

# Decarbonizzazione dell'economia italiana

Scenari di sviluppo  
del sistema energetico nazionale

IV volume 2017





# Decarbonizzazione dell'economia italiana

Scenari di sviluppo  
del sistema energetico nazionale

Copyright © 2017 Editrice Alkes

Impaginazione e editing: Editrice Alkes – Giandomenico Pozzi

Copertina: La scuola di Atene (particolare), Raffaello Sanzio

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo, se non nei termini previsti dalla legge che tutela i diritti d'autore.

L'autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a RSE

Via Rubattino 54 – 20134 Milano – Italia

Finito di stampare nel mese di Settembre 2017 presso

Arti Grafiche Fiorin SPA

Via del Tecchione 36 | 20098 Sesto Ulteriano | San Giuliano Milanese (MI)

Prima edizione

ISBN 978-88-907527-6-6

# Indice

|          |                     |                                                                                             |
|----------|---------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
|          | <b>Prefazione</b>   | 9                                                                                           |
|          | <b>Introduzione</b> | 13                                                                                          |
| Capitolo | <b>1</b>            | <b>Il “Tavolo tecnico sulla decarbonizzazione dell’economia”</b>                            |
|          | 1.1                 | Introduzione                                                                                |
|          | 1.2                 | I Gruppi di Lavoro                                                                          |
|          | 1.3                 | L’approccio adottato                                                                        |
| Capitolo | <b>2.</b>           | <b>Il Contesto Europeo</b>                                                                  |
|          | 2.1                 | Le politiche Europee Clima-Energia                                                          |
|          | 2.2                 | Lo scenario Eu Reference 2016 per l’Italia                                                  |
| Capitolo | <b>3</b>            | <b>Il Gruppo di Lavoro sugli scenari e la metodologia adottata</b>                          |
|          | 3.1                 | Introduzione                                                                                |
|          | 3.2                 | Scenari, sistemi energetici e modelli                                                       |
|          | 3.3                 | Analisi di scenario per il settore energetico                                               |
|          | 3.4                 | Catena modellistica integrata adottata dal Tavolo Decarbonizzazione                         |
| Capitolo | <b>4</b>            | <b>Confronto tra i principali scenari energetici nazionali prodotti nel biennio 2014-15</b> |
|          | 4.1                 | Introduzione                                                                                |
|          | 4.2                 | Obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra (GHG)                                   |
|          | 4.3                 | Obiettivo fonti energetiche rinnovabili                                                     |
|          | 4.4                 | Obiettivo efficienza energetica                                                             |
|          | 4.5                 | Altri indicatori                                                                            |
|          | 4.5.1               | Intensità energetica dell’economia e consumi energetici primari pro capite                  |
|          | 4.5.2               | Elettrificazione degli usi finali                                                           |
|          | 4.6                 | Sintesi del confronto tra scenari                                                           |
| Capitolo | <b>5</b>            | <b>Lo scenario energetico di riferimento per l’Italia</b>                                   |
|          | 5.1                 | Introduzione                                                                                |
|          | 5.2                 | Caratterizzazione dello Scenario di Riferimento per il Paese                                |
|          | 5.2.1               | Utilizzo congiunto dei modelli ENEA-ISPRA                                                   |
|          | 5.2.2               | Input dagli altri Gruppi di Lavoro                                                          |
|          | 5.3                 | Principali driver socio-economici                                                           |
|          | 5.4                 | Fabbisogno di energia primaria                                                              |
|          | 5.5                 | Il settore di generazione elettrica                                                         |
|          | 5.5.1               | Caratterizzazione del settore elettrico                                                     |
|          | 5.5.2               | L’evoluzione del parco di generazione elettrica                                             |
|          | 5.5.3               | La domanda di elettricità nei settori di uso finale                                         |

## Indice

|          |       |                                                                               |     |
|----------|-------|-------------------------------------------------------------------------------|-----|
|          | 5.6   | I consumi nei settori di uso finale                                           | 91  |
|          | 5.7   | Il settore civile                                                             | 93  |
|          | 5.7.1 | Politiche e driver di evoluzione della domanda                                | 93  |
|          | 5.7.2 | Consumi energetici del settore residenziale                                   | 95  |
|          | 5.7.3 | Consumi energetici dei settori agricoltura e commerciale                      | 97  |
|          | 5.8   | Il settore industriale                                                        | 99  |
|          | 5.8.1 | Politiche e driver di evoluzione della domanda                                | 99  |
|          | 5.8.2 | Evoluzione dei consumi energetici del settore industriale                     | 101 |
|          | 5.9   | Il settore trasporti                                                          | 103 |
|          | 5.9.1 | Politiche e driver di evoluzione della domanda                                | 103 |
|          | 5.9.2 | Evoluzione dei consumi energetici del settore trasporti                       | 104 |
|          | 5.10  | Obiettivi FER                                                                 | 107 |
|          | 5.11  | Principali indicatori energetici                                              | 109 |
| Capitolo | 6     | <b>Le emissioni di gas serra nello Scenario di Riferimento</b>                | 111 |
|          | 6.1   | Introduzione                                                                  | 111 |
|          | 6.2   | Emissioni settori ETS                                                         | 113 |
|          | 6.3   | Emissioni settori non-ETS                                                     | 115 |
|          | 6.4   | Emissioni di origine non energetica                                           | 118 |
|          | 6.4.1 | Processi industriali                                                          | 118 |
|          | 6.4.2 | Agricoltura                                                                   | 120 |
|          | 6.4.3 | Rifiuti                                                                       | 120 |
|          | 6.5   | Emissioni complessive di origine non energetica                               | 121 |
|          | 6.6   | Principali indicatori emissivi                                                | 123 |
| Capitolo | 7     | <b>Analisi di impatto dello Scenario di Riferimento sul settore elettrico</b> | 125 |
|          | 7.1   | Introduzione                                                                  | 125 |
|          | 7.2   | Risultati delle simulazioni del sistema elettrico nazionale                   | 129 |
|          | 7.2.1 | Bilanci energia elettrica-dispacciamento                                      | 129 |
|          | 7.2.2 | Prezzi energia elettrica MGP                                                  | 130 |
|          | 7.2.3 | Congestioni interzonali                                                       | 131 |
| Capitolo | 8     | <b>Impostazione dell'analisi di impatto macroeconomico</b>                    | 133 |
|          | 8.1   | Introduzione                                                                  | 133 |
|          | 8.2   | Approccio metodologico per le analisi macroeconomiche                         | 134 |
|          | 8.2.1 | Utilizzo congiunto dei modelli ENEA-FEEM                                      | 137 |
|          | 8.2.2 | Principali driver                                                             | 143 |
|          | 8.3   | Lo Scenario di Riferimento macroeconomico                                     | 145 |
| Capitolo | 9     | <b>Conclusioni</b>                                                            | 153 |
|          |       | Riferimenti bibliografici                                                     | 158 |

# Indice delle figure

|           |                                                                                                                           |         |
|-----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| Figura 1  | Catena Modellistica operativa per lo sviluppo dello scenario di riferimento nazionale e delle relative analisi di impatto | 46      |
| Figura 2  | Emissioni di CO <sub>2</sub> da combustione di fossili                                                                    | 57      |
| Figura 3  | Indicatore intensità carbonica del PIL                                                                                    | 57      |
| Figura 4  | Indicatore intensità carbonica energia primaria                                                                           | 58      |
| Figura 5  | Indicatore emissioni di CO <sub>2</sub> pro-capite                                                                        | 58      |
| Figura 6  | Indicatore intensità energetica                                                                                           | 64      |
| Figura 7  | Indicatore consumi energetici primari pro-capite                                                                          | 64      |
| Figura 8  | Indicatore livello di elettrificazione degli usi finali                                                                   | 66      |
| Figura 9  | Evoluzione dell'intensità energetica del PIL (Energia Primaria/PIL) e fabbisogno di energia primaria                      | 85      |
| Figura 10 | Evoluzione del fabbisogno di energia primaria per fonte negli scenari BASE e PRIMES, Mtep                                 | 86      |
| Figura 11 | Evoluzione dell'offerta di energia elettrica – TWh                                                                        | 89      |
| Figura 12 | Evoluzione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili – TWh                                               | 89      |
| Figura 13 | Elettrificazione dei consumi finali per settore - %                                                                       | 91      |
| Figura 14 | Domanda di energia nei settori di uso finale nello scenario BASE e scenario PRIMES, Mtep                                  | 92      |
| Figura 15 | Consumi per servizio energetico e riduzione dei consumi pro-capite, tep/ab                                                | 95      |
| Figura 16 | Consumi per fonte nel settore Residenziale, Mtep                                                                          | 96      |
| Figura 17 | Consumi per fonte nel settore Servizi e Agricoltura, Mtep                                                                 | 97      |
| Figura 18 | Intensità energetica del settore Commerciale, (consumi/VA)                                                                | 98      |
| Figura 19 | Consumi per fonte nel settore industriale, Mtep                                                                           | 101     |
| Figura 20 | Riduzione dell'intensità energetica del settore Industriale, tep/M€                                                       | 102     |
| Figura 21 | Consumi per fonte nel settore Trasporti, Mtep                                                                             | 105     |
| Figura 22 | Consumi per modalità di Trasporto, Mtep                                                                                   | 106     |
| Figura 23 | Evoluzione delle emissioni GHG del settore ETS, Mt CO <sub>2</sub> eq                                                     | 114     |
| Figura 24 | Evoluzione delle emissioni di GHG per i settori non soggetti a ETS, Mt CO <sub>2</sub> eq                                 | 117     |
| Figura 25 | Andamento delle emissioni di Fgas per gli anni storici e proiezioni al 2030, kt CO <sub>2</sub> eq                        | 119     |
| Figura 26 | I modelli CGE nella catena modellistica                                                                                   | 134     |
| Figura 27 | Schema metodologico per lo Scenario di riferimento                                                                        | 136     |
| Figura 28 | Schema metodologico per lo Scenario di policy                                                                             | 136     |
| Figura 29 | Tasso di crescita del PIL e emissioni di CO <sub>2</sub>                                                                  | 145     |
| Figura 30 | Prezzi internazionali delle fonte fossili                                                                                 | 147     |
| Figura 31 | Energia primaria per fonte                                                                                                | 148     |
| Figura 32 | Energia finale per fonte                                                                                                  | 149     |
| Figura 33 | Emissioni settoriali di CO <sub>2</sub>                                                                                   | 150-151 |

# Indice delle tabelle

|            |                                                                                                                     |       |
|------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| Tabella 1  | Elenco degli scenari analizzati                                                                                     | 52-53 |
| Tabella 2  | Obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra nell'ambito della politica Clima-Energia europea                | 55    |
| Tabella 3  | Emissioni di GHG totali e riduzioni percentuali rispetto al valore del 1990                                         | 55    |
| Tabella 4  | Emissioni di GHG dai settori non-ETS e riduzioni percentuali rispetto al valore del 2005                            | 55    |
| Tabella 5  | Emissioni di GHG dai settori ETS e riduzioni percentuali rispetto al valore del 2005.                               | 56    |
| Tabella 6  | Obiettivi di quota FER nell'ambito della politica Clima-Energia europea e nazionale                                 | 60    |
| Tabella 7  | Quota FER negli scenari analizzati                                                                                  | 60    |
| Tabella 8  | Quota FER nel mix di produzione di energia elettrica                                                                | 61    |
| Tabella 9  | Obiettivi di riduzione dei consumi di energia primaria nell'ambito della politica Clima-Energia europea e nazionale | 62    |
| Tabella 10 | Incremento efficienza energetica rispetto a scenario tendenziale PRIMES (update 2007)                               | 62    |
| Tabella 11 | Elettrificazione consumi finali del settore industriale                                                             | 66    |
| Tabella 12 | Elettrificazione consumi finali del settore civile                                                                  | 67    |
| Tabella 13 | Elettrificazione consumi finali del settore trasporti                                                               | 68    |
| Tabella 14 | Caratterizzazione tecnologie di generazione elettrica a fonti rinnovabili                                           | 78-81 |
| Tabella 15 | Evoluzione della popolazione in Italia, 2015-2030                                                                   | 83    |
| Tabella 16 | Evoluzione dei principali fattori macroeconomici italiani                                                           | 83    |
| Tabella 17 | Evoluzione del prezzo delle commodity energetiche                                                                   | 83    |
| Tabella 18 | Evoluzione attesa del prezzo della CO <sub>2</sub> nel settore ETS                                                  | 84    |
| Tabella 19 | Evoluzione della popolazione e famiglie in Italia, 2015-2030                                                        | 93    |
| Tabella 20 | Evoluzione attesa del valore aggiunto dei settori terziario e agricoltura: tassi di variazione medi annui           | 95    |
| Tabella 21 | Evoluzione attesa del valore aggiunto dei settori industriali                                                       | 99    |
| Tabella 22 | Evoluzione attesa delle produzioni fisiche dei settori industriali, milioni di tonnellate                           | 100   |
| Tabella 23 | Evoluzione dei driver dei segmenti di trasporto passeggeri e merci, Gpkm e Gtkm                                     | 103   |
| Tabella 24 | Obiettivi di penetrazione delle FER nell'ambito della politica Clima-Energia europea e nazionale                    | 107   |
| Tabella 25 | Quota FER al 2020 e 2030 per l'Italia                                                                               | 108   |
| Tabella 26 | Principali indicatori energetici dello scenario BASE                                                                | 109   |
| Tabella 27 | Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt) per gli anni storici (2015 incluso) e negli scenari nazionali                     | 111   |



|                   |                                                                                                    |     |
|-------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Tabella 28</b> | Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt) per gli anni storici (2005 e 2010) e negli scenari europei       | 112 |
| <b>Tabella 29</b> | Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt) per i settori ESD, anni storici (2005-2015) e proiezioni         | 115 |
| <b>Tabella 30</b> | Evoluzione delle emissioni totali di GHG, Mt CO <sub>2</sub> eq                                    | 116 |
| <b>Tabella 31</b> | Principali Indicatori Emissivi                                                                     | 123 |
| <b>Tabella 32</b> | Parco termoelettrico dispacciabile al 2015 e proiezioni al 2030 nello scenario BASE                | 126 |
| <b>Tabella 33</b> | Capacità e produzione da FER al 2015 e proiezioni al 2030 nello scenario BASE                      | 126 |
| <b>Tabella 34</b> | Ripartizione zonale delle produzioni da fonti rinnovabili al 2030 nello scenario BASE              | 127 |
| <b>Tabella 35</b> | Limiti delle capacità di transito interzonali (MW) al 2030                                         | 127 |
| <b>Tabella 36</b> | Sviluppo atteso delle interconnessioni con l'estero al 2030                                        | 128 |
| <b>Tabella 37</b> | Confronto dei bilanci di energia elettrica nelle simulazioni BASE e BASE_RIS                       | 130 |
| <b>Tabella 38</b> | Numero di ore in cui si verifica <i>overgeneration</i> per singola zona e sul territorio nazionale | 130 |
| <b>Tabella 39</b> | Prezzi dell'energia elettrica nel mercato MGP nello scenario BASE                                  | 131 |
| <b>Tabella 40</b> | N° di ore di congestione nello scenario BASE al 2030 e confronto con la situazione 2016            | 132 |
| <b>Tabella 41</b> | Confronto aggregazione regionale                                                                   | 140 |
| <b>Tabella 42</b> | Confronto aggregazione settoriale                                                                  | 141 |
| <b>Tabella 43</b> | Emissioni associate ai diversi settori                                                             | 142 |
| <b>Tabella 44</b> | Elenco driver macroeconomici dello Scenario di Riferimento                                         | 144 |



# Prefazione

**Stefano Besseghini**

*Presidente e Amministratore Delegato RSE*

Questo numero dei *Colloquia* di RSE potremmo considerarlo come la porzione di un'ampia rete che si è andata dispiegando tra il 2015 ed il 2017 intorno al tema, assai cruciale, degli strumenti con cui supportare il processo di decarbonizzazione dell'economia europea intrapreso con gli ormai famosi obiettivi della strategia 20-20-20 ed ora proiettato al successivo step del 2030. Con il tempo è anche cresciuta la consapevolezza dell'importanza non solo della definizione degli obiettivi e della promozione di talune tecnologie chiaramente in grado di raggiungere, ma anche della possibilità di governare l'intero processo con una comprensione degli effetti di sistema indotti dalle *policy* adottate.

Si spiega così il ruolo crescente assunto dagli strumenti di scenario e dalla necessità di supportare i decisori (sia europei che nazionali) con informazioni il più possibile accurate, tracciabili e riproducibili in omaggio alla elementare considerazione che buone informazioni portano a buoni scenari e quindi, auspicabilmente, a decisioni se non buone almeno consapevoli.

Il volume che presentiamo vive quindi una duplice "vita": da una parte rappresenta il lavoro svolto all'interno di uno specifico Gruppo di Lavoro del Tavolo istituito presso la Presidenza del Consiglio per affrontare il tema della decarbonizzazione, dall'altra si lega, direi quasi indissolubilmente, ad una ulteriore porzione che è una analogia pubblicazione ENEA dedicata al gruppo di lavoro che ha elaborato le schede delle tecnologie rilevanti in una proiezione al 2030 a supporto del processo di decarbonizzazione.

In questo senso percepirà il lettore come pur nella autoconsistenza della singola pubblicazione essa richiama immediatamente alla conoscenza e comprensione del lavoro più ampio.

L'importanza dell'attività svolta si presenta sotto numerosi e diversi punti di vista. Intanto è stata una felice occasione di collaborazione tra le principali strutture di ricerca che si occupano in Italia di questi temi. Una collaborazione come noto non sempre scontata ma che in questo caso ha permesso di ricomporre le singole competenze e

---

punti di forza in un quadro generale cui tutti hanno contribuito e di cui tutti si sono sentiti parte attiva. D'altra parte, l'esercizio di realizzazione di scenari che siano in grado di tenere sotto controllo gli aspetti tecnici, le ricadute macroeconomiche, gli effetti ambientali e sulla qualità dell'aria ed altro non può ricondursi efficacemente alla azione di un singolo e richiede un approccio genuinamente multidisciplinare.

Ma questa collaborazione si è estesa anche alle amministrazioni centrali coinvolte ed in particolare ai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente che primi giocano un ruolo fondamentale nello sviluppo delle politiche per la decarbonizzazione.

Questa attività ha permesso inoltre di realizzare un contesto operativo che ha consentito di realizzare studi e valutazioni anche originali (penso alla elaborazione delle previsioni di gradi-giorno) ma soprattutto che ha realizzato un patrimonio di conoscenze e di relazioni in grado di facilitare in maniera importante le elaborazioni successive cui il nostro Paese sarà chiamato dalle concordate scadenze europee. Un primo vaglio della validità dell'approccio si è avuto con la preparazione del materiale a supporto della SEN 2017 (Strategia Energetica Nazionale) dove pressoché gli stessi attori si sono trovati a ricontestualizzare il modello. È facile prevedere analoga attività a supporto del piano Clima-Energia.

L'approccio sviluppato ha però una sua necessità intrinseca ed in qualche modo strutturale, quella della continuità. I dati vanno aggiornati e rivalutati, i modelli vanno tenuti aggiornati e coerenti con gli avanzamenti sia modellistici che di contesto, la collaborazione tra enti ed istituzioni si forma e si consolida nella consuetudine e nella continuità.

Desidero quindi chiudere queste brevi note con un auspicio che penso interpreti quello di molti a che un approccio che ha dimostrato di funzionare nella valorizzazione di competenze importanti e di investimenti significativi che il nostro Paese fa nel promuovere e mantenere le proprie eccellenze possa riprendere ad operare in un quadro definito. Non ultimo penso che l'approccio qui testato potrebbe trovare una immediata proiezione a livello europeo. Non sarebbe difficile immaginare, ad esempio nel contesto di EERA (*European Energy Research Alliance*), che realizza già una importante col-

---

## Prefazione

laborazione tra i principali centri di ricerca europei su diversi temi del SET-PLAN, l'ulteriore sviluppo della rete di competenze in grado di dare vita a strumenti aperti, flessibili e dinamici capaci di supportare il processo decisionale europeo.



# Introduzione

## **Raffaele Tiscar**

*Capo di Gabinetto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*

Nel lungo periodo l'Europa e l'Italia sono chiamate a far fronte alle conseguenze del cambiamento climatico, a garantire la competitività del sistema produttivo e assicurare la sicurezza e l'accessibilità energetica a tutti i cittadini.

Nello specifico, gli obiettivi fissati con il nuovo Pacchetto Clima-Energia approvato nel 2014 sotto la Presidenza italiana della UE sono finalizzati **a ridurre almeno del 40 per cento le emissioni di gas serra-GHG- (rispetto ai livelli 1990):** nei settori EU-ETS (settori termoelettrico e industriali ad alto consumo energetico): -43 per cento calcolato rispetto al 2005 (obiettivo valido a livello europeo); nei settori non-EU-ETS (trasporti, edifici, agricoltura, rifiuti): -33 per cento rispetto al 2005 (vincolante per l'Italia). L'Unione Europea fissa, inoltre, l'obiettivo di portare la quota di consumo energetico finale soddisfatto da **fonti rinnovabili al 27 per cento entro il 2030**. Inoltre, la proposta di nuova Direttiva sull'Efficienza Energetica prevede, per il periodo 2021-2030, **un risparmio minimo dell'1,5 per cento all'anno calcolato sui volumi dei consumi finali del periodo 2016-2018**.

Vista la complessità del tema e le implicazioni di carattere ambientale ed economico e le ricadute sulla competitività del sistema industriale italiano, su iniziativa della Presidenza del Consiglio dei Ministri, è stato istituito, a gennaio del 2016, un Tavolo Tecnico finalizzato ad analizzare il punto di vista di diversi stakeholder del settore e ad avviare un confronto tecnico sul tema della decarbonizzazione dell'economia.

Al Tavolo di lavoro hanno partecipato più di 70 rappresentanti delle Amministrazioni pubbliche centrali e locali, università, centri di ricerca attivi sul tema dei cambiamenti climatici e della pianificazione energetica.

Il Tavolo, con l'obiettivo, ambizioso, di fornire uno strumento di supporto utile al Governo nello sviluppo della programmazione nazionale su clima ed energia, ha svolto le proprie attività affrontando il tema della decarbonizzazione secondo tre assi concorrenti:

---

1) la realizzazione di un database *open source* con le informazioni sulle variabili climatiche, economiche ed ambientali che definiscono il set informativo a partire dal quale poi possono essere realizzati gli scenari;

2) la realizzazione di un database *open source* che include i dati di input sulle tecnologie energetiche di domanda o di uso finale nonché la elaborazione di un catalogo sulle tecnologie per la decarbonizzazione che include anche le *best practice* a livello nazionale;

3) l'attività di costruzione dello Scenario nazionale di Riferimento 2015-2030 dove integrare i risultati dei modelli energetici con quelli di dettaglio emissivi, elettrici e macro-economici.

In questa prospettiva deve essere inquadrato il lavoro del Gruppo di Lavoro "scenari", (GdL 3) dedicato a fornire gli elementi quantitativi per la valutazione di impatti economici, ambientali e sociali tramite la realizzazione dello Scenario di Riferimento" per l'Italia (a politiche in vigore al dicembre 2014).

Le stime elaborate dal GDL 3 ci confermano che se vogliamo conseguire gli obiettivi previsti a livello europeo al 2030 in termini di risparmio dei consumi energetici, di riduzione delle emissioni di gas serra dei settori ETS e non ETS e di aumento della quota delle fonti rinnovabili, è necessario definire sin da ora un percorso chiaro in grado di orientare e incanalare le scelte degli investitori in modo sempre più deciso a favore di tecnologie, sistemi di produzione e soluzioni *low-carbon*.

Per fare ciò dovremo prevedere **investimenti ambiziosi** ed attuare dei radicali mutamenti **all'interno di interi settori** con un particolare riguardo per i comparti trasporti e civile, che rivestono, in termini emissivi, il peso maggiore.

A conferma di ciò si possono richiamare alcuni numeri. Nel 2015 le emissioni di GHG in Italia sono state pari a circa 430 Mton: di queste circa l'80 per cento derivano da usi energetici, con il restante 20 per cento ripartito tra emissioni di processo, allevamenti, rifiuti, fertilizzanti. Le emissioni da usi energetici sono costituite per un terzo dall'industria energetica, per un altro terzo dal settore dei trasporti e per la quota restante dal comparto civile (terziario e residenziale)



e altre industrie non energetiche. Al 2030 il trasporto ridurrà le proprie emissioni del 20,1 per cento *versus* 2005, il settore civile del 21 per cento e il settore industria del 36 per cento.

Nel prossimo decennio la **competitività** del nostro sistema produttivo dipenderà dalla **capacità di programmazione strategica** e di definizione di **politiche idonee a sostenere** e promuovere il progressivo abbandono delle fonti fossili.

In quest'ottica i risultati di questo lavoro, già utilizzati dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente nell'ambito dei lavori di preparazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017, assumono un ruolo centrale anche in vista della elaborazione del prossimo "Piano nazionale Integrato per l'Energia e il Clima", previsto dall'Unione per l'Energia, cui sarà affidato il compito di indicare le politiche e le misure in settori tra i quali le foreste, l'agricoltura, i trasporti che consentiranno all'Italia di raggiungere i propri target e contribuiranno al raggiungimento degli ambiziosi obiettivi europei ed internazionali.



# Il “Tavolo tecnico sulla decarbonizzazione dell’economia”

**Annalidia Pansini**

Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare  
Unità Assistenza Tecnica Sogesid Spa

**Michele Benini**

Sviluppo Sistemi Energetici - RSE

**Maria Gaeta**

Unità Studi - ENEA, Sviluppo Sistemi Energetici - RSE

---

## 1.1

### Introduzione

Il quadro europeo del **Pacchetto Clima-Energia approvato nel 2014 sotto la Presidenza italiana dell’Unione Europea** prevede l’obiettivo vincolante di ridurre entro il 2030 le emissioni di gas ad effetto serra dell’Unione Europea di almeno il 40% rispetto ai livelli del 1990.

Come si vedrà più avanti l’obiettivo si traduce in target specifici per i settori interessati al sistema di scambio delle quote di emissioni (ETS) e a quelli che ne stanno fuori. Ma per rafforzare l’impulso alla decarbonizzazione sono stati adottati anche obiettivi rivolti ad accrescere ulteriormente la quota delle rinnovabili sui consumi energetici finali (27% al 2030) e ad aumentare l’efficienza energetica (27% ed oltre).

Tali decisioni strategiche, prese a livello europeo e ribadite dopo la COP 21 con la firma dell’Accordo di Parigi, impattano sulle politiche italiane relative all’energia e al clima e costituiscono la base per definire gli obiettivi a medio e lungo termine di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra e quelli di programmazione energetica nazionale.

La **lotta ai cambiamenti climatici e la conseguente decarbonizzazione del nostro sistema economico** rendono, quindi, necessario attuare **politiche strutturali sempre più ambiziose**.

Vista la complessità del tema della decarbonizzazione del sistema energetico nazionale, le sue implicazioni di carattere ambientale ed economico e le ricadute sulla competitività del sistema industriale italiano, a gennaio del 2016 la Presidenza del Consiglio dei Ministri ha istituito il Tavolo tecnico “Decarbonizzazione dell’economia italiana”

per fornire supporto alle Amministrazioni competenti nella pianificazione delle politiche del Paese su Clima ed Energia (come il “Piano Europeo Integrato Clima e Energia” e la “Strategia Energetica Nazionale”).

Hanno partecipato al Tavolo tecnico rappresentanti delle Amministrazioni centrali competenti per le politiche su clima ed energia (Presidenza del Consiglio, Ministero dello Sviluppo Economico e Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare insieme con Ministero dell’Economia e delle Finanze, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, Ministero della Salute, Ministero dell’Istruzione dell’Università e della Ricerca) nonché esperti di Centri di Ricerca, Università ed enti ed organismi attivi sul tema (Banca d’Italia, CESI, CMCC, CNR, CREA, CONFINDUSTRIA, ENEA, FEEM, GSE, ILSPA, ISPRA, ISTAT, Politecnico di Milano, RSE, SNAM, TERNA).

## 1.2

### I Gruppi di Lavoro

Per approfondire le molteplici tematiche e sfruttare le diverse competenze sono stati istituiti dei Gruppi di Lavoro tecnici ristretti ai principali esperti nazionali:

#### ■ GDL 1 - Dati di input non tecnologici (referente operativo: ISPRA)

L’obiettivo generale di tale gruppo è stato **la realizzazione di un database “open source” con le informazioni sulle proiezioni delle variabili climatiche, economiche ed ambientali** che definiscono il set informativo a partire dal quale poi possono essere realizzati gli scenari. La fonte principale utilizzata dal gruppo è stata la Commissione Europea sia per la coerenza interna di tutti i parametri prodotti sia per rendere le successive elaborazioni confrontabili con gli scenari europei: in particolare da questa fonte sono state prese le evoluzioni dei parametri socio-economici (PIL, V.A., prezzi internazionali delle fonti fossili) e dati di dettaglio come le previsioni di crescita della mobilità passeggeri e merci. Sono state prese a riferimento le proiezioni di input utilizzate per la definizione dello Scenario di Riferimento *EUref2016*. A partire da questi dati sono state elaborate due schede: la prima con i dati provenienti dalla Commissione Europea ed una seconda dove a partire dall’ultimo dato storico italiano sono stati applicati i tassi di crescita delle proiezioni

## Il “Tavolo tecnico sulla decarbonizzazione dell’economia”

dei parametri socioeconomici della CE.

Sono incluse in questo database anche le proiezioni del numero dei capi di bestiame allevati in Italia e la stima della produzione dei rifiuti, dati importanti per la determinazione delle emissioni di tutti i GHG.

Inoltre è stato creato un sottogruppo “Gradi-Giorno” finalizzato alla condivisione del metodo di calcolo dei gradi-giorno di riscaldamento e raffrescamento e dei valori soglia, parametro in grado di influenzare il fabbisogno energetico sia per il riscaldamento che per il raffrescamento.

### ■ **GDL 2 - Dati di input tecnologici (referenti operativi: CNR e ENEA)**

L’obiettivo di questo gruppo di esperti è stato quello di fornire una ampia caratterizzazione delle tecnologie energetiche sia di offerta che di domanda e le loro possibili prospettive nel medio e lungo periodo. Nell’ambito di tale gruppo sono state realizzate delle griglie tecnologiche contenenti l’elenco delle tecnologie e i loro principali parametri tecnico-economici, per gli anni 2015 e proiezioni 2020, 2030 e 2050 e le stime dei potenziali tecnici per le energie rinnovabili a normativa vigente (il potenziale tecnico in caso di nuove policy non è definitivo). La griglia sulle tecnologie di generazione elettrica è stata suddivisa in quattro schede: tecnologie tradizionali, tecnologie rinnovabili, tecnologie innovative e sistemi di accumulo. La griglia sulle tecnologie di uso finale e di efficientamento energetico è stata suddivisa in sei sotto-temi: riscaldamento e raffrescamento, impianti di distribuzione di riscaldamento, elettrodomestici e illuminazione, accumuli di calore, edilizia, tecnologie industriali.

Parte integrante del lavoro di questo gruppo è stato realizzare un “Catalogo delle tecnologie energetiche” open source contenente dati di tipo qualitativo e quantitativo sulle tecnologie energetiche e la loro applicazione nel settore industriale, dei trasporti e nel civile. Inoltre, nell’ottica di una loro diffusione e replicabilità, sono state raccolte informazioni sulle eccellenze italiane, sia pubbliche che private, e sulle migliori pratiche relative alle più importanti tecnologie per la decarbonizzazione.

### ■ **GDL 3 - Scenari (referenti operativi: RSE e Politecnico di Milano)**

Obiettivo generale del Gruppo di Lavoro è stato lo sviluppo di scenari energetici “a normativa vigente” (i cosiddetti scenari di “refe-

rence”), analizzandone gli impatti emissivi sul sistema elettrico e macroeconomico. Tali scenari costituiscono importanti strumenti per supportare le amministrazioni di riferimento per la definizione dei piani in campo energetico e ambientale (come la Strategia Energetica Nazionale [SEN] e per il Piano Integrato Energia e Clima previsto dall’Energy Union).

Le attività realizzate possono essere raggruppate come segue:

- rapporto sul confronto tra scenari energetici, emissivi e macroeconomici già disponibili;
- confronto tra la struttura dei principali settori nei modelli TIMES di ENEA e ISPRA e armonizzazione di ipotesi, vincoli tecnici e stime utilizzate nei modelli;
- elaborazione dello scenario italiano di riferimento BASE: scenario che descrive l’evoluzione del sistema energetico nazionale considerando esclusivamente le policy in vigore al 31 dicembre 2014 con utilizzo dei driver macroeconomici assunti nello scenario della Commissione EU Reference 2016<sup>1</sup>;
- analisi di impatto dello scenario BASE sul settore elettrico con i modelli di RSE;
- armonizzazione di ipotesi del modello GDyn-E di ENEA e ICES di FEEM in vista delle analisi di impatto macroeconomico da sviluppare a seguito della elaborazione di scenari di policy.

#### ■ GDL 4 - Cruscotto di valutazione (referente operativo: CMCC)

Obiettivo generale del Gruppo di Lavoro era creare un “cruscotto di valutazione” attraverso la definizione di un set di indicatori rappresentanti benefici e costi dei vari scenari di decarbonizzazione (indicatori di costo/efficacia, dei benefici delle riduzioni dei gas ad effetto serra, di equità/efficienza a livello europeo). È stata realizzata una raccolta dei dati e indicatori per lo Scenario di Riferimento evidenziando le variazioni nel 2030 rispetto ai valori storici 1990, 2005, 2013.

<sup>1</sup> EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG Emissions: trends to 2050. Report prepared for the European Commission, DG Energy, DG Climate Action and DG Mobility and Transport. July 2016. ISBN 978-92-79-52373-1.

## 1.3

### L’approccio adottato

La articolazione del lavoro nei 4 Gruppi di Lavoro precedentemente presentati ha risposto in prima istanza alla necessità di avere una chiara divisione tra le tre principali aree di lavoro necessarie al raggiungimento del principale obiettivo: la messa a punto di uno strumento in grado di fornire indicazioni dell’effetto delle *policy* sul conseguimento degli obiettivi dati.

Sin dalle prime fasi si è condiviso che l’elemento comune ai due Gruppi di Lavoro incaricati di fornire dati ed informazioni fosse la *accountability* dell’informazione e la sua tracciabilità.

L’elaborazione di scenari evolutivi è un esercizio complesso che certamente richiede un attento controllo degli strumenti impiegati ma che, al tempo stesso, non può prescindere dalla disponibilità di dati che siano in grado di rappresentare correttamente lo stato di partenza e le traiettorie evolutive dei principali parametri guida del sistema energetico.

Se poi, come spesso accade, si ha la pretesa di poter sviluppare una analisi che si svolga su più anni per aggiornare le proiezioni dello scenario sia essa scorrevole o incrementale è fondamentale poter disporre di un set di informazioni che permetta di non generare risultati dovuti alla diversa “genesì” del dato iniziale.

Il principale input è stato quindi quello non solo di recuperare le informazioni necessarie ma preoccuparsi di “validarle” sia in termini di affidabilità che di tracciabilità ritenendo che la seconda possa essere il principale viatico alla ripetibilità del dato.

Questi aspetti hanno grande rilevanza sia nel set di informazioni di natura non tecnologica che in quelle strettamente connesse alle tecnologie.

Se le prime infatti solitamente derivano da contesti specialistici caratterizzati da forte incertezza, le seconde risentono sia della rapida evoluzione tecnologica che del cambiamento degli attori in grado di supportarne la reale penetrazione nel mercato.

Un secondo input di carattere generale fornito ad entrambi i primi due Gruppi di Lavoro è stato quello di popolare una base di dati che oltre alla caratteristica di essere aperta e pubblicamente disponibile permettesse una elaborazione continua delle informazioni soprattutto alla luce di possibili evoluzioni del contesto o significativi *breakthrough* tecnologici. In particolare questa evoluzione dovrebbe essere non solo continua ma aperta al contributo di tutti i portatori di interesse in un approccio “Wiki” che consenta cioè una ampia raccolta di input ed una validazione continua delle informazioni.

Il principale limite alla informazione di natura tecnologica che di per sé è rilevante è legato alla sua effettiva disponibilità. In questo senso il potenziale appare ancora più rilevante di quello che caratterizza la tecnologia per sé. Il GDL 2 ha quindi sviluppato un catalogo di tecnologie non solo volto a definire le caratteristiche che potremmo definire “statiche” delle stesse ma anche, e forse soprattutto, l’evoluzione attesa delle loro performance e una stima del potenziale tecnico per le rinnovabili elettriche.

Questa ambizione è il primo motivo per cui è necessario che il lavoro si configuri come un database aperto ed in continua evoluzione ed aggiornamento. Il rischio concreto è che un lavoro, anche di pregio, vada incontro a rapida obsolescenza. Pericolo che può essere scongiurato consentendo a filiere informative strutturate e validate di mantenere aggiornato il set di informazioni di loro competenza magari sfruttando processi già consolidati e legati ad altri e vincolanti adempimenti.

Su questo fronte, malgrado l’esigenza fosse ben chiara, è stato necessario sacrificare la possibilità di raccogliere efficacemente e in tempo utile le informazioni necessarie alla certificazione della filiera. Si tratta quindi di un canale di sviluppo già pronto da esplorare per dare la necessaria continuità e stabilità all’iniziativa.

Come evidenziato prima, l’obiettivo del Tavolo sulla Decarbonizzazione dell’economia è la messa a punto di uno strumento in grado di fornire indicazioni dell’effetto delle *policy* sul conseguimento degli obiettivi dati. Il principale strumento per una strategia, soprattutto con obiettivi nel medio e lungo termine, è l’analisi dei pos-



## Il “Tavolo tecnico sulla decarbonizzazione dell’economia”

sibili scenari che possono presentarsi al decisore e dei relativi impatti sulle molteplici dimensioni interconnesse: energia, ambiente ed economia.

Il termine stesso di scenario rimanda al contesto che fa da sfondo all’azione del decisore e che la condiziona. L’utilità e l’interesse degli scenari si dispiega anche e soprattutto in una prospettiva più “attiva” rispetto al futuro, che in una certa misura può essere plasmato dalle decisioni prese oggi. Uno scenario può rappresentare una visione del futuro verso cui tendere e che dunque rappresenta un obiettivo: in tal caso lo scenario è utile per comprendere quali sono le condizioni (e la loro tempistica) che rendono possibile la realizzazione di quell’idea del futuro.

In quest’ottica il Gruppo di Lavoro 3 sugli scenari, ha perseguito due obiettivi fondamentali:

- da un lato fornire al decisore pubblico scenari evolutivi del sistema energetico-economico nazionale utili per l’elaborazione di strategie per la transizione verso un’economia a basse emissioni di gas serra, coerente con gli obiettivi dell’Unione Europea al 2030 e oltre;
- dall’altro assemblare una catena modellistica adeguata, con gli strumenti dei principali enti di ricerca italiani, in grado di valutare in maniera coerente gli impatti delle politiche europee sul sistema italiano e di assistere il decisore pubblico nella definizione di politiche nazionali.

Un tema, infine, che richiede ulteriore sviluppo è la sintesi delle attività svolte in un cruscotto che sia in grado di cogliere un set di indicatori rilevanti e in grado di fornire una indicazione “utile” al decisore in merito alle scelte di policy che permettano di raggiungere i diversi obiettivi. Su questo fronte è di tutta evidenza che il problema non è tanto nella identificazione degli indicatori (numerosi e differenziati) quanto nello sviluppo delle necessarie analisi di sensitività rispetto alla loro reale efficacia. Anche su questo fronte un caveat è rappresentato dalla necessità di fare in modo che il cruscotto si configuri come uno strumento trasparente, con logiche sempre tracciabili ed estendibili per valutare al meglio l’efficacia delle misure messe in atto per conseguire gli obiettivi di policy.

## Il “Tavolo tecnico sulla decarbonizzazione dell’economia”

L’obiettivo assegnato al cruscotto è proprio la messa a sistema armonica e trasparente dell’esperienza dei diversi attori per ottenere uno strumento che possa permettere al legislatore, Governo e Parlamento, di definire con lungimiranza e determinazione le diverse e necessarie politiche di sviluppo del Paese su clima ed energia.

**Maria Rosa Virdis**

Unità Studi – ENEA

## 2.1

### Le politiche Europee Clima-Energia

La Comunicazione “A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030” (COM[2014]15 final) del gennaio 2014, dopo una riflessione sui progressi svolti dall’UE nel raggiungimento degli obiettivi 20-20-20 su energia e clima, postula la necessità di una strategia di decarbonizzazione dell’economia europea che guardi all’orizzonte 2030 e che sia in linea con le Roadmap 2050<sup>2</sup> del 2011.

Coerentemente con la traiettoria di decarbonizzazione ipotizzata nella Roadmap per giungere ad una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dell’UE di almeno l’80% per l’insieme dei Paesi UE, e sulla base di una valutazione d’impatto che analizza diverse ipotesi con criteri di costo-efficacia, la Comunicazione (2014)15 propone una riduzione delle emissioni al 2030 del 40% rispetto al 1990. Tale riduzione dovrà essere declinata a livello nazionale con obiettivi specifici per i settori non coperti dall’Emission Trading Scheme, mentre i settori coperti dall’ETS avranno un tetto emissivo per l’insieme dei Paesi UE e dovranno ridurre di circa il 43% rispetto al 2005.

Diversamente da quanto stabilito nel Pacchetto Energia e Clima al 2020, che poneva un obiettivo globale del 20% per le rinnovabili, ma assegnava a ciascun Paese degli obiettivi minimi differenziati, la Comunicazione propone un incremento al 27% della quota delle fonti di energia rinnovabile sui consumi finali lordi di energia al 2030 come obiettivo per l’intera Unione.

La COM(2014)15 sostiene anche la necessità di un obiettivo sull’efficienza energetica indicando in un 25% il livello minimo di efficienza energetica compatibile con l’obiettivo di decarbonizzazione del -40% al 2030, ma rinviando una definizione del target a una fase successiva.

<sup>2</sup> Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 [COM(2011)112], ed Energy Roadmap 2050 [COM/2011/885] entrambe del 2011.

Nell'ottobre 2014 gli obiettivi energia e clima si precisano. Le conclusioni adottate dal Consiglio Europeo del 23-24 ottobre stabiliscono:

- un obiettivo UE vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra almeno del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, da realizzare sia nei settori coperti dal sistema ETS (con una riduzione del 43% rispetto al 2005) che in quelli non coperti da esso (con una riduzione del 30% rispetto al 2005);
- la modifica del fattore annuale di riduzione del tetto massimo di emissioni consentite nel sistema ETS, che verrà aumentato dall'1,74% al 2,2% a partire dal 2021. Il sistema stesso viene riformato ma mantiene sia l'assegnazione gratuita di una parte delle quote, sia un sistema di quote di riserva;
- l'obiettivo indicativo di almeno il 27% a livello dell'UE per quanto concerne il miglioramento dell'efficienza energetica nel 2030 rispetto alle proiezioni del futuro consumo di energia sulla base dei criteri attuali, con l'opzione di una revisione dell'obiettivo entro il 2020 in vista di un suo innalzamento al 30% entro il 2030;
- l'obiettivo di almeno una quota del 27% per le fonti energetiche rinnovabili sui consumi finali lordi al 2030.

Anche per facilitare il raggiungimento di tali obiettivi il Consiglio Europeo ribadisce l'importanza di un completamento del mercato interno dell'energia che deve essere pienamente funzionante e connesso (rafforzamento delle reti elettriche e del gas) e garantire la sicurezza energetica. Allo stesso tempo gli obiettivi sia sulle rinnovabili che sull'efficienza energetica contribuiscono alla riduzione della dipendenza energetica dell'Europa.

Il Consiglio Europeo si prefigge, inoltre, di sviluppare un sistema di *governance* (già prefigurato nella COM[2014]15) affidabile e trasparente per contribuire a garantire che l'UE nel suo insieme rispetti i suoi obiettivi di politica energetica, con la necessaria flessibilità per gli Stati membri e nel pieno rispetto della loro libertà di stabilire il proprio mix energetico. Tale sistema di *governance* dovrebbe basarsi, integrandoli, sugli elementi portanti esistenti, come i Programmi Nazionali per il Clima e i Piani Nazionali per le Fonti Energetiche Rinnovabili e l'Efficienza Energetica, o i Piani per la Sicurezza Energetica, allo scopo di facilitare il coordinamento delle politiche energetiche nazionali e favorire la cooperazione regionale fra gli Stati membri.

## Il Contesto Europeo

Le conclusioni del Consiglio Europeo costituiscono l'ossatura della posizione Europea alla Conferenza dell'UNFCCC di Parigi del 2015 (di fatto rappresentano l'impegno UE in termini di Intended Nationally Determined Contribution) e formano parte integrante della strategia Europea sull'Energy Union.

Il 22 ottobre 2014, in linea con gli orientamenti sopra enunciati, viene emanata anche la *Direttiva 2014/94/UE, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi*. La Direttiva stabilisce un quadro comune di misure per la realizzazione nell'Unione di infrastrutture nei trasporti per i combustibili alternativi, allo scopo di ridurre la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale. La Direttiva stabilisce requisiti minimi per la costruzione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, inclusi i punti di ricarica per veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale (GNL e GNC) e idrogeno, da realizzare in base ai quadri strategici nazionali degli Stati membri. La Direttiva detta anche le specifiche tecniche comuni per tali punti di ricarica e di rifornimento, e i requisiti concernenti le informazioni agli utenti.

La Comunicazione “*A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*” (COM[2015]80 final) del febbraio 2015 ribadisce l'obiettivo di una Energy Union che fornisca ai consumatori europei energia sicura, sostenibile e a prezzi competitivi, mantenendo al centro una ambiziosa politica sul clima.

La Strategia dell'Energy Union si basa sull'integrazione di cinque dimensioni:

- sicurezza energetica, solidarietà e fiducia reciproca, basate su diversificazione delle fonti, dei fornitori e delle rotte di approvvigionamento (con particolare attenzione al gas naturale e a quello liquefatto), sulla stretta cooperazione fra gli Operatori Nazionali dei Sistemi di trasporto e trasmissione (ENTSO) nel fronteggiare situazioni di crisi e gestire i sistemi di stoccaggio, sul rafforzamento della proiezione internazionale dell'UE nei confronti dei propri partner energetici;
- un mercato energetico pienamente integrato, facilitato dal rafforzamento delle infrastrutture di rete e delle possibilità di scambio transfrontaliero (anche bidirezionale) di elettricità, gas e petrolio, dall'integrazione dei mercati regionali, da una maggiore

concorrenzialità ed apertura dei mercati nazionali ad operatori di altri Paesi e da regolamenti che consentano l'*empowerment* dei consumatori;

- efficienza energetica per moderare la domanda attraverso un rafforzamento degli obiettivi di efficienza energetica (dal 27% al 30% al 2030) soprattutto in settori chiave come le prestazioni degli edifici (per il riscaldamento e il raffrescamento) il rafforzamento delle iniziative a livello locale (smart city) e l'efficientamento nei trasporti (standard emissivi degli autoveicoli e dei combustibili, shift modale);
- decarbonizzazione dell'economia, con i già citati impegni della riduzione delle emissioni di gas serra del 40% e l'incremento delle rinnovabili ad almeno il 27% dei consumi finali lordi, ed uno sforzo per una migliore integrazione e valorizzazione di tali fonti soprattutto nel sistema elettrico;
- ricerca, innovazione e competitività per sostenere la leadership europea nell'ambito delle tecnologie a basse emissioni di carbonio (rinnovabili, efficienza energetica, sistemi di stoccaggio dell'energia, CCS e nucleare) e coinvolgere i cittadini nella transizione energetica verso un'economia *low carbon*.

La Comunicazione COM(2015)572 "State of the Energy Union 2015" nel fare il punto sui risultati raggiunti dall'Unione rispetto a queste cinque dimensioni, fornisce nell'Annex 2, "Guidance to Member States on National Energy and Climate Plans as part of the Energy Union Governance", indicazioni e criteri per la preparazione dei suddetti Piani, chiarendo ruoli e responsabilità dei Paesi membri da un lato e della Commissione dall'altro.

I Piani debbono essere presentati e finalizzati entro il 2018 e coprire il periodo 2021-2030 ma offrire una visione prospettica al 2050. Essi debbono riguardare le politiche tramite le quali ciascun Paese membro pensa di poter raggiungere gli obiettivi nazionali su energia e clima (riduzione delle emissioni di GHG, quota di energia rinnovabile, efficienza energetica, sviluppo delle interconnessioni elettriche). I Piani devono contenere una analisi del contesto attuale, per quanto riguarda mix energetico, emissioni e politiche del Paese.

Su questa base i governi devono indicare i piani, le politiche e le misure per il raggiungimento degli obiettivi nazionali e di quelli

assunti in solido con il resto dell'UE, e altresì sviluppare proiezioni di scenario (di riferimento e di policy) che illustrino le traiettorie possibili di raggiungimento degli obiettivi. Tali proiezioni dovranno anche riguardare gli impatti attesi delle politiche sul sistema energetico, sulle emissioni e sulla crescita economica del Paese, ed eventualmente essere corredate da analisi di sensitività a diverse ipotesi. Una indicazione chiara che viene dall'Annex 2 è quella che riguarda l'utilizzo di input provenienti dagli scenari di riferimento su energia, trasporti ed emissioni di gas serra elaborati per la Commissione Europea.<sup>3</sup>

Tali piani saranno sottoposti ad una verifica di congruità con gli obiettivi comuni dell'Unione da parte dei servizi della Commissione e alla review degli altri Paesi membri, consentendo in tal modo un migliore coordinamento dell'azione dei Paesi membri.

Una volta approvati i piani, dopo il 2020 i Paesi membri dovranno produrre ogni due anni dei "progress report" sullo stato di attuazione dei suddetti programmi, così da tener conto tempestivamente del modificarsi delle circostanze.

Per realizzare gli obiettivi dell'Energy Union la Commissione Europea, d'accordo con il Parlamento e il Consiglio, nell'arco del 2015 e 2016 ha proposto una serie di nuove Direttive e regolamenti e ne ha emendato altri. Fra queste si ricordano:

- una proposta di revisione del Regolamento sulla sicurezza dell'offerta di gas, che sostituisce il Regolamento N. 994/2010 (COM/2016/052 final);
- una strategia per il gas naturale liquefatto (LNG) e il suo stoccaggio (COM[2016]49 final);
- una strategia per la realizzazione delle grandi infrastrutture di trasporto di energia, particolarmente i Progetti di Interesse Comune anche attraverso i finanziamenti della Connecting Europe Facility, dei Fondi Strutturali;
- una strategia per facilitare gli investimenti in sistemi efficienti di riscaldamento e raffrescamento (COM[2016]51) anche basati su

<sup>3</sup> L'ultimo scenario disponibile è *EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG Emissions: trends to 2050*. Report prepared for the European Commission, DG Energy, DG Climate Action and DG Mobility and Transport. July 2016. ISBN 978-92-79-52373-1

fonti rinnovabili;

- una strategia globale per i trasporti su strada che stimolino soluzioni intelligenti e migliorino l'efficienza energetica: *Una Strategia Europea per la mobilità a basse emissioni* (COM[2016]501 final del luglio 2016).

Data la sua rilevanza per la politica climatica una menzione speciale merita la *Proposta di Regolamento relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas a effetto serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 per un'Unione dell'energia resiliente e per onorare gli impegni assunti a norma dell'accordo di Parigi e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013 relativo ad un meccanismo di monitoraggio e comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra e di comunicazione di altre informazioni in materia di cambiamenti climatici* (COM[2016]482 final).

La proposta del luglio 2016 assegna obiettivi vincolanti a ciascuno Stato membro dell'UE sulle riduzioni delle emissioni di gas serra per i settori non già compresi nell'ETS. Gli obiettivi nazionali sono stati definiti rispetto al 2005 in un ventaglio da 0 a -40%, sulla base di considerazioni di equità (PIL pro-capite) e solidarietà: dunque richiedendo uno sforzo maggiore ai Paesi il cui reddito pro capite rispetto alla media europea è più elevato, e uno sforzo minore nel caso inverso.

Come già definito nella Decisione N. 406/2009/CE "Effort sharing", dagli obiettivi della proposta del luglio 2016 sono interessate le emissioni nelle attività energetiche e industriali non incluse nell'ETS (piccole attività industriali, trasporti terrestri e marittimi interni, settore residenziale e terziario), i processi industriali o le emissioni nell'uso di alcuni prodotti, quelle generate nelle attività agricole e nel trattamento dei rifiuti. I gas-serra coperti (in CO<sub>2</sub> equivalente) sono la **CO<sub>2</sub>**, **il metano (CH<sub>4</sub>)**, **il biossido d'azoto (N<sub>2</sub>O)**, **gli idrofluorcarburi (HFCs)**, **i perfluorcarburi (PFCs)**, **il trifluoruro d'azoto (NF<sub>3</sub>)** e **l'esfluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>)**.

In particolare il target di riduzione per l'Italia, indicato nell'Annex I al Regolamento è di -33% rispetto al 2005.

Secondo questa proposta ciascuno Stato membro dovrà assicurarsi che le proprie emissioni di gas serra nei settori considerati, in cia-



scun anno del periodo 2021-2029, non superino i livelli definiti da una traiettoria lineare che partendo nel 2020 da un valore pari alla media delle emissioni nel 2016-2017-2018 arrivi nel 2030 ad un valore almeno pari al limite indicato per ciascuno Stato membro nell'Annex I.

Il regolamento fornisce anche alcune indicazioni circa la flessibilità accordata a ciascuno per rispettare i vincoli, e sul massimo ammontare di emissioni rimosse dai terreni deforestati, riforestati, coltivazioni e pascoli gestiti che ciascun Paese può conteggiare ai fini del rispetto dei vincoli.

Il 30 novembre 2016 la Commissione Europea ha presentato un pacchetto di proposte normative nell'ambito della strategia "Clean Energy for All Europeans" (noto anche col nome di *Winter Package*) che contiene fra gli altri:

- norme sulla sicurezza delle forniture elettriche: *Proposta per un Regolamento sulla risk-preparedness nel settore elettrico che rimpiazza la Direttiva 2005/89/EC (COM[2016]862 final)*;
- una strategia e norme per la struttura del mercato elettrico europeo: *Proposta di Direttiva sulle regole comuni per il mercato interno dell'elettricità (COM[2016]864 final)* e *Proposta per un Regolamento sul mercato interno dell'elettricità (COM[2016]861 final del 30/11/2016)*;
- norme per il rafforzamento dell'impianto regolamentare alla base del funzionamento di ACER e delle ENTSOs con la *Proposta per un Regolamento che crea un'Agenzia dell'Unione Europea per la Cooperazione fra Autorità dell'Energia (revisione) (COM[2016]863 final)*;
- una proposta di *Direttiva sulla efficienza energetica che emenda la Direttiva 2012/27/UE (COM[2016]761 final)*. Questa proposta si muove in vista del raggiungimento di un obiettivo di efficienza energetica per l'UE al 2030 pari almeno al 30% rispetto alle proiezioni di domanda energetica dello Scenario di Riferimento del 2007. L'obiettivo si traduce per l'UE in una riduzione della domanda energetica primaria del 23% e di quella finale del 17% rispetto al livello 2005. Dal momento che non vengono postulati obiettivi specifici a livello nazionale, ai Paesi membri si richiede di realizzare riduzioni annue dei consumi energetici di almeno l'1,5% nel periodo 2021-2030. Questo di fatto equivale ad estendere al 2030 la traiettoria di riduzione dei consumi richiesti dalla Direttiva del 2012 al 2020;
- una proposta di *Direttiva sulle prestazioni energetiche degli edifici che*

emenda la Direttiva 2010/31/EU (COM[2016]765 final);

- una Strategia Europea per i sistemi cooperativi di trasporto intelligenti (COM[2016]766 final);
- una proposta di Direttiva sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili (revisione) (COM[2016]767 final);
- la Comunicazione Accelerare l'Innovazione sulle energie pulite (COM[2016]763 final);
- infine, dando seguito alla già citata COM(2015)572 "State of the Energy Union 2015", si segnala la Proposta di Regolamento sulla Governance dell'Energy Union (COM[2016]759 final). Questa emenda e consolida un corpus di norme, direttiva e regolamenti col proposito di meglio semplificare, coordinare e rendere coerenti piani, politiche e norme di livello europeo e nazionale su energia e clima attraverso un sistema di pianificazione e *reporting* a cadenza annuale o pluriennale. Fra questi si segnalano i già citati Piani nazionali Integrati su energia clima che i Paesi membri sono tenuti a preparare a partire dal 1/1/2019 per il periodo 2021-2030 sui cinque aspetti chiave dell'Energy Union (sicurezza, completamento del mercato, efficienza, decarbonizzazione, ricerca e innovazione) e ad aggiornare ogni dieci anni. Questi si sovrappongono ai piani nazionali sull'efficienza energetica o sulle rinnovabili e agli obblighi di reporting sulle emissioni di gas serra già previsti, e rappresentano anche il metodo per monitorare il raggiungimento degli obiettivi a livello UE.

Quest'ultima proposta normativa, che se accettata può diventare immediatamente esecutiva, pone degli obblighi alle Amministrazioni Nazionali nell'ambito della pianificazione strategica. Ad esse infatti si chiede di elaborare un insieme di politiche e misure che consentano a ciascun Paese di realizzare gli obiettivi delle politiche europee su energia e clima (obiettivi indicati da gran parte dei documenti menzionati sopra), e di realizzare un monitoraggio continuo sui progressi svolti in tale direzione. Tale sforzo di pianificazione richiede innanzitutto una comprensione dei trend in atto e della possibile evoluzione inerziale di ciascun Sistema Paese, a partire dalla sua geografia, dalla sua dotazione di risorse e dal mix di attività produttive. In seguito richiede una valutazione delle traiettorie ottimali (meno costose) per realizzare gli obiettivi posti: queste si concretizzano in scelte di tipo tecnologico e di creazione di nuove infrastrutture, che presumibilmente comporteranno una modifica delle tendenze inerziali.

Il piano nazionale richiesto ad ogni Stato membro dovrebbe prevedere almeno due scenari: uno Scenario di Riferimento basato sulle attuali tendenze e sulle politiche e sulle misure esistenti a livello comunitario e nazionale; e almeno uno scenario politico che rifletta l'attuazione degli obiettivi nazionali previsti da politiche e misure supplementari per le cinque dimensioni dell'Unione dell'energia, compresi gli obiettivi del 2030.

Questo sforzo di pianificazione richiede dunque l'elaborazione di scenari sia inerziali che trasformativi all'orizzonte almeno del 2030 e oltre, che consentano di visualizzare gli sforzi necessari ad operare le trasformazioni desiderate.

Questo è essenzialmente il compito cui si è dedicato il Gruppo di Lavoro (GDL) sugli scenari. Il presente documento riporta la metodologia seguita ed i risultati ottenuti dal GDL nell'elaborazione di uno Scenario di Riferimento per l'Italia al 2030.

---

## 2.2

### Lo scenario EU Reference 2016 per l'Italia

La Commissione Europea da oltre un decennio si dota di scenari energetici ed ambientali come strumento in supporto all'elaborazione delle sue proposte politiche. Lo fa avvalendosi della consulenza di alcuni istituti di ricerca europei, fra cui l'E3M-Lab dell'Università di Atene e lo IIASA di Vienna. Gli scenari vengono sviluppati a partire da una suite di modelli spesso collegati fra loro che analizzano in dettaglio, per ciascuno Stato membro dell'UE, il sistema energetico nelle sue varie parti, le emissioni atmosferiche che ne derivano, l'offerta di materie prime energetiche, e il sistema agroforestale in quanto produttore sia di materie prime energetiche che di emissioni di gas serra.

I modelli attualmente coinvolti sono: GEM-E3 (proiezioni macroeconomiche), Prometheus (risorse globali di petrolio, gas e carbone, domanda internazionale e prezzi di equilibrio), PRIMES (sistema energetico dei Paesi europei) e PRIMES-gas, GAINS (emissioni atmosferiche dei principali gas serra e loro precursori), CAPRI (settore agricolo), GLOBIOM (produzione globale di biomassa), G4M (settore forestale). I modelli GEM-E3 e Prometheus forniscono input esogeni

(rispettivamente proiezioni su tassi di crescita del PIL e del valore aggiunto settoriale e sui prezzi delle *commodity* energetiche) al modello PRIMES del sistema energetico e ai suoi sotto-modelli (PRIMES gas, PRIMES biomass, TREMOVE). Questo produce dei bilanci energetici per Paese e fornisce altri input per i modelli GLOBIOM/G4M e per il modello GAINS.

A cicli di tre anni vengono elaborati degli scenari di riferimento per ciascun Paese e per l'UE, con il coinvolgimento di esperti e delle pubbliche amministrazioni nazionali in veste di fornitori di dati e verificatori della coerenza dei risultati con gli input<sup>4</sup>. La preparazione di questi scenari si svolge in tre fasi: la prima richiede da parte delle amministrazioni nazionali la compilazione di un questionario dettagliato sulle politiche e misure nazionali rilevanti per l'energia ed il clima e in vigore ad una data prefissata; la seconda consiste nell'elaborazione degli scenari sulla base delle informazioni così raccolte; la terza prevede un giro di commenti fattuali da parte degli esperti nazionali sui primi risultati degli scenari e, se il caso, una revisione degli stessi sulla base dei suddetti commenti.

L'ultimo Scenario di Riferimento della Commissione, *EU reference 2016 (EUref2016)*, è stato finalizzato nel 2016<sup>5</sup> e, a partire dalle politiche in vigore al 31/12/2014 e dai dati storici al 2014, proietta consumi energetici ed emissioni di gas serra per l'Unione Europea e per ciascuno dei Paesi Membri dal 2015 al 2050, a intervalli di 5 anni. Quest'ultimo scenario è alla base delle analisi per l'Energy Union e lo sviluppo di piani nazionali integrati clima ed energia.

Lo Scenario di Riferimento UE rappresenta anche la base per valutare i contributi collettivi degli Stati membri agli obiettivi dell'Unione dell'energia. In considerazione della rilevanza di questa base di partenza nel corso delle negoziazioni sulle nuove politiche Clima-Energia, le amministrazioni italiane interessate hanno ritenuto opportuno dotarsi di uno Scenario di Riferimento analogo per l'Italia ma elaborato con strumenti modellistici italiani e a partire da parametri controllabili a livello nazionale.

<sup>4</sup> Gli Istituti e gli Autori del presente Rapporto hanno partecipato attivamente a questo processo.

<sup>5</sup> *EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG Emissions: trends to 2050*. Report prepared for the European Commission, DG Energy, DG Climate Action and DG Mobility and Transport. July 2016. ISBN 978-92-79-52373-1.

Per una adeguata comparabilità dello scenario nazionale con quello elaborato per la Commissione dai suoi consulenti, si è reso necessario adottare le stesse ipotesi esogene di quest'ultimo rispetto: ai tassi di crescita del PIL e del valore aggiunto settoriale; ai tassi di crescita della popolazione; ai prezzi delle materie prime energetiche (petrolio, gas, carbone) scambiate internazionalmente; al prezzo della CO<sub>2</sub>. Queste ipotesi, sotto forma di proiezioni al 2030/2050, costituiscono per lo più elementi pubblicamente noti; nel Paragrafo 5.3. sono riportati i principali dati utilizzati per l'Italia.

Lo scopo di questo rapporto è di illustrare i risultati della elaborazione dello scenario nazionale e gli scostamenti fra questi e i risultati dello scenario *EU Reference 2016*<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> Per brevità, lo scenario *EU Reference 2016* nel seguito potrà essere referenziato come scenario "PRIMES", dal nome del modello energetico utilizzato per il suo sviluppo.



# Il Gruppo di Lavoro sugli scenari e la metodologia adottata

**Maria Rosa Virdis**

*Unità Studi - ENEA*

**Maria Gaeta**

*Unità Studi - ENEA, Sviluppo Sistemi Energetici - RSE*

**Michele Benini**

*Sviluppo Sistemi Energetici - RSE*

**Mario Motta, Laura Tagliabue**

*Politecnico di Milano*

## 3.1

### Introduzione

Una strategia per la decarbonizzazione dell'economia (come qualunque altra strategia) che abbia obiettivi di medio e lungo termine è più robusta se si basa anche su una analisi dei possibili scenari che possono presentarsi al decisore.

Il termine stesso di scenario rimanda al contesto che fa da sfondo all'azione del decisore e che la condiziona. Ma mentre tale contesto nel presente è un dato riscontrabile e verificabile, per decisioni che riguardano il futuro esso è prevalentemente incerto.

La capacità di predire cosa accadrà in futuro in merito a specifici elementi o variabili critiche appartiene solo alla sfera di esperimenti fisici che si svolgono in laboratorio in condizioni controllate. Nell'ambito delle scienze sociali e dell'economia le previsioni sono possibili (posto che si accetti comunque un certo margine di errore) solo a brevissimo termine (due-tre anni) e confidando sull'inerzia del sistema considerato. Dunque, in questo ambito, l'elaborazione di un ventaglio di scenari alternativi costituisce l'approccio più solido per venire a patti con l'incertezza su alcune variabili critiche e comprenderne appieno le implicazioni.

Ma l'utilità e l'interesse degli scenari si dispiega anche e soprattutto in una prospettiva più "attiva" rispetto al futuro, che in una certa misura può essere plasmato dalle decisioni prese oggi. Uno scenario può rappresentare una visione del futuro verso cui tendere e che dunque rappresenta un obiettivo: in tal caso lo scenario è utile per comprendere quali sono le condizioni (e la loro tempistica) che rendono possibile la realizzazione di quell'idea del futuro.

In ultima analisi lo scopo di un esercizio scenaristico non è dunque quello di produrre “un’immagine accurata del domani”, ma piuttosto favorire migliori decisioni riguardo al futuro”<sup>7</sup>.

In quest’ottica generale il Tavolo Decarbonizzazione dell’Economia, e in particolare il Gruppo di Lavoro 3 sugli scenari, hanno perseguito due obiettivi fondamentali:

- da un lato fornire al decisore pubblico scenari evolutivi del sistema energetico-economico nazionale utili per l’elaborazione di strategie per la transizione verso un’economia a basse emissioni di gas serra, coerente con gli obiettivi dell’Unione Europea al 2030 e oltre;
- dall’altro assemblare la strumentazione modellistica adeguata a dare l’indispensabile rappresentazione quantitativa di questi scenari, e a valutarne gli impatti in specifici ambiti del sistema (ad esempio quello del sistema elettrico, quello emissivo, quello economico, eccetera).

Riguardo al primo obiettivo, dopo una prima ricognizione sugli scenari energetici già elaborati per l’Italia, il Gruppo di Lavoro ha raccolto la richiesta delle amministrazioni centrali di elaborare uno Scenario di Riferimento per l’Italia coerente con quello prodotto dalla Commissione Europea, ma in più utilizzando maggiori informazioni di dettaglio disponibili a livello nazionale, per ciò che concerne parametri tecnologici, potenziali tecnici, eccetera. Questo lavoro aveva anche l’obiettivo di effettuare una verifica indipendente della congruità degli scenari della Commissione Europea e fornire una base negoziale più solida al Governo italiano.

Il secondo obiettivo comportava la costruzione (da elementi esistenti e già validati) di una catena modellistica in grado di valutare in maniera coerente gli impatti delle politiche europee sul sistema italiano e di assistere nella definizione di politiche nazionali.

Elemento cruciale in tutto il processo è stato la costruzione di una base condivisa di informazioni e la massima trasparenza possibile nella metodologia seguita.

<sup>7</sup> Peter Schwartz: *The Art of the long view*, Doubleday Currency, New York, 1991.



La metodologia di lavoro sviluppata per l'identificazione della catena modellistica e l'elaborazione degli scenari è descritta in dettaglio nel presente Capitolo.

I risultati del lavoro di analisi e confronto fra scenari energetici nazionali prodotti nel biennio 2014-15 sono riportati nel Capitolo 4.

I risultati energetici ed emissivi dello Scenario di Riferimento BASE, sono illustrati rispettivamente nei Capitoli 5 e 6.

L'analisi di impatto dello Scenario di Riferimento BASE sul sistema elettrico è descritta al Capitolo 7, mentre la metodologia proposta per l'analisi di impatto macroeconomico è discussa al Capitolo 8.

---

### 3.2

### Scenari, sistemi energetici e modelli

Gli scenari come accennato precedentemente non sono previsioni bensì immagini alternative ma verosimili del modo in cui un sistema può evolvere nel futuro. Essi possono essere sviluppati a scopi esplorativi, sulla base di evoluzioni alternative e anche radicalmente differenti di alcune variabili considerate come critiche (la rapidità dello sviluppo tecnologico, esplosioni di conflitti sociali, dinamiche opposte della popolazione) ma debbono mantenersi intrinsecamente coerenti. In tal caso si tratta di esercizi di tipo *what-if* (che cosa succede al sistema in conseguenza di un certo set di ipotesi di base) e sono molto utili a verificare la robustezza di una certa strategia in condizioni differenti.

Ma come già accennato essi possono essere sviluppati a scopi normativi, cioè definendo un certo esito desiderato al tempo x nel futuro: ciò permette di esplicitare le condizioni che debbono verificarsi in ogni varia tappa della traiettoria temporale considerata per poter pervenire a quel risultato. Questo tipo di scenario è utile per pianificare un percorso verso l'obiettivo scelto.

Gli scenari possono essere di tipo qualitativo, delle “story-line” come dei veri e propri racconti, utili per una riflessione su specifici temi riguardanti il futuro, ma sempre mantenendo plausibilità e coerenza. Oppure possono essere sviluppati con uno specifico interesse

all'aspetto quantitativo (che succede se il tasso di crescita della popolazione, o quello del PIL, sono doppi di quelli attuali? Quanta nuova capacità di generazione elettrica occorre per soddisfare la domanda elettrica a quei tassi di crescita?). In tal caso disporre di un modello del sistema oggetto di analisi diventa indispensabile.

Il lavoro del Gruppo di Lavoro sugli scenari focalizza l'interesse sul sistema energetico e sulle sue interrelazioni con la dimensione ambientale ed economica. A questo punto è importante chiarire cosa si intenda per sistema energetico.

Un sistema energetico, sia esso su scala locale o globale, può essere visto come l'insieme dei flussi di risorse energetiche (*commodity*), di tecnologie e della rete di connessioni (fisiche e non) che le mette in relazione. Per tecnologia energetica si intende un qualsiasi dispositivo che produca, trasformi, trasmetta, distribuisca o utilizzi energia; si noti che, nell'approccio sistemico, nessuna tecnologia lavora "in isolamento", ovvero in maniera del tutto indipendente dalle altre.

Quello energetico è un sistema complesso, caratterizzato da molteplici dimensioni legate tra loro da nessi di azione e retroazione. Lo strumento utilizzato per rappresentarlo, cioè un modello, dovrebbe dunque, per quanto possibile, riflettere questa complessità, pur con gli inevitabili limiti di ogni "rappresentazione" della realtà. I modelli sono una rappresentazione necessariamente semplificata della realtà sotto indagine ma devono esser in grado di catturarne alcuni aspetti fondamentali.

Un sistema energetico è di solito rappresentato da un modello matematico (un insieme di equazioni) in grado di coprire almeno quattro dimensioni chiave: energetica, ingegneristica (tecnologica), ambientale ed economica. Nei modelli utilizzati per rappresentare i sistemi energetici, ciascuna tecnologia viene caratterizzata da parametri di tipo prestazionale (efficienza, vita utile, potenza, ...), economico (costi fissi e variabili, tassi di ammortamento, ...) ed ambientale (emissioni di CO<sub>2</sub>, emissioni di processo, ...).

In generale esistono vari tipi di modelli, classificabili riguardo ad alcuni aspetti chiave in:

- economici/ingegneristici;
- bottom-up/top-down;

- ad equilibrio economico parziale/generale;
- con orizzonte temporale di breve/medio/lungo periodo;
- di simulazione o di ottimizzazione.

I **modelli economici** si basano su schemi di comportamento dei soggetti economici consolidati nella teoria economica. Nei modelli econometrici a partire dalla teoria e da una analisi dei trend storici si cerca di individuare e stimare i parametri delle relazioni funzionali fra le variabili energetiche (consumi, produzioni, approvvigionamenti, eccetera) e le principali variabili macro-economiche e socio-demografiche per poi proiettarle nel futuro. Naturalmente, più lontano nel tempo si spinge l'analisi, maggiore potrà risultare l'errore derivante dall'assunzione, di base, che le relazioni individuate per il passato continuino a valere nel futuro con gli stessi parametri. Spesso i modelli economici sono anche **modelli "top-down"** perché partono dai grandi aggregati socioeconomici (prodotto interno lordo, consumi, investimenti, risparmi, popolazione, eccetera) e dal rispetto delle identità fondamentali del sistema economico, per poi scendere a livelli di dettaglio che di solito però non vanno oltre quello dei dati statistici della contabilità nazionale.

I **modelli ingegneristici**, invece, partono dalla rappresentazione/descrizione delle componenti tecnologiche del sistema energetico. In tali strumenti le tecnologie energetiche, caratterizzate in maniera dettagliata, sono parte integrante di una rete (RES, *Reference Energy System*), in cui vengono esplicitate le molteplici connessioni tra gruppi di tecnologie e flussi delle fonti e vettori energetici. Generalmente, i modelli ingegneristici sono detti anche **"bottom-up"**, dal momento che la rappresentazione del sistema parte dal basso, ovvero dalla descrizione dettagliata delle sue componenti principali.

I **modelli energetici** sono di solito di **equilibrio economico parziale** nel senso che considerano l'equilibrio di domanda e offerta sul mercato - o sui vari mercati - energetici. Quando invece sono parte di un modello economico che considera simultaneamente i mercati di tutti i fattori produttivi (inclusi capitale, lavoro, altri materiali o risorse naturali) ed il commercio internazionale, allora sono detti di **equilibrio economico generale**.

Per quanto riguarda l'orizzonte temporale considerato, esso spesso

dipende dal tipo di fenomeno che si vuol considerare. Per una analisi del sistema elettrico e della sua capacità di risposta, l'orizzonte temporale può essere il **breve periodo**, un giorno/una settimana/un anno, ma con una risoluzione temporale oraria o inferiore (esempio 15 minuti).

Per un modello econometrico per analisi di previsione l'orizzonte può estendersi da un trimestre a 3-4 anni. Modelli come quelli di equilibrio economico generale sono più affidabili per proiezioni di medio periodo (non oltre i 10-15 anni) in quanto pesantemente condizionati dalla struttura economica fotografata nell'anno base.

Modelli di tipo ingegneristico possono aver un orizzonte molto più lungo (**fino a 50-100 anni**) ma sono chiaramente basati su ipotesi forti rispetto all'evoluzione delle tecnologie.

I **modelli di simulazione** di un qualunque sistema dinamico sono in grado di simulare il comportamento del sistema date alcune ipotesi iniziali che possono essere modificate dal ricercatore: chiaramente la simulazione sarà tanto più accurata quanto più il modello è in grado di rappresentare efficacemente la logica di funzionamento del sistema. I **modelli di ottimizzazione** invece massimizzano o minimizzano una funzione obiettivo. Possono farlo anche in maniera intertemporale cioè per ciascun periodo in cui è stato diviso l'orizzonte d'indagine: l'insieme dei punti di ottimo rappresenta la traiettoria ottimale di sviluppo del sistema. Nel caso di un sistema energetico tale traiettoria rappresenta la configurazione che, in termini tecnologici e di flussi energetici, minimizza il costo totale del sistema stesso, nel rispetto di vincoli di natura tecnica (rendimenti delle tecnologie, ...), fisica (disponibilità di risorse, ...) e politica (ad esempio obiettivi specifici di strategie energetiche).

---

## 3.3

### Analisi di scenario per il settore energetico

Il ricorso all'analisi di scenari energetici con l'uso di modelli è in genere finalizzato a supportare il lavoro dei *decision maker* in tema di energia, ad esempio:

- la definizione di obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra;
- l'individuazione di strumenti e misure per promuovere il ricorso

alle fonti rinnovabili, il risparmio energetico e gli interventi di efficienza energetica;

- l'analisi di effetti sinergici/divergenti di strategie energetiche inerenti settori diversi;
- la quantificazione delle ricadute economiche ed ambientali della politica energetica, in termini di costi addizionali, dipendenza energetica, prezzo dell'energia, eccetera.

Allo scopo di aiutare il decisore a trovare risposta a quesiti come quelli sopra citati, in genere gli analisti definiscono, in una prima fase, diversi scenari che descrivono possibili percorsi alternativi di evoluzione del sistema energetico (**scenari esplorativi**) al variare di alcune variabili chiave (driver). Queste sono variabili sulla cui evoluzione esiste una forte incertezza (specialmente su orizzonti di decine di anni) ma alle quali è riconosciuta una forte influenza nel determinare la risposta del sistema. La valutazione degli impatti delle strategie che si intendono adottare, non può infatti prescindere dalle diverse e possibili evoluzioni delle principali “variabili chiave” che influenzano un sistema energetico (tra cui il costo delle fonti energetiche, lo sviluppo demografico ed economico, l'intensità energetica degli stili di vita, eccetera). Questo tipo di scenari ed eventualmente un'analisi di sensitività condotta facendo variare la traiettoria dei driver può aiutare a comprendere meglio le fragilità di un sistema energetico e a difendersi dall'incertezza.

Nel caso in cui l'interesse sia per degli **scenari di tipo politico-strategico**, una volta fissati i valori ritenuti più verosimili dei driver e gli obiettivi finali si può procedere a simulare percorsi che permettano di raggiungere quei target al minimo sforzo, per poi definire le strategie che permettano di farlo superando eventuali criticità, presenti e/o prospettate, quantificandone gli impatti in termini energetici, ambientali, tecnologici ed economici.

Entrambi i tipi di scenari sono utili a fini strategici: infatti, una strategia che può essere pensata come un insieme di politiche e misure in grado di guidare il sistema verso i target designati, potrà definirsi “robusta” quando resti sostanzialmente valida a prescindere dal valore assunto dalle variabili fuori dal controllo del decisore.

Per quantificare degli scenari energetici occorre un modello che rappresenti adeguatamente il sistema energetico nazionale nella sua

interezza (dalle fasi di approvvigionamento delle fonti energetiche, alla trasformazione, produzione e distribuzione di energia, fino alle tecnologie nei diversi settori di impiego finale). Per le analisi del Tavolo Decarbonizzazione sono stati utilizzati prevalentemente modelli TIMES<sup>8</sup>, rappresentanti l'intero sistema energetico italiano. Un modello di tale complessità richiede tuttavia forti semplificazioni, tanto che, per sotto-settori di interesse specifico, possono rendersi necessarie analisi di impatto più dettagliate (con un modello specifico di quel sottosistema) dello scenario sviluppato. Ad esempio, la discretizzazione temporale utilizzata nel modello energetico e l'assenza di vincoli sulla flessibilità degli impianti di generazione, sulle capacità di trasporto della rete e sulla fornitura delle diverse tipologie di riserva non consentono di evidenziare e quantificare tutte le criticità a cui può essere soggetto il sistema elettrico. Ciò può rendere indispensabile l'utilizzo di un modello di dettaglio del sistema elettrico mediante il quale, a partire dai risultati del modello energetico, effettuare simulazioni a livello orario su un orizzonte temporale annuale.

Allo stesso modo, per comprendere meglio gli impatti di uno stesso scenario energetico su differenti dimensioni e aspetti del sistema (ad esempio quello delle emissioni di inquinanti atmosferici) è utile, in mancanza di un modello integrato che li affronti tutti simultaneamente, disporre di modelli satellite o di una catena modellistica che permetta di affrontare le tematiche energetiche in una prospettiva multidimensionale e per quanto possibile integrata.

Modelli di valutazione integrata (*Integrated Assessment Models*), capaci di internalizzare i processi di retroazione (*feedback*) da diverse parti del sistema, in realtà esistono, ma per la loro complessità danno necessariamente una rappresentazione molto stilizzata dei sistemi considerati, per cui l'utilizzo di catene modellistiche unidirezionali, con l'opzione di effettuare iterazioni successive, può fornire informazioni più adeguate al decisore. È questo l'approccio discusso nella sezione successiva.

<sup>8</sup> TIMES - The Integrated MARKAL-EFOM System: <http://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times>.

## 3.4

### Catena modellistica integrata adottata dal Tavolo Decarbonizzazione

La sfida di una politica energetico-ambientale complessa è rispettare la compatibilità e coerenza tra i diversi obiettivi nella maniera più soddisfacente. Il sistema energetico è estremamente complesso in quanto caratterizzato da molteplici dimensioni legate tra loro e con impatti e interrelazioni con il sistema economico e ambientale.

Lo strumento e la metodologia a supporto della politica energetica deve essere in grado di rappresentare la complessità di queste interconnessioni e valutare gli impatti di misure e politiche secondo diversi aspetti e a diversi gradi di dettaglio. Deve mettere in correlazione quindi alcune variabili socio-economiche come popolazione, prodotto interno lordo, prezzi dell'energia con la caratterizzazione delle tecnologie energetiche, le emissioni o la disponibilità delle risorse, e se possibile vedere gli impatti sulla crescita economica, e permetterne una valutazione quantitativa.

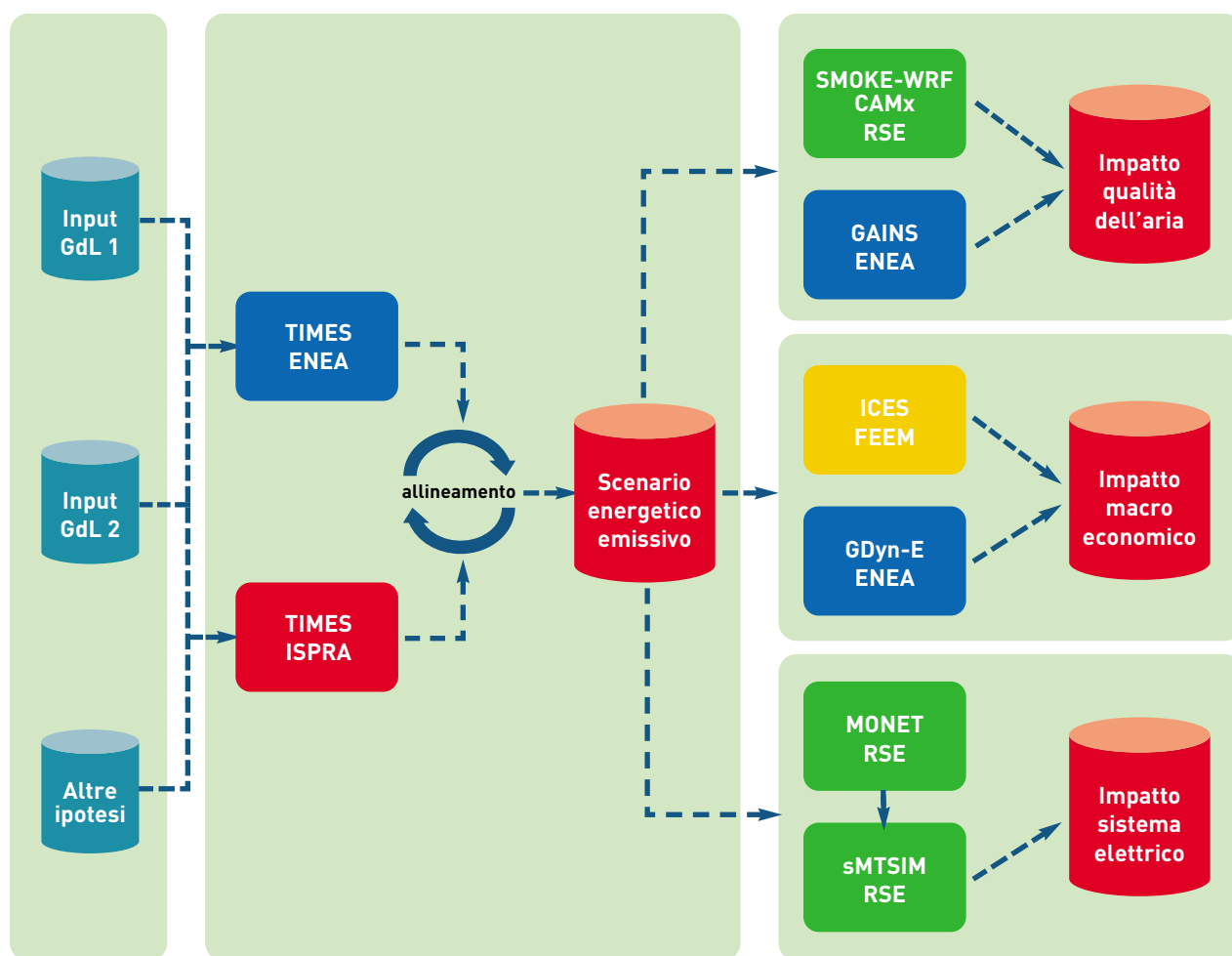
La scelta effettuata dal Gruppo di Lavoro è stata quella di assemblare una catena modellistica da modelli già esistenti e nella disponibilità degli Istituti partecipanti, e di valutare lo stesso scenario sotto diversi profili per analizzarne le ricadute in diversi ambiti. La catena fa perno su un modello del sistema energetico che, a partire dalle ipotesi esogene definite da altri Gruppi di Lavoro, produce risultati, relativamente ad esempio a flussi di produzione o consumi di fonti energetiche e ad investimenti. Tali risultati diventano a loro volta input per modelli del sistema elettrico, del sistema economico, e per modelli di calcolo delle emissioni di gas serra e di inquinanti con impatto sulla qualità dell'aria.

La catena può essere rappresentata come in Figura 1.

Il nucleo centrale della catena è costituito dal modello TIMES del **sistema energetico italiano** che è stato utilizzato in due versioni (TIMES ENEA e TIMES ISPRA) allineate fra loro. Lo scenario energetico è infatti stato quantificato con entrambi i modelli che, pur appartenendo alla stessa famiglia e utilizzando la stessa logica di soluzione, presentano livelli di dettaglio differenti per diversi settori analizzati. L'utilizzo dei due modelli ha il vantaggio di produrre

FIGURA 1

# CATENA MODELLISTICA PER LO SVILUPPO DELO SCENARIO DI RIFERIMENTO NAZIONALE E DELLE RELATIVE ANALISI DI IMPATTO



stime più robuste delle variabili oggetto di ulteriori elaborazioni a valle. I risultati dei due modelli infatti, per le variabili di interesse, presentano discrepanze minime. A partire dai risultati dello scenario consolidato elaborato col modello energetico, alcune informazioni sono state fornite agli altri modelli della catena.

Per quanto riguarda il **sistema elettrico** si è riconosciuta l'esigenza di fornire una rappresentazione più dettagliata rispetto a quella resa disponibile dal modello energetico. I sistemi elettrici infatti presentano diversi vincoli tecnici che hanno effetti rilevanti sulla loro gestione e che sono solo parzialmente considerabili nei modelli



energetici utilizzati per questo esercizio (ad esempio, limiti di trasporto della rete e vincoli di flessibilità degli impianti di generazione, vincoli di riserva, eccetera). Inoltre lo sviluppo delle infrastrutture di rete richiede grandi investimenti e tempi lunghi di realizzazione: è necessario quindi “anticipare” correttamente le necessità future durante la fase di pianificazione ed effettuare un’accurata analisi costi-benefici. Di conseguenza, è necessario disporre di simulazioni di dettaglio (dunque con una risoluzione a livello orario) del sistema elettrico nazionale per l’anno obiettivo così da poter valutare le criticità che potrebbero emergere in quello scenario (ad esempio, congestioni, incapacità a coprire i picchi di carico, eccessi di produzione delle fonti rinnovabili non programmabili - FRNP, carenza di margini di riserva, eccetera) ed individuare gli interventi necessari per mitigare tali criticità e il loro costo. Per di più, dato che la rete elettrica nazionale è già molto interconnessa con le reti europee, è evidente come il legame con il mercato elettrico europeo non possa essere ignorato al fine di determinare gli scambi transfrontalieri di energia.

Per poter rispondere a queste esigenze di analisi è stato necessario utilizzare il modello di simulazione del sistema/mercato elettrico italiano ed europeo SMTSIM di RSE. Tuttavia prima di procedere alle simulazioni dell’impatto dello scenario energetico sul sistema elettrico, si è resa necessaria un’altra operazione, consistente nella ripartizione prima a livello regionale e poi tra le zone di mercato della domanda elettrica e del parco di generazione risultanti dallo scenario elaborato col TIMES.

La regionalizzazione della domanda elettrica è determinata replicando lo scenario TIMES con il modello energetico multiregionale MONET di RSE (anch’esso basato su TIMES), ossia vincolando agli stessi valori dello scenario TIMES i consumi nazionali per fonte e settore e lo sviluppo dei singoli settori e sotto-settori industriali. Il modello MONET determina una evoluzione della domanda diversa nelle singole regioni rispetto a quella nazionale, in funzione della maggiore o minore presenza di alcuni settori di consumo rispetto ad altri. I dati regionali così ottenuti vengono poi riaggregati nelle sei zone di mercato in cui è suddivisa la rete elettrica nazionale.

Per quanto riguarda le valutazioni relative alle **emissioni di GHG**, se il risultato per le emissioni di CO<sub>2</sub> prodotto da processi energetici

(di combustione) e da processi industriali (come quelli per la produzione di cemento) può essere agevolmente determinato dal modello del sistema energetico TIMES, per fare una stima delle emissioni di CO<sub>2</sub> non energetiche (agricoltura e foreste) occorrono altri approcci. In aggiunta bisogna considerare gli altri GHG diversi dalla CO<sub>2</sub> (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O e gas fluorurati) emessi sia nei processi energetici che in quelli non energetici, e che sono comunque inclusi negli obiettivi di riduzione emissiva sia per i settori coperti dal sistema ETS, sia per quelli coperti dalla *Effort Sharing Decision* (ESD). La valutazione di queste emissioni è demandata ad ISPRA.

Infine la catena valutativa copre anche gli **aspetti economici** (in particolare quelli macroeconomici e quelli legati al commercio estero). L'analisi degli impatti dello scenario energetico (di maggior interesse nel caso di uno scenario di policy per confronto con uno Scenario di Riferimento) è affrontato per mezzo di due modelli di equilibrio economico generale, entrambi sviluppati nell'ambito del progetto GTAP (*Global Trade Analysis Project*, Purdue University), ma formulati in maniera differente per disaggregazione settoriale e regionale e per il dettaglio con cui il sistema energetico è rappresentato. Si tratta dei modelli GDyn-E (di ENEA) e ICES (della FEEM). Anche qui l'utilità di utilizzare due modelli simili ma in parte complementari per lo stesso tipo di analisi è quello di rafforzare la robustezza dell'analisi e catturare aspetti diversi del problema. Questi modelli, a partire da uno Scenario di Riferimento senza nuove politiche, possono valutare l'impatto su PIL, Valore Aggiunto, occupazione settoriale e commercio estero dovuto, come nel caso in questione, ad obiettivi e politiche più stringenti di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. È evidente come politiche di riduzione delle emissioni possano imporre dei costi ad alcuni settori a forte consumo di combustibili fossili e forzarli a modificare il mix dei fattori produttivi utilizzati verso fonti energetiche meno emmissive o verso un uso più spinto di altri fattori come il capitale o il lavoro. Una stima dell'impatto di queste politiche sulla crescita dei vari settori nazionali o sulla loro competitività rispetto alla concorrenza internazionale, in un mondo dove non tutti i Paesi accettano lo stesso impegno nella riduzione delle emissioni, può rappresentare una informazione rilevante per il decisore politico. Il lavoro illustrato in questo documento si limita alla prima fase di questa analisi, che consiste nell'allineamento dei due modelli economici rispetto alle ipotesi esogene, ai consumi energetici e al profilo emissivo dello Scenario

di Riferimento così da avere un termine di riferimento per analizzare successivamente l'impatto dello scenario di policy.

Il Gruppo di Lavoro sugli scenari ha individuato e inserito nella catena sopra menzionata anche gli strumenti modellistici per poter analizzare gli impatti degli scenari energetici sulla **qualità dell'aria** (ad esempio, concentrazioni di inquinanti e mappe territoriali di concentrazione), anche se non sono state fatte alcune elaborazioni o scenari e perciò non saranno discusse in questa pubblicazione. Vale la pena menzionare che le valutazioni sulla qualità dell'aria, a partire dai dati di scenario TIMES, possono essere effettuate con l'utilizzo del modello GAINS Italia e della suite modellistica MINNI, sviluppata da ENEA. Un contributo in tal senso può essere fornito anche dai modelli SMOKE, WRF e CAMx a disposizione di RSE.

Dal punto di vista operativo, il Gruppo di Lavoro 3 sugli scenari ha realizzato l'analisi attraverso i seguenti passi:

- 1) condivisione dei dati di input prodotti dal GdL 1 (parametri macroeconomici, popolazione, informazioni sui trend climatici) e dal GdL 2 (parametri tecnologici relativi ai costi e alle performance, proiettati nel tempo, delle principali tecnologie) nei due modelli TIMES-ENEA e TIMES-ISPRA in tutti i settori e allineamento per quanto possibile di assunzioni e vincoli da inserire nei modelli del sistema energetico nazionale;
- 2) elaborazione dello scenario in parallelo da parte di entrambi i modelli e confronto dei risultati a livello settoriale;
- 3) una volta raggiunta una buona convergenza tra i risultati dei due modelli, consolidamento dello scenario energetico/emissivo così ottenuto ed utilizzazione dei risultati per le analisi successive della catena modellistica. In particolare per:
  - la valutazione delle emissioni diverse dalla CO<sub>2</sub> a cura di ISPRA;
  - l'analisi di impatto sul settore elettrico a cura di RSE (coi modelli MONET e SMTSIM);
  - la quantificazione e l'allineamento dello scenario macroeconomico di riferimento in vista della successiva analisi di impatto a cura di ENEA (modello GDyn-E) e FEEM (modello ICES).



# Confronto tra i principali scenari energetici nazionali prodotti nel biennio 2014-15

**Fabio Lanati, Michele Benini**

*Ricerca Sistema Energetico - RSE*

**Mario Motta, Laura Tagliabue**

*Politecnico di Milano*

## 4.1

### Introduzione

Come lavoro propedeutico alla produzione di uno Scenario di Riferimento nazionale ai fini degli obblighi posti dalla *governance* dell'Energy Union, il Gruppo di Lavoro 3 del "Tavolo tecnico sulla decarbonizzazione dell'economia" ha provveduto a sintetizzare i risultati dei principali scenari già realizzati in Italia da vari soggetti pubblici e privati partecipanti al tavolo (ENEA, RSE, ISPRA, CESI, Polimi, SNAM), che attraverso i loro studi forniscono supporto ai decisori politici per la pianificazione della strategia energetica nazionale.

I risultati sono stati sintetizzati organizzando in maniera sistematica, mediante un'apposita griglia, le informazioni raccolte sugli scenari energetici nazionali prodotti nel 2014-2015 dai soggetti sopra citati, confrontando tra loro sia gli scenari di **riferimento**, ossia quelli che tracciano l'evoluzione del sistema a politiche vigenti, sia gli scenari di **policy**, ossia quelli costruiti per il raggiungimento di specifici obiettivi di mitigazione.

L'analisi di questi scenari mirava a valutare la posizione dell'Italia in relazione ai tre obiettivi delle politiche europee Clima-Energia al 2020 e al 2030, relativi a riduzione delle emissioni di GHG (Paragrafo 4.2), sviluppo delle fonti rinnovabili (Paragrafo 4.3 e incremento dell'efficienza energetica (Paragrafo 4.4), nonché ad estendere il confronto sulla base di altri indicatori specifici (Paragrafo 4.5).

Un elenco completo degli scenari analizzati, insieme ad una loro breve descrizione con indicazioni di base, è fornito nella Tabella 1

TABELLA 1

## ELENCO DEGLI SCENARI ANALIZZATI

| Tipo <sup>9</sup> | Nome                    | Modello            | Ipotesi e vincoli che identificano lo scenario                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | Altre note rilevanti                                                                                                                         | Orizzonte temporale |
|-------------------|-------------------------|--------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| Ref               | RIF_MiSE (ENEA)         | TIMES (ENEA)       | Scenario allineato alla SEN <sup>10</sup> , con principali driver macroeconomici secondo PRIMES EUref2013, ETS al 2020.                                                                                                                                                                                                                                                                              | Realizzato nel marzo 2014.                                                                                                                   | 2030                |
| Ref               | Riferimento (RSE)       | MONET (RSE)        | Scenario allineato alla SEN 2013.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Lo scenario è focalizzato fino al 2030.                                                                                                      | 2030                |
| Ref               | WEM (ISPRA)             | TIMES (ISPRA)      | Scenario emissivo dei GHG trasmesso ufficialmente all'EU in attuazione del Regolamento (UE) N. 525/2013 <sup>11</sup> . Le emissioni di CO <sub>2</sub> da usi energetici riproducono lo scenario RIF_MiSE (ENEA), mentre gli altri GHG dal settore energetico e dai settori non energetici sono stimate da ISPRA in base alle proiezioni dei relativi dati di attività e fattori di emissione medi. | Tale scenario è stato utilizzato anche nel secondo "Biennial Report" trasmesso dall'Italia alla UNFCCC.                                      | 2035                |
| Ref               | ENTSO-E Vision 1 (CESI) | PROMED GRID (CESI) | Scenario circoscritto al <u>solo sistema elettrico</u> su scala europea. Per l'Italia il 2020 è allineato allo scenario Terna più recente (elaborato per il Piano di Sviluppo 2016). Per il resto di Europa si è considerato lo scenario Expected Progress elaborato da Entso-E. Per il 2030 lo scenario di tutti i Paesi è ispirato allo scenario di sviluppo Vision1 di Entso-E.                   |                                                                                                                                              | 2030                |
| Ref               | RIF_DDPP (ENEA)         | TIMES (ENEA)       | Scenario energetico allineato agli obiettivi SEN, con principali driver macroeconomici secondo PRIMES EUref2013, Emission Trading Scheme proiettato nel tempo (decalage permessi -1.74% m.a.).                                                                                                                                                                                                       | Realizzato nel primo semestre 2015.                                                                                                          | 2050                |
| Policy            | Scen -36% MiSE (ENEA)   | TIMES (ENEA)       | Scenario caratterizzato secondo i driver del RIF_MiSE ENEA con introduzione del vincolo di riduzione del 36% delle emissioni totali di CO <sub>2</sub> al 2030 rispetto al 2005.                                                                                                                                                                                                                     | Realizzato nel maggio 2014.                                                                                                                  | 2030                |
| Policy            | Policy (RSE)            | MONET (RSE)        | Introdotta il vincolo di riduzione del 40% delle emissioni di CO <sub>2</sub> al 2030 rispetto al 2005 per il settore energetico.                                                                                                                                                                                                                                                                    | Lo scenario è focalizzato fino al 2030. Nello scenario sono stati introdotti alcuni vincoli per portare lo sviluppo delle RES vicino al 27%. | 2030                |

## Confronto tra i principali scenari energetici nazionali prodotti nel biennio 2014-15

| Tipo <sup>9</sup> | Nome                    | Modello            | Ipotesi e vincoli che identificano lo scenario                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Altre note rilevanti                                                                                    | Orizzonte temporale |
|-------------------|-------------------------|--------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| Policy            | WAM (ISPRA)             | TIMES (ISPRA)      | <i>Scenario emissivo dei GHG trasmesso ufficialmente all'EU in attuazione del Regolamento (UE) N. 525/2013. Le emissioni di CO<sub>2</sub> da usi energetici riproducono quelle dello scenario Scen -36%_MiSE (ENEA), mentre gli altri GHG dal settore energetico e dai settori non energetici sono ottenute da ISPRA sulla base di misure di policy aggiuntive ipotizzate.</i> | Tale scenario è stato utilizzato anche nel secondo "Biennial Report" trasmesso dall'Italia alla UNFCCC. | 2035                |
| Policy            | ENTSO-E Vision 3 (CESI) | PROMED GRID (CESI) | <i>Come lo scenario ENTSO-E Vision 1, con la differenza che per il 2030 lo scenario di tutti i Paesi (sia Italia che resto di Europa) è ispirato allo scenario di sviluppo Vision3 di Entso-E.</i>                                                                                                                                                                              |                                                                                                         | 2030                |
| Policy            | DDDP_CCS (ENEA)         | TIMES (ENEA)       | <i>Decarbonizzazione -80% di CO<sub>2</sub> vs 1990; il percorso di decarbonizzazione avviene attraverso una forte elettrificazione degli usi finale, vasta diffusione di FER elettriche e ricorso a CCS sia nel settore elettrico che in quello produttivo.</i>                                                                                                                | Realizzato nel primo semestre 2015.                                                                     | 2050                |
| Policy            | DDDP_EFF (ENEA)         | TIMES (ENEA)       | <i>Decarbonizzazione -80% CO<sub>2</sub> vs 1990, attraverso una maggiore enfasi dell'efficienza energetica.</i>                                                                                                                                                                                                                                                                | Realizzato nel primo semestre 2015.                                                                     | 2050                |
| Policy            | DDDP_DMD RED (ENEA)     | TIMES (ENEA)       | <i>Decarbonizzazione -80% CO<sub>2</sub> vs 1990, con elasticità della domanda ai prezzi.</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                   | Realizzato nel primo semestre 2015.                                                                     | 2050                |
| Policy            | 2050_Central (PoliMi)   | REMod (PoliMi)     | <i>Vincolo: -80% CO<sub>2</sub> vs 1990. Scenario ottimizzato dal modello con il massimo grado di libertà.</i>                                                                                                                                                                                                                                                                  | Scenario "green field", non evolutivo dallo stato attuale. Ipotesi: no nucleare né CCS.                 | Solo anno 2050      |
| Policy            | SNAM                    | -                  | <i>Scenario di evoluzione della domanda gas che raggiunge gli obiettivi previsti dal "2030 Climate&amp;Energy Framework" privilegiando una strategia di decarbonizzazione che ottimizzi le risorse e infrastrutture esistenti e il ruolo del gas nella generazione elettrica, attraverso lo sviluppo del biometano.</i>                                                         |                                                                                                         | 2030                |

<sup>9</sup> "Ref" = Scenario di Riferimento – "Policy" = scenario di policy.

<sup>10</sup> Strategia Energetica Nazionale elaborata dal Governo nel 2013.

<sup>11</sup> 2015 Italy Climate Policy Progress Report. Submitted to the EC pursuant to Regulation No 525/2013/EC, Art. 13 and Art. ([http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/mmr/art04-13-14\\_lcds\\_pams\\_projections](http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections)).

## 4.2

## Obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra (GHG)

La Tabella 2 riassume gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra definiti nell'ambito della politica Clima-Energia europea<sup>12</sup>.

La Tabella 3 riporta le emissioni complessive di gas serra (settori sia ETS che non-ETS) e la loro riduzione rispetto al valore del 1990 relative a due scenari di riferimento e due di policy<sup>13</sup>.

I dati degli scenari "a misure esistenti" (WEM) e "con misure aggiuntive" (WAM) di ISPRA sono tratti dal 2015 *Italy Climate Policy Progress Report* (pag. 47), mentre i dati degli scenari ENEA sono stati estratti dagli scenari RIF\_MiSE e Scen -36%\_MiSE realizzati nel 2014 per conto del Ministero dello Sviluppo Economico per la valutazione degli impatti della decarbonizzazione del sistema energetico secondo il quadro Clima-Energia 2030.

Si può notare come l'obiettivo EU al 2020 (-20%) venga sostanzialmente raggiunto solo dagli scenari di policy. Riguardo al 2030, nel caso si prenda a riferimento anche per l'Italia l'obiettivo a livello EU del -40% rispetto al 1990, non solo gli scenari di riferimento, ma anche gli scenari di policy considerati risultano piuttosto distanti, con l'eccezione dello scenario SNAM, più vicino al target. Allo scopo di valutare quali settori siano responsabili di tale distanza, nel seguito si analizzano le emissioni separatamente dei settori non-ETS (o settori ESD<sup>15</sup>) ed ETS, i cui obiettivi, si noti, sono fissati rispetto al 2005, e non rispetto al 1990 come l'obiettivo complessivo.

La Tabella 4 riporta la riduzione delle emissioni di gas serra dei settori non-ETS. Le riduzioni percentuali relative agli scenari mostrano

<sup>12</sup> Oltre agli obiettivi nazionali, alcune Regioni o enti locali hanno sottoscritto accordi volontari nell'ambito di varie iniziative internazionali sul clima. Queste sono raccolte sulla piattaforma NAZCA (Non-State Actor Zone for Climate Action): in ottica nazionale e a lungo termine, ricoprono particolare importanza gli obiettivi di Regione Lombardia, Regione Emilia Romagna e Regione Sardegna che hanno sottoscritto l'Under 2 MOU con l'impegno di ridurre le emissioni dell'80% entro il 2050.

<sup>13</sup> Negli altri scenari analizzati non è presente la distinzione tra settori ETS e non-ETS e non sempre è quantificata la quota di GHG diversi dalla CO<sub>2</sub>.

<sup>14</sup> Sono escluse tutte le emissioni dai voli internazionali (ma quelle da voli intra-EU saranno incluse in ETS al 2030)

<sup>15</sup> ESD = Effort Sharing Decision.

<sup>16</sup> Sono escluse le emissioni dall'aviazione nazionale che è stata inclusa in ETS dal 2012.



## Confronto tra i principali scenari energetici nazionali prodotti nel biennio 2014-15

**TABELLA 2**

### OBIETTIVI DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA NELL'AMBITO DELLA POLITICA CLIMA-ENERGIA EUROPEA

| Riferimento                                        | Area   | Anno target | Settori | Anno riferimento | Target       |
|----------------------------------------------------|--------|-------------|---------|------------------|--------------|
| 2008 Climate Action and Renewable Energy Package   | EU28   | 2020        | tutti   | 1990             | -20%         |
|                                                    | EU28   | 2020        | ETS     | 2005             | -21%         |
|                                                    | EU28   | 2020        | non ETS | 2005             | -10%         |
|                                                    | Italia | 2020        | non ETS | 2005             | -13%         |
| 2030 framework for climate and energy policies     | EU28   | 2030        | tutti   | 1990             | -40%         |
|                                                    | EU28   | 2030        | ETS     | 2005             | -43%         |
|                                                    | EU28   | 2030        | non ETS | 2005             | -30%         |
|                                                    | Italia | 2030        | non ETS | 2005             | da definire  |
| Roadmap for moving to a low carbon economy in 2050 | EU28   | 2050        | tutti   | 1990             | -80% e oltre |

**TABELLA 3**

### EMISSIONI DI GHG TOTALI E RIDUZIONI PERCENTUALI RISPETTO AL VALORE DEL 1990<sup>14</sup>

| Tipologia scenario | Nome scenario         | Emissioni in MtCO <sub>2</sub> eq |       |       |       |       | Variazioni % rispetto al 1990 |      |
|--------------------|-----------------------|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------------------------------|------|
|                    |                       | 1990                              | 2005  | 2010  | 2020  | 2030  | 2020                          | 2030 |
| Riferimento        | RIF_MiSE (ENEA)       | 521,1                             | 582,1 | 506,5 | 446,8 | 433,7 | -14%                          | -17% |
| Riferimento        | WEM (ISPRA)           | 521,1                             | 582,1 | 506,5 | 440,4 | 449,5 | -15%                          | -14% |
| Policy             | Scen -36%_MiSE (ENEA) | 521,1                             | 582,1 | 506,5 | 416,8 | 377,6 | -20%                          | -28% |
| Policy             | WAM (ISPRA)           | 521,1                             | 582,1 | 506,5 | 424,3 | 404,5 | -19%                          | -22% |
| Policy             | SNAM                  | 521,1                             | 582,1 | 506,5 | 399,4 | 327,1 | -23%                          | -37% |

**TABELLA 4**

### EMISSIONI DI GHG DAI SETTORI NON-ETS E RIDUZIONI PERCENTUALI RISPETTO AL VALORE DEL 2005<sup>16</sup>

| Tipologia scenario | Nome scenario         | Emissioni in MtCO <sub>2</sub> eq |       |       |       | Variazioni % rispetto al 2005 |      |
|--------------------|-----------------------|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------------------------------|------|
|                    |                       | 2005                              | 2010  | 2020  | 2030  | 2020                          | 2030 |
| Riferimento        | RIF_MiSE (ENEA)       | 353,9                             | 313,3 | 276,2 | 266,3 | -22%                          | -25% |
| Riferimento        | WEM (ISPRA)           | 353,9                             | 313,3 | 276,2 | 267,8 | -22%                          | -24% |
| Policy             | Scen -36%_MiSE (ENEA) | 353,9                             | 313,3 | 257,6 | 234,0 | -27%                          | -34% |
| Policy             | WAM (ISPRA)           | 353,9                             | 313,3 | 263,3 | 236,2 | -26%                          | -33% |

**TABELLA 5****EMISSIONI DI GHG DAI SETTORI ETS E RIDUZIONI PERCENTUALI RISPETTO AL VALORE DEL 2005<sup>17</sup>**

| Tipologia scenario | Nome scenario         | Emissioni in MtCO <sub>2</sub> eq |       |       |       | Variazioni % rispetto al 2005 |      |
|--------------------|-----------------------|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------------------------------|------|
|                    |                       | 2005                              | 2010  | 2020  | 2030  | 2020                          | 2030 |
| Riferimento        | RIF_MiSE (ENEA)       | 228,2                             | 193,2 | 170,6 | 177,8 | -25%                          | -25% |
| Riferimento        | WEM (ISPRA)           | 228,2                             | 193,2 | 164,2 | 181,7 | -28%                          | -19% |
| Policy             | Scen -36%_MiSE (ENEA) | 228,2                             | 193,2 | 159,2 | 154,0 | -30%                          | -35% |
| Policy             | WAM (ISPRA)           | 228,2                             | 193,2 | 161,0 | 178,7 | -29%                          | -25% |

come l'obiettivo sulle emissioni non-ETS al 2020 (-13%) viene ampiamente superato anche negli scenari di riferimento. Riguardo al 2030, rispetto all'obiettivo EU del -30%, gli scenari di policy lo superano, mentre quelli di riferimento restano sotto il target.

La Tabella 5 mostra invece la riduzione delle emissioni di gas serra dei settori ETS. Rispetto all'obiettivo EU al 2020 del -21%, tutti gli scenari, sia di riferimento che di policy, lo superano. Al contrario, rispetto all'obiettivo EU al 2030 del -43%, gli scenari considerati, compresi quelli di policy, mostrano una notevole distanza.

Dunque, pur con la complessità di confronto derivante da anni di riferimento diversi (1990 versus 2005), la distanza dall'obiettivo EU sulla riduzione dei GHG totali negli scenari considerati parrebbe da attribuirsi ai settori ETS. Va comunque tenuto conto del fatto che tali scenari non sono stati disegnati per raggiungere tutti gli obiettivi citati: ad esempio, lo scenario "Scen -36%\_MiSE (ENEA)" si poneva l'obiettivo di una riduzione delle sole emissioni di CO<sub>2</sub> del 36% rispetto al 2005, e non del 40% di tutti i GHG rispetto al 1990.

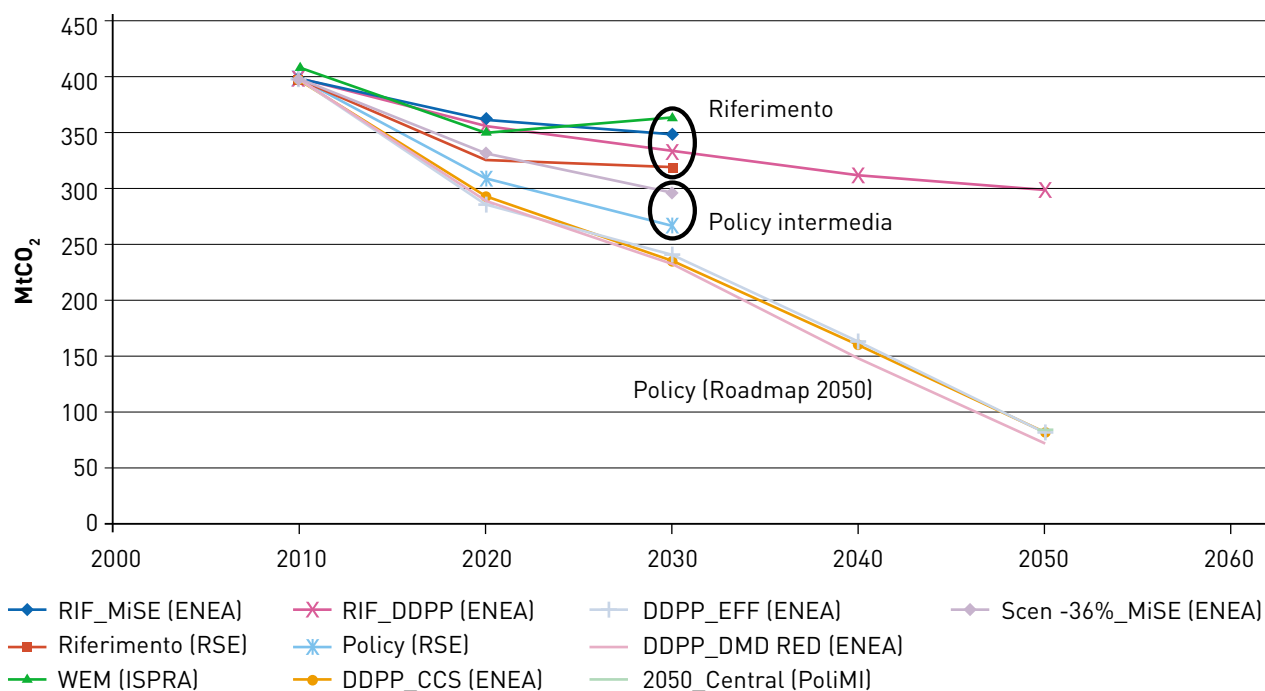
Sono stati costruiti tre indicatori sulle emissioni di CO<sub>2</sub>: il primo mostra l'intensità carbonica del PIL (Figura 3), ossia le tonnellate di CO<sub>2</sub> emesse per unità di Prodotto Interno Lordo, il secondo mostra l'intensità carbonica dell'energia primaria (Figura 4) cioè le tonnellate di CO<sub>2</sub> emesse per tep di energia primaria, mentre il terzo indi-

<sup>17</sup> Sono incluse le emissioni dall'aviazione nazionale per l'obiettivo al 2020 e quelle intra-EU per l'obiettivo al 2030.

## Confronto tra i principali scenari energetici nazionali prodotti nel biennio 2014-15

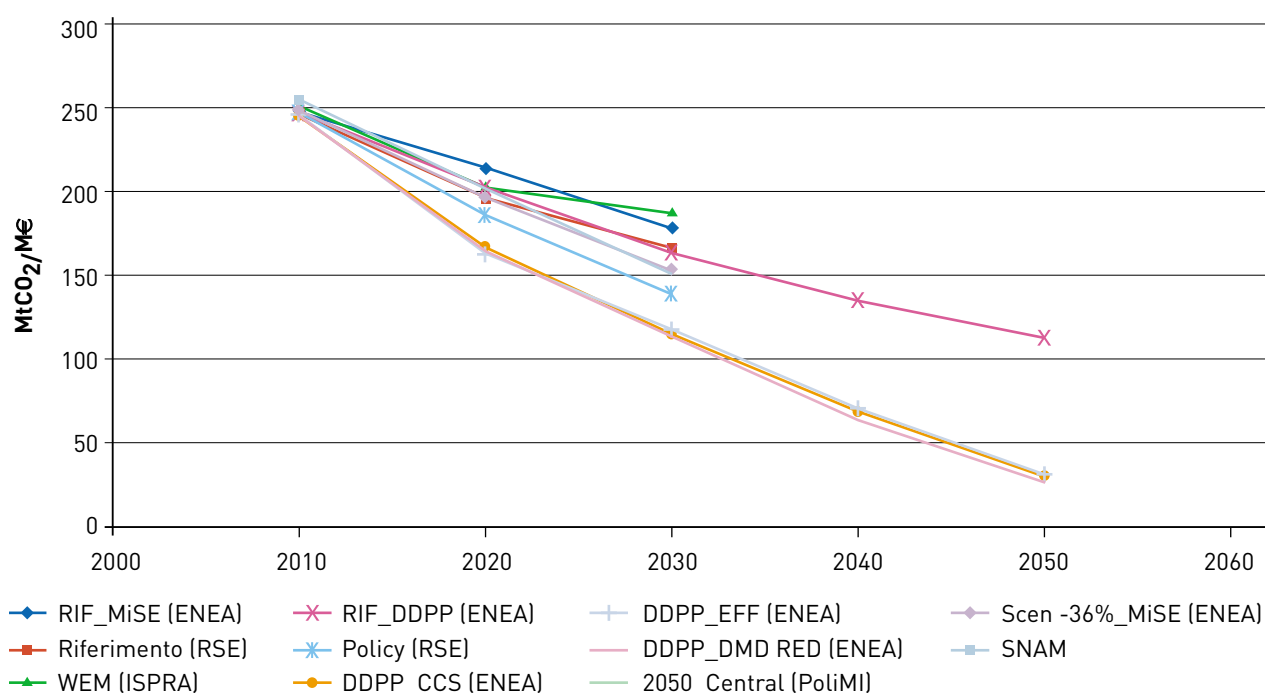
**FIGURA 2**

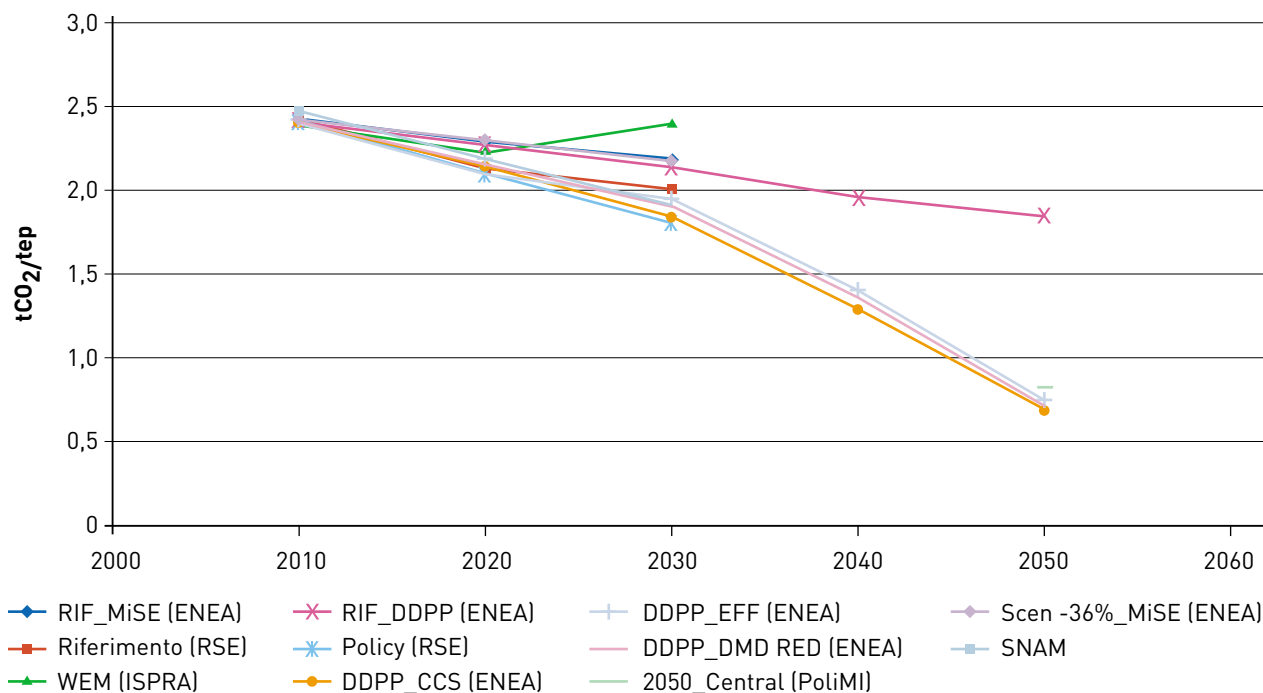
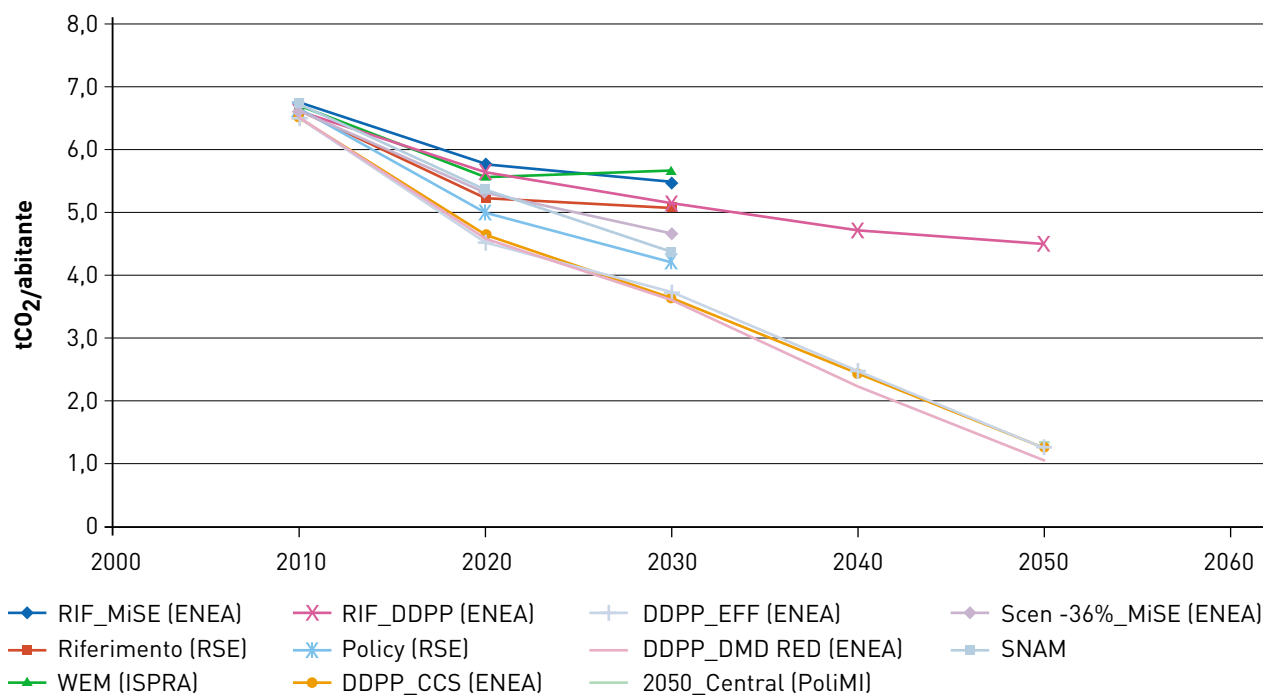
### EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> DA COMBUSTIONE DI FOSSILI



**FIGURA 3**

### INDICATORE INTENSITÀ CARBONICA DEL PIL



**FIGURA 4****INDICATORE INTENSITÀ CARBONICA ENERGIA PRIMARIA****FIGURA 5****INDICATORE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> PRO-CAPITE**

catore mostra l'andamento delle emissioni pro-capite (Figura 5).

Negli scenari di riferimento si riscontrano riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> per unità di PIL dal valore di circa 250 tCO<sub>2</sub>/M€ nel 2010 a 170-190 tCO<sub>2</sub>/M€ nel 2030. Questa riduzione si accentua negli scenari di policy con valori nel range 115-150 tep/M€ sempre nel 2030. Negli scenari di policy con orizzonte temporale al 2050 l'intensità carbonica del PIL decresce ulteriormente fino a valori di circa 30 tCO<sub>2</sub>/M€.

Per quanto riguarda l'intensità carbonica dell'energia primaria, al 2030 negli scenari di riferimento si riscontrano riduzioni da un valore di circa 2,3 tCO<sub>2</sub>/tep (dato 2010) a circa 2 tCO<sub>2</sub>/tep. Questa riduzione si accentua negli scenari di policy con valori compresi tra 1,7 e 2,2 tCO<sub>2</sub>/tep sempre al 2030. Negli scenari di policy con orizzonte temporale al 2050 l'intensità decresce in modo rilevante fino a valori compresi tra 0,6 e 0,8 tCO<sub>2</sub>/tep.

Gli indicatori considerati evidenziano riduzioni della CO<sub>2</sub> riconducibili, oltre che alla maggior efficienza energetica, ad una variazione nel mix di fonti primarie con una crescita della quota di rinnovabili e, negli scenari di policy a lungo termine, anche ad una diffusione delle tecnologie CCS negli scenari DDPP di ENEA dopo il 2030.

### 4.3

### Obiettivo fonti energetiche rinnovabili

Il quadro europeo fissa l'obiettivo vincolante a livello dell'UE di portare la quota di consumo energetico finale soddisfatto da almeno il 20% entro il 2020 (17% per l'Italia) e il 27% entro il 2030. Dal monitoraggio dell'obiettivo effettuato per l'Italia dal GSE attraverso lo strumento SIMERI, nei primi due anni (2012-2013), l'Italia aveva già superato i propri obiettivi rispetto alla traiettoria definita nel PAN (Piano d'Azione Nazionale) pubblicato nel 2011. La Strategia Energetica Nazionale (SEN), pubblicata nel marzo 2013, ha proposto quindi il superamento degli obiettivi fissati dall'EU al 2020 (con la Direttiva 2009/28/CE), introducendo nuovi target per le FER (19-20% al 2020 rispetto al 17% iniziale). Il *progress report* del 2015, pubblicato dal GSE, ha confermato il raggiungimento dell'obiettivo del 17% per l'Italia già nel 2014. La Tabella 6 riporta gli obiettivi della quota delle

**TABELLA 6****OBIETTIVI DI QUOTA FER NELL'AMBITO DELLA POLITICA CLIMA-ENERGIA EUROPEA E NAZIONALE**

| Riferimento                                        | Area   | Anno target | Target                |
|----------------------------------------------------|--------|-------------|-----------------------|
| 2008 Climate Action and Renewable Energy Package   | EU28   | 2020        | 20%                   |
|                                                    | Italia | 2020        | 17%                   |
| Strategia Energetica Nazionale (2013)              | Italia | 2020        | 19-20%                |
| 2030 framework for climate and energy policies     | EU28   | 2030        | 27%                   |
|                                                    | Italia | 2030        | da definire           |
| Roadmap for moving to a low carbon economy in 2050 | EU28   | 2050        | 55%-75% <sup>18</sup> |

**TABELLA 7****QUOTA FER NEGLI SCENARI ANALIZZATI**

| Tipologia scenario | Nome scenario         | 2020  | 2030  |
|--------------------|-----------------------|-------|-------|
| Riferimento        | RIF_MiSE (ENEA)       | 19,1% | 22,4% |
| Riferimento        | Riferimento (RSE)     | 18,7% | 21,0% |
| Riferimento        | RIF_DDPP (ENEA)       | 19,0% | 23,5% |
| Policy             | Policy (RSE)          | 19,5% | 26,6% |
| Policy             | DDPP_CCS (ENEA)       | 19,3% | 28,7% |
| Policy             | DDPP_EFF (ENEA)       | 19,3% | 26,8% |
| Policy             | DDPP_DMD RED (ENEA)   | 19,1% | 26,4% |
| Policy             | Scen -36%_MiSE (ENEA) | 20,5% | 26,1% |
| Policy             | SNAM                  | 22,4% | 33,7% |

FER per la politica Clima-Energia europea e nazionale.

La Tabella 7 riporta la quota delle FER negli scenari analizzati. Si nota come al 2020 tutti gli scenari, sia di riferimento che di policy, siano in linea con i nuovi obiettivi definiti dalla SEN. Per il 2030 gli scenari di policy risultano sostanzialmente allineati con il nuovo obiettivo della politica Clima-Energia, che al momento è vincolante solo a livello europeo in quanto non sono stati definiti obiettivi nazionali.

<sup>18</sup> Range della quota FER nei 5 scenari di decarbonizzazione considerati dalla Commissione [COM(2011) 885 final].

## Confronto tra i principali scenari energetici nazionali prodotti nel biennio 2014-15

**TABELLA 8**

### QUOTA FER NEL MIX DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

| Tipologia scenario | Nome Scenario           | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------|-------------------------|------|------|------|------|------|
| Riferimento        | RIF_MiSE (ENEA)         | 26%  | 37%  | 37%  |      |      |
| Riferimento        | Riferimento (RSE)       | 26%  | 41%  | 38%  |      |      |
| Riferimento        | WEM (ISPRA)             | 27%  | 39%  | 45%  | 47%  | 50%  |
| Riferimento        | ENTSO-E Vision 1 (CESI) | 26%  | 44%  | 48%  |      |      |
| Riferimento        | RIF_DDPP (ENEA)         | 26%  | 37%  | 40%  | 44%  | 48%  |
| Policy             | Policy (RSE)            | 26%  | 44%  | 48%  |      |      |
| Policy             | ENTSO-E Vision 3 (CESI) | 26%  | 44%  | 62%  |      |      |
| Policy             | DDPP_CCS (ENEA)         | 26%  | 49%  | 57%  | 82%  | 88%  |
| Policy             | DDPP_EFF (ENEA)         | 26%  | 50%  | 59%  | 81%  | 90%  |
| Policy             | DDPP_DMD RED (ENEA)     | 26%  | 51%  | 61%  | 85%  | 94%  |
| Policy             | 2050_Central (PoliMI)   |      |      |      |      | 76%  |
| Policy             | Scen -36%_MiSE (ENEA)   | 26%  | 51%  | 57%  |      |      |
| Policy             | SNAM                    | 26%  | 43%  | 51%  |      |      |

Per le fonti energetiche rinnovabili, oltre alla quota di consumi finali coperti da FER (Tabella 7) si riporta come indicatore di confronto tra gli scenari la quota di energia elettrica prodotta da FER rispetto alla produzione elettrica totale. Rispetto al valore del 2010 (26%) la quota di produzione di energia elettrica da FER cresce fino al 37-48% al 2030 e al 50% al 2050 negli scenari di riferimento. Negli scenari di policy la quota cresce al 48-62% nel 2030 fino a spingersi a valori superiori al 90% (intervallo 76-94%) nel 2050 (Tabella 8).

## 4.4

### Obiettivo efficienza energetica

Sulla base della Direttiva sulla efficienza energetica (2012/27/CE) il Consiglio Europeo ha appoggiato un obiettivo indicativo di riduzione dei consumi primari di energia del 27%, entro il 2030, rispetto al consumo tendenziale risultante dallo Scenario di Riferimento costruito nel 2007 con il modello PRIMES e utilizzato per la politica Clima-Energia 2020. L'obiettivo sarà riesaminato nel 2020 prevedendo di renderlo più stringente (30%).

**TABELLA 9****OBIETTIVI DI RIDUZIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA PRIMARIA  
NELL'AMBITO DELLA POLITICA CLIMA-ENERGIA EUROPEA E NAZIONALE<sup>19</sup>**

| Riferimento                                        | Area   | Anno target | Target            |
|----------------------------------------------------|--------|-------------|-------------------|
| 2008 Climate Action and Renewable Energy Package   | EU28   | 2020        | 20%               |
|                                                    | Italia | 2020        | -                 |
| Strategia Energetica Nazionale (2013)              | Italia | 2020        | 24% <sup>20</sup> |
| 2030 framework for climate and energy policies     | EU28   | 2030        | 27%               |
|                                                    | Italia | 2030        | -                 |
| Roadmap for moving to a low carbon economy in 2050 | EU28   | 2050        | -                 |

**TABELLA 10****INCREMENTO EFFICIENZA ENERGETICA RISPETTO  
A SCENARIO TENDENZIALE PRIMES (UPDATE 2007)**

| Consumi energetici primari | PRIMES (trends_to_2030_update_2007) | 209 Mtep | 219 Mtep |
|----------------------------|-------------------------------------|----------|----------|
| Tipologia scenario         | Nome Scenario                       | 2020     | 2030     |
| Riferimento                | RIF_MiSE (ENEA)                     | 25%      | 28%      |
| Riferimento                | Riferimento (RSE)                   | 27%      | 28%      |
| Riferimento                | WEM (ISPRA)                         | 29%      | 35%      |
| Riferimento                | RIF_DDPP (ENEA)                     | 26%      | 30%      |
| Policy                     | Policy (RSE)                        | 30%      | 33%      |
| Policy                     | DDPP_CCS (ENEA)                     | 35%      | 42%      |
| Policy                     | DDPP_EFF (ENEA)                     | 36%      | 44%      |
| Policy                     | DDPP_DMD RED (ENEA)                 | 36%      | 45%      |
| Policy                     | Scen -36%_MiSE (ENEA)               | 31%      | 38%      |
| Policy                     | SNAM                                | 28%      | 37%      |

<sup>19</sup> Riduzioni rispetto a dato tendenziale PRIMES (update 2007).<sup>20</sup> Obiettivo definito nella SEN rispetto a tendenziale PRIMES (update 2007).



La Tabella 9 riporta gli obiettivi di riduzione dei consumi di energia primaria nell'ambito della politica Clima-Energia europea e nazionale.

La Tabella 10 riporta invece l'incremento di efficienza energetica (riduzione dei consumi primari) negli scenari analizzati rispetto allo scenario tendenziale PRIMES (update 2007). Dai risultati si nota come in tutti gli scenari, compresi quelli di riferimento, si superi sia l'obiettivo 2020 definito dalla SEN e pari al 24%, sia l'attuale obiettivo 2030 a livello EU del 27%. Nello Scenario di Riferimento WEM (ISPRA) e nella quasi totalità degli scenari di policy si va ben oltre tale obiettivo.

---

## 4.5

### Altri indicatori

In questo Paragrafo si riportano altri indicatori specifici costruiti per il confronto tra scenari.

---

### 4.5.1

#### Intensità energetica dell'economia e consumi energetici primari pro capite

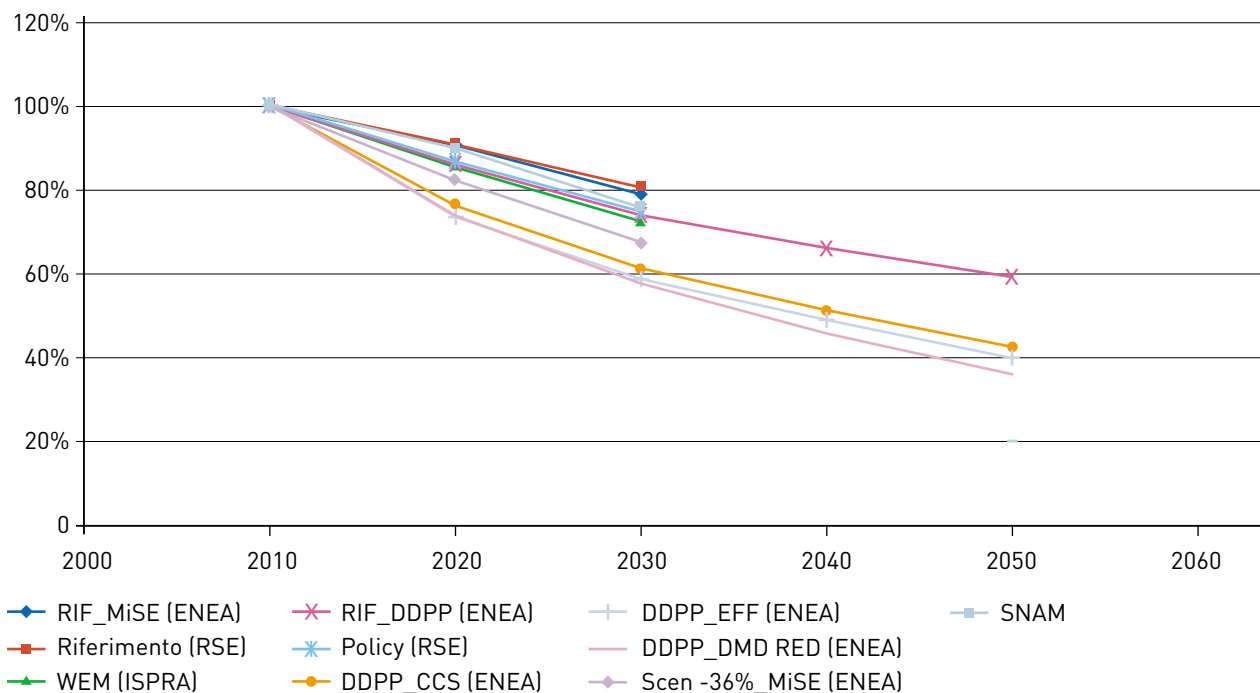
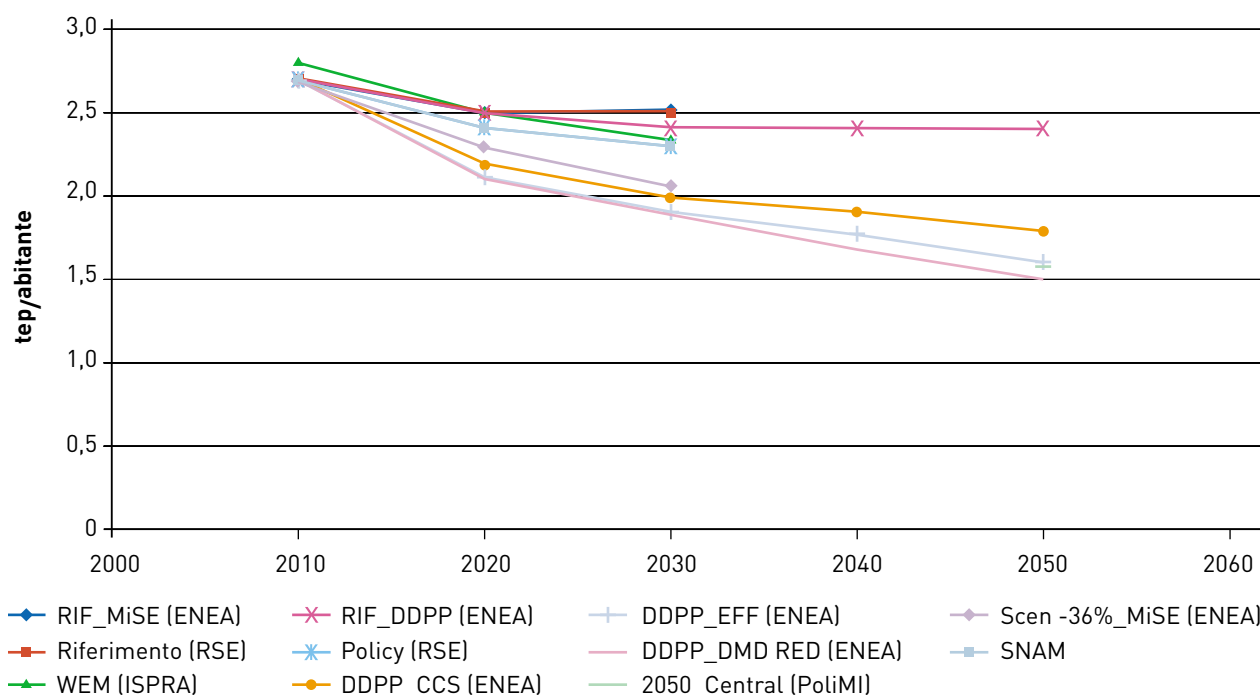
Tutti gli scenari energetici considerati sono stati costruiti ipotizzando una crescita, seppur modesta, dell'economia nazionale, per cui la riduzione dei consumi energetici primari (vedi Tabella 10) è di fatto dovuta ad una maggiore efficienza energetica del sistema<sup>21</sup>. Per meglio evidenziare questo aspetto si riportano in Figura 6 e Figura 7 i grafici di due indicatori.

**1. Intensità energetica** ( $\text{tep}/\text{M€}^{22}$ ) = consumi energetici primari per generare un'unità di PIL

Al 2030 negli scenari analizzati si riscontrano riduzioni dell'intensità energetica tra il 18 e il 27% rispetto al valore del 2010. Questa riduzione si evidenzia ulteriormente negli scenari di policy con va-

<sup>21</sup> Includendo tra gli interventi di efficienza energetica in senso lato anche lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

<sup>22</sup> Valori normalizzati al 2010.

**FIGURA 6****INDICATORE INTENSITÀ ENERGETICA****FIGURA 7****INDICATORE CONSUMI ENERGETICI PRIMARI PRO-CAPITE**

lori compresi tra il 25 e il 40%. Negli scenari con orizzonte temporale al 2050 l'intensità decresce del 40% nello Scenario di Riferimento RIF\_DDPP (ENEA) e fino ad oltre il 60% negli scenari di policy.

**2. Consumi energetici primari pro-capite** (tep/abitante) = consumi energetici primari per abitante

Negli scenari analizzati si riscontrano riduzioni del consumo pro-capite dal valore di circa 2,9 tep/abitante del 2010 a 2,3-2,7 tep/abitante nel 2030. Questa riduzione è più accentuata negli scenari di policy con un consumo pro-capite compreso tra 2-2,5 tep/abitante sempre nel 2030. Negli scenari con orizzonte temporale al 2050 l'intensità decresce ulteriormente fino a consumi pro-capite inferiori a 2 tep/abitante.

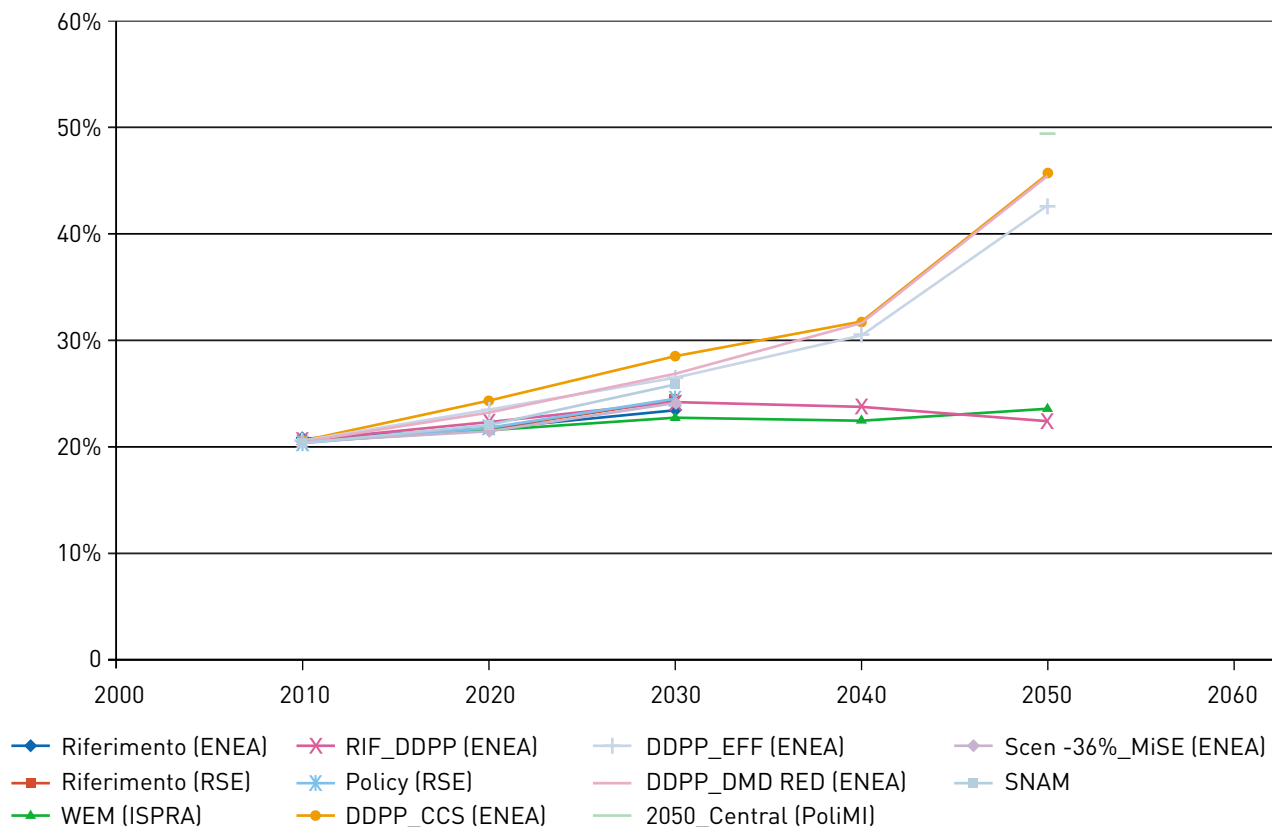
### 4.5.2

#### Elettrificazione degli usi finali

Una parte del trend di efficientamento del sistema mostrato dagli indicatori sopra riportati è dovuta ad una maggiore elettrificazione degli usi finali connessa con una penetrazione di elettrotecnologie ad elevata efficienza energetica (si pensi ad esempio alle pompe di calore ed ai veicoli elettrici): a tale riguardo, si mostra l'andamento dell'indicatore relativo alla quota di energia elettrica sui consumi finali di energia.

Nel 2010 il consumo di energia elettrica rappresentava circa il 20% dei consumi finali; negli scenari di riferimento analizzati questo valore cresce al 23-24% nel 2030 per poi mantenersi stabile al 2050. Negli scenari di policy al 2030 il livello di elettrificazione cresce ulteriormente con valori compresi nell'intervallo 24-29% mentre al 2050 si supera la soglia del 40% (Figura 8).

Oltre al valore totale è stato analizzato l'andamento dell'indicatore nei diversi settori di consumo. Nel settore **industriale** almeno fino al 2030/2040 il livello di elettrificazione si mantiene costante rispetto ai valori del 2010 (intorno al 33-35%). Solo negli scenari di decarbonizzazione spinta di ENEA si ha una crescita al di sopra del 45% al 2050 (Tabella 11).

**FIGURA 8****INDICATORE LIVELLO DI ELETTRIFICAZIONE DEGLI USI FINALI****TABELLA 11****ELETTRIFICAZIONE CONSUMI FINALI DEL SETTORE INDUSTRIALE**

| Tipologia scenario | Nome Scenario        | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------|----------------------|------|------|------|------|------|
| Riferimento        | Riferimento (ENEA)   | 35%  | 35%  | 35%  |      |      |
| Riferimento        | Riferimento (RSE)    | 33%  | 33%  | 33%  |      |      |
| Riferimento        | WEM (ISPRA)          | 35%  | 35%  | 35%  | 35%  | 35%  |
| Riferimento        | RIF_DDPP (ENE)       | 35%  | 36%  | 37%  | 37%  | 36%  |
| Policy             | Policy (RSE)         | 33%  | 33%  | 33%  |      |      |
| Policy             | DDPP_CCS (ENE)       | 35%  | 38%  | 35%  | 33%  | 48%  |
| Policy             | DDPP_EFF (ENE)       | 35%  | 38%  | 35%  | 32%  | 47%  |
| Policy             | DDPP_DMD RED (ENE)   | 35%  | 39%  | 35%  | 33%  | 49%  |
| Policy             | Scen -36%_MiSE (ENE) | 35%  | 37%  | 37%  |      |      |
| Policy             | SNAM                 | 34%  | 35%  | 39%  |      |      |

## Confronto tra i principali scenari energetici nazionali prodotti nel biennio 2014-15

**TABELLA 12**

### ELETTRIFICAZIONE CONSUMI FINALI DEL SETTORE CIVILE

| Tipologia scenario | Nome Scenario         | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------|-----------------------|------|------|------|------|------|
| Riferimento        | Riferimento (ENEA)    | 27%  | 30%  | 34%  |      |      |
| Riferimento        | Riferimento (RSE)     | 27%  | 33%  | 37%  |      |      |
| Riferimento        | WEM (ISPRA)           | 26%  | 27%  | 34%  | 38%  | 41%  |
| Riferimento        | RIF_DDPP (ENEA)       | 27%  | 30%  | 35%  | 32%  | 31%  |
| Policy             | Policy (RSE)          | 27%  | 32%  | 38%  |      |      |
| Policy             | DDPP_CCS (ENEA)       | 27%  | 28%  | 39%  | 46%  | 68%  |
| Policy             | DDPP_EFF (ENEA)       | 27%  | 29%  | 39%  | 48%  | 67%  |
| Policy             | DDPP_DMD RED (ENEA)   | 27%  | 29%  | 40%  | 50%  | 69%  |
| Policy             | Scen -36%_MiSE (ENEA) | 27%  | 28%  | 34%  |      |      |
| Policy             | SNAM                  | 27%  | 31%  | 36%  |      |      |

Nel settore **civile** (residenziale + terziario) il livello di elettrificazione cresce rispetto ai valori del 2010 (27%) fino al 31-37% negli scenari di riferimento e fino al 34-40% in quelli di policy. Al 2050 negli scenari di forte decarbonizzazione di ENEA si ha una rilevante elettrificazione con valori superiori al 65% (Tabella 12).

Infine, nel settore dei **trasporti** (Tabella 13), il livello di elettrificazione si mantiene a un livello molto basso (dal 2% del 2010 al 2%-3% negli scenari di riferimento al 2030 e al 4% negli scenari di policy). Solo negli scenari di decarbonizzazione spinta di ENEA si ha una elettrificazione superiore (7-12% al 2030 e 16-20% al 2050). Nello scenario PoliMi l'elettrificazione dei trasporti raggiunge il 48% al 2050 (tutti i veicoli leggeri sono ad alimentazione elettrica). Si evidenzia che l'elettrificazione nel settore trasporti determina uno spostamento netto di emissioni dal settore non-ETS al settore ETS e, per effetto della maggiore efficienza dei veicoli elettrici rispetto a quelli a combustione interna, una riduzione dei consumi finali di settore.

TABELLA 13

## ELETTRIFICAZIONE CONSUMI FINALI DEL SETTORE TRASPORTI

| Tipologia scenario | Nome Scenario         | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------|-----------------------|------|------|------|------|------|
| Riferimento        | Riferimento (ENEA)    | 2%   | 2%   | 2%   |      |      |
| Riferimento        | Riferimento (RSE)     | 2%   | 2%   | 3%   |      |      |
| Riferimento        | WEM (ISPRA)           | 2%   | 3%   | 3%   | 3%   | 3%   |
| Riferimento        | RIF_DDPP (ENEA)       | 2%   | 3%   | 3%   | 4%   | 4%   |
| Policy             | Policy (RSE)          | 2%   | 2%   | 4%   |      |      |
| Policy             | DDPP_CCS (ENEA)       | 2%   | 7%   | 12%  | 15%  | 20%  |
| Policy             | DDPP_EFF (ENEA)       | 2%   | 5%   | 8%   | 12%  | 16%  |
| Policy             | DDPP_DMD RED (ENEA)   | 2%   | 4%   | 7%   | 12%  | 16%  |
| Policy             | 2050_Central (PoliMI) |      |      |      |      | 48%  |
| Policy             | Scen -36%_MiSE (ENEA) | 2%   | 2%   | 4%   |      |      |
| Policy             | SNAM                  | 2%   | 3%   | 4%   |      |      |

## 4.6

## Sintesi del confronto tra scenari

Il confronto effettuato ha rilevato una certa disomogeneità tra gli scenari analizzati, segnatamente riguardo al livello di dettaglio con cui sono trattati (o non sono trattati) i diversi settori. In particolare, si evidenzia che, ad eccezione degli scenari di fonte ENEA ed ISPRA<sup>23</sup>, negli altri scenari considerati non è presente la distinzione tra settori ETS e non-ETS e non sempre è quantificata la quota di GHG diversi dalla CO<sub>2</sub>, il che rende impossibile il confronto diretto con gli obiettivi di decarbonizzazione definiti dalla policy Clima-Energia europea.

Relativamente agli scenari per cui la distinzione è disponibile, è risultato che, riguardo alle emissioni di GHG complessive di tutti i settori, l'obiettivo EU al 2020 (-20%) viene sostanzialmente raggiunto solo dagli scenari di policy. Riguardo al 2030, nel caso si prenda a ri-

<sup>23</sup> Si noti che, mentre nel modello TIMES ISPRA la distinzione tra settori ETS e non-ETS è nativa, per gli scenari prodotti con il modello TIMES Italia di ENEA la distinzione viene effettuata con una post-elaborazione dei risultati del modello.

ferimento anche per l'Italia l'obiettivo a livello EU del -40% rispetto al 1990, non solo gli scenari di riferimento, ma anche gli scenari di policy considerati risultano piuttosto distanti.

Relativamente ai settori non-ETS (ESD), le riduzioni di emissioni relative agli scenari considerati mostrano come l'obiettivo al 2020 (-13%) viene ampiamente superato anche negli scenari di riferimento. Al 2030 però, solo gli scenari di policy rispettano l'obiettivo EU del -30%.

L'obiettivo EU della riduzione delle emissioni del 21% al 2020 rispetto al 2005 per i settori ETS è rispettato da tutti gli scenari analizzati, anche se è da sottolineare che molti degli scenari di riferimento sono stati costruiti proprio con il raggiungimento di questo obiettivo tra gli input. Al contrario, rispetto all'obiettivo EU al 2030 del -43% rispetto al 2005, gli scenari considerati che forniscono i risultati per tutti i GHG mostrano una notevole distanza.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle fonti rinnovabili, al 2020 tutti gli scenari analizzati, sia di riferimento che di policy, sono in linea con gli obiettivi definiti dalla SEN 2013 (quota del 19-20%). Per il 2030 gli scenari di policy risultano sostanzialmente allineati con il nuovo obiettivo della politica Clima-Energia (27%), che al momento è vincolante solo a livello europeo in quanto non sono stati definiti obiettivi nazionali. In particolare, la quota di energia elettrica prodotta da FER cresce fino al 37-48% al 2030 negli scenari di riferimento e fino al 48-62% negli scenari di policy.

Quanto alla riduzione dei consumi primari, in tutti gli scenari, compresi quelli di riferimento, si supera ampiamente sia l'obiettivo 2020 definito dalla SEN 2013 e pari al 24%, sia l'attuale obiettivo a livello EU del 30%. Le riduzioni significative dell'intensità energetica e dei consumi energetici pro-capite, insieme con un incremento del livello di elettrificazione negli usi finali (in particolare nel settore civile e dei trasporti), testimoniano come la riduzione dei consumi primari sia dovuta a sostanziali incrementi di efficienza energetica (inclusendo tra gli interventi di efficienza energetica in senso lato anche lo sviluppo delle fonti rinnovabili).

Confrontando i molteplici parametri di input e variabili di output dei diversi scenari è emerso che vi è un sostanziale allineamento fra i driver macroeconomici utilizzati in input agli scenari nazionali:

## Confronto tra i principali scenari energetici nazionali prodotti nel biennio 2014-15

---

sono in linea con la SEN e sono stati tratti dallo scenario PRIMES EUref2013. Tuttavia, le più recenti proiezioni di crescita economica e dei prezzi dei combustibili fossili (utilizzate per lo scenario PRIMES EUref2016) mostrano una crescita al ribasso rispetto alle previsioni del 2013. Essendo questi i principali driver della domanda di energia, i significativi scostamenti con i nuovi dati di PRIMES EUref2016 mettono in evidenza la necessità di produrre uno Scenario di Riferimento nazionale aggiornato.



# Lo Scenario Energetico di Riferimento per l'Italia

**Maria Gaeta**

Unità Studi – ENEA, Sviluppo Sistemi Energetici - RSE

**Maria Rosa Viridis**

Unità Studi – ENEA

**Mario Contaldi, Emanuele Peschi, Monica Pantaleoni,  
Marina Colaiezzi, Antonio Caputo**

ISPRA

## 5.1

### Introduzione

La decarbonizzazione dell'economia richiede una radicale trasformazione del modo di concepire il paradigma energetico ed è caratterizzata da molteplici fattori e incertezze che rendono difficile individuare un'evoluzione univoca del sistema stesso soprattutto con orizzonti temporali di medio-lungo termine.

Il ricorso ad analisi di scenario permette al *decision maker* di orientarsi attraverso questa estrema complessità ed incertezza, grazie ad una valutazione quantitativa degli impatti di obiettivi e politiche energetico-ambientali, l'evidenza di eventuali sovrapposizioni, e le indicazioni sui più promettenti settori di intervento e le necessità infrastrutturali e tecnologiche.

Gli scenari infatti possono essere assimilati a delle traiettorie alternative delle possibili evoluzioni del sistema energetico, basati su tre principi fondamentali: la consistenza di tutte le ipotesi, la coerenza di variabili e assunti e la trasparenza per renderli riproducibili. Questi sono elementi essenziali per l'obiettivo prima evidenziato.

Un'analisi di scenario, rivolta a studiarne gli impatti, parte sempre dalla definizione di uno **Scenario di Riferimento** e cioè da una evoluzione tendenziale del sistema energetico secondo le naturali evoluzioni dei trend di domanda e offerta di energia, innovazione tecnologica e i principali driver guida senza ulteriori interventi di politica. Lo Scenario di Riferimento è considerato come un benchmark per valutare gli effetti di uno scenario di "policy" o scenario obiettivo e rispetto ad esso vengono stimati costi, impatti e benefici degli interventi di politica energetica.

## 5.2

**Caratterizzazione dello Scenario di Riferimento per il Paese**

La definizione dello Scenario di Riferimento italiano rappresenta il primo passo di analisi per la caratterizzazione del Piano Nazionale Integrato Clima ed Energia.

Poiché lo scenario *EU Reference 2016 (EUref2016)*<sup>24</sup> fornito dalla Commissione europea costituisce la base per valutare i contributi collettivi degli Stati membri agli obiettivi dell'Unione dell'energia, si è ritenuto opportuno realizzare uno scenario nazionale costruito sulle stesse ipotesi esogene di quello della Commissione ma con parametri controllabili e caratterizzabili a livello italiano.

Ciò ha richiesto innanzitutto una comprensione dei trend in atto e della possibile evoluzione inerziale del Sistema Paese, a partire dalla sua geografia, dalla sua dotazione di risorse, potenziali energetici, diffusione e caratterizzazione delle tecnologie e dal mix di attività produttive.

Dallo scenario della Commissione, *EUref2016*, sono stati adottati per l'Italia i tassi di crescita del PIL e del valore aggiunto settoriale, l'evoluzione della popolazione al 2030, i prezzi delle materie prime energetiche (petrolio, gas, carbone) scambiate internazionalmente, l'evoluzione dei gradi-giorno, l'import-netto di elettricità e il prezzo della CO<sub>2</sub> nel mercato ETS.

Importanti parametri per la caratterizzazione di uno Scenario di Riferimento sono anche le politiche e le misure che si includono nelle ipotesi iniziali: lo Scenario di Riferimento realizzato descrive l'evoluzione del sistema energetico nazionale considerando esclusivamente le policy in vigore al 31 dicembre 2014 in analogia con lo scenario *EU Reference 2016*<sup>25</sup>. Sono assunti inoltre come raggiunti i principali obiettivi al 2020 posti dalla Strategia Energetica Nazionale elaborata dal Governo nel 2013, e la continuazione della riduzione delle emissioni nel settore ETS all'1,74% annuo anche dopo il 2020.

<sup>24</sup> Per brevità, lo scenario *EU Reference 2016* nel seguito potrà essere referenziato come scenario "PRIMES", dal nome del modello energetico utilizzato per il suo sviluppo.

<sup>25</sup> *EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG Emissions: trends to 2050*. Report prepared for the European Commission, DG Energy, DG Climate Action and DG Mobility and Transport. July 2016.

Riassumendo: lo scenario realizzato per l'Italia – che chiameremo d'ora in avanti **Scenario di Riferimento BASE** in quanto costituirà la base per le analisi di sensitività previste in questo studio - *proietta l'evoluzione del sistema energetico a partire dalla legislazione vigente (dicembre 2014)<sup>26</sup> e dalle tendenze in atto in ambito demografico, tecnologico ed economico. Esso mostra lo sviluppo delle tecnologie in esame nel caso venissero raggiunti gli obiettivi previsti dalla Strategia Energetica Nazionale al 2020 (riduzione del 21% delle emissioni rispetto al 2005, riduzione dei consumi finali previsti del 24% e incremento del 21% delle fonti rinnovabili sul consumo finale). È importante sottolineare che nello scenario EUref2016 i risultati dell'anno 2015 sono calcolati dal modello PRIMES in base alle specifiche assunzioni per tale anno sui driver macroeconomici, anch'essi stimati al 2015 e utilizzati dal modello italiano per lo **Scenario BASE** non essendo comunque disponibili al momento della sua realizzazione tutti i consuntivi macroeconomici per il 2015.*

Obiettivo del tavolo di decarbonizzazione dell'economia era di realizzare in seguito uno scenario **"2015 consuntivo"** utilizzando i valori di consuntivo 2015 dei driver macroeconomici e proiettarli secondo gli stessi tassi di crescita assunti nello scenario EUref2016. La caduta del Governo a dicembre 2016 ha concluso la collaborazione in sede Presidenza del Consiglio dei Ministri interrompendo ulteriori elaborazioni o analisi di sensitività sullo Scenario di Riferimento.

Un pilastro della metodologia del Gruppo di Lavoro sugli scenari era proprio l'individuazione dei principali parametri oggetto di maggiore incertezza o di variabilità sui quali condurre delle analisi di sensitività attraverso dati di fonte italiana. Il discriminante su cui ci si è concentrati, per ridurre il numero delle elaborazioni, è la variabilità dei parametri che tendenzialmente implicano un aggravamento del quadro emissivo rispetto allo scenario BASE (esempio, prezzi combustibili) o che ne modificano significativamente il quadro produttivo (esempio, evoluzione delle produzioni fisiche del settore industriale). Di immediato interesse:

- prezzi dei combustibili fossili inferiori rispetto a quelli utilizzati. Prezzi più bassi dei combustibili fossili, a parità di domanda di servizi finali, potrebbero determinare una preferenza per le fonti

<sup>26</sup> Per essere comparabile con lo scenario PRIMES 2015 della commissione EU.

- tradizionali rispetto alle rinnovabili e quindi maggiori emissioni;
- diverse dinamiche di crescita in alcuni settori industriali, data l'incertezza sulle relazioni tra le proiezioni dei Valori Aggiunti per tali settori fornite nello scenario *EUref2016* e le produzioni fisiche dei settori considerati. La quantità di produzione fisica ne determina o influenza il livello dei consumi energetici;
  - import netto di energia elettrica superiore rispetto allo Scenario BASE, in linea con i risultati dell'analisi di impatto sul sistema elettrico descritta al Capitolo 7.

Altre analisi di sensitività sono state prese in considerazione:

- tasso di crescita del PIL. Tassi più elevati di quelli dello Scenario BASE non sono ritenuti molto probabili, in quanto questi ultimi sono già piuttosto "ottimistici";
- tasso di crescita della popolazione medio annuo più elevato rispetto allo Scenario BASE. Da una prima analisi le ipotesi di crescita della popolazione, includendo anche i nuovi flussi migratori, si posizionano in una fascia di crescita piuttosto elevata rispetto ai trend registrati negli ultimi anni;
- diversa richiesta di riscaldamento/raffrescamento in funzione di una variazione dell'evoluzione dei gradi-giorno determinata dai cambiamenti climatici in atto. Ipotesi a riguardo sono state sviluppate dal Gruppo di Lavoro 1 e concluse nel gennaio 2017. Tuttavia non è stato possibile pervenire a stime delle variazioni del fabbisogno di riscaldamento per m<sup>2</sup> e per famiglia correlate alle variazioni dei gradi giorno.

---

### 5.2.1

#### Utilizzo congiunto dei modelli ENEA-ISPRA

Lo scenario energetico è stato elaborato tramite il modello tecnico economico di equilibrio parziale TIMES che offre una rappresentazione matematicamente formalizzata, ma necessariamente semplificata, del sistema energetico italiano inteso come l'insieme dei flussi di risorse energetiche, di tecnologie e della rete di connessioni che le mette in relazione. Nell'approccio sistemico, alla base del modello e degli scenari, nessuna tecnologia lavora "in isolamento", ovvero in maniera indipendente dalle altre. In tale modello ogni tecnologia viene caratterizzata da parametri di tipo tecnologico (efficienza, vita utile, potenza, ...), economico (costi fissi e variabili, tassi di ammortamento, ...) ed ambientale (emissioni da combustione, emissioni di processo).

Qualsiasi modello TIMES, a partire da input esogeni sull'evoluzione della popolazione, del reddito, dei prezzi energetici e degli stili di vita, è in grado di determinare la combinazione ottimale (ovvero di minimo costo) di fonti e tecnologie energetiche che possono soddisfare un domanda prefissata di servizi energetici (riscaldamento/raffreddamento, calore di processo, forza motrice, illuminazione, eccetera). L'ottimizzazione è, naturalmente, vincolata dalla disponibilità di alcune risorse (potenziali tecnici, capacità delle infrastrutture di importazione, risorse naturali, eccetera) i cui limiti vengono specificati *ex-ante*.

Lo Scenario Energetico di Riferimento è stato elaborato attraverso l'utilizzo congiunto di due modelli TIMES del sistema energetico italiano sviluppati da ENEA ed ISPRA per garantire maggiore robustezza e trasparenza ai lavori oltre ad una minore possibilità di incongruenze o distrazioni dovuta al controllo incrociato dei risultati. In questa ottica un altro aspetto importante ha riguardato la condivisione ed il riallineamento di assunti e vincoli da utilizzare nei modelli TIMES e la necessità di ricorrere alle stesse convenzioni e metodologia di aggregazione dei dati e settori energetici adottata da Eurostat (la stessa adottata dal modello PRIMES e dalla commissione Europea). Naturalmente questo approccio richiede uno sforzo aggiuntivo, comporta inevitabilmente un allungamento dei tempi per la realizzazione di un qualsiasi scenario e non sempre è possibile avere una convergenza piena dovuta alle peculiarità di struttura

di modelli diversi.

## 5.2.2

### Input dagli altri Gruppi di Lavoro

Per caratterizzare lo Scenario di Riferimento italiano in molte delle sue peculiarità si è fatto riferimento agli studi e analisi di altri due Gruppi di Lavoro istituiti sempre presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il GdL1 e il GdL2.

■ Era previsto dal GdL1 un lungo e complesso studio sulla variazione nel tempo dei gradi-giorno determinata dai cambiamenti climatici in atto. Il lavoro, molto complesso, svolto sul tema si è concluso però solo di recente (dicembre/gennaio 2017) evidenziando difficoltà, con i dati a disposizione<sup>27</sup>, nell'individuare buone correlazioni tra variazioni dei gradi-giorno di raffrescamento e consumi elettrici. Per quanto riguarda invece il riscaldamento, sono state trovate buone correlazioni tra gradi-giorno e consumi energetici, in particolare di gas naturale, tuttavia non è stato possibile pervenire a stime delle variazioni del fabbisogno di riscaldamento per m<sup>2</sup> e per famiglia, non avendo a disposizione dati di consumo specifici per il settore residenziale<sup>28</sup>. In ogni caso lo scenario EUref2016 viene elaborato considerando i cambiamenti climatici in atto attraverso una ipotesi di variazione dei gradi giorno di riscaldamento e di raffrescamento, che è stata utilizzata anche nello Scenario di Riferimento italiano.

■ I database dei modelli TIMES nazionali sono stati aggiornati con i recenti dati tecnologici raccolti sempre nell'ambito del Tavolo Decarbonizzazione della Presidenza del Consiglio dei Ministri (GdL2) da ENEA, CNR, RSE, Politecnico di Milano e Confindustria. Il GdL2 ha prodotto delle schede di caratterizzazione tecnica ed economica delle principali tecnologie energetiche di domanda e offerta proiettate al 2030 e 2050, considerando il contesto italiano. I dati relativi alle principali tecnologie di produzione di elettricità da FER sono ri-

<sup>27</sup> In particolare, non sono disponibili con sufficiente risoluzione temporale serie storiche dei dati dei consumi elettrici dei settori residenziale e terziario, ai quali si applica il servizio di raffrescamento estivo.

<sup>28</sup> Per un'analisi più esaustiva, sono necessari dati di consumo di biomassa provinciali per il riscaldamento civile, come anche la fruibilità di dati di evoluzione media dell'efficienza degli impianti di riscaldamento.

portati in Tabella 14. Le tecnologie di domanda sono troppo numerose e diverse per essere riprodotte in questo documento e si rimanda alle conclusioni del GdL 2 del Tavolo di Decarbonizzazione dell'economica.

TABELLA 14

**CARATTERIZZAZIONE TECNOLOGIE DI GENERAZIONE ELETTRICA  
A FONTI RINNOVABILI**

| Tecnologie<br>produzione elettrica<br>da FER |                         | Descrizione                    | Costo Investimento  |       |       | Costi O&M fissi |      |      |  |
|----------------------------------------------|-------------------------|--------------------------------|---------------------|-------|-------|-----------------|------|------|--|
|                                              |                         |                                | €2010/kW            |       |       | €2010/kW        |      |      |  |
|                                              | Tipologia               | Specifiche<br>tipologia        | 2015                | 2020  | 2030  | 2015            | 2020 | 2030 |  |
| Eolico<br>onshore                            | Eolico on shore 1       | 2 MW <sub>e,net</sub>          | 1.451               |       |       | 38              |      |      |  |
|                                              | Eolico on shore 2       | 3 MW <sub>e,net</sub>          |                     | 1.402 |       |                 | 33   |      |  |
|                                              | Eolico on shore 3       | 3.5 MW <sub>e,net</sub>        |                     |       | 1.306 |                 |      | 28   |  |
|                                              | Eolico on shore 4       | 4.5 MW <sub>e,net</sub>        |                     |       |       |                 |      |      |  |
|                                              | Mini eolico             | <200 kW                        | 1.934<br>-<br>7.736 |       |       |                 |      |      |  |
| Eolico<br>off-shore                          | Eolico off shore (2020) | 6 MW <sub>e,net</sub>          |                     | 2.769 |       |                 | 85   |      |  |
|                                              | Eolico off shore (2030) | 9 MW <sub>e,net</sub>          |                     |       | 2.481 |                 |      | 72   |  |
|                                              | Eolico off shore (2050) | 15 MW <sub>e,net</sub>         |                     |       |       |                 |      |      |  |
| Solare PV                                    | Tetti                   | <20 kW                         | 1.615               | 1257  | 967   | 29              | 24   | 21   |  |
|                                              | Coperture               | <200 kW                        | 1.354               | 967   | 774   | 24              | 21   | 19   |  |
|                                              | Terra                   | >200 kW                        | 996                 | 774   | 677   | 19              | 17   | 15   |  |
| CSP                                          | CSP 1                   | 50 MW - 6 ore                  | 5.416               | 4.352 | 3.191 |                 |      |      |  |
|                                              | CSP 2                   | 50 MW - 12 ore                 | 6.286               | 5.029 | 3.675 |                 |      |      |  |
| Geotermico                                   | Tradizionale            | 20 MW - 30 MW                  | 4.062               | 4.062 | 3.868 | 77              | 77   | 77   |  |
|                                              | Media entalpia          | Idrotermale<br>bassa T: ORC    |                     | 6.346 | 6.000 |                 | 139  | 139  |  |
|                                              | EGS                     | Iniezione rocce<br>secche. ORC |                     | 9.904 | 8.654 |                 | 178  | 164  |  |
| Idroelettrico                                | Grande                  | >10 MW                         | 1.450<br>-<br>3.868 |       |       | 29-77           |      |      |  |
|                                              | Piccolo                 | <10 MW                         | 1.450<br>-<br>3.868 |       |       | 58-98           |      |      |  |
|                                              | Mini                    | <1 MW                          | 3.578<br>-<br>8.220 |       |       | 155-580         |      |      |  |
|                                              | Ad accumulo             | >100 MW <sub>e,net</sub>       |                     | 2.115 | 2.115 |                 | 21   | 21   |  |
|                                              | Ad accumulo             | 10-100 MW <sub>e,net</sub>     |                     | 3.231 | 3.240 |                 | 48   | 49   |  |
|                                              | Ad accumulo             | <10 MW <sub>e,net</sub>        |                     | 4.308 | 4.327 |                 | 65   | 65   |  |
|                                              | Ad acqua fluente        | 0.7 MW <sub>e,net</sub>        |                     | 5.385 | 5.404 |                 | 81   | 81   |  |



## Lo Scenario Energetico di Riferimento per l'Italia

|  | Costi O&M variabili |      |      | Efficienza elettrica netta |      |      | Vita tecnica |       |       | Capacity Factor (CF) |      |      |
|--|---------------------|------|------|----------------------------|------|------|--------------|-------|-------|----------------------|------|------|
|  | €/2010/kW           |      |      | %                          |      |      | anni         |       |       |                      |      |      |
|  | 2015                | 2020 | 2030 | 2015                       | 2020 | 2030 | 2015         | 2020  | 2030  | 2015                 | 2020 | 2030 |
|  |                     |      |      |                            |      |      | 20           |       |       | 20                   |      |      |
|  |                     |      |      |                            |      |      |              | 22    |       |                      | 27   |      |
|  |                     |      |      |                            |      |      |              |       | 25    |                      |      | 32   |
|  |                     |      |      |                            |      |      |              |       |       |                      |      |      |
|  |                     |      |      |                            |      |      |              |       |       |                      |      |      |
|  |                     |      |      |                            |      |      |              | 25    |       |                      | 36   |      |
|  |                     |      |      |                            |      |      |              |       | 30    |                      |      | 42   |
|  |                     |      |      | 15                         | 17   | 20   | 20           | 23    | 26    | 15                   | 16   | 17   |
|  |                     |      |      | 15                         | 17   | 20   | 25           | 27    | 30    | 15                   | 16   | 17   |
|  |                     |      |      | 15                         | 17   | 20   | 25           | 30    | 30    | 16                   | 17   | 18   |
|  | 17                  | 15   |      |                            |      |      | 25-30        | 25-30 | 25-30 | 30                   | 30   | 30   |
|  | 17                  | 15   |      |                            |      |      |              | 25-30 | 25-30 |                      | 30   | 40   |
|  |                     |      |      | 24                         | 24   | 24   | 25-30        | 25-30 | 25-30 | 85                   | 85   | 85   |
|  |                     |      |      |                            | 14   | 14   |              | 30    | 30    |                      | 90   | 90   |
|  |                     |      |      |                            | 11   | 12   |              | 30    | 30    |                      | 90   | 90   |
|  |                     |      |      | 85-92                      |      |      | 40-80        |       |       |                      |      |      |
|  |                     |      |      | 80-90                      |      |      | 30-40        |       |       |                      |      |      |
|  |                     |      |      | 80-90                      |      |      | 20-30        |       |       |                      |      |      |
|  | 3                   | 3    |      |                            |      |      |              | 60    | 60    |                      | 35   | 35   |
|  | 5                   | 5    |      |                            |      |      |              | 60    | 60    |                      | 40   | 40   |
|  | 5                   | 5    |      |                            |      |      |              | 60    | 60    |                      | 37   | 37   |
|  | 5                   | 5    |      |                            |      |      |              | 60    | 60    |                      | 37   | 37   |

| Tecnologie<br>produzione elettrica<br>da FER                 |                                                 | Descrizione                           | Costo Investimento |       |       | Costi O&M fissi |      |      |  |
|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------------|--------------------|-------|-------|-----------------|------|------|--|
|                                                              |                                                 |                                       | €2010/kW           |       |       | €2010/kW        |      |      |  |
|                                                              | Tipologia                                       | Specifiche<br>tipologia               | 2015               | 2020  | 2030  | 2015            | 2020 | 2030 |  |
| Biomassa<br>solida                                           | Microturbina<br>a combustione esterna           | (solo elettrico<br>CHP)               | 7.253              | 7.253 | 6.770 | 242             | 242  | 222  |  |
|                                                              | Cicli ORC                                       | <2MWe                                 | 4.836              | 4.739 | 4.642 | 145             | 145  | 140  |  |
|                                                              | Cicli a vapore                                  | >2 MWe                                | 4.836              | 4.836 | 4.642 | 97              | 97   | 97   |  |
|                                                              | Cicli comb<br>ORC/TV (200 kW)                   | 200 kW                                | 6.286              | 6.093 | 5.996 | 242             | 242  | 242  |  |
| Biogas                                                       | Motori                                          | Taglia 100 kW                         | 7.253              | 7.157 | 7.060 | 193             | 193  | 184  |  |
|                                                              | Motori                                          | Taglia 500 kW                         | 4.352              | 4.062 | 3.868 | 193             | 193  | 184  |  |
|                                                              | Motori                                          | Taglia 1MW                            | 3.385              | 3.191 | 2.901 | 193             | 193  | 184  |  |
| Bioliquidi                                                   | Motori                                          | 1 MW                                  | 1.870              | 1.736 | 1.669 | 189             | 189  | 179  |  |
|                                                              | Motori                                          | (solo elettrico<br>CHP)               | 1.354              | 1.257 | 1.209 | 174             | 174  | 164  |  |
| Termo-<br>valorizzatori<br>RSU<br>(Rifiuti Solidi<br>Urbani) | RSU 1<br>(615.000 t rifiuto<br>incenerito/anno) | Solo prod.<br>elettrica               | 3.743              | 3.631 | 3.340 | 348             | 338  | 310  |  |
|                                                              | RSU 2<br>(380.000 t rifiuto /anno)              | Cogenerativo                          | 4.807              | 4.662 | 4.289 | 387             | 375  | 345  |  |
|                                                              | RSU 1                                           | 10 MW                                 | 4.207              |       |       | 357             |      |      |  |
|                                                              | RSU 1                                           | 10 MW (87<br>kt/anno di rifiuti)      | 5.714              |       |       | 511             |      |      |  |
| Forza<br>motrice                                             |                                                 | 5-20 MW <sub>e,net</sub>              |                    | 5.567 |       | 219             |      |      |  |
|                                                              | Onde                                            | 30-40 MW <sub>e,net</sub>             |                    |       | 4.308 |                 |      | 195  |  |
|                                                              |                                                 | 50-400 MW <sub>e,net</sub>            |                    |       |       |                 |      |      |  |
|                                                              |                                                 | Turbine<br>10-20 MW <sub>e,net</sub>  |                    | 4.231 |       | 146             |      |      |  |
|                                                              | Maree e correnti                                | Turbine<br>20-30 MW <sub>e,net</sub>  |                    |       | 2.981 |                 |      | 109  |  |
|                                                              |                                                 | Turbine<br>50-400 MW <sub>e,net</sub> |                    |       |       |                 |      |      |  |

## Lo Scenario Energetico di Riferimento per l'Italia

|  | Costi O&M variabili |      |      | Efficienza elettrica netta |      |      | Vita tecnica |      |      | Capacity Factor (CF) |      |      |
|--|---------------------|------|------|----------------------------|------|------|--------------|------|------|----------------------|------|------|
|  | €2010/kW            |      |      | %                          |      |      | anni         |      |      |                      |      |      |
|  | 2015                | 2020 | 2030 | 2015                       | 2020 | 2030 | 2015         | 2020 | 2030 | 2015                 | 2020 | 2030 |
|  |                     |      |      | 20                         | 20   | 23   | 10           | 12   | 15   | 65                   | 68   | 70   |
|  |                     |      |      | 18                         | 19   | 20   | 20           | 20   | 22   | 60                   | 60   | 63   |
|  |                     |      |      | 15                         | 15   | 16   | 20           | 20   | 22   | 60                   | 60   | 63   |
|  |                     |      |      | 18                         | 19   | 21   | 20           | 20   | 20   | 60                   | 85   | 63   |
|  |                     |      |      | 36                         | 36   | 38   | 20           | 20   | 20   | 86                   | 90   | 91   |
|  |                     |      |      | 38                         | 38   | 39   | 20           | 20   | 20   | 86                   | 90   | 91   |
|  |                     |      |      |                            |      |      | 20           |      |      | 24                   |      |      |
|  |                     |      |      | 36                         | 36   | 38   | 15           | 16   | 17   | 85                   | 85   | 90   |
|  |                     |      |      | 27                         | 28   | 30   | 20           | 20   | 20   | 73                   | 75   | 80   |
|  |                     |      |      | 26                         | 29   | 30   | 20           | 20   | 20   | 71                   | 73   | 77   |
|  |                     |      |      |                            |      |      | 20           |      |      | 84                   |      |      |
|  |                     |      |      |                            |      |      | 20           |      |      | 84                   |      |      |
|  |                     |      |      |                            |      |      |              | 20   |      |                      | 23   |      |
|  |                     |      |      |                            |      |      |              |      | 20   |                      |      | 28   |
|  |                     |      |      |                            |      |      |              | 20   |      |                      | 37   |      |
|  |                     |      |      |                            |      |      |              |      | 20   |                      |      | 40   |

---

## 5.3

### Principali driver socio-economici

Alla base di qualsiasi analisi di scenario energetico realizzata con modelli del tipo qui utilizzato, vi è l'incertezza che caratterizza le principali "variabili chiave" che quantitativamente guidano l'evoluzione del sistema e le domande di servizio energetico:

- il PIL e il valore aggiunto settoriale (indicatori dello sviluppo economico);
- la dinamica demografica;
- il prezzo internazionale delle fonti energetiche tradizionali (indicatore del costo dell'energia);
- il valore di mercato delle emissioni dei gas serra nel sistema ETS (€/tCO<sub>2</sub>).

Lo sviluppo del sistema è inoltre influenzato dal quadro politico nazionale e comunitario e dalla possibile evoluzione tecnologica in termini di efficienza e costi.

#### **Ipotesi macroeconomiche**

Come discusso precedentemente, l'andamento delle variabili macroeconomiche esogene per lo Scenario BASE è assunto uguale a quello dello scenario europeo di riferimento EUref2016.

Lo scenario macroeconomico utilizzato si basa sulle recenti proiezioni demografiche ed economiche dei Paesi dell'UE, fornite da Eurostat e sul lavoro congiunto della *Economic Policy Committee* e della Commissione Europea. In particolare, il "2015 Ageing Report" è stato il punto di partenza per i dati sull'andamento di medio e lungo termine della popolazione.

Si evidenzia che, secondo gli scenari demografici italiani di fonte ISTAT, è già prevista una crescita della popolazione da qui al 2030, alimentata dai flussi migratori; sono inoltre in atto tendenze che vedono il numero medio dei componenti dei nuclei familiari in decrescita, per cui l'azione combinata dei due trend porta ad un aumento del numero di famiglie, e quindi delle corrispondenti unità abitative e dei relativi fabbisogni energetici.

Per le proiezioni di crescita del PIL a breve termine si fa riferimento a quelle fornite da DG ECFIN (*European Economic Forecast*, Autumn

**TABELLA 15**
**EVOLUZIONE DELLA POPOLAZIONE IN ITALIA, 2015-2030**

(Fonte: EU Reference Scenario 2016)

|                        | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Popolazione ('000 ab)  | 61.048 | 62.065 | 63.118 | 64.229 |
| N°componenti famiglie  | 2,46   | 2,44   | 2,42   | 2,40   |
| N° famiglie ('000 fam) | 24.807 | 25.485 | 25.131 | 26.804 |

**TABELLA 16**
**EVOLUZIONE DEI PRINCIPALI FATTORI MACROECONOMICI ITALIANI**

(Fonte: EU Reference Scenario 2016)

| Tassi di crescita medi annui (%) | 15-20 | 20-25 | 25-30 |
|----------------------------------|-------|-------|-------|
| PIL                              | 1,37  | 1,18  | 1,19  |
| V.A. Agricoltura                 | 0,78  | 0,55  | 0,34  |
| V.A. Costruzioni                 | 1,49  | 0,93  | 1,22  |
| V.A. Servizi                     | 1,47  | 1,34  | 1,31  |
| V.A. Industria                   | 0,93  | 0,61  | 0,70  |
| Ferro e acciaio                  | 0,43  | 0,04  | 0,04  |
| Metalli non ferrosi              | 1,13  | 0,59  | 0,30  |
| Chimica                          | 1,40  | 0,96  | 0,91  |
| Minerali non metallici           | 1,83  | 1,51  | 1,36  |
| Carta e stampa                   | 1,17  | 1,00  | 0,83  |
| Alimentari, bevande e tabacco    | 1,67  | 1,32  | 1,48  |
| Tessile                          | -0,92 | -1,48 | -1,30 |
| Meccanica                        | 1,02  | 0,70  | 0,78  |
| Altre industrie                  | 0,80  | 0,49  | 0,67  |

**TABELLA 17**
**EVOLUZIONE DEL PREZZO DELLE COMMODITY ENERGETICHE**

(Fonte: EU Reference Scenario 2016)

| Prezzi internazionali dei combustibili (€'13 per boe <sup>29</sup> ) | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Petrolio                                                             | 37,6 | 48,6 | 62,6 | 48,2 | 75,0 | 85,1 | 93,8 |
| Gas (NCV)                                                            | 26,2 | 32,5 | 39,5 | 38,8 | 48,3 | 52,2 | 56,8 |
| Carbone                                                              | 10,4 | 13,7 | 16,7 | 11,5 | 14,3 | 17,1 | 20,5 |

<sup>29</sup> Boe = barile equivalente di petrolio.

**TABELLA 18****EVOLUZIONE ATTESA DEL PREZZO DELLA CO<sub>2</sub> NEL SETTORE ETS**

(Fonte: EU Reference Scenario 2016)

| Carbon value (€'13/ t of CO <sub>2</sub> ) | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Settore ETS Scenario Base                  | 11,2 | 7,5  | 15,0 | 22,5 | 33,5 |

2014). Le proiezioni di crescita settoriale per ciascun Paese membro sono coerenti con le proiezioni macro a lungo termine e sono state ottenute dal modello di equilibrio economico generale GEM-E3 utilizzato dalla Commissione EU.

Il prezzo delle fonti fossili costituisce un fattore molto importante per l'evoluzione e la competitività economica di un sistema energetico, sia per la non perfetta sostituibilità fra fonti, specie nel breve-medio periodo, sia per la concentrazione di alcune risorse in pochi Paesi. Per queste ragioni il prezzo delle fonti fossili (soprattutto quello del petrolio) ha subito nel passato fluttuazioni molto elevate, risentendo dell'intero contesto politico ed economico internazionale. Le proiezioni di prezzo delle commodity energetiche sui mercati internazionali sono il risultato di simulazioni effettuate col modello di equilibrio parziale del sistema energetico globale PROMETHEUS, utilizzato dalla Commissione EU, sulla base dell'evoluzione della domanda globale, delle risorse e riserve di carbone, petrolio e gas, e dei relativi costi di estrazione.

Nello scenario BASE il prezzo della CO<sub>2</sub> per il settore ETS è esogeno e proviene dallo scenario *EUref2016*, utilizzato per gli scenari Europei di tutti i Paesi Membri. La Tabella 18 mostra l'evoluzione attesa del prezzo della CO<sub>2</sub> dal 2010 al 2030.

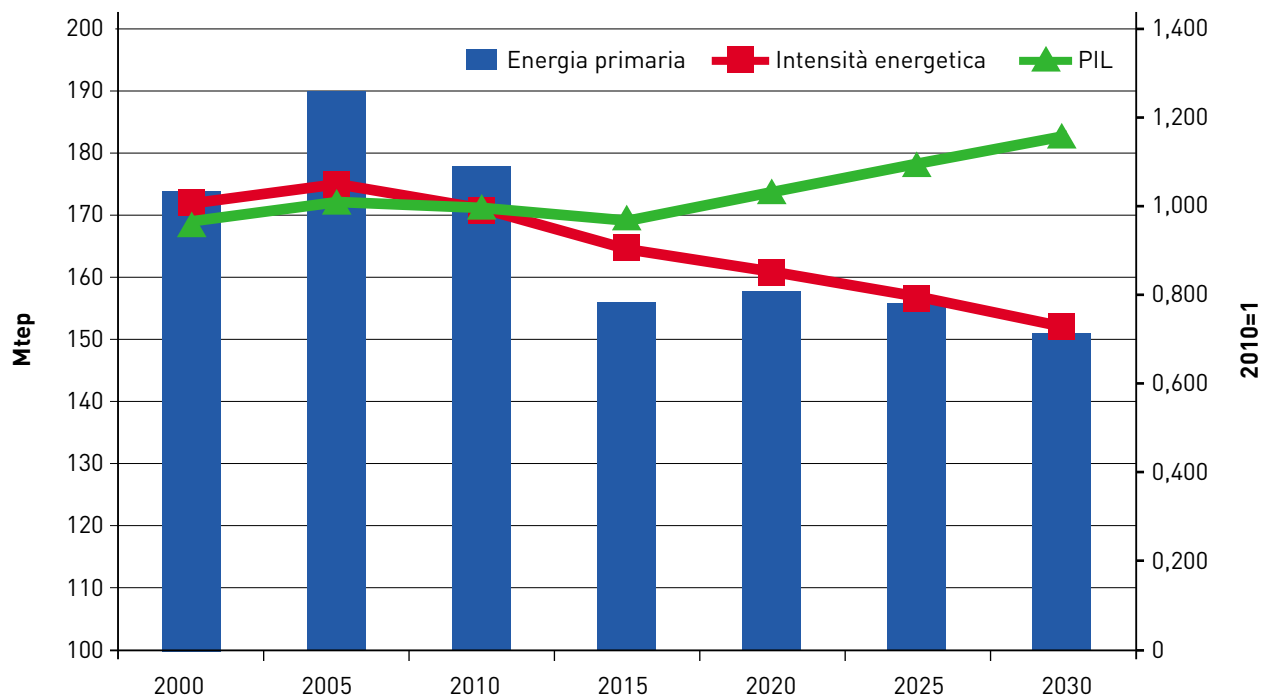
## 5.4

### Fabbisogno di energia primaria

Lo Scenario realizzato prospetta un quadro del Paese in grado di condurre il sistema energetico verso una traiettoria ambientalmente più sostenibile con un trend emissivo in decrescita per i prossimi anni anche in assenza di politiche aggiuntive rispetto a quelle già attive. Il fabbisogno di energia, nonostante le previsioni di crescita del sistema produttivo italiano, non presenta incrementi significativi al 2030.

**FIGURA 9**

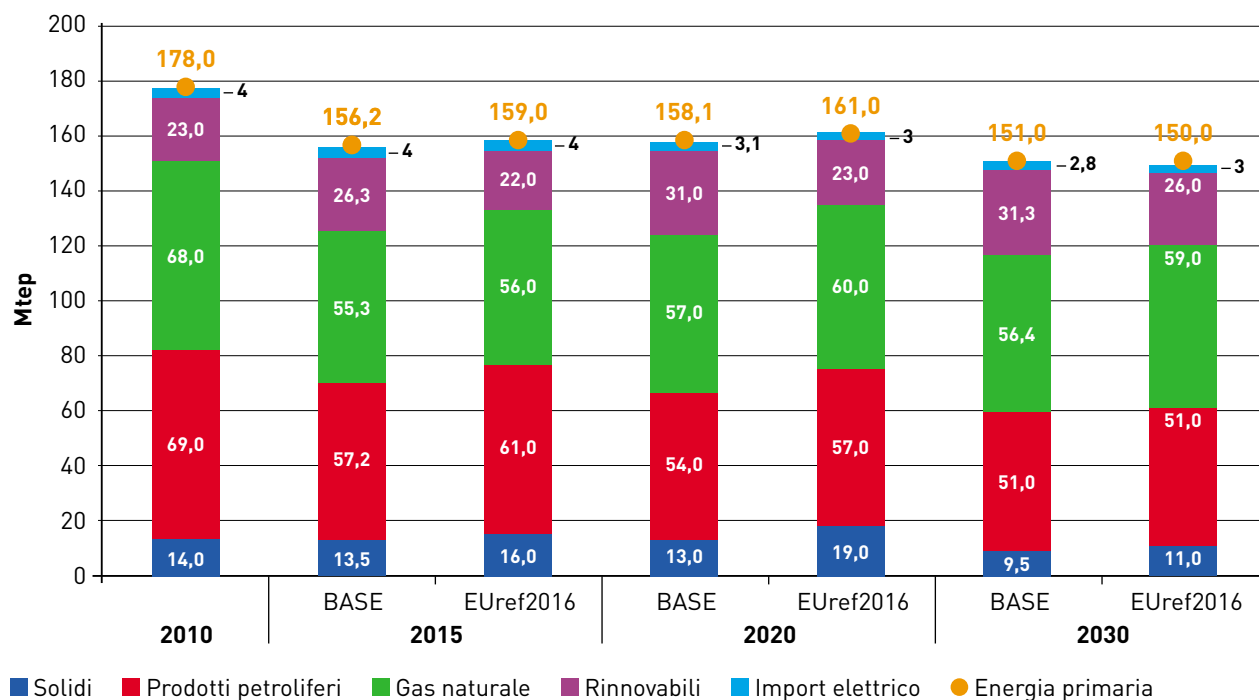
**EVOLUZIONE DEL FABBISOGNO DI ENERGIA PRIMARIA (Mtep),  
INTENSITÀ ENERGETICA DEL PIL (2010=1), PIL (2010=1)**



Lo Scenario di Riferimento è caratterizzato da significativi incrementi dell'efficienza energetica per tutto il periodo di proiezione, evidenziando un disaccoppiamento tra il consumo interno lordo di energia primaria e la crescita del PIL (Figura 9).

I consumi energetici, che hanno raggiunto il picco nel 2005, sono caratterizzati da una marcata tendenza di decrescita iniziata già prima del presentarsi della crisi economica. Nello scenario BASE la contrazione dell'intensità energetica continua, rafforzata dalla politica di contenimento fino al 2020: successivamente questo trend non è più guidato dalle politiche o obiettivi (a parte l'ETS) ma dai trend di mercato e dai naturali miglioramenti tecnologici.

Infatti la tendenza che caratterizza lo Scenario di Riferimento e il

**FIGURA 10****FABBISOGNO DI ENERGIA PRIMARIA PER FONTE  
NEGLI SCENARI BASE E EUref2016<sup>30</sup> – Mtep**

mix del fabbisogno energetico primario è l'effetto combinato di molteplici fattori:

- la riduzione del consumo di energia nei settori di uso finale, conseguenza dei processi di efficientamento energetico in atto e la naturale sostituzione di dispositivi obsoleti;
- il differente mix di combustibili negli usi finali di energia, per un maggior ricorso alle fonti rinnovabili termiche, elettrificazione e biocarburanti;
- il sostegno indiretto all'efficienza energetica dell'ETS che promuove anche una maggiore penetrazione delle FER nei settori ETS durante tutto il periodo di proiezione;
- il conseguente graduale processo di decarbonizzazione della generazione elettrica, per l'aumento di produzione da fonti rinnovabili e l'elettrificazione degli usi finali.

La combinazione di tutti questi fattori porta ad una stabilizzazione dei consumi energetici primari anche se nel mix energetico si atte-

<sup>30</sup> Per lo scenario *EUref2016* il 2015 ha dati di consumo stimati e non di consuntivo.



nua nel tempo il contributo delle fonti fossili a favore di quelle rinnovabili soprattutto a discapito degli idrocarburi liquidi (-11% al 2030 *versus* 2015) e del carbone (-29%). Rimane pressoché costante la richiesta di gas per il soddisfacimento del fabbisogno primario fino al 2030. Lo Scenario di Riferimento al 2015 accoglie già gli aggiornamenti di alcuni dati statistici, non ancora disponibili al momento della realizzazione dello scenario EUref2016.

Per questa ragione risulta sostanziale la differenza nei consumi di fonti rinnovabili al 2015, non considerando il modello PRIMES i consumi di “biomassa nascosta” emersa dall’“Indagine sui consumi delle famiglie” ISTAT 2013.

Nonostante ciò, una delle questioni cruciali in tema di politica energetica nazionale, quale la forte dipendenza energetica del Paese, difficilmente vede uno stravolgimento nei prossimi anni: secondo le proiezioni il fabbisogno di energia primaria infatti continuerà ad essere soddisfatto per il 77% da combustibili fossili. Al 2030 viene incrementato il fabbisogno primario delle fonti rinnovabili del 20% circa rispetto ai dati 2015.

Si rimanda ai Capitoli seguenti per un approfondimento sulle ragioni dell’evoluzione del mix energetico primario.

---

## 5.5

### Il settore di generazione elettrica

---

### 5.5.1

#### Caratterizzazione del settore elettrico

Il settore elettrico nei modelli TIMES è guidato da una richiesta di elettricità “endogena”, risultato del processo di ottimizzazione dello scenario nei settori di uso finale. Ne deriva che l’evoluzione del parco è funzione delle possibili “interazioni” e “sostituzioni” tra tecnologie e commodity energetiche sia lato domanda che lato offerta che caratterizzano il modello TIMES.

I fattori che influenzano la generazione elettrica nello Scenario di Riferimento o BASE sono perciò molteplici:

- ipotesi sulle politiche implementate (ETS);
- costi e prospettive delle tecnologie sia di generazione che usi finali (Tabella 14);

- sviluppo dei prezzi dei combustibili (Paragrafo 5.3);
- potenziali specifici di penetrazione di generazione da fonti energetiche rinnovabili.

Inoltre, il modello TIMES considera eventuali investimenti pianificati attualmente conosciuti, inclusi l'estensione della vita e la disattivazione prevista di impianti esistenti. Pertanto, le proiezioni a breve termine sono fortemente determinate dalla situazione attuale.

Nello Scenario di Riferimento sono stati inclusi vincoli sui potenziali specifici della penetrazione delle FER in linea con il *Position Paper Italiano* sullo scenario *Draft PRIMES 2015*, che fornisce indicazioni sui potenziali di capacità e produzione di alcune fonti in un'ottica di Scenario di Riferimento senza ulteriori politiche incentivanti le FER o sostegni per le fossili:

- potenziale max del fotovoltaico al 2030 = 25 GW (heq<sup>31</sup>  $\approx$  1.300 );
- potenziale max dell'eolico on-shore al 2030 = 12 GW (heq $\approx$ 2.000);
- in linea con piani di dismissione, producibilità max da carbone al 2030: 35 TWh.

## 5.5.2

### L'evoluzione del parco di generazione elettrica

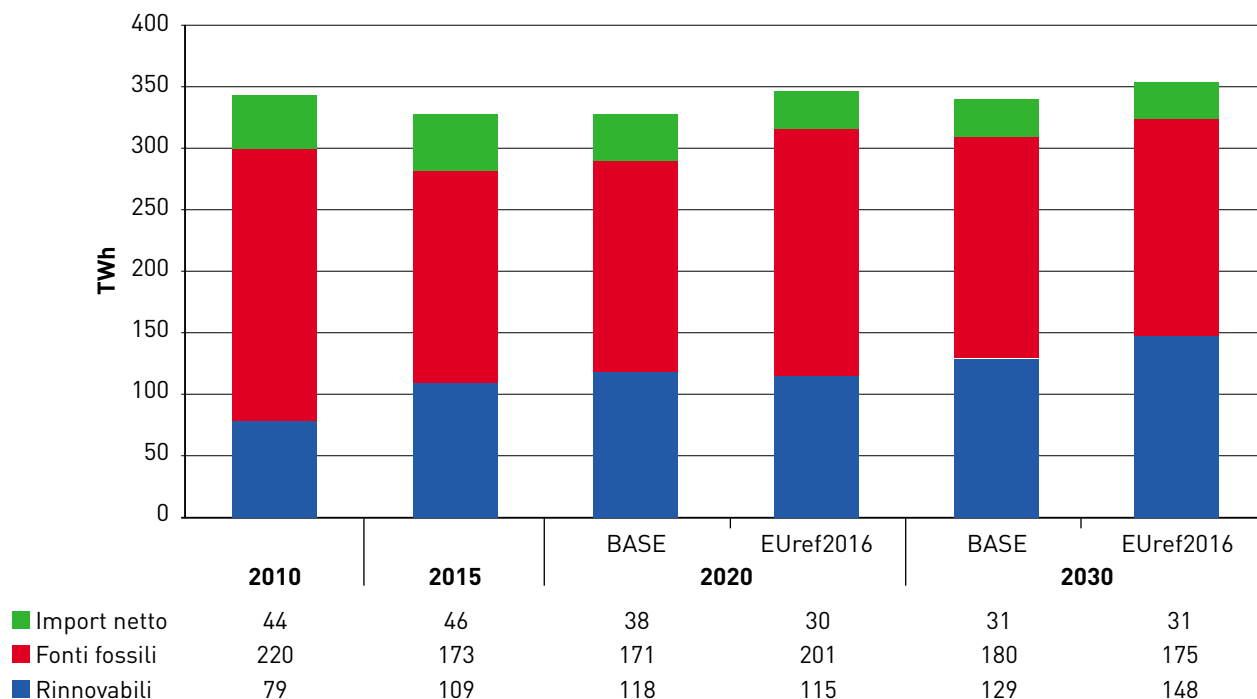
L'aumento della richiesta di elettricità da un lato, la riduzione dei costi degli impianti a fonti rinnovabili dall'altro insieme alla progressiva dismissione di impianti oggi in esercizio, determina un graduale rinnovamento del parco di generazione già nei prossimi venti anni.

Negli ultimi anni, l'insieme delle politiche specifiche che hanno promosso le FER hanno condotto ad una significativa penetrazione delle energie rinnovabili nella produzione di energia elettrica. L'incremento del ricorso a FER non inverte il trend nello Scenario di Riferimento e al 2030 circa il 41% dell'offerta lorda di energia elettrica potrebbe derivare infatti da fonti *carbon free* (al 2015: 38%), di cui oltre il 45% proveniente da fonti rinnovabili intermittenti (eolico e solare). La potenza elettrica da fonti rinnovabili complessivamente sfiora i 60 GW al 2030 (52 GW al 2015) per circa 129 TWh di energia elettrica prodotta. Gli ulteriori investimenti in FER nello scenario

<sup>31</sup> Ore equivalenti di funzionamento.

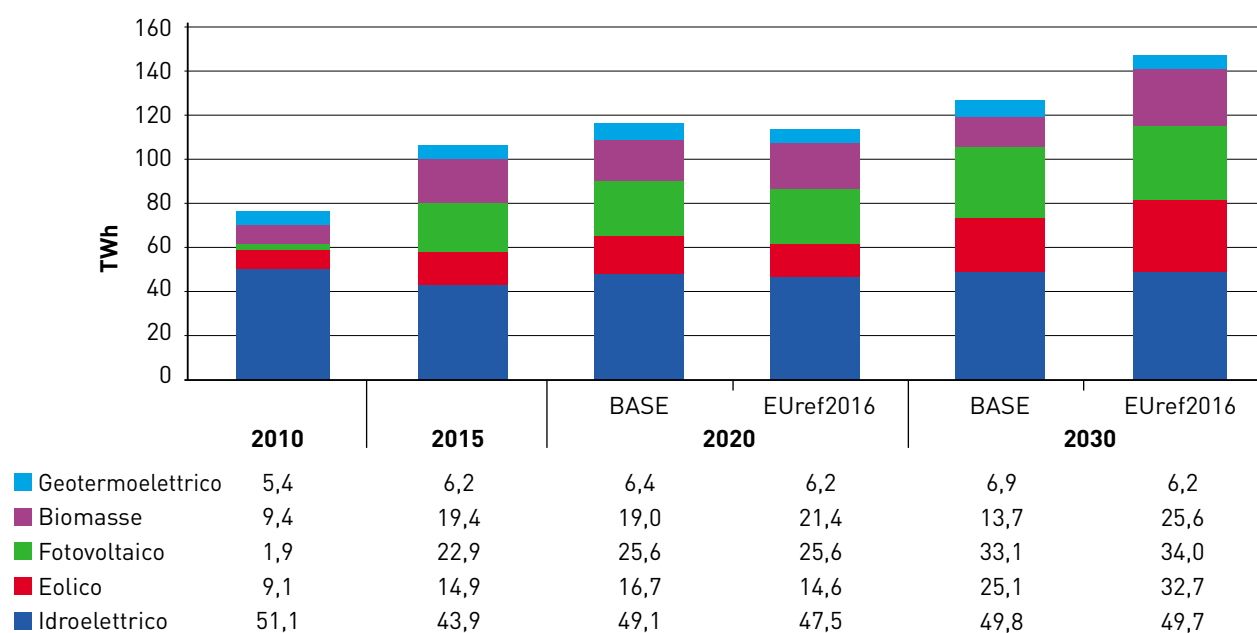
**FIGURA 11**

**EVOLUZIONE DELL'OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA – TWh**



**FIGURA 12**

**EVOLUZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI – TWh<sup>32</sup>**



<sup>32</sup> Lo scenario EUref2016 include anche i rifiuti non rinnovabili nella voce "Biomasse".

sono guidati da logiche di mercato, dall'ETS e dal miglioramento delle caratteristiche tecnico-economiche delle tecnologie.

Eccezion fatta per l'idroelettrico, il fotovoltaico fornisce il maggior contributo da FER (25 GW nel 2030), circa il 9% della produzione totale di elettricità lorda nel 2020, raggiungendo l'11% nel 2030. Per quanto riguarda l'eolico è prevista una crescita legata in larga parte al *repowering* degli impianti esistenti. Al 2030 una piccola parte di produzione da eolico è da attribuirsi ad impianti off-shore, circa 0,8 TWh, ma la peculiarità dei fondali italiani e i costi elevati della tecnologia limitano la sua penetrazione nel mercato senza una adeguata politica di sostegno.

L'utilizzo della biomassa per la produzione di energia si riduce nel tempo (-30% *versus* 2015), questo perché non è prevista alcuna forma di incentivazione futura. In questa situazione a soffrirne in particolar modo è la generazione elettrica da bioliquidi che al 2030 si contrae notevolmente.

Nonostante il ricorso sempre più marcato alle energie rinnovabili non risulta trascurabile la crescita della produzione del parco termoelettrico fossile (+8% *versus* 2015): a fronte di una riduzione di prodotti petroliferi e di carbone (-25% al 2030 *versus* 2015), aumenta il ricorso al gas naturale, fino a fornire il 47% della produzione elettrica lorda nel 2030, passando dai 111 TWh del 2015 ai 147 TWh dello Scenario Base nel 2030.

---

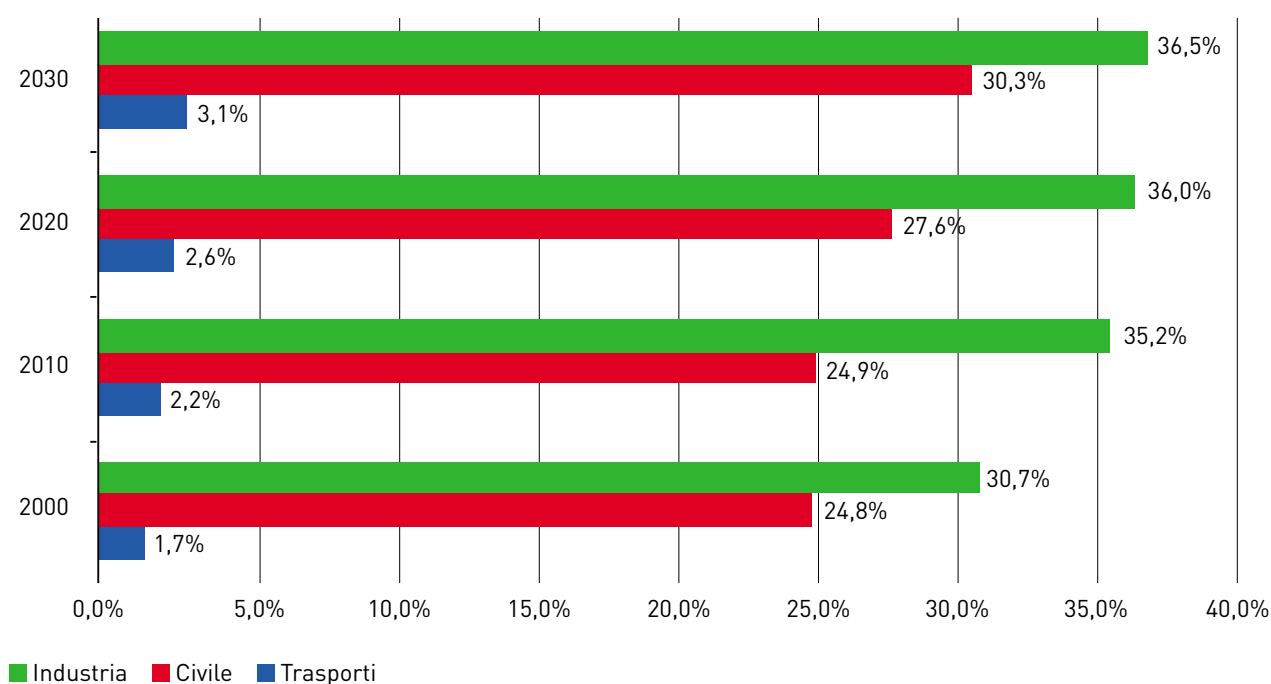
### 5.5.3

#### **La domanda di elettricità nei settori di uso finale**

La tendenza verso la produzione di un vettore elettrico sempre più pulito si riflette nella elettrificazione dei settori di uso finale. Il ricorso all'energia elettrica cresce in particolare nel settore civile (per il processo di terziarizzazione del Paese e per la diffusione della climatizzazione estiva ed invernale, delle apparecchiature elettriche, prevalentemente apparecchiature IT, tempo libero e comunicazione, e il continuo aumento di elettrodomestici), ed in quello industriale (per l'automazione dei processi produttivi ed il ricorso a motori elettrici). Non trascurabile il contributo della mobilità ad alimentazione

**FIGURA 13**

**ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI FINALI PER SETTORE - %**



elettrica nel settore trasporti.

Nel periodo fino al 2020, grazie alle previste politiche di efficienza energetica, il tasso di crescita della domanda di energia elettrica è circa lo 0,4% all'anno. In seguito, senza specifiche politiche di efficienza energetica, il tasso di crescita rimane tra lo 0,5% e lo 0,6% per un periodo tra il 2021 e il 2030.

L'elettrificazione è una tendenza persistente nella domanda di energia finale: come mostrato nella Figura 13 soprattutto negli usi domestici e nei servizi.

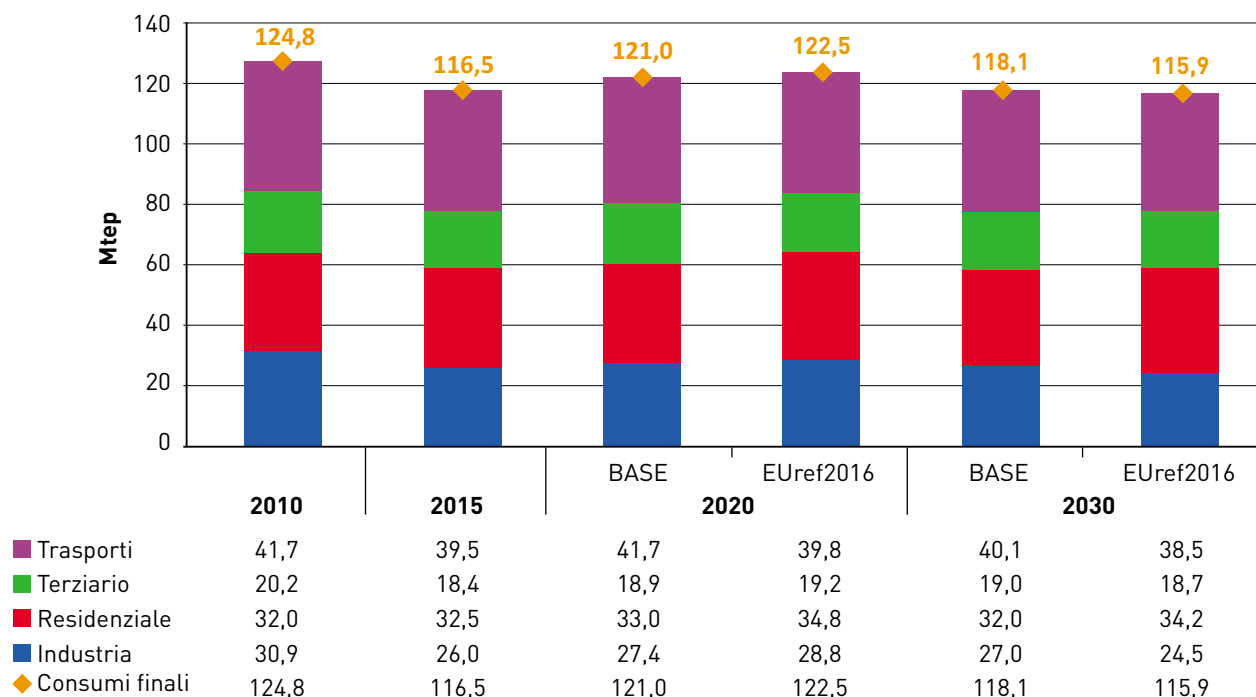
## 5.6

### I consumi nei settori di uso finale

Il principale fattore di riduzione dell'intensità energetica, come visto nel Paragrafo 5.4, è da ricercarsi nell'efficientamento dei settori di uso finale.

**FIGURA 14**

**DOMANDA DI ENERGIA NEI SETTORI DI USO FINALE  
NELLO SCENARIO BASE E SCENARIO EUref2016, Mtep**



La domanda finale di energia riflette nel breve periodo le politiche di efficienza energetica attuate, tra cui la Direttiva sull'efficienza energetica (EED), la Direttiva sull'efficienza energetica degli edifici (EPBD), la Direttiva sulla progettazione ecocompatibile e un gran numero di regolamenti attuativi specifici e le norme sulle emissioni di CO<sub>2</sub> dei veicoli leggeri. L'implementazione di queste politiche produce miglioramenti dell'efficienza energetica anche nel periodo successivo al 2020, sebbene con una intensità inferiore. Il passaggio dell'industria verso un valore aggiunto più elevato e prodotti a basso consumo energetico promuove ulteriormente una decrescita dei consumi energetici rafforzata dagli effetti della riduzione delle quote emissive per i settori industriali soggetti ad Emission Trading.

Nonostante l'ipotesi di ripresa economica sostenuta, soprattutto per il primo quinquennio (+1,37% medio annuo), le nuove politiche contengono i consumi energetici dei settori di uso finale mantenendo la domanda a 121 Mtep al 2020 e 118 Mtep al 2030. Sulla base della futura richiesta di servizi energetici nei vari settori ed in assenza di nuove politiche, lo Scenario di Riferimento prospetta un fabbisogno di energia dei settori di uso finale in leggera ripresa ri-

spetto al 2015, ma con livelli abbastanza stabili tra il 2020 e il 2030.

La quota della domanda di energia finale attribuibile ai trasporti continua ad essere la più importante tra i settori fino alla fine del periodo di proiezione ( $\approx 34\%$ ). In leggera diminuzione la quota del consumo di energia nelle abitazioni rispetto al 2015, a causa delle politiche di efficienza energetica, compensato però da un aumento del contributo del terziario legato alla crescita stessa del settore.

È dunque chiaro che lo sviluppo del sistema energetico in questi anni avrà già posto la base per un'economia con una minore intensità energetica, insieme ad un aumento più contenuto della domanda di servizi energetici rispetto al passato, legato ad una crescita demografica più lenta che negli ultimi decenni.

## 5.7

### Il settore civile

### 5.7.1

#### Politiche e driver di evoluzione della domanda

Il consumo energetico nel settore civile è legato all'evoluzione dei servizi energetici che caratterizzano questo comparto. La richiesta di ciascun servizio energetico viene proiettata negli anni di modellazione in relazione ad ipotesi di sviluppo socio-economico, che sono alla base di uno scenario energetico. Pertanto, l'evoluzione della domanda dei servizi energetici può cambiare anche significativamente da scenario a scenario. Questa variabilità non interessa invece la caratterizzazione tecnico-economica delle tecnologie, di-

**TABELLA 19**

#### EVOLUZIONE DELLA POPOLAZIONE E FAMIGLIE IN ITALIA, 2015-2030

(Fonte: EU Reference Scenario 2016)

|                        | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Popolazione ('000 ab)  | 61.048 | 62.065 | 63.118 | 64.229 |
| N° componenti famiglie | 2,46   | 2,44   | 2,42   | 2,40   |
| N° famiglie ('000 fam) | 24.807 | 25.485 | 26.131 | 26.804 |

sponibili e future, che è influenzata in maniera molto limitata dalle suddette ipotesi.

Il principale driver del settore residenziale è la proiezione del numero di famiglie, derivata dalla crescita della popolazione e le ipotesi relative all'evoluzione del numero di persone per famiglia della Commissione Europea (Scenario *EUref2016*). Una ipotesi importante che viene fatta è quella di associare ad ogni famiglia una abitazione senza considerare le seconde e terze case. Il numero di nuove abitazioni è stato calcolato in considerazione del numero di famiglie proiettate e dello stock di abitazioni esistenti rimanenti in ciascun periodo, mentre per le ristrutturazioni viene considerato un tasso tendenziale dello 0,56% medio annuo.

La richiesta di energia per usi termici è proiettata in modo proporzionale alla crescita del numero di famiglie tenendo conto anche del differente fabbisogno di calore per tipologia edilizia, del tasso di ristrutturazione delle abitazioni e del volume di nuove costruzioni in linea con le stime del Piano d'Azione italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE) e dei requisiti minimi PANZEB. La domanda di climatizzazione estiva è ipotizzata in crescita sia per l'aumento del numero di famiglie che per una ipotesi di maggiore diffusione della tecnologia ed è legata anche all'evoluzione dei gradi giorno<sup>33</sup>. L'evoluzione delle utenze elettriche (lavaggio e asciugatura biancheria, lavaggio stoviglie, intrattenimento e conservazione alimenti) è correlata al numero di famiglie ma anche al livello di diffusione ed utilizzo di ciascuna tecnologia. Invece la richiesta di servizio di illuminazione è proporzionale soltanto al numero di famiglie e quindi di abitazioni.

La domanda di servizi energetici nel settore Commerciale è legata al valore aggiunto del settore mutuato dallo Scenario Europeo *EUref2016*, suddiviso in servizi vendibili e non vendibili:

- usi cucina e frigoriferi professionali: servizi vendibili;
- apparecchiature elettriche: servizi non vendibili;
- illuminazione e altri servizi, inclusi usi termici: 50% servizi vendibili e 50% servizi non vendibili.

<sup>33</sup> Si utilizza l'evoluzione ipotizzata nello scenario *EUref2016* della Commissione Europea.



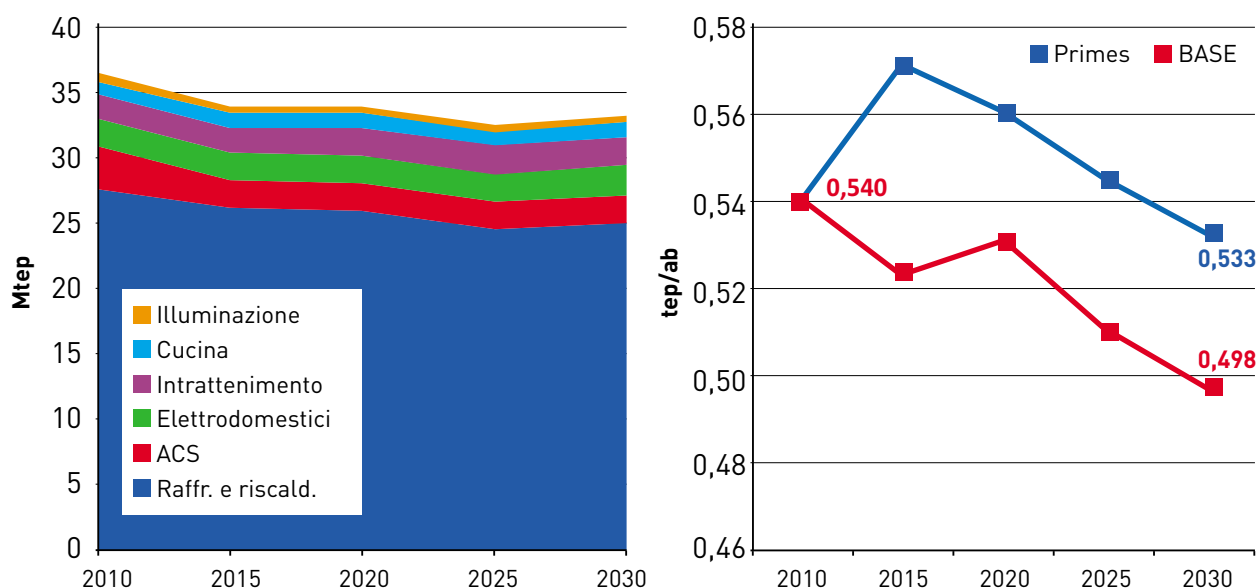
**TABELLA 20****EVOLUZIONE ATTESA DEL VALORE AGGIUNTO DEI SETTORI TERZIARIO E AGRICOLTURA: TASSI DI VARIAZIONE MEDI ANNUI**

| Settore                    | 2015   | 2020  | 2025  | 2030  |
|----------------------------|--------|-------|-------|-------|
| V.A. servizi vendibili     | -0,53% | 1,47% | 1,53% | 1,56% |
| V.A. servizi non vendibili | -0,36% | 1,12% | 0,67% | 0,52% |
| V.A. agricoltura           | -1,50% | 0,78% | 0,55% | 0,34% |

Per la domanda di servizi energetici nel settore agricoltura, che non è oggetto di una modellizzazione di dettaglio, è stata assunta una crescita del comparto legata al valore aggiunto settoriale, sempre derivante dallo scenario EUref2016.

**5.7.2****Consumi energetici del settore residenziale**

Nonostante la crescita della popolazione, i consumi del settore residenziale rimangono stabili intorno al livello del 2015 durante tutto il periodo di proiezione. La domanda di energia si disaccoppia dalla crescita del reddito rispetto alle tendenze passate e attuali, grazie

**FIGURA 15****CONSUMI PER SERVIZIO ENERGETICO E RIDUZIONE DEI CONSUMI PRO CAPITE, tep/ab**

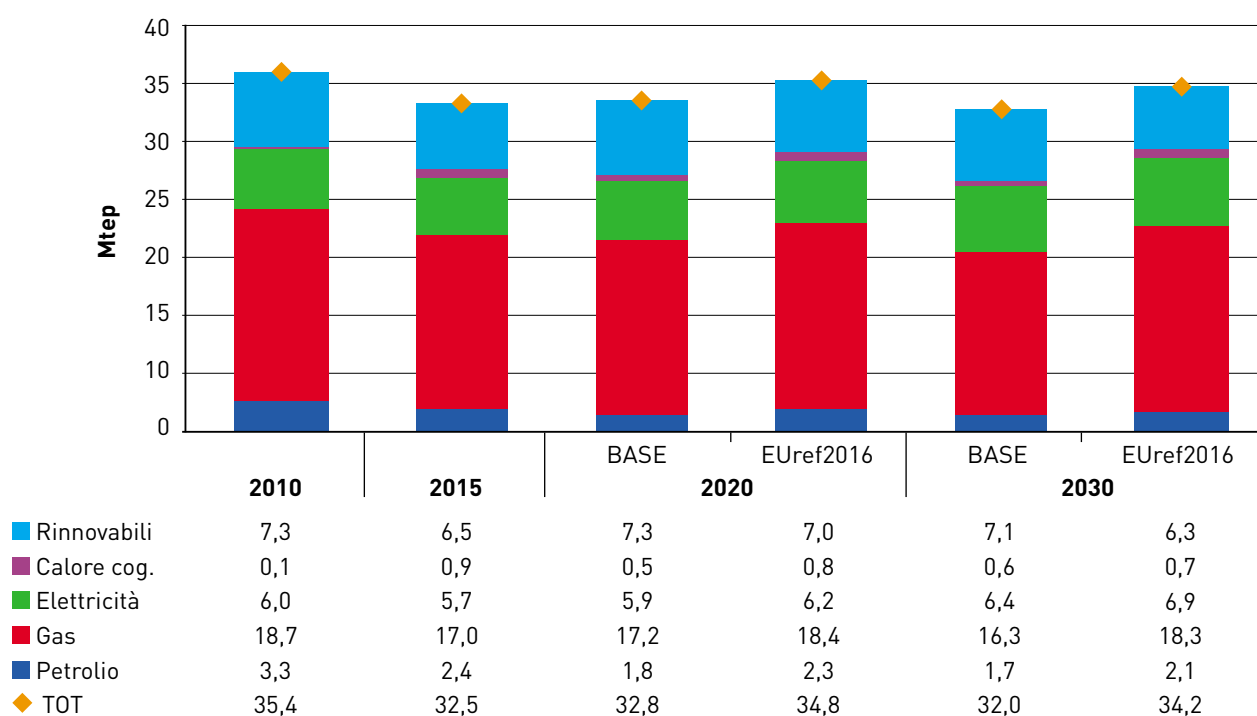
alle politiche di efficienza energetica che portano ad un miglioramento di intensità energetica a medio termine.

In generale, l'efficienza energetica nel settore residenziale (così come nel terziario) viene sostenuta dalla diffusione di apparecchiature energetiche più efficienti in sostituzione di quelle esistenti (illuminazione, elettrodomestici, apparecchi di riscaldamento e raffreddamento), ma anche dalla riqualificazione energetica degli edifici vecchi e dai nuovi standard di costruzione per quelli nuovi, insieme a modifiche nel comportamento nel consumo di energia.

In termini di mix energetico del settore, nello Scenario di Riferimento il gas naturale continua a rappresentare la principale fonte, utilizzata in primo luogo per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria (che complessivamente costituiscono circa i  $\frac{3}{4}$  dei consumi del settore). In aumento anche il ricorso alle fonti rinnovabili termiche, a fronte di una riduzione di prodotti petroliferi; da sottolineare una stabilizzazione dell'uso delle biomasse in linea con le politiche europee per migliorare la qualità dell'aria, *EU Air Quality Directive*.

**FIGURA 16**

**CONSUMI PER FONTE NEL SETTORE RESIDENZIALE, Mtep**



I consumi elettrici risultano in crescita per l'intero orizzonte di indagine, in continuità con il trend storico del settore. Alla riduzione della domanda di energia elettrica imputabile alla diffusione di apparecchiature più performanti (facilitati dalle Norme Ecodesign), in particolare climatizzatori ed elettrodomestici, si contrappone infatti la diffusione di nuove apparecchiature elettriche per l'intrattenimento e la climatizzazione.

### 5.7.3

### Consumi energetici dei settori agricoltura e commerciale

Nello Scenario di Riferimento le politiche di ecodesign e le politiche di efficienza energetica derivanti in particolare dagli obblighi dell'EED e dalle politiche sul rendimento energetico degli edifici riescono a contrastare gli effetti dell'incremento dell'attività settoriale fino al 2030, portando la domanda finale di energia appena sopra ai valori del 2015 per tutto il periodo della proiezione stabilizzando i consumi.

**FIGURA 17**

**CONSUMI PER FONTE NEL SETTORE SERVIZI E AGRICOLTURA, Mtep**

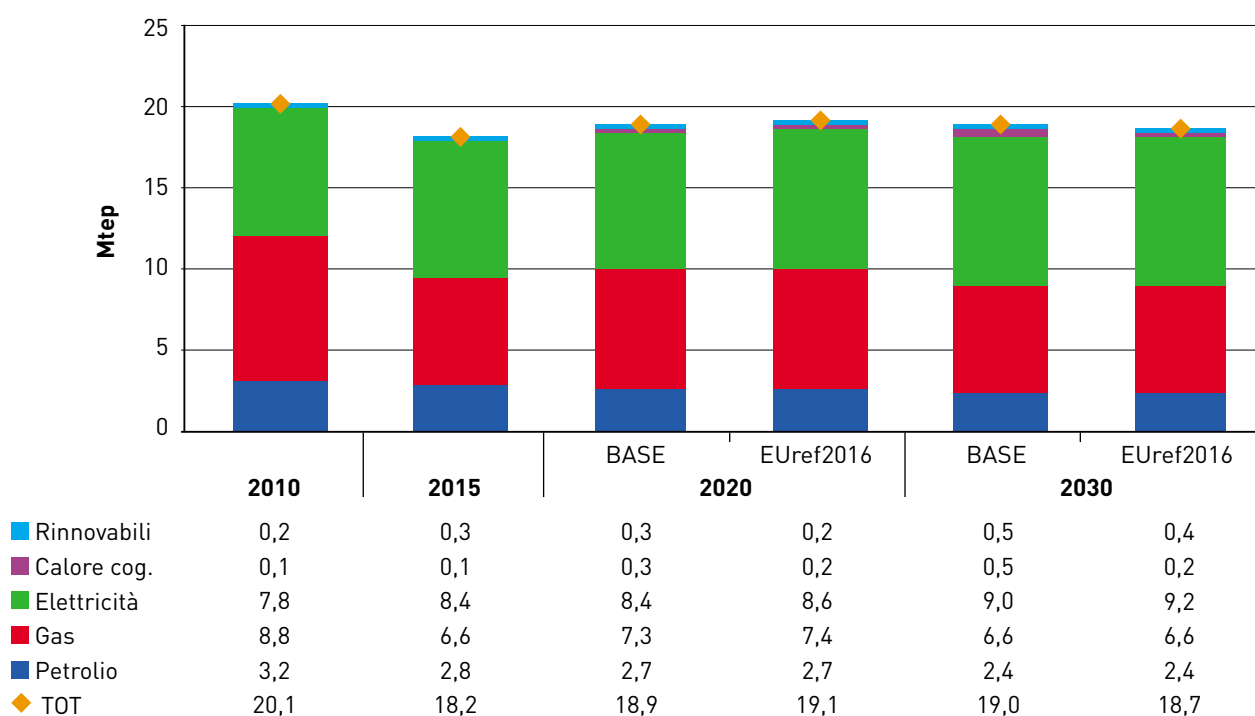
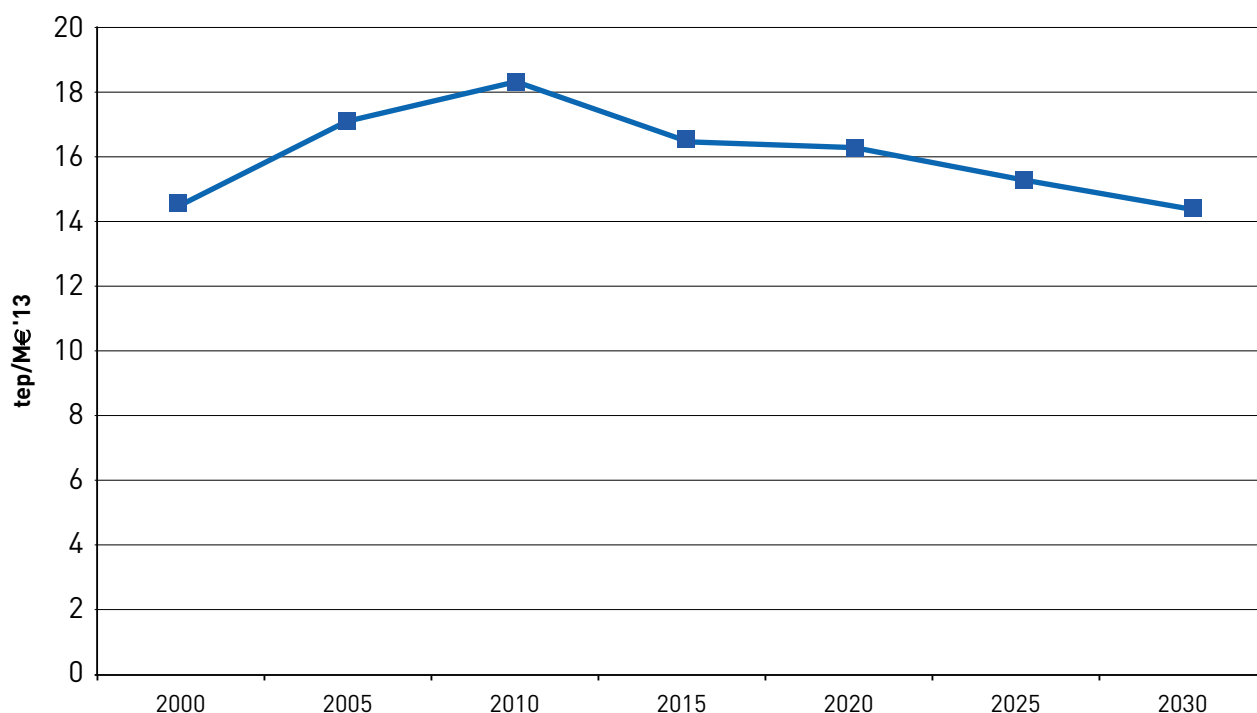


FIGURA 18

INTENSITÀ ENERGETICA DEL SETTORE COMMERCIALE, (consumi/V.A.)



Il progresso dell'efficienza si riscontra sia per il riscaldamento che per il consumo specifico dell'elettricità. In particolare si evidenzia una riduzione dei consumi di combustibili fossili, un incremento dei consumi elettrici ed una lieve crescita dei consumi di fonti rinnovabili (inclusa la biomassa) e di calore cogenerativo. L'efficientamento del settore è significativo, grazie anche alla diffusione di pompe di calore nel riscaldamento e raffreddamento: l'aumento della domanda di servizi energetici ipotizzato risulterebbe, infatti, compensato da un miglioramento di natura spontanea, di mercato e normativa, delle prestazioni dei dispositivi finali (diffusione di caldaie ad alta efficienza, pompe di calore, interventi sugli involucri degli edifici, elettrodomestici ed apparecchiature elettriche di classe energetica superiore).

Il settore agricolo invece stabilizza i propri consumi senza variazione nel mix di fonti energetiche.

## 5.8

## Il settore Industriale

## 5.8.1

## Politiche e driver di evoluzione della domanda

Poiché la maggior parte del consumo di energia del settore deriva dalla produzione di alcuni beni definiti “ad alta intensità energetica” sono stati considerati nel dettaglio e modellati i principali processi manifatturieri, con i relativi volumi di produzione fisica e consumi specifici.

TABELLA 21

EVOLUZIONE ATTESA DEL VALORE AGGIUNTO  
DEI SETTORI INDUSTRIALI

| Settori industriali (M€ <sub>2010</sub> ) | 2015           | 2020           | 2025           | 2030           |
|-------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <b>Industria</b>                          | <b>217.556</b> | <b>227.911</b> | <b>234.949</b> | <b>243.348</b> |
| <b>Ferro e acciaio</b>                    | <b>5.061</b>   | <b>5.170</b>   | <b>5.179</b>   | <b>5.189</b>   |
| <b>Metalli non ferrosi</b>                | <b>2.499</b>   | <b>2.643</b>   | <b>2.723</b>   | <b>2.764</b>   |
| <b>Chimica</b>                            | <b>16.182</b>  | <b>17.349</b>  | <b>18.198</b>  | <b>19.038</b>  |
| Fertilizzanti/chimica inorganica          | 2.026          | 2.041          | 1.917          | 1.792          |
| Petrochimica                              | 1.381          | 1.409          | 1.412          | 1.414          |
| Altri prod. chimici/cosmetici             | 6.032          | 6.519          | 6.914          | 7.342          |
| Farmaceutici                              | 6.743          | 7.380          | 7.955          | 8.490          |
| <b>Minerali non metallici</b>             | <b>11.113</b>  | <b>12.167</b>  | <b>13.117</b>  | <b>14.036</b>  |
| Cemento e prodotti derivati               | 3.308          | 3.605          | 3.855          | 4.171          |
| Ceramiche, laterizi, eccetera             | 2.930          | 3.288          | 3.650          | 3.903          |
| Produzione di vetro                       | 2.304          | 2.473          | 2.630          | 2.805          |
| Altri minerali non metallici              | 2.572          | 2.801          | 2.982          | 3.157          |
| <b>Carta, pasta di carta e stampa</b>     | <b>9.307</b>   | <b>9.863</b>   | <b>10.365</b>  | <b>10.805</b>  |
| Produzioni di carta e pasta               | 4.371          | 4.611          | 4.866          | 5.039          |
| Stampa e editoria                         | 4.936          | 5.252          | 5.499          | 5.766          |
| <b>Alimentari, bevande e tabacco</b>      | <b>23.566</b>  | <b>25.597</b>  | <b>27.338</b>  | <b>29.415</b>  |
| <b>Tessili</b>                            | <b>21.363</b>  | <b>20.396</b>  | <b>18.927</b>  | <b>17.726</b>  |
| <b>Meccanica</b>                          | <b>91.657</b>  | <b>96.424</b>  | <b>99.844</b>  | <b>103.789</b> |
| <b>Altre industrie</b>                    | <b>36.808</b>  | <b>38.301</b>  | <b>39.258</b>  | <b>40.587</b>  |

**TABELLA 22****EVOLUZIONE ATTESA DELLE PRODUZIONI FISICHE DEI SETTORI INDUSTRIALI - milioni di tonnellate**

| Mt                              | Dati a consuntivo |      |      |      |      |      | Proiezioni legate al valore aggiunto |      |      |      |
|---------------------------------|-------------------|------|------|------|------|------|--------------------------------------|------|------|------|
|                                 | 2005              | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015                                 | 2020 | 2025 | 2030 |
| Ferro e acciaio                 | 29,3              | 25,8 | 28,7 | 27,3 | 24,1 | 23,7 | 24,7                                 | 25,2 | 25,2 | 25,3 |
| Non ferrosi                     | 1,0               | 0,86 | 0,97 | 0,86 | 0,96 | 1,09 | 0,8                                  | 0,88 | 0,9  | 0,9  |
| Cemento                         | 47,3              | 34,3 | 32,8 | 26,2 | 23,1 | 21,5 | 26,3                                 | 28,7 | 30,7 | 33,2 |
| Ceram./laterizi/san.            | 30,7              | 18,4 | 17,2 | 13,9 | 12,7 | 12,1 | 15,2                                 | 17,3 | 19,2 | 20,7 |
| Vetro                           | 5,3               | 5,1  | 5,2  | 4,9  | 4,8  | 4,9  | 5,0                                  | 5,2  | 5,3  | 5,5  |
| Altri minerali non met. / calce | 3,4               | 2,8  | 3,0  | 2,9  | 2,6  | 2,6  | 2,8                                  | 2,9  | 3,0  | 3,1  |
| Petrolchimica                   | 4,1               | 3,7  | 3,2  | 3,0  | 2,8  | 2,6  | 1,9                                  | 1,9  | 2,0  | 2,0  |
| Carta                           | 10,0              | 9,1  | 9,1  | 8,6  | 8,5  | 8,6  | 8,5                                  | 9,0  | 9,6  | 10,1 |

I modelli TIMES utilizzati nell'analisi necessitano infatti delle proiezioni delle produzioni fisiche dei principali comparti industriali italiani come principali driver per definire, attraverso l'evoluzione di processi e tecnologie, i consumi energetici dell'industria nell'orizzonte temporale di indagine. Al fine di produrre scenari coerenti con *EUref2016* è stato necessario individuare una metodologia per stimare le produzioni fisiche a partire dai Valori Aggiunti dei settori industriali resi disponibili da *EUref2016*.

La Tabella 21 riporta la variazione attesa del valore aggiunto dei diversi settori industriali assunta nello scenario nazionale BASE in linea con le ipotesi dello Scenario di Riferimento *EUref2016*.

A partire dai dati storici a disposizione su Valori Aggiunti e produzioni fisiche (fonte ISTAT) si sono formulate diverse ipotesi di relazione tra queste due grandezze: la relazione ipotizzata è stata scelta caso per caso sulla base del "best fit" con le ipotesi di sviluppo e le indicazioni di Confindustria e delle principali associazioni di categoria, dando luogo alle stime riportate in Tabella 22.

Nella modellizzazione dello Scenario di Riferimento sono stati considerati gli obblighi normativi (esempio, regolamentazione sui motori elettrici 2009/604/EC), le politiche e direttive per la riduzione dei consumi energetici e il contenimento delle emissioni dei settori

ETS al 2030 attraverso la proiezione di un prezzo della CO<sub>2</sub> di 33.5 €/ton nel 2030.

È importante sottolineare che nello scenario considerato non si contemplano cambiamenti radicali della struttura produttiva o delle tipologie di prodotti manifatturieri, né la delocalizzazione delle produzioni *energy-intensive*, ma soltanto una crescita diversificata delle branche industriali secondo i valori aggiunti settoriali con predilezione dei prodotti a bassa intensità energetica.

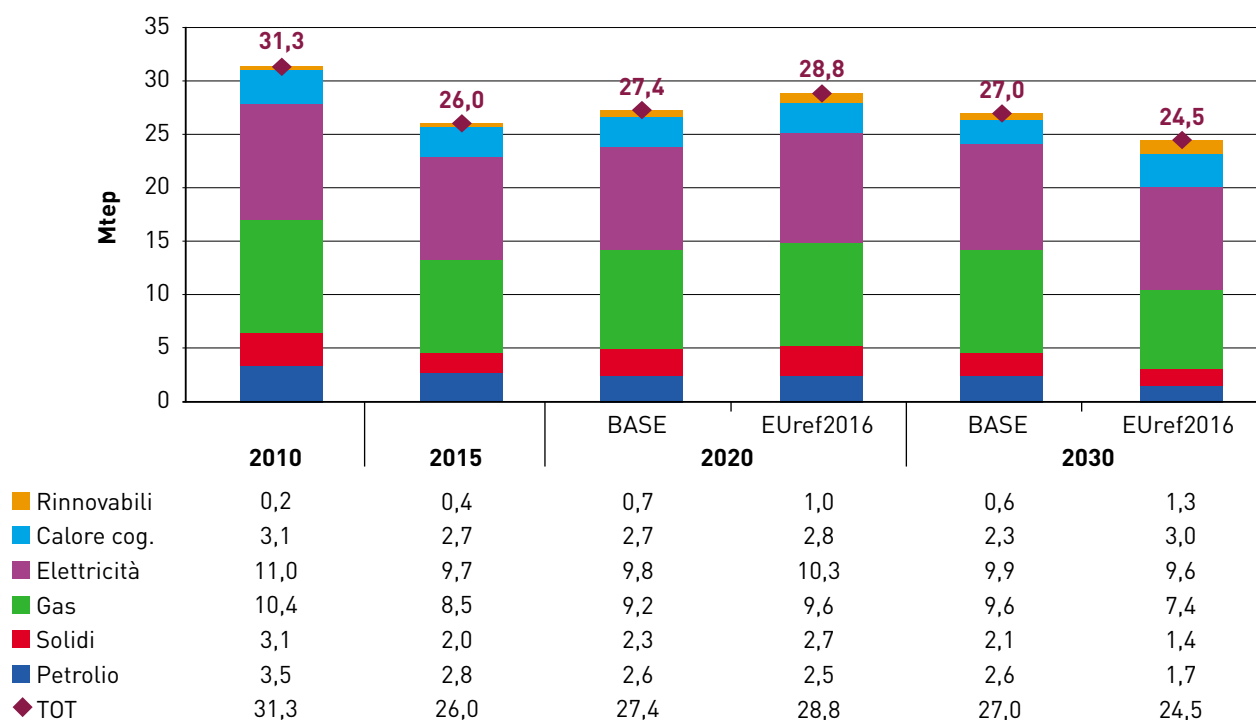
### 5.8.2

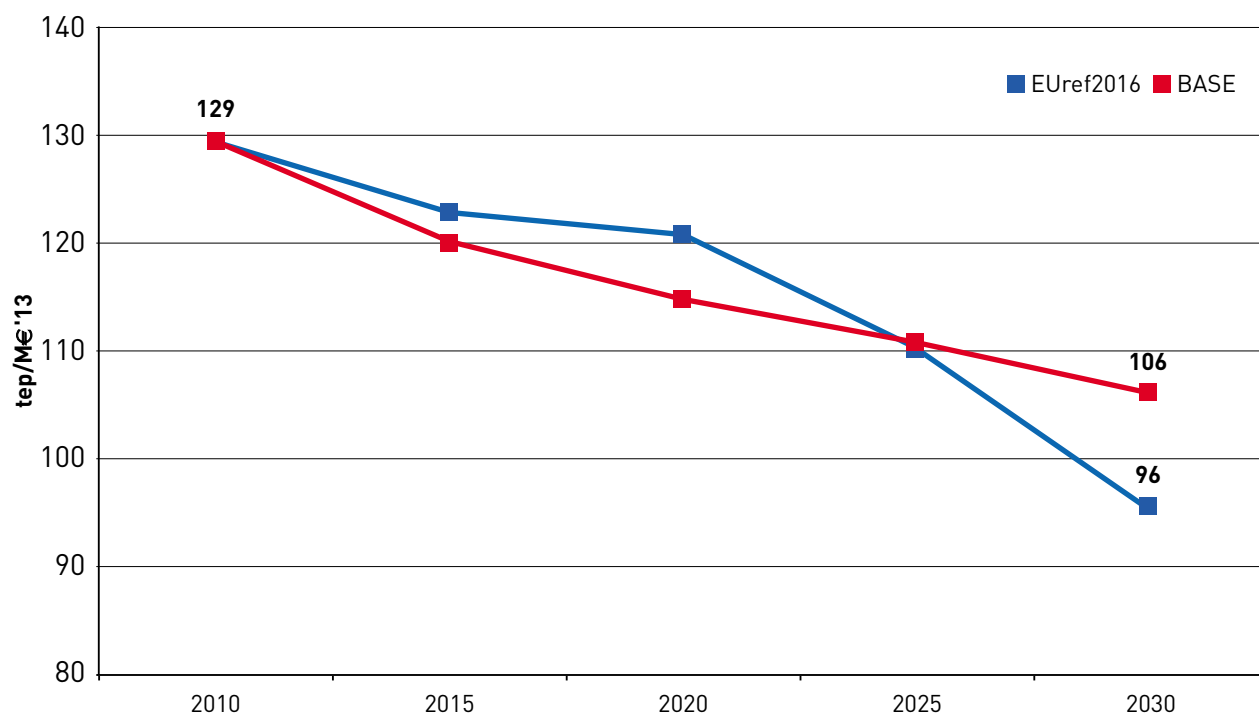
### Evoluzione dei consumi energetici del settore industriale

Lo Scenario di Riferimento presenta una lenta decrescita dei consumi industriali specifici e una stabilizzazione dei consumi legata ai vincoli emissivi per l'ETS e all'avanzamento tecnologico che spingono ad un efficientamento del settore nonostante la ripresa delle produzioni. Nel settore industriale l'efficienza energetica costituisce

**FIGURA 19**

**CONSUMI PER FONTE NEL SETTORE INDUSTRIALE, Mtep**



**FIGURA 20****RIDUZIONE DELL'INTENSITÀ ENERGETICA DEL SETTORE INDUSTRIALE, tep/M€**

la spinta principale alla riduzione dei consumi grazie al ricorso alla cogenerazione, all'utilizzo di motori più efficienti e sistemi di controllo. Ulteriori risparmi sono dovuti a sistemi di riscaldamento elettrico, interventi di compressione meccanica a vapore e soprattutto interventi di recupero termico nei processi industriali ad alto contenuto di energia. L'aumento della produzione e della domanda di servizi energetici ipotizzata risulta infatti compensato da un miglioramento di natura spontanea, di mercato, o dovuto alla normativa, dei processi industriali e delle tecnologie connesse (motori elettrici ad alta efficienza, illuminazione a LED, sistemi di cogenerazione, e soprattutto recupero dei cascami termici dai processi). Si nota una crescita delle fonti rinnovabili principalmente legata al maggior utilizzo di rifiuti rinnovabili per la produzione di calore.

Lo Scenario di Riferimento prevede quindi significativi aumenti di efficienza energetica per unità di valore aggiunto e importanti riduzioni dei consumi e delle emissioni di CO<sub>2</sub>, in linea con i trend storici.



## 5.9

## Il settore trasporti

## 5.9.1

## Politiche e driver di evoluzione della domanda

Il settore trasporti è un settore piuttosto eterogeneo ed è stato caratterizzato per tipologia di trasporto: *movimentazione merci* e *mobilità passeggeri*. I servizi energetici del settore sono rappresentati separatamente per entrambe le tipologie secondo le principali modalità di trasporto: trasporto su strada, ferroviario, aereo e marittimo.

Una ulteriore disaggregazione è effettuata per tener conto delle tecnologie che garantiscono tali servizi, diverse dinamiche di evolu-

TABELLA 23

EVOLUZIONE DEI DRIVER DEI SEGMENTI DI TRASPORTO PASSEGGERI E MERCI, Gpkm e Gtkm<sup>34</sup>

[Fonte: EU Reference Scenario 2016]

| Transporti                                      | 2000         | 2005         | 2010         | 2015         | 2020          | 2025          | 2030          |
|-------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Trasporto passeggeri (Gpkm<sup>35</sup>)</b> | <b>943,0</b> | <b>931,3</b> | <b>952,1</b> | <b>967,4</b> | <b>1019,7</b> | <b>1052,3</b> | <b>1091,0</b> |
| Trasporti pubblici                              | 93,4         | 101,0        | 102,2        | 104,8        | 107,4         | 109,4         | 111,3         |
| Auto private (1)                                | 713,9        | 677,0        | 698,4        | 703,1        | 736,4         | 753,5         | 778,4         |
| Motocicli                                       | 42,0         | 49,5         | 41,5         | 43,3         | 45,1          | 46,9          | 48,8          |
| Treni                                           | 55,2         | 56,1         | 54,3         | 55,3         | 62,3          | 67,1          | 71,8          |
| Aerei                                           | 33,5         | 42,7         | 50,9         | 55,9         | 63,4          | 70,1          | 75,4          |
| Navigazione interna                             | 5,0          | 5,0          | 4,8          | 4,9          | 5,0           | 5,1           | 5,2           |
| <b>Trasporto merci (Gtkm<sup>36</sup>)</b>      | <b>253,2</b> | <b>302,6</b> | <b>268,4</b> | <b>271,1</b> | <b>289,8</b>  | <b>306,3</b>  | <b>323,2</b>  |
| Camion                                          | 192,4        | 225,5        | 201,6        | 203,1        | 217,1         | 229,8         | 243,0         |
| Treni                                           | 22,8         | 22,8         | 18,6         | 20,0         | 22,0          | 23,5          | 24,9          |
| Navigazione interna                             | 37,9         | 54,3         | 48,1         | 47,9         | 50,7          | 53,0          | 55,3          |

<sup>34</sup> Si sottolinea che nello scenario *EUref2016* i dati relativi all'anno 2015 sono dati di scenario, mentre per le elaborazioni nazionali, eseguite successivamente, sono stati utilizzati i dati di consuntivo. Le differenze principali si rilevano nel trasporto passeggeri con auto (consuntivo 679 Gpkm) e nel trasporto merci su strada (consuntivo circa 140 Gtkm). Inoltre il modello Primes relativo al trasporto aereo include i voli intra-europei.

<sup>35</sup> Gpkm=miliardi di passeggeri per chilometro.

<sup>36</sup> Gtkm=miliardi di tonnellate di merci trasportate per chilometro.

zione delle domande e politiche che possono essere messe in atto. Sono individuati i sub-settori “trasporto su strada” disaggregato in trasporto pubblico su gomma, autovetture private, motocicli e trasporto merci su gomma, il trasporto aereo e quello marittimo sono suddivisi a seconda delle tratte (“domestico” e “internazionale”), quello ferroviario in trasporto passeggeri e merci. I settori sono costituiti da segmenti di traffico che rispondono sia alla necessità di mobilità delle persone che di spostamento delle merci.

La richiesta di mobilità per ciascun sub-settore è proiettata negli anni secondo tassi differenti. Come per gli altri settori finali, infatti, la proiezione della domanda dei servizi (in questo caso di mobilità passeggeri e movimentazione merci), dipende da variabili quali PIL, popolazione, prezzo del petrolio, eccetera, le cui “stime” rappresentano ipotesi di scenario. Per poter realizzare questo scenario si è fatto riferimento a proiezioni esogene dell’evoluzione di questi segmenti e sono state utilizzate le proiezioni alla base dello scenario EU Reference 2016.

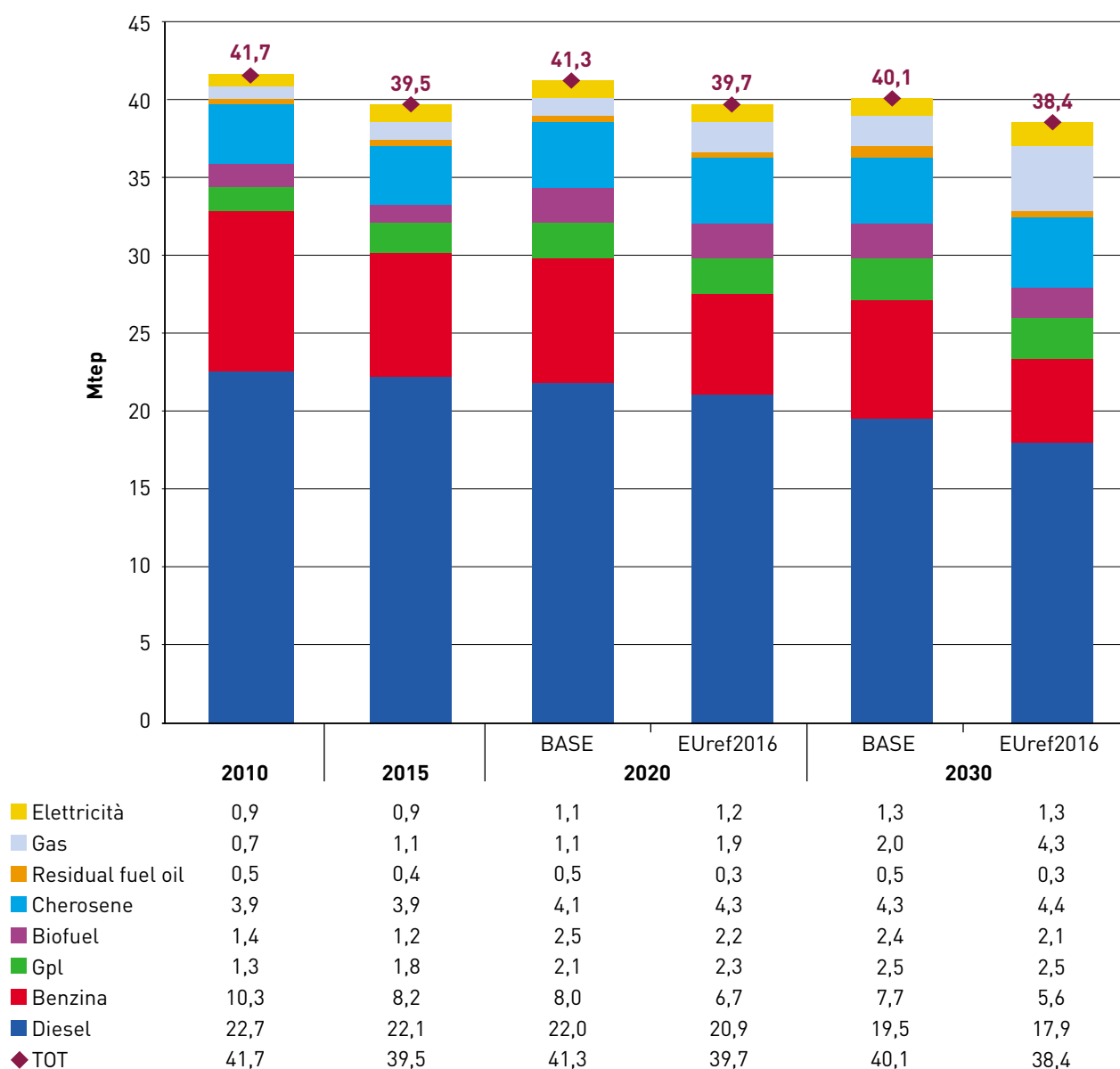
A completare il quadro di contorno per la realizzazione dello Scenario di Riferimento sono state adottate, come da normativa vigente, le seguenti ipotesi di policy per il settore trasporti:

- per la promozione dell’uso di biocarburanti ed elettricità nel settore: al 2020 almeno il 10% del consumi del settore da FER;
- per la regolamentazione dei livelli di emissioni di auto e veicoli commerciali leggeri di nuova immatricolazione: il livello medio delle emissioni di CO<sub>2</sub> delle autovetture nuove non deve superare i 130 gCO<sub>2</sub>/km dal 2015 (65% della flotta nel 2012, 75% nel 2013, 80% nel 2014) e i 95 gCO<sub>2</sub>/km a partire dal 2020; il livello medio delle emissioni di CO<sub>2</sub> dei veicoli commerciali leggeri nuovi non deve superare i 175 gCO<sub>2</sub>/km dal 2017 (70% della flotta nel 2014, 75% nel 2015, 80% nel 2016) e i 147 gCO<sub>2</sub>/km a partire dal 2020.

## 5.9.2

### **Evoluzione dei consumi energetici del settore trasporti**

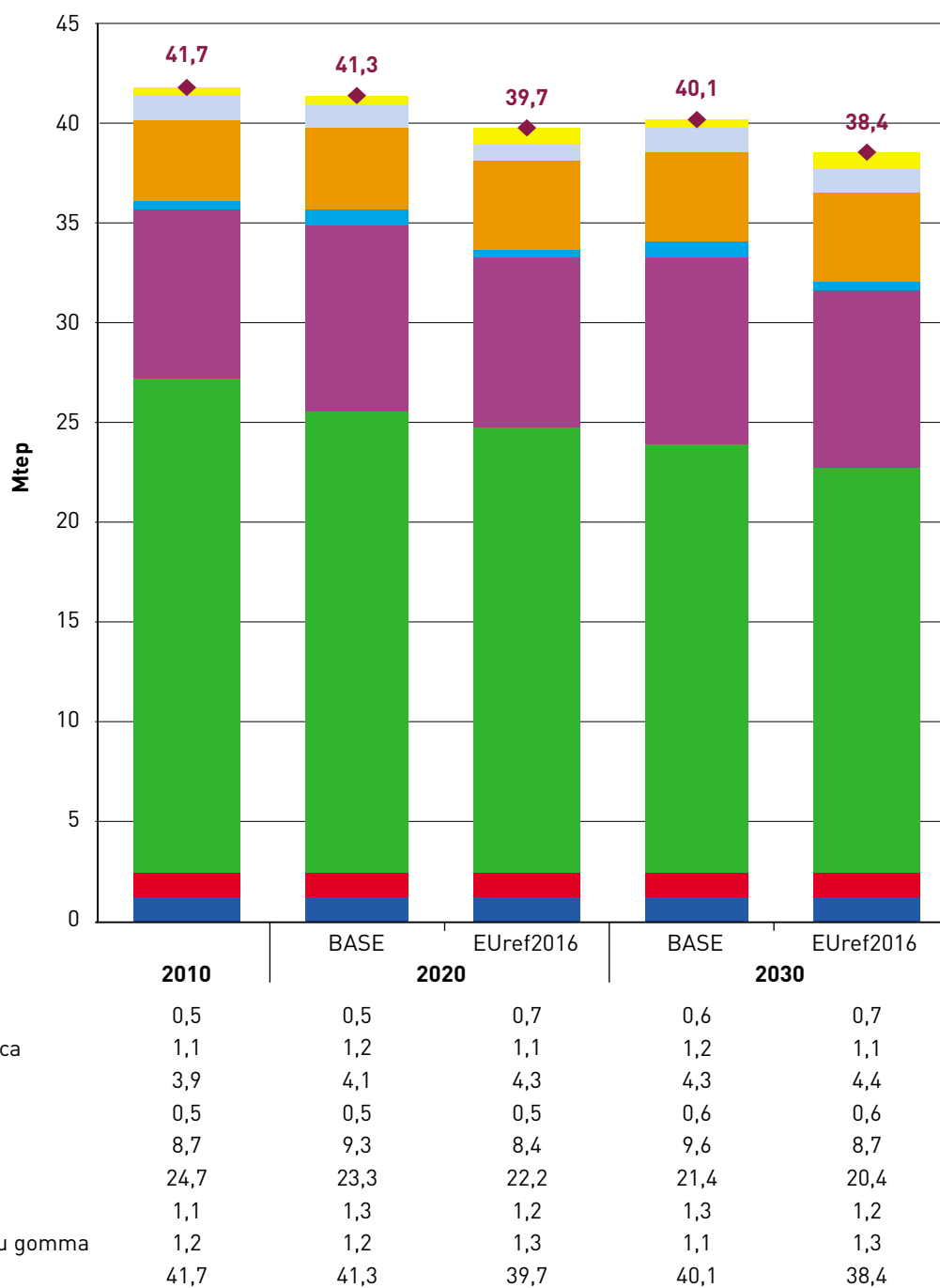
Secondo lo Scenario di Riferimento, i consumi di energia nel settore trasporti tendono a stabilizzarsi nel lungo periodo a circa 40 Mtep. L’aumento della domanda di mobilità ipotizzato in tutti i segmenti

**FIGURA 21****CONSUMI PER FONTE NEL SETTORE TRASPORTI, Mtep**

di traffico viene compensata dal miglioramento delle prestazioni medie dei mezzi di trasporto, in particolare nel trasporto stradale privato, per il quale si è ipotizzato vigente il regolamento sui livelli massimi di emissione dei veicoli di nuova immatricolazione. Si contemplano risparmi energetici aggiuntivi per lo sviluppo di infrastrutture e per l'incremento dell'offerta di mobilità di mezzi di trasporto pubblici alimentati elettricamente.

FIGURA 22

## CONSUMI PER MODALITÀ DI TRASPORTO, Mtep



**TABELLA 24**

**OBIETTIVI DI PENETRAZIONE DELLE FER NELL'AMBITO DELLA POLITICA CLIMA-ENERGIA EUROPEA E NAZIONALE**

| Riferimento                                        | Area   | Anno target | Target%     |
|----------------------------------------------------|--------|-------------|-------------|
| 2008 Climate Action and Renewable Energy Package   | EU28   | 2020        | 20          |
|                                                    | Italia | 2020        | 17          |
| Strategia Energetica Nazionale (2013)              | Italia | 2020        | 19-20       |
| 2030 Framework for climate and energy policies     | EU28   | 2030        | 27          |
|                                                    | Italia | 2030        | da definire |
| Roadmap for moving to a low carbon economy in 2050 | EU28   | 2050        | 55-75*      |

\* Range della quota FER nei 5 scenari di decarbonizzazione considerati dalla Commissione [COM(2011) 885 final].

Questo scenario vede inoltre un maggior ricorso a carburanti alternativi, biofuel, metano e gpl, in sostituzione dei combustibili tradizionali per lo più nella mobilità privata (trasporto auto).

## 5.10

### Obiettivi FER

Il quadro europeo fissa l'obiettivo vincolante a livello dell'UE di portare la quota di consumo energetico finale soddisfatto da fonti rinnovabili almeno al 20% entro il 2020 (17% per l'Italia) e al 27% entro il 2030. Dal monitoraggio dell'obiettivo effettuato per l'Italia dal GSE negli anni 2012-2013, l'Italia aveva già superato i propri obiettivi rispetto alla traiettoria definita nel PAN<sup>37</sup> del 2011. La SEN 2013 ha proposto quindi il superamento degli obiettivi fissati dalla UE al 2020 (con la Direttiva 2009/28/CE), introducendo nuovi target per le FER (19-20% al 2020 rispetto al 17% iniziale). Il *progress report* del 2015, pubblicato dal GSE, ha confermato il raggiungimento dell'obiettivo del 17% per l'Italia già nel 2014. La Tabella 24 riporta gli obiettivi di penetrazione delle FER per la politica Clima-Energia europea e nazionale.

<sup>37</sup> Piano d'Azione Nazionale.

**TABELLA 25****QUOTA FER AL 2020 E 2030 PER L'ITALIA**

| Percentuale FER    | Scenario  | 2020% | 2030%            |
|--------------------|-----------|-------|------------------|
| Scenario EUref2016 | EUref2016 | 19,80 | 24,20            |
| Scenario BASE      | BASE      | 18,80 | 21,60            |
| Obiettivo FER      |           | 17    | 27 <sup>38</sup> |

Nello scenario nazionale realizzato, BASE, non sono stati imposti vincoli specifici sul raggiungimento di target delle fonti rinnovabili al 2030. Si riporta il risultato ottenuto confrontato con quello dello scenario Europeo di riferimento (Tabella 25) e si vede come lo scenario BASE italiano si posiziona ben lontano da quelli che sono gli obiettivi a livello europeo al 2030.

<sup>38</sup> Si ricorda che l'obiettivo del 27% è a livello comunitario e non di singolo Paese membro.

## 5.11

## Principali indicatori energetici

TABELLA 26

PRINCIPALI INDICATORI ENERGETICI DELLO SCENARIO BASE

|                                                                   |             | Dati Scenario |              |              |              |              |              |              |
|-------------------------------------------------------------------|-------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|                                                                   |             | 2000          | 2005         | 2010         | 2015         | 2020         | 2025         | 2030         |
| <b>Energia primaria</b>                                           | <b>Mtep</b> | <b>174,2</b>  | <b>189,8</b> | <b>177,9</b> | <b>156,2</b> | <b>158,1</b> | <b>154,2</b> | <b>151,2</b> |
| <b>Intensità energetica</b>                                       | tep/M€'13   | 111           | 116          | 110          | 99           | 95           | 88           | 81           |
| <b>Riduzione energia primaria vs Primes 2007</b>                  | %           | 0             | 1            | -11          | -26          | -28          | -32          | -35          |
| <b>Dipendenza energetica</b>                                      | %           | 87            | 83           | 83           | 76           | 73,70        | 73,10        | 71,60        |
| <b>Consumi finali</b>                                             | <b>Mtep</b> | <b>125,6</b>  | <b>134,5</b> | <b>124,8</b> | <b>116,3</b> | <b>120,9</b> | <b>119,3</b> | <b>118,1</b> |
| <b>Elettrificazione usi finali</b>                                | %           | 18,7          | 19,2         | 20,6         | 21,2         | 21,0         | 21,7         | 22,5         |
| <b>Consumi specifici procapite<br/>(Consumi Residenziale/Pop)</b> | tep/ab      | 0,485         | 0,54         | 0,54         | 0,524        | 0,531        | 0,511        | 0,498        |
| <b>Intensità energetica industria (Consumi/VA)</b>                | tep/M€'13   | 155,7         | 156          | 129,4        | 118,3        | 114,9        | 110,8        | 106,3        |
| <b>Intensità energetica Terziario (consumi/VA)</b>                | tep/M€'13   | 14,6          | 17           | 18,3         | 16,5         | 16,3         | 15,3         | 14,4         |
| <b>Consumi specifici trasporto passeggeri</b>                     | tep/Mpkm    | 33            | 33           | 33           | 31,6         | 30,5         | 28,9         | 27,2         |
| <b>Consumi specifici trasporto merci</b>                          | tep/Mtkm    | 35            | 38           | 36,7         | 36,2         | 34,7         | 33,5         | 32,3         |
| <b>FER</b>                                                        | <b>%</b>    | <b>4,7</b>    | <b>5,8</b>   | <b>13,0</b>  | <b>17,5</b>  | <b>18,8</b>  | <b>20,1</b>  | <b>21,6</b>  |
| <b>RES_H&amp;C</b>                                                | %           | 2,9           | 4,6          | 15,6         | 19,2         | 20,1         | 21,8         | 23,9         |
| <b>RES_E</b>                                                      | %           | 15,7          | 16,3         | 20,1         | 33,5         | 35,0         | 36,7         | 37,7         |
| <b>RES_T</b>                                                      | %           | 0,6           | 1,1          | 4,6          | 6,4          | 10,3         | 11,0         | 12,2         |





# Le emissioni di gas serra nello Scenario di Riferimento

**Mario Contaldi, Emanuele Peschi, Monica Pantaleoni,  
Marina Colaiezzi, Antonio Caputo**  
ISPRA

## 6.1

### Introduzione

Le emissioni di gas ad effetto serra sono valutate direttamente dai modelli energetici per quanto riguarda il totale delle emissioni di CO<sub>2</sub> di origine energetica ed una parte delle emissioni imputabili ai processi industriali. Le emissioni di gas ad effetto serra di origine energetica diversi dalla CO<sub>2</sub> (CH<sub>4</sub> ed N<sub>2</sub>O) e di tutti i gas serra di origine non energetica (tra cui gli HFC e HCFC) generati da tutti i settori economici sono stimati con modelli dedicati, per questi ultimi nel seguito sono brevemente descritte le principali variabili utilizzate per ogni settore e le misure di riduzione delle emissioni considerate nello scenario.

I dati emissivi di CO<sub>2</sub> di origine energetica sono stimati nel dettaglio per ognuno dei principali settori economici. Nella tabella 28 sono riportati i dati storici e le proiezioni al 2020 ed al 2030, secondo lo Scenario di Riferimento ed i dati per l'Italia dell'equivalente Scenario di Riferimento europeo *EUref2016*. Nella Tabella 28 sono riportati i dati storici ed i risultati del citato Scenario di Riferimento europeo. La motivazione di questa doppia tabella risiede nel fatto che l'anno 2015 per *EUref2016* è un anno di scenario e non un anno di consun-

**TABELLA 27**

### EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> (MT) PER GLI ANNI STORICI (2015 INCLUSO) E NEGLI SCENARI NAZIONALI

| Emissioni di CO <sub>2</sub> , Mt | Consuntivi   |              |              | Previsioni   |                   |              |                   |
|-----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|
|                                   | 2005         | 2010         | 2015         | 2020 Rif.    | 2020<br>EUref2016 | 2030 Rif.    | 2030<br>EUref2016 |
| Totale da usi energetici, di cui: | <b>462,1</b> | <b>403,0</b> | <b>341,7</b> | <b>333,3</b> | <b>361,7</b>      | <b>306,7</b> | <b>308,6</b>      |
| - Industrie energetiche           | 162,7        | 136,7        | 107,9        | 98,9         | 134,5             | 77,9         | 104,8             |
| - Industria                       | 78,4         | 60,2         | 51,5         | 51,4         | 43,2              | 51,5         | 29,4              |
| - Trasporti                       | 127,6        | 114,4        | 105,3        | 103,1        | 108,8             | 102,2        | 99,6              |
| - Residenziale                    | 60,5         | 55,7         | 47,1         | 46,7         | 49,8              | 43,8         | 33,1              |
| - Terziario e agricoltura         | 32,8         | 36,1         | 29,9         | 30,6         | 25,5              | 28,9         | 15,7              |

**TABELLA 28****EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> (MT) PER GLI ANNI STORICI (2005 E 2010)  
E NEGLI SCENARI EUROPEI**

| MtCO <sub>2</sub>         | Consuntivi   |              | Scenario EUref2016 |              |              |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------------|--------------|--------------|
|                           | 2005         | 2010         | 2015               | 2020         | 2030         |
| Totale Settore energetico | <b>470,4</b> | <b>404,2</b> | <b>344,1</b>       | <b>361,7</b> | <b>308,6</b> |
| Industrie energetiche     | 176,9        | 152,3        | 120,6              | 134,5        | 104,8        |
| Industria                 | 72,5         | 49,5         | 39,9               | 43,2         | 29,4         |
| Trasporti                 | 131,8        | 118,6        | 113,7              | 108,8        | 102,9        |
| Residenziale              | 59,9         | 53,6         | 45,1               | 49,8         | 48,9         |
| Terziario e agricoltura   | 29,3         | 30,2         | 24,9               | 25,5         | 22,6         |

tivo, invece lo scenario nazionale emissivo, preparato in epoca successiva, considera i dati di consuntivo che erano disponibili al momento della sua elaborazione. Le differenze sulle emissioni complessive sono contenute; tuttavia ci sono rilevanti differenze a livello settoriale (soprattutto industrie energetiche ed industria in senso stretto) che influenzano le proiezioni.<sup>39</sup>

Si segnala che negli scenari europei il dato dei trasporti include i voli nazionali ed i voli intra europei e che le emissioni delle industrie energetiche e dell'industria in senso stretto sono suddivise in modo diverso:

- nel settore dei trasporti le stime nazionali includono solo i voli nazionali, le emissioni dei voli internazionali non sono di pertinenza nazionale e sono escluse nella valutazione del rispetto dell'obiettivo del 33% di riduzione. La stima emissiva dei voli internazionali è riportata in nota alla tabella per consentire il confronto tra le due serie di dati;
- in questa tabella per motivi di sintesi sono state sommate al set-

<sup>39</sup> Le stime *EUref2016* per il settore dei trasporti includono le emissioni dell'aviazione internazionale (voli intra EU e voli internazionali). Questo valore è pari a circa 9,8 e 10,4 Mt rispettivamente per gli anni 2015 e 2030 nello Scenario Riferimento. Le stime emissive dei voli internazionali vanno sottratte per confrontare i valori di Tabella 12 con quelli della tabella precedente, le differenze residue sono dovute ad aggiornamenti delle stime. Al netto del contributo dei voli internazionali negli scenari europei la differenza con gli scenari nazionali al 2030 è di 8,5 Mt CO<sub>2</sub> per lo Scenario di Riferimento, con maggiori emissioni negli scenari nazionali.

tore dei trasporti le emissioni connesse a carburanti usati per conto dello Stato;

- la maggiore stima delle emissioni dell'industria nello scenario nazionale compensa in parte le differenze nel settore energetico, in altri termini le differenze tra le emissioni delle industrie energetiche e quelle dell'industria in senso stretto si compensano.

---

## 6.2

### Emissioni settori ETS

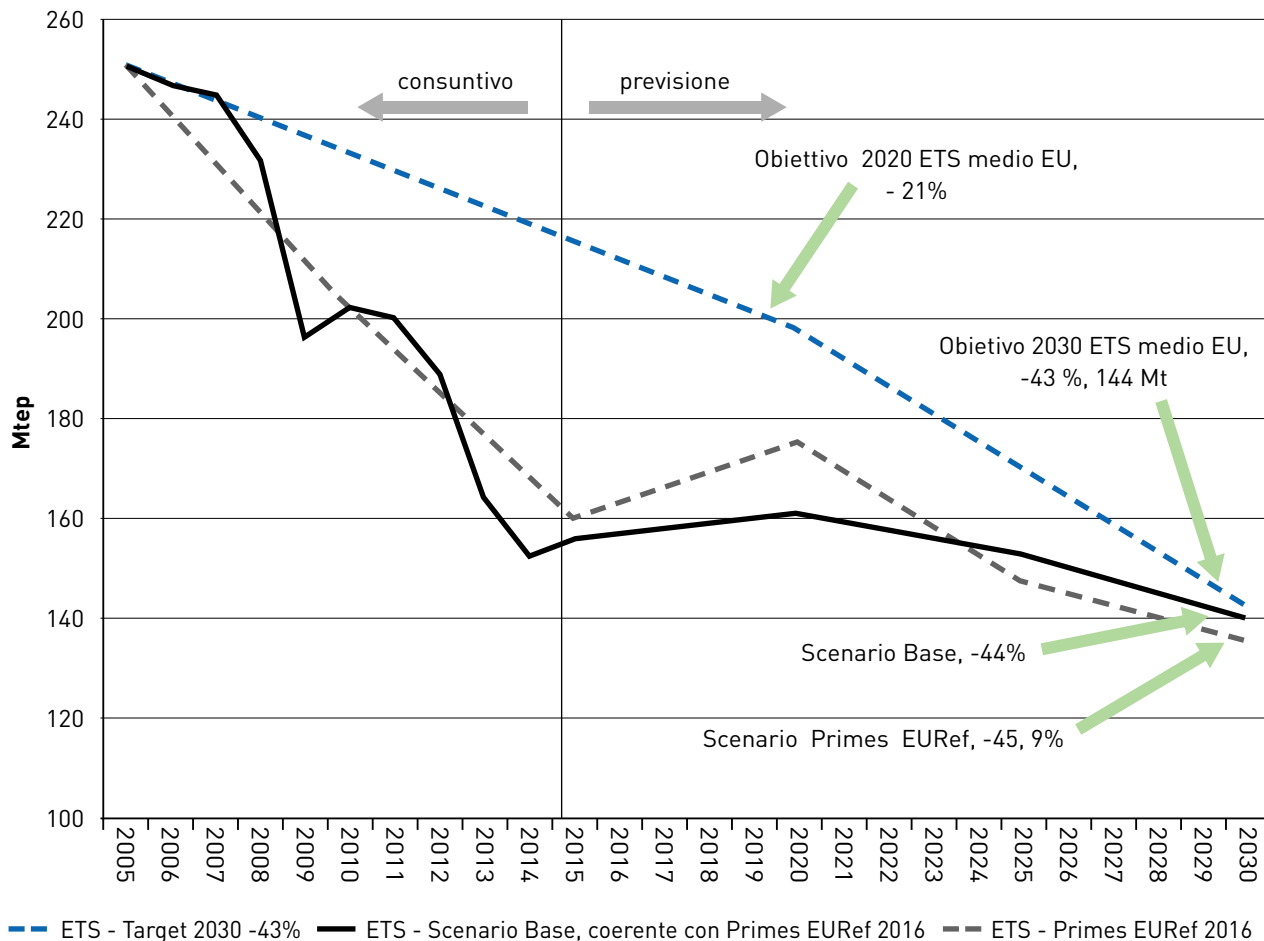
Nel sistema ETS definito sulla base della Direttiva 2003/87/CE l'Italia aveva la disponibilità di 201,6 Mt di quote annuali nel periodo 2008/2012. Le quote sono state distribuite a titolo gratuito agli operatori per l'intero periodo con la decisione dell'autorità nazionale competente del 20 febbraio 2008. Questa assegnazione di quote è stata messa in atto dopo un periodo di applicazione sperimentale del sistema tra il 2005 e il 2008, senza vincoli emissivi.

Successive Direttive (2008/101/CE, 2009/29/CE) hanno modificato il sistema, includendo l'aviazione e stabilendo di abbandonare il sistema degli obiettivi emissivi nazionali sostituiti da un obiettivo europeo da distribuire tra gli operatori sulla base di standard settoriali di consumi energetici-emissioni.

Questo sistema è stato successivamente esteso al periodo 2013-2020 attraverso l'estensione lineare della riduzione prevista annualmente (-1,74%) a livello di obiettivo complessivo per l'EU, sono state introdotte le aste per l'allocazione dei permessi di emissione ed è stata ampliata la quantità di attività soggette a ETS, aggiungendo in particolare la produzione di acido nitrico, adipico e glicolico, la produzione di ammoniaca, alluminio ed altri due gas serra oltre la CO<sub>2</sub>: protossido di azoto e perfluorocarburi.

Questo sistema in cui gli operatori acquisiscono le quote sul mercato, attraverso aste dedicate, e ci sono allocazioni gratuite (in parte) solo per gli operatori soggetti a concorrenza internazionale, è stato esteso fino al 2030 cambiando la traiettoria lineare di riduzione del totale delle emissioni europee dall'1,74% al 2,2% annuale a partire dal 2021. Su questa base la riduzione complessiva è del 43% rispetto alle emissioni del 2005. Come già detto non è prevista una ripartizione a livello nazionale dell'obiettivo.

Come si vede nella Figura 23 gli operatori nazionali secondo lo Scenario di Riferimento dovrebbero ridurre del 44% circa le emissioni, rispetto ad un obiettivo medio europeo del 43%. Lo scenario *EUref2016* presenta risultati simili, con una riduzione del 45%. Si segnala che tutte le percentuali di riduzione menzionate sono calcolate rispetto ad un valore emissivo nel 2005 di 250,4 Mt per il settore ETS, che include le emissioni nel 2005 dei nuovi entranti e nuovi gas inseriti nel sistema ETS a partire dal 2013.

**FIGURA 23****EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI GHG DEL SETTORE ETS, MT CO<sub>2</sub>eq**

## 6.3

## Emissioni settori non-ETS

Le emissioni rilevanti ai fini del rispetto dell'obiettivo di riduzione nazionale in ambito europeo (-33%) sono riportate nella tabella seguente suddivise nei principali settori economici. Si sottolinea che i dati emissivi riportati alla riga industria per gli anni 2005 e 2010 sono quelli effettivi a cui sono state sottratte le emissioni dei settori industriali entrati nel sistema ETS a partire dal 2013. In questo modo si costruisce un andamento emissivo coerente con il rispetto degli obiettivi al 2020 ed al 2030.

L'incidenza delle emissioni di gas serra diversi dalla CO<sub>2</sub> derivanti da fonti energetiche non è riportata esplicitamente in tabella ed è pari a circa 4,5% del totale negli anni storici e sale fino al 5,5% nel 2030. La fonte principale sono le emissioni di metano e protossido di azoto da combustione di biomasse e le emissioni di metano da estrazione, stoccaggio e trasporto dei combustibili.

I dati in tabella sono coerenti con il rispetto dell'obiettivo e la parte che manca (la riduzione ipotizzata è del 32,5% invece del 33%) è pre-

TABELLA 29

EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> (MT) PER I SETTORI ESD,  
ANNI STORICI (2005-2015) E PROIEZIONI

| Settori ESD                                               | 2005         | 2010         | 2015         | 2020                      | 2025         | 2030         |
|-----------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------------------|--------------|--------------|
| Industria (include processo e F-gas)                      | 46,8         | 37,9         | 41,6         | 34,0                      | 30,3         | 29,9         |
| Civile                                                    | 87,7         | 88,9         | 73,3         | 73,7                      | 70,6         | 69,3         |
| Agricoltura-trattori                                      | 9,3          | 8,1          | 7,7          | 7,6                       | 7,4          | 7,2          |
| Trasporti                                                 | 125,5        | 112,3        | 103,4        | 101,7                     | 99,9         | 100,3        |
| Agricoltura allevamenti/coltivazioni                      | 32,7         | 30,5         | 29,9         | 30,5                      | 30,6         | 30,6         |
| Rifiuti                                                   | 24,6         | 22,4         | 18,8         | 15,2                      | 13,1         | 12,0         |
| <b>Totale</b>                                             | <b>326,5</b> | <b>300,1</b> | <b>274,7</b> | <b>262,7</b>              | <b>251,9</b> | <b>249,3</b> |
| <b>Obiettivo ESD / ESR, 2020 (-13%) e 2030 (-33%), Mt</b> |              |              | <b>304,2</b> | <b>294,4<sup>40</sup></b> | <b>248,3</b> | <b>218,8</b> |

<sup>40</sup> La Decisione (UE) 2017/1471 rivede le assegnazioni delle quote di emissione di gas ad effetto serra nel periodo 2017-2020 modificando la Decisione 2013/162/UE e portando il target ESD al 2020 ad un valore pari a 291 Mt.

**TABELLA 30****EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI TOTALI DI GHG, MT CO<sub>2</sub>eq**

| Emissioni di GHG, Mt di CO <sub>2</sub> eq, | 2005                      | 2010         | 2015         | 2020         | 2025         | 2030         |
|---------------------------------------------|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>DA USI ENERGETICI, di cui:</b>           | <b>476,5</b>              | <b>417,6</b> | <b>354,2</b> | <b>346,7</b> | <b>333,5</b> | <b>319,2</b> |
| Industrie energetiche                       | 160,9                     | 134,7        | 105,9        | 99,5         | 92,6         | 78,3         |
| Industria                                   | 80,0                      | 61,4         | 52,6         | 52,5         | 51,5         | 52,5         |
| Trasporti                                   | 128,0                     | 115,1        | 106,0        | 104,4        | 102,7        | 103,5        |
| Civile                                      | 87,7                      | 88,9         | 74,1         | 74,5         | 71,4         | 70,0         |
| Agricoltura                                 | 9,3                       | 8,1          | 7,7          | 7,6          | 7,4          | 7,2          |
| Altri                                       | 10,7                      | 9,5          | 8,0          | 8,3          | 7,9          | 7,7          |
| <b>DA ALTRE FONTI, di cui:</b>              | <b>102,9</b>              | <b>87,4</b>  | <b>78,8</b>  | <b>79,2</b>  | <b>73,5</b>  | <b>72,9</b>  |
| Processi industriali                        | 45,7                      | 34,6         | 30,0         | 33,5         | 29,9         | 30,3         |
| Agricoltura                                 | 32,7                      | 30,5         | 30,0         | 30,5         | 30,6         | 30,6         |
| Rifiuti                                     | 24,6                      | 22,4         | 18,8         | 15,2         | 13,1         | 12,0         |
| <b>TOTALE</b>                               | <b>579,4</b>              | <b>505,0</b> | <b>433,0</b> | <b>425,9</b> | <b>407,1</b> | <b>392,1</b> |
| Emissioni dei settori soggetti a ETS        | <b>250,4<sup>41</sup></b> | <b>202,2</b> | <b>156,2</b> | <b>161,0</b> | <b>152,7</b> | <b>140,1</b> |

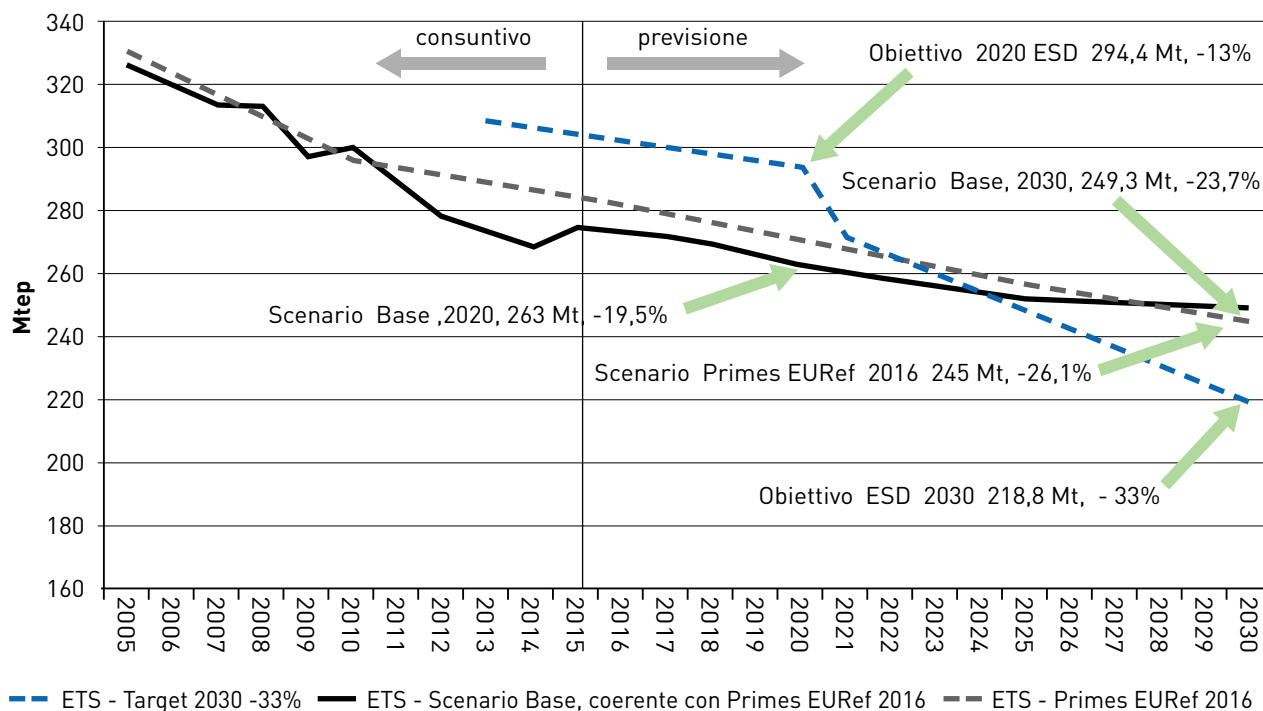
visto sia conseguita con le flessibilità presenti nella Proposta di Regolamento *Effort Sharing*, ovvero con gli assorbimenti forestali ed il *banking* del surplus del periodo 2021-2025. Il surplus previsto è verificabile facendo la sottrazione tra l'obiettivo di cui all'ultima riga in tabella e il totale emissivo dei settori non soggetti a ETS e, come si vede, si prevede di utilizzarne una piccola parte ai fini di conseguire il 33% previsto. Gli assorbimenti forestali utilizzabili sono pari a circa 1,1 Mt annue di CO<sub>2</sub>eq.

Nella Tabella 30 sono riportate le emissioni totali nazionali effettive, suddivise per ogni settore economico negli anni storici (2005-2015) e di scenario (2020-2030). Le emissioni sono quelle risultanti dalle stime emissive aggiornate a marzo 2017 e verificate in sede UE. In

<sup>41</sup> Le emissioni 2005 e 2010 del settore ETS riportate in tabella tengono conto delle emissioni verificate degli impianti per i suddetti anni e delle emissioni al 2005 e 2010 degli impianti nuovi entranti dal 2013.

**FIGURA 24**

**EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI DI GHG  
PER I SETTORI NON SOGGETTI A ETS, Mt CO<sub>2</sub>eq**



fondo alla tabella sono riportate anche le emissioni dei settori soggetti a ETS. Come accennato i settori soggetti sono stati oggetto di numerosi cambiamenti per cui questo dato non è confrontabile con quello utilizzato per costruire la tabella precedente. Dai dati di questa tabella è possibile apprezzare l'incidenza delle emissioni di origine non energetica pari a circa il 18% negli anni storici e prevista aumentare fino al 19% circa nel 2030, per effetto della riduzione delle emissioni di origine energetica.

L'incidenza delle emissioni di gas diversi dalla CO<sub>2</sub> ma di origine energetica sulle emissioni totali non è riportata esplicitamente in tabella ed è pari a circa il 2,5-3% negli anni storici fino a salire intorno al 3,5% nel 2030.

L'evoluzione dal 2005 al 2030 delle emissioni nei settori soggetti e non soggetti a ETS è riportato anche nella Figura 24. I dati sono ana-

loghi a quelli delle tabelle precedentemente descritte.

I grafici, grazie al dettaglio annuale delle emissioni, evidenziano gli effetti della crisi economica, visibile nel brusco cambiamento di pendenza della curva di riduzione delle emissioni nel 2009 e nel 2011-2014, in particolare nei settori soggetti a ETS. La riduzione non è riconducibile a progressi tecnologici ma alla riduzione delle produzioni nei settori industriali e di attività negli altri settori.

---

## 6.4

### Emissioni di origine non energetica

Come accennato, il totale di emissioni di GHG, *Green House Gasses*, si ottiene aggiungendo alle emissioni di anidride carbonica di fonte energetica illustrate finora le emissioni di gas ad effetto serra di origine energetica diversi dalla CO<sub>2</sub> (CH<sub>4</sub> ed N<sub>2</sub>O) e di tutti i gas serra di origine non energetica (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O ed i gas fluorurati non sottoposti al Protocollo di Montreal). Queste emissioni sono presenti in tutti i settori economici e sono stimate da ISPRA con modelli dedicati. A questi gas andrebbe aggiunto ai fini del rispetto degli obiettivi al 2030 anche l'NF<sub>3</sub>, originariamente escluso dal computo del totale nazionale ai fini del Protocollo di Kyoto e dell'accordo di Doha. Si tratta di emissioni da processo di origine industriale quasi trascurabili in Italia, per cui si continua ad ignorarle nel seguito, per coerenza con tutta una serie di dati storici che non le includono.

I settori che originano queste emissioni sono diversi ed eterogenei tra di loro, nel seguito sono brevemente descritti.

---

### 6.4.1

#### Processi industriali

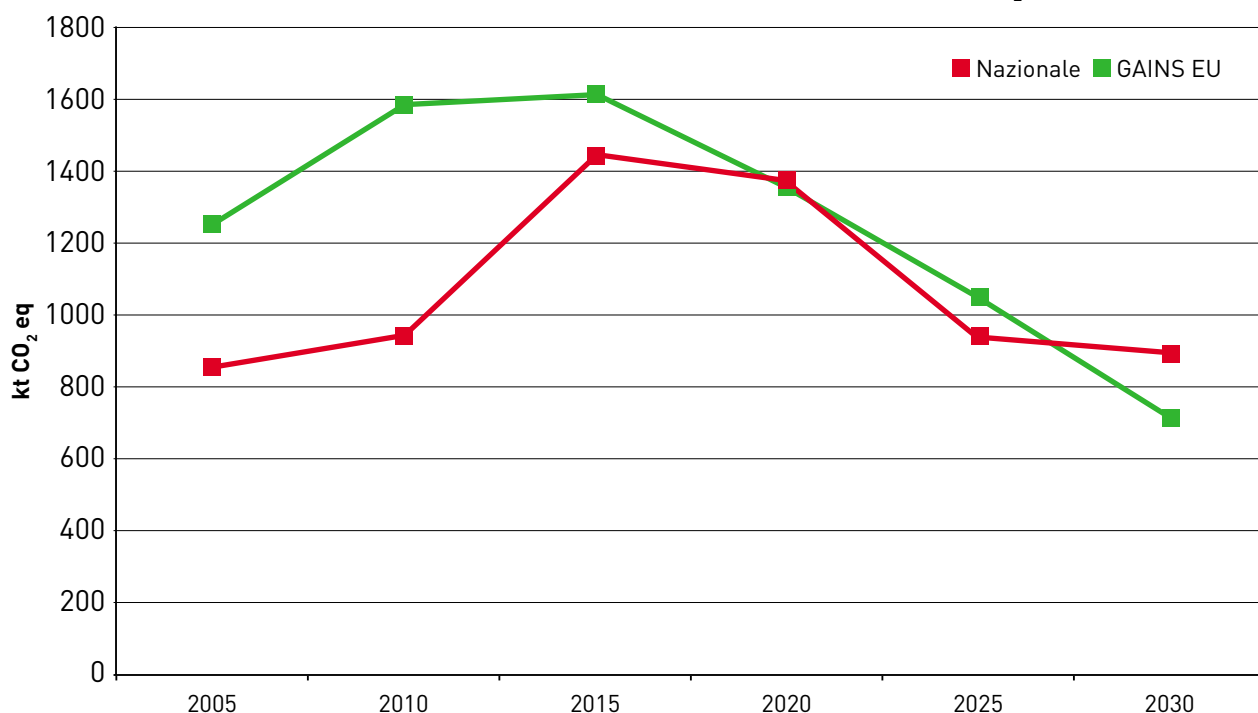
Questo settore include le emissioni da produzioni industriali (cemento, calce, acciaio ed altri con piccole quantità) e da F-gas<sup>42</sup>. Il primo gruppo comprende la produzione di cemento calce ed acciaio per i quali le emissioni non energetiche sono direttamente propor-

<sup>42</sup> Gas fluorurati a effetto serra.



**FIGURA 25**

**ANDAMENTO DELLE EMISSIONI DI F-GAS  
PER GLI ANNI STORICI E PROIEZIONI AL 2030, KT CO<sub>2</sub>eq**



zionali alle produzioni fisiche. Per quanto riguarda invece le emissioni di N<sub>2</sub>O da acido nitrico ed adipico è prevista l'implementazione di sistemi SCR (*Selective Catalytic Reduction*) a tutte le produzioni. Le emissioni da processo dei settori soggetti a ETS (acciaio, materiali da costruzione) sono anch'esse soggette a ETS e costituiscono la maggior parte delle emissioni da processi industriali.

Quanto ai gas fluorurati, essi pesano complessivamente per circa 8-9 Mt al 2030 e costituiscono la gran parte del contributo del settore non energetico alle emissioni del settore industria non soggetto a ETS. Nella Figura 25 sono riportati gli andamenti storici e le previsioni nazionali e comunitarie per questi gas in termini di impatto complessivo di GHG equivalenti.

Come si vede dagli andamenti, le previsioni comunitarie sono molto più ambiziose in termini di riduzione possibile. Si ritiene che queste ultime non riflettano la reale evoluzione del parco di apparecchiature e di veicoli nazionali, in particolare la vita media dei veicoli è prevista a circa 10 anni a livello comunitario, mentre è circa doppia a livello nazionale.

Le previsioni, sia nazionali che comunitarie, includono l'applicazione completa del Regolamento F-Gas del 2014, che prevede il divieto di uso di alcuni gas a più alto potenziale di riscaldamento globale e la sostituzione con prodotti che presentano un minore impatto sul clima ed anticipa le deliberazioni dell'Emendamento di Kingali al Protocollo di Montreal.

---

## 6.4.2

### **Agricoltura**

Le emissioni di questo settore riflettono l'andamento di fattori quali il numero ed il tipo di animali da allevamento, la variazione delle superfici coltivate e delle colture, l'uso dei fertilizzanti contenenti azoto. Tutte queste misure sono influenzate dalla Politica Agricola Comune europea e pertanto sono sensibili a cambiamenti delle pratiche agricole così come delineate nei piani di sviluppo rurale in corso. Le previsioni includono la valutazione dei piani di sviluppo a livello regionale, con un panorama articolato di differenti scelte e previsione per ogni regione.

---

## 6.4.3

### **Rifiuti**

Le emissioni di questo settore sono connesse soprattutto alla quantità totale di rifiuti prodotti, alla quantità di sostanze biodegradabili in discarica ed alle percentuali di recupero del metano prodotto in discarica.

Pertanto le previsioni sono fatte considerando l'evoluzione attesa della popolazione e della quantità di rifiuti riciclati, portati a discarica, inceneriti, trattati in modo meccanico o compostati.

L'evoluzione è stimata sulla base delle normative in vigore, che por-

tano già, ove implementate, ad una forte riduzione delle emissioni. La stima delle riduzioni potrebbe risultare troppo ambiziosa viste le passate difficoltà di implementare queste normative in alcune zone del Paese.

### 6.5

#### **Emissioni complessive di origine non energetica**

Le emissioni di origine non energetica sono notevolmente diminuite tra il 2005 ed il 2015 per effetto delle seguenti misure:

- implementazione di controlli sulle emissioni di N<sub>2</sub>O dovute alla produzioni di acido adipico e nitrico;
- riduzione delle emissioni da discariche grazie al recupero del metano;
- riduzione delle emissioni da processi industriali dovute ad una riduzione delle attività;
- incremento dell'uso di deiezioni animali per la produzione di biogas e riduzione/cambiamento nell'uso dei fertilizzanti.

Sulla base dello scenario le emissioni si dovrebbero ulteriormente ridurre tra il 2015 e il 2030 attraverso la combinazione di diversi trend a livello sotto-settoriale:

- leggero aumento delle emissioni dal settore industriale e dei solventi dovuto ad un recupero della produzione;
- forte riduzione delle emissioni di F-gas a causa dell'implementazione del Regolamento F-gas del 2014;
- stabilità delle emissioni agricole, sia da fertilizzanti che da deiezioni animali;
- forte riduzione delle emissioni dovute a rifiuti, attraverso l'aumento delle percentuali di recupero e la decisa riduzione dei quantitativi portati in discarica. La proiezione include l'integrale applicazione delle normative europee in materia di rifiuti;
- riduzione delle emissioni connesse alla produzione e stoccaggio di combustibili fossili e di gas serra diversi dalla CO<sub>2</sub> connessi all'uso energetico dei combustibili, grazie a miglioramenti tecnologici.

Tutto il set di dati di base per la stima delle proiezioni è coerente con le stime elaborate per la revisione della Direttiva NEC, recentemente approvata, e comunicate a UNECE/Protocollo di Goteborg. L'andamento emissivo sopra delineato è quello dello Scenario di Ri-

ferimento e non prevede ulteriori interventi oltre l'applicazione di norme già approvate.

Le stime emissive sono state preparate da ISPRA sulla base delle informazioni disponibili. Con riferimento al settore dell'agricoltura si sottolinea che il Ministero competente ritiene queste stime ottimistiche ed i suoi organi tecnici hanno iniziato un processo di aggiornamento delle proiezioni dei dati di attività (numero di capi, tecnologie di trattamento delle deiezioni, pratiche agricole).

## 6.6

## Principali indicatori emissivi

TABELLA 31

PRINCIPALI INDICATORI EMISSIVI

|                                                                | Riferimento |        | Storico |       |       |       |       |       |  | Scenario |       |       |
|----------------------------------------------------------------|-------------|--------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|--|----------|-------|-------|
|                                                                | 1990        | 2005   | 2010    | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  |  | 2020     | 2025  | 2030  |
| Emissioni GHG                                                  | Mt GHG      | Mt GHG |         |       |       |       |       |       |  |          |       |       |
| Variazione % emissioni totali di GHG rispetto a 1990           | 518,3       |        | -2,9    | -5,5  | -9,6  | -15,3 | -18,6 | -16,7 |  | -18,1    | -21,7 | -24,6 |
| ETS, variazione % emissioni GHG rispetto al 2005               |             | 250,4  | -19,3   | -20,2 | -24,6 | -34,3 | -39,1 | -37,6 |  | -35,7    | -39,0 | -44,0 |
| Non ETS, variazione % emissioni GHG rispetto ad anno base 2005 |             | 326,5  | -6,6    | -10,0 | -14,6 | -16,0 | -20,8 | -16,2 |  | -16,7    | -20,1 | -21,1 |
| <b>Intensità emissiva (GHG/PIL)</b>                            |             |        |         |       |       |       |       |       |  |          |       |       |
| Intensità emissioni totali GHG su PIL                          | 0,394       | 0,356  | 0,307   | 0,299 | 0,285 | 0,267 | 0,274 | 0,307 |  | 0,257    | 0,216 | 0,183 |
| Intensità ETS (GHG ETS/PIL)                                    |             | 0,154  | 0,126   | 0,124 | 0,12  | 0,107 | 0,099 | 0,101 |  | 0,098    | 0,083 | 0,072 |
| Intensità non ETS (GHG non ETS/PIL)                            |             | 0,2    | 0,187   | 0,179 | 0,178 | 0,178 | 0,169 | 0,173 |  | 0,159    | 0,133 | 0,112 |
| <b>Emissioni procapite</b>                                     |             |        |         |       |       |       |       |       |  |          |       |       |
| Emissioni GHG (totali) pro capite, t pro capite                | 9,17        | 9,99   | 8,59    | 8,33  | 7,89  | 7,37  | 6,78  | 7,09  |  | 7        | 6,57  | 6,21  |
| Variazione % emissioni pro capite rispetto a 2005              |             | 9,99   | -14,0   | -16,6 | -21,0 | -26,2 | -32,1 | -29,1 |  | -30,0    | -34,3 | -37,9 |
| <b>Emissioni GHG per settore, variazione % su 2005</b>         |             |        |         |       |       |       |       |       |  |          |       |       |
| Industrie energetiche                                          |             | 171,6  | -16,0   | -17,3 | -20,4 | -31,4 | -36,8 | -33,6 |  | -33,7    | -34,0 | -34,8 |
| Industria (include processo e F-gas)                           |             | 125,6  | -23,6   | -24,0 | -31,4 | -34,9 | -34,7 | -34,2 |  | -33,7    | -33,1 | -32,6 |
| Trasporti                                                      |             | 124,9  | -10,5   | -11,3 | -17,1 | -19,1 | -15,2 | -17,2 |  | -18,6    | -20,0 | -19,7 |
| Civile+agricoltura                                             |             | 96,3   | 0       | -10,2 | -9,7  | -10,5 | 23,2  | -15,9 |  | -15,5    | -18,9 | -20,6 |
| Agricoltura allevamenti/coltivazioni                           |             | 35,3   | 7,7     | 8,8   | -4,5  | -6,3  | -19,3 | -15,0 |  | -13,4    | -13,2 | -13,1 |
| Rifiuti                                                        |             | 24,6   | -9,0    | -11,7 | -11,3 | -18,2 | -19,6 | -23,5 |  | -26,5    | -29,4 | -32,4 |
| <b>Emissioni specifiche</b>                                    |             |        |         |       |       |       |       |       |  |          |       |       |
| Emissioni generazione elettrica, g CO <sub>2</sub> /kWh        |             | 473    | 398     | 392   | 382   | 336   | 322   | 331   |  | 303      | 267   | 227   |
| Riduzione % emissioni rispetto al 2005                         |             |        | -15,9   | -17,3 | -19,2 | -29,1 | -32,0 | -30,1 |  | -35,9    | -43,5 | -52,0 |
| Emissioni parco auto circolante, g CO <sub>2</sub> /km         |             | 176,1  | 168,8   | 167,9 | 166,2 | 166,3 | 166   | 165,5 |  | 152,3    | 129,9 | 110,8 |
| Riduzione % emissioni rispetto al 2005                         |             |        | -4,2    | -4,7  | -5,6  | -5,6  | -5,8  | -6,0  |  | -13,6    | -26,2 | -37,1 |



# Analisi di impatto dello Scenario di Riferimento sul settore elettrico

**Alberto Gelmini, Fabio Lanati,  
Michele Benini, Massimo Gallanti**  
*Sviluppo Sistemi Energetici - RSE*

## 7.1

### Introduzione

I sistemi elettrici presentano diversi vincoli tecnici particolarmente complessi (ad esempio: limiti di trasporto della rete e vincoli di flessibilità degli impianti di generazione) che hanno effetti rilevanti sulla gestione operativa e che sono solo parzialmente, in maniera approssimata, o per nulla, rappresentabili nei modelli energetici di lungo termine; questi ultimi, infatti, si basano su una discretizzazione temporale a grana molto più grossa di quella oraria, indispensabile per la simulazione del mercato/sistema elettrico.

A partire dai risultati per il settore elettrico dello Scenario di Riferimento BASE, in termini di capacità di generazione e di domanda elettrica all'anno 2030, RSE ha quindi svolto con appositi strumenti una simulazione del mercato elettrico (simulazione BASE) ed una valutazione delle criticità nell'esercizio in sicurezza del sistema (simulazione BASE\_RIS).

Nella simulazione BASE si rappresenta il funzionamento del mercato del Giorno Prima (MGP) che non tiene conto di molti dei vincoli necessari per la sicurezza del sistema elettrico; questi invece sono ripresi in una seconda simulazione, BASE\_RIS, dove si aggiungono i vincoli orari di riserva (secondaria, terziaria pronta e di sostituzione, sia a salire sia a scendere). In questo modo si ha una simulazione più vicina all'esercizio reale del sistema elettrico e, di conseguenza, dei risultati più precisi sulla adeguatezza/sicurezza del sistema. Per contro, ci si allontana dalle dinamiche di funzionamento del Mercato del Giorno Prima, ottenendo prezzi non più rappresentativi di tale mercato.

Per quanto riguarda i dati di input delle simulazioni, il parco termoelettrico dispacciabile alimentato a combustibili fossili risultante dallo scenario BASE per l'anno 2030, a confronto con il 2015, è riportato in Tabella 32.

**TABELLA 32****PARCO TERMoeLETTRICO DISPACCIABILE AL 2015  
E PROIEZIONI AL 2030 NELLO SCENARIO BASE**

| Tipologia – MW              | 2015   | 2030 - BASE |
|-----------------------------|--------|-------------|
| CCGT                        | 40.900 | 45.500      |
| Carbone                     | 8.700  | 5.300       |
| Olio                        | 3.200  | 820         |
| OCGT e altri a gas naturale | 6.750  | 3.640       |
| Totale                      | 59.550 | 55.260      |

**TABELLA 33****CAPACITÀ E PRODUZIONE DA FER AL 2015  
E PROIEZIONI AL 2030 NELLO SCENARIO BASE**

| Tipologia                           | 2015 |       | 2030 - BASE |      |
|-------------------------------------|------|-------|-------------|------|
|                                     | GW   | TWh   | GW          | TWh  |
| Fotovoltaico                        | 18,9 | 22,9  | 25,2        | 32,3 |
| CSP                                 |      |       | 0,2         | 0,8  |
| Eolico on-shore                     | 9,2  | 14,9  | 11,2        | 24,2 |
| Eolico off-shore                    |      |       | 0,3         | 0,8  |
| Geotermico                          | 0,8  | 6,2   | 0,9         | 6,9  |
| Idroelettrico (pompaggio escluso)   | 18,5 | 45,5  | 18,0        | 49,8 |
| <i>di cui serbatoio + bacino</i>    |      |       | 12,8        | 25,8 |
| <i>di cui acqua fluente</i>         |      |       | 5,2         | 24,0 |
| Biomassa e rifiuti (solo quota FER) | 4,0  | 19,4  | 3,5         | 13,7 |
| TOTALE rinnovabili                  |      | 108,9 |             | 129  |

Lo scenario BASE è inoltre caratterizzato da uno sviluppo contenuto delle fonti rinnovabili con una produzione, al 2030, superiore del 18% rispetto a quella dell'anno 2015, come mostrato in Tabella 33.

Al fine di rappresentare nelle simulazioni il modello zonale del mercato elettrico italiano, si è provveduto a definire una ripartizione zonale delle produzioni da fonti rinnovabili (Tabella 34), tenendo in conto:

- la distribuzione attuale;



**TABELLA 34**

**RIPARTIZIONE ZONALE DELLE PRODUZIONI  
DA FONTI RINNOVABILI AL 2030 NELLO SCENARIO BASE, TWh**

| Zona   | Eolico onshore | Eolico offshore | Bioenergie | Rifiuti non FER | FV   |
|--------|----------------|-----------------|------------|-----------------|------|
| CN     | 0,4            | 0,0             | 0,6        | 0,1             | 3,7  |
| CS     | 5,2            | 0,0             | 1,5        | 0,5             | 4,8  |
| NO     | 0,3            | 0,0             | 8,6        | 1,7             | 12,9 |
| SA     | 2,4            | 0,1             | 0,6        | 0,0             | 1,5  |
| SI     | 4,2            | 0,5             | 0,2        | 0,0             | 2,7  |
| SU     | 11,7           | 0,3             | 2,2        | 0,2             | 6,7  |
| Italia | 24,2           | 0,9             | 13,7       | 2,5             | 32,3 |

**TABELLA 35**

**LIMITI DELLE CAPACITÀ DI TRANSITO INTERZONALI (MW) AL 2030**

| ← Sezione → |       |       |
|-------------|-------|-------|
| 2.100       | NO-CN | 4.100 |
| 3.100       | CN-CS | 1.900 |
| 5.700       | CS-SU | -     |
| 1.150       | SU-SI | 1.100 |
| 300         | CN-SA | 300   |
| 800         | SA-CS | 1.000 |

- le proiezioni dell'installato al 2020 basate sulle richieste di connessione (TERNA);
- i potenziali di sviluppo zonali (solo per le fonti con significativi incrementi al 2030).

Riguardo allo sviluppo atteso della rete di trasmissione nazionale, esso è stato modellato mediante l'incremento delle capacità di transito interzonali, nell'ipotesi di completa implementazione del Piano di Sviluppo di TERNA 2016 (Tabella 35).

È inoltre stato considerato lo sviluppo delle interconnessioni con l'estero riportato in Tabella 36, che vede un incremento complessivo della capacità di importazione di circa 5,4 GW rispetto al 2016.

**TABELLA 36****SVILUPPO ATTESO DELLE INTERCONNESSIONI CON L'ESTERO AL 2030**

| Frontiera  | 2016 MW | Incremento MW | 2030 MW |
|------------|---------|---------------|---------|
| Francia    | 3.150   | +1.200        | 4.350   |
| Svizzera   | 4.240   | +1.200        | 5.440   |
| Austria    | 315     | +965          | 1.280   |
| Slovenia   | 730     | +800          | 1.530   |
| Grecia     | 500     | -             | 500     |
| Montenegro | -       | +1.200        | 1.200   |
| Malta      | 200     | -             | 200     |

La richiesta sulla rete (domanda per usi finali più perdite di rete) al 2030 nello scenario BASE è pari a 335 TWh. Al fine di rappresentare nelle simulazioni il modello zonale del mercato elettrico italiano, si è provveduto a regionalizzare la domanda replicando lo scenario energetico BASE con il modello multiregionale del sistema energetico nazionale MONET di RSE, vincolando i consumi nazionali per fonte e settore e lo sviluppo dei singoli settori e sotto-settori industriali agli stessi valori dello scenario BASE.

Il modello MONET ha quindi determinato una evoluzione della domanda nelle varie regioni in funzione della maggior presenza di alcuni settori di consumo rispetto ad altri.

Nell'effettuazione della regionalizzazione sono stati anche esplicitati i maggiori consumi per raffrescamento edifici stimati al 2030 in seguito sia alla progressiva diffusione di tale servizio energetico, sia all'incremento delle temperature atteso in funzione dei cambiamenti climatici. Tale incremento di consumi determina una variazione significativa nella forma del profilo di carico nel periodo estivo, accentuando i picchi estivi di circa 6,2 GW, fino a determinare un picco massimo di 65,5 GW al 2030.

Per quanto riguarda il saldo netto import/export, per lo scenario BASE è stato assunto il valore di 31 TWh, in linea con quanto risulta dallo scenario *EU Reference 2016*. Occorre peraltro notare che, simulando l'intero sistema elettrico europeo configurando generazione

e carico degli altri Paesi come da scenario *EU Reference 2016*, il saldo import/export risultante sarebbe pari a 57 TWh: si è peraltro deciso di mantenere il valore di 31 TWh allo scopo di garantire una maggiore confrontabilità con lo scenario della Commissione e considerando l'evoluzione attesa del parco di generazione europeo verso un mix più simile a quello italiano, in seguito a riduzioni attese della capacità nucleare e a carbone/lignite.

Le simulazioni sono state effettuate ipotizzando che la strategia d'offerta della produzione termoelettrica sul mercato elettrico sia quella di garantire almeno il recupero dei costi variabili complessivi (nei limiti concessi dai vincoli di flessibilità delle unità di produzione). Si è considerato dunque che il prezzo offerto debba tenere conto dei costi di combustibile medi, dei costi associati delle emissioni di CO<sub>2</sub>, dei costi variabili di O&M e dei costi di accensione.

---

## 7.2

### Risultati delle simulazioni del sistema elettrico nazionale

---

### 7.2.1

#### Bilanci energia elettrica – Dispacciamento

Dal punto di vista dei bilanci lo scenario BASE (Tabella 37) non mostra particolari criticità per il mercato elettrico italiano: infatti, le situazioni di *overgeneration* (risolvibili eventualmente anche con tagli delle produzioni da FRNP o ricorso a nuove risorse di flessibilità quali nuovi sistemi di accumulo) sono inferiori a 50 GWh e non si rilevano inoltre eventi di mancata copertura del carico. Dalla simulazione con i vincoli di riserva, BASE\_RIS, cominciano ad emergere alcune difficoltà da parte del sistema elettrico nell'inseguire il carico: in particolare l'*overgeneration* risulta di circa 800 GWh (di cui 160 GWh sarebbero riduzioni volontarie di produzioni rinnovabili che offrono a prezzi maggiori di zero su MGP - geotermici in particolare), nonostante un maggiore utilizzo del pompaggio. La necessità di avere a disposizione sempre un minimo di impianti termoelettrici per garantire la riserva di potenza comporta un aumento della produzione termoelettrica di 1,4 TWh. Si rileva anche qualche carenza di disponibilità di riserva. Questi risultati non rappresentano una situazione di forte criticità ma danno una certa mi-

**TABELLA 37****CONFRONTO DEI BILANCI DI ENERGIA ELETTRICA  
NELLE SIMULAZIONI BASE E BASE\_RIS**

| Bilanci  | Produzione termoelettrica (Dispacciabile) | Pompaggio (energia prelevata) | Overgeneration e riduzione FER | Riserva non disponibile | Variazione Emissioni CO <sub>2</sub> (vs BASE) |
|----------|-------------------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------|------------------------------------------------|
| Scenario | TWh                                       | TWh                           | TWh                            | GWh                     | MtCO <sub>2</sub>                              |
| BASE     | 141,7                                     | 0,4                           | <0,1                           |                         | -                                              |
| BASE_RIS | 143,1                                     | 2,2                           | 0,8                            | 44                      | +0,4                                           |

**TABELLA 38****NUMERO DI ORE IN CUI SI VERIFICA *OVERGENERATION*  
PER SINGOLA ZONA E SUL TERRITORIO NAZIONALE**

| N° ore overgeneration | NO | CN  | CS  | SU  | SI  | SA  | ITA |
|-----------------------|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| BASE                  | 0  | 5   | 20  | 22  | 20  | 56  | 107 |
| BASE_RIS              | 8  | 124 | 149 | 235 | 310 | 382 | 818 |

sura delle maggiori difficoltà nel re-dispacciamento necessario per garantire i vari margini di riserva.

La Tabella 38 mostra il numero delle ore di *overgeneration* nello scenario BASE al 2030 e dà evidenza delle maggiori difficoltà per le zone meridionali e le isole.

## 7.2.2

### Prezzi energia elettrica MGP

Nell'ottica di lungo termine si può ipotizzare che la strategia d'offerta della produzione termoelettrica sul mercato elettrico sia quella di garantire almeno il recupero dei costi variabili complessivi (nei limiti concessi dai vincoli di flessibilità delle unità di produzione). Si è considerato dunque che il prezzo offerto debba tenere conto di: costi di combustibile medi e costi associati delle emissioni di CO<sub>2</sub>, costi variabili di O&M, costi di accensione. In questo modo si ottengono prezzi più elevati rispetto al modello teorico dei costi margi-

**TABELLA 39**

**PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL MERCATO MGP  
NELLO SCENARIO BASE**

| Prezzi medi | PUN <sup>43</sup> | PUN <sup>44</sup> | Prezzo NO | Prezzo CN | Prezzo CS | Prezzo SU | Prezzo SI | Prezzo SA |
|-------------|-------------------|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|             | €/MWh             | €/MWh             | €/MWh     | €/MWh     | €/MWh     | €/MWh     | €/MWh     | €/MWh     |
| BASE        | 79,9              | 79,3              | 81,3      | 78,9      | 75,9      | 75,7      | 75,8      | 75,3      |

nali che spesso nei sistemi elettrici reali non riesce a garantire prezzi sufficienti a coprire tutti i costi variabili.

In Tabella 39 sono mostrati i prezzi risultanti dalla simulazione del Mercato del Giorno Prima (MGP). Si noti che, a fronte di un PUN medio aritmetico di 42,8 €/MWh nel 2016, i prezzi al 2030 dello scenario BASE risultano più elevati di circa l'85%, in virtù di incrementi del prezzo del gas superiori al 100% e di una crescita ancora più significativa del prezzo della CO<sub>2</sub> (da 5,5 a 27 €/t). Relativamente al dettaglio zonale si registra una differenza di 5,6 €/MWh tra i prezzi medi delle zone Nord e Sud. Tale differenza è dovuta principalmente alla maggiore frequenza di ore con prezzo nullo nelle regioni meridionali, conseguenza diretta delle overgeneration (Tabella 38).

## 7.2.3

### Congestioni interzonali

La Tabella 40 mostra il numero delle ore con congestione interzonale nello scenario BASE al 2030 a confronto con la situazione 2016.

Dalle simulazioni risultano significativamente congestionate le sezioni Centro-Nord → Nord e Centro-Sud → Centro-Nord, in conseguenza anche del ridotto livello di importazioni dalla frontiera Nord (28 TWh nella simulazione al 2030, mentre negli ultimi anni è sempre stato superiore ai 40 TWh).

<sup>43</sup> Media pesata sulla domanda dei PUN orari.

<sup>44</sup> Media aritmetica dei PUN orari.

**TABELLA 40**

**N° DI ORE DI CONGESTIONE NELLO SCENARIO BASE AL 2030  
E CONFRONTO CON LA SITUAZIONE 2016**

| Numero ore congestione | CN → NO | CS → CN | CS → ... → NO |
|------------------------|---------|---------|---------------|
|                        | n° ore  | n° ore  | n° ore        |
| BASE                   | 3.400   | 6.000   | 7.300         |
| BASE_RIS               | 3.700   | 5.800   | 7.400         |
| 2016                   | 1.207   | 869     | 1.875         |

Il leggero peggioramento rilevato nello scenario con riserva relativamente alle congestioni tra Centro-Sud e Nord, è determinato dalla necessità di aumentare la produzione termoelettrica nelle regioni meridionali (quelle con la maggior quota di produzioni FRNP rispetto al carico) al fine di mantenere una maggiore disponibilità di riserva di potenza.

# Impostazione dell'analisi di impatto macroeconomico

**Chiara Martini**

Unità Tecnica per l'Efficienza Energetica - ENEA

**Ramiro Parrado, Francesco Bosello**

Fondazione Eni Enrico Mattei - FEEM

## 8.1

### Introduzione

In questo Capitolo saranno presentati i risultati dello Scenario di Riferimento macroeconomico, elaborato con ICES (*Intertemporal Computable Equilibrium System*) e GDyn-E, due modelli di equilibrio economico generale (CGE, *Computable General Equilibrium*) sviluppati rispettivamente da FEEM ed ENEA.

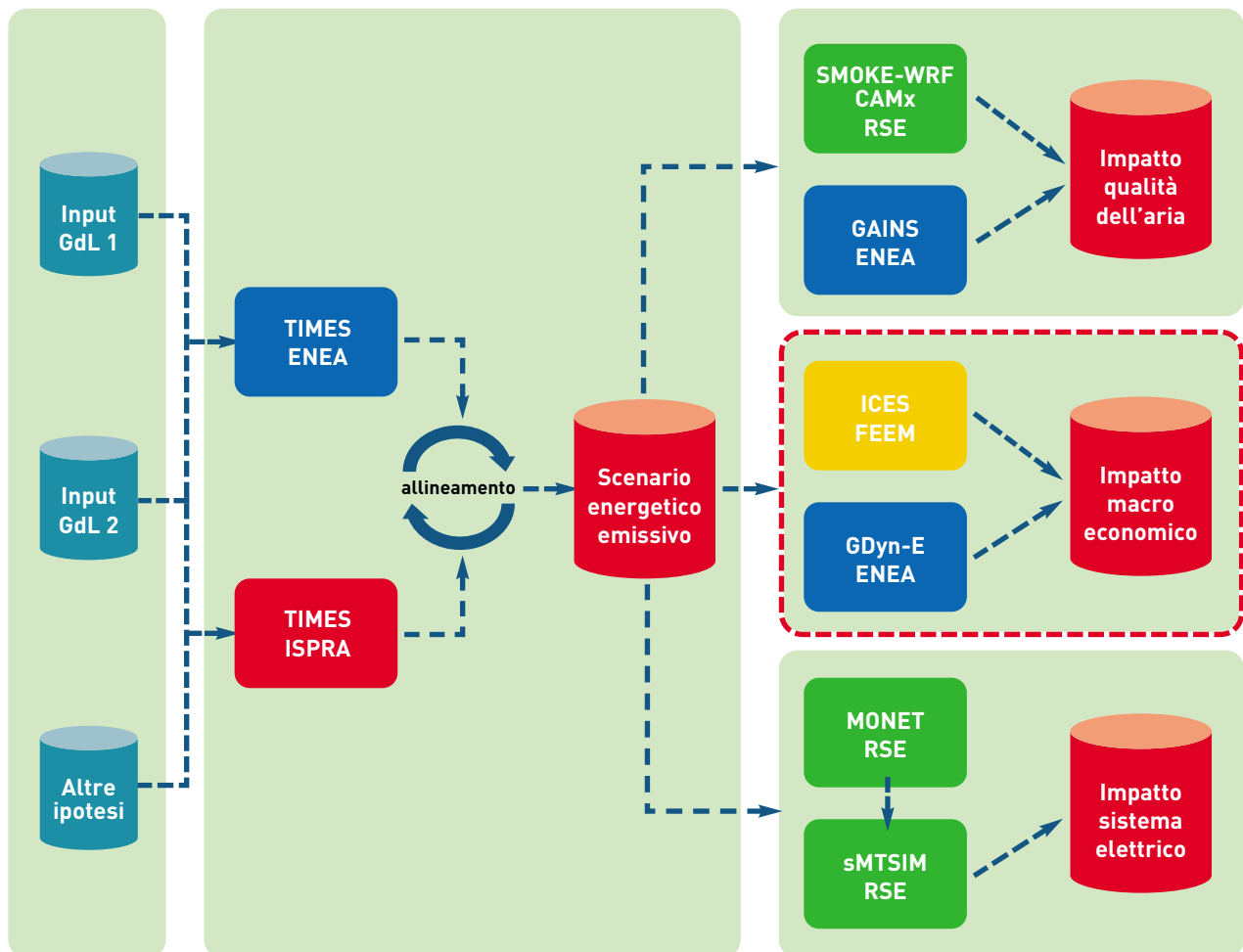
Come mostrato nella Figura 26, i modelli macroeconomici sono utilizzati a valle della definizione dello scenario energetico emissivo attraverso l'allineamento dei modelli energetici TIMES utilizzati da ISPRA ed ENEA. Come sarà spiegato in modo più dettagliato nei paragrafi successivi, i due modelli CGE elaborano uno Scenario di Riferimento utilizzando come input le emissioni prodotte da TIMES, riferendosi anche ai consumi primari e finali del modello energetico.

Lo Scenario di Riferimento è definito sulla base di proiezioni esogene delle principali variabili macroeconomiche e demografiche. In questo senso, i modelli CGE elaborano lo scenario macroeconomico di riferimento corrispondente allo scenario energetico di riferimento. Lo scenario qui presentato non è quindi mirato a valutare gli impatti macroeconomici dello scenario energetico, compito che invece sarà successivamente svolto dallo scenario di policy elaborato con i modelli CGE in futuro.

I due modelli ICES e GDyn-E sono allineati in termini di database, input di scenario e modellazione delle principali variabili, ma risultano invece diversi nella dinamica del mercato dei capitali e in alcuni parametri. Il valore aggiunto di utilizzare due modelli CGE è essere in grado di produrre un range di risultati, in termini di impatti macroeconomici degli scenari energetici di policy. Questo esercizio di utilizzo congiunto di due diversi modelli CGE con il modello TIMES è stato già svolto nel *Deep Decarbonization Pathways Project* (DDPP) che sarà brevemente descritto nel seguito.

FIGURA 26

## I MODELLI CGE NELLA CATENA MODELLISTICA



## 8.2

**Approccio metodologico per le analisi macroeconomiche**

In questa sezione sarà descritto l'approccio metodologico adottato per definire dal punto di vista macroeconomico gli scenari di riferimento elaborati da TIMES, e per fornire uno Scenario di Riferimento coerente per le successive valutazioni degli impatti macroeconomici dei diversi scenari di policy.

I due modelli CGE sono usati in "allineamento con TIMES", pren-



dendo a riferimento una serie di variabili. A livello di informazioni, si applica una catena di sequenza modellistica che parte dal modello TIMES e fornisce gli input ai modelli CGE, secondo un *offline run* o *soft link*.

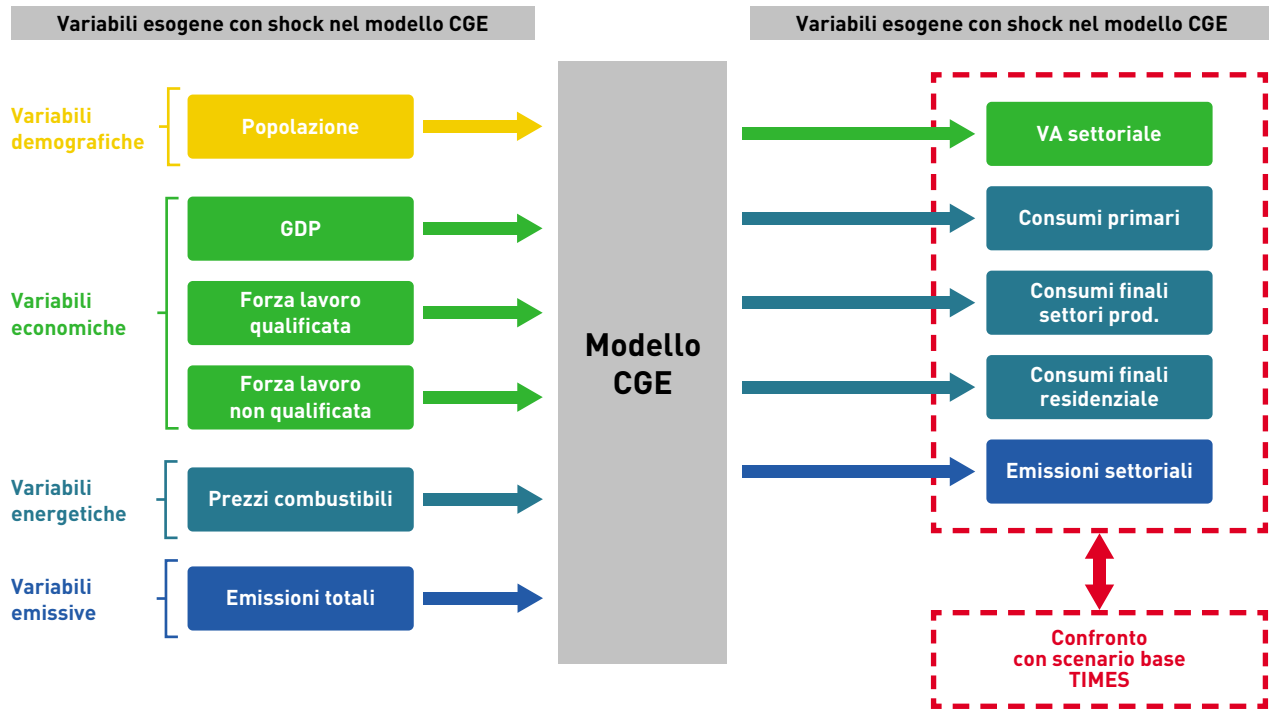
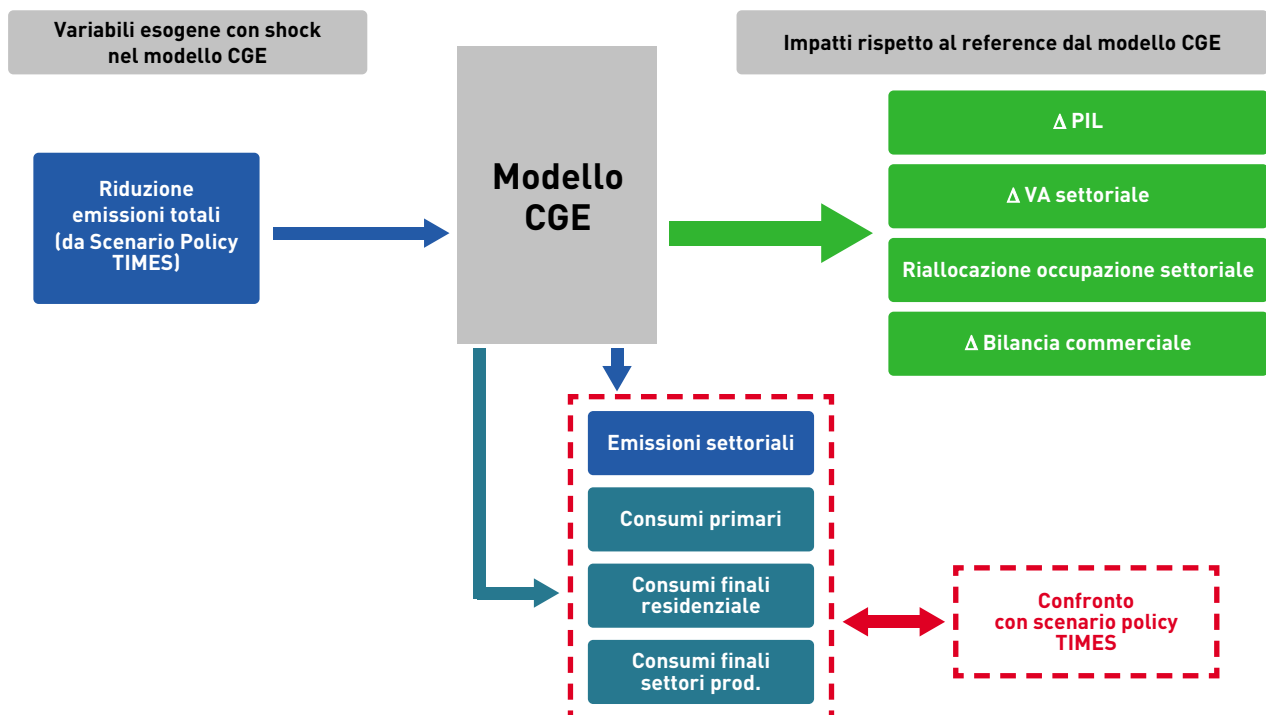
Nello Scenario di Riferimento, alcune variabili sono utilizzate come input ai modelli CGE, mentre altre costituiscono variabili di controllo, in quanto per la natura dei modelli CGE non sarebbe appropriato allinearle in modo esogeno.

L'armonizzazione delle variabili macroeconomiche con TIMES ha riguardato il Prodotto Interno Lordo, le emissioni totali (CO<sub>2</sub>) e i prezzi delle fonti fossili. Per completare il set di assunzioni dello Scenario di Riferimento, anche le variabili demografiche di popolazione e forza lavoro (qualificata e non) sono definite in modo esogeno.

Dopo l'armonizzazione delle variabili esogene si prendono a riferimento i risultati del modello TIMES per allineare il più possibile i consumi di energia dei modelli CGE. In questa fase è importante considerare le variabili di controllo utilizzate nello Scenario di Riferimento, rappresentate da consumi primari, consumi finali ed emissioni settoriali.

L'approccio metodologico descritto è sintetizzato in Figura 27. Maggiori informazioni sui driver utilizzati, per l'Italia e per gli altri Paesi considerati, sono reperibili nel Paragrafo 8.2.2.

Per le valutazioni degli scenari di policy, la catena di sequenza prevede l'imposizione di un vincolo di emissioni (target di mitigazione) attraverso l'allineamento di un'unica variabile esogena rappresentata dalle emissioni totali, come illustrato in Figura 28. Questo valore viene desunto dallo scenario energetico di policy oggetto di valutazione. I risultati dei modelli CGE, in termini di consumi primari e consumi finali settoriali, così come di emissioni a essi associate, sono confrontati con quanto prodotto da TIMES, come mostrato in Figura 28. In tal modo, è possibile garantire che i risultati provenienti dai modelli CGE corrispondono agli impatti di uno specifico scenario energetico prodotto dal modello TIMES. In particolare, la valutazione macroeconomica degli scenari di policy attraverso i modelli ICES e GDyn-E prevede l'analisi delle variazioni rispetto allo Scenario di

**FIGURA 27****SCHEMA METODOLOGICO PER LO SCENARIO DI RIFERIMENTO****FIGURA 28****SCHEMA METODOLOGICO PER LO SCENARIO DI POLICY**

Riferimento del PIL, del valore aggiunto settoriale, della bilancia commerciale e anche dell'occupazione settoriale (in termini di riallocazione fra settori). Nello scenario di policy saranno applicate delle riduzioni delle emissioni anche per i Paesi diversi dall'Italia, in accordo con le ipotesi di mitigazione per il resto del mondo. Per maggiori informazioni in proposito si veda il Paragrafo 8.2.2.

### 8.2.1

#### Utilizzo congiunto dei modelli ENEA-FEEM

Il presente lavoro costituisce la seconda esperienza di utilizzo congiunto dei modelli GDyn-E e ICES. Nell'ambito del progetto DDPP, coordinato dal *Sustainable Development Solutions Network* (UN-SDSN) e dall'*Institute for Sustainable Development and International Relations* (IDDRI), sono stati, infatti, elaborati diversi scenari energetici al 2050 coerenti con l'obiettivo 2°C, di cui sono stati valutati gli impatti macroeconomici con GDyn-E e ICES<sup>45</sup>.

Per l'Italia sono stati elaborati tre diversi scenari, ognuno con riduzione delle emissioni al 2050 dell'80% rispetto al 1990, includendo differenti ipotesi di penetrazione di tecnologie chiave, quali efficienza energetica, rinnovabili e CCS (*Carbon Capture and Sequestration*). I modelli CGE sono stati allineati con TIMES in termini di aggregazione geografica, settoriale, orizzonte temporale, driver macroeconomici ed energetici. Negli scenari di decarbonizzazione, i due modelli sono stati armonizzati con lo scenario energetico BASE relativamente a emissioni e consumi primari e finali per l'Italia.

Mentre nel rapporto DDPP GDyn-E e ICES forniscono approcci alternativi alle tre principali componenti degli scenari di decarbonizzazione, anche riconducibili all'assenza in GDyn-E di una modellazione esplicita delle fonti rinnovabili, in questo lavoro la metodologia utilizzata è stata ulteriormente perfezionata in quanto i due modelli sono maggiormente allineati. È stata infatti introdotta l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili nel modello GDyn-E (Martini, 2016), includendo i dati forniti dal network GTAP

<sup>45</sup> Per maggiori informazioni sul progetto DDPP e il rapporto sull'Italia si può consultare il documento [http://deepdecarbonization.org/wp-content/uploads/2015/09/DDPP\\_ITA.pdf](http://deepdecarbonization.org/wp-content/uploads/2015/09/DDPP_ITA.pdf).

(*Global Trade Analysis Project*) e prendendo spunto dalla versione statica del modello GTAP elaborata da Peters (2015).

Il confronto tra i risultati dei due modelli rimane comunque di interesse per fornire un *range* di impatti macroeconomici degli scenari energetici di policy elaborati con TIMES, in quanto permangono delle diversità nella struttura di funzionamento, in particolare relativamente alla dinamica del mercato dei capitali, e in alcuni parametri. Nel seguito si caratterizzano i due modelli prima per gli aspetti che essi hanno in comune e poi per le loro diversità.

Entrambi i modelli sono basati sulla struttura base del modello GTAP-E (Burniaux e Truong, 2002; McDougall e Golub, 2009), appropriata per valutare politiche energetiche e climatiche e i loro effetti sulla competitività internazionale. I dati di riferimento sono costituiti dall'edizione 9 del GTAP Database, in particolare nella versione GTAP-POWER con dettaglio sull'elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Per la parte energetica il database è calibrato, con qualche aggiustamento, sui consumi IEA dell'anno di riferimento, rappresentato dal 2011. Per quanto riguarda la parte emissiva sono rappresentate le emissioni di CO<sub>2</sub> associate alla combustione di energia, non quelle di processo.

Nei due modelli sono considerati imprese, famiglie e settore pubblico come agenti rappresentativi, e sono modellizzati i mercati dei fattori produttivi e dei diversi settori economici. Come ogni modello di equilibrio economico generale, anche in GDyn-E e ICES tutti i mercati sono in equilibrio: i prezzi variano finché la domanda non uguaglia l'offerta. Ciò implica l'assunzione di piena occupazione nel modello, rendendo possibile comunque una riallocazione dell'occupazione a livello settoriale in seguito all'introduzione di politiche energetiche e climatiche.

ICES è un modello ricorsivo, che genera una serie di equilibri statici attraverso aspettative miopi, ovvero basate sul periodo precedente (Parrado e De Cian, 2014). In particolare, i tassi di ritorno futuri sono basati sui tassi di ritorno correnti, e se in un Paese sono maggiori rispetto alla media mondiale, anche gli investimenti risulteranno maggiori (Eboli, Parrado, Roson, 2009).

GDyn-E è anch'esso un modello ricorsivo ma il mercato dei capitali funziona con aspettative adattive sui tassi di ritorno, che convergono gradualmente verso un valore comune attraverso una graduale correzione degli errori nelle aspettative (Ianchovichina and McDougall, 2001). Sulla base della stima dei tassi di ritorno futuri, gli investitori aumentano lo stock di capitale a un tasso di crescita che aggiustano gradualmente nel tempo. Esistono rilevanti differenze nella rigidità e allocazione tra i diversi Paesi, ma nella maggioranza dei casi l'allocazione tra capitale nazionale ed estero è più rigida rispetto a quella tra *equity* in imprese locali ed estere. GDyn-E è un modello dipendente dal percorso (*path-dependent*): gli effetti di cambiamenti in variabili come accumulazione della ricchezza, stock di capitale e tasso di ritorno dipendono non solo dall'entità degli shock esogeni ma anche dalla loro tempistica (Golub, 2013).

Anche per quanto riguarda i parametri comportamentali dei modelli ci sono alcune differenze. Alcuni parametri di GDyn-E sono stati differenziati rispetto ai valori del GTAP-E statico, sulla base dei risultati di analisi econometriche (Pagliarlunga, 2015). Ad esempio, l'elasticità di sostituzione tra capitale ed energia nelle funzioni di produzione settoriali varia tra un valore minimo di 0,24 a un valore massimo di 0,45, mentre quella tra energia elettrica e non elettrica varia tra un minimo di 0,48 a un massimo di 0,9.

Nel caso del modello ICES, le elasticità di sostituzione tra capitale ed energia (0,25) e le elasticità di sostituzione fra combustibili fossili (0,25) seguono le stime raccolte per validare il modello GTAP-E (Beckman et al, 2011).

La Tabella 41 indica i Paesi e le macroregioni incluse nei due modelli. Appare evidente come il valore aggiunto di utilizzare due modelli sia associabile anche alla possibilità di valutare gli impatti dello scenario energetico rispetto a diverse aggregazioni regionali. Questa possibilità può essere particolarmente rilevante quando si analizzano le variazioni indotte dallo scenario di policy in termini di competitività internazionale.

Lo stesso può dirsi con riferimento alle due diverse aggregazioni settoriali, mostrate in Tabella 42; interessante, in particolare, la disponibilità di valutazioni a livello disaggregato per il comparto *energy intensive* in GDyn-E e per il comparto servizi in ICES. Come

**TABELLA 41****CONFRONTO AGGREGAZIONE REGIONALE**

| Regioni         | GDyn-E<br>18      | ICES<br>10      |
|-----------------|-------------------|-----------------|
| Unione Europea  | Italia            | Italia          |
|                 | Francia           | Francia         |
|                 | Germania          | Germania        |
|                 | Regno Unito       | Regno Unito     |
|                 | Spagna            | Spagna          |
|                 | Resto dell'UE15   | Resto dell'UE15 |
| Resto dell'OCSE | EU13              | EU13            |
|                 | USA               | USA             |
|                 | Messico           | Resto dell'OCSE |
|                 | Resto dell'OCSE   |                 |
| Resto del mondo | Cina              | Cina            |
|                 | India             | Resto del mondo |
|                 | Brasile           |                 |
|                 | Sud Africa        |                 |
|                 | ASEAN             |                 |
|                 | OPEC              |                 |
|                 | Federazione Russa |                 |
|                 | Resto del mondo   |                 |

mostrato in tabella, i due modelli CGE considerano le seguenti fonti energetiche:

- carbone;
- petrolio;
- gas naturale;
- derivati del petrolio e del carbone;
- elettricità da fonti fossili;
- elettricità da fonti rinnovabili;
- elettricità da nucleare.

Le rinnovabili termiche, come ad esempio la biomassa per usi termici o l'energia solare per acqua calda sanitaria, non sono incluse nel modello.

**TABELLA 42**

**CONFRONTO AGGREGAZIONE SETTORIALE**

| Modello<br>Settori | GDyn-E<br>23                        | ICES<br>19                             |
|--------------------|-------------------------------------|----------------------------------------|
| Energia            | Carbone (prod.)                     | Carbone (prod.)                        |
|                    | Petrolio (prod.)                    | Petrolio (prod.)                       |
|                    | Derivati petrolio e carbone (prod.) | Derivati petrolio e carbone (prod.)    |
|                    | Gas naturale (prod. e distr.)       | Gas naturale (prod. e distr.)          |
|                    | Elettricità da fonti fossili        | Elettricità da fonti fossili           |
|                    |                                     | Elettricità da fonti fossili con CCS   |
|                    | Elettricità da fonti rinnovabili    | Elettricità da fonti rinnovabili       |
|                    | Elettricità da nucleare             | Elettricità da nucleare                |
|                    | Tramissione e distribuzione         | Tramissione e distribuzione            |
| Industria          | Agricoltura                         | Agricoltura                            |
|                    | Chimico e petrolchimico             | Chimico e petrolchimico                |
|                    | Siderurgia                          | Industria ad alta intensità energetica |
|                    | Metalli non ferrosi                 |                                        |
|                    | Minerali non metallici              |                                        |
|                    | Cartario                            |                                        |
|                    | Alimentare                          | Industria leggera                      |
|                    | Tessile                             |                                        |
|                    | Metalmeccanico                      |                                        |
|                    | Altri settori industriali           |                                        |
| Servizi            | Aviazione                           | Aviazione                              |
|                    | Trasporto marittimo                 | Trasporto marittimo                    |
|                    | Altri trasporti                     | Altri trasporti                        |
|                    | Costruzione                         | Costruzione                            |
|                    | Servizi                             | Servizi                                |
|                    |                                     | Servizi di pubblica utilità            |

La Tabella 43 mostra le ipotesi di associazione dei settori all'Emission Trading System (ETS) europeo, in modo da tener conto di come le politiche climatiche disegnate per Unione Europea impatteranno in modo diverso sui settori economici. È opportuno sottolineare come non sia possibile nei modelli CGE disaggregare ulteriormente ri-

TABELLA 43

## EMISSIONI ASSOCIATE AI DIVERSI SETTORI

| Modello                       | GDyn-E                              | ICES                                      | ETS | Non ETS | CO <sub>2</sub> emissions |        |
|-------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------------|-----|---------|---------------------------|--------|
| Settori                       | 23                                  | 19                                        |     |         | ETS                       | Nn ETS |
| Energia                       | Carbone (prod.)                     | Carbone (prod.)                           | X   |         | 0,0                       |        |
|                               | Petrolio (prod.)                    | Petrolio (prod.)                          | X   |         | 0,8                       |        |
|                               | Derivati petrolio e carbone (prod.) | Derivati petrolio e carbone (prod.)       | X   |         | 14,5                      |        |
|                               | Gas naturale (prod. e distr.)       | Gas naturale (prod. e distr.)             | X   |         | 2,1                       |        |
|                               | Elettricità da fe fossili           | Elettricità da fe fossili                 | X   |         | 116,7                     |        |
|                               | Elettricità da fe rinnovabili       | Elettricità da fe rinnovabili             | X   |         | 1,2                       |        |
|                               | Elettricità da nucleare             | Elettricità da nucleare                   | X   |         | 0,0                       |        |
| Industria                     | Tramissione e distribuzione         | Tramissione e distribuzione               |     | X       |                           | 0,0    |
|                               | Chimico e petrolchimico             | Chimico e petrolchimico                   | X   |         | 4,8                       |        |
|                               | Siderurgia                          | Industria<br>ad alta intensità energetica | X   |         | 9,0                       |        |
|                               | Metalli non ferrosi                 |                                           | X   |         | 1,4                       |        |
|                               | Minerali non metallici              |                                           | X   |         | 13,1                      |        |
|                               | Cartario                            |                                           | X   |         | 2,4                       |        |
|                               | Alimentare                          | Industria leggera                         |     | X       |                           | 3,6    |
|                               | Tessile                             |                                           |     | X       |                           | 1,6    |
|                               | Metalmeccanico                      |                                           |     | X       |                           | 5,6    |
|                               | Altri settori industriali           |                                           |     | X       |                           | 0,4    |
| Servizi<br>e altri<br>settori | Agricoltura                         | Agricoltura                               |     | X       |                           | 6,7    |
|                               | Aviazione                           | Aviazione                                 | X   |         | 18,2                      |        |
|                               | Trasporto marittimo                 | Trasporto marittimo                       |     | X       |                           | 5,1    |
|                               | Altri trasporti                     | Altri trasporti                           |     | X       |                           | 83,2   |
|                               | Costruzioni                         | Costruzioni                               |     | X       |                           | 1,0    |
|                               | Servizi                             | Servizi                                   |     | X       |                           | 22,1   |
|                               |                                     | Servizi di pubblica utilità               |     | X       |                           | 0,0    |
| Resid                         | Residenziale                        | Residenziale                              |     | X       |                           | 75,9   |
| Totale (MtCO <sub>2</sub> )   |                                     |                                           |     |         | 184,2                     | 205,3  |
| Quote                         |                                     |                                           |     |         | 47%                       | 53%    |



spetto al livello di disaggregazione in macro categorie ISIC rev2 scelto nel database iniziale (GTAP). In altri termini, quando per un settore si è scelto il livello massimo di dettaglio reso disponibile dal database GTAP, non è possibile distinguere per la parte di esso ricadente all'interno dell'ETS e quella al di fuori del sistema. Questo problema si pone ad esempio nel caso del settore alimentare. Tenendo conto di queste limitazioni, la valutazione macroeconomica dei due modelli CGE può fornire delle analisi che considerano le interazioni e feedback tra i settori economici soggetti a diversi tipi di regolazione dettate dalla classificazione ETS e non-ETS.

I modelli *top-down* permettono una valutazione di diversi scenari evidenziandone gli impatti sulle principali variabili macroeconomiche a livello nazionale e di settore, inclusi gli effetti su competitività e commercio internazionale. Tuttavia, a fronte di una descrizione accurata dei flussi di domanda e offerta tra i mercati dei fattori produttivi, beni e servizi (in altre parole delle relazioni tra imprese, famiglie e settore pubblico) e dei meccanismi di prezzo che li determinano, forniscono una rappresentazione altamente stilizzata delle tecnologie produttive in generale e di quelle energetiche in particolare, nonché delle dinamiche di progresso tecnologico, solitamente descritto come un aumento di produttività completamente esogeno. Quindi, se da un lato i modelli *top-down* sono particolarmente indicati per cogliere gli effetti sistemici indotti dalle politiche di decarbonizzazione, cioè quelli che si riverberano al di fuori dei settori energetici al resto dell'economia, dall'altro possono risultare carenti nel cogliere le dinamiche di innovazione e trasformazione del settore energetico indotte dalle politiche stesse. In base a queste considerazioni risulta particolarmente opportuno integrare anche in modo *soft link* i modelli macroeconomici a disposizione del GDL3, GDyn-E e ICES, con il modello energetico TIMES che permetterà di cogliere con maggior realismo le dinamiche del sistema energetico.

---

### 8.2.2

#### Principali driver

Nelle analisi di politiche di mitigazione che utilizzano una catena modellistica, è necessario armonizzare tra modelli le ipotesi che caratterizzano i driver macroeconomici dello Scenario di Riferimento.

**TABELLA 44****ELENCO DRIVER MACROECONOMICI DELLO SCENARIO DI RIFERIMENTO**

| Regioni        | GDP                | Popolazione | Forza lavoro | Emissioni Totali CO <sub>2</sub> | Prezzi internazionali combustibili fossili |
|----------------|--------------------|-------------|--------------|----------------------------------|--------------------------------------------|
| Italia         | EC (2016)          | EC (2016)   | ILO          | TIMES                            | EC (2016)                                  |
| Unione Europea | EC (2016)          | EC (2016)   | ILO          | EC (2016)                        | EC (2016)                                  |
| World          | ETP 4DS (IEA 2016) | UN (2015)   | ILO          | ETP 4DS (IEA 2016)               | EC (2016)                                  |

Ciò permette di controllare l'influenza delle diverse caratteristiche di ogni modello sui risultati finali e quindi di interpretarli nel modo più corretto.

Alla luce delle considerazioni svolte, GDyn-E e ICES sono stati entrambi calibrati su uno Scenario di Riferimento armonizzato su driver macroeconomici e di emissioni di CO<sub>2</sub>. Gli input e le fonti relative a tale scenario sono riportate in Tabella 44.

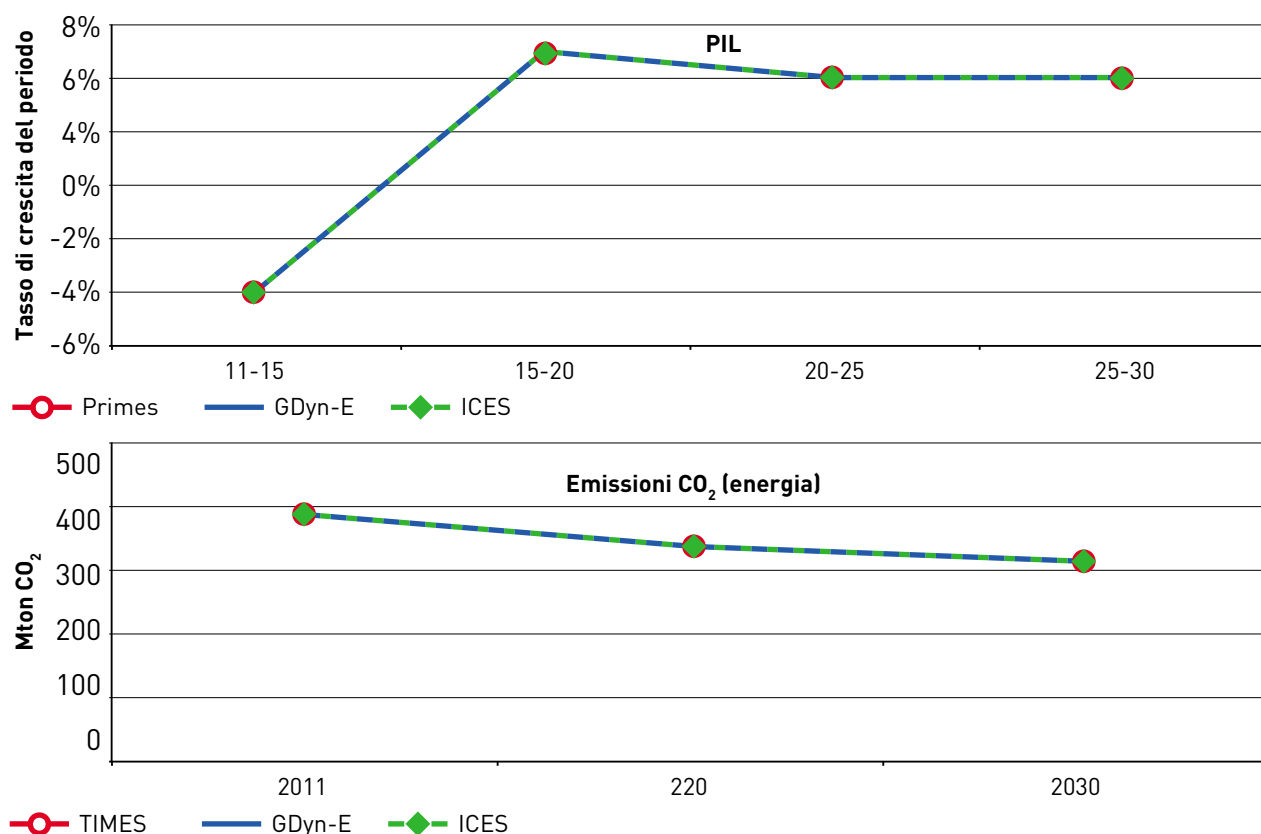
In concordanza con lo Scenario di Riferimento della Commissione Europea i principali driver che riguardano la crescita del GDP, della popolazione e dei prezzi internazionali dei combustibili fossili sono stati ricavati dalla pubblicazione: *EU Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050* (EC 2016). Per quanto riguarda il resto dei Paesi nel mondo le proiezioni per il GDP seguono le assunzioni dello scenario 4DS del rapporto *Energy Technology Perspectives – ETP 2016, Towards Sustainable Urban Energy Systems* (IEA 2016). Lo scenario 4DS considera gli impegni recenti di mitigazione assunti in ambito internazionale, includendo misure per migliorare l'efficienza energetica. Questo vuol dire che i driver dello scenario macroeconomico considerano per i Paesi europei e per il resto del mondo in un modo coerente, le policy e impegni recenti di mitigazione almeno fino al 2014 come indicato nel Capitolo 3. Le proiezioni della popolazione per il resto del mondo provengono dalle Nazioni Unite (*UN World Population Prospects: The 2015 Revision*), e sono anche confrontate con i dati storici della *World Bank*. Le proiezioni della forza di lavoro, invece, sono state mutate dall'Organizzazione Internazionale del Lavoro (*International Labour Organization - ILO*). Infine, le emissioni seguono i risultati del modello TIMES per l'Italia, lo Scenario di Riferimento della Commissione Europea (EC 2016) per il resto dell'Unione Europea e i dati dell'ETP (IEA 2016) per il resto del mondo.

## 8.3

### Lo Scenario di Riferimento macroeconomico

I risultati dello Scenario di Riferimento macroeconomico per l'Italia sono presentati in questa sezione evidenziando prima la tendenza dei driver citati nella sezione precedente: PIL, emissioni di CO<sub>2</sub>, e prezzi dei combustibili fossili. In questo modo si valuta la flessibilità dei modelli CGE nel replicare le tendenze osservabili nello Scenario di Riferimento energetico, che costituisce la base per successive valutazioni di policy. In concomitanza si presentano anche i risultati delle principali variabili di controllo definite nella sezione 8.2.

Entrambi modelli riescono a riprodurre l'evoluzione delle principali variabili macroeconomiche scelte per lo Scenario di Riferimento, vale dire il PIL e le emissioni di CO<sub>2</sub> che riguardano l'utilizzo e combustione di combustibili fossili, come illustrato nella Figura 29.

**FIGURA 29**
**TASSO DI CRESCITA DEL PIL E EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**


Nello stesso modo, i prezzi internazionali dei combustibili fossili mostrano una tendenza molto vicina alle ipotesi adottate nello Scenario di Riferimento della Commissione Europea. Anche se nel breve termine i modelli CGE non riescono a replicare esattamente l'evoluzione dei prezzi dello Scenario di Riferimento *EUref2016*, le tendenze di lungo termine si allineano dal 2020 in poi, come dimostrato nella Figura 30.

Mentre le variabili precedenti sono state simulate dai due modelli CGE cercando di replicare i trend presenti nel modello TIMES, sono anche analizzate alcune variabili di controllo che, come spiegato nella sezione 8.2, indicano il grado di vicinanza dei risultati fra il modello energetico TIMES e i due modelli ICES e GDyn-E. La prima variabile di controllo è l'energia primaria riferita alle fonti primarie utilizzate sia per produrre altri tipi di energia (esempio, elettricità) sia per consumo finale (elettricità importata). La Figura 31 mostra come entrambi i modelli riescono a replicare il trend proposto del modello TIMES, anche se ci sono alcuni scostamenti nel lungo termine, in particolare verso il 2030 per l'elettricità importata.

La seconda variabile di controllo si riferisce all'energia finale consumata da tutti i settori dell'economia includendo il residenziale (Figura 32). Anche in questo caso i due modelli CGE riproducono abbastanza bene le tendenze di consumo suggerite dal modello TIMES.

L'ultima variabile di controllo dello Scenario di Riferimento macroeconomico è costituita dalle emissioni di CO<sub>2</sub> settoriali derivati dell'utilizzo di combustibili fossili in tutta l'economia. Come si può apprezzare nella Figura 33, le emissioni sono state aggregate per 4 macro settori, ovvero la generazione e distribuzione di elettricità, la produzione di altri tipi di energia, l'industria e infine un macro settore che comprende i settori residenziale, trasporti e servizi. La scelta di quest'ultimo macro settore aggregato è derivata dalle diverse aggregazioni presenti sia nel database di GTAP, nei dati statistici di Eurostat come nei dati del modello TIMES. Quindi, il miglior modo per rendere confrontabili le emissioni settoriali è stato quello di scegliere l'aggregazione maggiormente comparabile fra i modelli CGE e TIMES.

La Figura 33 mostra il confronto per i quattro macro settori scelti tra i risultati dello Scenario di Riferimento energetico (TIMES) e quelli

**FIGURA 30**

**PREZZI INTERNAZIONALI DELLE FONTE FOSSILI**

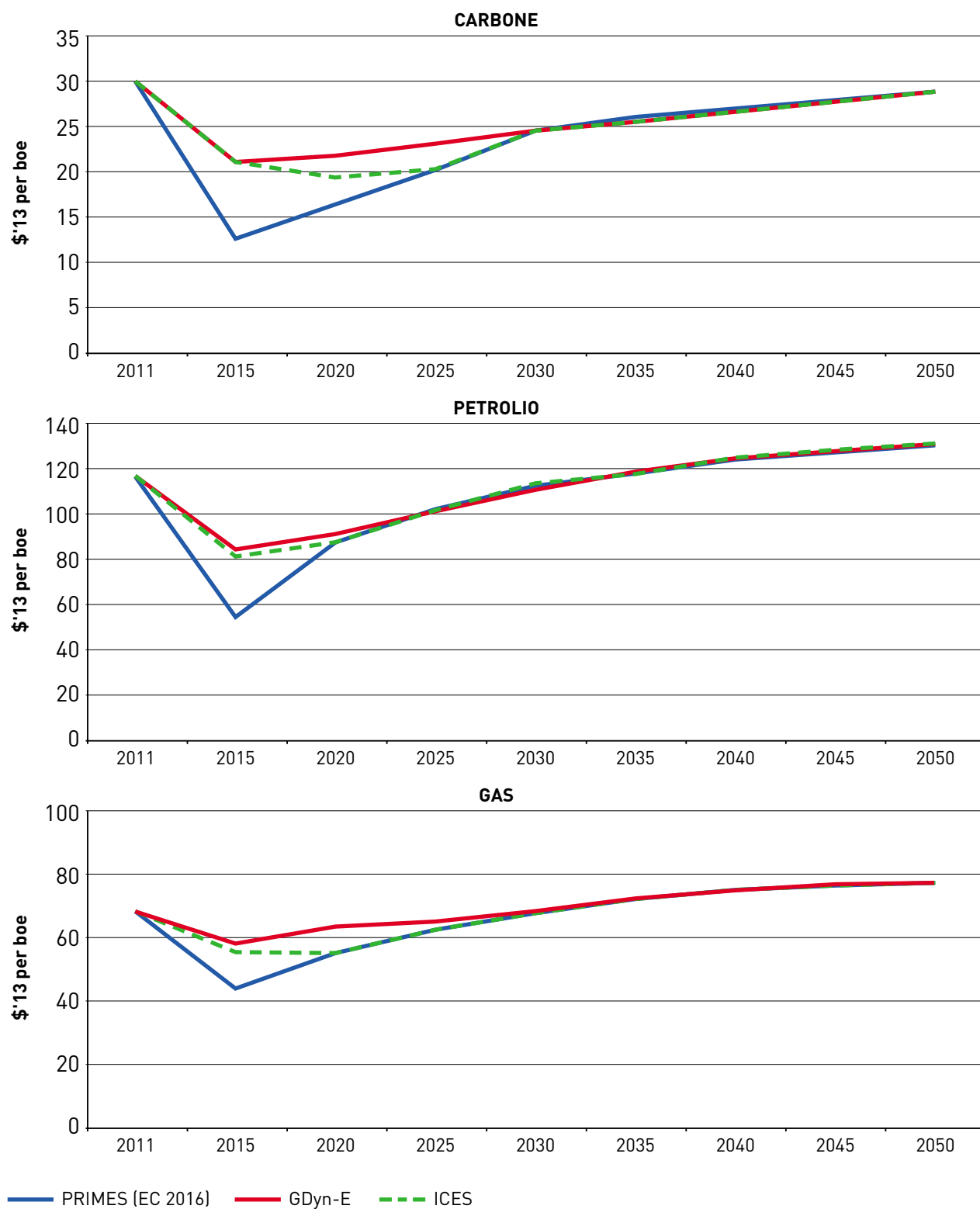
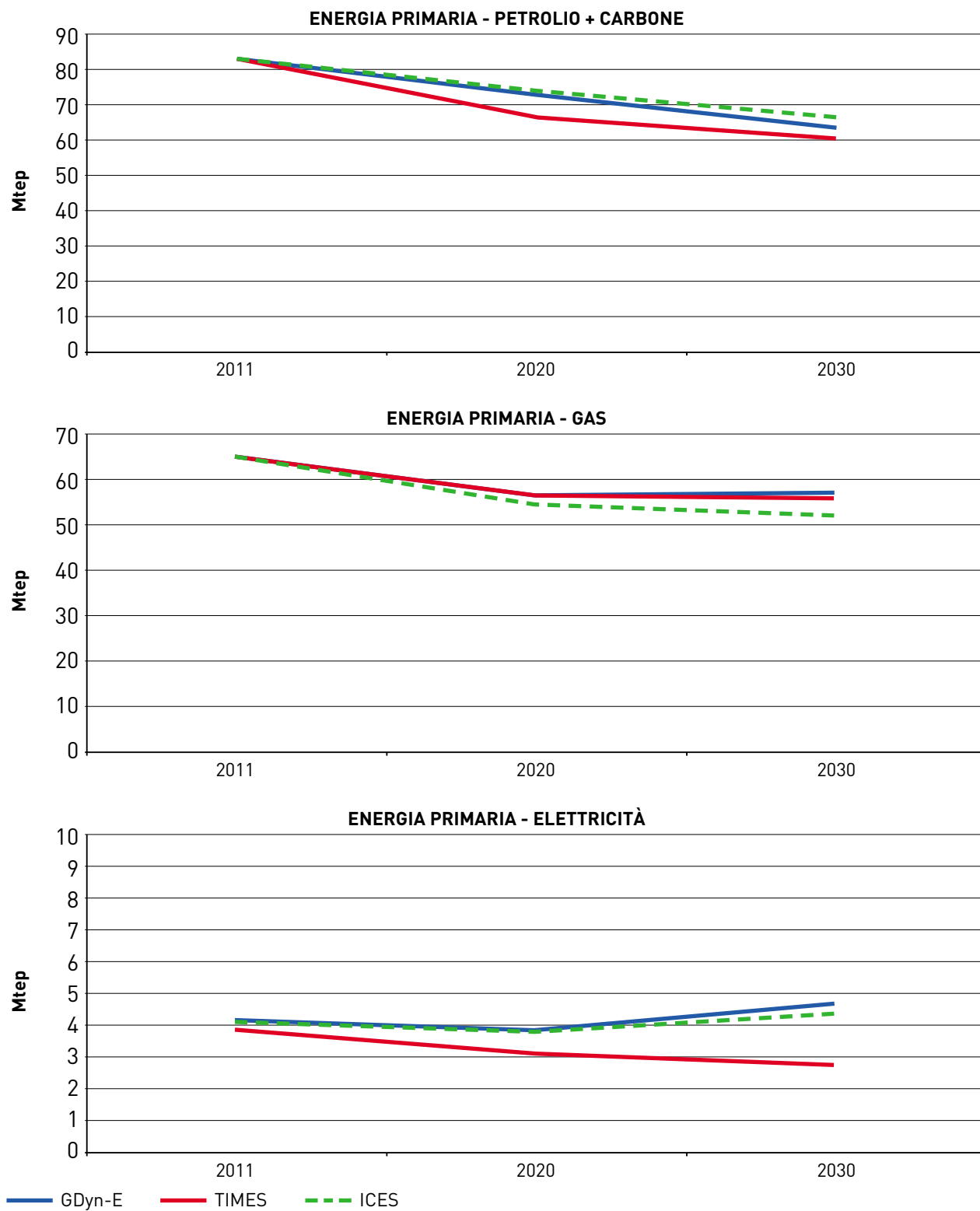


FIGURA 31

## ENERGIA PRIMARIA PER FONTE



**FIGURA 32**

**ENERGIA FINALE PER FONTE**

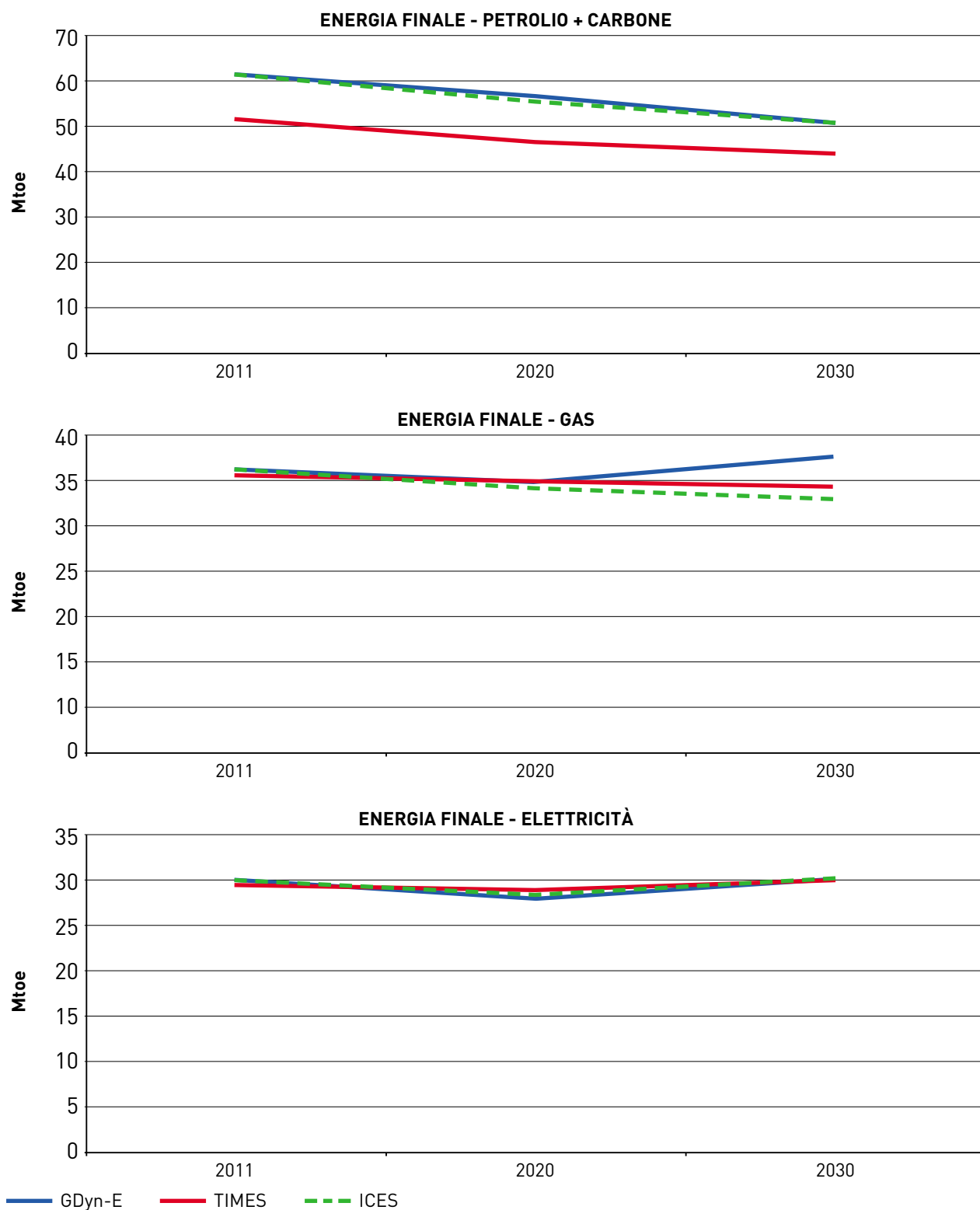
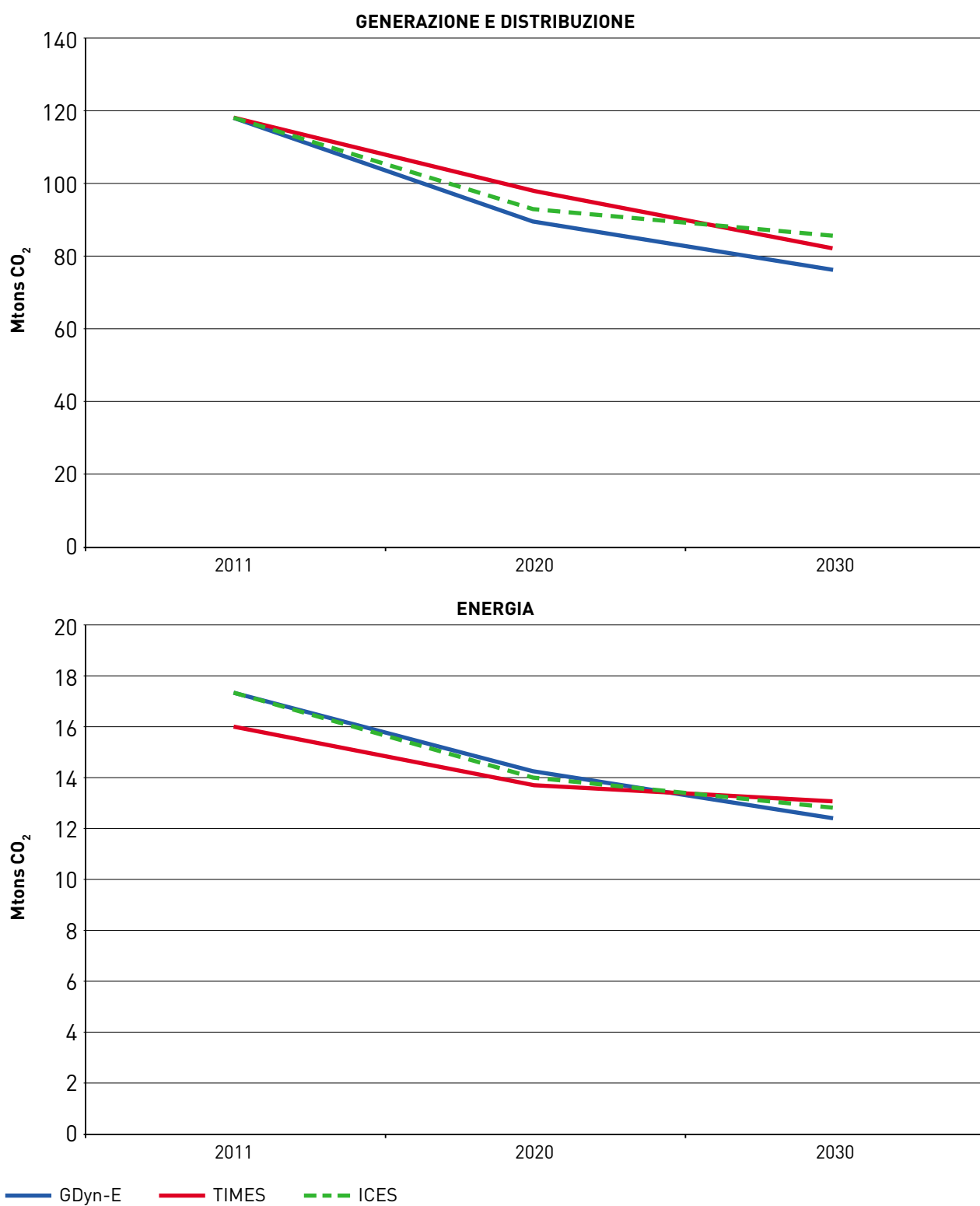
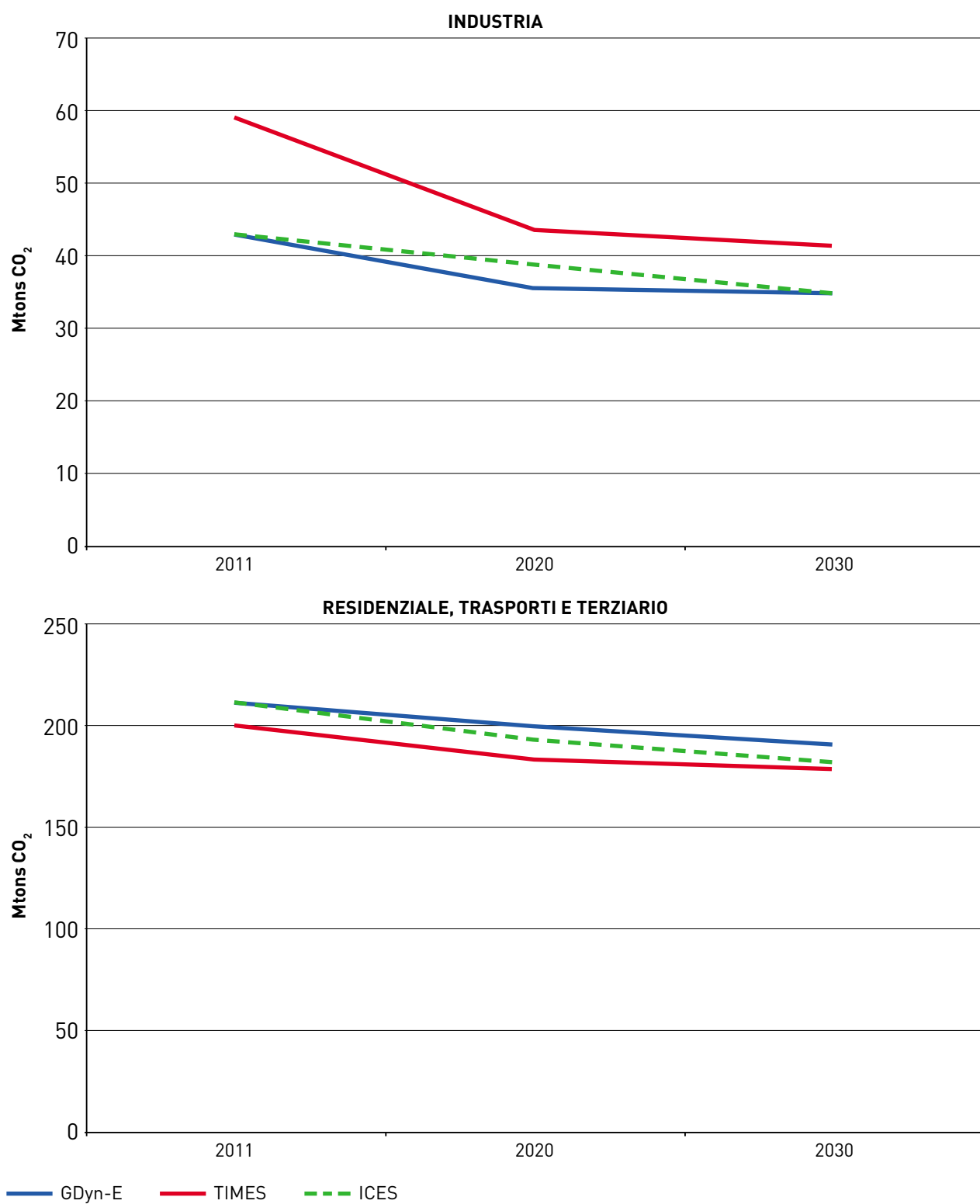


FIGURA 33

EMISSIONI SETTORIALI DI CO<sub>2</sub>





dello scenario macroeconomico (GDYN-E e ICES). Anche in questo caso l'evoluzione delle emissioni presenta tendenze vicine a quelle di TIMES, tenendo conto di diversi livelli di partenza dovuti in parte a una diversa classificazione settoriale. In particolare, le emissioni dell'industria presentano differenze con TIMES dovute a valori di partenza più bassi per i modelli GDynE e ICES; il trend di diminuzione delle emissioni descritto da TIMES viene comunque rispettato.

Il controllo delle variabili chiave dello Scenario di Riferimento macroeconomico con i risultati del modello TIMES, mostra come i risultati di ICES e GDynE rappresentano uno scenario coerente rispetto alle ipotesi descritte nei Capitoli precedenti. Cioè è stato reso possibile inserendo i modelli macroeconomici all'interno della catena modellistica e adottando la procedura di armonizzazione con gli scenari energetici elaborati dal modello TIMES. La metodologia descritta per la produzione di uno Scenario di Riferimento guarda quindi non solo ai diversi aspetti energetici ma anche alle potenziali implicazioni macroeconomiche, fornendo un punto di confronto e riferimento che sarà fondamentale per le successive valutazioni di politiche di decarbonizzazione e di sviluppo delle fonti energetiche in Italia.

Il tema della decarbonizzazione di lungo periodo (2030-2050) del sistema energetico, un tempo argomento di studio di enti di ricerca, università ed organizzazioni non governative, ha progressivamente guadagnato l'attenzione dei decisori politici. Più di recente, una forte spinta è venuta dalla *proposta di Regolamento sulla Governance dell'Energy Union*<sup>46</sup>. Quest'ultima dà seguito alle idee esposte nel primo rapporto sullo stato dell'Energy Union<sup>47</sup>, introducendo per gli Stati Membri l'obbligo di produrre periodicamente i *Piani nazionali integrati per l'energia e il clima*, mediante i quali definire percorso e modalità con cui raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione concordati a livello comunitario.

In questa prospettiva assume una importanza particolare per ciascuno Stato membro dotarsi di strumenti modellistici adeguati, stabili e verificabili in maniera indipendente, che permettano di supportare la decisione politica con solide analisi quantitative di scenario, al fine di esaminare, *ex ante*, i rischi, i costi e i benefici delle varie opzioni strategiche sia nel medio che nel lungo periodo.

In Italia vari soggetti pubblici (ENEA, RSE, ISPRA, GSE, eccetera) hanno in passato supportato singolarmente i decisori politici, in particolare i rispettivi Ministeri di riferimento, nella definizione di politiche e nella pianificazione di strategie energetiche, emissive e ambientali, attraverso analisi di scenario, di impatto e costi-benefici. In questo contesto, tuttavia, l'istituzione nel 2016 del *Tavolo Tecnico sulla decarbonizzazione dell'economia* presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, ha rappresentato una novità per l'Italia in quanto, per la prima volta, sono stati coinvolti più di 70 esperti provenienti da enti della pubblica amministrazione, università, centri di ricerca e rappresentanti dei portatori di interesse attivi sul tema dei cambiamenti climatici e della pianificazione energetica.

L'obiettivo, ambizioso, del Tavolo tecnico è stato la messa a sistema, armonica e trasparente, dell'esperienza dei diversi partecipanti al fine di fornire uno strumento di supporto utile al Governo nella pianificazione delle politiche su clima ed energia. Per fornire il supporto necessario si è inteso sviluppare un approccio di sistema che

<sup>46</sup> COM (2016) 759 final.

<sup>47</sup> COM (2015) 572 final.

consentisse di analizzare i molteplici impatti di una qualsiasi politica non solo sul sistema energetico, ma anche su quello ambientale ed economico, nell'ottica di promuovere filiere tecnologiche e produttive funzionali allo sviluppo, tenendo conto delle interazioni e sinergie delle diverse componenti del Sistema Paese. Proprio per questo un ruolo centrale nel Tavolo tecnico è stato rivestito dal Gruppo di Lavoro sugli Scenari (GdL 3), dedicato a fornire gli elementi quantitativi per la valutazione di impatti e sinergie.

Nel corso del 2016 il Gruppo di Lavoro ha strutturato una catena modellistica in grado di sfruttare in modo coordinato le professionalità e le competenze dei diversi soggetti partecipanti. Partendo da una base analitica condivisa con gli altri Gruppi di Lavoro del Tavolo, sui dati di input e sulle assunzioni di scenario, è stato impostato il calcolo di una serie di indicatori economici, ambientali e sociali in grado di quantificare vantaggi e svantaggi delle diverse possibili evoluzioni del sistema energetico. Il GdL 3 ha quindi realizzato uno Scenario di Riferimento (o BASE) per l'Italia (a politiche in vigore al dicembre 2014) sulle stesse ipotesi esogene dello scenario *EU Reference 2016* della Commissione Europea, ma con parametri caratterizzati a livello nazionale. Grazie alla metodologia utilizzata è stato possibile confrontare i risultati dello scenario prodotto con quello di riferimento europeo evidenziando ed argomentando le principali differenze.

Lo scenario evidenzia, anche in assenza di nuove politiche di decarbonizzazione, la continua riduzione della domanda energetica fino all'orizzonte 2030, per quanto nel prossimo quinquennio si potrà assistere ad una moderata ripresa dagli effetti della crisi economica. Di conseguenza, pur in presenza di una crescita del PIL nel periodo considerato, l'intensità energetica continua a ridursi (-1,2% medio annuo). I consumi energetici finali dei due scenari, nazionale ed europeo, presentano una discrepanza inferiore al 2% negli anni considerati, ma le differenze emergono nella ripartizione settoriale. Ad esempio, le proiezioni dello scenario europeo per l'Italia presentano un comparto industriale estremamente efficiente e che si sposta verso produzioni a minor intensità energetica, al contrario dello scenario di riferimento nazionale costruito mantenendo nel tempo l'attuale struttura del sistema produttivo italiano.

La penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, senza ulteriori

forme di incentivazione, è stimata in crescita, anche se non ai ritmi degli ultimi anni. La quota FER sui consumi finali lordi sale al 21,6% al 2030, ben lontana sia dai valori stimati nello Scenario di Riferimento europeo (24,2%), che dagli obiettivi al 2030 del quadro europeo per il clima e l'energia<sup>48</sup> (27%). Differenze importanti con lo scenario europeo si evidenziano soprattutto nella generazione elettrica, con una produzione da fonti rinnovabili al 2030 nello scenario BASE inferiore di circa 20 TWh.

L'analisi di impatto sul sistema elettrico mostra come nello Scenario di Riferimento non emergano particolari criticità per il mercato elettrico italiano (Mercato del Giorno Prima) in termini di prezzo e di soddisfacimento della domanda. Considerando nell'analisi anche i vincoli tecnici (riserva) necessari per garantire la sicurezza del sistema elettrico, emergono invece alcune problematiche, in particolare l'*overgeneration*, ossia eccessi di produzione da impianti non dispacciabili (fonti rinnovabili non programmabili in particolare). Ciò è causato dalla necessità di mantenere in funzione un numero (minimo) di impianti termoelettrici per garantire i margini di riserva. I risultati non mostrano comunque una situazione di forte criticità, ma danno una misura delle maggiori difficoltà nel garantire la sicurezza del sistema elettrico al 2030 già in una evoluzione tendenziale.

Coerentemente con la riduzione dei consumi energetici e con una crescente penetrazione delle rinnovabili sia nella generazione elettrica che negli usi termici e di trasporto, si delinea uno Scenario di Riferimento con una riduzione significativa delle emissioni di CO<sub>2</sub> dai cicli energetici. I valori emissivi al 2030 sono peraltro allineati con quelli delle proiezioni dello Scenario di Riferimento europeo per l'Italia.

La riduzione emissiva nello scenario nazionale è, però, ancora lontana da quella richiesta dagli obiettivi europei al 2030. Ne discende che la differenza dovrà essere colmata da nuove politiche e misure di decarbonizzazione. Per quanto riguarda i settori che rientrano nel sistema ETS, la riduzione (-44% al 2030 rispetto al 2005) è leggermente inferiore a quella prevista nello scenario europeo (-45.9%), ma conforme agli obiettivi comunitari al 2030 (-43%). Diverso è il

<sup>48</sup> European Council (23 and 24 October 2014) - Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework, SN 79/14.

caso per le emissioni energetiche dei settori non-ETS che, pur riducendosi significativamente (-24% rispetto al 2005) non sarebbero in linea con gli obiettivi al 2030 (-33% proposto per l'Italia).

L'indicazione che se ne ricava è che i settori soggetti all'effort sharing decision tra i Paesi membri avranno bisogno di maggiore attenzione e di politiche ad hoc per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, con particolare riguardo per i settori trasporti e civile, che rivestono il peso maggiore.

L'importanza di questo scenario risiede nel fatto che lo stesso rappresenta un'evoluzione di riferimento, condivisa da molti attori pubblici e privati del settore energetico. Ad oggi lo scenario è già stato utilizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare, nell'ambito dei lavori di preparazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017, come base per analizzare il percorso necessario a perseguire la decarbonizzazione del sistema energetico.

I risultati dell'attività svolta e l'approccio metodologico integrato utilizzato nell'ambito del Gruppo di Lavoro sugli Scenari assumono un ruolo centrale anche in vista della elaborazione del prossimo *Piano nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*, previsto dal processo di governance dell'Unione per l'Energia, nell'ambito del quale dovrà essere fornito anche un quadro analitico e conoscitivo sul tema della decarbonizzazione. È infatti necessario pianificare la radicale trasformazione del sistema energetico nazionale in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'Unione Europea al 2050 e con il nuovo contesto creato dall'approvazione dell'Accordo di Parigi. Ciò rende più urgente per il nostro Paese avviare una discussione che porti ad una visione complessiva e ben fondata sulle azioni da mettere in campo per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> non solo al 2030, ma anche al 2050<sup>49</sup>.

<sup>49</sup> L'obiettivo europeo di lungo termine, indicato dalla *Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050* (COM (2011) 112) e dalla *Energy Roadmap 2050* (COM (2011) 885), consiste nella riduzione di emissioni climalteranti di almeno l'80% rispetto al 1990. Tuttavia, il più recente accordo di Parigi ha imposto obiettivi di riduzione ben più stringenti: restare "ben al di sotto dei 2°C" di incremento delle temperature medie globali, richiederebbe una riduzione delle emissioni superiore al 95% al 2050 e il raggiungimento della neutralità carbonica oltre quella data. Inoltre, entro il 2020 l'Italia è chiamata a comunicare anche all'UNFCCC la propria strategia nazionale al 2050 come richiesto dall'articolo 4, paragrafo 35 della Decisione 1/CP.21 sull'implementazione dell'Accordo di Parigi. Tali comunicazioni saranno poi pubblicate sul sito [http://unfccc.int/focus/long-term\\_strategies/items/9971.php](http://unfccc.int/focus/long-term_strategies/items/9971.php)

---

## Conclusioni e prospettive

Si ritiene quindi molto utile proseguire l'approccio del Tavolo sviluppando un insieme di “scenari esplorativi” delle principali incertezze del sistema energetico. Sarebbe quindi opportuno effettuare un'analisi dettagliata degli aspetti critici dal punto di vista della fattibilità tecnica (come ad esempio gli impatti sul sistema elettrico) e degli aspetti socio-economici legati alla decarbonizzazione dell'economia: competitività del sistema industriale, impatti economici sulle famiglie e benefici ambientali correlati. Tali approfondimenti potranno essere utili a individuare e promuovere filiere tecnologiche e produttive funzionali allo sviluppo economico del Paese e ridurre l'inerzia al cambiamento negli utilizzatori finali di specifiche nuove tecnologie.

Sarebbe inoltre di grande utilità espandere le capacità di analisi del Gruppo di Lavoro sugli Scenari e disporre di modelli settoriali per approfondimenti di problematiche specifiche, nonché di modelli di sistemi correlati al momento considerati solo in modo sommario, come ad esempio il settore agricolo-forestale nazionale, il che permetterebbe di proiettare nel tempo con maggior precisione le produzioni di beni e servizi del settore, evidenziando le opportunità di controllo delle emissioni.

In ultimo, questa esperienza ha confermato che i temi da trattare in un esercizio di analisi come quello presentato sono molto numerosi e interconnessi fra loro. Di conseguenza sarà sempre più importante affrontare queste tematiche con un approccio multidisciplinare, avvalendosi delle diverse professionalità e competenze nel contesto della ricerca italiana. Ciò anche con lo scopo di interfacciarsi più efficacemente con le strutture tecniche della Commissione Europea incaricate della valutazione delle politiche di decarbonizzazione proposte ed attuate dagli Stati Membri.

# Bibliografia

Antimiani A., Costantini V., Martini C., Palma A. Tommasino, M. C., 2013, *The GTAP-E: Model Description and Improvements*. In *The Dynamics of Environmental and Economic Systems, Innovation, Environmental - Policy and Competitiveness*. (Eds) Costantini V. and Mazzanti, pp. 3-24. Springer Book, Netherlands, 2013

Beckman J., Hertel T., Tyner W., 2011, *Validating energy-oriented CGE models*. *Energy Economics*. Elsevier, Vol. 33 No.5: 799-806

D'Elia I., Peschi E., *Lo scenario emissivo nazionale nella negoziazione internazionale*. Rapporto ENEA RT/2013/10/ENEA

Eboli F., Parrado R., Roson R., 2010, *Climate Change Feedback on Economic Growth: Explorations with a Dynamic General Equilibrium Model*. *Environment and Development Economics*, Volume 15, Issue 05, pp. 515 -533

*EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG Emissions: trends to 2050*. Report prepared for the European Commission, DG Energy, DG Climate Action and DG Mobility and Transport. July 2016. ISBN 978-92-79-52373-1

Gaeta M., Baldissara B., *Il modello energetico Times-Italia. Struttura e dati*. ENEA-RT-2011-09

Gelmini A., Lanati F., Gargiulo M., de Miglio R., *Il modello energetico multiregionale MONET*. Rapporto RdS. 12001033, 2012, <http://www.iea-etsap.org/web/Docs/TIMESDoc-Intro.pdf>

Golub A., 2013, *Analysis of climate policies with GDyn-E*. GTAP Technical Paper 32, <https://www.gtap.agecon.purdue.edu/resources/download/6632.pdf>

Ianchovichina E., McDougall R., 2001, *Theoretical Structure of Dynamic GTAP*. GTAP Technical Paper 17, [https://www.gtap.agecon.purdue.edu/resources/res\\_display.asp?RecordID=480](https://www.gtap.agecon.purdue.edu/resources/res_display.asp?RecordID=480)

International Energy Agency, 2016, *Energy Technology Perspectives 2016, Towards Sustainable Urban Energy Systems*. Paris



IRENA (2014a), *REmap 2030: a renewable energy roadmap*. IRENA. [www.irena.org/remap](http://www.irena.org/remap), June 2014

Kempener R., Ciorba U., Gaeta M., Gielen D. et al., *A Global Renewable Energy Roadmap: Comparing Energy Systems Models with IRENA's REmap 2030 Project*. In G. Giannakidis et al. (eds.), *Informing Energy and Climate Policies Using Energy Systems Models*, Lecture Notes in Energy 30, pp 43-67 ,DOI 10.1007/978-3-319-16540-0\_3

Martini C., Tommasino M. C., *GTAP-DYN drivers for the EFDA-TIMES Model*. Final Report EFDA Reference: WP 10-SER-ETM-7, 2011

Parrado R., De Cian E., 2013, *Technology spillovers embodied in international trade: Intertemporal, regional and sectoral effects in a global CGE framework*. *Energy Economics* 41

Schwartz P., *The Art of the long view*. Doubleday Currency, New York, 1991

Caputo A., Colaiezzi M., Contaldi M., Pantaleoni M., Peschi E., *Scenari di consumi elettrici al 2050*. Rapporto ISPRA 213/2015

Siface D., Vespucci M. T., Gelmini A., 2014, *Solution of the mixed integer large scale unit commitment problem by means of a continuous stochastic linear programming model*. *Energy Systems*, 5(2):269-284

United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division, 2015, *World Population Prospects: The 2015 Revision*. DVD Edition

Virdis M. R., *Energy to 2050 : scenarios for a sustainable future*. OECD/IEA, 2003 ISBN 9264019049

Virdis M. R., Gaeta M. et al., 2015, *Deep Decarbonization Pathways in Italy*. SDNS IDDRI, <http://deepdecarbonization.org/countries/#italy>







RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE SpA, interamente a capitale pubblico.

RSE implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e i raggruppamenti delle piccole e medie imprese e le associazioni dei consumatori.

RSE promuove e favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti. L'attività di ricerca e sviluppo è realizzata per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per linee interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

RSE dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.

ISBN 978-88-907527-6-6



9 788890 752766