato ad aprile 2012 in forma di Compendio, è curato dall'Unità Centrale Studi e Strategie. L'Ufficio Statistico di Terna condivide con l'Enea un tavolo di lavoro in materia di analisi delle prospettive energetiche ed elettriche.

Di seguito (v. **Figura 2**) si riportano il dato storico e le previsioni ENEA al 2020 e al 2030 dei consumi di energia elettrica per i settori di uso finale nei tre scenari¹⁷.

Figura 2 - Consumi di energia elettrica nei tre scenari ENEA



Fonte: Elaborazione ENEA su dati storici TERNA

Il rapporto *2011 Italy Climate Policy Progress Report*¹⁸ è stato diffuso dall'**ISPRA** nel quadro delle responsabilità dell'Agencia 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 uno scenario **con misure**, intendendo con questo che è operante l'intera gamma di misure di policy ambientale specificate nel documento.

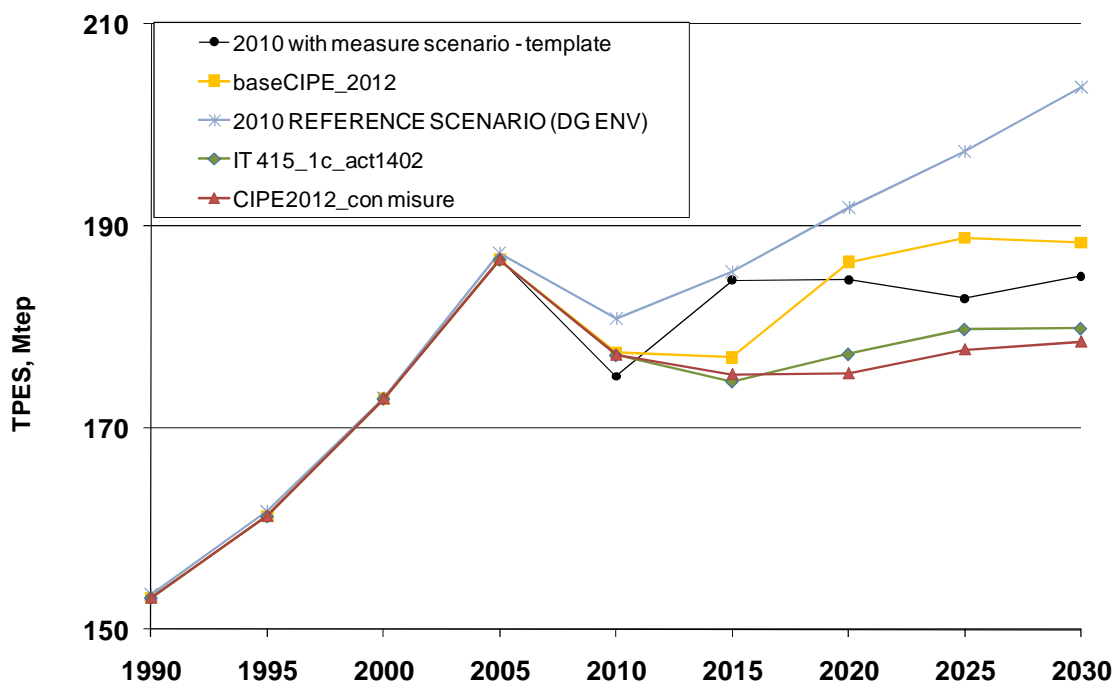
L'elaborazione dell'ISPRA, basata su un modello di tipo MARKAL denominato MARKAL-Italia, fornisce tra l'altro una completa mappa del sistema energetico nel lungo termine; una delle grandezze chiave che caratterizza gli

¹⁷ Della più recente attività di collaborazione dell'Unità Studi e Strategie ENEA col Ministero dello Sviluppo Economico, si ha traccia nel già citato Documento per consultazione pubblica sulla nuova SEN. Le analisi di scenario prodotte in tale Sede risultano al momento ancora in corso di finalizzazione.

¹⁸ http://www.isprambiente.gov.it/site/it-IT/Pubblicazioni/Rapporti/Documenti/rapp_142_2011.html

scenari energetici è il Total Primary Energy Supply *TPES*, del quale si forniscono a titolo di riferimento i profili in funzione delle misure incorporate negli scenari (v. **Figura 3**).

Figura 3 - Scenari TPES Total Primary Energy Supply (ISPRA)¹⁹



Con riferimento in particolare al settore elettrico, i modelli dell'ISPRA consentono infine anche di stimare nel lungo e lunghissimo termine i livelli settoriali e complessivi dei consumi di energia elettrica (v. **Figura 4**). I due scenari che si confrontano sono quello cosiddetto *"tendenziale CIPE"* e quello *"PRIMES 2010"*.

¹⁹ Per gentile concessione di ISPRA.

Figura 4 - Le prospettive per i consumi elettrici settoriali negli Scenari ISPRA²⁰

| Tendenziale CIPE | | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| industry (include raffin.) | TWh | 141.8 | 153.7 | 138.4 | 140.2 | 148.1 | 150.9 | 153.9 |
| commercial | TWh | 61.1 | 67.8 | 79.3 | 85.7 | 99.2 | 107.9 | 112.6 |
| households | TWh | 57.0 | 66.9 | 69.6 | 70.9 | 72.7 | 75.2 | 82.3 |
| transport | TWh | 8.1 | 9.9 | 10.7 | 11.2 | 11.8 | 12.4 | 13.3 |
| agriculture | TWh | 4.9 | 5.4 | 5.6 | 5.6 | 5.8 | 6.0 | 6.0 |
| illuminazione pubblica | TWh | | 6.1 | 6.4 | 6.6 | 6.8 | 7.0 | 7.3 |
| total | TWh | 272.9 | 309.8 | 309.9 | 320.2 | 344.3 | 359.5 | 375.3 |

| PRIMES 2010 | | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| TWh | | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
| INDUSTRY | | 141.48 | 144.39 | 144.23 | 148.84 | 159.62 | 170.93 | 174.59 |
| RESIDENTIAL | | 60.95 | 66.79 | 66.21 | 72.43 | 77.23 | 82.17 | 87.18 |
| SERVICES AND AGRICULTURE | | 61.34 | 79.03 | 78.99 | 89.16 | 97.89 | 101.26 | 105.45 |
| TRANSPORT | | 8.07 | 9.39 | 9.70 | 9.52 | 9.45 | 9.51 | 9.81 |
| Totale | | 271.84 | 299.60 | 299.13 | 319.95 | 344.18 | 363.87 | 377.02 |

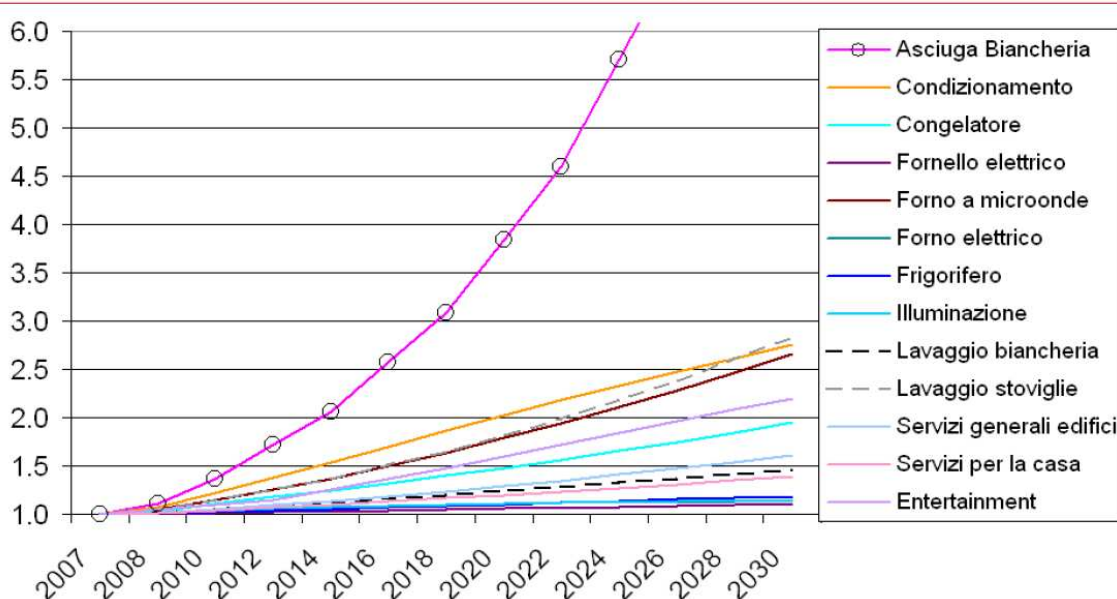
Per quanto ai contributi che vengono dalla *Ricerca di Sistema, RSE*, si osserva che la metodologia originale utilizzata, denominata *MATISSE*, consiste in un modello sviluppato appositamente per il settore elettrico.

Uno 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 catalogazione delle numerose tipologie di servizi energetici per i consumatori. Nella **Figura 5** si riportano – prendendo a riferimento l'anno 2007, le domande attese nel lungo termine di servizi energetici per un gran numero di applicazioni domestiche.

²⁰ Per gentile concessione ISPRA

Figura 5 - Scenari RSE sui consumi elettrici domestici²¹

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



5) **Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica**

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

5.1. **La crescita economica**

Nella definizione dello scenario per i prossimi dieci anni occorre tener conto di due elementi fondamentali: le economie mature hanno accumulato quote elevate di debito, nel settore pubblico e nel settore privato; l'aggiustamento richiederà tempi più lunghi di quelli sperimentati nelle passate fasi di ripresa a causa dell'elevato numero di economie coinvolte.

In Europa, la ferma determinazione a ripristinare le condizioni per la stabilità finanziaria ha portato all'accordo noto come Fiscal Compact, che fissa limiti più stringenti ai due principali indicatori della finanza pubblica (disavanzo e

²¹ Per gentile concessione RSE

debito pubblico, rapportati al PIL), anche se non elimina del tutto elementi di flessibilità nella loro valutazione. Resta comunque certo che le politiche di correzione fiscale condizioneranno negativamente la durata del processo di rientro del debito privato e la crescita economica dei prossimi anni, mentre la politica monetaria potrà mantenersi espansiva, con tassi di policy prossimi allo zero in termini reali.

In questo contesto, per i paesi periferici dell'UEM si attende una modesta ripresa intorno all'1% medio annuo, accompagnata dal rientro dei disavanzi ed una marginale riduzione del debito pubblico, che dovrebbe portarsi intorno al 100% del PIL nel 2020 (esclusa la Grecia, con il 135%).

Ulteriori elementi che definiscono lo scenario internazionale sono la crescita del Pil mondiale, in termini reali, intorno al 4% medio annuo ed un modesto aumento del prezzo reale del petrolio.

In Italia, la fase recessiva proseguirà per il resto dell'anno e solo nel corso del 2013 potrà verificarsi l'inversione del ciclo economico. Rispetto allo scorso anno, le proiezioni sul Pil 2012 sono state progressivamente riviste al ribasso a causa del diffondersi della crisi dei debiti sovrani, delle persistenti difficoltà ad ottenere finanziamenti da parte di imprese e famiglie e delle manovre restrittive di finanza pubblica. L'insieme di tali fattori ed il loro interagire nel sistema economico hanno infatti determinato una sensibile debolezza della domanda interna per consumi e investimenti e così le previsioni più recenti stimano per l'anno corrente una variazione negativa del PIL superiore al 2% mentre per il 2013 le previsioni sono comprese tra +0,0% e -0,6% (v. **Tabella 6**).

Passando allo scenario di lungo periodo, tra le variabili più importanti da considerare si trovano l'evoluzione della popolazione e quella della produttività. Attualmente le previsioni demografiche stimano un aumento della popolazione complessiva legato alla componente di immigrati; nella struttura per età della popolazione resta costante la quota di giovani ed aumenta quella di anziani. In prospettiva, la presenza di immigrati migliora le potenzialità di crescita economica perché essi rappresentano una popolazione più giovane, ma gli effetti potrebbero anche essere, almeno parzialmente, negativi qualora avessero livelli di istruzione e di competenze troppo bassi.

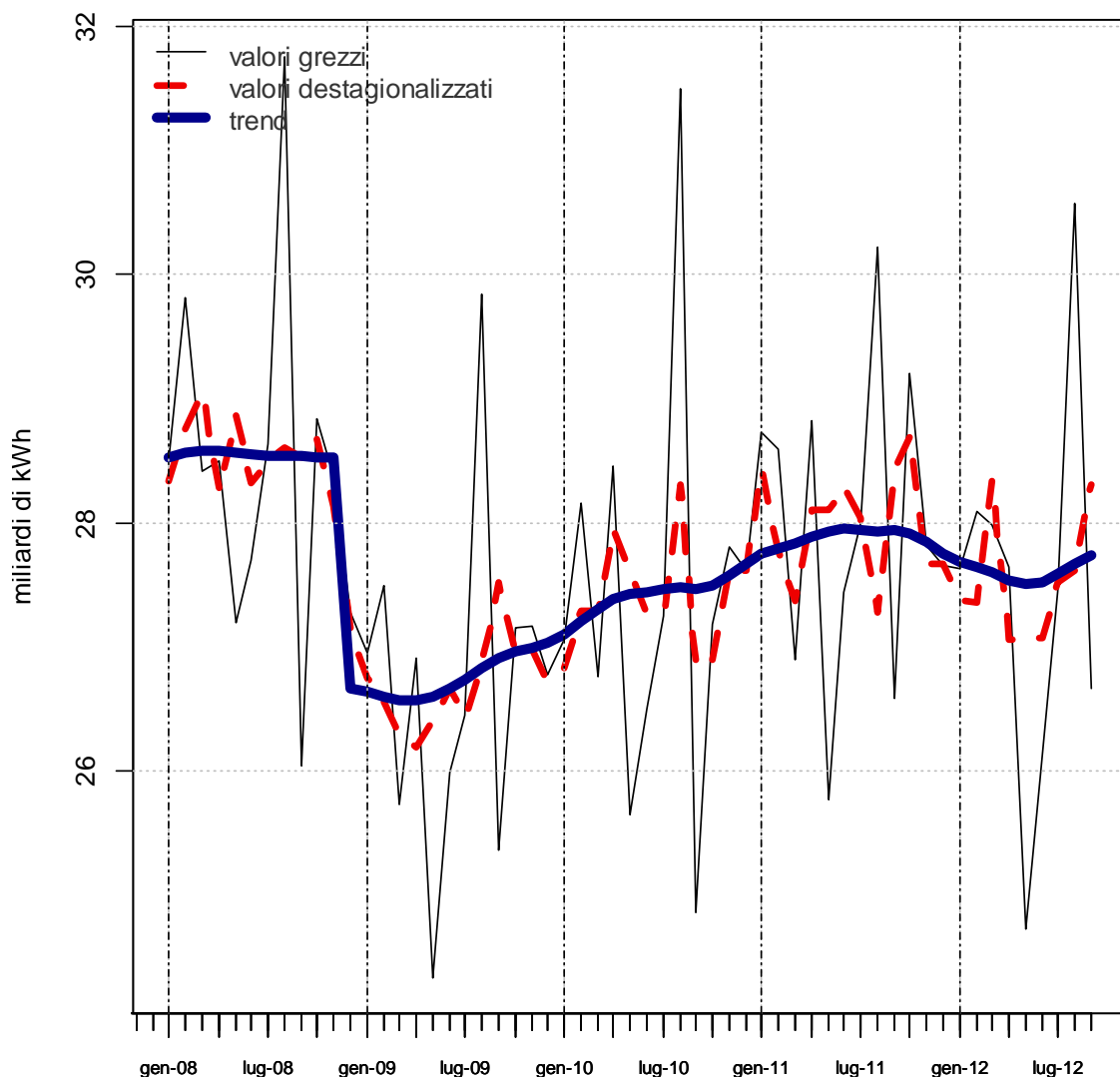
Un altro elemento di novità, destinato a riflettersi sul Pil potenziale, è dato dagli effetti della riforma pensionistica che, tra i diversi effetti, porterà nel 2020 ad oltre il 30% la quota di lavoratori con più di cinquanta anni. Anche in questo caso gli esiti complessivi non sono univoci. A parità di altre condizioni, la base occupazionale aumenterebbe dato che una parte dei lavoratori ha visto allontanarsi il momento della pensione, ma potrebbero verificarsi anche effetti negativi di spiazzamento per l'occupazione dei giovani. Ancora più difficili da valutare sono gli effetti sul welfare familiare conseguenti all'innalzamento dell'età pensionabile per le donne, dato che il lavoro di cura di bambini ed anziani ricade in larga misura sulla popolazione femminile.

Altri elementi che condizioneranno il futuro andamento dell'economia sono l'evoluzione dei prezzi e della politica di bilancio. Come per il passato, si attende il permanere di un differenziale di inflazione mentre la politica di bilancio resterà a lungo vincolata al rientro del debito pubblico.

Secondo questo scenario il Pil potrà tornare al livello pre-crisi non prima del 2017-2018. Come mostra la **Tabella 7**, il tasso medio annuo di crescita reale ipotizzato per il prossimo decennio (+0,8%) non è diverso da quello considerato lo scorso anno, ma è sensibilmente diversa la forza della crescita nei due quinquenni di previsione (+0,5% nel periodo 2011-2017 e +1,24% nel periodo 2017-2022).

La criticità dell'attuale fase congiunturale può anche essere testimoniata dall'andamento della **domanda di energia elettrica mensile** che può rappresentare una *proxi* dell'andamento dell'economia reale. In **Figura 6** si presenta l'andamento della richiesta mensile di energia elettrica, espressa in miliardi di kWh, del valore della richiesta destagionalizzata e del **trend di fondo** – che meglio descrive l'andamento citato - dal gennaio 2008 ad agosto 2012 (ultimo dato provvisorio disponibile).

Figura 6 - Andamento della richiesta elettrica mensile e del trend



Dalla figura emerge la profonda rottura di serie del 2008-2009 ed il tormentato tentativo di recupero dei livelli pre-crisi della domanda elettrica mensile. A partire dalla seconda metà del 2011 il recupero è divenuto ancor più precario ed è subentrata una fase di ulteriore incertezza, con una domanda mensile altalenante.

Nella seguente **Tabella 6** si riportano le più recenti stime del prodotto interno lordo formulate dalle primarie Istituzioni nazionali e internazionali nel medio termine, bienni 2011-2012 e 2012-2013.

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

Per memoria: +0,4% variazione reale PIL 2011/2010

| | 2012/2011 | 2013/2012 |
|--|-----------|-----------|
| Ministero Economia e Finanze DEF* (aprile '12) | -1,2 | 0,5 |
| Commissione Europea (maggio '12) | -1,4 | 0,4 |
| OCSE (maggio '12) | -1,7 | -0,4 |
| IMF (Fondo Monetario Internazionale) (luglio '12) | -1,9 | -0,3 |
| Centro Studi Confindustria (giugno '12) | -2,4 | -0,3 |
| Prometeia (luglio '12) | -2,2 | 0,1 |
| Banca d'Italia (luglio '12) | -2,0 | -0,2 |
| .ref (luglio '12) | -2,0 | -0,4 |
| Prometeia (agosto '12) | -2,1 | 0,0 |
| Centro Studi Confindustria (settembre '12) | -2,4 | -0,6 |
| Nota di aggiornamento del DEF (settembre 2012) | -2,4 | -0,2 |

*Documento di Economia e Finanza.

Per quanto alla previsione di lungo termine, nella successiva **Tabella 7** si è riportata per memoria la serie storica dei tassi medi annui (CAGR) di crescita del PIL per il lungo periodo utilizzati negli ultimi esercizi di previsione pubblicati

(www.terna.it). L'intervallo di previsione mostrato – decennale – è scorrevole di anno in anno, a partire dal 2008.

Tabella 7 – 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 | 0,8% | lug-11 |
| Previsioni 2012 -2022 (edizione corrente) | 0,8% | lug-12 |
| <i>Fonte: Prometeia - Scenari di previsione (aavv)</i> | | |

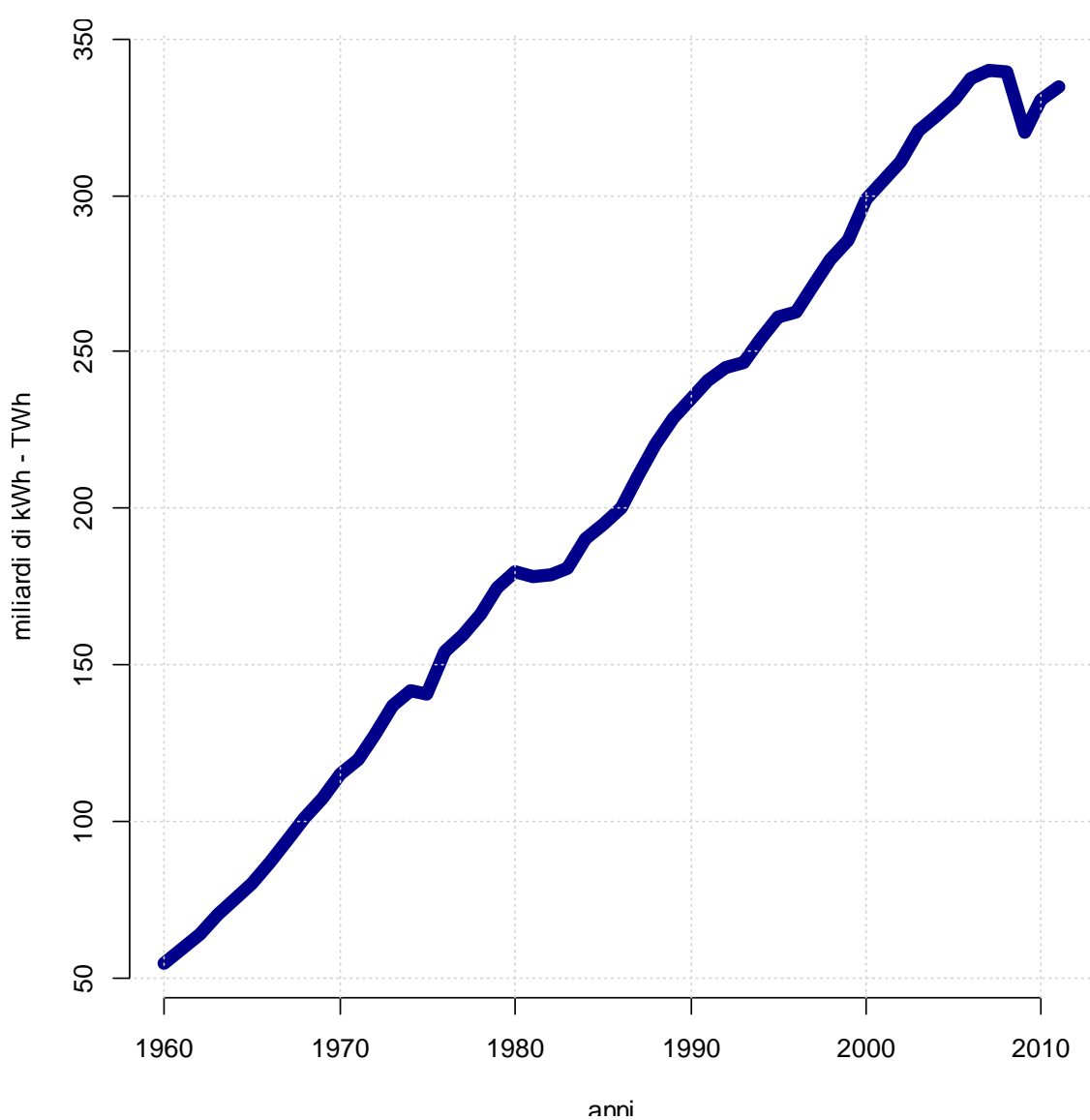
Per la presente edizione, nella successiva trattazione sono utilizzati gli Scenari di Previsione di Prometeia nell'edizione del luglio 2012, ultima disponibile alla data di questo studio. Questi scenari, propongono un'evoluzione che si mantiene su ritmi modesti (+0,8% medio annuo) che appaiono più in 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 scongiurata mediante l'adozione di politiche centrate 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 rappresentato dal grafico in **Figura 7**. Per un lungo periodo il profilo di crescita è apparso piuttosto regolare se si eccettua la fase corrispondente alle cosiddette "crisi energetiche", a cavallo tra gli anni '70 e gli anni '80. Nel 2009 si osservava la caduta della richiesta elettrica a 320,3 TWh, corrispondenti a -5,7% rispetto al 2008. Si era trattato di un fenomeno rilevante, che non aveva riscontro nei quarant'anni rappresentati in figura; si deve risalire alla fine degli anni '40 per trovare variazioni negative di livello comparabile.

Prima del 2009 si erano già manifestati incipienti segnali di rallentamento della crescita. Nel 2007, la domanda di energia elettrica aveva toccato il massimo storico a 340 miliardi di kWh, manifestando un incremento relativamente modesto rispetto all'anno precedente (+0,7%), mentre nei risultati del 2008 si era già registrato un leggero arretramento, il primo dopo 26 anni di crescita ininterrotta, pari a -0,1%.

Figura 7 - La richiesta di energia elettrica in Italia – 1960-2011

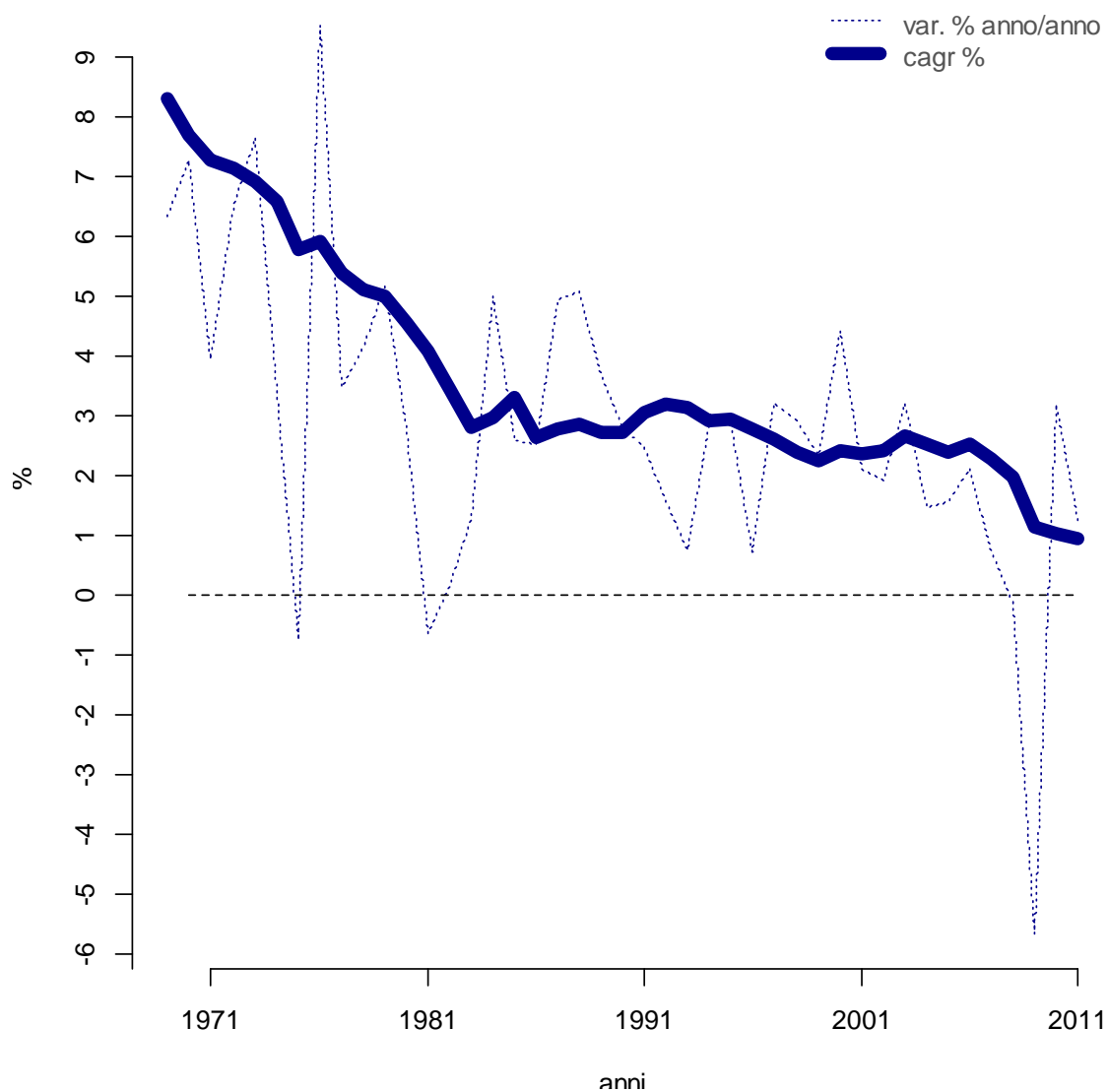


Negli anni 2010 e 2011 si è assistito ad una fase di recupero dei volumi consumati: conseguentemente la domanda di energia elettrica si è riportata ai livelli di 330,4 (+3,2%) e quindi di 334,6 miliardi di kWh (+1,3%).

Per meglio comprendere le modalità di evoluzione della domanda elettrica, cioè la sua dinamica nel tempo, è utile riportare – in **Figura 8** - la serie storica dal 1970 al 2011 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 CAGR²²) (linea continua in grassetto).

²² CAGR Compound Annual Growth Rate (tasso medio annuo di crescita, tma)

Figura 8 - 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 calendario²³ tra ciascun anno, le diverse temperature mensili, soprattutto nei mesi più freddi e più caldi.

²³ 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.

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.

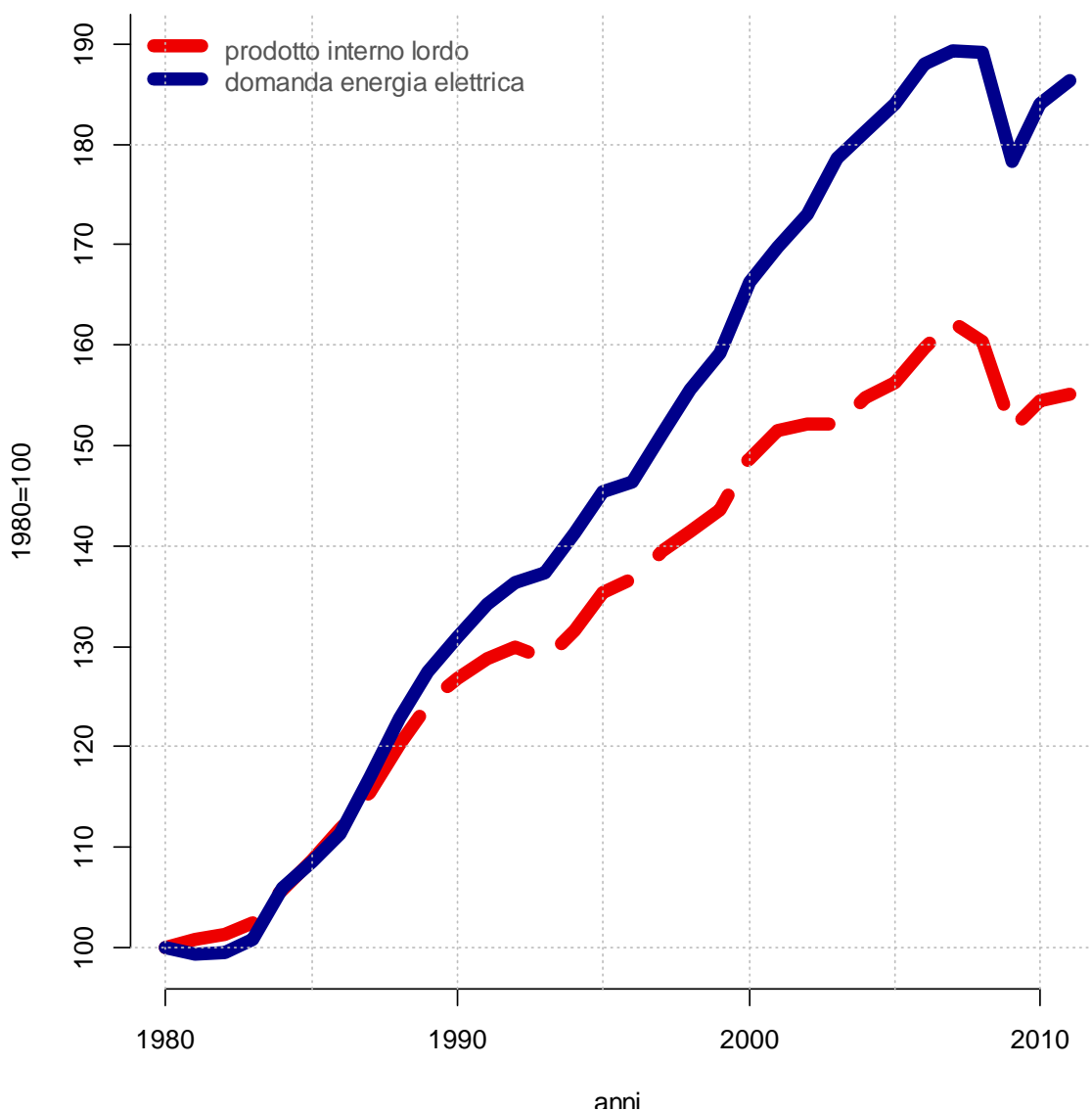
Negli ultimi tre anni, 2009-2011, tale tasso medio di lungo periodo si è repentinamente degradato di circa un punto percentuale. Il passaggio tra un CAGR del 2,0% - quale quello osservato ancora nel 2008 – ed il valore di questo indicatore nel 2011 (+0,9%), è per la maggior parte dovuto alla brusca flessione del 2009.

5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica

A valle dei due precedenti paragrafi, è interessante mostrare nello stesso grafico gli andamenti della domanda elettrica e del prodotto interno lordo²⁴ dal 1980 al 2011, espressi su una scala comune, posti pari a 100 i valori rispettivamente raggiunti nel 1980 (v. **Figura 9**).

²⁴ Fonte ISTAT – Valori concatenati – base 2005

Figura 9 - Domanda di energia elettrica e PIL (1980 = 100)



Si osserva allo stesso tempo una marcata similitudine nella forma e la crescente divaricazione tra i due tracciati: mentre la ricchezza prodotta nel Paese, espressa in termini di Pil, aumenta in circa trenta anni di 55 punti percentuali, la domanda elettrica in Italia si incrementa di 86 punti. Emerge pertanto che la relazione tra domanda elettrica ed economia non è costante ma gradualmente variabile nel tempo poiché la domanda di elettricità cresce in Italia ad un ritmo maggiore del PIL.

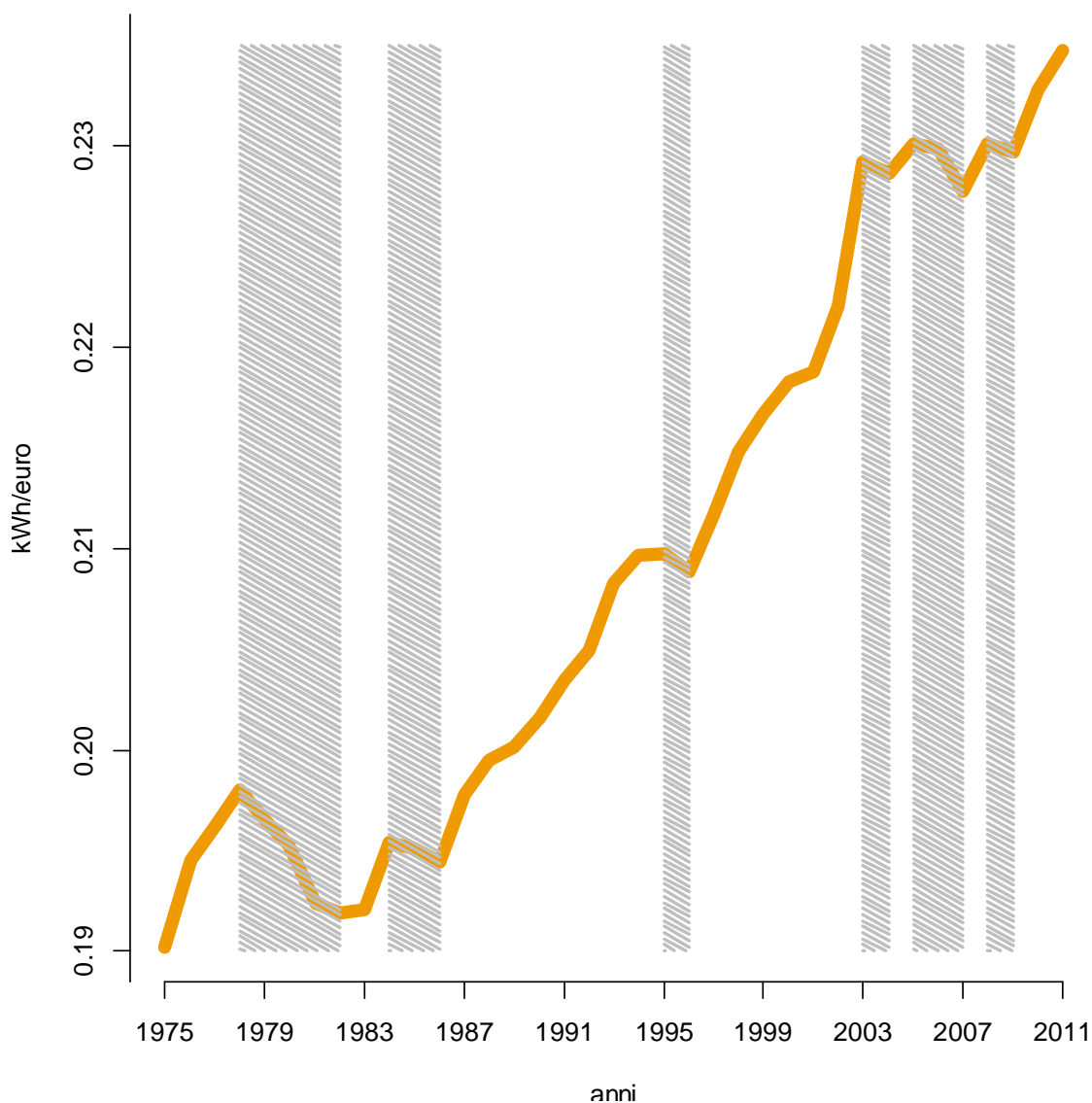
Vista la relazione tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia, la previsione di medio – lungo termine della domanda di energia elettrica è ottenuta a partire da un'analisi approfondita della previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, in particolare valore aggiunto e PIL. 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 2011 in Italia si è richiesta energia elettrica per circa **0,235 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo a moneta costante²⁵**, con un **incremento di +0,8%** rispetto al 2010, corrispondente in termini assoluti ad una variazione di +0,2 kWh/€cent. Dopo che dal 2003 al 2009 l'intensità elettrica si era mantenuta in un ambito di variazione piuttosto ristretto, negli anni 2010 e 2011 si è osservato un **nuovo ritocco verso l'alto**, a ulteriore conferma del sostenuto impiego della risorsa elettrica alla formazione del PIL nazionale.

In **Figura 10** è riportato l'andamento dell'intensità elettrica del PIL in Italia, dal 1975 al 2011. Nella figura sono inoltre evidenziati con una retinatura i periodi nei quali si è registrata una intensità calante.

²⁵ Prodotto interno lordo ai prezzi di mercato. Fonte ISTAT. Valori concatenati, con anno di riferimento 2005.

Figura 10 - Intensità elettrica italiana dal 1975 al 2011



Si osserva che su un **andamento di fondo prevalentemente crescente**, si alternano fasi più o meno prolungate di contrazione e di ripresa. 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 1986²⁶.

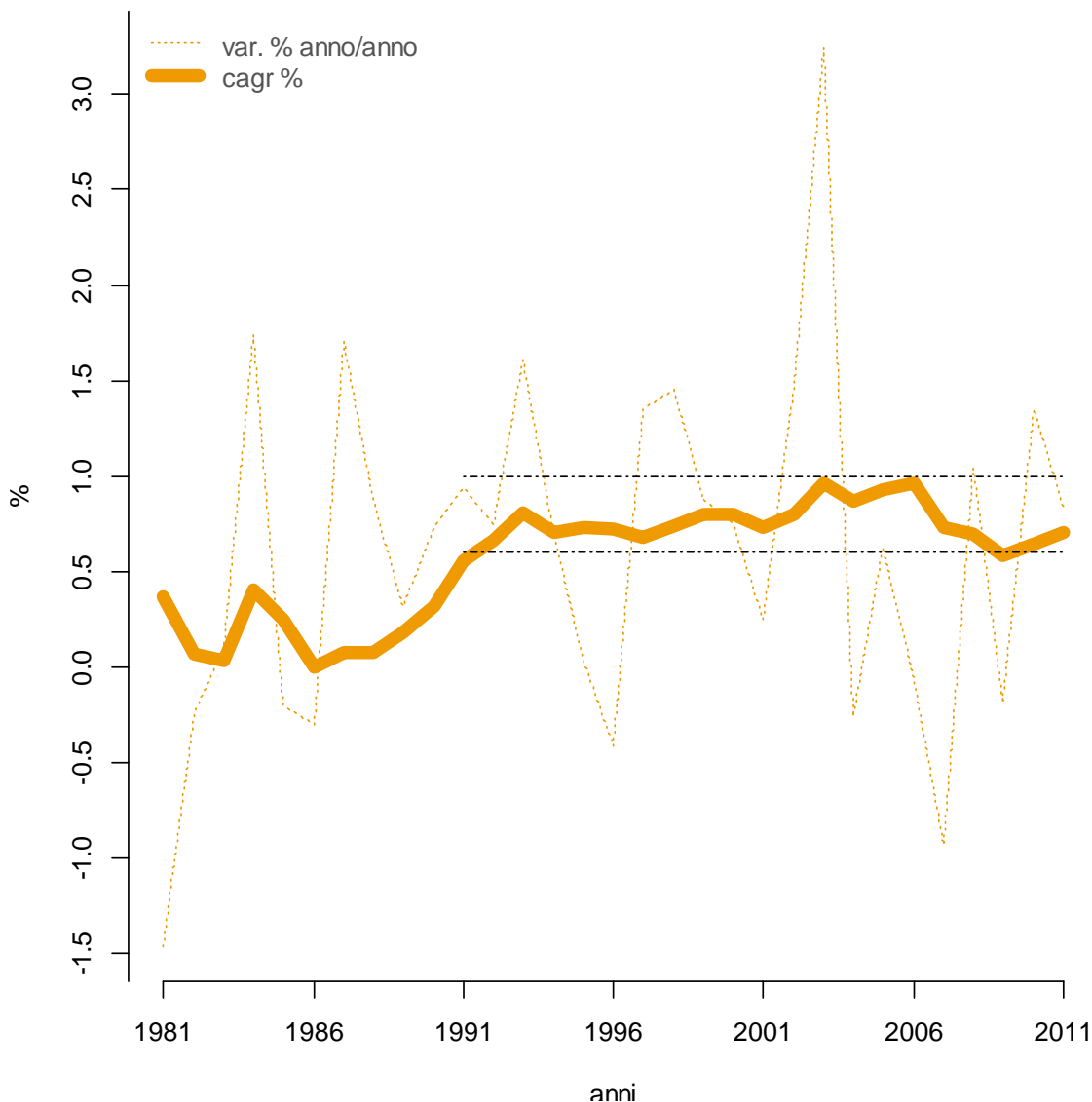
Successivamente alla sporadica manifestazione di ripiegamento degli anni 1994-95, si è osservato negli anni più recenti un andamento incerto,

²⁶ 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 decrescita ed altrettanto brevi recuperi. L'indicatore, per sua natura costruito sul rapporto tra due grandezze, risente degli andamenti di queste ultime. Ad esempio, per quanto riguarda 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 calo del PIL di un ordine di grandezza superiore, appare viceversa come un anno di recupero dell'intensità, mentre nel 2009, ad una notevole flessione del PIL (-5,5%), ha fatto riscontro un calo della domanda elettrica di ampiezza molto simile (-5,7%). Venendo infine agli ultimi due anni, sia il 2010 che il 2011 si sono caratterizzati per incrementi della domanda elettrica superiori a quelli del PIL; ne è conseguito un ulteriore incrementarsi dell'intensità elettrica .

In **Figura 11** è riportato l'andamento storico della dinamica dell'intensità elettrica italiana dal 1981 al 2011, espressa in termini di tasso di variazione medio annuo decennale (tratto più marcato). L'utilizzo di medie pluriennali consente di filtrare sufficientemente alcuni effetti congiunturali, quale ad esempio quello dovuto all'effetto della temperatura. Nel grafico sono anche riportate le variazioni puntuali di un anno sull'anno precedente (a tratto sottile).

Figura 11 - Dinamica dell'intensità elettrica in Italia 1981-2011 (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 in particolare constatare che il ritmo di crescita dell'intensità elettrica continua a progredire da parecchi anni, mantenendosi **stabilmente dai primi anni '90 in un intervallo tra +0,5% e +1,0% per anno**. Di questa osservazione si dovrà necessariamente tenere conto nel seguito nella impostazione della previsione,

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

L'effetto più significativo è potenzialmente quello che può venire da variazioni dei consumi *industriali*, visto il peso – circa il 45% nel 2011 - di questo settore nella struttura dei consumi elettrici italiani. L'industria italiana, in alcuni comparti in particolare, è da tempo esposta a fenomeni di delocalizzazione e aspra competizione internazionale. Su alcuni dei fattori competitivi – in particolare il costo dell'energia e gli obblighi che derivano dalla direttiva ETS – si è osservata negli ultimi tempi una particolare sensibilità delle istituzioni nazionali e Comunitarie²⁷, soprattutto per quel che riguarda le imprese definite *energivore*. Tale attenzione si è concretizzata, per quel che riguarda l'*emission trading*, in un Orientamento della Commissione relativo a determinati Settori e Sottosettori industriali²⁸, mentre – a livello nazionale – si individua nel cosiddetto *Decreto Crescita* i criteri di revisione per quanto attiene gli <<...oneri generali di sistema elettrico per le imprese a forte consumo di energia..>> e i <<...regimi speciali per i grandi consumatori industriali di energia elettrica.>>.²⁹

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 dei maggiori Distributori elettrici italiani. Molto recentemente il Legislatore ha introdotto – sempre nel Decreto Crescita – la previsione di un piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica e la formulazione di indicazioni in merito all'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas³⁰.

²⁷ “Communication from the Commission – Guidelines on certain state aid measures in the context of the greenhouse gas emission allowance trading scheme post 2012 – Strasbourg 22.5.2012 - C(2012) 3230 final.

²⁸ Molto pertinente a tal proposito è la necessità di una classificazione aggiornata, (NACE/ATECO) dei consumi di energia elettrica in modo da consentire l'individuazione delle categorie di imprese omogeneamente tra i Paesi Ue.

²⁹ Ex Art. 39, Testo coordinato del Decreto-Legge 22 giugno 2012, n. 83 (GU n. 187 del 11-8-2012 – Suppl. Ordinario n. 171).

³⁰ Ex Artt. Da 17-bis a 17-terdecies del DL citato.

Le iniziative del Regolatore sono peraltro già da tempo improntate alla predisposizione di un nuovo *corpus* normativo *ad-hoc*³¹.

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 disponibili segnali di prezzo e/o attivabili opportuni meccanismi tariffari di premi/penalità, in funzione dei profili orari di prelievo, in grado di mitigare gli effetti di contemporaneità.

Un ulteriore elemento è rappresentato dal rinnovato interesse verso le macchine reversibili per

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.

Da non trascurare infine, l'effetto che potrebbe derivare da un "rimbalzo" (teorizzato come **rebound effect**) verso l'alto dei consumi energetici, proprio a seguito all'ottenimento di sensibili efficienze – e quindi di minore sensibilità - nei consumi, soprattutto nel settore domestico.

5.4. Confronti internazionali sull'intensità elettrica

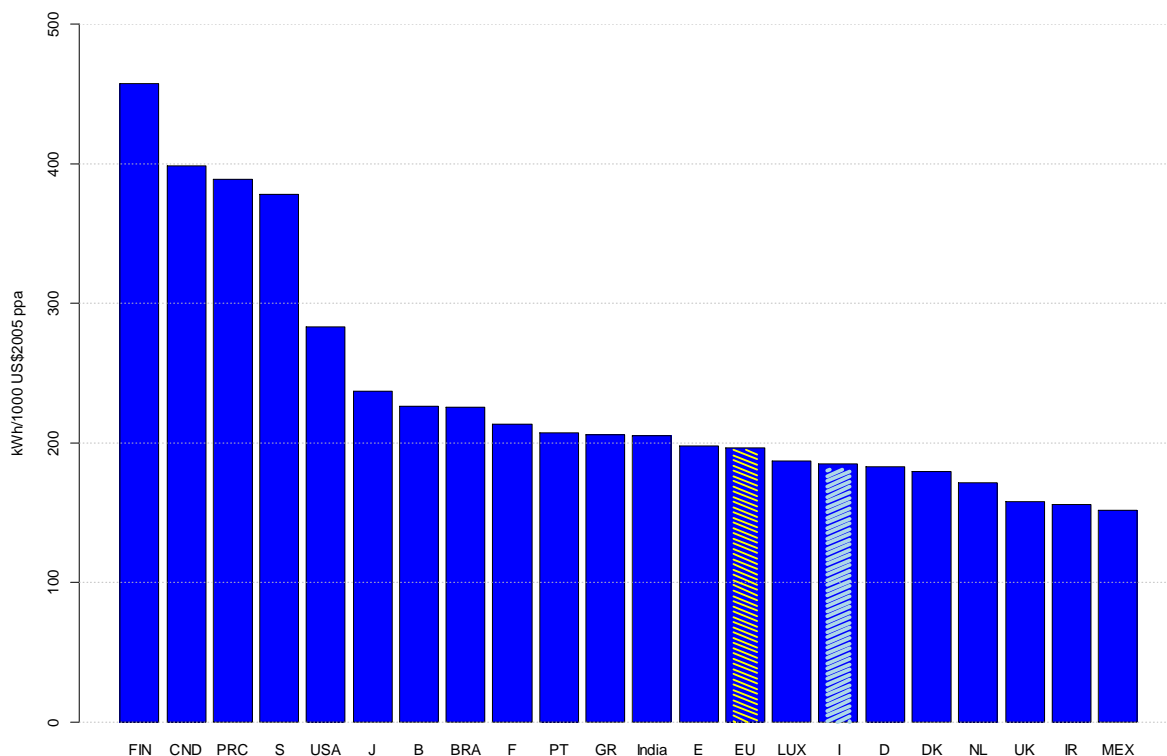
Nel paragrafo, il confronto tra le intensità elettriche di vari Paesi è condotto con il supporto di alcune interessanti rappresentazioni grafiche, mostrandone una fotografia aggiornata all'anno più recente ed alcuni andamenti storici di più lungo periodo.

A livello internazionale, anche le elaborazioni sugli indicatori per il 2011, indicano, v. **Figura 12**, che l'energia elettrica richiesta per ottenere una unità di

³¹ Delibere ARG/elt 93/11; ARG/elt 242/10; ARG/elt 39/10, ARG/elt 56/10, ARG/elt 136/10.

prodotto interno lordo³², è in Italia sempre su livelli relativamente inferiori rispetto alla media Ue ed a molti altri Paesi OECD o di recente industrializzazione.

Figura 12 - Intensità elettrica del PIL in alcuni Paesi con economie sviluppate³³ (2011)



Emerge che alcuni Paesi di più recente industrializzazione come il Brasile (BRA) - ed ancor più la Cina (PRC) – 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 Canada (CND), Svezia (S) e Finlandia (FIN). Per una differente motivazione - la struttura economica più orientata alle attività terziarie, in particolare finanziarie³⁴ - il Regno Unito (UK) si colloca tra i Paesi con un più basso rapporto tra consumo elettrico e prodotto interno lordo.

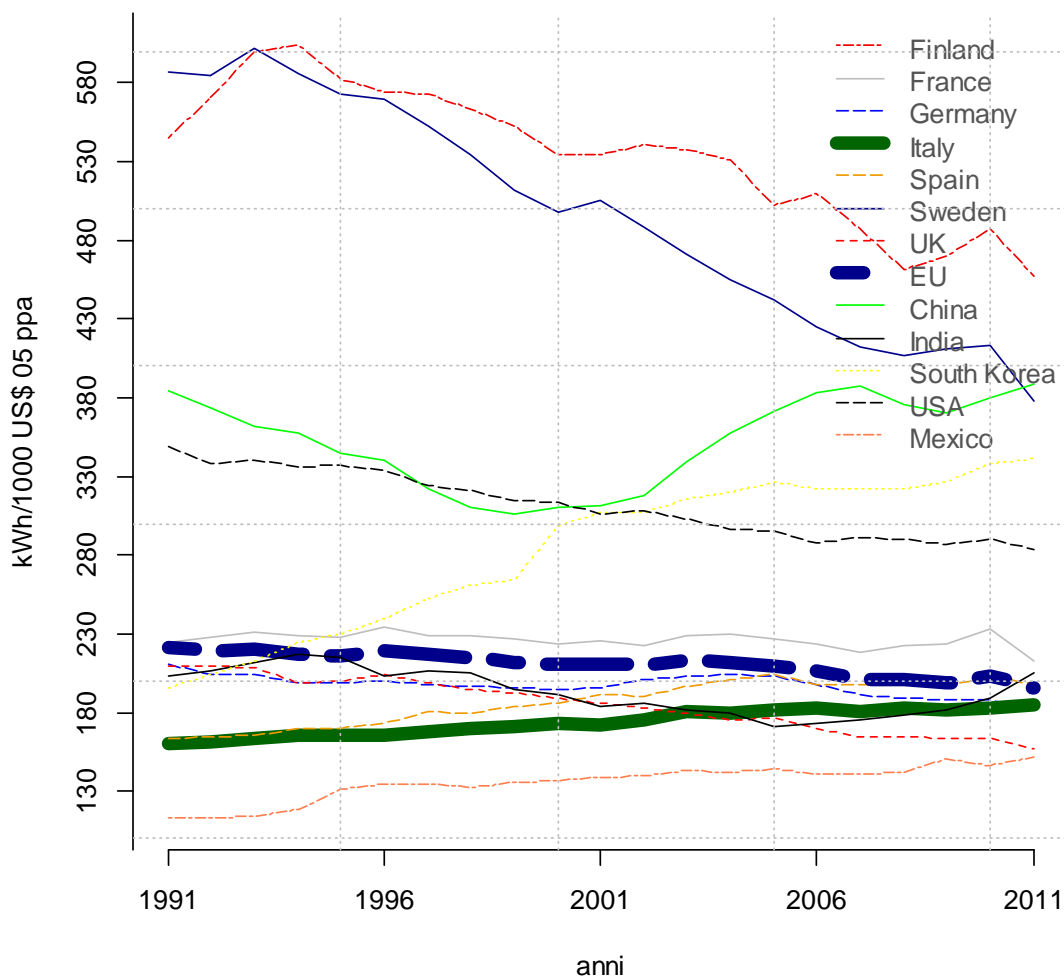
³² Nel confrontare Paesi diversi si utilizza un prodotto interno lordo espresso convenzionalmente in US\$ del 2005, a parità di potere d'acquisto (PPP). La fonte per i dati utilizzati in questo paragrafo è Enerdata.

³³ Lussemburgo, Grecia, Danimarca: dati 2010

³⁴ F. Harvey - The Guardian, 7/3/2011

Osservando i dati storici dell'indicatore intensità elettrica nell'arco di venti anni (1991 – 2011), emergono altri aspetti interessanti. Ad esempio si può osservare che nel tempo i valori che caratterizzano l'intensità elettrica dei Paesi riportati in figura mostrano una tendenza prevalentemente convergente (v. **Figura 13**). 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 ed in calo. 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, condivisa anche con la Corea del Sud.

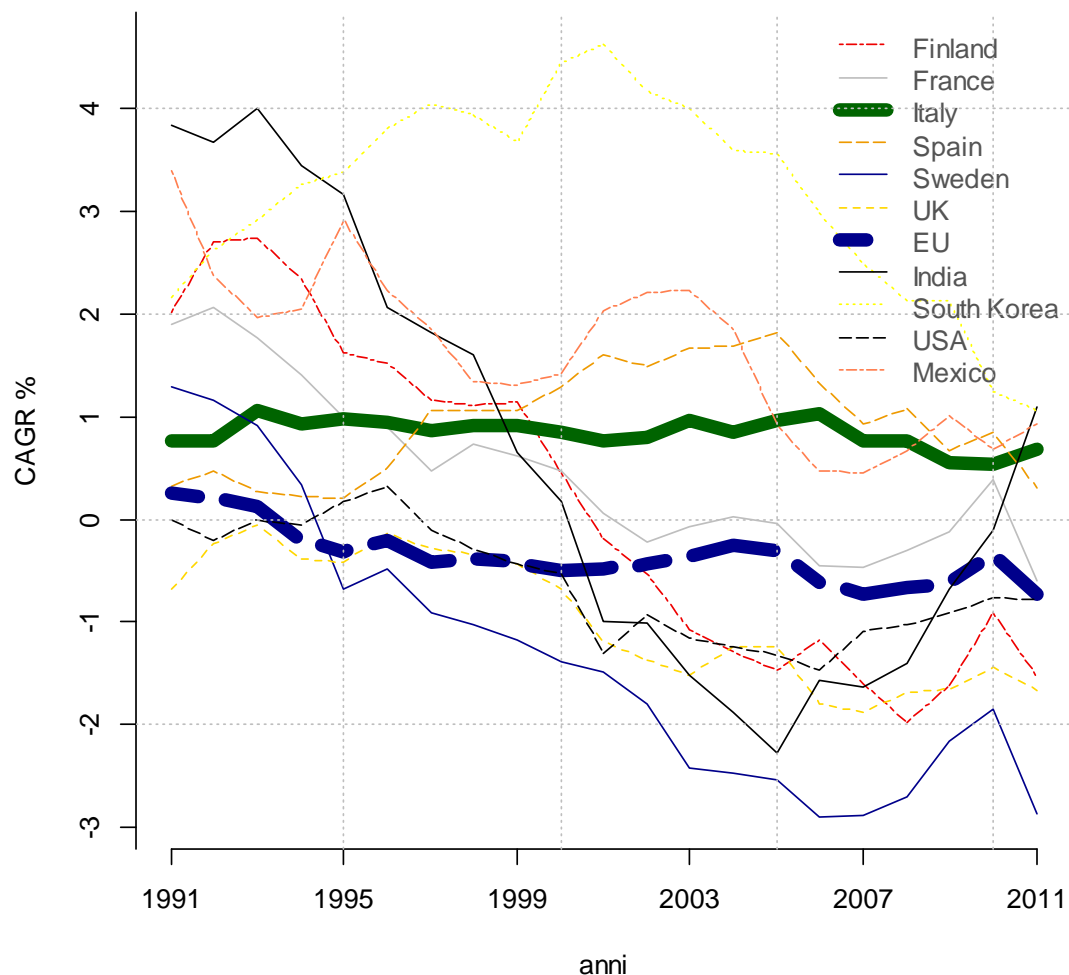
Figura 13 - Evoluzione dell'intensità elettrica del PIL in alcuni Paesi EU e in alcune altre grandi economie mondiali



In **Figura 14** 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 iniziale³⁵. Rientra in questo gruppo di Paesi anche l'Italia ove però l'intensità elettrica di fine periodo è solo leggermente inferiore di quella iniziale.

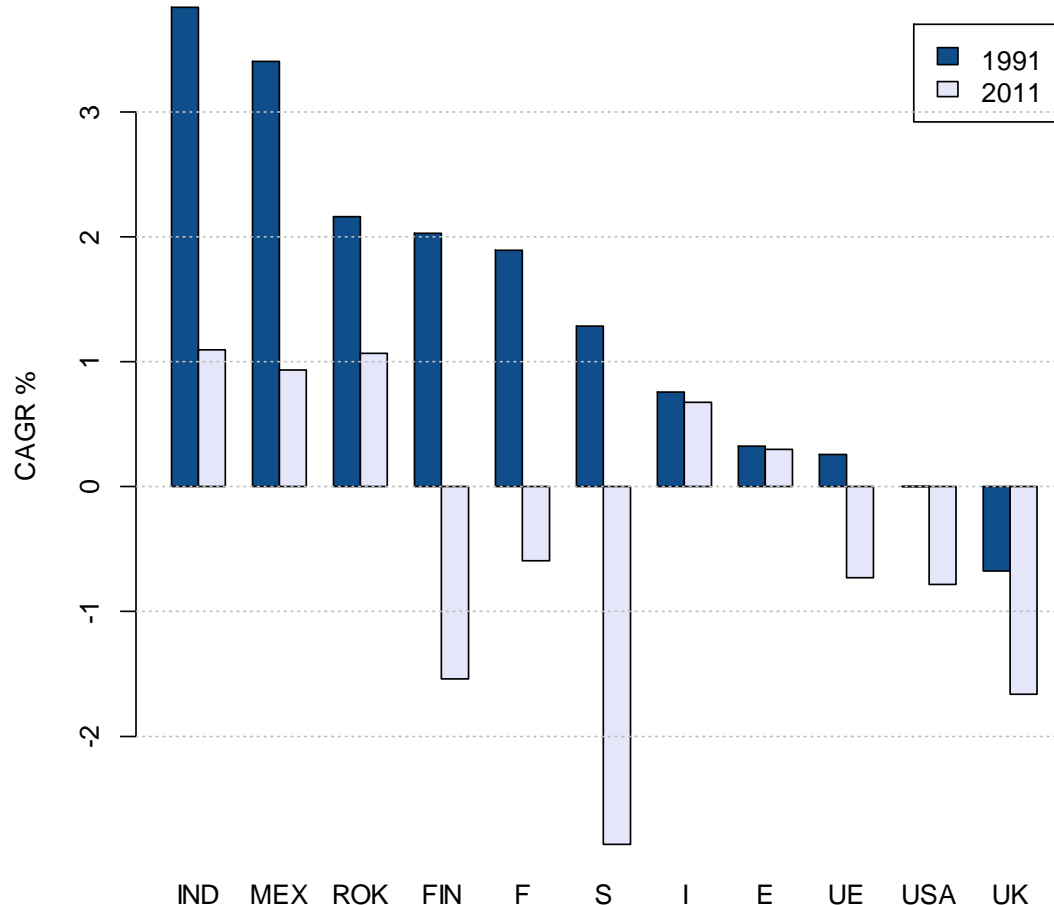
³⁵ Il termine è riferito alla prassi di classificare l'intensità elettrica tra gli indicatori di efficienza energetica, per cui i più efficienti sono anche più "virtuosi". In realtà l'intensità elettrica non è solamente un indicatore di efficienza.

Figura 14 - Dinamica dell'intensità elettrica in alcuni Paesi "virtuosi"



Nella seguente **Figura 15** sono evidenziate le differenti dinamiche (CAGR) dell'intensità elettrica nei medesimi Paesi "virtuosi" della figura precedente all'inizio del periodo, 1991, ed alla fine, 2011. 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 15- Dinamiche dell'intensità elettrica a confronto: 1991 - 2011



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 del CAGR rimane positiva in tutto il periodo ma che comunque presentano a fine periodo una dinamica inferiore.* Rientrano in questo insieme 5 Paesi - tra cui l'Italia che manifesta una flessione contenuta - insieme a Spagna (E), India (IND), Messico (MEX) e Repubblica di Corea (ROK);
- (ii) *un altro gruppo mostra a fine periodo una dinamica inferiore allo zero mentre nel 1991 era positiva.* In questo secondo aggregato si collocano Finlandia (FIN), Francia (F), Svezia (S) e l'insieme dei Paesi UE;

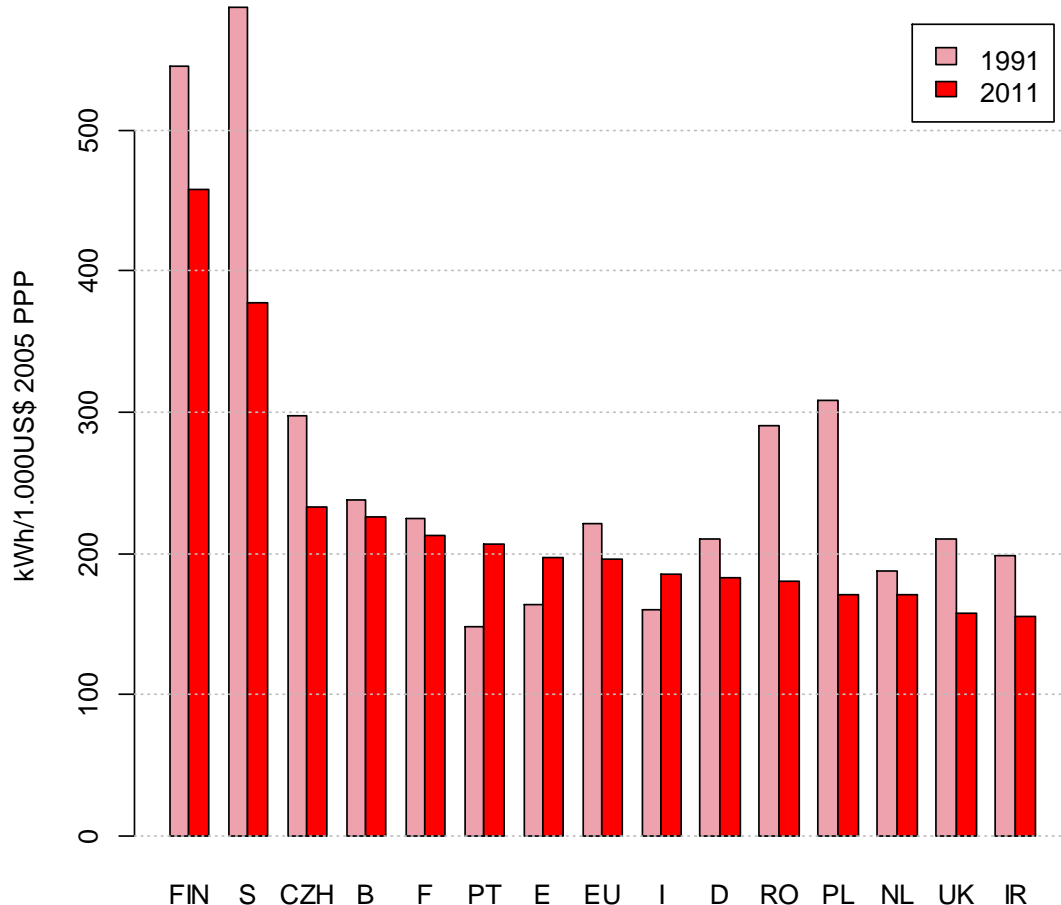
- (iii) *un terzo gruppo di 2 Paesi infine - comprendente Regno Unito³⁶ e USA – hanno dinamica dell'intensità elettrica negativa già ad inizio periodo e perseguono una ulteriore contrazione a fine periodo.*

Nella seguente **Figura 16** ci si riferisce ai soli Paesi europei mettendo in particolare l'attenzione sull'andamento dell'intensità elettrica nel 1991 e nel 2011 nella UE e sui 27 Paesi membri³⁷, ordinando i valori 2011 del grafico in ordine decrescente. Si osserva che per l'Italia – come visto in modo puntuale per il 2011 (v. Figura 12) – l'andamento di questo indicatore ha mostrato un andamento tendenzialmente convergente verso quello della media europea, pur rimanendo sempre al di sotto di tale media. Appare quindi lecito ipotizzare in una prospettiva di medio periodo qualche **ulteriore margine di crescita** potenziale per l'intensità elettrica in Italia.

³⁶ [v. The Guardian 7/3/2011].

³⁷ Dal grafico sono stati esclusi per maggior chiarezza alcuni Paesi per i quali la serie dei dati disponibili è risultata parzialmente incompleta.

Figura 16 - Intensità elettrica nella UE e in alcuni Paesi dell'Unione



6) Le analisi di scenario bottom-up europee: le Vision ENTSO-E al 2030

Può essere indicativo mostrare alcune delle ipotesi che andranno considerate nella costruzione di scenari con orizzonte di lungo termine su scala europea nell'ambito dei Paesi ENTSO-E³⁸ (v. **Tabella 8**). Significativamente, tra le variabili di scenario trovano posto ipotesi sulla domanda di energia elettrica e

³⁸ European Network of Transmission System Operators for Electricity

sulla diffusione di apparecchiature elettriche innovative quali l'auto elettrica e le pompe di calore.

Tabella 8 - Vision 2030 ENTSO-E

| scenario | contesto di scenario | ipotesi sulla domanda di energia elettrica | ipotesi sulla diffusione dell'auto elettrica | ipotesi sulla diffusione delle pompe di calore |
|-----------------|--|---|--|--|
| | | range (CAGR%) | range (%) | range (%) |
| VISION 1 | (i) condizioni economico/finanziarie poco favorevoli; (ii) efficienza energetica evolve come in passato; (iii) contenuti sviluppi delle nuove applicazioni elettriche | da -0,5% a +0,5% per anno | da 5% a 15% | da 1% a 10% |
| VISION 3 | (i) condizioni economico/finanziarie favorevoli (crescita a livelli pre-crisi); (ii) efficienza energetica migliora sulla base di misure ulteriori; (iii) percepibile sviluppo delle nuove applicazioni elettriche | si utilizza tasso storico del periodo 1992-2011 (valutato come media semplice): per Italia = +1,7% per anno | da 15% a 30% | da 10% a 20% |

Il campo di variazione delle variabili di scenario – messo a punto nell'ambito di un apposito gruppo di lavoro – appare adeguato a descrivere due scenari antitetici, uno di "bassa crescita" (Vision 1) ed uno di sviluppo (Vision 3).

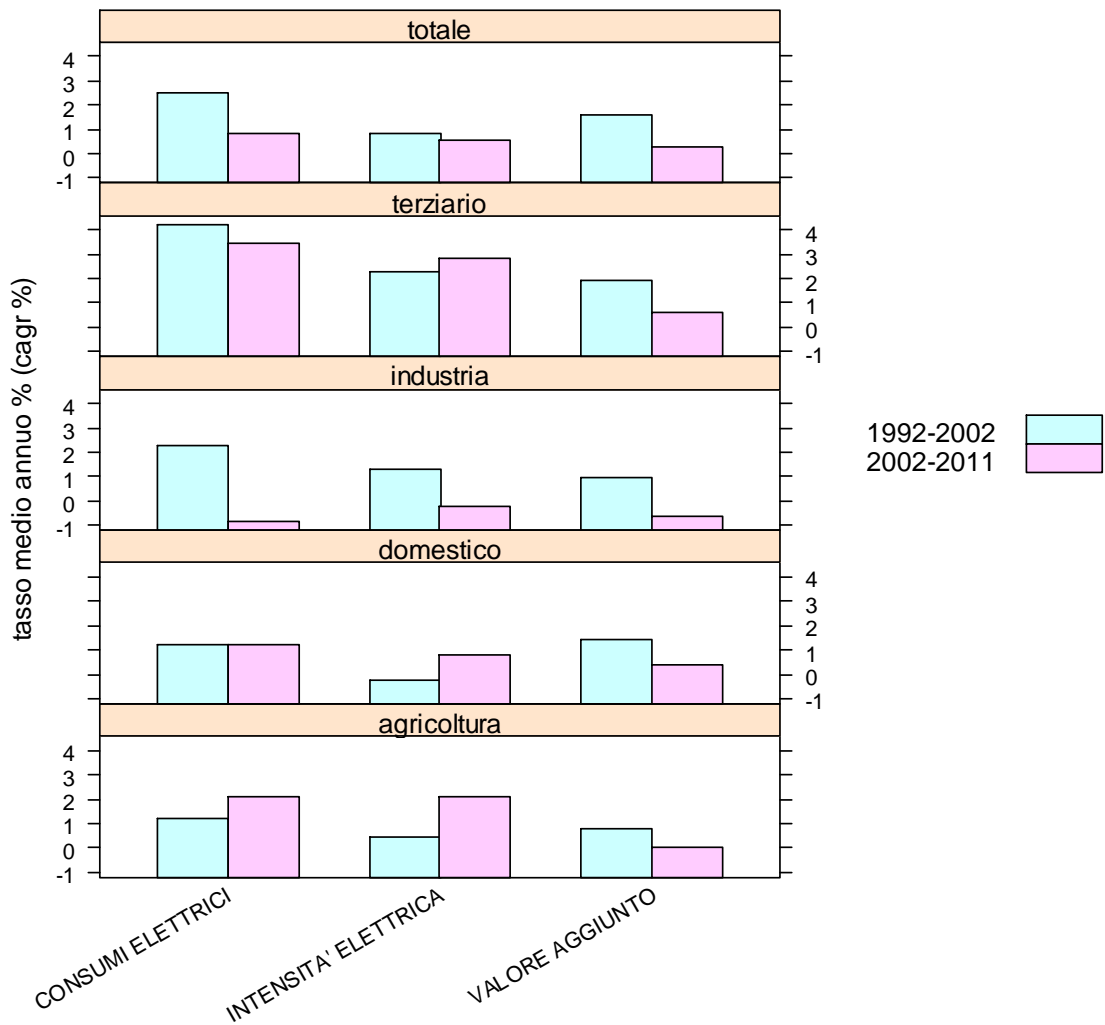
7) Considerazioni di sintesi sugli andamenti di lungo periodo (decennali)

Nella **Figura 17** si osserva una sintetica analisi³⁹ della dinamica di lungo termine, in particolare negli ultimi diciannove anni a consuntivo, di **variazione delle grandezze macroeconomiche** di nostro interesse: 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 *tma* percentuale (o *CAGR*), mentre i periodi osservati passano da un primo decennio, dal 1992 al

³⁹ Sarkar, Deepayan (2008) Lattice: Multivariate Data Visualization with R. Springer, New York. ISBN 978-0-387-75968-5

2002, al secondo periodo dal 2002 al 2011; gli *aggregati settoriali* analizzati sono quelli dell'agricoltura, dell'industria, del terziario, il domestico ed il totale dei settori.

Figura 17- 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 periodo 2002-2011 crescono ad un ritmo inferiore a quello del decennio 1992-2002. Il tasso di crescita, che era pari a +2,5% nel primo periodo, si è abbassato a +0,8% medio per anno nel periodo 2002-11. I settori industria e terziario sono affetti da riduzioni; stabili i consumi del domestico, in espansione i consumi agricoli;*
- *pressoché stabile ed elevato – intorno al 4% per anno - il ritmo di crescita dei consumi di energia elettrica nel settore terziario nei due periodi. Nel primo decennio a +4,2% per anno, nel secondo periodo in calo a + 3,5%;*
- *l'industria è il settore che manifesta la riduzione più consistente dei consumi elettrici, che crollano da un tasso del +2,3% per anno nel periodo 1992-2002 a -0,9% per anno nel secondo periodo, unico settore nel quale la dinamica dei consumi risulta negativa. Su tale risultato pesa in modo significativo, anche se attutito dal buon recupero del 2010 (+6,1%) e del 2011 (+1,2%), il risultato particolarmente negativo del 2009 (allorché la caduta dei consumi rispetto al 2008 era stata pari a -13,8%);*
- *per il settore domestico si osserva una tenuta dei consumi elettrici che si mantengono su un ritmo di crescita a 1,2% per anno;*

intensità elettrica

- *a livello complessivo:*
 - *moderata flessione del tasso di crescita dell'intensità elettrica in Italia nel periodo 2002-2011 rispetto ai dieci anni precedenti: si è passato da +0,8% per anno del periodo 1992-2002 a +0,6% nel periodo più recente;*
 - *tranne che nell'industria, negli altri settori la dinamica dell'intensità elettrica si mantiene positiva nel periodo più recente;*
- *a livello settoriale:*
 - *la dinamica dell'intensità si incrementa dal primo al secondo periodo in tutti i settori tranne che nell'industria,*

ove si passa da +1,3% per anno nel primo decennio ad un livello inferiore allo zero, -0,2% per anno nel secondo periodo, con un calo di un punto e mezzo percentuale;

- o per quanto riguarda il terziario l'incremento è ragguardevole – 6/10 di punto – e porta il livello su un valore molto significativo (da +2,3% medio per anno nel primo periodo al +2,9% nel periodo 2002-2011);*
- o nel settore domestico – sempre utilizzando la proxy dei consumi delle famiglie nella elaborazione dell'indicatore – si osserva una crescita di un punto percentuale, passando da un valore inferiore allo zero (-0,2%) nel primo decennio a +0,8% per anno del periodo 2002-2011;*

valore aggiunto

- rispetto al periodo 1992-2002, il tasso di crescita del valore aggiunto⁴⁰ si mantiene inferiore nel secondo periodo in tutti i settori⁴¹: complessivamente, il valore aggiunto totale passa da +1,6% nel primo periodo a +0,3% nel periodo 2002-11. In particolare, il valore aggiunto del settore industriale si contrae di quasi due punti percentuali, passando da un tasso +1,0% nel periodo 1992-2002 ad un tasso -0,7% medio annuo nel secondo periodo. Per il settore terziario si osserva la perdita di oltre un punto nel passare da un +1,9% medio nel periodo iniziale a +0,6% nel periodo più recente; in flessione anche il tasso del valore aggiunto per l'agricoltura che passa da 0,8% nel primo periodo a zero nel secondo.*

⁴⁰ Elaborazioni su dati ISTAT - Aggregati dei conti nazionali annuali per branca di attività economica (NACE Rev.2) (milioni di euro) – Edizione marzo 2012.

⁴¹ Quale variabile descrittiva per il settore domestico viene utilizzato l'andamento dei consumi delle famiglie. Qui si passa da +1,4% per anno nel primo periodo a +0,4% medio annuo nel secondo.

8) Previsione della domanda elettrica in energia

Scenari considerati

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio, è sembrato opportuno ancora una volta fare riferimento a due scenari di evoluzione e - in considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica, in Europa e nel Paese – adottare una **particolare cautela nel prevedere 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 2011 - 2022 una **crescita** dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa **+0,3 % per anno**, valore che va inquadrato nel contesto del progressivo contenimento dell'intensità elettrica osservato nella precedente analisi dell'andamento storico sviluppata nella **Figura 17** e nei commenti che ne erano seguiti;*
- *un secondo “scenario base” (inferiore) ad intensità elettrica contenuta, con tasso medio di incremento dell'intensità elettrica nell'intero periodo **inferiore allo zero, -0,5% p.a.**, sviluppato su una ipotesi di molto incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.*

Sulla base delle considerazioni sull'intensità elettrica di cui sopra e tenuto conto delle più recenti previsioni di lungo periodo del PIL nazionale, nel periodo 2011 – 2022 si stima una evoluzione della domanda di energia elettrica ad un tasso medio annuo del +1,2% nello **scenario di sviluppo** (ipotesi superiore) – corrispondente a 380,0 miliardi di kWh nel 2022.

Nello **scenario base**, ottenuto grazie ad una flessione dell'intensità elettrica, si ipotizza invece un tasso medio del +0,3% per anno (ipotesi inferiore), col quale si prevede una domanda elettrica di 347,0 TWh nel 2022.

Nella **Tabella 9** è riportato il quadro sintetico con i consuntivi fino al 2011 ed in previsione, per gli anni successivi, della domanda di energia elettrica e delle sue variazioni di lungo periodo, nonché – sulla base delle considerazioni di cui ai paragrafi precedenti - i tassi di variazione adottati per il PIL e per l'intensità elettrica nei due scenari proposti.

Tabella 9 - 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 | tassi medi annui | tassi medi annui |
| 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% | | -0,3% | | 0,3% |
| 2010 | 330,5 | | | | | |
| | | 1,3% | | 0,4% | | 0,8% |
| scenario di sviluppo | | | | | | |
| 2011 | 334,6 | | | | | |
| | | 0,6% | | 0,5% | | 0,1% |
| 2017 | 346,0 | | | | | |
| | | 1,9% | 1,2% | 1,2% | 0,8% | 0,3% |
| 2022 | 380,0 | | | | | |
| | | | | | | |
| scenario base | | | | | | |
| 2011 | 334,6 | | | | | |
| | | -0,3% | | 0,5% | | -0,8% |
| 2017 | 329,4 | | | | | |
| | | 1,0% | 0,3% | 1,2% | 0,8% | -0,5% |
| 2022 | 347,0 | | | | | |
| | | | | | | |

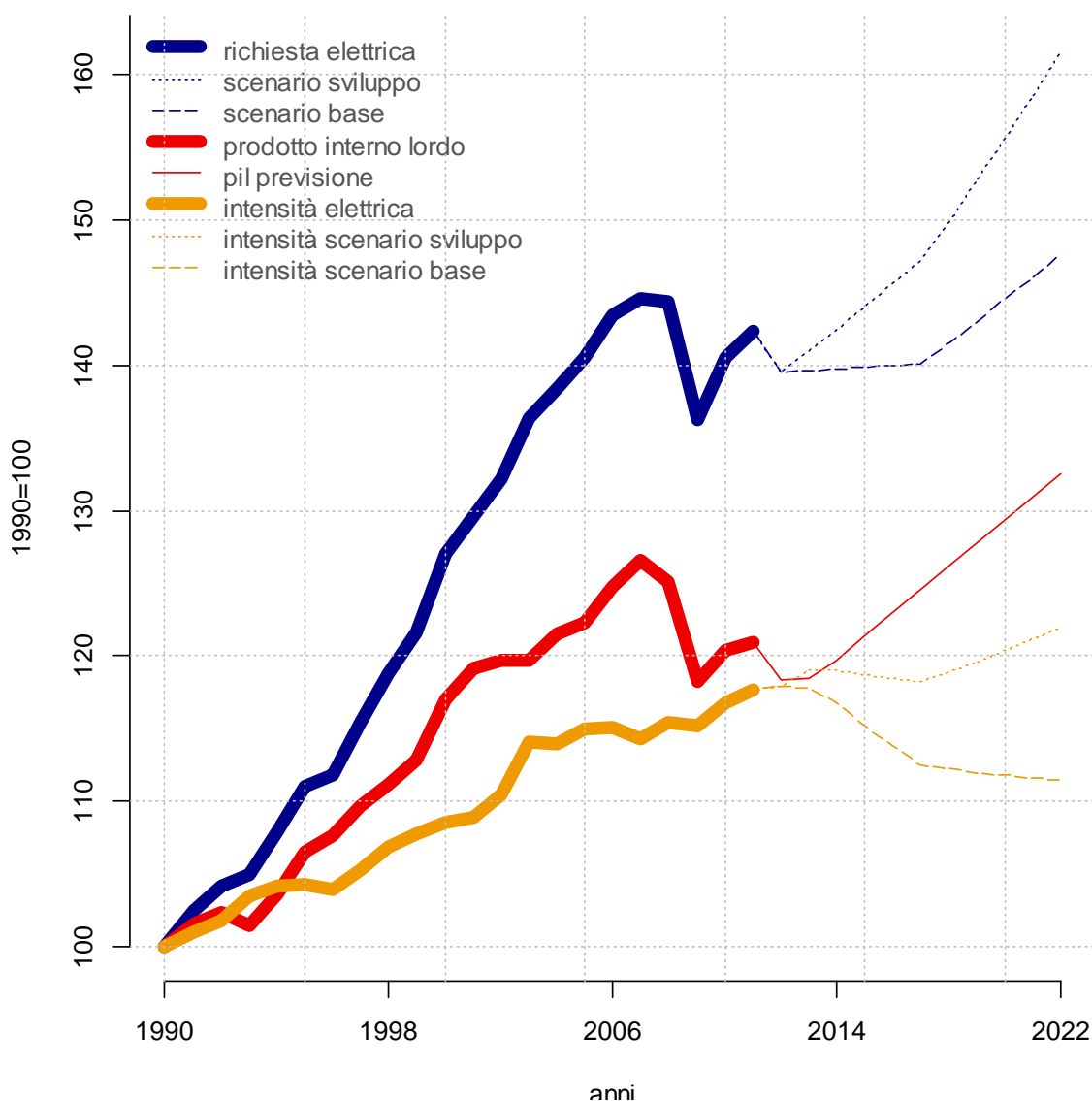
Nel 2017, si ipotizza nello **scenario di sviluppo** (ipotesi superiore) una domanda elettrica pari a 346,0 miliardi di kWh, con un tasso medio annuo di sviluppo 2011 – 2017 pari a +0,6%. Nel secondo semiperiodo, anni dal 2017 al 2022, il tasso di crescita sarà pari a +1,9% per anno.

Nello **scenario base** (ipotesi inferiore), con l'intensità elettrica obbligata su un percorso verso un livello leggermente negativo, si prevede un tasso di crescita della domanda elettrica pari a -0,3% per anno nel primo dei due

semiperiodi, con una domanda che raggiungerà i 329,4 TWh nel 2017, e pari a +1,0% per anno dal 2017 al 2022.

In **Figura 18** 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 2011 e le previsioni fino al 2022, distinguendo i profili della domanda elettrica e dell'intensità dello scenario di sviluppo e dello scenario base⁴².

Figura 18 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica



⁴² L'andamento del PIL – come detto – non è articolato su diversi scenari.

Nelle successive **Tabella 10** e **Tabella 11** 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 la Nota in allegato).

Tabella 10 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario sviluppo)

Italia: scenario di sviluppo

| | <i>Domanda elettrica</i> | | <i>PIL (*)</i> | | <i>Intensità elettrica</i> | |
|-------------|--------------------------|------------------|-----------------------------|------------------|----------------------------|------------------|
| | miliardi di kWh | tassi medi annui | milioni € val. concat. 2000 | tassi medi annui | kWh/€ '00 | tassi medi annui |
| 1990 | 235,1 | | 1 017 384 | | 0,231 | |
| 1995 | 261,0 | 2,1% | 1 083 763 | 1,3% | 0,241 | 0,8% |
| | | 2,4% | | 1,6% | | 0,8% |
| 2000 | 298,5 | 2,7% | 1 189 898 | 1,9% | 0,251 | 0,8% |
| 2001 | 304,8 | 2,1% | 1 211 778 | 1,8% | 0,252 | 0,3% |
| 2002 | 310,7 | 1,9% | 1 217 477 | 0,5% | 0,255 | 1,5% |
| 2003 | 320,7 | 3,2% | 1 217 143 | 0,0% | 0,263 | 3,2% |
| | | 2,1% | | 0,9% | | 1,2% |
| 2004 | 325,4 | 1,5% | 1 235 624 | 1,5% | 0,263 | -0,1% |
| 2005 | 330,4 | 1,6% | 1 243 764 | 0,7% | 0,266 | 0,9% |
| 2006 | 337,5 | 2,1% | 1 269 069 | 2,0% | 0,266 | 0,1% |
| 2007 | 339,9 | 0,7% | 1 287 756 | 1,5% | 0,264 | -0,7% |
| 2008 | 339,5 | -0,1% | 1 273 008 | -1,1% | 0,267 | 1,0% |
| | | 0,0% | | -0,3% | | 0,3% |
| 2009 | 320,3 | -5,7% | 1 203 217 | -5,5% | 0,266 | -0,2% |
| 2010 | 330,5 | 3,2% | 1 224 929 | 1,8% | 0,270 | 1,4% |
| 2011 | 334,6 | 1,3% | 1 230 209 | 0,4% | 0,272 | 0,8% |
| | | 1,3% | | | | 0,8% |
| 2012 | 328,0 | -2,0% | 1 203 738 | -2,2% | 0,272 | 0,2% |
| 2013 | 331,5 | 1,1% | 1 205 473 | 0,1% | 0,275 | 0,9% |
| 2014 | 335,1 | 1,1% | 1 218 151 | 1,1% | 0,275 | 0,0% |
| | | 0,6% | | 0,5% | | 0,1% |
| 2015 | 338,7 | 1,1% | 1 235 267 | 1,4% | 0,274 | -0,3% |
| 2016 | 342,3 | 1,1% | 1 250 769 | 1,3% | 0,274 | -0,2% |
| 2017 | 346,0 | 1,1% | 1 267 092 | 1,3% | 0,273 | -0,2% |
| 2018 | 352,6 | 1,9% | 1 283 627 | 1,3% | 0,275 | 0,6% |
| 2019 | 359,2 | 1,9% | 1 300 379 | 1,3% | 0,276 | 0,6% |
| 2020 | 366,0 | 1,9% | 1 316 048 | 1,2% | 0,278 | 0,7% |
| | | 1,9% | | 1,2% | | 0,6% |
| 2021 | 373,0 | 1,9% | 1 331 907 | 1,2% | 0,280 | 0,7% |
| 2022 | 380,0 | 1,9% | 1 347 956 | 1,2% | 0,282 | 0,7% |

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, luglio 2012

Tabella 11 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario base)

Italia: scenario base

| | <i>Domanda elettrica</i> | | <i>PIL (*)</i> | | <i>Intensità elettrica</i> | |
|-------------|--------------------------|------------------|-----------------------------|------------------|----------------------------|------------------|
| | miliardi di kWh | tassi medi annui | milioni € val. concat. 2000 | tassi medi annui | kWh/€ '00 | tassi medi annui |
| 1990 | 235,1 | | 1 017 384 | | 0,231 | |
| 1995 | 261,0 | 2,1%] | 1 083 763 | 1,3%] | 0,241 | 0,8%] |
| 2000 | 298,5 | 2,7%] 2,4% | 1 189 898 | 1,9%] 1,6% | 0,251 | 0,8%] 0,8% |
| 2001 | 304,8 | 2,1%] | 1 211 778 | 1,8%] | 0,252 | 0,3%] |
| 2002 | 310,7 | 1,9%] | 1 217 477 | 0,5%] | 0,255 | 1,5%] |
| 2003 | 320,7 | 3,2%] 2,1% | 1 217 143 | 0,0%] 0,9% | 0,263 | 3,2%] 1,2% |
| 2004 | 325,4 | 1,5%] | 1 235 624 | 1,5%] | 0,263 | -0,1%] |
| 2005 | 330,4 | 1,6%] | 1 243 764 | 0,7%] | 0,266 | 0,9%] |
| 2006 | 337,5 | 2,1%] | 1 269 069 | 2,0%] | 0,266 | 0,1%] |
| 2007 | 339,9 | 0,7%] | 1 287 756 | 1,5%] | 0,264 | -0,7%] |
| 2008 | 339,5 | -0,1%] 0,0% | 1 273 008 | -1,1%] -0,3% | 0,267 | 1,0%] 0,3% |
| 2009 | 320,3 | -5,7%] | 1 203 217 | -5,5%] | 0,266 | -0,2%] |
| 2010 | 330,5 | 3,2%] | 1 224 929 | 1,8%] | 0,270 | 1,4%] |
| 2011 | 334,6 | 1,3%] 1,3% | 1 230 209 | 0,4%] | 0,272 | 0,8%] 0,8% |
| 2012 | 328,0 | -2,0%] | 1 203 738 | -2,2%] | 0,272 | 0,2%] |
| 2013 | 328,2 | 0,1%] | 1 205 473 | 0,1%] | 0,272 | -0,1%] |
| 2014 | 328,5 | 0,1%] -0,3% | 1 218 151 | 1,1%] 0,5% | 0,270 | -1,0%] -0,8% |
| 2015 | 328,8 | 0,1%] | 1 235 267 | 1,4%] | 0,266 | -1,3%] |
| 2016 | 329,1 | 0,1%] | 1 250 769 | 1,3%] | 0,263 | -1,2%] |
| 2017 | 329,4 | 0,1%] | 1 267 092 | 1,3%] | 0,260 | -1,2%] |
| 2018 | 332,9 | 1,0%] | 1 283 627 | 1,3%] | 0,259 | -0,3%] |
| 2019 | 336,4 | 1,0%] | 1 300 379 | 1,3%] | 0,259 | -0,3%] |
| 2020 | 339,9 | 1,0%] 1,0% | 1 316 048 | 1,2%] 1,2% | 0,258 | -0,2%] -0,2% |
| 2021 | 343,4 | 1,0%] | 1 331 907 | 1,2%] | 0,258 | -0,2%] |
| 2022 | 347,0 | 1,0%] | 1 347 956 | 1,2%] | 0,257 | -0,2%] |

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, luglio 2012

8.1. Previsione per le aree geografiche

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

Dal 2011 al 2022, nello **scenario di sviluppo**, a fronte di una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,2% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta di energia elettrica nelle quattro macroaree geografiche in cui è ripartito il Paese non è omogenea. In particolare, la dinamica della domanda è attesa più vivace al Sud con un tasso medio annuo del +1,7%; al Centro l'aspettativa di crescita della domanda è in linea con la media nazionale, +1,2%. Con una crescita di poco inferiore a quella media nazionale figurano le Aree del Nord Italia (+1,0%) e le Regioni insulari, con un tasso di sviluppo atteso a +0,9% per anno (v. **Tabella 12** e **Figura 19**).

Tabella 12 - Previsione della domanda in energia elettrica nelle aree geografiche

| <i>Scenario di sviluppo</i> | | | | |
|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|------------------|
| | 2011 | 2017 | 2022 | 2011-2022 |
| | <i>(TWh)</i> | <i>(TWh)</i> | <i>(TWh)</i> | <i>t.m.a. %</i> |
| <i>Nord</i> | 182,3 | 187,1 | 204,2 | 1,0 |
| <i>Centro</i> | 60,6 | 62,7 | 68,8 | 1,2 |
| <i>Sud</i> | 57,8 | 61,7 | 69,5 | 1,7 |
| <i>Isole</i> | 33,9 | 34,6 | 37,5 | 0,9 |
| ITALIA | 334,6 | 346,0 | 380,0 | 1,2 |

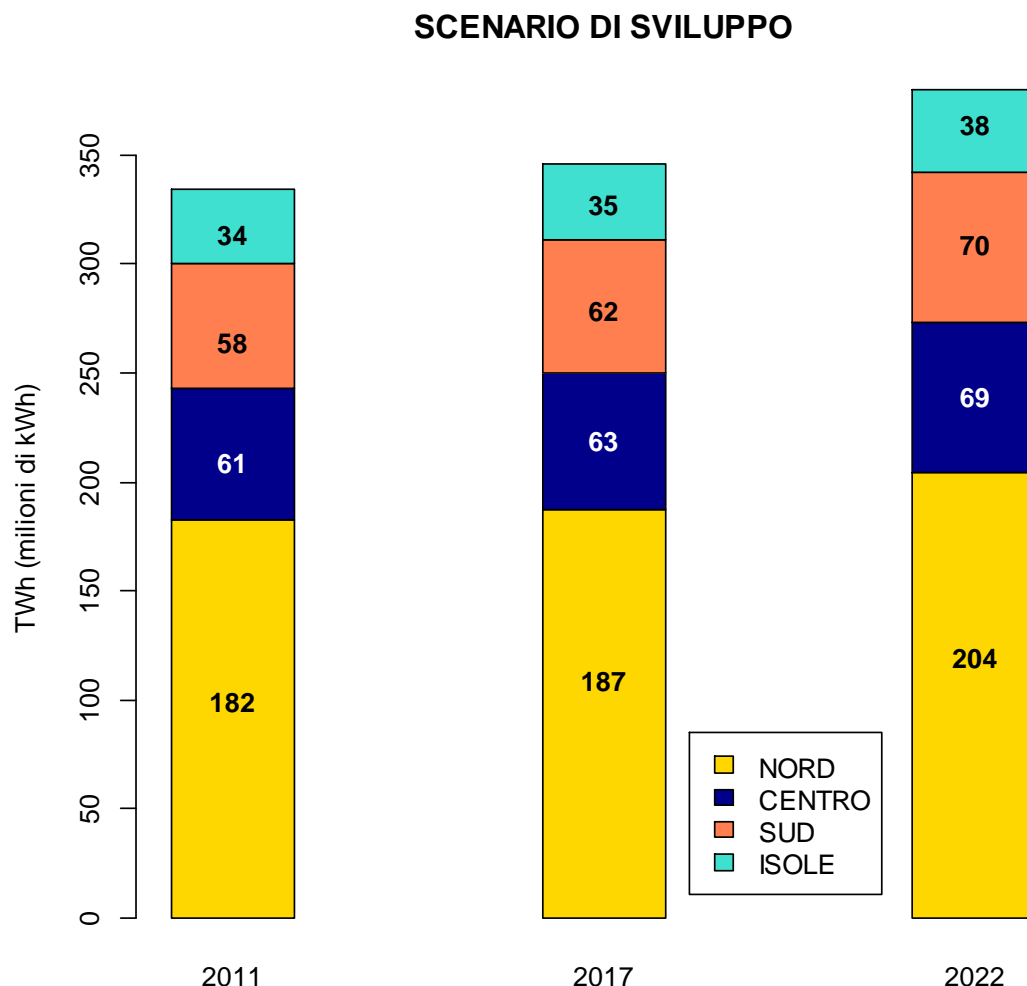
Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna

Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio

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

Isole: Sicilia, Sardegna

Figura 19 - 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 +0,3% (v. **Tabella 13**). In questo scenario la crescita molto contenuta della domanda elettrica nazionale si riscontra anche negli andamenti delle aree geografiche principali con l'esclusione del Sud ove viene stimata una espansione ad un tasso più sostenuto (+0,8%).

Tabella 13 - Previsione per aree geografiche nello Scenario base

| <i>Scenario BASE</i> | | | | |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|------------------|
| | 2011 | 2017 | 2022 | 2011-2022 |
| | <i>(TWh)</i> | <i>(TWh)</i> | <i>(TWh)</i> | <i>t.m.a. %</i> |
| <i>Nord</i> | <i>182,3</i> | <i>178,1</i> | <i>186,4</i> | <i>0,2</i> |
| <i>Centro</i> | <i>60,6</i> | <i>59,7</i> | <i>62,8</i> | <i>0,3</i> |
| <i>Sud</i> | <i>57,8</i> | <i>58,7</i> | <i>63,5</i> | <i>0,8</i> |
| <i>Isole</i> | <i>33,9</i> | <i>32,9</i> | <i>34,3</i> | <i>0,1</i> |
| ITALIA | 334,6 | 329,4 | 347,0 | 0,3 |

Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna
Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio
Sud: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria
Isole: Sicilia, Sardegna

8.2 Previsione settoriale

Per quanto riguarda la previsione per i principali settori di consumo – e con riguardo allo *scenario di sviluppo* – le analisi all’anno obiettivo sulle previsioni di valore aggiunto e sull’intensità elettrica settoriale (v. **Figura 17**), suggeriscono che **l’industria**, con un consumo atteso di circa 143 miliardi di kWh, si potrà confermare ancora quale settore più rilevante sotto l’aspetto dei consumi elettrici ma con un peso in riduzione (v. **Tabella 14** e **Figura 20**). Nel 2022 la quota dei consumi industriali è stimata al 40% circa (v. anche **Figura 21**), con uno sviluppo (+0,2% per anno) al disotto di quello medio. Il tasso medio annuo del totale dei consumi si colloca infatti al +1,3% pressoché 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 finali⁴³, ivi incluse le altre industrie: +0,6% medio per

⁴³ 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.

anno) ed un andamento in leggera flessione per le **industrie dei beni intermedi**⁴⁴ (-0,3%).

Il **terziario**, si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+2,9% per anno). Nel 2022 il settore terziario dovrebbe raggiungere i 134 TWh circa, con una quota del 37% nella struttura dei consumi. Nel medio termine, si osserva (v. **Figura 21**), la graduale tendenza a convergere delle quote di consumo di industria e terziario.

Con un tasso medio annuo di crescita del +0,8% sull'intero periodo, il settore **domestico** verrebbe a detenere nel 2022 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 21% - corrispondente a circa 77 TWh – mantenendo in sostanza il livello del 2011.

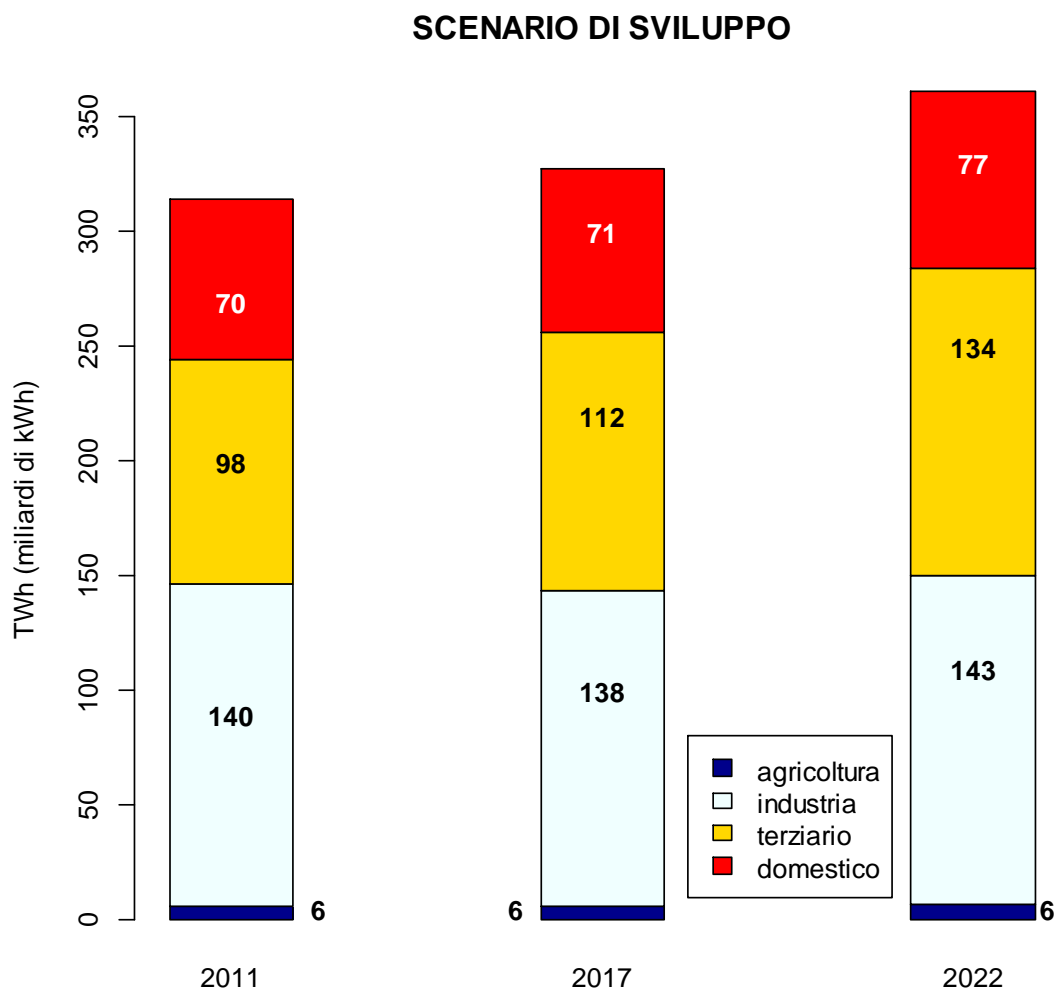
Sostanzialmente stabile anche il peso del **settore agricolo** nella struttura dei consumi (circa 1,6% del totale), in crescita a 6,1 TWh nel periodo, ad un tasso di circa il +0,2% per anno (v. anche **Figura 20**).

Tabella 14 - Previsione settoriale dei consumi di energia elettrica

| | <i>Scenario di sviluppo</i> | | | |
|----------------------------|-----------------------------|--------------|--------------|------------------|
| | 2011 | 2017 | 2022 | 2011-2022 |
| | <i>(TWh)</i> | <i>(TWh)</i> | <i>(TWh)</i> | <i>t.m.a. %</i> |
| <i>Agricoltura</i> | 5,9 | 6,0 | 6,1 | 0,2 |
| <i>Industria</i> | 140,0 | 137,5 | 143,4 | 0,2 |
| <i>beni intermedi</i> | 62,3 | 59,5 | 60,3 | -0,3 |
| <i>non di base e altre</i> | 77,8 | 78,0 | 83,1 | 0,6 |
| <i>Terziario</i> | 97,7 | 112,4 | 134,3 | 2,9 |
| <i>Domestico</i> | 70,1 | 70,8 | 76,8 | 0,8 |
| <i>Totale consumi</i> | 313,8 | 326,8 | 360,6 | 1,3 |
| perdite di rete | 20,8 | 19,3 | 19,4 | -0,6 |
| ITALIA | 334,6 | 346,0 | 380,0 | 1,2 |

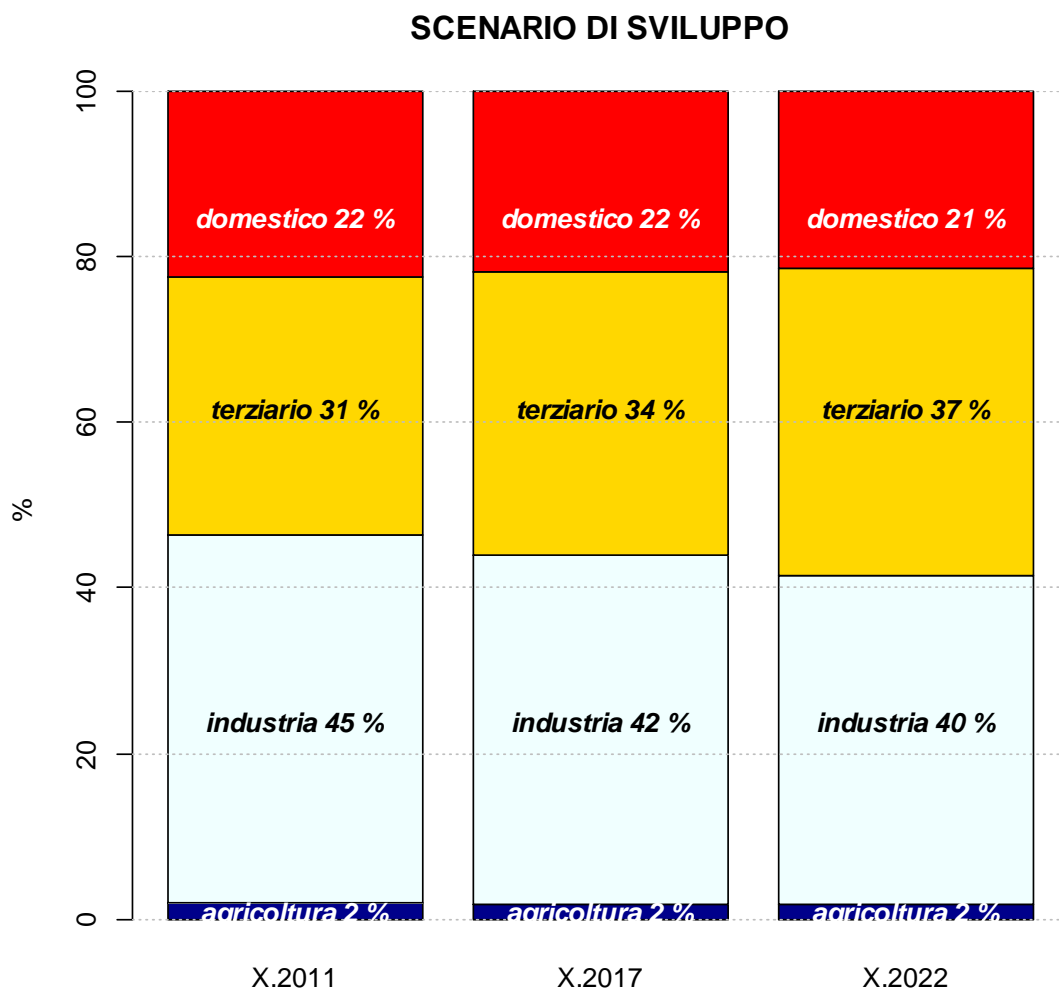
⁴⁴ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

Figura 20 - 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 21**). Come accennato, si osserva l'ampliamento della quota dei consumi del terziario a scapito di quelli del settore industriale. In questo scenario, nella prospettiva del 2022 settore terziario ed industriale sono pressoché appaiati anche se l'industria rimane da questo punto di vista il settore più rilevante. Il settore domestico mantiene le proprie quote nella struttura dei consumi.

Figura 21 - La struttura percentuale dei consumi elettrici in previsione



Si riporta infine in **Tabella 15** la previsione settoriale dei consumi elettrici nelle condizioni dello **Scenario di base**, ad intensità elettrica contenuta. In questa visione il contributo dell'industria alla crescita dei consumi è stimato in negativo; molto ridotta anche la crescita degli altri settori.

Tabella 15 - Previsione della domanda settoriale nello Scenario base

| <i>Scenario BASE</i> | | | | |
|----------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------|
| | 2012 | 2017 | 2022 | 2011-2022 |
| | <i>(TWh)</i> | <i>(TWh)</i> | <i>(TWh)</i> | <i>t.m.a. %</i> |
| <i>Agricoltura</i> | <i>5,9</i> | <i>6,0</i> | <i>6,1</i> | <i>0,2</i> |
| <i>Industria</i> | <i>140,0</i> | <i>132,2</i> | <i>131,3</i> | <i>-0,6</i> |
| <i>beni intermedi</i> | <i>62,3</i> | <i>58,6</i> | <i>56,8</i> | <i>-0,8</i> |
| <i>non di base e altre</i> | <i>77,8</i> | <i>73,6</i> | <i>74,4</i> | <i>-0,4</i> |
| <i>Terziario</i> | <i>97,7</i> | <i>104,4</i> | <i>118,1</i> | <i>1,7</i> |
| <i>Domestico</i> | <i>70,1</i> | <i>67,9</i> | <i>71,9</i> | <i>0,2</i> |
| <i>Totale consumi</i> | <i>313,8</i> | <i>310,5</i> | <i>327,4</i> | <i>0,4</i> |
| <i>perdite di rete</i> | <i>20,8</i> | <i>18,9</i> | <i>19,6</i> | <i>-0,5</i> |
| ITALIA | <i>334,6</i> | <i>329,4</i> | <i>347,0</i> | <i>0,3</i> |

9) Le previsioni della domanda nei Paesi ENTSO-E⁴⁵

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 2010⁴⁶. 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.

⁴⁵ Associazione dei 42 Transmission System Operators europei di 34 Paesi.

⁴⁶ 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 22** mostra con immediatezza i tassi medi annui di incremento della domanda di energia elettrica nel periodo 2011 – 2020 (*Scenario cd. “EU2020”*)⁴⁷, evidenziando cromaticamente tre aggregati con differenti fasce di crescita.

Figura 22 - Crescita della domanda elettrica nei Paesi ENTSO-E (2011-20)



In **Tabella 16** 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.

⁴⁷ 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 16 - 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% |
| | | 0.7% |

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

10) Previsioni della domanda in potenza

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

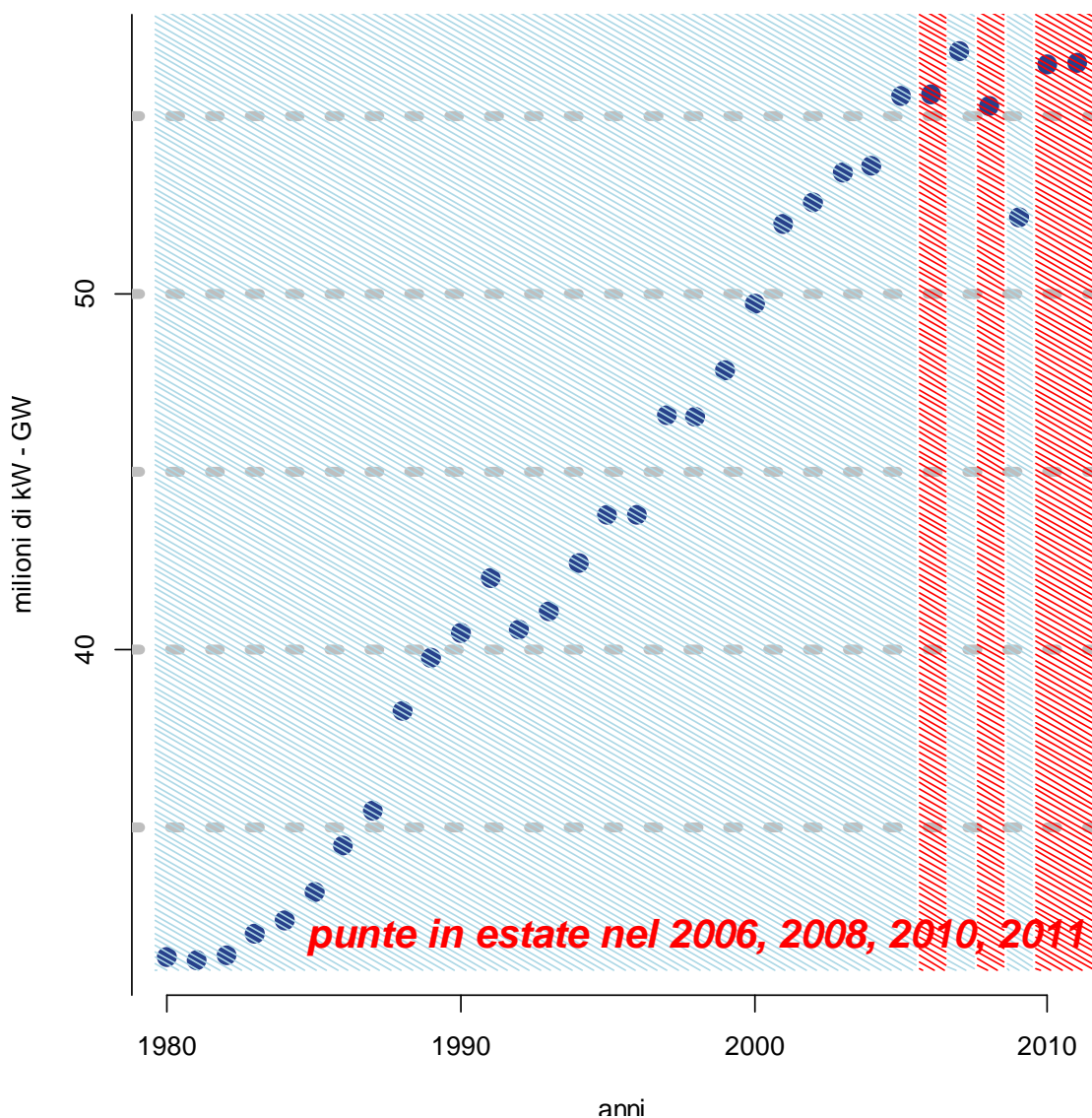
In **Figura 23** è riportata la serie dei valori a consuntivo del massimo carico annuo dal 1980 al 2011.

Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è verificata in periodo invernale⁴⁸. Dal 2006, si è verificata una alternanza tra estate ed inverno (v. **Figura 23**, 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 definitivamente consolidata.

Nei primi otto mesi del 2012 si è raggiunto un massimo provvisorio in luglio pari 54.113 MW (il 10 luglio alle ore 12); tale valore di carico massimo, peraltro inferiore del -4,2% al massimo di luglio 2011 (56.474 MW, massimo dell'anno); se non superato nei prossimi mesi invernali, costituirà comunque il picco dell'anno in corso.

⁴⁸ Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

Figura 23 - Carico massimo sulla rete Italia – 1980 – 2011

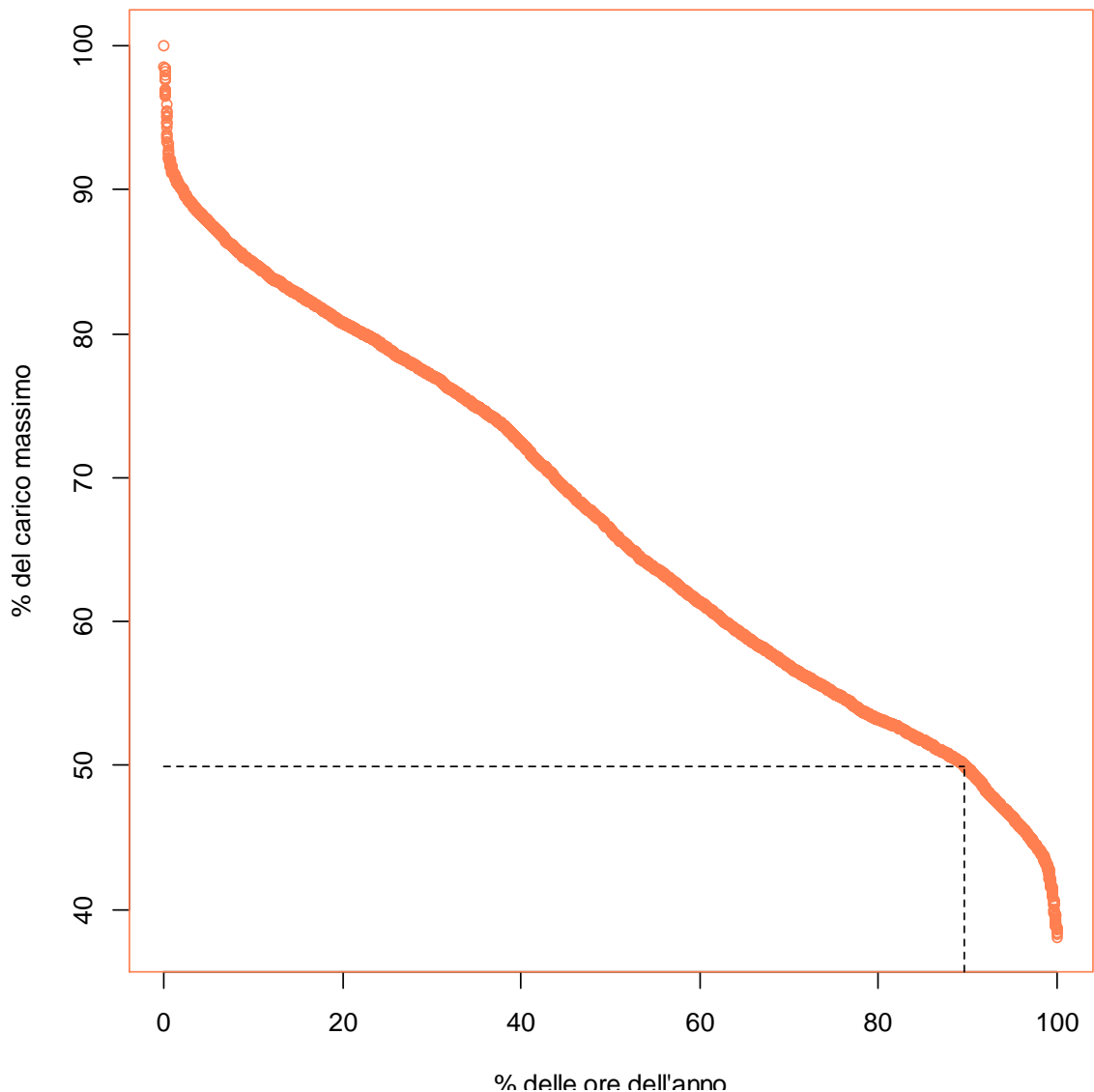


La successiva **Figura 24** mostra la curva monotona di durata del carico 2011 sulla rete italiana, basata sulla rilevazione oraria della potenza richiesta dal carico, espressa in percentuale rispetto al massimo carico annuo, di cui in precedenza. Si osserva che la domanda ha superato il 50% del carico massimo per circa il 90% delle ore dell'anno⁴⁹.

⁴⁹ Si tratta di un indicatore sintetico della modulazione del prelievo in potenza. Negli ultimi cinque anni:

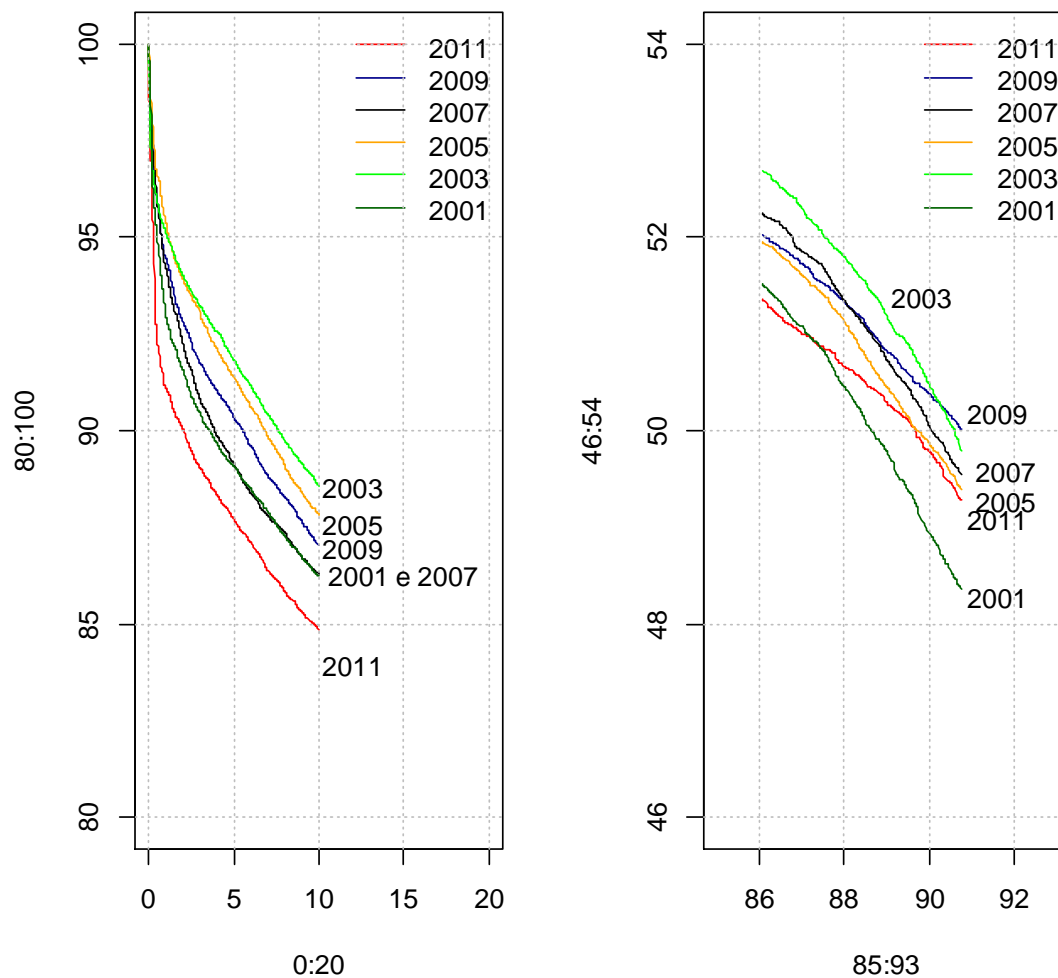
| | il carico è superiore al 50% del carico massimo per una percentuale delle ore dell'anno minore o uguale al |
|------|--|
| 2007 | 90,0% |
| 2008 | 90,6% |
| 2009 | 90,8% |
| 2010 | 86,4% |
| 2011 | 89,7% |

Figura 24 - Curva di durata del carico sulla rete Italia - 2011



Nella successiva **Figura 25** si riportano a titolo informativo due dettagli caratteristici degli andamenti delle monotone del carico per gli anni dispari a partire dal 2001. A sinistra un intorno delle ore corrispondenti al carico massimo; a destra un intorno delle ore cui corrisponde un carico pari al 50% del carico massimo.

Figura 25 - Dettaglio curve di carico



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

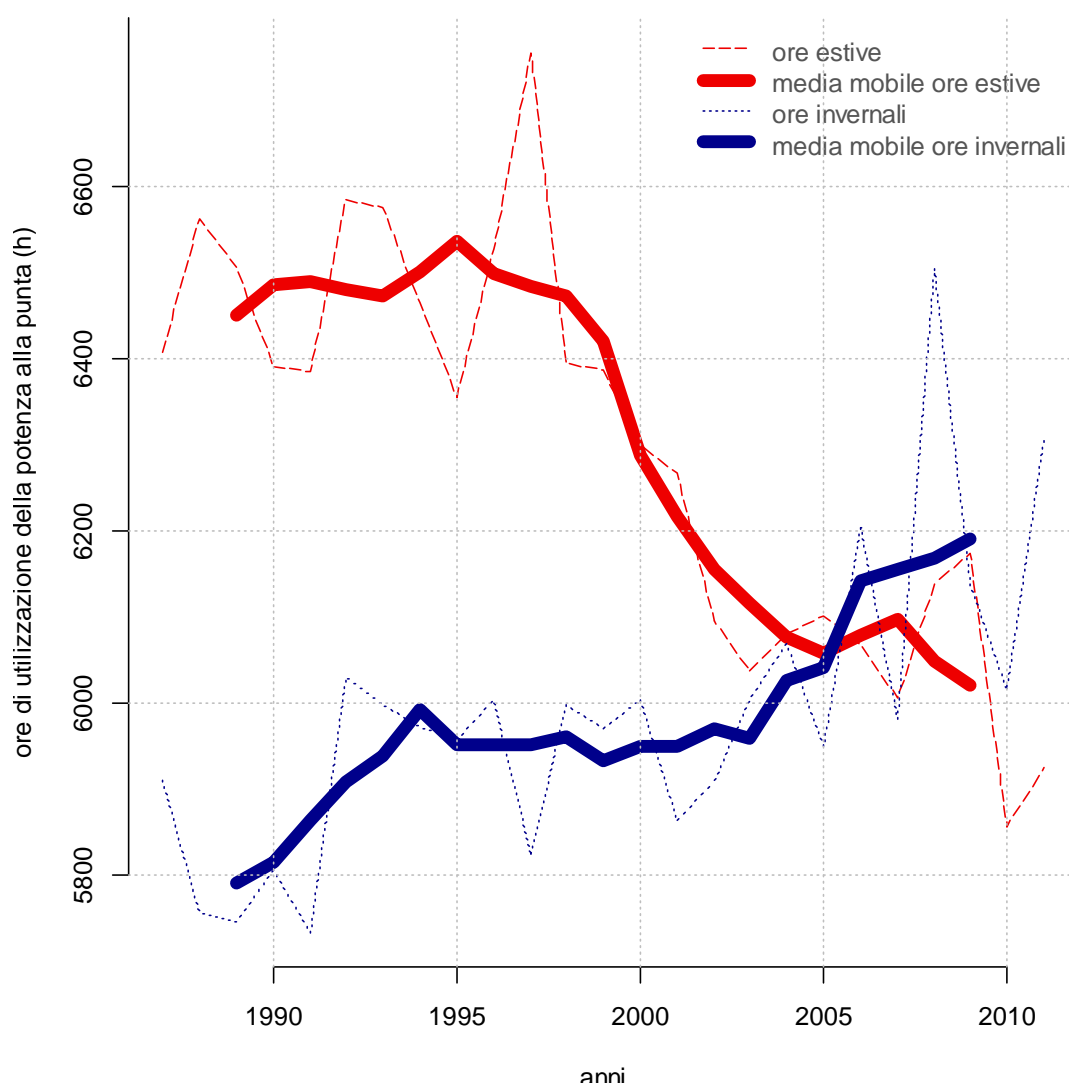
L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (v. **Figura 26**) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6'000 ore/anno (curva *ore invernali* 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 26** sono pertanto riportate anche le medie mobili centrate a cinque termini delle ore di utilizzazione della potenza massima

estiva ed invernale⁵⁰. A partire dalla metà degli anni 2000 tali indicatori risultano compresi tra 6.000 e 6.200 ore anno. 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 26 - Ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva e invernale



⁵⁰ 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 invernale⁵¹.

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 2022 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5’475 ore/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 70 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 14 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2011 (v. **Tabella 17**). Nella stessa tabella è riportata – sempre per il 2022 - anche l’ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza, valutata in 66 GW, che è invece correlata all’ipotesi di inverno medio.

Per l’anno 2018 le ipotesi di estate torrida ed inverno medio conducono ad una coppia di valori, rispettivamente 62 e 60 GW. Nella tabella si è riportato, oltre al valore di consuntivo della potenza alla punta 2011, anche quello

⁵¹ 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.

provvisorio della punta estiva del 2012, anche se inferiore a quello dell'anno precedente.

Tabella 17 - Previsione della domanda in potenza: scenario di riferimento

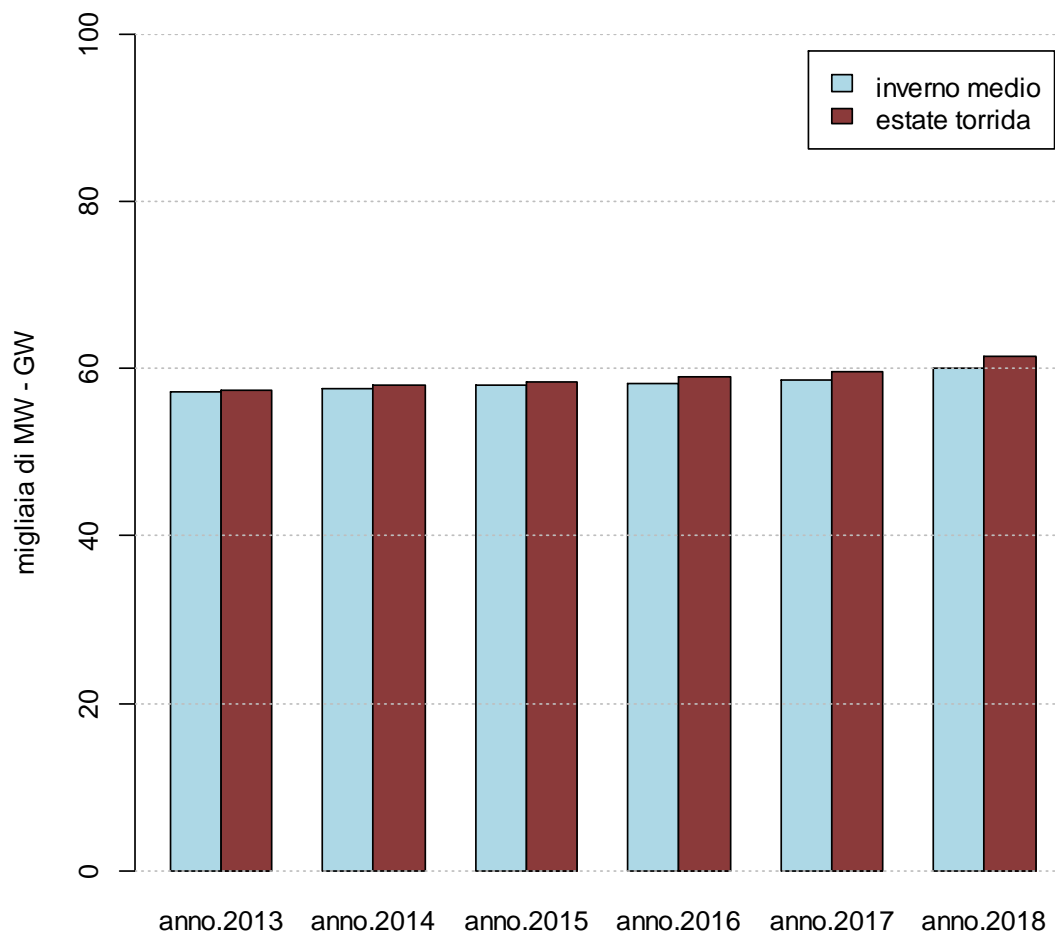
| Anno | Carico |
|-----------------------------|------------------|
| 2011 | 56.474 MW |
| <i>2012 provvisorio (*)</i> | <i>54.113 MW</i> |
| | |
| 2018 ipotesi bassa/alta | 60/62 GW |
| 2022 ipotesi bassa/alta | 66/70 GW |

() Dato riferito al 10 luglio 2012 (ore 12:00)*

Nelle due ipotesi considerate - inverno medio ed estate torrida, relative allo scenario di sviluppo considerato - si riporta inoltre (v. **Figura 27** e **Tabella 18**), al fine di soddisfare la richiesta di un dettaglio informativo su base annua - *“a valere per un periodo non inferiore ai sei anni successivi”*⁵² - la previsione della domanda in potenza alla punta per ciascuno degli anni dal 2013 al 2018.

⁵² Delibera 48/04, articolo 53, comma 4.

Figura 27 - Previsione della domanda in potenza 2013 - 2018 (GW)



Si rammenta che in **Figura 27** i due istogrammi rappresentati fanno ambedue riferimento allo stesso *Scenario di sviluppo*, declinato nelle due particolari configurazioni “climatiche” convenzionali estreme: l’inverno medio e l’estate torrida (v. anche **Tabella 18**).

Tabella 18 - Previsione della domanda in potenza 2013- 2018

| | inverno medio | estate torrida |
|------|--------------------------|---------------------------|
| | migliaia di MW (GW) | |
| 2013 | 57,2 | 57,5 |
| 2014 | 57,6 | 58,0 |
| 2015 | 58,0 | 58,6 |
| 2016 | 58,3 | 59,1 |
| 2017 | 58,7 | 59,6 |
| 2018 | 60,0 | 61,5 |

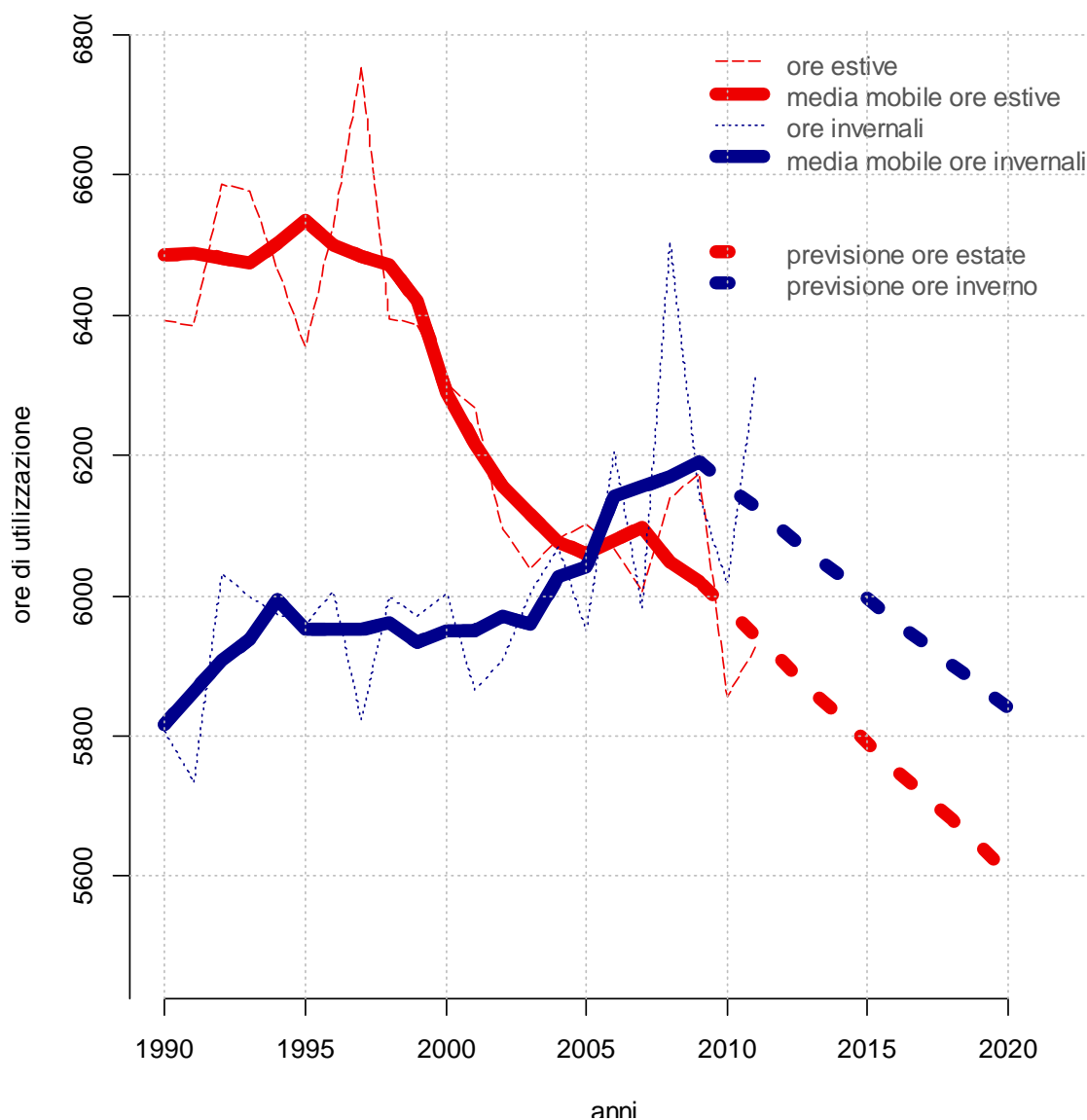
I grafici delle seguenti **Figura 28** e **Figura 29** riassumono quanto detto finora rispettivamente sulla previsione delle ore di di utilizzazione della potenza massima in potenza e sul carico.

In particolare in **Figura 28** sono riportati dati di consuntivo (già visti in precedenza) ed in previsione delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale in Italia fino al 2022.

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 storicamente⁵³.

⁵³ I dati in previsione vanno considerati tenendo conto dell'andamento storico ($\pm 2 \sigma$). Nel grafico di **Figura 28** è riportata solo la situazione più gravosa, corrispondente a -2σ

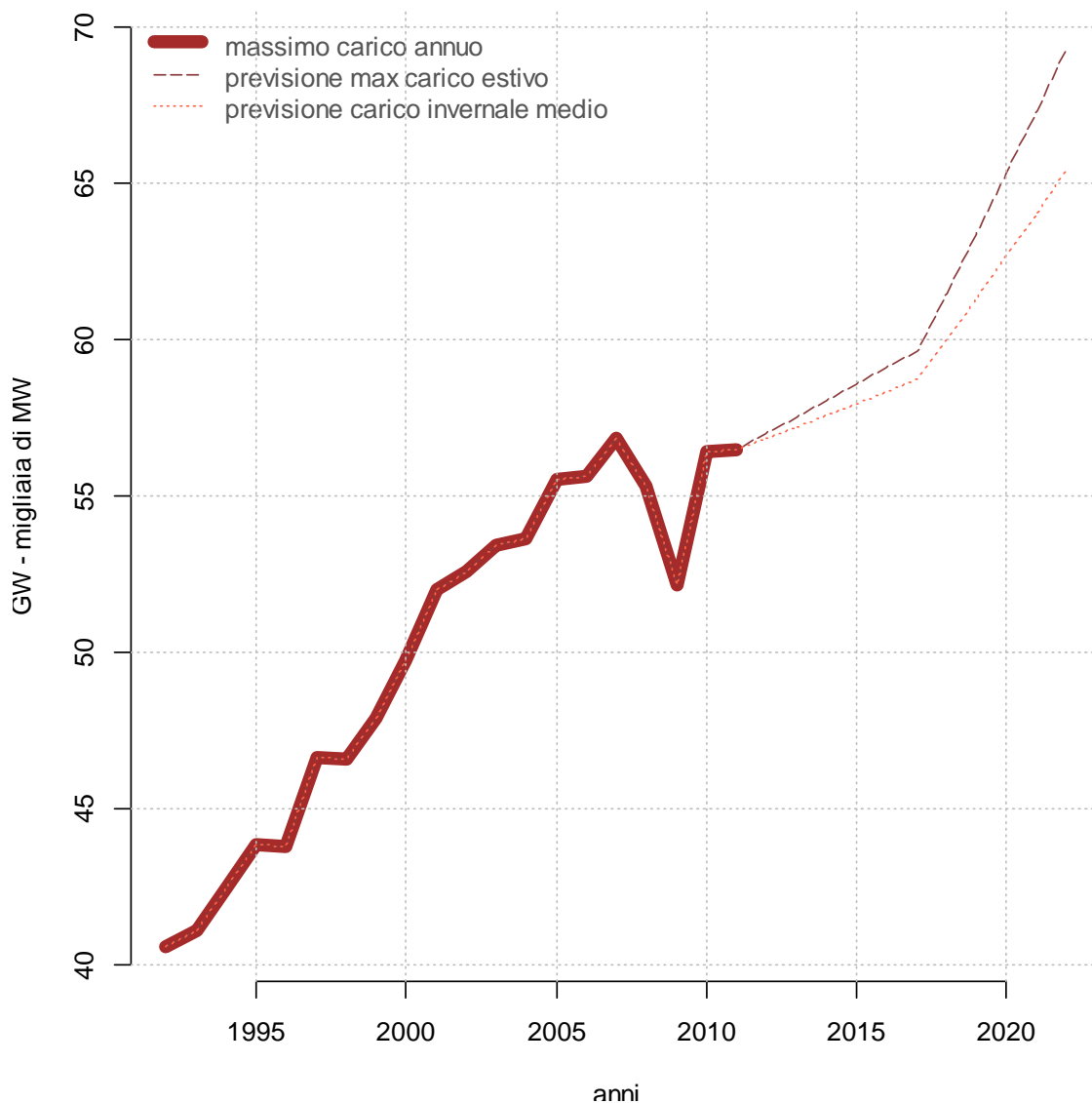
Figura 28 - Consumitivi e previsioni delle ore di utilizzazione della potenza



Coerentemente con i dati delle ore di utilizzazione del carico massimo di cui in figura precedente sono ricavati e riportati in **Figura 29** i valori che si riferiscono al carico massimo annuo a consumitivo, fino al 2011, ed in previsione fino al 2022, nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio, corrispondenti ai valori massimi e minimi del campo di variazione della previsione del carico⁵⁴.

⁵⁴ 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 29 - Carico massimo annuo a consuntivo ed in previsione



11) 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 9 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 30** 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 30 - Crescita del carico nei Paesi ENTSO-E. 2011-2020

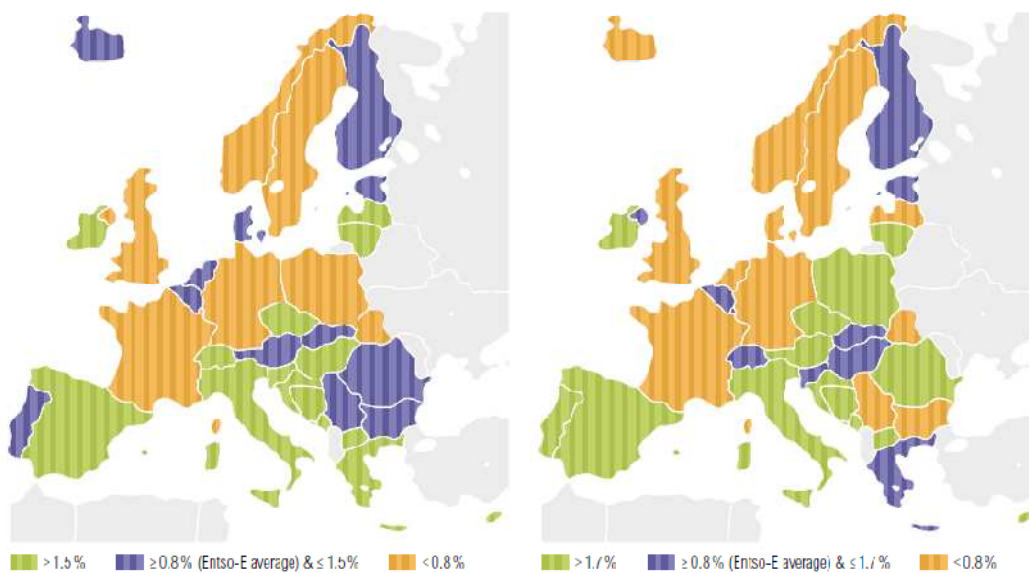


Figure 4.2:
ENTSO-F average annual load growth between 2011 and 2015,
Scenario EU 2020, January 7 p.m.

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

Nella **Tabella 19** è riportato il tasso di crescita medio del carico – sempre secondo le definizioni dello Scenario EU 2020 (v. Nota 47) - per tutti i Paesi ENTSO-E, nell'intero periodo 2011 – 2020 e nei sottoperiodi 2011 – 2015 e 2015 – 2020.

Tabella 19 - 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>>

12) 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 produzione⁵⁵ 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 2018 e 2022 è stata valutata in maniera probabilistica (con metodo

⁵⁵ In particolare le alee sulla produzione idroelettrica ed eolica 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 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*⁵⁶ 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 affidabile⁵⁷:

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.

⁵⁶ Per riserva di planning si intende qui il margine di potenza necessario per far fronte alla punta con la affidabilità richiesta, al netto della potenza installata statisticamente comunque non disponibile alla punta (es. per accordi locali, arresti di lunga durata, indisponibilità per motivi di carattere idrologico, c.li eoliche, ...).

⁵⁷ Cfr. Terna "Piano di Sviluppo 2012" (v. Bibliografia)

Lo scenario **all'anno 2018** – 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 62 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 84 GW e una riserva media di planning di circa il 30%.

Anche **all'anno 2022** - considerando, oltre gli impianti ad oggi esistenti, anche quelli in corso di realizzazione e quelli autorizzati la cui data di entrata in servizio è prevista entro il 2022 - la capacità di generazione appare sufficiente a soddisfare il fabbisogno annuale, con un picco pari a 70 GW, con il dovuto grado di affidabilità e tutti gli indici di rischio risultano nei limiti. Con questa disponibilità di generazione si avrebbe una potenza media disponibile alla punta annuale di circa 90 GW e una riserva media di planning ancora dell'ordine del 30%.

È stata anche valutata la 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.

L'analisi ha evidenziato che, ipotizzando la presenza di impianti fotovoltaici fino ad un ammontare complessivo pari a 30 GW al 2022, si ottiene una potenza media disponibile alla punta annuale fino a circa 100 GW. Si osserva però che tale importante incremento dell'installato fotovoltaico non genera una altrettanto significativa riduzione dell'EENS, nonostante valori elevati di potenza media disponibile.

13)Conclusioni

Nelle **Tabella 20** e in **Figura 31** sono in conclusione riepilogate le cifre più significative emerse nel presente lavoro in termini assoluti e di tassi di variazione (CAGR) per gli anni orizzonte:

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

Tabella 20 - Quadro riepilogativo al 2018 e 2022 del processo di previsione

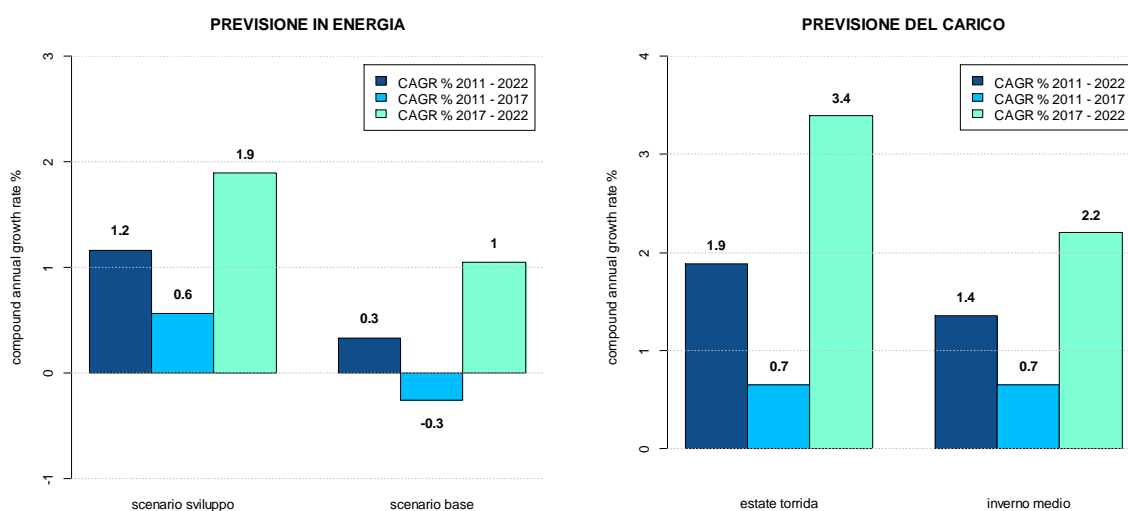
| ANNO 2022 | | |
|------------------------------------|----------------------|------------------|
| domanda di energia elettrica | scenario di sviluppo | scenario di base |
| | 380 TWh | 347 TWh |
| domanda di potenza alla punta | inverno medio | estate torrida |
| | 66 GW | 70 GW |
| generazione disponibile alla punta | 90 GW | |
| ANNO 2018 | | |
| domanda di energia elettrica | scenario di sviluppo | scenario di base |
| | 353 TWh | 333 TWh |
| domanda di potenza alla punta | inverno medio | estate torrida |
| | 60 GW | 62 GW |
| generazione disponibile alla punta | 84 GW | |

Nel 2022 la domanda di energia elettrica in Italia raggiungerà i 380 miliardi di kWh nello scenario di sviluppo mentre lo scenario di base, ad intensità elettrica contenuta, è stato valutato in 347 miliardi di kWh.

Sulla base dello scenario di sviluppo, sono costruite le due ipotesi di previsione della domanda di potenza alla punta, allo stesso anno obiettivo. Si tratta di valori compresi tra i 70 GW nella condizione di

estate torrida, rappresentativa della punta massima, e i 66 GW nella condizione di inverno medio.

Figura 31 - Tassi di variazione



Il quadro della previsione si completa con le stime relative all'anno intermedio 2018. La domanda elettrica raggiungerà i 353 miliardi di kWh nello scenario di sviluppo, mentre nello scenario base sarà contenuta in 333 TWh. In corrispondenza dello scenario di sviluppo, il carico sarà compreso tra 60 e 62 GW a seconda delle citate condizioni climatiche convenzionalmente determinate.

14) Bibliografia

- Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2011 – a cura di TERNA <http://www.terna.it>
- Ministero dello Sviluppo Economico – La nuova Strategia Energetica Nazionale per un'energia più competitiva e sostenibile – Documento per la consultazione pubblica – Settembre 2012
- 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 2011 2021. (settembre 2011) – a cura Terna www.terna.it
- Piano di Sviluppo 2012 – 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 21/9/2012
- 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 Roadmap 2050 - COM(2011) 885/2
- Comunicazione della Commissione – Orientamenti relative a determinate aiuti di Stato nell'ambito del sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra dopo il 2012 – Strasburgo, 22.5.2012 C(29012) 3230 final (IT).
- Ets, le linee guida Ue sugli aiuti di Stato agli energivori- in Staffetta quotidiana 22-5-2012
- Direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006. Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea 4/2/2006.
- ENTSO-E – Scenario Outlook and System Adequacy Forecast – 2011-2025
- ISTAT – Nuova serie di Contabilità nazionale, marzo 2012
- PROMETEIA – Banche dati e modelli regionali- Bologna, luglio 2012
- Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential – Communication from the EC Commission - SEC(2006) 1173/1174/1175 – Brussels October 2006
- Acquirente Unico AU - Rapporto di previsione del mercato tutelato per gli anni 2012, 2013 e 2014 - a cura di AU, Acquirente Unico – Roma, dicembre 2011
- European Environment Agency EEA – Looking back on looking forward: a review of evaluative scenario literature – EEA Technical Report No 3/2009.
- ENEA – Rapporto Energia e Ambiente – Il Compendio 2009-2010 – Roma, aprile 2012 www.enea.it
- 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>
- U.S. Energy Information Administration EIA – Annual Energy Outlook 2012 (with Projections to 2035) – Washington DC, June 2012
- OECD/IEA, International Energy Agency – World Energy Outlook 2011 – Paris 2011
- S.C. Bhattacharyya; G.R. Timilsina - Energy Demand Models for Policy Formulation – A Comparative Study of Energy Demand Models - The World Bank - March 2009 http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2009/03/17/000158349_20090317093816/Rendered/PDF/WPS4866.pdf
- Contaldi, M.; Pantaleoni, M. – Scenari energetici aggiornati. Stima delle emissioni da biomassa – ISPRA – 23 maggio 2012
- 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://10.155.207.34/temperature/> (sito riservato)
- Commissione Europea – European Economic Forecasts – Spring 2012, <http://ec.europa.eu/>
- OECD Organisation for Economic Co-operation and Development – Economic Outlook No. 91 – May 2012, <http://www.oecd.org/>

Centro Studi Confindustria – Scenari Economici n.15 (Settembre 2012) – <http://www.confindustria.it>
 FMI Fondo Monetario Internazionale – World Economic Outlook Update (July 2012),
<http://www.imf.org/>
 ref. Ricerche – Congiuntura ref. Previsioni – Luglio 2012, <http://www.refricerche.it/>
 Prometeia Associazione – Aggiornamento del Rapporto di previsione – 31 Agosto 2012,
<http://www.prometeia.it>
 Banca d'Italia – Bollettino economico n.69 (Luglio 2012) – <http://www.bancaditalia.it>
 Ministero dell'Economia e delle Finanze – Nota di aggiornamento del Documento di Economia e
 Finanza 2012 (Settembre 2012) - <http://www.mef.gov.it>
 Ministero dello Sviluppo Economico - Dipartimento per l'Energia – Direzione generale per l'energia
 nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica - Produzione elettrica - Rapporto
 sull'andamento delle Autorizzazioni – Gennaio 2012 – Giugno 2012
 EXXONMOBIL - 2012 The Outlook for Energy: A View to 2040 -
http://www.exxonmobil.com/Corporate/Files/news_pub_eo2012.pdf
 BP Energy Outlook 2030 – London, January 2012 -
http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/O/2012_2030_energy_outlook_booklet.pdf
 Sorrell, S.; Dimitropoulos J.; Sommerville M. – Empirical estimates of the direct rebound effect : A
 review – Energy Policy, Vol. 37, April 2009
 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)
 Saffo, P. – Six rules for effective forecasting – in Harvard Business Review – OnPoint – Summer 2012
 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
 D'Ermo, P. (WEC Italia) – Il quadro energetico dell'Europa nel 2050 - in Osservatorio Energia AIEE
 n.37 – Gennaio 2012
 World Energy Council WEC – Policies for the future – 2011 Assessment of country energy and climate
 policies – London 2011
 Autorità per l'Energia Elettrica e il gas – Piano strategico per il triennio 2012 – 2014 – Allegato A alla
 Delibera 308/2012/a del 26 luglio 2012
 R Core Team (2012). 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/>.

15)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/TYNBP/TYNBP-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 TYNBP 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 tragguardato 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). |

| | |
|------------------------------------|---|
| Titolo | 2012 The Outlook for Energy: A View to 2040 |
| Autore e anno pubblicazione | Exxon Mobil - 2012. La Exxon è una delle principali compagnie petrolifere statunitensi di importanza mondiale. La sua divisione europea ha il nome commerciale Esso. |
| Riferimenti | http://www.exxonmobil.com/Corporate/files/news_pub_eo.pdf |
| Descrizione | Il documento, aggiornato annualmente, raccoglie le previsioni in materia di energia; questa edizione ha come orizzonte il 2040. Viene presentato un unico scenario che, partendo dalle assunzioni sull'andamento demografico ed economico, mostra l'evoluzione della domanda energetica mondiale e regionale, l'attesa ripartizione della produzione per fonti primarie e dei consumi per settore di utilizzo. |
| Contenuto e risultati | <p>Ipotesi demografiche: aumento della popolazione mondiale dagli attuali circa 7 miliardi a 9 miliardi. La crescita sarà forte in India ed in Africa, dove aumenterà sensibilmente anche la quota di popolazione in età lavorativa (15-64 anni); i paesi OCSE e la Cina sperimenteranno un aumento contenuto della popolazione totale ed un aumento di quella over 65. Ipotesi economiche: il PIL reale dei paesi OCSE crescerà mediamente di circa il 2% annuo, mentre quello dei paesi non-OCSE si espanderà del 4,5% medio annuo. La crescita economica provocherà un maggiore utilizzo di energia, che viene valutato a livello mondiale in un aumento del 30% nel 2040 rispetto al valore del 2010. Questa crescita già sconta i guadagni di efficienza legati all'evoluzione tecnologica ed alle nuove regolamentazioni. Nelle economie sviluppate si avrà una domanda di energia quasi piatta, mentre nei paesi non-OCSE si avrà una domanda di energia superiore del 60% a quella del 2010, pur rimanendo i consumi procapite di energia ancora inferiori (circa la metà) rispetto a quelli dei paesi sviluppati.</p> <p>Passando alle fonti energetiche, quella il cui utilizzo crescerà più velocemente è il gas naturale, che già nel 2025 sarà divenuta la seconda fonte per importanza. La domanda di carbone inizierà a ridursi dopo aver toccato un picco nel 2025. Al 2040, petrolio e gas saranno ancora le prime due fonti primarie (60% del totale) mentre le rinnovabili (eolico, fotovoltaico e biofuel) rappresenteranno circa il 4% della domanda. Il nucleare è stimato in crescita del 2,2% medio annuo, un valore inferiore a quello atteso prima dell'incidente di Fukushima.</p> <p>Previsioni sull'evoluzione della domanda energetica per settore di attività: a) il settore residenziale-terziario vedrà un sostenuto aumento delle utenze che determinerà un aumento del 25% della domanda, malgrado i guadagni di efficienza. La maggiore domanda verrà soddisfatta quasi totalmente dall'energia elettrica e dal gas naturale: al 2040, l'energia elettrica rappresenterà il 40% del fabbisogno energetico del settore residenziale-terziario (oggi è il 30%); b) per il settore trasporti, le previsioni vedono una forte diffusione dei veicoli ibridi o simili per la mobilità privata (dall'attuale 1 al 50%) ed un aumento generalizzato della richiesta di trasporto commerciale (su gomma, ferroviario, aereo, marittimo). La richiesta di combustibili per il trasporto privato si ridurrà mentre aumenterà di circa il 60% quella per il trasporto commerciale, dove il diesel rappresenterà il combustibile più utilizzato. Circa l'80% dell'aumento del trasporto commerciale è riconducibile ai paesi in via di sviluppo; c) la domanda di energia del settore industriale, che comprende anche agricoltura ed energia, crescerà circa del 30%, un valore che è quasi la metà della crescita realizzata nei trenta anni precedenti. L'aumento si deve in larga misura alla produzione di ferro, acciaio, cemento e prodotti chimici. I consumi industriali della Cina dovrebbero toccare un picco intorno al 2030, per poi stabilizzarsi; i consumi di India, Africa ed altri paesi non-OECD continuano a crescere su tutto il periodo di previsione. Nei paesi OECD i consumi industriali restano stabili; d) la produzione di elettricità è la componente principale e più dinamica della domanda energetica a livello mondiale. La domanda di elettricità è spiegata, oltre che dai fattori demografici ed economici, dalla sostituzione di altre forme di energia con il vettore elettrico. Dal 2010 al 2040 la domanda elettrica aumenterà dell'80% a livello mondiale, ma i guadagni di efficienza e la crescita della quota di rinnovabili conteranno al 45% l'aumento dei combustibili per produrla.</p> |

| | |
|------------------------------------|---|
| Titolo | Policies for the future - 2011 Assessment of country energy and climate policies |
| Autore e anno pubblicazione | World Energy Council (WEC) - 2011 |
| Riferimenti | http://www.worldenergy.org/activities/strategic_insight/energy_climate_policies_assesment/default.asp |
| Descrizione | Il documento, partendo dalle principali sfide poste alla politica energetica, individua un insieme di temi legati al perseguimento di un sistema energetico globalmente sostenibile e propone all'attenzione dei lettori, dei policy makers e degli operatori del settore energetico una serie di politiche realmente implementate in alcuni Paesi da cui trarre utili suggerimenti e che possono rappresentare una valida base di dialogo nella definizione di misure a livello internazionale o di singolo stato/regione. |
| Contenuto | Il concetto di sostenibilità si compone di tre dimensioni: sicurezza energetica, equità sociale e riduzione dell'impatto ambientale. Il conseguimento di questi tre obiettivi porta ad un "trilemma", la cui soluzione implica l'interagire di molteplici soggetti (governi, operatori, comunità). Il documento presenta inizialmente l'Energy Sustainability Index, la cui costruzione si basa sull'analisi empirica di un insieme di indicatori che riflettono i tre obiettivi della sostenibilità. Sono compresi indicatori di performance energetica insieme ad altri che riflettono la situazione politica, sociale ed economica del Paese. L'indice consente di ordinare i paesi del WEC sulla base della loro capacità di realizzare un sistema energetico sostenibile. Si passa quindi all'analisi di tre temi legati alla sostenibilità e delle connesse politiche: domanda di energia e di mobilità; efficienza energetica; nuovi meccanismi per finanziare il mantenimento e lo sviluppo dell'infrastruttura energetica. |
| Risultati | <p>L'Energy Sustainability Index mostra l'effetto aggregato delle politiche energetiche applicate nel tempo nel contesto di ogni Paese. I Paesi sperimentano squilibri tra le tre dimensioni della sostenibilità, che spesso danno luogo a situazioni di trade-off. Non è possibile però individuare una "ricetta" valida per tutti, dato che ogni Paese deve trovare il proprio equilibrio sulla base delle proprie caratteristiche (ad es. disponibilità o meno di risorse naturali).</p> <p>Il trasporto di merci e persone è un elemento di importanza fondamentale per il consumo di combustibili e le relative emissioni di carbonio che genera, ad esso si collegano anche svariati problemi (rumore, congestione delle strade, incidenti). Le politiche esaminate (Bus Rapid Transit system di Curitiba e di Seoul, Congestion charge di Stoccolma, Zero Emission Vehicle della California) mostrano la necessità di visioni economiche e sociali di lungo termine per la definizione di un sistema dei trasporti sostenibile, per il quale occorre predisporre misure di sostegno mutualmente coerenti e capaci di sollecitare il consenso pubblico mediante il dialogo e la dimostrazione della effettiva convenienza.</p> <p>L'aumento dell'efficienza energetica è lo strumento che più rapidamente ed economicamente può consentire la riduzione della crescita dei consumi energetici e delle emissioni, anche se occorre tener conto del possibile effetto "rebound", dovuto al fatto che una parte dei risparmi realizzati si perdono perché la maggiore efficienza stimola un maggiore consumo. Le politiche esaminate (programmi di labelling negli Stati Uniti ed in Brasile, accordi volontari Stato-imprese in Giappone e Cina, obblighi per fornitori di energia di investire per accrescere l'efficienza nel Regno Unito) mostrano che, per essere efficaci, le misure devono tener conto non solo delle tecnologie, ma pure dei comportamenti dei consumatori e delle imprese; esse dovranno comprendere anche dei programmi di incentivazione e dovranno evolvere nel tempo per adeguarsi alla variabilità del contesto.</p> <p>La crescita ed il mantenimento dell'infrastruttura energetica nei prossimi decenni assorbirà risorse rilevanti, in particolare per soddisfare i bisogni dei Paesi in via di sviluppo. Gli investitori hanno bisogno di politiche ben definite e stabili per valutare i corrispondenti ritorni finanziari.</p> |

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

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

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

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

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

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

La procedura è quindi la seguente:

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