

Scenari energetici italiani  
Valutazione di misure di politica energetica

SCENARI ENERGETICI ITALIANI  
Valutazione di misure di politica energetica

*Francesco Gracceva, Mario Contaldi*

2004 ENEA  
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente  
Lungotevere Thaon di Revel, 76  
00196 - Roma

ISBN 88-8286-108-2

Il volume riflette l'opinione degli autori e non necessariamente quella dell'ENEA



ENTE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,  
L'ENERGIA E L'AMBIENTE

## SCENARI ENERGETICI ITALIANI

### Valutazione di misure di politica energetica

Francesco Gracceva

Mario Contaldi

*Francesco Gracevea*

ENEA, Unità di Agenzia per lo sviluppo sostenibile – Advisor

*Mario Contaldi*

APAT – Agenzia per la Protezione dell’Ambiente e per i servizi Tecnici

Pur essendo il lavoro frutto di una ricerca comune, i capitoli 1, 4, 5 e 7 devono essere attribuiti a Francesco Gracevea, i capitoli 2, 6, 8 e gli allegati a Mario Contaldi. Il capitolo 3 va attribuito ad entrambi.

## **Ringraziamenti**

*Gli autori ringraziano per la revisione finale del documento il dott. Giancarlo Tosato, che è stato anche un riferimento per tutta l’elaborazione del lavoro, in particolare nella fase di implementazione del modello MARKAL-MACRO, e la dott.ssa Maria Rosa Virdis.*

*Gli autori ringraziano inoltre il prof. Sanò, responsabile dell’unità Unità di Agenzia per lo sviluppo sostenibile-Advisor dell’ENEA, per l’interesse mostrato da tempo verso queste tematiche e il sostegno dato a questo lavoro.*

# INDICE

INTRODUZIONE .....	9
Premessa.....	9
Il modello utilizzato per l'analisi.....	9
Gli scenari.....	10
I PARTE. IL MODELLO .....	13
Capitolo 1. I MODELLI DI EQUILIBRIO GENERALE PER L'ANALISI ENERGETICA E IL MARKAL-MACRO.....	15
1.1 Perché un approccio di equilibrio generale per l'elaborazione di scenari energetici.....	15
Perché un modello .....	15
Perché un approccio integrato energia/ambiente/economia .....	16
Perché un dettaglio tecnologico .....	16
1.2 I modelli di equilibrio economico generale.....	17
1.3 Le applicazioni dei modelli di equilibrio generale alle analisi del settore energetico. I modelli di ottimizzazione intertemporale.....	20
1.4 Il MARKAL-MACRO: caratteristiche fondamentali .....	24
1.4.1 Rappresentazione schematica del modello integrato.....	27
Capitolo 2. L'IMPLEMENTAZIONE DEL MODELLO TECNOLOGICO .....	29
2.1 Premessa .....	29
2.2 Rappresentazione dei settori di consumo energetico .....	29
2.3 Industria energetica .....	30
2.3.1 Centrali a combustibili fossili .....	30
2.3.2 Centrali con cogenerazione .....	30
2.3.3 Centrali a fonti rinnovabili/import .....	31
2.3.4 Raffinerie.....	32
2.4 Industria manifatturiera .....	32
2.4.1 Tecnologie orizzontali del settore industriale .....	32
2.5 Residenziale, servizi, agricoltura .....	34
2.5.1 Settore residenziale .....	34
2.5.2 Settore dei servizi ed agricoltura .....	34
2.6 Trasporti .....	36
2.6.1 Bunkeraggi marittimi .....	37
2.7 Variabili ambientali.....	37
2.7.1 Tecnologie di riduzione emissioni, settore energetico ed industria.....	37
2.7.2 Il settore dei trasporti .....	38

II PARTE. L'EVOLUZIONE TENDENZIALE DEL SISTEMA.....	41
Capitolo 3. LO SCENARIO MARKAL-MACRO ITALIA TENDENZIALE.....	43
3.1 I principali dati di ingresso .....	43
3.1.1 La popolazione .....	43
3.1.2 L'evoluzione della struttura del sistema produttivo.....	44
3.1.3 L'evoluzione della domanda di servizi energetici .....	45
3.1.4 L'evoluzione dei prezzi dell'energia .....	46
3.1.5 Altre ipotesi .....	47
3.2 Risultati principali .....	47
3.2.1 La copertura del fabbisogno energetico .....	48
3.2.2 La dipendenza energetica .....	51
3.2.3 Le emissioni di anidride carbonica.....	52
3.2.4 Le emissioni di altri inquinanti .....	53
3.3 Consumi energetici a livello settoriale .....	54
3.3.1 Industria .....	55
3.3.2 Civile .....	56
3.3.3 Trasporti .....	56
3.4 L'energia elettrica .....	57
3.4.1 Consumi.....	57
3.4.2 Produzione .....	58
3.4.3 Capacità.....	59
3.5 Un'analisi mediante i fattori di Kaya .....	60
3.5.1 La distanza tra lo scenario Tendenziale e l'obiettivo di Kyoto.....	62
Capitolo 4. UNA VALUTAZIONE DELLO SCENARIO TENDENZIALE .....	65
4.1 Premessa.....	65
4.2 L'evoluzione del sistema produttivo. Confronto con gli scenari della III Comunicazione Nazionale e del modello PRIMES .....	66
4.3 La domanda di energia nei tre scenari.....	67
4.3.1 Consumo totale di energia primaria .....	67
4.3.2 L'evoluzione a livello settoriale .....	72
4.4 Le emissioni di CO <sub>2</sub> nei tre scenari .....	77
III PARTE. SCENARI ALTERNATIVI .....	79
Capitolo 5. LO SCENARIO RINNOVABILI .....	81
5.1 Descrizione dello scenario e obiettivi della simulazione.....	81
5.1.1 Obiettivi della simulazione .....	82
5.1.2 La costruzione dello scenario. Alcune ipotesi sulle fonti rinnovabili .....	83
5.2 Principali risultati della simulazione .....	85
5.2.1 La copertura del fabbisogno energetico .....	85
5.2.2 Le emissioni di anidride carbonica.....	86
5.3 Una valutazione dello scenario Rinnovabili .....	86
5.3.1 Un confronto tra lo scenario Rinnovabili e lo scenario Tendenziale .....	86
5.3.2 Confronto tra il Libro Bianco e gli scenari ENEA Tendenziale e Rinnovabili	88
Il settore elettrico .....	90
5.3.3 Competitività delle diverse fonti rinnovabili .....	91
5.3.4 Una valutazione dell'efficacia dell'intervento di policy .....	93

Capitolo 6. LO SCENARIO "EFFICIENZA ENERGETICA" .....	95
6.1 Descrizione dello scenario e obiettivi della simulazione.....	95
6.1.1 Obiettivi della simulazione .....	95
6.1.2 La costruzione dello scenario.....	96
6.2 Principali risultati della simulazione.....	97
6.2.1 La copertura del fabbisogno energetico .....	97
6.2.2 Consumi finali di energia per settore.....	98
6.2.3 Il settore elettrico.....	98
6.2.4 Le emissioni di anidride carbonica.....	99
6.3 Una valutazione dello scenario Efficienza.....	100
6.3.1 Un confronto fra lo scenario Efficienza energetica e lo scenario Tendenziale 100	
6.3.2 "Energy-efficiency gap" e costi della sua riduzione.....	101
6.3.3 Effetto "rebound".....	102
Capitolo 7. LO SCENARIO CARBON TAX.....	107
7.1 Descrizione dello scenario e obiettivi della simulazione .....	107
7.2 Principali risultati della simulazione.....	109
7.2.1 La copertura del fabbisogno energetico .....	109
7.2.2 Consumi finali di energia per settore.....	111
7.2.3 I consumi elettrici.....	111
7.2.4 Le emissioni di anidride carbonica.....	111
7.3 Una valutazione dello scenario Carbon Tax .....	112
7.3.1 Un confronto tra lo scenario Tendenziale e lo scenario Carbon Tax.....	112
7.3.2 Il costo economico del raggiungimento degli obiettivi di Kyoto .....	114
Capitolo 8. ANALISI DELLE STRATEGIE DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI .....	117
8.1 Premessa .....	117
8.2 Una valutazione dell'efficacia dei diversi interventi di policy .....	117
8.2.1 Consumo complessivo di energia .....	117
8.2.2 Consumo di fonti fossili .....	118
8.2.3 Consumo di fonti rinnovabili.....	121
8.2.4 Consumi di energia elettrica.....	122
8.2.5 Effetti sulle emissioni di CO <sub>2</sub> ed altri inquinanti .....	122
8.3 Effetti economici delle misure di policy.....	124
8.4 Conclusioni.....	127
IV PARTE. ALLEGATI .....	129
Allegato 1. L'evoluzione del sistema produttivo. Confronto settoriale tra lo scenario Tendenziale MARKAL-MACRO e gli scenari della III Comunicazione Nazionale e del modello PRIMES .....	131
Allegato 2. Simulazione di centrali elettriche .....	139
Allegato 3. Aumenti di efficienza delle tecnologie del settore domestico e commerciale ipotizzati per lo scenario Efficienza energetica .....	142
Allegato 4. Bibliografia .....	149





# INTRODUZIONE

## *Premessa*

In questo lavoro le diverse competenze presenti in ENEA ed in APAT contribuiscono a costruire ed analizzare alcuni possibili scenari di sviluppo del sistema energetico italiano relativi ai prossimi 30 anni, dal punto di vista economico, energetico ed ambientale. Il documento si compone di tre parti, che approfondiscono i punti seguenti:

- un'analisi dei modelli utilizzati nella letteratura internazionale per l'elaborazione di scenari energetici e ambientali, con particolare attenzione per i modelli di equilibrio generale, con una descrizione del modello utilizzato per questo lavoro, il MARKAL-MACRO Italia;
- una descrizione e una valutazione dell'evoluzione tendenziale del sistema energetico ed economico italiano descritta dal MARKAL-MACRO Italia;
- una descrizione di alcuni scenari alternativi, con una valutazione delle conseguenze degli misure di politica energetica sia dal punto di vista economico che dal punto di vista energetico ed ambientale.

## *Il modello utilizzato per l'analisi*

I modelli di equilibrio generale, che descrivono l'intero sistema economico mediante una successione di situazioni di equilibrio, sono strumenti che hanno un ruolo fondamentale per la comprensione del funzionamento dei sistemi economici/energetici. Uno degli obiettivi comuni delle analisi del sistema energetico sta infatti nella valutazione degli effetti di azione e retroazione che legano il settore energetico all'intera economia, per analizzare l'effetto sull'economia di cambiamenti nel sistema energetico, dovuti sia ad interventi esogeni da parte dei decisori politici che alla naturale evoluzione della tecnologia.

I modelli ingegneristici tradizionali (cosiddetti *bottom-up*) di ottimizzazione del sistema energetico hanno il grande pregio di descrivere il sistema in modo molto dettagliato dal punto di vista tecnologico, ma hanno il limite di non considerare le interazioni energia/economia (la domanda di servizi energetici è indipendente dai prezzi). E questo impedisce ad esempio di analizzare l'impatto delle variazioni dei prezzi dell'energia sulla crescita economica. L'unione *formale* (*hard linking*) di modelli macroeconomici di crescita e modelli tecnologici permette invece di coniugare tutti gli aspetti positivi dei modelli tecnologici con la possibilità di tenere conto delle interazioni tra settore energetico e sistema economico. I modelli *integrati* che derivano da questa unione sono caratterizzati da una rappresentazione *ibrida* dell'economia, con il settore energetico descritto in modo dettagliato e gli altri settori produttivi rappresentati mediante funzioni di produzione aggregata.

Questo è quello che avviene nel MARKAL-MACRO, che integra in un solo modello il modello neoclassico di crescita economica MACRO con il modello tecnologico MARKAL. Il MARKAL-MACRO è stato costruito appositamente per stimare il costo delle politiche di riduzione dei rischi ambientali, in quanto permette di valutare l'influenza delle suddette politiche sul costo dell'energia, quindi sulla domanda di energia e infine sull'intero sistema economico.

Il MARKAL (acronimo di MARKet ALlocation) è un "generatore di modelli" sviluppato circa venti anni fa nell'ambito del progetto ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme) dell'Agenzia Internazionale dell'Energia. Alcuni punti di forza di questa metodologia sono: la struttura "generica" del modello, per cui è possibile modellare sistemi

energetici completamente diversi, con un grado di dettaglio variabile; la capacità del modello di determinare l'evoluzione ottimale del sistema, scegliendo la combinazione delle tecnologie in grado di soddisfare la domanda di servizi energetici al minimo costo; la possibilità fornita dal modello di effettuare analisi integrate economia/energia/ambiente; infine, l'uso ormai ventennale di modelli della "famiglia" MARKAL in molti paesi diversi ne fa una metodologia consolidata, tanto che oggi più di 50 istituti di circa 30 paesi diversi usano il MARKAL a supporto delle decisioni di politica energetica.

Il modello MARKAL-MACRO Italia rappresenta l'evoluzione del sistema economico-energetico italiano fino al 2030 mediante l'ottimizzazione di un problema di programmazione non lineare contenente più di diecimila variabili ed equazioni. Il modello è stato originariamente sviluppato nei primi anni novanta presso l'ENEA al fine di valutare i costi ed il potenziale di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> e COV e i costi di implementazione dei relativi protocolli internazionali.

### *Gli scenari*

Con il modello MARKAL-MACRO Italia si sono costruiti quattro scenari diversi, uno scenario tendenziale e tre scenari alternativi.

*Lo scenario Tendenziale.* L'evoluzione tendenziale del sistema è stata definita dagli autori a partire da un confronto con esperti del settore e con la più recente letteratura. Dello scenario Tendenziale vengono innanzitutto descritte le caratteristiche principali, in termini di evoluzione del bilancio energetico, di impatto ambientale dei consumi energetici, di sicurezza energetica del paese. Ne viene poi valutata e discussa la plausibilità, analizzando l'andamento nello scenario di alcuni indicatori e confrontandolo con lo scenario tendenziale contenuto nella delibera CIPE del dicembre 2002 e con uno scenario elaborato per l'Italia dalla Commissione Europea (mediante il modello PRIMES) nell'ambito del programma CAFE (Clean Air For Europe).

*Lo scenario Rinnovabili.* L'elaborazione dello scenario Rinnovabili si è posta il duplice obiettivo di valutare le conseguenze della recente introduzione in Italia del nuovo meccanismo di incentivazione delle fonti rinnovabili (i Certificati Verdi) e di analizzare costi e benefici di un rafforzamento della misura in questione per avvicinare lo sviluppo delle rinnovabili alle loro potenzialità. A tal fine, lo scenario analizza le conseguenze di una progressiva elevazione dell'attuale obbligo (in vigore dal 2002), per produttori ed importatori di energia elettrica, di immettere nella rete nazionale una quantità di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER) pari al 2% (elevato dello 0,35% annuo dal 2004 al 2006) dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente. Nello scenario l'obbligo viene elevato al di là di quanto previsto dal recente decreto legge di recepimento della direttiva comunitaria sulla promozione dell'energia elettrica da FER: l'elevazione dell'obbligo prosegue infatti fino al 2020, anno nel quale raggiunge il 7%.

*Lo scenario Efficienza energetica.* L'elaborazione dello scenario Efficienza si è posta l'obiettivo di valutare gli effetti di un incremento di efficienza del sistema energetico, una delle principali opzioni disponibili per la riduzione delle emissioni legate al consumo di energia, mediante la simulazione di un aumento della velocità di penetrazione delle tecnologie energetiche più efficienti. Si è cercato dunque di verificare da un lato l'esistenza, nel sistema italiano, di un c.d. *energy-efficiency gap*, dall'altro la possibilità che l'aumento dell'efficienza energetica del sistema possa avvenire a costi ridotti o addirittura negativi. Lo scenario ha permesso poi di analizzare la possibilità che una riduzione dei consumi di energia derivante dal progresso tecnologico possa essere in qualche misura "spiazzata" dal c.d. effetto *rebound*.

Lo scenario analizza le conseguenze delle azioni previste nei decreti ministeriali del 24 aprile 2001, nei quali si ipotizza la diffusione di apparecchiature di uso finale più efficienti promossa dai distributori di energia elettrica e gas naturale. Questi operatori sono tenuti ad effettuare azioni di diffusione di tecnologie fino a raggiungere un risparmio annuo, in energia primaria, di 1,6 Mtep di energia elettrica e di 1,3 Mtep di energia termica.

*Lo scenario Carbon Tax.* Nello scenario Carbon Tax si è cercato di valutare l'utilità di una consistente tassazione del carbonio per determinare una sostanziale modifica dei consumi energetici italiani, individuando il livello della tassa necessario a raggiungere l'obiettivo di una forte riduzione del consumo di fonti fossili e valutandone i costi per il sistema. Nello scenario Carbon Tax si ipotizza dunque l'introduzione di una tassa sulle emissioni di carbonio che, pur modesta nel breve periodo, raggiunge valori relativamente alti nel medio e ancor più nel lungo periodo. Essa viene infatti introdotta nel 2005 ad un livello pari a 25 \$ per tonnellata di CO<sub>2</sub>, passa a 50 \$ nel 2010 e aumenta ancora a 75 \$ nel 2015 e a 100 \$ nel 2020, dopodiché resta costante. A questa tassa si accompagnano delle modifiche nel settore dei trasporti, ipotizzando una maggiore diffusione (rispetto allo scenario Tendenziale) di veicoli più efficienti e/o di cilindrata media inferiore. Lo scenario incorpora inoltre le misure dello scenario Efficienza energetica.

Il lavoro si conclude con una valutazione complessiva dei diversi scenari, evidenziandone le principali differenze riguardo all'evoluzione del sistema energetico e analizzando in particolare un elemento che ha spesso un grande rilievo nel dibattito sull'opportunità delle misure di mitigazione, cioè l'impatto di queste misure sulla crescita economica. Questa valutazione complessiva permette infine di tracciare alcune conclusioni circa l'efficacia delle diverse misure di politica energetica esaminate.



## **I PARTE. IL MODELLO**



# Capitolo 1. I MODELLI DI EQUILIBRIO GENERALE PER L'ANALISI ENERGETICA E IL MARKAL-MACRO

## 1.1 Perché un approccio di equilibrio generale per l'elaborazione di scenari energetici

Uno scenario può essere definito alternativamente come una “*forma d'arte che seleziona e combina i possibili sviluppi futuri nei vari settori*”, come “*un'immagine del futuro*”, come “*traiettoria nello spazio degli eventi possibili*”. Il tratto comune di ogni definizione sta però nella metodologia con cui uno scenario viene costruito. Tutte le definizioni insistono infatti sull'uso di tre rigorosi criteri scientifici: la *plausibilità* delle ipotesi su cui si fonda, la *coerenza interna* (i valori assunti dalle diverse variabili devono essere coerenti fra loro), la *trasparenza* (che significa che ogni scenario deve essere *riproducibile*). In definitiva, uno scenario non è una *previsione* di quello che accadrà, ma una rappresentazione completa e coerente di *un possibile futuro*, date certe ipotesi e utilizzando una data metodologia, la cui funzione primaria è quella di *assistere i policy maker*, aiutandoli a prendere decisioni *informate* circa le conseguenze *di lungo periodo* che, date certe condizioni e certe ipotesi, possono avere le loro decisioni.

L'elaborazione di scenari energetici per la definizione della politica energetica (a livello globale/regionale/nazionale) richiede la comprensione e la considerazione della natura *complessa* del sistema energetico, in quanto sistema caratterizzato da molteplici dimensioni legate tra loro da nessi di azione e retroazione. Lo strumento utilizzato per la definizione delle politiche energetiche, dunque, dovrebbe per quanto possibile rappresentare questa complessità, pur con gli inevitabili limiti di ogni “rappresentazione” della realtà.

### *Perché un modello*

La metodologia utilizzata per l'elaborazione degli scenari dovrebbe permettere una valutazione quantitativa della questione fondamentale che ogni politica energetica deve affrontare, cioè la compatibilità tra obiettivi diversi. Se infatti gli obiettivi della politica energetica sono generalmente condivisi, e in molti casi le politiche da perseguire per raggiungere tali obiettivi sono relativamente immediate, d'altra parte molto spesso una misura volta a raggiungere un obiettivo confligge con le altre (almeno in prima approssimazione).

Ad esempio, in campo energetico, ambientale ed economico gli obiettivi sono relativamente condivisi. Si pensi ad esempio ad obiettivi come la disponibilità di energia, la sicurezza degli approvvigionamenti, la minimizzazione dell'impatto ambientale del consumo di energia e la minimizzazione del costo dell'energia (per garantire la competitività del sistema economico). Allo stesso tempo, le politiche in grado di rispondere alle suddette esigenze sono in qualche misura immediate: gli obiettivi suddetti sono infatti perseguibili mediante l'incremento dell'offerta di energia, la diminuzione della dipendenza energetica, la riduzione dell'intensità energetica dell'economia e dell'intensità carbonica dell'energia consumata (ad esempio sviluppando le fonti energetiche rinnovabili), l'importazione e il consumo di fonti energetiche più economiche (senza limiti al consumo di energia che potrebbero ridurre la competitività del sistema economico). Ciascuna di queste politiche, però, spesso confligge con le altre.

## *Perché un approccio integrato energia/ambiente/economia*

La metodologia utilizzata per l'elaborazione degli scenari richiede la comprensione e la considerazione delle interrelazioni esistenti tra sistema energetico, sistema economico e ambiente. Essa deve cioè permettere la modellazione dell'evoluzione di alcune variabili fondamentali, come la popolazione, il livello di attività economica, la disponibilità di risorse energetiche, i prezzi dell'energia, le caratteristiche e i costi delle tecnologie energetiche (l'evoluzione ipotizzata per lo scenario Base è poi di particolare importanza perché determina lo scenario rispetto al quale vengono stimati costi e benefici degli interventi di politica energetica). E deve permettere di rappresentare le relazioni di azione e retroazione tra le suddette variabili. Ad esempio, il dibattito sui gas serra mostra l'importanza fondamentale dei modelli integrati *ambiente-energia-economia*, in quanto una questione centrale è la valutazione della possibilità (e della dimensione) di un possibile disaccoppiamento tra la crescita economica, la domanda di energia, l'evoluzione del sistema energetico per soddisfare la domanda di energia e le emissioni di CO<sub>2</sub>. Ciò significa ad esempio che lo strumento di analisi deve essere in grado di rappresentare la complessa rete di relazioni che caratterizza il sistema economico-energetico, sintetizzabile mediante la seguente sequenza di effetti (Hamilton et al., 1992):

- a) cambiamenti nel sistema energetico;
- b) variazioni dei prezzi dell'energia;
- c) risposta della domanda di energia ai prezzi (conservazione, aumento, “rebound”);
- d) riallocazione delle risorse nell'intero sistema economico;
- e) effetti sulla formazione del capitale e la crescita economica;
- f) effetti sul livello dell'attività economica, sul mix di energia e sulle emissioni.

## *Perché un dettaglio tecnologico*

In terzo luogo, la metodologia utilizzata per l'elaborazione degli scenari deve contenere una rappresentazione dettagliata dei principali fattori che risultano determinanti tanto per l'evoluzione del sistema energetico/economico quanto per la sua risposta alle misure di politica energetica, fattori discussi brevemente nei punti seguenti.

- A. *Le possibilità di sostituzione delle diverse fonti energetiche*, cioè la possibilità di produrre e vendere prodotti con diverse caratteristiche (per i produttori), di variare il contenuto energetico dei prodotti acquistati e/o la domanda totale (per i consumatori). Queste possibilità di sostituzione dipendono da fattori come la disponibilità e il costo delle tecnologie (vedi punto seguente), il tasso di sostituzione dello stock di capitale e delle infrastrutture, le preferenze dei consumatori, fattori che devono essere adeguatamente rappresentati dallo strumento di analisi utilizzato. Ciò richiede che quest'ultimo contenga una rappresentazione esplicita delle possibilità di sostituzione, mediante funzioni di produzione aggregate, mediante funzioni distinte per tecnologia (analisi di processo) o mediante una combinazione delle due.
- B. *Le possibilità di sostituzione delle tecnologie energetiche (di estrazione/produzione, di conversione, di domanda)*, cioè la possibilità di soddisfare una stessa domanda di servizio energetico mediante tecnologie diverse, che a loro volta richiedono diverse quantità e forme di energia. Questa analisi rende possibile una valutazione dei possibili *trade-off* tra la sostituzione delle tecnologie ed interventi di altro tipo per il raggiungimento di specifici obiettivi. D'altra parte, essa richiede ovviamente la disponibilità di dati sufficientemente dettagliati sulle caratteristiche delle tecnologie energetiche. E richiede anche la possibilità di produrre scenari con un orizzonte temporale sufficientemente lungo da riuscire a rappresentare le possibilità di variazioni delle tecnologie energetiche.



C. *La natura del processo di sostituzione dello stock di capitale*, con particolare riguardo per il livello di dettaglio con cui viene rappresentata la struttura produttiva (il livello di disaggregazione utilizzato influisce sul grado di flessibilità del sistema) e *la dinamica del progresso tecnologico*, sia come incremento del prodotto per quantità di input che come espansione delle possibilità di sostituzione dei input e output. Tale dinamica può essere modellata in tre modi: mediante ipotesi sull'*incremento autonomo dell'efficienza energetica* (dovuto sia al cambiamento nella struttura dell'economia che a incrementi dell'efficienza energetica); mediante la descrizione del processo che determina il c.d. "cambiamento tecnologico indotto"; mediante la rappresentazione esplicita di un processo di *learnig-by-doing* (Huntington, Weyant, 2002).

D. *Il grado di conoscenza del futuro ipotizzato nell'analisi*. L'ipotesi circa il grado di conoscenza del futuro ha effetti molto rilevanti sui risultati: nel caso di perfetta razionalità degli operatori le decisioni di questi ultimi determinano infatti la minimizzazione dei costi totali del sistema (scontati lungo tutto l'orizzonte temporale), cosicché ogni variazione viene effettuata nel momento migliore; nel caso invece di operatori "miopi" la minimizzazione dei costi viene effettuata di periodo in periodo. La conseguenza è che

"perfect foresight allow emissions targets to be met at lower costs because investment decisions are made in the full certainty that emissions limits will be set and achieved". Mentre "some degree of myopia generate higher costs because investors must scramble to alter the capital stock as the target period approaches, prematurely scrapping existing capital (coal-fired power stations) and quickly investing in less carbon-intensive alternatives" (Huntington, Weyant, 2002, pag. 20).

La conoscenza del futuro che hanno gli operatori è anche legata al comportamento dei *policymaker*, che possono ridurre l'incertezza rendendo credibili gli impegni volti a raggiungere determinati obiettivi di politica energetica e/o ambientale<sup>1</sup>.

In conclusione, la considerazione e la rappresentazione dei fattori suddetti deve essere tale da permettere un'analisi sufficientemente dettagliata tanto della domanda che dell'offerta di energia, con particolare riferimento ad una componente chiave dell'evoluzione di ogni sistema energetico, la *tecnologia*. Solo in tal modo è possibile rispondere in modo soddisfacente alle domande dei decisori politici, determinando un'evoluzione ottimale del sistema e sviluppando poi scenari alternativi sotto diverse condizioni, in modo da valutare il ruolo che possono svolgere le nuove tecnologie e il loro impatto sui mercati dell'energia, gli effetti della regolazione o di variazione dei prezzi dell'energia, il rapporto costi/benefici delle diverse opzioni che possono essere adottate (tra cui gli investimenti in R&S), e determinare infine le risposte più efficaci ai vari problemi.

## 1.2 I modelli di equilibrio economico generale

I modelli macroeconomici possono essere divisi in due tipologie: i modelli di allocazione delle risorse e i modelli econometrici. I modelli di allocazione delle risorse possono poi essere suddivisi in modelli di equilibrio economico generale (EEG) e modelli di equilibrio parziale, a seconda che si riferiscano ad una parte o alla totalità del sistema economico.

I modelli di equilibrio economico generale determinano i valori che le variabili del sistema economico assumono quando sono rispettate le condizioni di equilibrio. Essi derivano dalla teoria Walrasiana dell'equilibrio economico generale, che considera il sistema economico come un insieme di agenti che, date le dotazioni iniziali e una distribuzione del reddito, interagiscono per scambiarsi un certo numero di beni su un pari numero di mercati.

---

<sup>1</sup> E "model results clearly demonstrate that the more convinced investors are that emissions targets will become binding, the less costly the transition to lower carbon emissions" (Huntington, Weyant, 2002, pag. 20).

Ogni agente sceglie il suo comportamento (tanto di domanda quanto di offerta) mediante un processo di ottimizzazione della propria utilità, del proprio profitto o dei propri costi.

L'insieme di queste decisioni definisce un insieme di funzioni di eccesso di offerta che soddisfa la legge di Walras. Arrow e Debreu (1954), ed altri, hanno dimostrato che, sotto un certo numero di condizioni sufficientemente generali, esiste un insieme di prezzi che determina l'equilibrio tra domanda e offerta su tutti i mercati.

I modelli di equilibrio generale *computabile* (CGE, Computable Equilibrium Models) o *applicati* (AGE, Applied General Equilibrium models)<sup>2</sup>, a differenza dei modelli di equilibrio parziale (che analizzano i diversi settori del sistema economico separatamente), determinano in modo simultaneo l'equilibrio di tutti i beni offerti e domandati (e i loro prezzi). Ciò permette di svolgere analisi di statica comparata, in quanto ogni nuova configurazione di equilibrio derivante da una variazione dei dati esogeni (tra i quali ad esempio degli interventi di *policy*) può essere confrontata con l'equilibrio precedente.

È importante chiarire la fondamentale utilità dei modelli di equilibrio generale, e la differenza che li separa dai modelli di previsione:

“the aim of CGE modelling is to build a model with a relative transparent structure in order to clarify the mechanism with which policy measures or exogenous shocks affect the economy within a multisector framework. Given the existing limitations in parameter estimation and, therefore, also the model structure, it is often not the objective to forecast the exact outcome of policy measures as with, for instance, a reduced form forecasting model but to give only an indication for the direction and size of the effects” (Thissen, 1998).

Se è relativamente semplice individuare una definizione condivisa di modello di equilibrio generale (un modello in cui tutti i mercati risultano in equilibrio), è meno facile trovare un accordo circa gli elementi essenziali che caratterizzano tali modelli (Bhattacharyya, 1996). I modelli CGE si sono infatti sviluppati combinando molte differenti tradizioni. Seguendo Bergman (1990), possono essere identificati quattro approcci fondamentali<sup>3</sup> (cui vanno aggiunte le evoluzioni più recenti della modellistica CGE):

- il modello multisetoriale di crescita di Johansen;
- l'approccio di Harberger, Scarf, Shoven e Walley;
- gli approcci econometrici (tra i quali il modello GREEN dell'OCSE);
- l'approccio di Ginsburgh-Waelbroeck e Manne.

Quest'ultimo in particolare è legato alla dimostrazione dell'equivalenza tra un equilibrio generale e le soluzioni (primale-duale) di un modello di programmazione matematica di allocazione delle risorse, da cui è derivato un forte impulso alla modellistica di equilibrio generale. La caratteristica fondamentale dei modelli costruiti secondo l'approccio di Ginsburgh-Waelbroeck e Manne sta nella rappresentazione dell'equilibrio economico generale nel formato Negishi invece che nel normale formato Arrow-Debreu (nel quale si esplicitano i problemi di ottimizzazione dei consumatori e delle imprese). Una versione stilizzata di questa metodologia può essere rappresentata da un modello in cui l'economia è costituita da un solo produttore e un solo consumatore, le cui preferenze sono rappresentate da una funzione di utilità concava ( $U(x)$ ), mentre il vettore del consumo ( $x$ ), appartiene all'insieme convesso  $X$  ed il vettore della produzione ( $y$ ) appartiene all'insieme convesso  $Y$ .

---

<sup>2</sup> In questo lavoro i termini CGE e AGE sono usati in modo intercambiabile, sebbene tra le due tipologie di modelli vi siano delle differenze teoriche, perché i modelli AGE sono strettamente aderenti alla teoria dell'equilibrio economico generale, mentre i modelli CGE sono generalmente meno ortodossi.

<sup>3</sup> Secondo altri gli approcci possono essere raggruppati in modo leggermente diverso, in primo luogo suddividendo ulteriormente alcune dei quattro filoni qui presentati.

Questo modello equivale alla ricerca di un'allocazione delle risorse che risolve il seguente problema di programmazione matematica:

$$\begin{aligned} \max & U(x) \\ \text{s.t.} & x-y-w \leq 0 \end{aligned}$$

In base al teorema di Karlin (1959), la soluzione di questo problema ( $x^*$ ,  $y^*$  e i prezzi duali  $p^*$  associati ai vincoli) è "consistente" con un equilibrio concorrenziale. Ciò ha contribuito fortemente all'ampliamento dell'utilizzo di questi modelli, sebbene l'approccio sia fondato sull'equivalenza tra l'equilibrio di un'economia di mercato decentrata e la soluzione di un problema di ottimizzazione di un pianificatore, equivalenza che richiederebbe che il sistema rappresentato sia in una situazione di *first best*. Tuttavia, questi modelli hanno il pregio di una modellizzazione metodologicamente avanzata dei comportamenti dinamici (De Muro, Salvatici, 2001).

#### **Box 1.1 - Significato dell'equilibrio economico generale e ipotesi necessarie per la sua esistenza<sup>4</sup>**

Le specificazioni fondamentali di un modello di equilibrio generale riguardano in primo luogo le forme funzionali utilizzate per le funzioni di utilità e di produzione, che devono essere compatibili con l'impostazione teorica neoclassica. In sintesi, ciò significa che le funzioni di utilità devono essere tali che le funzioni di domanda da esse derivate siano: non negative, continue e omogenee di grado zero nei prezzi. E che le funzioni di produzione abbiano rendimenti di scala decrescenti o al massimo costanti (non crescenti).

La soddisfazione di queste condizioni richiede l'imposizione di una serie di ipotesi riguardo alle preferenze dei consumatori, alla tecnologia e al loro comportamento di consumatori e produttori.

- *Preferenze*: completezza, transitività, continuità, monotonicità, stretta convessità dell'insieme dei panieri preferiti ad un paniere dato, differenziabilità continua delle funzioni di utilità individuali. Queste ipotesi fanno sì che la funzione di utilità sia continuamente differenziabile (almeno una volta), non decrescente<sup>5</sup> e concava (per cui l'utilità marginale è non crescente).
- *Tecnologia*: chiusura, monotonicità e (stretta) convessità dell'insieme di produzione, differenziabilità continua della frontiera efficiente. Queste ipotesi fanno sì che la funzione di produzione sia continuamente differenziabile, non decrescente e (strettamente) concava. In particolare, l'ultima caratteristica esclude la possibilità di rendimenti di scala crescenti. Inoltre, questa rappresentazione della tecnologia è coerente con il postulato fondamentale dell'analisi classica della produzione, la cosiddetta *legge dei rendimenti marginali decrescenti* dei fattori produttivi.
- *Comportamento del consumatore*: massimizzazione dell'utilità sotto il vincolo di bilancio, univocamente dipendente dai dati del problema (dotazioni iniziali e prezzi).
- *Comportamento del produttore*: massimizzazione del profitto sotto il vincolo tecnologico rappresentato dalla funzione di produzione (o più in generale di *trasformazione*) caratterizzata dalle ipotesi già elencate.
- *Merci e mercati*: sono in numero finito e non c'è incertezza sulle loro caratteristiche e prezzi; esistono mercati per tutte le merci a tutte le date; non avvengono scambi al di fuori dell'equilibrio; c'è concorrenza perfetta, per cui i prezzi sono esogeni per gli operatori.

Da queste ipotesi discende che le funzioni di eccesso di domanda aggregate (o di mercato) sono continue ed omogenee di grado zero rispetto ai prezzi. E ciò permette di utilizzare il teorema del punto fisso di Brouwer per dimostrare l'esistenza di (almeno) un vettore di prezzi in grado di determinare una situazione di EEG. Le condizioni elencate sono dunque sufficienti ad assicurare

<sup>4</sup> Rampa, *Introduzione all'equilibrio economico generale*, 1993, Unicopli, Milano, pagg. 98-99.

<sup>5</sup> La *non decrescenza* di una funzione implica che l'aggiunta di una unità di una qualsiasi variabile indipendente comporta sempre un aumento (o quantomeno la non-riduzione) del valore della funzione: ad esempio, nel caso di una funzione di produzione  $y = f(x_1, x_2, \dots, x_m)$ , si ha che  $\partial y / \partial x_i = f_i \geq 0$  per tutti gli input  $i = 1, 2, \dots, m$ .

l'esistenza di un equilibrio generale (senza richiedere ipotesi sulla forma specifica delle funzioni di utilità e di produzione), di cui si può pertanto dare la seguente più rigorosa definizione:

- L'allocazione  $(x^*, y^*, p^*)$  costituisce un equilibrio economico generale concorrenziale se:
  - (a) Per ogni consumatore  $i$ , dato il vincolo di bilancio  $M_i$  (somma del reddito da lavoro e della partecipazione ai profitti delle imprese),  $x_i^*$  è tale da risolvere il problema:

$$\max U_i(x_i)$$

$$\text{s.t. } \sum_i p_i x_i = M_i$$

- (b) Per ogni produttore  $j$ ,  $y_j^*$  è tale da risolvere il problema:

$$\max \sum_j p_j y_j$$

$$\text{s.t. } F_j(y_j) \geq 0 \quad (\text{dove } F_j(y_j) \text{ è una funzione di produzione con le caratteristiche già viste})$$

- (c) Per ogni bene la domanda è inferiore o uguale all'offerta (non ci sono eccessi di domanda negativi):

$$e_i(p^*) \leq 0$$

e se vale la disuguaglianza stretta si è in presenza di un c.d. bene "libero", per cui il prezzo è nullo.

In sostanza, poiché le ipotesi necessarie per l'esistenza di un EEG possono essere sintetizzabili (con qualche forzatura) con la presenza, in un sistema economico, della proprietà privata, della concorrenza perfetta e della decentralizzazione delle decisioni, il risultato fondamentale della teoria dell'equilibrio economico generale è che un sistema economico di questo tipo può "funzionare bene". E la teoria dimostra tra l'altro che l'equilibrio che lo caratterizza è *preferibile* (secondo un significato ben preciso) a molte altre possibili allocazioni (vedi Box 1.2).

### 1.3 Le applicazioni dei modelli di equilibrio generale alle analisi del settore energetico. I modelli di ottimizzazione intertemporale

Seguendo Bhattacharyya (1996), i modelli di equilibrio generale utilizzati per le analisi del settore energetico possono essere classificati mediante gli stessi gruppi utilizzati da Bergman (1990) per distinguere gli approcci relativi all'intera modellistica di equilibrio generale.

Se si accetta invece la classificazione di Kydes, Shaw e McDonald (1995), quando si concentra l'attenzione sulla modellistica energetica (fondamentalmente di lungo periodo), i modelli di equilibrio generale e quelli di ottimizzazione devono essere considerati due approcci parzialmente diversi (mentre i modelli del solo settore energetico sono invece modelli di equilibrio parziale), perché parzialmente sovrapponibili. Allo stesso modo, anche Zhang e Folmer (1998) considerano distintamente i modelli "di ottimizzazione dinamica" dai modelli CGE.

In ogni caso, al di là della classificazione scelta, tutta la modellistica di equilibrio generale per l'analisi del sistema energetico

"share a basic equilibrium orientation in the sense that solutions for market clearing prices and quantities are obtained by explicitly defining the physical, behavioral and financial relationship which determine supply and demand within each sector", e non "implicitly representing market interactions by fitting a curve between observed prices or quantities and the historical values of a set of explanatory variables". [Dato questo fondamentale tratto comune, mentre] "CGE models encompass markets for energy, non-energy sectors and primary factors of production based on optimizing behavior by individual firms and households, aggregate optimization models couple single-sector macroeconomic growth models employing energy as a factor of production with detailed energy supply process models in order to maximize intertemporal utility" (Kydes, Shaw e McDonald, 1995, pag. 134).

Come mostrato in tabella 1.1, l'elemento fondamentale che distingue dunque i modelli CGE dai modelli di ottimizzazione contenenti una descrizione aggregate dell'economia (*Economy-Wide Aggregate Optimization models*) sta nel dettaglio con cui è rappresentato il settore energetico: mentre i primi presentano un livello di dettaglio molto limitato, nei secondi

“the process modules of aggregate optimization models highlight energy production, distribution and delivery to end users, but their single-sector production functions offer even less detailed coverage of energy demand patterns and non-energy sectors than CGE models” (Kydes, Shaw e McDonald, 1995, pag. 134).

La modellistica di equilibrio generale per l'analisi del settore energetico si è dunque via via sviluppata come ramo autonomo rispetto a quella più generale citata nel paragrafo precedente, perché doveva superare il limite fondamentale dei tradizionali modelli di equilibrio generale. Infatti, nei modelli macroeconomici di tipo *top-down* il settore energetico è normalmente modellato come tutti gli altri settori, cioè come fattore di una funzione di produzione (o di costo), che permette la sostituzione tra i fattori produttivi secondo il valore di un parametro, l'elasticità di sostituzione rispetto al prezzo (*ESUB, Elasticity of SUBstitution*).

E l'elevato livello di aggregazione fa sì che nella determinazione delle proiezioni due parametri svolgano un ruolo fondamentale: l'elasticità di sostituzione e la riduzione autonoma dell'intensità energetica (*AEEI, Autonomous Energy Efficiency Improvement*), che sono stimati a partire dall'esperienza storica, per cui si assume che le relazioni tra i fenomeni rappresentate dai parametri suddetti (in particolare la relazione energia-economia) restino uguali nel tempo, per cui possono essere modellate mediante valori costanti (ECN, 1993, pag. 1-18).

È dunque limitata la capacità di questi modelli di rappresentare la possibilità che nuovi fattori esogeni possano determinare un uso esteso di nuove opzioni tecnologiche e quindi un'evoluzione del sistema energetico non in linea con l'esperienza storica.

**Tabella 1.1 - Caratteristiche fondamentali di tre tipologie di modelli di equilibrio**

		<i>Caratteristiche</i>	<i>Domanda di energia</i>		<i>Offerta di energia</i>	
			<i>Fattori-guida</i>	<i>Incremento dell'efficienza energetica</i>	<i>Mix dell'offerta</i>	<i>Cambiamento tecnologico</i>
<i>Equilibrio Generale</i>	CGE ( <i>esempio: GREEN</i> )	PIL endogeno con output disaggregato	Ottimizzazione sia dei consumatori che delle imprese	Crescita produttività indotta dai prezzi con sostituzione dei fattori; possibile un parametro per AEEI	Gli operatori soddisfano la domanda endogena ai prezzi endogeni	Implicito nelle funzioni di costo stimate per i settori energetici
	Aggregate Optimization ( <i>esempio: MARKAL-MACRO</i> )	PIL endogeno con output composito; dettaglio delle tecnologie di offerta di energia	Dalla funzione di produzione aggregata, mediante massimizzaz. dell'utilità	AEEI differenziato per categoria di domanda e sostituzione (indotta dai prezzi) tra combustibili / fattori di produzione	Implicitamente di minimo costo, via massimizzaz. del consumo	Determinato da limiti ai tassi di penetrazione sui mercati e allo sfruttamento delle risorse, e dai costi dell'offerta
<i>Equilibrio Parziale</i>	Energy sector ( <i>esempio: MARKAL-ED</i> )	Nessun bene non energetico; PIL esogeno; dettaglio delle tecnologie di domanda e offerta di energia	Indicizzata rispetto a variabili economiche e demografiche	Da varie fonti: stock turnover, tassi specifici per ogni domanda finale, impliciti nell'evoluzione delle domande	Competizione basata sui costi e altre caratteristiche	Espansione delle nuove tecnologie determinata dal comportamento ottimizzante

Fonte: Kydes, Shaw e McDonald, 1995, pag. 135

E l'impossibilità di analisi dettagliate delle possibilità di sviluppo delle diverse tecnologie costituisce evidentemente un limite significativo, in particolare nei casi in cui un intervento di *policy* è legato ad una particolare tecnologia, oltre che, più in generale, quando si guarda al lungo periodo.

I dubbi sull'utilità di un approccio così aggregato hanno dunque indotto molti analisti del settore energetico a preferire i modelli ingegneristici cosiddetti *bottom-up* (o *activity analysis models*) di equilibrio parziale, che incorporano una descrizione del sistema energetico molto dettagliata dal punto di vista tecnologico, dai processi di approvvigionamento delle fonti primarie ai diversi processi di conversione, trasporto e distribuzione dell'energia, fino ai dispositivi di uso finale. In tali modelli ogni tecnologia energetica è descritta mediante i suoi input, i suoi output, i suoi costi unitari e mediante altre caratteristiche specifiche, mentre ogni settore è costituito da un elevato numero tecnologie, legate tra loro tramite i loro input ed output (che possono essere sia vettori energetici che materiali o emissioni). Ogni unità di output finale (inteso in termini di servizio energetico fornito o "energia utile") viene prodotta mediante un mix di prodotti di diverse tecnologie, cosicché la funzione di produzione di ogni settore è costruita in modo *implicito*, piuttosto che specificata in modo esplicito come nei modelli più aggregati (Huntington, Weyant, 2002).

La principale utilità dei modelli *bottom-up* sta nel fatto che il grande numero di opzioni tecnologiche in essi contenute permette di esaminare le conseguenze per il sistema energetico di misure e/o vincoli di politica energetica, come ad esempio la sostituzione tra fonti primarie o tra vettori energetici, la sostituzione tra processi industriali consumatori di energia, il miglioramento dell'efficienza energetica e il risparmio energetico.

I modelli di ottimizzazione del sistema energetico (come ad esempio il MARKAL), presentano però ovviamente il limite fondamentale di non permettere una valutazione degli effetti di azione e retroazione che legano il settore energetico all'intera economia, e infatti in essi la domanda di servizi energetici è normalmente indipendente dai prezzi. Un'importante conseguenza di ciò è che questi modelli hanno la tendenza a risultare troppo ottimistici circa le potenzialità di penetrazione delle tecnologie sul mercato.

In definitiva, tanto i modelli di tipo *top-down* che quelli di tipo *bottom-up* presentano dei limiti significativi, perché non soddisfano appieno le esigenze conoscitive sottolineate poc'anzi:

"Top-down macroeconomic models, with their descriptions of feedback effects in the total economy but fewer technical details on the energy system, may tend to overestimate future energy demands. Conversely, bottom-up engineering models, ignoring feedbacks to the general economy and non technical market factors but containing rich descriptions of technology options, may tend to take too optimistic a view of conservation and the use of renewable energy resources. Or the principal difference may be that the engineering models ignore new sources of energy demands, and that the macroeconomic models ignore "saturation effects", that is, the decoupling of demand growth from that of GDP (Kram, 1993).

Considerato dunque che una delle caratteristiche comuni alle analisi del sistema energetico sta nell'obiettivo di misurare l'impatto che i cambiamenti nel settore energetico hanno su tutto il sistema economico (a partire dall'impatto delle variazioni dei prezzi dell'energia sulla crescita economica, Bhattacharyya, 1996), risulta necessario utilizzare un approccio integrato *ambiente-energia-economia*.

I modelli di *ottimizzazione intertemporale* che uniscono relativamente semplici modelli macroeconomici di crescita (nei quali l'energia è uno dei fattori della produzione) con un modello tecnologico di tipo *bottom-up* (che rappresenta in modo dettagliato il funzionamento del settore energetico), permettono proprio di rispondere alle esigenze suddette.

In tali modelli (tra i quali l'ETA-MACRO e il MARKAL-MACRO) l'intera economia è rappresentata mediante un approccio *ibrido*, per cui:

“energy sectors are represented by bottom-up activity analysis and the other production sectors are characterized by top-down regular functional forms typically belonging to the constant-elasticity-of-substitution CES family. The hybrid approach increases the credibility of CGE models in energy policy analysis because the possible substitution patterns in energy conversion can be based on ‘true’ technology rather than restrictive functional forms” (Bohringer, 1998).

Il primo esempio di questo tipo di modelli può essere considerato quello di Hudson e Jorgenson (1974), usato per prevedere la domanda di energia dal 1975 al 2000. Nel successivo modello di Manne e Richels (l'ETA-MACRO del 1977), una dettagliata rappresentazione del settore energetico è unita ad un modello macroeconomico di crescita economica. Dal punto di vista matematico, si tratta di un modello multiperiodale di ottimizzazione non lineare, ma per il teorema dell'equivalenza (Box 1.2) le soluzioni del modello possono essere interpretate come situazioni di equilibrio di un'economia concorrenziale.

Questi primi lavori hanno stimolato un'ampia diffusione di questo approccio, che di recente è stato utilizzato in particolare per analizzare le conseguenze delle politiche volte a controllare le emissioni di gas serra. I modelli AGE basati sull'ottimizzazione intertemporale permettono infatti di stimare i costi di abbattimento della CO<sub>2</sub>, in primo luogo in termini di riduzione del PIL, confrontando scenari comprendenti l'adozione di strategie di limitazione delle emissioni con lo scenario tendenziale senza interventi di controllo. Ciò può essere fatto ad esempio ipotizzando restrizioni alle emissioni oppure imponendo una tassa sulla CO<sub>2</sub>.

Naturalmente, però, oltre ai molti pregi, i modelli in questione presentano anche dei limiti. In particolare, seguendo Bhattacharyya (1996), se ne possono elencare i tre seguenti:

- non tengono conto delle distorsioni del mercato;
- non permettono di identificare i settori dell'economia e le fasce di popolazione più colpite dalle diverse opzioni di politica economica/energetica;
- presentano tutti i limiti dei modelli non stimati econometricamente, ma *calibrati* (vedi nota 3).

**Box 1.2 - L'equivalenza tra soluzioni di un problema di programmazione matematica e l'ottimo di un modello di Equilibrio Economico Generale (EEG). La rappresentazione di un modello di EEG in formato Negishi<sup>6</sup>**

La specificazione di un modello di equilibrio generale richiede fundamentalmente la definizione delle modalità con cui avvengono la produzione (con la descrizione della tecnologia utilizzata dalle imprese) e il consumo (con la descrizione delle preferenze dei consumatori), e la definizione della forma di mercato e del concetto di equilibrio, cioè delle informazioni a disposizione degli operatori e del modo in cui essi interagiscono (Box 1.1, nel quale si sono viste anche le condizioni necessarie per il raggiungimento di un equilibrio generale *concorrenziale*).

Una volta specificato il modello di EEG, il calcolo delle soluzioni può seguire diverse strade.

La procedura più “immediata” è quella che fa uso delle funzioni di eccesso di domanda, risolvendo un sistema di equazioni costituito dalle funzioni di domanda (ricavate dalla massimizzazione vincolata dell'utilità dei consumatori) e dalle funzioni di offerta (ricavate dalla massimizzazione vincolata dei profitti dei produttori) di ogni bene. Il limite di questo approccio è che esso richiede la soluzione di un sistema contenente un numero di equazioni pari al numero dei beni considerati (meno uno, che fa da

<sup>6</sup> Un riferimento fondamentale è Ginsburgh, Waelbroeck (1981); una chiara esposizione (in italiano) dei concetti fondamentali contenuti nel volume di Ginsburgh e Waelbroeck è contenuta in Rancan (1996).

numerario). Ciò significa che anche la soluzione di un modello dinamico relativamente semplice può comportare dei problemi computazionali.

Un metodo di soluzione alternativo è quello che fa uso del metodo di Negishi, che si basa sulle proprietà fondamentali dell'equilibrio generale, descritte dai due Teoremi dell'economia del benessere, per rappresentare un modello di EEG mediante un problema di ottimizzazione di un ipotetico pianificatore sociale, la cui soluzione non richiede la determinazione degli  $n$  prezzi di equilibrio. Secondo il primo Teorema dell'economia del benessere, un'allocazione delle risorse di EEG è "Pareto ottimale"<sup>7</sup>. Secondo il secondo Teorema, ogni allocazione Pareto-ottimale può essere ottenuta come soluzione di equilibrio di un'economia di mercato concorrenziale. Da queste caratteristiche dell'EEG deriva che l'allocazione delle risorse di equilibrio generale corrisponde a quella che otterrebbe un ipotetico pianificatore sociale che massimizzasse una funzione del benessere sociale (FBS) costruita come somma ponderata dell'utilità degli individui, sotto il vincolo delle risorse disponibili (le cui variabili duali corrispondono ai prezzi dei beni). Dunque, se vale il primo teorema, individuando tutte le allocazioni di risorse Pareto-ottimali si ottengono anche tutte le soluzioni di equilibrio concorrenziale. Il metodo di Negishi permette di isolare, tra le allocazioni Pareto-ottimali, quelle che corrispondono a soluzioni di EEG concorrenziale: esso permette infatti di scegliere un sistema di pesi per la FBS tale che la soluzione del problema di ottimizzazione determina variabili duali uguali ai prezzi di equilibrio concorrenziale.

In termini più formali, la tradizionale struttura matematica dell'EEG è quella di un insieme di (dis)equazioni la cui variabile dipendente è costituita dai prezzi,

$$\sum_i x_i(p) \leq \sum_j y_j(p) + \sum_j \omega_j \quad (\text{dove } \omega_j \text{ è il valore delle risorse iniziali di ogni consumatore})$$

per cui lo studio dell'EEG ha storicamente seguito la strada dello studio dell'esistenza e della computabilità delle soluzioni di questo sistema di (dis)equazioni.

Secondo la formulazione di Negishi, invece, un modello di EEG può essere rappresentato mediante il seguente problema di programmazione matematica:

$$\max \sum_i \alpha_i U_i(x_i) \quad (i=1, \dots, m)$$

$$\text{s.t. } \sum_i x_i \leq \sum_j y_j + \sum_j \omega_j$$

dove i coefficienti  $\alpha_i$  sono i c.d. pesi di Negishi ( $\alpha_i \gg 0$ ,  $\sum_i \alpha_i = 1$ ) e il vettore delle variabili duali rispetto al vincolo viene indicato con  $\underline{\lambda}$  (mentre  $x_i$  e  $y_j$  appartengono agli insiemi  $X_i$  e  $Y_j$ , aventi le caratteristiche viste nel Box 1.1). Condizione necessaria perché la formulazione di Negishi rappresenti un EEG concorrenziale, cosicché il vettore dei prezzi di equilibrio coincida con il vettore delle variabili duali, è che gli  $\alpha_i$  siano calcolati in modo tale da rispettare determinate condizioni (per le quali si rimanda alla letteratura citata).

*In conclusione, l'equivalenza tra un sistema di (dis)equazioni e un problema di massimizzazione vincolata permette di riformulare il problema della ricerca di un EEG senza considerare i prezzi, che pertanto non compaiono se non come variabili duali.*

## 1.4 II MARKAL-MACRO: caratteristiche fondamentali

Il modello MARKAL-MACRO fa parte della cosiddetta "famiglia di modelli MARKAL" (acronimo di MARKET ALLOCATION), ampiamente usati negli ultimi venti anni per la valutazione delle politiche energetiche ed ambientali.

Il modello MARKAL di programmazione lineare fu sviluppato circa venti anni orsono nell'ambito del progetto *Energy Technology Systems Analysis Project* (ETSAP, 1983) dell'IEA (*International Energy Agency*)<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> Si definisce Pareto-ottimale una situazione (allocazione di risorse) nella quale è impossibile migliorare la posizione (accrescere l'utilità) di un consumatore senza peggiorare (ridurre l'utilità) quella di un altro.

<sup>8</sup> La documentazione base del modello MARKAL, inclusi i suoi sviluppi più recenti (come la versione stocastica e la versione di equilibrio generale interregionale con possibilità di commercio internazionale), è disponibile



Oggi, più di 50 istituti in circa 30 paesi diversi usano uno dei modelli della “famiglia MARKAL”, in ragione di alcuni fondamentali punti di forza:

- la struttura del modello MARKAL è “generica”, nel senso che può essere utilizzata per rappresentare qualunque sistema energetico, con un numero variabile di tecnologie e domande di servizi energetici; il MARKAL infatti non è “un modello”, ma un generatore di modelli di sistemi energetici, che possono essere costituiti
  - da poche unità a centinaia di *commodities*, materiali, tecnologie, emissioni;
  - includendo tutti i settori energetici, dall’approvvigionamento delle fonti primarie alla fornitura dei servizi energetici (espressi sotto forma di unità specifiche, come passeggeri-km o tonnellate di acciaio);
  - limitato al sistema energetico (modello di equilibrio parziale) o esteso all’intero sistema economico (modello di equilibrio generale, come nella versione MARKAL-MACRO);
  - esteso a molte regioni interconnesse da scambi di energia (versioni multi-regionali del modello);
  - con tipologie diverse di equilibrio: modelli quasi di simulazione, equilibri intra-temporali caratterizzati da miopia degli operatori, modelli inter-temporali caratterizzati da perfetta razionalità delle decisioni e allocazione ottimale degli investimenti, modelli con *endogenous learning*;
- il modello determina la combinazione di tecnologie energetiche che soddisfa la domanda al minimo costo;
- esso permette analisi integrate energia/economia/ambiente;
- infine, l’utilizzo ormai ventennale del MARKAL e la sua ampia diffusione a livello internazionale rendono questo approccio sufficientemente raffinato e consolidato da risultare un punto di riferimento per la modellistica in campo energetico.

Nel modello MARKAL, il sistema economico/energetico è rappresentato mediante un sistema di processi tecnici interdipendenti, il sistema energetico di riferimento (il cosiddetto Reference Energy Systems, RES). Il RES è costituito da tecnologie (nodi del sistema) e vettori energetici (flussi) e descrive il sistema in modo molto dettagliato dal punto di vista tecnologico, dai processi di approvvigionamento delle fonti primarie ai diversi processi di conversione, trasporto e distribuzione dell’energia, fino ai dispositivi di uso finale che soddisfano la domanda di energia “utile”. Le tecnologie che trasformano o consumano le fonti energetiche sono caratterizzate da un insieme di dati tecnici (capacità, efficienza ecc.), dati economici (costi di investimento, costi di esercizio ecc.) ed emissioni (CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>), e comprendono raffinerie, impianti industriali, automobili, elettrodomestici. I vettori energetici (energia elettrica, calore, gasolio, gas naturale) sono rappresentati mediante i costi e le quantità.

Poiché in ogni periodo sono teoricamente possibili molte (al limite infinite) combinazioni delle tecnologie (e dunque molti diversi RES), il MARKAL determina per ogni periodo la combinazione “migliore”. Nella versione “base” il modello MARKAL è un modello di programmazione lineare dinamico che ottimizza l’evoluzione nel tempo del sistema energetico di riferimento, mediante la minimizzazione di una funzione obiettivo (costituita dalla minimizzazione dei costi totali del sistema lungo l’intero orizzonte temporale) sotto i vincoli costituiti dai livelli produttivi da raggiungere, la disponibilità delle tecnologie ecc.

---

presso il sito: [http://www.ecn.nl/unit\\_bs/etsap](http://www.ecn.nl/unit_bs/etsap) o siti collegati. Il modello è stato anche descritto dall’IPCC nel suo *Second Assessment Report* (IPCC, 1995).

Trattandosi di un modello di ottimizzazione di minimo costo, i risultati prevedono un comportamento perfettamente razionale degli operatori, non sempre riscontrabile nella realtà, per cui la soluzione del modello corrisponde all'equilibrio che sarebbe raggiunto in un mercato "ideale".

L'integrazione<sup>9</sup> in un unico modello del MARKAL, un modello tecnologico *bottom-up*, con il modello MACRO, un modello macroeconomico di crescita di tipo *top-down*, ha dato luogo al modello MARKAL-MACRO, uno dei più noti modelli E3 (energy-environment-economy) esistenti, in grado di cogliere i legami tra sistema energetico, sistema economico ed ambiente. Il modello integrato MARKAL-MACRO è stato infatti costruito specificamente per stimare il costo delle politiche di riduzione dei rischi ambientali. Ad esempio, poiché è probabile che interventi volti a ridurre le emissioni di anidride carbonica incidano sul costo dell'energia per gli utenti finali, e quindi sulla domanda di energia, l'impatto sul sistema economico potrebbe anche essere tanto significativo da raggiungere una quota non marginale del Prodotto Interno Lordo. Il solo modello MARKAL non è in grado di misurare questo impatto, perché le proiezioni della domanda di servizi energetici ed il costo delle risorse sono un input del modello, sono cioè esogene.

Nel modello MARKAL-MACRO, invece, il legame "formale" tra i due sottomodelli permette di ottenere in modo endogeno la domanda di energia. E ciò permette inoltre di distinguere tra conservazione *autonoma* e indotta dai prezzi (*price induced conservation*), mentre la sostituzione tra i combustibili e la conservazione di origine tecnologica sono determinate nel sub-modello MARKAL, in quanto flussi fisici di energia (*useful energy demands*) vanno dal MARKAL al MACRO (ETSAP, 1997).

L'interazione tra il sistema energetico e il resto dell'economia permette dunque di calcolare il costo degli interventi di *policy* sull'economia nazionale direttamente in termini di variazione del Prodotto Interno Lordo rispetto al caso tendenziale.

Le caratteristiche fondamentali del modello integrato possono essere riassunte nella definizione seguente: il *MACRO* è un macro-modello dinamico, neoclassico, di equilibrio economico generale concorrenziale, nel quale l'economia è rappresentata da un consumatore "rappresentativo", un produttore "aggregato" e un unico bene "aggregato" (più l'energia, utilizzata interamente per produrre il bene "aggregato") che può essere consumato o investito e per la cui produzione sono utilizzati tre fattori di produzione (capitale, lavoro, energia).

- È un modello *dinamico* perché descrive la dinamica del sistema nel tempo. La dinamica del sistema viene descritta grazie all'ipotesi di *perfect foresight* riguardo alle variazioni della tecnologia e dell'economia: il sistema è *intertemporale* e non *ricorsivo* (in cui le decisioni sono prese in ogni periodo), per cui le aspettative influenzano l'accumulazione del capitale nel tempo, il tasso ottimale di sfruttamento delle risorse esauribili, la velocità di introduzione delle nuove tecnologie (Hamilton et al., 1992).
- È un modello *neoclassico* perché nella rappresentazione dell'economia si fa ricorso alle usuali ipotesi neoclassiche:
  - il consumatore "rappresentativo" agisce in modo tale da massimizzare la propria utilità (nell'orizzonte temporale considerato) rispettando il vincolo di bilancio; e la sua funzione di utilità, che dipende dal consumo dell'unico bene prodotto, è continuamente differenziabile (almeno una volta), non decrescente e concava (per cui l'utilità marginale è non crescente);
  - il comportamento del produttore "aggregato" è tale da massimizzare il proprio profitto sotto il vincolo della tecnologia, rappresentata da una funzione di produzione (a tre fattori, capitale, lavoro, energia) che è reale, finita, non

---

<sup>9</sup> Sviluppata nei primi anni novanta presso il Brookhaven National Laboratory (BNL) in stretta collaborazione con Alan Manne della Stanford University.

decescente, concava (in diretta corrispondenza con la convessità dell'insieme delle possibilità produttive), continua e, per esigenze di trattabilità analitica, (almeno) due volte derivabile. Da ciò deriva in particolare che ogni fattore di produzione può essere sostituito con un altro, ma, per la produttività marginale decrescente dei fattori produttivi, solo al prezzo di rendimenti decrescenti, che costituiscono pertanto lo “strumento” utilizzato per incorporare nel modello la conservazione dell'energia indotta dai prezzi;

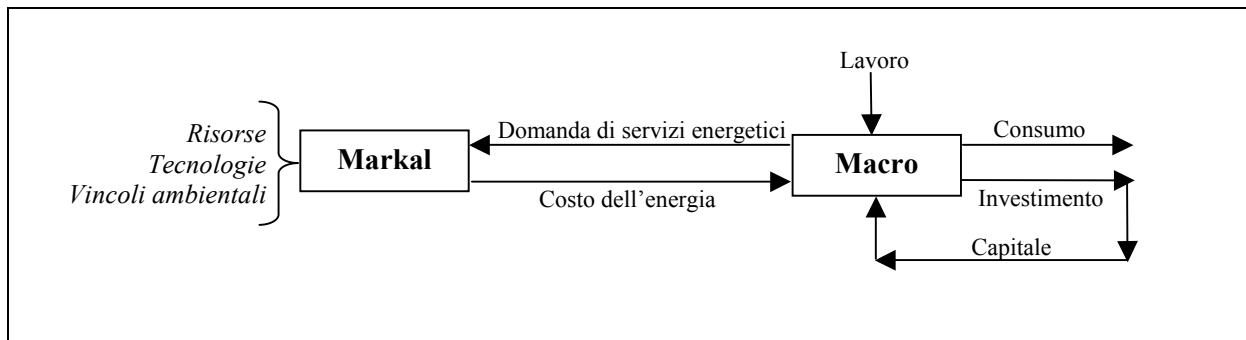
- dai due suddetti programmi di massimizzazione vincolata nel modello vengono (implicitamente) ricavate la funzione di domanda del bene “aggregato” e le funzioni di domanda dei fattori produttivi (e quindi di offerta del bene).
- È un modello di *equilibrio economico generale*, in quanto descrive il funzionamento dell'intero sistema economico (sia pure in modo semplificato), di *concorrenza perfetta*. In equilibrio le variabili endogene assumono valori tali da rendere compatibile il comportamento di tutti gli agenti economici (i consumatori che formulano piani di consumo e le imprese che formulano piani di produzione), per cui si ha uguaglianza tra domanda e offerta su tutti i mercati (del bene “aggregato”, dell'energia e degli altri fattori produttivi). Inoltre, per l'ipotesi di concorrenza perfetta, tanto sul mercato del prodotto che sui mercati dei fattori produttivi, l'uguaglianza tra domanda e offerta su tutti i mercati richiede che il prezzo di ogni fattore produttivo sia pari alla sua produttività marginale e il prezzo dell'unico bene sia uguale alla sua utilità marginale.
- Infine, il modello tecnologico (MARKAL) determina la produzione di energia: cioè, data la domanda di energia di ogni periodo (determinata dal MACRO), individua le forme in cui viene fornita l'energia domandata ed il suo costo.

#### 1.4.1 Rappresentazione schematica del modello integrato

Il legame tra il modello MARKAL e il MACRO è basato su una funzione di produzione aggregata per l'intera economia. I tre fattori di produzione sono come detto il capitale (K), il lavoro (L) e l'energia (E), rappresentata come domanda di *servizi energetici*. I modi in cui quest'ultima viene soddisfatta (fonti primarie, tecnologie di conversione, dispositivi di uso finale) vengono determinati dal MARKAL grazie alla sua dettagliata rappresentazione del sistema energetico. Il prodotto totale è usato innanzitutto per gli investimenti necessari ad espandere l'economia e per coprire il costo dell'energia necessaria per il funzionamento del sistema economico, la quale è pertanto endogena nel modello (figura 1.1).

A fronte di questa domanda determinata dal sub-modello MACRO, il MARKAL determina le modalità (di minimo costo) con cui la domanda viene soddisfatta, ed il suo costo. Quel che resta del prodotto è poi usato per i consumi finali, i quali sono ottimizzati mediante la funzione obiettivo del modello, che massimizza l'utilità intesa come somma scontata dei consumi nel periodo di riferimento.

**Figura 1.1 - Schema del modello MARKAL-MACRO (da Manne e Wene, 1992)**



La struttura del modello è sintetizzata nelle seguenti equazioni<sup>10</sup>:

$$\begin{aligned}
 & \max U(C_t) \\
 & \text{s.t.}: \\
 & Y_t = C_t + I_t + EC_t \\
 & Y_t = f(K_t, L_t, ED_t) \\
 & K_t \leq K_t^* \\
 & K_T \leq I_T \\
 & L_t \leq L_t^* \\
 & ED_t \leq ES_t
 \end{aligned}$$

dove  $U(C_t)$  è la funzione obiettivo, una funzione di utilità che consiste nella somma dei logaritmi dei consumi in tutto l'orizzonte temporale del modello (dal 1990 al 2030);  $Y_t$  è la produzione lorda, somma del PIL (costituito dall'insieme di consumi,  $C_t$ , e investimenti,  $I_t$ ) e del costo dell'energia ( $EC_t$ , output del sub-modello MARKAL), che viene utilizzata interamente per produrre l'unico bene (il PIL);  $K_t$ ,  $L_t$ ,  $ED_t$  sono i fattori della produzione (capitale, lavoro, energia);  $K_t^*$  e  $L_t^*$  sono i vincoli per il capitale e il lavoro;  $ES_t$  è l'offerta di energia determinata dal MARKAL, che deve eguagliare la domanda;  $K_T \leq I_T$  è la condizione finale che deve essere soddisfatta dal modello ( $T$  è l'ultimo periodo dell'orizzonte temporale): nell'ultimo periodo gli investimenti devono essere sufficienti a garantire che il sistema continui a svilupparsi al tasso di crescita ipotizzato.

<sup>10</sup> Come si vede, nella forma in cui il modello è implementato nel programma i prezzi non compaiono. Essi sono invece calcolati implicitamente dal modello come variabili duali (vedi Box 1.2).

## **CAPITOLO 2. L'IMPLEMENTAZIONE DEL MODELLO TECNOLOGICO**

### **2.1 Premessa**

Nel sub-modello tecnologico MARKAL il sistema energetico nazionale di riferimento, il cui sviluppo nel tempo viene ottimizzato, è rappresentato da tecnologie (nodi del sistema) e vettori energetici (flussi). Le tecnologie che trasformano o consumano le fonti energetiche sono caratterizzate mediante i dati tecnici, i costi e le emissioni e comprendono raffinerie, impianti industriali, automobili, elettrodomestici ecc. I vettori energetici (energia elettrica, calore, gasolio, gas naturale) sono rappresentati mediante i costi e le quantità.

È bene sottolineare che, trattandosi di un modello di ottimizzazione di minimo costo, i risultati prevedono un comportamento perfettamente razionale degli operatori, non sempre riscontrabile nella realtà.

Il modello MARKAL Italia utilizzato per questo studio rappresenta il sistema nazionale integrato energia-ambiente dal 1990 al 2030. Il modello è stato originalmente sviluppato nei primi anni novanta per valutare i costi ed il potenziale di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (II Comunicazione Nazionale, Contaldi et al., 1997), NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> e COV ed i costi di implementazione dei relativi protocolli internazionali.

Fin da allora esso è stato continuamente aggiornato ed è utilizzato attualmente da ENEA ed APAT. Negli ultimi anni è stato utilizzato per preparare gli scenari energetici della Conferenza Nazionale Energia-Ambiente (novembre 1998), le valutazioni sull'efficacia della *carbon tax* (Tosato et al., 1999), gli scenari di mitigazione della III Comunicazione Nazionale (Angeloni et al., 2003) insieme ad altri modelli ed infine gli scenari energetici utilizzati dal modello RAINS dello IIASA.

Nella versione aggiornata utilizzata per questo studio, un'attenzione particolare è stata posta nell'introduzione delle accise attualmente in vigore sui combustibili fossili, alle politiche di promozione delle fonti rinnovabili (obbligo del 2% di produzione elettrica da nuove rinnovabili), alle tecnologie di riduzione delle emissioni nocive disponibili ed ai limiti nazionali di emissione di ossidi di azoto e di zolfo stabiliti dalla Commissione Europea per l'orizzonte 2010.

### **2.2 Rappresentazione dei settori di consumo energetico**

Un modello tecnico-economico stima il mercato energetico nei prossimi anni valutando il potenziale tecnico di sostituzione delle fonti fossili con nuove tecnologie, sulla base dell'aumento di prezzo delle fonti fossili e dei vincoli ambientali, in un mercato ideale. Si sottolinea che questa sostituzione avviene a parità di servizio finale, sia utilizzando una tecnologia più efficiente che diviene conveniente grazie all'aumento dei costi energetici, sia sostituendo tra loro le fonti fossili a diverso contenuto di carbonio ma a parità di contenuto energetico.

Il modello simula il sistema energetico e produttivo in funzione di obiettivi energetico-ambientali su orizzonti temporali di medio-lungo periodo. L'ottimizzazione consiste nel ridurre i costi complessivi per il sistema paese, rispettando i vincoli ambientali, ferme restando la produzione della quantità di beni e servizi energetici richiesti.

Nel caso della produzione di materiali “*energy-intensive*” è prevista la possibilità di importare determinati materiali dal mercato internazionale qualora i prezzi interni siano troppo elevati. Il prezzo dei servizi energetici per il consumatore finale è calcolato autonomamente dal modello aggiungendo ai prezzi delle fonti primarie alla frontiera gli oneri logistici, i costi di trasporto e quelli di distribuzione, le accise e, nel caso dei prodotti petroliferi, i costi di trasformazione. Tutti questi costi (investimento ed esercizio) sono legati alle tecnologie necessarie per rendere disponibile la fonte energetica al consumatore finale. L’unità di tempo utilizzata per tutte le tecnologie ed i flussi di materiali è pari ad un anno.

## **2.3 Industria energetica**

### *2.3.1 Centrali a combustibili fossili*

Per il settore elettrico il modello usa un meccanismo di funzionamento secondo una curva di carico annuale prefissata, divisa tra notte e giorno ed in tre stagioni rappresentative della produzione annua: estate, inverno e periodi intermedi. La domanda di energia elettrica è soddisfatta da un dettagliato parco centrali, esistente o di possibile futura costruzione.

Il parco centrali esistente è aggregato in base alla tecnologia di generazione, per un totale di circa 25 diverse tipologie di impianto. Le tecnologie sono rappresentative di tutti gli impianti a combustibili fossili esistenti al 2000, inclusi i motori diesel. Per il periodo di tempo successivo al 2000 il solutore ricerca l’opzione di minimo costo investendo in copie di quelle esistenti oppure in cicli combinati ad efficienza più elevata, con o senza cogenerazione, in gassificazione del carbone, letto fluido, celle a combustibile.

Le centrali elettriche sono simulate tenendo conto della richiesta di energia da parte della rete e dei costi marginali relativi della produzione. Questi ultimi sono a loro volta funzione dei consumi specifici, delle emissioni, della possibilità di utilizzare più combustibili, oltre che naturalmente dei costi di impianto e di esercizio delle diverse tecnologie e di approvvigionamento dei diversi combustibili.

In Appendice 2 sono riportati esempi dei dati contenuti in ogni tecnologia rappresentativa di centrali elettriche e la lista di tutte le diverse centrali contenute nel modello.

Infine un cenno alle tecnologie di trattamento degli effluenti gassosi. Nel modello queste tecnologie sono considerate a parte. Le opzioni disponibili rispecchiano le tecnologie utilizzate/utilizzabili in Italia (una lista di queste tecnologie è riportata nel paragrafo 2.7). Una particolarità del sistema di simulazione prescelto è che queste tecnologie agiscono sui combustibili in ingresso alla centrale, “prima” della combustione. Questo tipo di simulazione piuttosto singolare si è reso necessario al fine di poter alimentare la centrale con diversi combustibili fossili e valutare allo stesso tempo le diverse concentrazioni di inquinanti nei fumi in uscita.

### *2.3.2 Centrali con cogenerazione*

Alcune delle centrali rappresentate nel modello contengono anche l’opzione della cogenerazione. Queste centrali rispecchiano le tipologie di cogenerazione più diffuse e presentano la particolarità di una disponibilità minore della media a seguire il carico della rete. Le centrali sono state simulate sulla base dei dati delle centrali esercite negli ultimi cinque anni nei comparti industriali che più utilizzano l’opzione della cogenerazione ed anche nei casi in cui è utilizzata per teleriscaldamento.

La particolarità della rappresentazione prescelta per questo modello sta nel fatto che il vapore generato è direttamente consumato nel comparto industriale di riferimento o utilizzato per teleriscaldamento. Lo schema di funzionamento deriva da uno studio attento dei fabbisogni di calore a media-bassa temperatura nei diversi comparti.

Tuttavia proprio l'osservazione dell'uso effettivo del vapore ha portato a escludere la possibilità di trasferire vapore da un comparto industriale all'altro ed inoltre a vincolare la possibilità di trasferire questo vapore al comparto civile per essere utilizzato per teleriscaldamento.

L'uso di acqua calda a bassa temperatura per teleriscaldamento e/o fornitura di servizi ad altri comparti industriali ha, come è noto, potenzialità molto elevate e si presenta come una misura concreta per incrementare l'efficienza del sistema energetico nazionale. Tuttavia un modello che non ha una rappresentazione geografica dei consumi energetici richiede un'attenzione particolare affinché il comportamento delle tecnologie risulti coerente con la realtà, evitando ad esempio l'utilizzazione del vapore prodotto in raffinerie situate nelle isole (Sicilia e Sardegna) per il teleriscaldamento effettuato (in gran parte) nel Nord Italia.

Per il passato si sono utilizzati i dati di consuntivo disponibili e per la simulazione degli sviluppi futuri si è trovato che collegare delle centrali cogenerative a specifici comparti industriali sia la via migliore per evitare stime irrealistiche. L'opzione di un sistema energetico industriale integrato al settore civile non viene esclusa ma è attualmente fortemente vincolata.

### *2.3.3 Centrali a fonti rinnovabili/import*

Le centrali a fonti rinnovabili sono anch'esse presenti: geotermoelettrico, eolico, biomassa, solare fotovoltaico oltre naturalmente ai diversi tipi di impianti idraulici (bacino, fluviali, piccola idraulica ed impianti di accumulo per produzione di picco). Apposite opzioni consentono di tenere conto degli eventuali sussidi alla produzione di queste forme di energia elettrica. Anche l'importazione di energia elettrica è prevista, nelle due possibilità di fornitura garantita o di fornitura a prezzi competitivi.

Particolare attenzione è necessaria per la corretta simulazione di questo tipo di tecnologie in un modello di ottimizzazione di minimo costo. Come è ben noto il kWh prodotto da rinnovabili costa normalmente di più di quello prodotto da combustibili fossili, pur a fronte di vantaggi ambientali e, nel caso italiano, di maggiore indipendenza energetica. Un modello integrato energia-ambiente è in grado, in parte, di quantificare i vantaggi ambientali dovuti alle emissioni dei principali inquinanti gassosi ed alla riduzione delle emissioni di gas serra. Tuttavia altri vantaggi ambientali e la minore dipendenza dai combustibili fossili sono piuttosto difficili da simulare correttamente e, allo stesso tempo, il funzionamento del dispacciatore simulato dal software tende a penalizzare queste tecnologie, caratterizzate da scarsa flessibilità.

Delle opportune opzioni del software consentono di "sussidiare" una determinata tecnologia o gruppo di tecnologie, con un limite sia all'erogazione per kWh prodotto sia all'ammontare complessivo dei sussidi. In questo modo è possibile simulare il funzionamento del provvedimento "CIP 6/92" e di un sistema di "Certificati Verdi", ed inoltre il modello calcola, attraverso il sistema dei costi marginali, l'ammontare del sussidio necessario a rendere concorrenziale una certa tecnologia.

Infine, è possibile riprodurre il vincolo attuale del 2% sull'ammontare di energia prodotta con fonti rinnovabili da nuovi impianti ed eventuali cambiamenti futuri di questo vincolo, con una serie di valutazioni in parte esogene al modello. La tecnica utilizzata è descritta nell'introduzione allo scenario relativo, capitolo 5, cui si rimanda.

Le tecnologie rinnovabili previste sono quelle ben note. Per l'anno 2000 si è fatto riferimento agli impianti autorizzati sotto la procedura del CIP 6/92 mentre per gli anni successivi sono stati considerati i rendimenti a livello internazionale (Macchi et al., 2003 e MIT, 2003) e le potenzialità di sviluppo di cui al Libro Bianco del 1999 (ENEA, 1999). Maggiori dettagli sulla quantità di fonti considerate è riportata nella citata descrizione dello scenario.

### 2.3.4 Raffinerie

Il settore della raffinazione è rappresentato con un discreto dettaglio. Il modello simula il processo produttivo che produce i prodotti finali destinati al consumo a partire dagli oli minerali grezzi. Le tecnologie simulate includono i principali processi produttivi (*topping*, *vacuum*, *hydrocracking*, *reforming*, *visbreaking*, *cracking* catalitico, desolforazione) e la possibilità di scegliere tra greggi “leggeri”, “medi” o “pesanti”. I prodotti considerati sono benzina, gasolio, GPL, olio combustibile e virgin nafta. Infine si sottolinea la capacità di stimare le variazioni dei diversi contenuti di zolfo nei combustibili e di valutare i relativi costi di desolforazione.

## 2.4 Industria manifatturiera

L'industria è divisa in sottosettori, gli stessi individuati dal Bilancio Energetico Nazionale: Siderurgia, Metalli non ferrosi, Meccanica, Alimentari, Tessile e abbigliamento, Edilizia e materiali da costruzione, Vetro e ceramica, Chimica e petrolchimica, Carta, Estrattive, Altre manifatture. Il livello di attività dei comparti industriali è sintetizzato dalla produzione dei principali materiali *energy-intensive*, acciaio, cemento, vetro, prodotti petrolchimici e cloro-soda oppure dal valore aggiunto per quei sottosettori in cui non è stata individuata una produzione materiale significativa.

La produzione dei materiali *energy-intensive* comprende le tecnologie in uso al momento attuale, esplicitando i consumi di combustibili fossili e di energia elettrica, ed anche le possibili opzioni tecnologiche a maggiore efficienza energetica. Le opzioni tecnologiche sono in genere ricavate da studi di settore a livello europeo, tenuto conto delle peculiarità nazionali. Per quei settori o parte di settori industriali il cui livello di attività è costituito dal valore aggiunto i consumi energetici sono indiretti, ovvero nel modello sono presenti i fabbisogni di calore, forza motrice, illuminazione ed altri servizi energetici di ogni settore, sulla base di indagini conoscitive effettuate da società specializzate. I vettori rappresentativi di questi servizi energetici “orizzontali”, validi per tutti i settori, sono a loro volta “prodotti” utilizzando le tecnologie attuali e/o tecnologie più efficienti (in genere più costose), sulla base del minimo costo complessivo per il sistema-paese nel suo complesso.

Il settore industriale in genere e quello petrolchimico in particolare consumano anche le quantità di combustibili fossili destinate ad usi non energetici.

### 2.4.1 Tecnologie orizzontali del settore industriale

Come già accennato il modello ha diverse opzioni per aumentare l'efficienza energetica, inclusa la possibilità di scegliere un processo complessivamente più efficiente. In genere le informazioni disponibili sono relative ai consumi elettrici e termici del processo ed includono tutti i possibili incrementi di efficienza. Nei casi dove non sono disponibili queste informazioni è possibile agire su tecnologie cosiddette orizzontali, che riguardano la produzione di vettori energetici secondari poi utilizzati dai processi industriali e precisamente:

- a) forza motrice, motori piccoli (circa 4 kW) e grandi (>75 kW);
- b) illuminazione, inclusa illuminazione di tipo stradale;
- c) altri usi elettrici obbligati;
- d) produzione di calore ad alta, media e bassa temperatura.

La stima dei consumi effettivi relativi a questi usi finali nei diversi settori industriali è ricavata da studi di settore sia a livello europeo (Krause, 2001) che nazionale (Banca dati Odissee). Questa stima presenta margini di incertezza, anche se è fatta con la massima attenzione e sulla base di tutte le informazioni disponibili.



I vettori energetici secondari sono prodotti in tecnologie che riproducono la situazione esistente ed i possibili futuri sviluppi.

a) Nel caso dei motori industriali le tecnologie considerate, comprensive dei rendimenti di trasformazione e dei consumi degli apparati di controllo, sono:

- una tecnologia “media”, rappresentativa della situazione presente, con efficienza media pari a circa il 72% per i piccoli motori e circa l’80% per i grandi motori;
- motori in classe 2, secondo le classi di efficienza definite da CEMEP nel 1999 e recepite in una direttiva europea, con rendimenti tra l’80 ed il 90% rispettivamente;
- motori in classe 1, con rendimenti dell’84-92% rispettivamente;
- motori a velocità variabile, con rendimenti intorno a 92%, tecnologia ritenuta rappresentativa solo per i motori piccoli.

L’efficienza delle tecnologie rappresentative dei motori è costante nel tempo, pertanto l’unico modo di incrementare l’efficienza è quello di sostituire il motore con uno della classe più efficiente. Il modello è in grado di scegliere tra le diverse opzioni, in base ai costi marginali, tuttavia nello scenario base le opzioni tecnologiche più efficienti sono state vincolate al fine di consentire una corretta simulazione dello scenario “decreti”, cui si rimanda per maggiori dettagli (capitolo 6).

b) Nel caso dell’illuminazione sono presenti le seguenti tecnologie:

- illuminazione industriale, esistente, circa 27-42 lumen per watt;
- illuminazione con fluorescenti aggiornata, circa 50-60 lumen per watt;
- lampade a scarica di gas, circa 65- 85 lumen per watt.

Queste tecnologie sono a loro volta costruite in modo esogeno con un mix di lampade di tipo diverso, ritenute rappresentative delle tecnologie effettivamente utilizzate dal settore e di quelle presenti sul mercato (ENEL, 1995). Nel mix sono presenti lampade ad incandescenza ed alogene. Il prodotto delle tecnologie è una certa quantità di “lumen”, a loro volta utilizzati nei settori di uso finale.

Un’importante caratteristica delle tecnologie di illuminazione è la presenza di un doppio livello di miglioramento tecnologico: le singole tecnologie migliorano la propria efficienza nel tempo (in modo “spontaneo”) ed inoltre è possibile sostituire le lampade esistenti con le tecnologie più efficienti. La possibilità di utilizzare lampade a scarica di gas è comunque vincolata. Anche per l’illuminazione tutte le tecnologie sono state vincolate nello scenario base al fine di consentire una corretta simulazione dello scenario “decreti”.

c) Le tecnologie rappresentative degli altri usi elettrici obbligati sono rappresentative di quegli usi di processo non dettagliati a livello di settore ed altri usi (macchine per ufficio, acqua calda) e sono modellizzate in modo piuttosto semplificato con due livelli di efficienza.

d) Le tecnologie rappresentative delle caldaie si riferiscono ovviamente solo alle caldaie di piccole dimensioni per la produzione di vapore ed altri usi di processo. Nel modello sono rappresentate le caldaie ordinarie e quelle a più alta efficienza. Queste tecnologie sono inoltre caratterizzate dal punto di vista delle emissioni in atmosfera e dei possibili dispositivi per la riduzione dell’inquinamento (vedi paragrafo 2.7).

## **2.5 Residenziale, servizi, agricoltura**

### *2.5.1 Settore residenziale*

Per il residenziale, il livello di attività considerato sono i metri quadrati delle abitazioni (riscaldamento), una domanda di acqua sanitaria, il parco dei più diffusi elettrodomestici ed una domanda di raffrescamento. Si è preferito prendere in considerazione queste variabili piuttosto che la popolazione, variabile poco dinamica per l'Italia e, pertanto, non significativa per spiegare la crescita dei consumi energetici del settore.

Diverse tecnologie per il riscaldamento delle abitazioni sono disponibili: dagli impianti centralizzati alle caldaie singole, incluse le stufe, l'uso di biomassa ed opzioni tecnologiche più raffinate quali le pompe di calore e l'aumento dell'isolamento termico degli edifici.

La domanda di riscaldamento è legata al parco di edifici esistenti e di nuova costruzione, suddivisi tra case multifamiliari ed unifamiliari. Ognuna di queste categorie di edifici richiede ben precisi quantitativi di calore medi per ogni anno, prodotti dalle tecnologie sopramenzionate. Sono inoltre disponibili opzioni che limitano i quantitativi di calore richiesti attraverso investimenti in isolamento.

Attualmente il modello non differenzia la domanda nelle diverse zone climatiche in cui è suddividibile l'Italia bensì identifica un valore medio per l'intera penisola. Sono previsti aggiornamenti che consentiranno di diversificare la domanda a seconda dei gradi giorno prevalenti, individuando almeno quattro zone climatiche principali e consentiranno di individuare anche una domanda di raffrescamento.

Per quanto riguarda i principali elettrodomestici, sono rappresentate le diverse categorie di consumo esistenti sul mercato attuale (secondo l'etichettatura energetica). L'illuminazione è anch'essa suddivisa tra le diverse possibili fonti (lampadine convenzionali, fluorescenti ed a scarica di gas) con opportuni limiti sulla base dei costi e della durata del servizio richiesto. Nel caso delle lampade è previsto un aumento "spontaneo" dell'efficienza all'interno della stessa tecnologia oltre al ricorso a un diverso tipo di lampada.

Per quello che riguarda gli elettrodomestici, il modello simula l'intero parco nazionale che funziona secondo le modalità abituali, soddisfacendo le diverse domande che caratterizzano il settore (di raffrescamento, lavaggio, illuminazione, acqua calda ecc.). I consumi sono quelli dell'elettrodomestico medio nell'uso tipico, diversificati però secondo le classi energetiche rappresentative del parco installato e di quello disponibile per il rinnovo. La scelta tra le diverse opzioni tecnologiche porta ad un graduale rinnovo del parco esistente ed ad un aumento dell'efficienza complessiva. In generale non è previsto un aumento dell'efficienza interno alla tecnologia.

### *2.5.2 Settore dei servizi ed agricoltura*

Per i servizi il livello di attività è misurato dal valore aggiunto e risulta in notevole aumento negli anni più recenti. La tendenza è prevista continuare e porta a notevoli aumenti dei consumi elettrici e termici del settore. Una tendenza analoga è in atto anche per le superfici degli edifici commerciali e per uffici, sui quali purtroppo non si dispone di dati statistici. In modo analogo per l'agricoltura si utilizza il valore aggiunto per stimare l'evoluzione della domanda.

La domanda di servizi energetici è articolata sulla base di domande stimate di riscaldamento/raffrescamento, illuminazione, forza motrice ed altri usi elettrici dei principali sottosettori: servizi destinati alla vendita, servizi pubblici e commerciale.

I servizi energetici sono prodotti da appositi gruppi di tecnologie orizzontali, che tengono conto dell'efficienza attuale e dei suoi possibili sviluppi futuri. In particolare sono considerati:

- a) forza motrice, motori da 1-2 kW;
- b) illuminazione;

- c) altri usi elettrici obbligati;
- d) condizionamento estivo degli ambienti;
- e) raffrescamento di prodotti;
- f) produzione di calore per riscaldamento.

La stima dei consumi effettivi di queste fonti secondarie nei diversi sottosectori dei servizi è ricavata dagli stessi studi citati nel paragrafo sul settore industriale. I vettori energetici secondari sono prodotti in tecnologie che riproducono la situazione esistente ed i possibili futuri sviluppi.

a) Nel caso dei motori dei servizi le tecnologie considerate, comprensive dei rendimenti di trasformazione e dei consumi degli apparati di controllo, sono le seguenti:

- una tecnologia “media”, rappresentativa della situazione presente, con una efficienza media che varia dal 70% al 76% tra il 2000 ed il 2020;
- motori classe 1, secondo le classi di efficienza definite da CEMEP nel 1999 e recepite in una direttiva europea, con rendimenti intorno all’82%;
- motori a velocità variabile, con rendimenti intorno a 86%.

L’efficienza delle tecnologie rappresentative del primo gruppo di motori varia nel tempo per tenere conto del progresso tecnologico spontaneo. Il modello è in grado di scegliere tra le diverse opzioni in base ai costi marginali; tuttavia nello scenario Tendenziale le opzioni tecnologiche più efficienti sono state vincolate al fine di consentire una corretta simulazione dello scenario Efficienza energetica, cui si rimanda per maggiori dettagli (capitolo 6).

b) Nel caso dell’illuminazione sono presenti le seguenti tecnologie:

- lampade esistenti, circa 25-35 lumen per watt;
- fluorescenti aggiornate, circa 37-46 lumen per watt;
- lampade a scarica di gas, circa 65- 85 lumen per watt.

Queste tecnologie sono costruite in modo esogeno con un mix di lampade di tipo diverso, ritenute rappresentative delle tecnologie effettivamente utilizzate dal settore e di quelle presenti sul mercato (ENEL, 1995). Nel mix sono presenti lampade ad incandescenza ed alogene. Il prodotto delle tecnologie è una certa quantità di “lumen”, a loro volta utilizzati nei settori di uso finale.

Come nel caso dell’industria è presente un doppio livello di miglioramento tecnologico: le singole tecnologie migliorano la propria efficienza nel tempo (in modo “spontaneo”) ed inoltre è possibile sostituire le lampade esistenti con le tecnologie più efficienti. Anche in questo settore tutte le tecnologie sono state vincolate nello scenario base al fine di consentire una corretta simulazione dello scenario “decreti”.

c) Le tecnologie rappresentative degli altri usi elettrici obbligati sono rappresentative di altri usi (accessori, macchine per ufficio ed apparecchiature elettroniche) e sono modellizzate in modo piuttosto semplificato con due livelli di efficienza.

d) Le tecnologie per il condizionamento delle abitazioni prevedono apparecchiature a gas ad assorbimento, elettriche e pompe di calore reversibili.

e) Le tecnologie per il raffrescamento dei prodotti presentano aumenti di efficienza in analogia a quanto previsto per i frigoriferi. Si tratta comunque di valutazioni del tutto preliminari, vista l’assenza di norme che regolano il settore.

f) Le tecnologie rappresentative delle caldaie si riferiscono alle caldaie di piccole dimensioni per la produzione di calore per riscaldamento e sono rappresentate nel modello le caldaie ordinarie e quelle a più alta efficienza. Queste tecnologie sono inoltre ben caratterizzate dal punto di vista delle emissioni in atmosfera e dei possibili dispositivi per la riduzione dell'inquinamento (vedi più in avanti il paragrafo 2.7).

L'agricoltura prevede, tra l'altro, tre diversi tipi di trattori, con una certa evoluzione dei consumi e delle emissioni specifiche, secondo le recenti direttive UE in materia.

## 2.6 Trasporti

Questo settore opera in modo quasi autonomo dal resto del modello, a cui è connesso attraverso i consumi dei principali carburanti e dell'energia elettrica.

Il livello di attività è guidato da una domanda esogena di mobilità, espressa in passeggeri-km e tonnellate-km, costruita a partire da serie storiche e da previsioni di tassi di crescita per il periodo 2005-2030. La crescita di mobilità è articolata, seguendo la metodologia del CNT (Conto Nazionale dei Trasporti), nelle tre tipologie principali: aree urbane, pendolare-piccoli centri-rurale e spostamenti di media-lunga distanza.

I diversi modi di trasporto (strada, ferrovia – urbana, regionale e su media-lunga distanza – aria ed acqua) contribuiscono alla mobilità complessiva secondo i dati a consuntivo per gli anni 1990-2000 e secondo le previsioni più accreditate per gli anni successivi. Una parte significativa della mobilità conserva la possibilità del cambiamento modale in caso di vantaggi ambientali e/o economici.

Nel caso della modalità stradale l'articolazione è ancora maggiore: parco auto (benzina, gasolio, gas), quello dei veicoli pesanti, i motocicli ed i bus. Nel caso delle automobili il parco è ulteriormente articolato in tre fasce di cilindrate medie; per i veicoli merci esistono quattro classi di veicoli, sulla base della portata media.

Ciascun veicolo stradale (precisamente lotti di  $10^5$  veicoli) consuma i carburanti (e produce emissioni) secondo tre cicli di guida. Questi cicli sono rappresentativi di stili di guida più diffusi e sono caratterizzati dalla velocità media urbana, extraurbana ed autostradale.

Percentuali variabili di questi tre cicli di guida sono richiesti per soddisfare le tre tipologie di trasporto in cui è articolata la domanda di mobilità. Le velocità medie utilizzate sono quelle risultanti dall'inventario nazionale delle emissioni, stimate con la metodologia Corinair.

Questa metodologia pubblica analisi molto dettagliate dei consumi e delle emissioni rappresentative del parco medio europeo, che sono state opportunamente adattate al parco nazionale.

Ovviamente il consumo energetico e le emissioni relative a ciascun lotto di veicoli seguono l'evoluzione prevista dalle direttive europee in vigore o in programma.

Queste caratteristiche sono definite in modo esogeno, sulla base di stime del rinnovo del parco nazionale.

Il modello calcola direttamente i consumi energetici totali e le emissioni complessive del settore.

Per quanto riguarda l'evoluzione tecnologica sono presenti diversi tipi di veicoli più o meno efficienti. Il tipo di veicolo più diffuso segue l'evoluzione prevista per l'efficienza energetica, ferma restando la possibilità per il modello di utilizzare veicoli più efficienti. Sono rappresentati anche i veicoli elettrici: auto urbane, mini-bus e veicoli per la distribuzione di merci e autobus con celle a combustibile (*fuel cells*) alimentate ad idrogeno (informazioni dettagliate sull'evoluzione del parco e della mobilità sono riportate in Allegato 1).

### 2.6.1 Bunkeraggi marittimi

Sono modellati sulla base di indagini statistiche ed econometriche condotte sulle serie storiche. Le stime evidenziano la parte nazionale e quella internazionale, ai fini dell'attribuzione delle relative emissioni.

## 2.7 Variabili ambientali

Il modello rappresenta le principali emissioni nocive dovute all'impiego di fonti fossili e quindi, oltre all'anidride carbonica, tiene anche conto delle emissioni di ossidi di zolfo, di azoto e di composti organici volatili. Esiste la possibilità di vincolare il sistema energetico al rispetto di limiti complessivi di emissione di queste sostanze (*national emission ceilings*) sulla base di quanto previsto dalla Commissione Europea e dai protocolli internazionali.

La descrizione delle tecnologie di abbattimento attualmente presenti nel modello è riportata nei paragrafi seguenti.

### 2.7.1 Tecnologie di riduzione emissioni, settore energetico ed industria

Le opzioni tecnologiche disponibili sono rappresentate come una serie di dispositivi in grado di ridurre le emissioni, ordinati sulla base del potenziale di abbattimento e del costo di esercizio. In generale tutte le opzioni di abbattimento sono disponibili per il modello e sono utilizzate o meno sulla base dei vincoli ambientali e del criterio di minimo costo utilizzato dalle equazioni di ottimizzazione.

La struttura del modello è fatta in modo che un certo limite di emissione sia raggiunto comunque, a prescindere dal suo costo, le opzioni prescelte ed i loro costi sono valutabili dall'utilizzatore solo "a posteriori". Questo fatto rende particolarmente "delicata" la valutazione dell'efficacia di eventuali misure di contenimento delle emissioni: per valutare l'impatto di eventuali strategie ambientali alternative occorre utilizzare la tecnica degli scenari.

Inoltre, va tenuto presente che anche "opzioni alternative di controllo" delle emissioni sono a volte utilizzate nel corso dell'ottimizzazione e l'utilizzatore deve effettuare gli opportuni controlli:

- avendo a disposizione l'intera struttura dei rifornimenti energetici (inclusi processi alternativi in raffineria) è possibile scegliere carburanti diversi, ad esempio con minore zolfo;
- il cambiamento modale, ad esempio un uso più esteso di tranvie e metropolitane, è un'opzione spesso utilizzata ai fini della riduzione delle emissioni;
- in generale tutti i combustibili sono disponibili in quantità illimitate, soggetti ai soli vincoli di costi aggiuntivi, ad esempio un nuovo gasdotto, e questa disponibilità non è sempre verificata nella realtà.

Maggiori dettagli sulle opzioni di controllo delle emissioni contenute nel modello sono disponibili in Contaldi (2003). In generale le opzioni per il settore energetico e quello industriale sono riepilogate nella tabella 2.1. L'opzione di uso di bruciatori a bassa produzione di ossidi di azoto è considerata standard per tutti i nuovi impianti a partire dal 2000. Per ogni tecnologia sono considerate l'efficienza di rimozione degli inquinanti, i costi di investimento e quelli correnti.

Le tecnologie riportate nella tabella 2.1 sono molto simili a quelle elencate in due rapporti intermedi dello IIASA (Cofala, 1998) ed utilizzate per l'elaborazione di una strategia tesa a migliorare la qualità dell'aria nell'UE all'orizzonte 2010.

**Tabella 2.1 - Opzioni tecnologiche per la riduzione delle emissioni da caldaie nel modello MARKAL**

	<b>Efficienza rimozione inquinanti</b>	<b>Costi investimento</b>	<b>Costi operativi</b>
	<i>%</i>	<i>klit/ t</i>	<i>klit/ t</i>
<b>NO<sub>x</sub></b>			
Modifiche alla combustione, HF, DC1	50-60	90-150	90-170
CM+SCR, riduzione catalitica, de-NO <sub>x</sub> , HF, - DC1	70-80	200-450	350-700
NO <sub>x</sub> - bruciatori bassa emissione GT, DNG	75	120-150	250-350
<b>SO<sub>x</sub></b>			
SCR+FDG, Desolforatori-denitrificatori catalitici, HF/ 4%S, DC1/ 1%S	80-90	100-450	200-500
Iniezione di calcare, HF/ 4%S, DC1/ 1%S	50	160-400	250-600
Desolforatore Wellman-Lord, HF/ 4%S, DC1/ 1%S	92	240-600	250-400

Nota: l'efficienza di rimozione e i costi operativi variano a seconda del combustibile utilizzato.

Fonte: banca dati MARKAL

Il database attualmente non comprende i processi di riduzione delle emissioni per i cosiddetti casi di “combustione con contatto” tra fumi e materiale prodotto, produzione di cemento, calce, acciaio, vetro, ceramiche. Si tratta in generale di opzioni per la denitrificazione catalitica dei fumi. Le emissioni da questi processi industriali hanno comunque un impatto limitato sul totale nazionale nel periodo 2000-2010.

### 2.7.2 Il settore dei trasporti

La metodologia di riferimento per il calcolo dei consumi e delle emissioni è quella europea, nota come Corinair-Copert.

Le opzioni tecnologiche previste nei trasporti rispecchiano le normative in vigore, ovvero le direttive della Commissione Europea che impongono ai veicoli nuovi di rispettare limiti di emissione allo scarico sempre più stringenti. In base al tipo di veicoli (automobili, veicoli commerciali leggeri e pesanti, motocicli) cambia la velocità del processo normativo e/o la sua severità. Ad ogni modo le direttive approvate sono considerate nella metodologia Copert e incluse nel MARKAL.

Come già accennato esiste inoltre l'opzione addizionale del cambiamento modale, infatti attraverso l'espansione della componente non stradale della mobilità si riducono sensibilmente le emissioni. La necessità di rispettare un vincolo di emissioni può favorire l'espansione di modalità quali tram o metropolitane, agendo come un sussidio.

Il processo messo in atto a livello europeo mira a diminuire gradualmente le emissioni della flotta circolante, agendo sui veicoli nuovi. Le prime direttive risalgono ai primi anni 90 e, ad oggi, sono stati approvati regolamenti per i veicoli nuovi che entrano in vigore nel periodo 2002-2008. Questo processo di evoluzione delle norme rende critica, ai fini della stima delle emissioni future, la simulazione del parco e la sua evoluzione nel tempo.

Il parco nazionale è notoriamente piuttosto anziano, con una vita media di circa 14 anni per le automobili e di circa 20 anni per i veicoli commerciali. In particolare nel 2010 un nutrito lotto di veicoli commerciali e di auto a benzina “vecchie” sarà ancora in circolazione.

Nella sua configurazione attuale il modello non dispone di una opzione di “vintage” che tenga conto dell'anno in cui è stato acquistato il veicolo. L'evoluzione delle emissioni specifiche è imposta in modo esogeno, sulla base di simulazioni dell'evoluzione del parco. L'età media futura del parco è estrapolata sulla base degli andamenti degli ultimi 10 anni.

**Tabella 2.2 - Automobili a benzina in circolazione per dispositivo di controllo delle emissioni (%)**

	2000	2005	2010	2015
Non catalizzate	51	29	10	5
Euro 1	22	20	12	2
Euro 2	27	24	22	12
Euro 3 + Euro 4	-	26	56	82

Fonte: elaborazioni APAT su dati ACI

**Tabella 2.3 - Automobili diesel in circolazione per dispositivo di controllo delle emissioni (%)**

	2000	2005	2010	2015
Senza dispositivi di controllo delle emissioni	31	7	-	-
Euro 1	15	6	6	-
Euro 2	55	33	14	6
Euro 3 + Euro 4	-	54	80	94

Fonte: elaborazioni APAT su dati ACI

**Tabella 2.4 - Veicoli commerciali in circolazione per dispositivo di controllo delle emissioni (%)**

	2000	2005	2010	2015
Senza efficienti dispositivi di controllo delle emissioni	72	40	15	2
Euro 2	28	25	21	14
Euro 3	00	35	33	28
Euro 4 + Euro 5	-	-	31	56

Fonte: elaborazioni APAT su dati ACI

La situazione attuale della flotta e l'evoluzione prevista fino al 2015 dei gruppi più numerosi di veicoli, auto a benzina e diesel e veicoli commerciali pesanti, è contenuta rispettivamente nelle tabelle 2.2, 2.3 e 2.4. Da queste tabelle risulta abbastanza evidente che solo nel 2015 le automobili non dotate di dispositivi per il controllo delle emissioni saranno eliminate dal parco circolante. Analogamente, i veicoli commerciali più vecchi andranno fuori uso dal 2020. Si sottolinea comunque che, per questi ultimi, le emissioni considerate per preparare la tabella sono quelle di ossidi di azoto e COV; se invece si considerassero le emissioni di particolato (non calcolate dal modello MARKAL) solo con la normativa Euro 3 esse si riducono in modo sensibile. In questo caso il rinnovo completo del parco si completa dopo il 2020.





## **II PARTE. L'EVOLUZIONE TENDENZIALE DEL SISTEMA**



## Capitolo 3. LO SCENARIO MARKAL-MACRO ITALIA TENDENZIALE

### 3.1 I principali dati di ingresso

L'evoluzione tendenziale del sistema adottata per definire l'evoluzione delle domande di servizi energetici nel modello MARKAL-MACRO Italia riproduce in linea di massima l'evoluzione settoriale ipotizzata nello scenario tendenziale della III Comunicazione Nazionale (approvato dal CIPE), che almeno per il periodo 2010-2015 è stato un riferimento anche riguardo ai consumi energetici a livello settoriale e sottosettoriale (per una breve descrizione di questo scenario tendenziale si rimanda al Box 4.1 nel capitolo 4). Nei tre paragrafi che seguono sono descritte le ipotesi relative all'evoluzione del sistema produttivo, delle domande di servizi energetici e dei prezzi delle fonti fossili.

#### 3.1.1 La popolazione

Per l'evoluzione della popolazione residente si è utilizzato lo scenario *centrale* dell'ultima previsione effettuata dall'ISTAT (2003). Tale scenario costituisce per l'ISTAT "la previsione alla quale si attribuisce il maggior grado di affidabilità, in quanto per ogni componente della dinamica demografica (fecondità, mortalità, migrazioni) si è considerato l'andamento futuro più probabile"<sup>11</sup>. La popolazione utilizzata come base per le elaborazioni è quella delle stime regionali al 1.1.2000.

Considerando l'evoluzione prevista per la popolazione italiana nel breve periodo, l'ammontare complessivo è destinato ad aumentare leggermente, almeno nel corso del primo decennio degli anni 2000: nel 2010, il numero di residenti è di poco superiore all'attuale, con un aumento di poco inferiore al milione di unità, per effetto di due dinamiche demografiche contrastanti:

- a) la dinamica naturale (saldo tra nati e morti, che in Italia si conferma negativa, con una crescente prevalenza dei secondi sui primi), le cui determinanti sono da ricercarsi nel progressivo invecchiamento della popolazione e nella bassa propensione alla fecondità. In termini numerici, la dinamica naturale passa da un saldo negativo pari a -0,2 per mille abitanti nel 2000 ad uno di -1,6 per mille nel 2010;
- b) al contrario, la dinamica migratoria è positiva: il saldo tra nuovi ingressi e uscite è pari a più di 100.000 unità all'anno (corrispondenti ad un incremento di popolazione intorno all'1,9 per mille), valutando gli ingressi sulla base della prosecuzione di politiche migratorie analoghe a quelle applicate nella seconda metà degli anni Novanta<sup>12</sup>.

---

<sup>11</sup> Come in ogni esercizio di previsione, il numero e il peso dei fattori che possono far deviare l'andamento delle componenti demografiche dalla traiettoria prevista aumenta progressivamente nel lungo periodo, per cui il margine d'errore associato alle ipotesi diviene più ampio e le previsioni perdono progressivamente il significato di futuro probabile per divenire degli "scenari". Nel caso delle previsioni riguardanti la popolazione, però, i margini di incertezza divengono rilevanti solo quando l'orizzonte temporale si allunga ben oltre il primo decennio.

<sup>12</sup> La presenza di stranieri residenti resta comunque sensibilmente inferiore alla media dei paesi dell'Europa dei 15 (dove nel 1998 era pari al 5,1% del complesso della popolazione) passando da una quota del 2,2% nel 2000 al 4,1% nel 2010.

Dal 2010 al 2030, la dinamica naturale continua a presentare un segno negativo, ma il disavanzo risulta crescente e arriva a prevalere sui saldi migratori. La popolazione italiana comincia dunque a diminuire a partire dal 2012, ad un ritmo sempre più rapido, con una perdita di popolazione pari a 5,5 milioni nei 50 anni dell'orizzonte temporale della previsione ISTAT. Più dell'80% di questa perdita si dovrebbe però verificare tra il 2030 e il 2050. Nel 2030, dunque, ultimo anno dell'orizzonte temporale degli scenari energetici qui presentati, la popolazione è pari a circa 57 milioni di abitanti, inferiore a quella del 2000 di appena l'1,4% (-2,6% rispetto al 2010).

A fronte di una evoluzione numericamente poco rilevante, la struttura demografica della popolazione si modifica invece in misura sostanziale. L'indice di vecchiaia (rapporto tra la popolazione di 65 anni e più e la popolazione fino a 14 anni di età) aumenta infatti in modo sostanziale, passando da un valore di 125 per 100 nel 2000 a 146 nel 2010.

### 3.1.2 L'evoluzione della struttura del sistema produttivo

Nell'evoluzione tendenziale il sistema produttivo si sviluppa ad un tasso medio annuo di poco inferiore al 2%, che è comunque superiore a quello registrato nel decennio 1990-2000. La crescita è però differenziata, perché è leggermente più bassa nel primo periodo dello scenario (cioè nel primo quinquennio, nel quale una crescita media dell'1,5% è anzi probabilmente ottimistica) e torna su valori inferiori al 2% anche dal 2020 al 2030 (tabella 3.1).

Quanto alla struttura produttiva, il sistema non subisce grandi cambiamenti, sebbene nella prima parte dell'orizzonte temporale continui a seguire il *trend* degli ultimi decenni, caratterizzati dalla progressiva riduzione del peso dell'industria e dell'agricoltura e dal contemporaneo aumento del peso dei servizi. La tendenza in questione è però molto più ridotta che nel recente passato. Fino al 2020, infatti, il tasso di crescita del valore aggiunto nel settore dei servizi è maggiore di quello ipotizzato per l'industria, ma la differenza tra i due tassi di crescita è marginale (tabella 3.1).

La tendenza si inverte invece dopo il 2020, cosicché il peso del settore industriale, dopo diversi decenni, ritorna a crescere (soprattutto grazie all'industria in senso stretto), tanto da raggiungere di nuovo il 30% del valore aggiunto totale.

**Tabella 3.1 - Tassi di crescita settoriali del valore aggiunto nello scenario Tendenziale**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>INDUSTRIA (A+B)</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>
<b>(A) IN SENSO STRETTO (1+2)</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>
<b>(1) Prod. Energ.</b>	<b>1,5%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,5%</b>
<b>(2) Prod. Trasform. Ind.</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,9%</b>
Carta	1,0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Chimica	2,0%	2,5%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Costruzioni, vetro, ceramica	0,7%	0,8%	0,8%	0,8%	0,5%	0,5%
Meccanica	2,4%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%
Metallurgia	0,7%	1,5%	1,5%	1,5%	1,0%	1,0%
Tessile	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Agroalimentare	1,0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Altre industrie manifatturiere	1,0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
<b>(B) EDILIZIA</b>	<b>1,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,5%</b>
<b>SERVIZI</b>	<b>1,5%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,5%</b>
<b>AGRICOLTURA</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,5%</b>
<b>V.A. TOTALE</b>	<b>1,5%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,6%</b>

Come si vedrà nel capitolo 4, questa evoluzione del sistema produttivo segue sostanzialmente le aspettative attualmente prevalenti tra gli analisti e gli operatori.

Se si guarda all'evoluzione dei tassi di crescita del valore aggiunto a livello sottosettoriale, si vede come l'andamento dell'intero settore industria ricalchi in sostanza quello del sottosettore dei prodotti della trasformazione industriale, che rappresentano d'altra parte più del 70% del valore aggiunto dell'industria.

All'interno di questo aggregato, poi, i settori più dinamici sono quelli della meccanica (che continua il *trend* degli ultimi anni e arriva a rappresentare il 35% del valore aggiunto dell'aggregato in questione, dal 30% attuale) e della chimica. I settori che presentano i tassi di crescita più modesti sono invece quelli dei materiali da costruzione, del tessile e in parte della metallurgia, che riducono tutti il proprio peso all'interno dell'aggregato.

In definitiva, alla fine dell'orizzonte temporale la struttura del sistema produttivo è piuttosto simile all'attuale, sia pure con una riduzione del peso dell'agricoltura e la suddetta ripresa del settore industriale (tabella 3.2).

**Tabella 3.2 - Distribuzione del valore aggiunto tra i settori produttivi nello scenario Tendenziale**

	1990	2000	2010	2020	2030
<b>INDUSTRIA (A+B)</b>	30,7%	29,5%	29,4%	29,4%	30,1%
(A) <i>In senso stretto</i>	24,9%	24,5%	24,3%	24,2%	24,9%
(B) <i>Edilizia</i>	5,8%	5,0%	5,1%	5,2%	5,2%
<b>SERVIZI</b>	66,1%	67,2%	67,4%	67,7%	67,3%
<b>AGRICOLTURA</b>	3,2%	3,3%	3,1%	2,8%	2,6%

### 3.1.3 L'evoluzione della domanda di servizi energetici

Come detto nel capitolo 2, nella parte tecnologica del modello integrato MARKAL-MACRO, cioè nel sottomodello MARKAL, l'evoluzione del settore energetico è "guidata" dalla domanda di "servizi energetici", di cui va tenuta presente la differenza rispetto alla domanda di energia: per "servizio energetico" si intende infatti il servizio fornito dal bene energia (la c.d. "energia utile"), espresso ad esempio (a seconda dei casi) in termini di riscaldamento, illuminazione di ambienti, forza motrice, oppure in termini di unità fisiche di beni la cui produzione richiede il consumo di energia. L'effettivo consumo di energia necessario per il soddisfacimento di queste domande viene poi calcolato dal sub-modello tecnologico.

Per una migliore comprensione dell'evoluzione del sistema energetico ipotizzata in uno scenario, le 67 tipologie di domande rappresentate nel sub-modello possono essere ricondotte ai principali settori produttivi aggregati secondo la metodologia utilizzata nel Bilancio Energetico Nazionale.

Nella tabella 3.3 sono dunque riportati i tassi di crescita della domanda di servizi energetici ipotizzati per lo scenario Tendenziale del MARKAL-MACRO Italia.

La domanda dell'agricoltura si mantiene su tassi annui piuttosto modesti fino al 2020, per poi arrestare del tutto la crescita.

La domanda di servizi energetici dell'industria segue l'andamento del valore aggiunto (tassi di crescita crescenti fino al 2020), sebbene il tasso di crescita della prima sia costantemente inferiore a quello del secondo, per la riduzione dell'energia "utile" necessaria per un dato livello di attività<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> L'ottimizzazione del sistema dal punto di vista tecnologico permette poi di aggiungere a questa riduzione la riduzione di energia dovuta alla maggiore efficienza del sistema.

**Tabella 3.3 - Tassi di crescita della domanda di servizi energetici nello scenario Tendenziale**

	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
<b>AGRICOLTURA</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>INDUSTRIA</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,4%</b>
<i>Carta</i>	1,3%	2,0%	1,5%	1,7%	1,5%	1,1%
<i>Chimica</i>	0,9%	1,3%	1,2%	1,5%	0,4%	0,4%
<i>Mat. costruz., vetro, ceramica</i>	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,2%	0,2%
<i>Meccanica</i>	4,1%	3,4%	2,9%	2,8%	2,9%	3,0%
<i>Metallurgia</i>	0,7%	1,7%	1,6%	1,7%	0,9%	0,9%
<i>Tessile</i>	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,6%	0,7%
<i>Agroalimentare</i>	1,6%	2,2%	1,8%	1,8%	1,8%	1,5%
<i>Altre industrie manifatturiere</i>	1,3%	1,4%	1,4%	1,5%	1,4%	1,4%
<b>CIVILE (a+b)</b>	<b>6,2%</b>	<b>5,3%</b>	<b>3,2%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,2%</b>	<b>2,1%</b>
<b>(a) Residenziale</b>	<b>7,2%</b>	<b>5,9%</b>	<b>3,4%</b>	<b>2,6%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,2%</b>
<i>Residenziale – Usi termici</i>	1,3%	1,4%	1,3%	1,2%	1,0%	1,0%
<i>Residenziale – Usi elettrici</i>	16,2%	9,7%	4,8%	3,3%	2,9%	2,7%
<b>(b) Terziario</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,4%</b>
<b>TRASPORTI</b>	<b>1,8%</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,0%</b>

In termini di sottosectori, la domanda che cresce in modo più marcato è quella della meccanica, ma la crescita è significativa anche nei settori della carta, dell'agro-alimentare e della metallurgia, tutti settori per i quali non si ritengono probabili forti riduzioni dell'intensità energetica. I settori nei quali al contrario la domanda di servizi energetici cresce meno sono materiali da costruzione e tessile.

La crescita della domanda di energia "utile" è invece molto forte nel settore civile, a causa di una domanda molto sostenuta nel terziario e ancor più nel residenziale, dove la crescita è particolarmente notevole negli usi elettrici (trainata dalla domanda di raffrescamento), soprattutto nel primo decennio dello scenario. L'evoluzione della domanda di riscaldamento segue invece un andamento molto più tranquillo.

Infine, la domanda di servizi energetici continua ad essere sostenuta anche nel settore dei trasporti (intesa come passeggeri-km e tonnellate-km), almeno fino al 2015, quando il tasso di crescita comincia a ridursi. Nei primi quindici anni dello scenario, dunque, la crescita della domanda di trasporto è paragonabile alla crescita della domanda di servizi energetici del terziario.

### 3.1.4 L'evoluzione dei prezzi dell'energia

Per quello che riguarda infine i prezzi dell'energia, lo scenario MARKAL-MACRO fa ipotesi leggermente più pessimistiche di quelle utilizzate nello scenario della III Comunicazione Nazionale. Mentre quest'ultima assume prezzi costanti in termini reali per tutto l'orizzonte temporale (dal 2000 al 2020), nel MARKAL-MACRO Italia si è ipotizzato che dopo il 2010 i prezzi abbiano una leggera crescita, pari all'1% medio annuo (a moneta costante), fino al 2020, e una crescita più accentuata, pari al 2% medio annuo (a moneta costante) dal 2020 al 2030 (tabella 3.4).

**Tabella 3.4 - Prezzi delle fonti fossili nello scenario Tendenziale (\$ 2000/GJ)**

	2010	2020	2030
Petrolio (brent)	4,6	5,1	6,2
Petrolio (brent - \$ 2001 / barile)	26	29	36
Gas naturale (importato in Italia)	3,7	4,1	5,0
Carbone (importato in Italia)	1,5	1,5	1,5

### 3.1.5 Altre ipotesi

Un'altra ipotesi alla base dello scenario Tendenziale riguarda il meccanismo di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER). Nello scenario viene infatti incorporata la graduale elevazione dell'attuale obbligo (in vigore dal 2002), per produttori ed importatori di energia elettrica, di immettere nella rete nazionale una quantità di energia elettrica prodotta da impianti da FER pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente. In analogia con quanto previsto dal decreto legge di recepimento della direttiva comunitaria 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, nello scenario l'obbligo viene elevato dello 0,35% annuo a partire dal 2004, fino a raggiungere il 3%, dopo di che rimane costante.

Infine, nell'evoluzione tendenziale del sistema energetico si è ipotizzata l'entrata in funzione di nuova capacità di importazione di energia elettrica per circa 3500 MW entro il 2010, secondo quanto previsto dai programmi di sviluppo della rete del GRTN.

## 3.2 Risultati principali

Dopo aver analizzato nel paragrafo precedente l'evoluzione del valore aggiunto e della domanda di servizi energetici a livello di settore e sottosectore, si passa ora ad una descrizione dei risultati dello scenario in forma aggregata. Per una sintetica visione d'insieme, è utile esaminare congiuntamente l'evoluzione nell'orizzonte temporale di riferimento di tre variabili fondamentali, il prodotto interno, il consumo di energia primaria e le emissioni di anidride carbonica, tenendo presente che mentre la crescita del PIL dipende direttamente dalle ipotesi esogene dello scenario, la domanda di energia e le emissioni di anidride carbonica sono invece un output del modello.

Dalla tabella 3.5 emerge in primo luogo come tutte e tre le variabili in questione, pur con tassi di crescita significativamente diversi, abbiano un andamento costantemente crescente nel tempo.

**Tabella 3.5 - Evoluzione nel tempo delle variabili chiave nello scenario Tendenziale (2000=100)**

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
PIL	100	108	119	132	146	157	169
Energia primaria	100	106	113	121	123	126	128
Emissioni di CO <sub>2</sub>	100	102	108	114	115	117	120

Alcune caratteristiche di rilievo sono in particolare le seguenti:

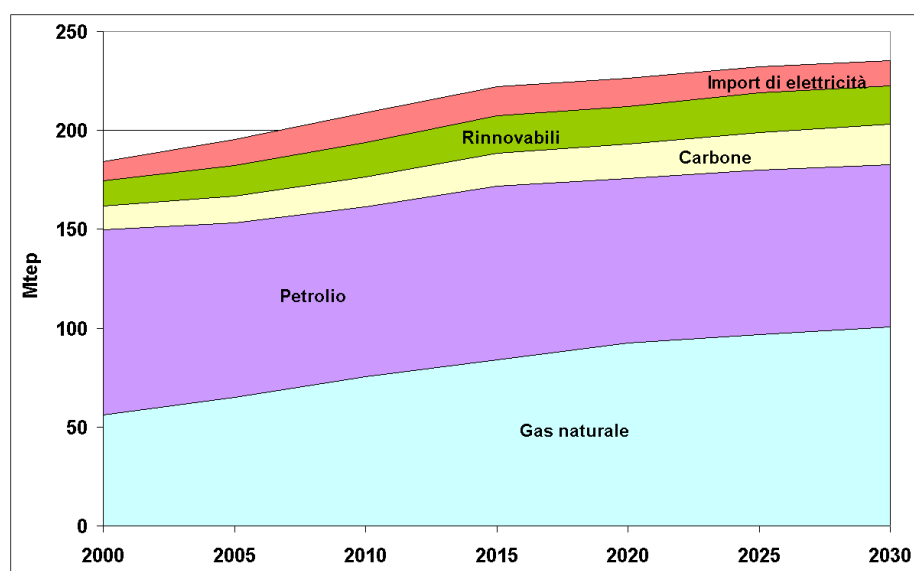
- domanda di energia ed emissioni crescono molto meno del PIL: mentre quest'ultimo supera nel 2020 il valore del 2000 di quasi il 50%, l'incremento dei consumi energetici è pari alla metà e quello delle emissioni di CO<sub>2</sub> è ancora inferiore;
- l'immediata implicazione del punto precedente è che sia l'intensità energetica sia l'intensità carbonica del reddito diminuiscono in modo significativo durante tutto il periodo di riferimento;
- le emissioni crescono meno dell'energia, ma la differenza tra le due variabili è relativamente contenuta, pur accentuandosi leggermente con il passare del tempo. Almeno nel medio periodo sembrano comunque limitate le possibilità di un'ulteriore significativa decarbonizzazione dell'energia;
- particolarmente evidente è la distanza tra l'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> e l'obiettivo del Protocollo di Kyoto, che richiede una riduzione del 6,5% entro il 2012. Anche considerando i vari meccanismi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto (che possono ridurre in modo consistente la percentuale di riduzione delle emissioni richiesta all'Italia) e l'incidenza delle emissioni di origine non energetica e degli altri gas serra (pari a quasi il 20% del totale), la divergenza tra l'obiettivo e l'andamento tendenziale resta rilevante.

### 3.2.1 La copertura del fabbisogno energetico

L'evoluzione della copertura del fabbisogno nello scenario Tendenziale è rappresentata nella figura 3.1 e nei bilanci energetici di sintesi riportati nella tabella 3.6.

La domanda di energia continua a crescere in modo significativo almeno per un altro decennio (fino al 2015), superando i 200 Mtep poco dopo il 2005, per arrivare a 209 Mtep nel 2010, a 227 Mtep nel 2020 e a 235 Mtep nel 2030.

**Figura. 3.1 - Consumo di energia per fonti primarie nello scenario Tendenziale**





**Tabella 3.6 - Bilancio di sintesi dell'energia in Italia nello scenario Tendenziale (2010-2030, Mtep)**

<b>2000 (dati storici)</b>						
	<b>Rinnovabili</b>	<b>Carbone</b>	<b>Gas</b>	<b>Petrolio</b>	<b>Energia elettrica</b>	<b>Totale</b>
<i>Produzione</i>	12,4	0,3	13,7	4,6		31,0
<i>Importazione</i>	0,5	13,2	47,4	109,8	9,9	180,8
<i>Esportazione</i>	0,0	0,1	0,0	21,2	0,1	21,4
<b>Consumo interno lordo</b>	<b>12,9</b>	<b>12,9</b>	<b>58,4</b>	<b>91,5</b>	<b>9,8</b>	<b>185,4</b>

<b>2010</b>						
	<b>Rinnovabili</b>	<b>Carbone</b>	<b>Gas</b>	<b>Petrolio</b>	<b>Energia elettrica</b>	<b>Totale</b>
<i>Produzione</i>	17,1	0,1	10,0	5,0	0,0	32,1
<i>Importazione</i>	0,3	15,6	65,3	91,7	15,3	188,3
<i>Esportazione</i>		0,2	0,0	11,0	0,0	11,3
<b>Consumo interno lordo</b>	<b>17,4</b>	<b>15,5</b>	<b>75,3</b>	<b>85,7</b>	<b>15,3</b>	<b>209,2</b>

<b>2020</b>						
	<b>Rinnovabili</b>	<b>Carbone</b>	<b>Gas</b>	<b>Petrolio</b>	<b>Energia elettrica</b>	<b>Totale</b>
<i>Produzione</i>	19,1	0,1	6,0	4,9	0,0	30,1
<i>Importazione</i>	0,0	17,7	86,6	83,6	14,2	202,2
<i>Esportazione</i>		0,3	0,0	5,5	0,0	5,8
<b>Consumo interno lordo</b>	<b>19,1</b>	<b>17,5</b>	<b>92,6</b>	<b>83,0</b>	<b>14,2</b>	<b>226,5</b>

<b>2030</b>						
	<b>Rinnovabili</b>	<b>Carbone</b>	<b>Gas</b>	<b>Petrolio</b>	<b>Energia elettrica</b>	<b>Totale</b>
<i>Produzione</i>	19,2	0,1	6,0	4,5	0,0	29,8
<i>Importazione</i>	0,0	20,6	94,7	77,8	12,7	205,8
<i>Esportazione</i>		0,3	0,0	0,2	0,0	0,5
<b>Consumo interno lordo</b>	<b>19,3</b>	<b>20,4</b>	<b>100,7</b>	<b>82,1</b>	<b>12,7</b>	<b>235,2</b>

In termini relativi, il tasso di crescita medio annuo (m.a.) dei consumi energetici è pari all'1,2% tra il 2000 e il 2010, allo 0,8% m.a. tra il 2010 e il 2020 e allo 0,4% m.a. dal 2020 al 2030<sup>14</sup>. Nel corso del tempo si verifica dunque una progressiva decelerazione della crescita, che però rimane sempre su valori significativi.

Riguardo alla suddivisione del fabbisogno tra le principali fonti primarie, il primo elemento di rilievo che emerge dai dati è che nel periodo considerato il peso del gas naturale sul consumo totale di energia raggiunge gradualmente quello del petrolio, fino a superarlo ampiamente dopo il 2015. Ciò aumenta in qualche modo il grado di diversificazione delle fonti, ma evidentemente non riduce la dipendenza del sistema dagli idrocarburi. La quota degli idrocarburi sul totale delle fonti primarie resta infatti inalterata sugli elevatissimi valori attuali (80% circa).

<sup>14</sup> Va sottolineato che una parte (sia pur marginale) della crescita dei consumi di energia primaria, soprattutto nei primi dieci anni dello scenario, è in realtà spiegata da ragioni "statistiche", in quanto il contemporaneo aumento del contributo tanto dell'energia elettrica da fonti rinnovabili quanto dell'energia elettrica importata comporta un aumento dell'energia elettrica contabilizzata come energia primaria secondo il coefficiente convenzionale di 2200 kcal/kWh, superiore all'effettiva efficienza di conversione del parco termoelettrico.

In termini assoluti, l'aumento del consumo di gas naturale è particolarmente rilevante nel decennio in corso, durante il quale passa dai 58 Mtep del 2000 ai 76 del 2010, un risultato che in qualche misura risente dei vincoli ambientali presenti nel modello. Il consumo di gas aumenta di ulteriori 17 Mtep nel decennio successivo, ed ancora di altri 8 Mtep nell'ultimo decennio dello scenario, per raggiungere nel lungo periodo (2030) i 100 Mtep. In termini assoluti, si tratta di un valore simile a quello del consumo di petrolio nel corso degli anni settanta.

Il petrolio continua il suo recente *trend* discendente, ma, dopo una costante riduzione del consumo lungo tutto il primo decennio dello scenario, nel corso del secondo decennio la crescita dei consumi energetici complessivi determina anche un nuovo temporaneo incremento del consumo di petrolio. Inoltre, considerando tutto l'orizzonte temporale dello scenario la riduzione complessiva è piuttosto modesta, in quanto il consumo di petrolio si riduce di 10 Mtep, attestandosi su valori di poco superiori agli 80 Mtep dal 2020 in poi.

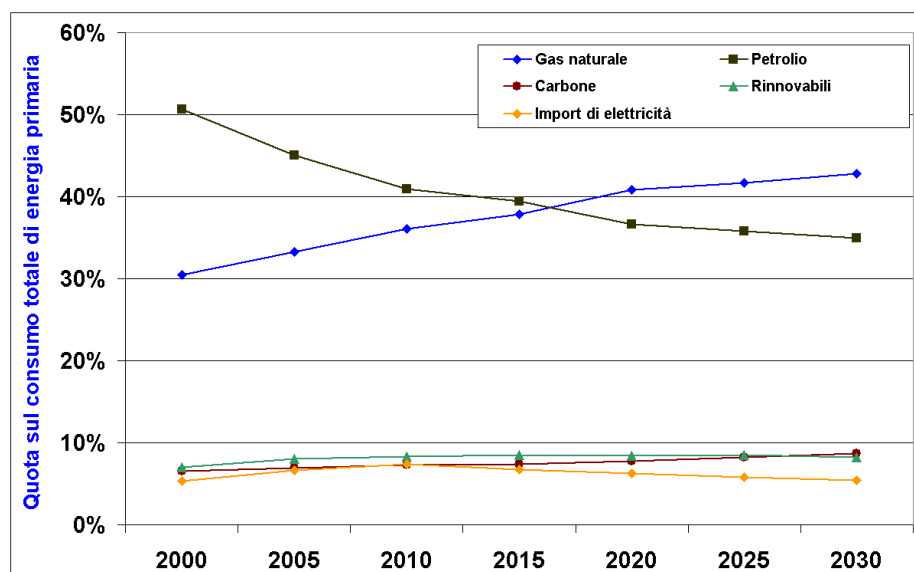
Il consumo di carbone aumenta invece costantemente e in modo significativo durante tutto il periodo considerato, con incrementi in valore assoluto superiori ai 2 Mtep per decennio. In termini relativi, comunque, il carbone resta su valori inferiori al 10% del consumo totale (come già accennato, il dato del carbone è legato però alla presenza di un vincolo sulle importazioni, rappresentativo di una valutazione circa l'accettabilità sociale dell'uso del carbone; senza il vincolo suddetto i consumi aumenterebbero ulteriormente, specie nel settore elettrico).

Allo stesso modo, restano relativamente marginali anche le fonti rinnovabili, che pure crescono in modo molto rilevante nel breve/medio periodo (grazie all'introduzione del nuovo meccanismo di incentivazione descritto nel paragrafo 3.1.4). In termini primari, il consumo di energia rinnovabile cresce di quasi 5 Mtep nei primi dieci anni, e raggiunge i 19 Mtep nel 2015.

La mancata continuazione dell'aumento della soglia di obbligo per i Certificati Verdi impedisce però una continuazione della crescita del consumo anche nel lungo periodo. Dopo il 2015, dunque, il consumo di energia rinnovabile tende a stabilizzarsi intorno ai 19 Mtep, ben al di sotto del 10% dell'energia primaria totale.

Il peso delle diverse fonti rispetto al consumo totale di energia è evidenziato nella figura. 3.2.

**Figura 3.2 - Quota delle diverse fonti sul consumo di energia primaria nello scenario Tendenziale**



Dalla figura emerge chiaramente la continuazione del *trend* dell'ultimo decennio, con la già sottolineata sostituzione del gas naturale al petrolio (principalmente nella generazione elettrica) e dunque la progressiva convergenza delle rispettive quote, fino a valori pari a circa il 40% del consumo totale intorno al 2020. Dopo il 2020, poi, il gas naturale diventa ampiamente la prima fonte per importanza del sistema energetico italiano, con un incremento della sua quota sul TPES (Total Primary Energy Supply – l'offerta totale di energia primaria) rispetto al 2000 superiore ai dieci punti percentuali (dal 30% al 43%). Nello stesso arco temporale, si riduce di altrettanto il peso del petrolio (dal 51% al 36%). La somma delle due fonti resta dunque sostanzialmente invariata durante tutto il periodo considerato (cioè pari all'80% circa).

Infine, la figura rende anche evidente come resti marginale il ruolo delle altre fonti, rinnovabili e carbone, sebbene entrambe risultino in crescita. In particolare, va sottolineato come il consumo di energia da fonti rinnovabili aumenti solo nel breve /medio periodo, dopodiché, in assenza di nuovi strumenti di incentivazione (o di potenziamenti degli strumenti esistenti), il consumo resta costante e tende perfino a ridursi nel lungo periodo.

### 3.2.2 La dipendenza energetica

Un'altra importante informazione riguardo alla copertura del fabbisogno energetico è quella relativa all'andamento della dipendenza energetica del sistema, misurata come quota percentuale delle importazioni nette sul consumo totale (sia relativamente ad ogni fonte che in relazione al consumo totale di energia).

Come si è visto, il forte incremento del peso del gas naturale sul consumo totale di energia non permette una riduzione della dipendenza del sistema dagli idrocarburi.

Ne deriva che, anche riguardo alla dipendenza dalle importazioni, lo scenario Tendenziale non comporta miglioramenti rispetto alla situazione attuale (tabella 3.7).

La dipendenza totale aumenta infatti dall'83% del 2000 all'85% del 2010 e all'87% del 2020 e del 2030. Questo risultato è la conseguenza dell'evoluzione degli indici relativi al petrolio e al gas naturale: a fronte di una dipendenza dal petrolio importato, che resta sostanzialmente costante intorno al 95%, la quota di gas naturale importato continua a salire, aumentando molto rapidamente in concomitanza con la forte crescita del consumo, fino a raggiungere i valori relativi al petrolio.

Questi dati mostrano in modo evidente che, nella particolare situazione italiana, solo le fonti rinnovabili potrebbero ridurre la dipendenza dalle importazioni, sebbene una strategia di diversificazione delle fonti fossili possa in qualche modo ridurre gli effetti negativi di tale dipendenza.

**Tabella 3.7 - Dipendenza energetica nello scenario Tendenziale (quota % importazioni nette/consumo totale)**

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Petrolio importato	95	94	94	94	94	94	94
Gas importato	77	82	87	90	94	94	94
Dipendenza totale	83	83	85	86	87	87	87

Da questo punto di vista, è opportuno sottolineare come nel medio periodo un'altra strada percorribile possa essere rappresentata da un maggiore utilizzo del carbone, impiegabile in modo ambientalmente neutro attraverso la gassificazione e/o la separazione dell'anidride carbonica e il suo successivo stoccaggio (la cui applicazione su larga scala richiederebbe però un'evoluzione dei prezzi del petrolio probabilmente più pessimistica di quella qui adottata).

### 3.2.3 Le emissioni di anidride carbonica

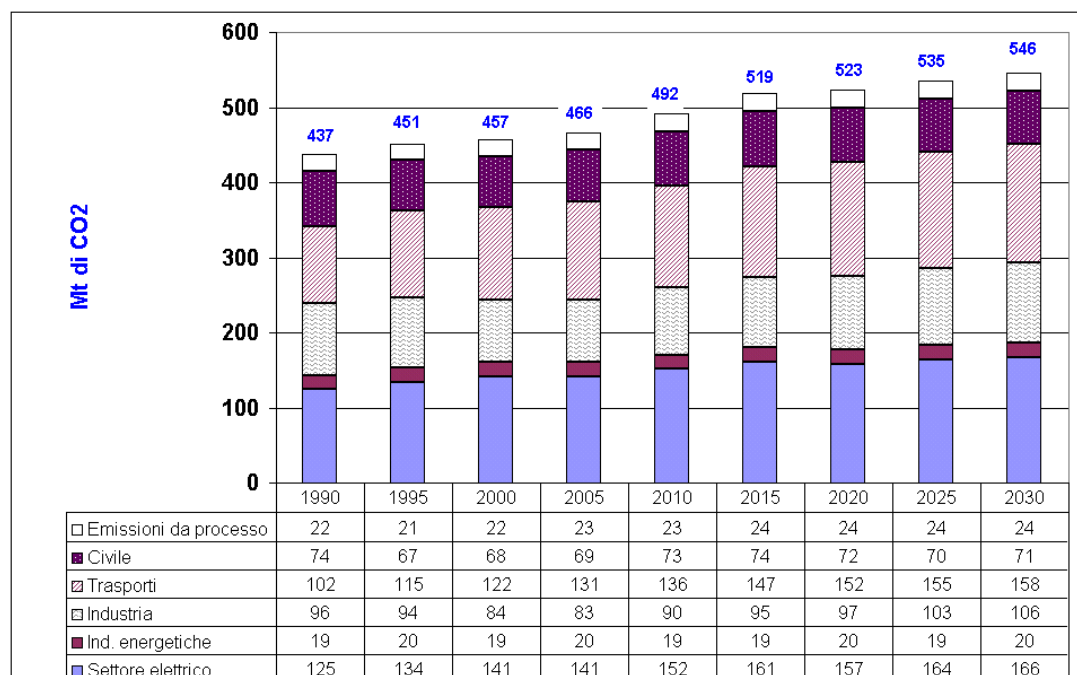
Come già anticipato all'inizio del paragrafo 3.2, l'evoluzione del sistema energetico descritta fin qui determina un costante aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub> (figura 3.3), che nello scenario Tendenziale non sono soggette a limiti. Esse, infatti, calcolate come somma delle emissioni da usi energetici e dai più significativi processi industriali<sup>15</sup>, dopo essere aumentate nel passato decennio (da 437 Mt, +5% circa), aumentano in modo ancora più accentuato dal 2000 al 2010 (+6% circa), fino a superare le 490 Mt.

In definitiva, considerando che le emissioni di anidride carbonica rappresentano oltre l'85% delle emissioni complessive di gas serra, nel 2010 (anno medio del periodo di riferimento del Protocollo di Kyoto) esse sono superiori del 12% rispetto ai valori del 1990, a fronte di una riduzione prevista di circa il 6,5% delle emissioni di tutti i gas serra.

L'aumento continua inoltre anche dopo il 2010, e per tutto l'orizzonte temporale, a tassi di crescita medi annui dello 0,5% circa.

L'andamento delle emissioni non è però uguale nei diversi settori.

**Figura 3.3 - Emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario Tendenziale (2000-2030, Mt)**



N.B.: i valori settoriali degli anni storici (1990-2000) sono stati calcolati con la stessa metodologia utilizzata per gli anni successivi e approssimano i dati dell'inventario nazionale delle emissioni con un errore del 2-3%.

<sup>15</sup> Le fonti simulate sono leggermente inferiori al dato dell'inventario (circa il 98% del totale), pari nel 2000 a 457 Mt, contro le 463 Mt dell'inventario.

Da un lato vi sono settori che presentano aumenti costanti nel tempo, cioè i trasporti (che proseguono il *trend* dell'ultimo decennio) e l'industria (che invece inverte la tendenza alla riduzione che ha caratterizzato gli ultimi anni, in seguito alla ripresa del livello di attività). Da un altro lato vi sono i settori che presentano un andamento più altalenante, cioè il civile (nel quale il progressivo rallentamento dei consumi energetici determina una frenata della crescita delle emissioni) e i settori della generazione elettrica e delle altre industrie energetiche (nei quali, pur nell'ambito di una tendenza di lungo periodo crescente, successive ondate di ottimizzazione determinano temporanei rallentamenti della crescita delle emissioni, cui contribuiscono anche la sostituzione del gas naturale all'olio combustibile nella generazione e l'aumento dell'import).

Considerando tutto il periodo 1990-2010, i settori in cui si concentrano gli aumenti sono dunque quello della generazione di energia elettrica e quello dei trasporti: le emissioni del primo aumentano del 20% (+6% rispetto al 2000), mentre quelle del secondo aumentano del 30% (+10% rispetto ai valori del 2000).

È interessante valutare l'andamento delle emissioni in termini relativi, rapportandolo sia al consumo di energia che alla popolazione.

Dal primo punto di vista, l'intensità carbonica dell'energia (CO<sub>2</sub> emessa per tonnellata equivalente di petrolio) scende soltanto nella prima metà dell'orizzonte temporale (dalle 2,48 t di CO<sub>2</sub> per tep di energia consumata del 2000 alle 2,35 del 2010 fino alle 2,30 del 2020, per una riduzione complessiva del 7% circa), dopodiché resta costante e nel lungo periodo riprende perfino a salire. Nel lungo periodo, dunque, la riduzione dell'intensità carbonica permessa dalla sostituzione del petrolio con il gas naturale viene parzialmente compensata dall'aumento del consumo di carbone, mentre le fonti rinnovabili, pur aumentando in valore assoluto, restano come si è visto relativamente marginali.

Le emissioni pro-capite legate ai consumi energetici aumentano invece in modo significativo, passando dalle circa 7,9 tonnellate del 2000 alle 8,4 del 2010, alle 8,9 del 2020 e alle 9,3 del 2030 (+18%). Questo dato sintetizza in modo efficace l'evoluzione prevista nello scenario Tendenziale:

- da un lato ci si avvicina e poi si supera il valore medio pro-capite di altri paesi europei (la media UE-15 nel 1999 era pari a circa 8,6 t pro-capite), pur in presenza di un clima più favorevole;
- dall'altro la mancata messa in atto di efficaci politiche di contenimento dei consumi energetici e/o delle emissioni causa l'attenuazione di una delle caratteristiche del sistema energetico nazionale, cioè la (relativamente) alta efficienza energetica, con evidenti ripercussioni sulla bilancia dei pagamenti e sulla competitività (anche considerando la recente evoluzione dei prezzi del petrolio).

### 3.2.4 Le emissioni di altri inquinanti

Nella tabella 3.8 sono riportate le emissioni annue totali complessive di SO<sub>x</sub> (ossidi di zolfo), NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto) e COV (composti organici volatili) calcolate per lo scenario Tendenziale.

**Tabella 3.8 - Emissioni di inquinanti da fonti energetiche nello scenario Tendenziale (kt)**

	2000	2010	2020	2030
NO <sub>2</sub>	1442	1063	962	938
SO <sub>2</sub>	652	365	243	223
COV (stime di massima)	1519	1040	930	869

Le emissioni di NO<sub>x</sub> e COV previste al 2010 non si discostano molto (+/-5%) dagli obiettivi nazionali fissati dalla direttiva NEC; pertanto le opzioni del software che limitano queste emissioni, anche se attive, influenzano i risultati solo in parte. Gli obiettivi previsti sono grosso modo in linea con la prevista evoluzione della installazione e messa in servizio delle tecnologie meno inquinanti e/o di trattamento degli effluenti gassosi.

Le emissioni previste per gli SO<sub>x</sub> sono invece inferiori agli obiettivi stabiliti.

Per gli anni successivi al 2010 va ancora definito a livello europeo un quadro normativo preciso. Nel modello sono stati impostati dei valori obiettivo ai fini di studiarne l'effetto sull'evoluzione dei consumi, in particolare:

- il valore obiettivo delle emissioni di NO<sub>x</sub> è previsto costante per tutti i settori (tranne i trasporti); non si ritiene credibile che sia consentito un aumento delle emissioni, pur in presenza di consumi energetici in crescita;
- la costanza delle emissioni nei settori produttivi e di consumo in presenza di un aumento dei consumi energetici ha come conseguenza costi marginali crescenti di abbattimento delle emissioni di NO<sub>x</sub>, con significative ricadute sulle scelte tecnologiche operate dal modello;
- nei trasporti si prevede una certa riduzione degli NO<sub>x</sub> dovuta al completo rinnovo del parco circolante ed il vincolo segue questa tendenza, senza accelerarla;
- per quanto riguarda gli ossidi di zolfo, SO<sub>x</sub>, il *trend* di riduzione prosegue per il miglioramento della qualità dei combustibili e dei carburanti, anche navali, e la messa fuori servizio delle centrali elettriche più vecchie;
- per quanto riguarda i COV le stime sono ancora largamente preliminari, le riduzioni prospettate in tabella sono previste nel settore dei trasporti.

Infine è opportuno sottolineare come nello scenario Tendenziale non sia previsto nessun tipo di limite per la CO<sub>2</sub>.

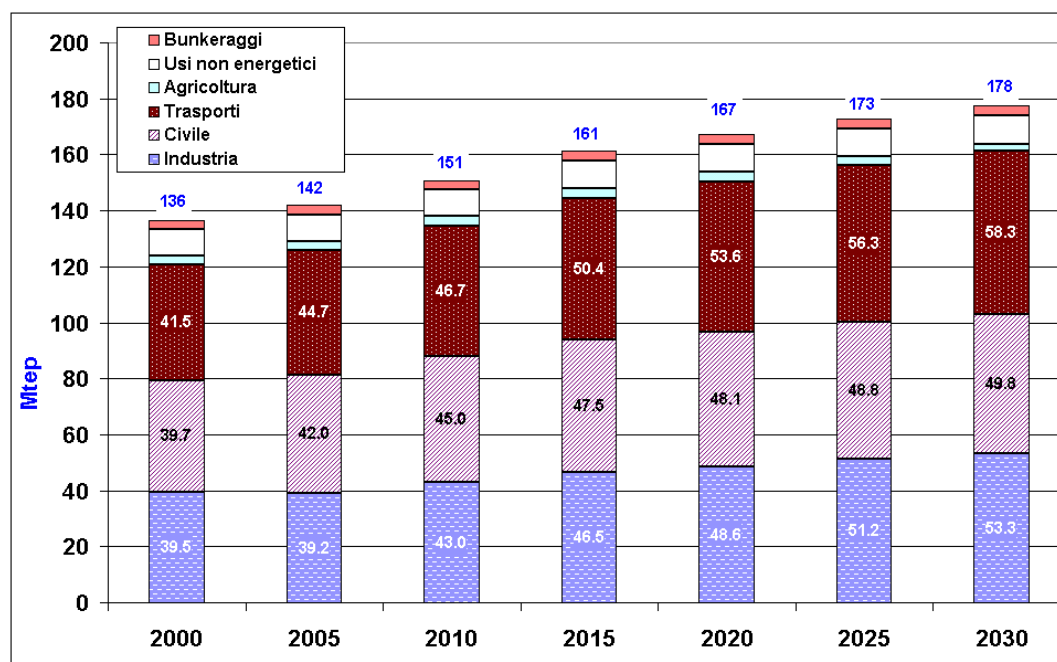
### **3.3 Consumi energetici a livello settoriale**

Nel corso dell'orizzonte temporale dello scenario i consumi finali di energia (figura 3.4) aumentano a tassi medi annui progressivamente crescenti nella prima metà dello scenario, a tassi annui progressivamente decrescenti nella seconda metà. La crescita, infatti, pari allo 0,8% m.a. nel primo quinquennio, supera l'1,3% m.a. nel 2015, per poi scendere fino allo 0,6% m.a. nell'ultimo decennio.

Inoltre, mentre fino al 2010 la crescita dei consumi finali è inferiore a quella dei consumi di energia primaria, dopo il 2010 essa risulta costantemente maggiore. Mentre il dato di lungo periodo evidenzia un progressivo incremento di efficienza del sistema, la ragione dell'andamento di breve periodo sta invece in primo luogo nella forte crescita dei consumi di energia elettrica che caratterizza la prima metà dello scenario, in secondo luogo nel già ricordato effetto (solo "statistico") della crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e importata.

La crescita dei consumi finali è inoltre differenziata nel tempo anche all'interno dei tre settori principali.

**Figura 3.4 - Consumi finali di energia per settore (Mtep)**



### 3.3.1 Industria

I consumi del settore industriale proseguono ancora per poco la fase di stagnazione dell'ultimo decennio. Dal 2005 in poi, infatti, essi riprendono a crescere in modo sostenuto, tornando ad incrementare il peso dell'industria sui consumi finali totali (figure 3.4 e 3.5). In termini di fonti, la gran parte di questa crescita è coperta da aumenti molto rilevanti nel consumo di energia elettrica, particolarmente forte nella prima metà dello scenario (+40% nel 2015) e gas naturale, che accelera nella seconda metà dello scenario. Un ruolo significativo viene svolto anche dal carbone (il cui incremento è però rilevante soprattutto in termini percentuali), che già nel 2010 diviene per l'industria una fonte più importante del petrolio (in costante diminuzione).

I consumi di energia elettrica e termica continuano a crescere per effetto di diversi fattori, guidati dalla crescita prevista nel valore aggiunto dei diversi comparti industriali (paragrafo 3.1.1 e l'Allegato 1 per un'analisi dettagliata).

Le dinamiche sottostanti possono sintetizzarsi in tre punti:

- le produzioni *energy intensive* continuano a svilupparsi, con un leggero incremento dei quantitativi fisici di beni prodotti, escluse chimica e fertilizzanti; si ipotizza che le produzioni attuali siano competitive a livello internazionale e mantengano la posizione per almeno 10-15 anni;
- gli altri settori produttivi continuano a svilupparsi seguendo il *trend* del recente passato;
- non si ritiene possibile sfruttare più di quanto già previsto le opzioni di efficienza energetica disponibili, soprattutto laddove implicano aggravii nei costi delle imprese, vista la concorrenza internazionale e i margini operativi non molto elevati del settore.

In definitiva, nello scenario Tendenziale non si sposano ipotesi di deindustrializzazione dell'economia nazionale, anche se le dinamiche ipotizzate potrebbero cambiare vista l'instabilità del quadro internazionale.

### 3.3.2 Civile

Il settore civile è il più dinamico nel breve/medio periodo, continuando come nel recente passato ad incrementare progressivamente il suo peso sui consumi finali totali. Questo incremento prosegue però fino al 2010, dopo di che il tasso di crescita dei consumi energetici degli altri settori diviene maggiore.

Anche in questo caso una parte rilevante dell'aumento del consumo è di nuovo coperta dal gas naturale, ma in termini percentuali il consumo di energia elettrica aumenta in misura ancora maggiore (+30% circa nel primo decennio).

In definitiva, le dinamiche del settore rispecchiano le tendenze più recenti, con una dinamica particolarmente vivace dei consumi dei servizi. Ulteriori incrementi di queste tendenze sembrano però irrealistici. Nello scenario Tendenziale la diffusione di apparecchiature più efficienti prosegue infatti al ritmo attuale, con effetti contenuti sui consumi complessivi.

### 3.3.3 Trasporti

Anche il dato relativo ai trasporti è differenziato nel tempo. Mentre fino alla metà del decennio in corso i consumi finali proseguono nella forte crescita dello scorso decennio, la crescita rallenta invece negli anni successivi, e solo dopo il 2020 il peso del settore (sul totale dell'energia finale) ritorna ad aumentare. Riguardo alle fonti, i prodotti petroliferi restano ampiamente maggioritari, in quanto il consumo di gas naturale (come quello di energia elettrica), pur crescendo molto in termini relativi, resta limitato in termini assoluti.

In definitiva, il settore continua a svilupparsi sia come attività sia come consumi energetici. Anche in questo caso sono disponibili numerose opzioni tecnologiche e normative per limitare i consumi, ma appaiono di difficile applicazione e con limitati effetti sui consumi.

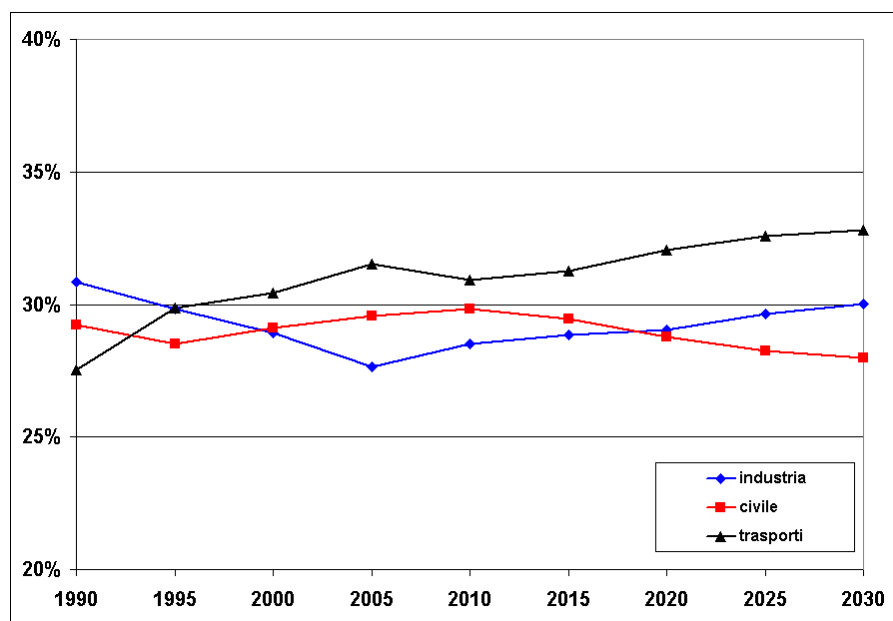
Il risultato delle tendenze suddette è che, come si vede nella figura 3.5, la composizione della domanda finale per settore subisce cambiamenti significativi nel corso del tempo. Concentrando l'attenzione sulla tendenza di lungo periodo, il settore dei trasporti sembra destinato a restare il più importante, mentre il peso del settore civile, dopo l'aumento di breve/medio periodo, torna a scendere, per essere nuovamente superato dall'industria dopo il 2020<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> Si sottolinea che questi dati sono un risultato delle ipotesi di evoluzione tendenziale, descritte nel paragrafo 3.1 ed in Allegato 1. Per modificare le tendenze occorrerebbe modificare le ipotesi iniziali.



**Figura 3.5 - Distribuzione percentuale dei consumi finali di energia (tre settori principali)**



### 3.4 L'energia elettrica

#### 3.4.1 Consumi

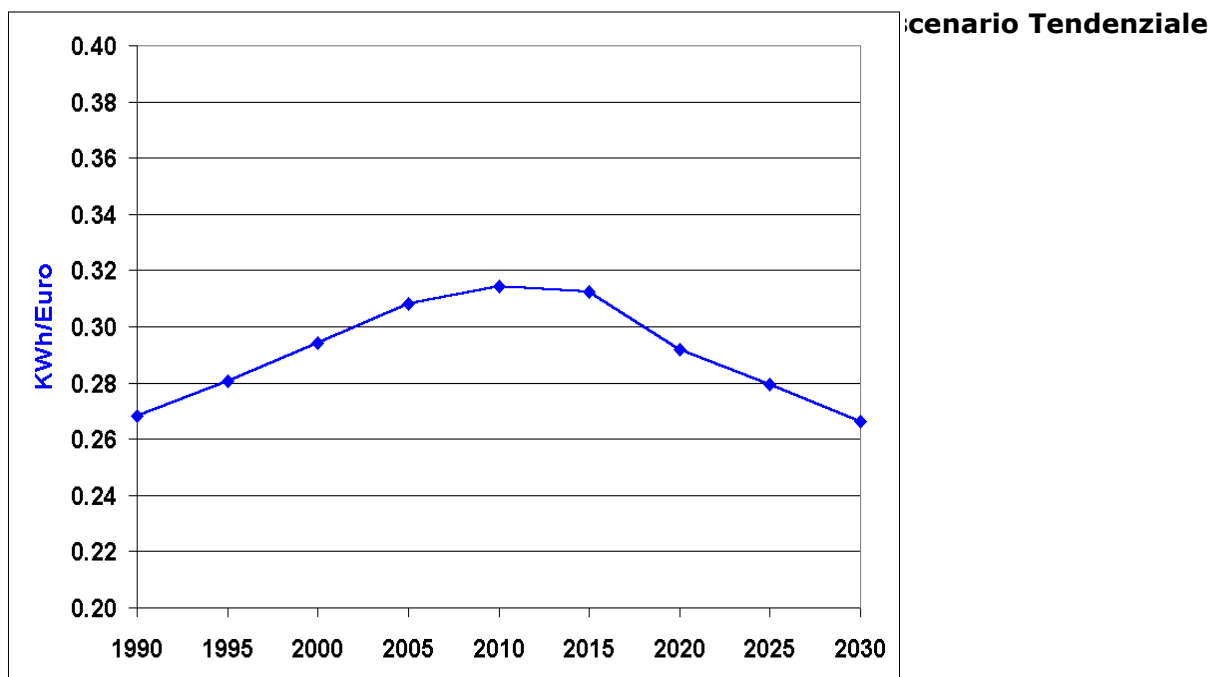
I consumi di energia elettrica sulla rete nello scenario Tendenziale sono riportati nella tabella 3.9. Come si vede, i consumi elettrici (sulla rete) si avvicinano ai 340 TWh già nel 2005, superano i 380 TWh nel 2010 e crescono ancora fino a 430 TWh nel 2015, per poi rallentare la crescita, attestandosi intorno ai 450 TWh.

In termini percentuali, la domanda di energia elettrica, cresciuta nel periodo 1990-2000 ad un tasso medio annuo del 2,6%, cresce fino al 2010 del 2,5% medio annuo (un valore sensibilmente maggiore del tasso di crescita del PIL), per poi rallentare progressivamente nei due decenni successivi, fino ad una crescita inferiore all'1% circa nell'ultimo decennio.

Almeno fino al 2010 la crescita della domanda di energia elettrica è dunque ben maggiore del tasso di crescita del PIL (che nel periodo 2000-2010 è pari a circa l'1,8%), cosicché l'intensità elettrica continua ad aumentare, per poi stabilizzarsi nel quinquennio successivo, nel quale i tassi di crescita delle due variabili sono simili (figura 3.6) e infine scendere nel lungo periodo (secondo una tendenza simile a quella già sperimentata negli altri paesi europei)

**Tabella 3.9 - Consumi di energia elettrica sulla rete (TWh)**

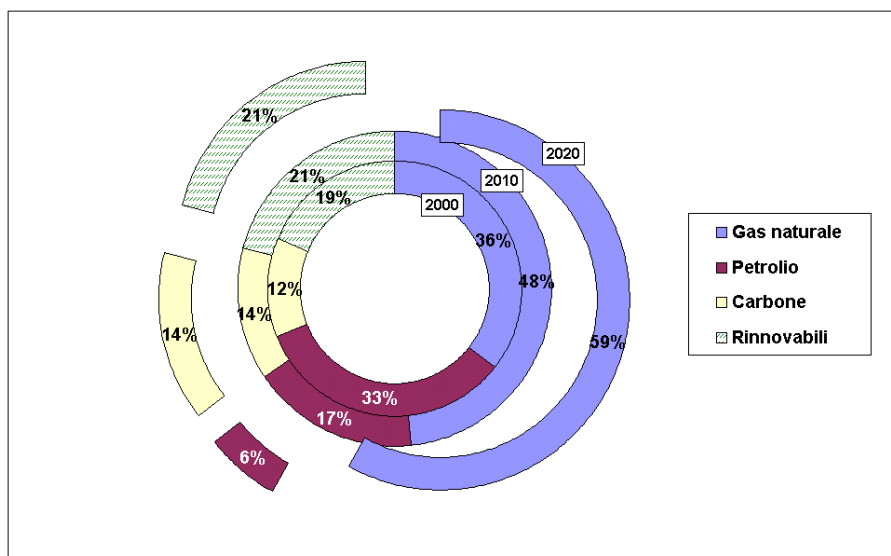
	2000	2005	2010	2015	2020	2030
Fabbisogno (produzione lorda + import)	327	364	404	461	473	486
Richiesta sulla rete	299	337	382	433	446	458



### 3.4.2 Produzione

In figura 3.7 è riportata l'evoluzione dell'uso delle fonti primarie per la produzione nazionale di energia elettrica (sono compresi i contributi delle diverse fonti alla cogenerazione e al teleriscaldamento). Come si vede, il tratto saliente dello scenario Tendenziale è la continuazione della tendenza recente di rapida sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas naturale nella generazione termoelettrica. Il contributo del gas alla produzione raggiunge infatti il 50% già nel 2010, mentre il peso del petrolio continua a diminuire anche nel lungo periodo (dopo il 2015), scendendo ampiamente al di sotto del peso del carbone. Complessivamente, il peso degli idrocarburi (petrolio e gas naturale) resta sostanzialmente costante lungo tutto l'orizzonte temporale, su valori pari al 65% circa del totale.

**Figura 3.7 - Uso di fonti per la produzione di energia elettrica nello scenario Tendenziale**



L'uso del carbone presenta una crescita molto contenuta in termini di peso percentuale, ma in valore assoluto l'incremento è pari a circa 1 Mtep per quinquennio (fino a 14 Mtep nel 2030 contro i 7 del 2000).

Infine, la quota di generazione elettrica da fonti rinnovabili cresce solo nel primo decennio (in modo comunque rilevante, +30% circa), in concomitanza con il progressivo aumento della soglia d'obbligo per i Certificati Verdi, dopodiché il contributo delle rinnovabili cresce ancora fino al 2020 in valore assoluto (ma resta costante come quota sul totale) e infine torna a ridursi nel lunghissimo periodo.

### 3.4.3 Capacità

L'evoluzione della capacità di produzione nazionale e di importazione necessarie per fare fronte alla crescita della domanda appena vista sono riportate nella figura 3.8.

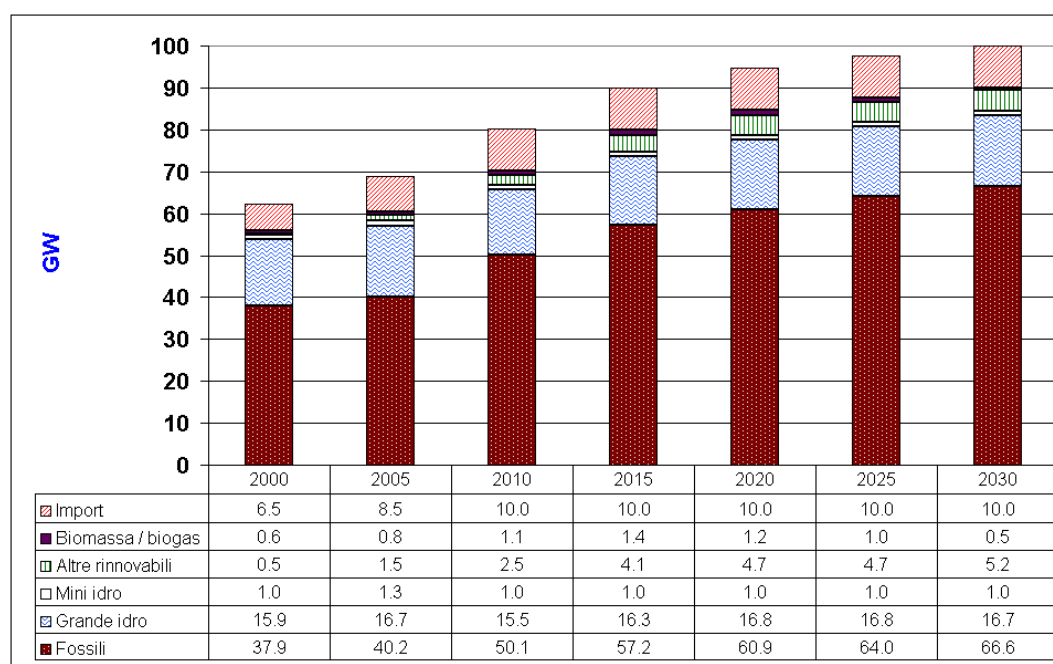
La potenza elettrica aumenta di circa 20 GW nel primo decennio, di altri 10 GW nei cinque anni seguenti, infine di ulteriori 10 GW negli ultimi quindici anni dello scenario. Come si vede nella figura, la (quasi) totalità dell'incremento di potenza viene da centrali fossili, in particolare da centrali a gas a ciclo combinato.

Nel primo decennio anche la capacità di importazione aumenta in modo molto consistente (+40% nel 2010).

Tra le rinnovabili, l'incremento più significativo riguarda le centrali eoliche (comprese tra le Altre rinnovabili nella figura 3.8), la cui potenza installata supera ampiamente il GW entro il 2005, raggiunge i 2,5 GW nel 2010 e i 4 GW nel 2015 e arriva a 5 GW nel 2030.

Il grande idro è ormai vicino al completo sfruttamento, mentre il mini-idro risulta meno competitivo dell'eolico, per cui non sembra in grado di espandersi significativamente senza forti incentivi (o aumenti dell'obbligo relativo ai Certificati Verdi). La potenza a biomassa/biogas aumenta solo fino al medio periodo, dopodiché, con la riduzione dell'obbligo relativo ai Certificati Verdi, torna a ridursi nel più lungo periodo.

**Figura 3.8 - Capacità disponibile per la generazione elettrica**



N.B.: la discrepanza tra la potenza totale 2000 riportata in figura e i più recenti dati GRTN deriva dal fatto che tra il 2000 ed il 2002 c'è stata una revisione delle stime e la chiusura di molti impianti obsoleti e di quelli ENEL in soprannumero rispetto al tetto del 50% della potenza nazionale.

### 3.5 Un'analisi mediante i fattori di Kaya

Per comprendere meglio le ragioni dell'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario Tendenziale, è utile ricorrere alla cosiddetta identità di Kaya, che permette un'analisi e una valutazione delle caratteristiche fondamentali dello scenario.<sup>17</sup>

Tenendo presente che il tasso medio annuo di variazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (in ognuno dei tre decenni dello scenario) è uguale alla somma dei tassi di variazione annui dei cinque fattori di Kaya, dall'analisi della figura 3.9 (nella quale la lunghezza della barra relativa alle emissioni è pari alla somma delle altre cinque barre) e della tabella 3.10 (in cui sono riportati i valori assunti dalle diverse variabili di Kaya alla fine di ogni decennio) si ricavano informazioni significative.

Nel primo decennio dello scenario il tasso di crescita delle emissioni è "spiegato" fondamentalmente dall'aumento del reddito pro-capite (che, pur non aumentando a tassi elevati, cresce comunque più di quanto abbia fatto negli anni 90), cui non corrispondono diminuzioni sufficienti delle altre variabili considerate: sia l'intensità energetica del PIL sia la quota di fonti fossili sul consumo totale diminuiscono infatti come nel decennio passato (la riduzione della prima procede ad un tasso medio annuo dello 0,5% circa, la riduzione della seconda ad un tasso dello 0,4% m.a.). Anche l'intensità carbonica dell'energia fossile continua a ridursi, ma a ritmi inferiori che nel recente passato (-0,1% m.a.), a causa dell'aumento del consumo di carbone.

L'andamento delle tre variabili suddette cambia sostanzialmente nei decenni successivi.

Di nuovo, la variabile che più si muove nella direzione di una riduzione delle emissioni è l'intensità energetica del PIL, che sia nel decennio 2010-2020 che in quello 2020-2030 si riduce a tassi annui elevati (inferiori al -1% annuo).

Anche l'intensità carbonica delle fonti fossili continua a diminuire nel secondo decennio, a ritmi leggermente maggiori che nel primo, ma nel lungo periodo ulteriori diminuzioni divengono sempre più difficili, anche perché la maggiore penetrazione della fonte fossile meno *carbon intensive* (gas naturale) è parzialmente compensata dall'aumento nel consumo della fonte fossile a maggior contenuto di carbonio (carbone).

La quota di fonti fossili sul consumo totale di energia, invece, dopo la riduzione del primo decennio (legata all'aumento dell'energia rinnovabile) torna ad aumentare in entrambi i decenni successivi, in quanto come si è visto il cambiamento del mix di fonti primarie avviene fondamentalmente con la sostituzione di una fonte fossile (petrolio) con altre fonti fossili.

È dunque significativo come sia la quota di fonti fossili sul TPES sia l'intensità carbonica dell'energia fossile presentino nel lungo periodo dei (sia pur marginali) aumenti.

---

<sup>17</sup> L'identità di Kaya è un'espressione matematica che individua i fattori che influenzano l'evoluzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal consumo di energia:

$$C = (C / E) \times (E / \text{PIL}) \times (\text{PIL} / \text{POP}) \times \text{POP}$$

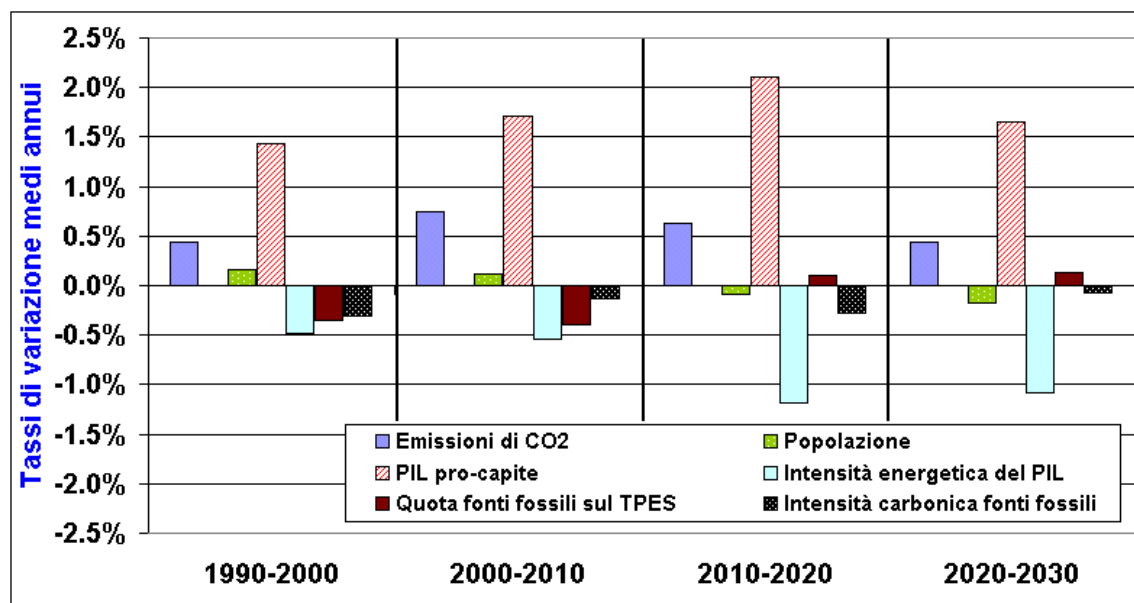
La formula lega le emissioni annue di carbonio (C) all'energia consumata (E), al Prodotto Interno Lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (C/E) e l'intensità energetica dell'attività economica (E/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). In ogni momento, dunque, il livello delle emissioni di carbonio derivanti dai consumi energetici può essere visto come il prodotto delle quattro componenti dell'identità di Kaya.

Se si prendono i tassi di variazione, l'identità di Kaya può essere espressa come:

$$[d(\ln C) / dt = d(\ln C / E) / dt + d(\ln E / \text{PIL}) / dt + d(\ln \text{PIL} / \text{POP}) / dt + d(\ln \text{POP}) / dt],$$

da cui si evince come, nel corso del tempo, il tasso di variazione delle emissioni di carbonio sia uguale alla somma dei tassi di variazione delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Nell'analisi condotta in questo paragrafo (e nei prossimi) si utilizza una formulazione leggermente modificata dell'identità di Kaya, a cinque fattori, scomponendo l'intensità carbonica dell'energia nell'intensità carbonica dell'energia fossile e nella quota di fonti fossili sul consumo totale di energia primaria.

**Figura 3.9 - Analisi dell'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> mediante l'identità di Kaya nello scenario Tendenziale (1)**



**Tabella 3.10 - Analisi dell'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> mediante l'identità di Kaya nello scenario Tendenziale (2)**

	Emissioni di CO <sub>2</sub>	Reddito pro capite	Intensità energetica del PIL	Quota fonti fossili sul TPES	Intensità carbonica dell'energia fossile	Popolazione
	<i>Mt</i>	<i>kEuro</i>	<i>tep / kEuro</i>	<i>tep fossili / TPES</i>	<i>Mt CO<sub>2</sub> / tep fossili</i>	<i>milioni</i>
1990	437	15,2	0,191	90,8%	2,92	56,9
2000	457	17,6	0,182	87,7%	2,83	57,8
2010	492	20,8	0,172	84,3%	2,79	58,5
2020	523	25,6	0,153	85,3%	2,71	58,0
2030	546	30,1	0,137	86,4%	2,69	57,0

Il significato di questi dati è abbastanza evidente: poiché la crescita economica è certamente un evento auspicabile (ed anzi quella qui prevista è una crescita relativamente modesta), è chiaro che una riduzione delle emissioni impone una delle due seguenti alternative:

- una diminuzione ancora più marcata dell'intensità energetica del PIL, mediante un'accelerazione nell'introduzione di processi produttivi sempre più efficienti e/o mediante l'incentivazione dell'efficienza energetica e del risparmio energetico;
- una riduzione delle emissioni prodotte dall'uso delle fonti fossili, accelerando ancor più la sostituzione delle fonti a maggior contenuto di carbonio (carbone e petrolio) con il gas naturale (cioè diminuendo l'intensità carbonica dell'energia fossile) e/o riducendo la quota di fonti fossili sul consumo totale di energia.

Se però si considera che la riduzione dell'intensità energetica del PIL nello scenario Tendenziale del MARKAL-MACRO procede già a tassi annui piuttosto elevati, soprattutto dal 2010 in poi, quando procede a ritmi di poco inferiori a quelli registrati nel decennio 1980-1990 (comprensivo della seconda crisi petrolifera), è chiaro che una ulteriore accelerazione nella riduzione dell'intensità energetica sembra piuttosto difficile da conseguire. Per ottenere una riduzione (o almeno una stabilizzazione) delle emissioni di CO<sub>2</sub>, pertanto, non resta che agire sulla seconda delle alternative appena descritte, che nello scenario Tendenziale presenta invece dei "miglioramenti" solo marginali.

### *3.5.1 La distanza tra lo scenario Tendenziale e l'obiettivo di Kyoto*

Da un punto di vista scientifico è interessante valutare la distanza che separa lo scenario Tendenziale dall'obiettivo fissato nel Protocollo di Kyoto e provare a quantificare la variazione che dovrebbero avere le due variabili suddette affinché il sistema energetico italiano raggiunga l'obiettivo di Kyoto. A tal fine si può di nuovo fare ricorso all'identità di Kaya, imponendo che le emissioni siano pari al tetto previsto dal Protocollo e imponendo all'intensità carbonica dell'energia fossile e alla quota di fonti fossili sul fabbisogno di energia di assumere valori compatibili con l'obiettivo (ipotizzando invece che gli altri "fattori di Kaya" seguano l'andamento previsto nello scenario Tendenziale).

Per quantificare la quota di riduzione delle emissioni che compete al sistema energetico è necessario fare alcune ipotesi (per quanto possibile plausibili, ma ovviamente del tutto teoriche). Allo stato delle cose non sembra realistico programmare di raggiungere l'obiettivo di Kyoto con sole misure interne.

Infatti, anche l'ultima delibera CIPE<sup>18</sup> ipotizza una stabilizzazione delle emissioni energetiche intorno ai valori del 2000, prevedendo, per il resto delle riduzioni, di utilizzare i "meccanismi di flessibilità" del Protocollo di Kyoto e/o agire sulle emissioni non energetiche o sugli altri gas serra. In questa valutazione si assume dunque come obiettivo la stabilizzazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> di origine energetica ai livelli del 2000, mentre i meccanismi di flessibilità e gli altri gas serra si farebbero carico della resto della riduzione.

Fatta questa ipotesi, la tabella 3.11 mostra che, se la stabilizzazione viene ottenuta mediante una variazione di una delle due variabili suddette, per raggiungere l'obiettivo sarebbe necessaria una delle seguenti alternative:

- a) una riduzione della quota di fonti fossili (mediante l'aumento delle rinnovabili o dell'import elettrico) sul totale di energia consumata dall'84,3% previsto nello scenario Tendenziale al 78,3%: una diminuzione molto difficile da realizzare considerando che dovrebbe aumentare di altrettanto il peso delle fonti rinnovabili (per quanto lo "scenario di riferimento" della delibera CIPE citata contenga misure che vanno in questa direzione), anche perché le possibilità di aumento dell'import di energia elettrica sono già ampiamente sfruttate;
- b) una riduzione dell'anidride carbonica emessa per unità di energia consumata dalle 2,79 Mt per tep di energia fossile dello scenario Tendenziale a 2,59 Mt; sebbene si tratti di una riduzione del 6% circa, essa è comunque significativa se si considerano i coefficienti utilizzati per stimare le emissioni nell'inventario, in quanto implica che in pochi anni si passi da un valore medio di poco inferiore a quello del petrolio ad un valore medio più vicino a quello del gas naturale;

---

<sup>18</sup> Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra (legge 120/2002), approvata nel dicembre 2002, secondo comma.

- c) una riduzione più contenuta ma contemporanea delle due variabili, cioè una riduzione del valore di ciascuna di esse del 3% circa; ciò significa ad esempio che sarebbe possibile raggiungere l'obiettivo anche con una quota di fossili pari all'82% circa ed una quantità di anidride carbonica emessa per unità di energia fossile intermedia tra quella derivante dal petrolio e quella del gas naturale.

In sostanza, l'ultima alternativa sembra indicare che per raggiungere l'obiettivo potrebbe forse essere "sufficiente" un aumento del contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico anche dell'ordine del 4% (raggiungibile ad esempio mediante ulteriori innalzamenti della soglia d'obbligo per i Certificati Verdi, i cui possibili effetti sono analizzati in dettaglio nel capitolo 5), un aumento inferiore a quanto auspicato dall'Unione Europea, a condizione però che sia possibile ottenere una contemporanea ulteriore accelerazione della sostituzione del petrolio con il gas naturale (oppure un incremento più ridotto del previsto nell'uso del carbone).

Ovviamente, l'obiettivo potrebbe essere raggiunto anche con una riduzione dell'intensità energetica del PIL più marcata di quella prevista nello scenario Tendenziale. In effetti, a livello settoriale esistono numerose opzioni tecnologiche in grado di aumentare l'efficienza energetica fino ai livelli richiesti ed anche oltre, ma va sottolineato come a livello aggregato la necessaria riduzione dell'intensità energetica sarebbe superiore a quella registratasi negli anni ottanta. Questa opzione richiederebbe quindi forti interventi di tipo normativo o di tassazione (il settore dei trasporti potrebbe ad esempio essere oggetto di questo tipo di interventi), cioè una classica politica di "command and control" (i possibili effetti di una di queste politiche sono analizzati in dettaglio nel capitolo 7).

**Tabella 3.11 - Una quantificazione della distanza dello scenario Tendenziale dall'obiettivo di Kyoto**

	<b>Emissioni di CO<sub>2</sub></b>	<b>Reddito pro capite</b>	<b>Intensità energetica del PIL</b>	<b>Quota fonti fossili sul TPES</b>	<b>Intensità carbonica dell'energia fossile</b>	<b>Popolazione</b>
	<i>Mt</i>	<i>kEuro</i>	<i>tep / kEuro</i>	<i>tep fossili / TPES</i>	<i>Mt CO<sub>2</sub> / tep fossili</i>	<i>milioni</i>
Scenario Tendenziale - 2010	492	20,8	0,172	84,3%	2,79	58,5
Kyoto mediante riduzione della quota di fossili	<b>457</b>	20,8	0,172	<b>78,3%</b>	2,79	58,5
Kyoto mediante riduzione dell'intensità carbonica	<b>457</b>	20,8	0,172	84,3%	<b>2,59</b>	58,5
Kyoto mediante riduzione di intensità carbonica e quota di fossili	<b>457</b>	20,8	0,172	<b>81,8%</b>	<b>2,70</b>	58,5





## Capitolo 4. UNA VALUTAZIONE DELLO SCENARIO TENDENZIALE

### 4.1 Premessa

Per valutare lo scenario Tendenziale ottenuto con il modello MARKAL-MACRO Italia (d'ora in avanti definito come "Tendenziale aggiornato"), l'evoluzione del sistema energetico ed economico da esso delineata (descritta nel capitolo 3) può essere utilmente confrontata sia con l'evoluzione del sistema nel passato sia con quella delineata per il futuro da altri due scenari tendenziali di particolare rilevanza, lo scenario contenuto nella III Comunicazione Nazionale alla Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici<sup>19</sup> e uno scenario elaborato mediante il modello PRIMES [DG TREN, 2003], utilizzato dalla Commissione Europea.

Pur nelle rispettive differenze, tutti e tre i modelli utilizzati per produrre gli scenari suddetti seguono un approccio di tipo *bottom-up*: si parte dal singolo settore o sottosettore, e si ricava il dato aggregato come derivato.

Il MARKAL-MACRO sviluppa come detto un'ottimizzazione dell'intero sistema energetico-economico, cercando la soluzione di minimo costo.

Il modello CEPRIG (*Calculation of Emissions and Policies for the Reduction of Italian GHGs*, utilizzato per la III Comunicazione Nazionale), non si spinge fino a questo livello, ma con l'utilizzo della tecnica della *system dynamics* rivede e modifica nel corso dell'elaborazione alcuni elementi chiave del modello come i prezzi energetici.

Il modello PRIMES, infine, segue un più classico sistema econometrico nel tracciare lo sviluppo del sistema economico, ma considera diverse alternative di tipo tecnologico al fine di prevedere in modo corretto l'evoluzione dell'intensità energetica nei diversi sottosettori.

Va sottolineato come lo scenario Tendenziale aggiornato sia stato sviluppato in parallelo con quello contenuto nella III Comunicazione Nazionale (su cui vedi più avanti il Box 4.1), cosicché nei due scenari l'evoluzione di breve/medio periodo della domanda energetica settoriale è relativamente simile, sebbene la diversa metodologia utilizzata per i due scenari abbia in qualche modo accentuato la ridotta differenza nelle ipotesi esogene<sup>20</sup>.

I risultati dei due modelli presentano inoltre significative differenze nel medio/lungo periodo (dopo il 2010).

In questo capitolo, dunque, vengono dapprima confrontate le evoluzioni del sistema produttivo italiano ipotizzate nei tre scenari, e si cerca poi di valutare la plausibilità dei diversi sviluppi del sistema energetico.

---

<sup>19</sup> Cfr. Ministry for the Environment and Territory, Third National Communication under the UN Framework Convention on Climate Change, October 2002. Lo scenario è anche riportato nel "Piano Nazionale di Riduzione delle Emissioni approvato dal CIPE nel dicembre 2002.

<sup>20</sup> Il risultato di questo lavoro è stato presentato all'International Energy Workshop 2002, per l'interesse scientifico del confronto tra i risultati delle simulazioni di due modelli che utilizzano metodologie diverse (Ottimizzazione e System dynamics) ma utilizzano le medesime assunzioni sullo sviluppo a livello settoriale.

## 4.2 L'evoluzione del sistema produttivo. Confronto con gli scenari della III Comunicazione Nazionale e del modello PRIMES

Ai fini di una migliore valutazione dell'evoluzione tendenziale del sistema è opportuno approfondire innanzitutto lo sviluppo del livello di attività dei principali settori di utilizzo dell'energia. In particolare, è interessante il confronto fra le diverse distribuzioni del valore aggiunto tra i settori produttivi, risultanti dalle diverse proiezioni sui livelli di attività utilizzate nei tre modelli citati nel paragrafo precedente.

Dalla tabella 4.1 emerge innanzitutto come le evoluzioni del sistema produttivo delineate dai diversi scenari siano alquanto diverse tra loro.

La differenza maggiore sta tra gli scenari MARKAL-MACRO e CEPRIG da un lato e lo scenario PRIMES dall'altro, e consiste fondamentalmente nella diversa prospettiva circa l'interruzione o meno della tendenza degli ultimi decenni verso la riduzione del peso dell'industria (oltre che dell'agricoltura) ed il contemporaneo aumento del peso dei servizi.

Nei primi due scenari il peso del settore industriale nell'economia ferma la sua discesa già a partire dal primo decennio dello scenario, e torna a salire nel medio/lungo periodo. Queste ipotesi sullo sviluppo dei settori industriali non implicano evidentemente un aumento rilevante della quantità fisica dei beni prodotti, quanto piuttosto una crescita del valore aggiunto di tali settori dovuta ad una sempre maggiore incorporazione di una componente "immateriale", con una conseguente riduzione accentuata dell'intensità energetica industriale (in tutti e tre i modelli).

La dimensione e i tempi di questa inversione di tendenza non sono però gli stessi nei due scenari suddetti. Nello scenario CEPRIG il cambiamento di rotta avviene nel breve periodo, tanto che nel 2010 l'industria torna già a rappresentare più del 30% del valore aggiunto totale, a scapito non solo dell'agricoltura ma anche dei servizi. E sebbene non siano previste rivoluzioni nella struttura produttiva, la quota di valore aggiunto dell'industria cresce comunque di quasi il 2% nel primo decennio e di più dell'1% nel secondo.

Nel MARKAL-MACRO Italia l'inversione di tendenza è invece molto più lenta e "smussata". In una prima fase il peso dell'industria nel sistema economico si limita a stabilizzarsi sui livelli attuali, mentre torna ad aumentare solo nel lungo periodo. Il peso dei servizi continua la sua crescita, sia pure rallentata, almeno fino a tutto il secondo decennio dello scenario, per poi tornare ai valori del decennio precedente.

**Tabella 4.1 - Distribuzione del valore aggiunto tra i settori produttivi in tre scenari Tendenziali**

	2000	2010	2020	2030
<i>MARKAL-MACRO ITALIA</i>				
Industria	29,5%	29,4%	29,4%	30,1%
Servizi	67,2%	67,4%	67,7%	67,4%
Agricoltura	3,3%	3,1%	2,8%	2,5%
<i>CEPRIG (III COM. NAZ.)</i>				
Industria	29,5%	31,3%	32,6%	
Servizi	67,2%	66,9%	66,3%	
Agricoltura	3,3%	2,9%	2,5%	
<i>PRIMES</i>				
Industria	29,2%	27,7%	27,0%	26,4%
Servizi	67,7%	69,5%	70,6%	71,5%
Agricoltura	3,2%	2,7%	2,4%	2,1%

Anche riguardo al settore agricolo, il *trend* decrescente è lo stesso degli altri due modelli, ma l'entità di questa diminuzione è più ridotta.

In definitiva, si può affermare che questo scenario adotta ipotesi sostanzialmente conservative circa l'evoluzione della struttura produttiva del paese.

Infine, l'evoluzione del sistema è diametralmente opposta nello scenario PRIMES. In tale scenario la riduzione del peso dell'industria procede a ritmi perfino maggiori che nel recente passato, soprattutto nel breve periodo, mentre il settore dei servizi prosegue nella sua fase di espansione, fino a superare ampiamente il 70% del valore aggiunto totale. Anche riguardo al settore agricolo, l'evoluzione delineata nel PRIMES consiste in un'accentuazione delle tendenze recenti.

In definitiva, l'evoluzione del sistema economico/energetico delineata nei tre scenari può essere sintetizzata nei seguenti tratti fondamentali:

- nello scenario Tendenziale qui presentato la struttura produttiva diviene fino al 2020 progressivamente meno energivora, perché alla costanza del peso del settore industriale (sul valore aggiunto totale) si affianca il maggior peso che all'interno di quest'ultimo assumono i sotto-settori meno energivori; dopo il 2020 la struttura produttiva tende invece a stabilizzarsi, perché mentre il peso dei sotto-settori meno energivori continua ad aumentare, torna però ad aumentare anche la quota del settore industriale sul valore aggiunto totale;
- nello scenario tendenziale CEPRIG elaborato per la III Comunicazione Nazionale la struttura produttiva diviene progressivamente più energivora già a partire dal breve periodo, a causa del significativo aumento del peso dell'industria;
- nello scenario PRIMES vi è una tendenza molto forte verso una struttura produttiva meno energivora, sia per l'accelerazione della terziarizzazione dell'economia che per la riduzione del peso dei sotto-settori più energivori nell'ambito del settore industriale; queste tendenze, molto accentuate fino al 2010, continuano per tutto l'orizzonte temporale dello scenario, sia pure a ritmi progressivamente più contenuti.

### 4.3 La domanda di energia nei tre scenari

#### 4.3.1 Consumo totale di energia primaria

Prima di entrare nel dettaglio del confronto fra le proiezioni dei consumi energetici dei tre scenari qui considerati, è utile iniziare da una valutazione complessiva dello scenario Tendenziale delineato dal MARKAL-MACRO Italia mediante un confronto tra l'andamento dei tassi di variazione medi annui del PIL, della domanda di energia primaria e dell'intensità energetica del PIL nei tre decenni dello scenario e nei tre decenni precedenti (dal 1970 al 2000). Come si vede nella tabella 4.2, negli ultimi tre decenni il consumo di energia è aumentato a tassi medi sempre superiori all'1% annuo, a fronte di una crescita economica in progressiva diminuzione.

**Tabella 4.2 - Tassi di variazione medi annui in ogni decennio nello scenario Tendenziale**

	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
PIL	3,6%	2,3%	1,6%	1,8%	2,0%	1,5%
Energia primaria	2,1%	1,1%	1,3%	1,2%	0,8%	0,4%
Intensità energetica del PIL	-1,5%	-1,2%	-0,3%	-0,6%	-1,2%	-1,1%
Prezzo del petrolio				0%	1%	2%

In particolare, nel decennio 1990-2000 il consumo di energia è aumentato in modo significativo pur in presenza di una crescita economica piuttosto modesta.

La diminuzione dell'intensità energetica del PIL, dunque, è proceduta a ritmi molto elevati tra il 1970 e il 1990, in parte significativa indotta dalle crisi petrolifere, che l'hanno spinta fino a tassi annui inferiori al -2% annuo. La riduzione dell'intensità energetica è stata invece decisamente contenuta nell'ultimo decennio.

Passando ai dati di scenario, nello scenario Tendenziale aggiornato Italia il Prodotto Interno Lordo torna nel decennio in corso a crescere a ritmi leggermente più alti rispetto al recente passato: un'ipotesi non scontata ma plausibile, se si considera che il decennio 1990-2000 è stato caratterizzato da una continuità di politiche economiche restrittive (con l'obiettivo del risanamento del bilancio pubblico).

Anche l'intensità energetica del PIL torna a scendere a ritmi più rapidi di quelli del decennio 1990-2000, ma comunque relativamente modesti (come media decennale). Il consumo di energia aumenta ad un tasso medio superiore all'1% annuo.

Nel secondo decennio dello scenario, nel corso del quale la crescita economica raggiunge il 2% medio annuo, si ha un'accelerazione nell'ottimizzazione del sistema energetico, con un significativo aumento del tasso di riduzione dell'intensità energetica, che torna ai valori degli anni ottanta.

Infine, nell'ultimo decennio, il tasso di crescita dell'economia torna su valori piuttosto modesti, mentre la riduzione dell'intensità energetica continua a procedere a ritmi elevati, per cui il consumo di energia aumenta in modo molto limitato.

Confrontando i dati del Tendenziale con quelli "storici" è evidente come lo scenario preveda fondamentalmente una progressiva riduzione del tasso di crescita del consumo di energia. Se però nel lunghissimo periodo si arriva quasi ad una stabilizzazione dei consumi energetici, l'evoluzione di breve e medio periodo è invece sostanzialmente "plausibile" (e quindi molto meno "ottimista" dal punto di vista delle preoccupazioni energetico/ambientali), considerato che il tasso di riduzione dell'intensità energetica scende sotto il -1% m.a. solo dopo il 2015.

Inoltre, quest'ultimo non raggiunge mai valori poco plausibili, anche quando (dopo il 2015) procede a ritmi elevati, a seguito dell'ipotizzato aumento del prezzo del petrolio e del gas naturale, che continua ancora nell'ultimo decennio.

In definitiva, nello scenario si ipotizza che solo nel lungo periodo si riesca finalmente a produrre un'accelerazione nello sfruttamento dei margini a disposizione per un aumento dell'efficienza del sistema energetico italiano, ma come in passato ciò avviene anche grazie alla spinta del costo dell'energia.

Una conferma delle considerazioni precedenti viene da un altro indicatore utile per una valutazione sintetica dell'evoluzione del sistema, l'elasticità della domanda di energia rispetto al reddito. Se si confrontano i risultati dello scenario Tendenziale aggiornato con i più recenti dati storici (tabella 4.3), si ricava di nuovo l'impressione che l'evoluzione del sistema delineata dallo scenario sia sostanzialmente "plausibile", in quanto anche nel lungo periodo l'indice si mantiene entro valori giudicati plausibili dalla letteratura (cfr. ad esempio Bernardini, 2000).

**Tabella 4.3 - Elasticità della domanda di energia rispetto al reddito nello scenario Tendenziale (valore medio in ogni decennio)**

1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
0,6	0,5	0,8	0,7	0,4	0,3

In conclusione, se si tiene presente che lo strumento utilizzato per costruire lo scenario qui presentato è un modello di ottimizzazione del sistema energetico (che nel modello viene descritto in modo molto dettagliato), i risultati appena visti possono essere considerati soddisfacenti: da un lato, essi descrivono la “migliore” evoluzione possibile del sistema (in termini di costo totale del sistema) date le condizioni al contorno; da un altro lato, l’evoluzione del sistema descritta dallo scenario non sembra richiedere ipotesi troppo “forti” per nessuna delle variabili-chiave, per cui può essere considerata plausibile.

#### **Box 4.1 - Lo scenario tendenziale della III Comunicazione Nazionale**

##### *Le ipotesi di sviluppo economico generale*

Lo scenario di sviluppo dei consumi energetici più recente è quello contenuto nella III Comunicazione Nazionale sui Cambiamenti Climatici (Angeloni et al., 2003), che si estende fino al 2020 (tabelle 4.4-4.6). Questo scenario è inoltre alla base della nuova delibera sulle misure per mitigare i cambiamenti climatici approvata dal Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) nel dicembre 2002.

I parametri guida utilizzati dal modello CEPRI (utilizzati in forma diversa nel MARKAL-MACRO Italia), sono stati ricavati a partire da analisi statistico-econometriche, basate sulla storia energetica italiana degli ultimi 30 anni e sulle statistiche ISTAT. A livello aggregato, lo scenario prevede una crescita del PIL pari al 2% per l’intero orizzonte considerato. La popolazione è prevista sostanzialmente stabile. Il tasso di crescita medio annuo dei consumi energetici fino al 2010 è pari al 1,1%.

Una delle principali variabili riguarda le previsioni dei prezzi del petrolio greggio che, indirettamente, come nel gas, o direttamente, per i prodotti petroliferi, determina le quotazioni al consumo finale delle altre fonti. Lo scenario base prevede un prezzo di 22 dollari (\$ 2001) al barile costanti nel tempo. In moneta corrente sono circa \$ 26 al barile nel 2010 e circa \$ 29 nel 2015.

Le previsioni per il carbone ipotizzano prezzi all’importazione in Italia di 34 dollari/tonnellata, costanti nel tempo se espressi in moneta del 2001.

I prezzi del gas alla frontiera italiana sono stati previsti mantenendo un legame con le quotazioni del petrolio. Fino al 2010 si prevede che la quasi totalità del gas importato avrà ancora prezzi stabiliti come in passato, ancorati ai prodotti petroliferi.

Il cambio euro/dollaro è supposto stabile dal 2005 in poi e pari ad 1 €/€\$.

##### *I principali parametri di sviluppo a livello settoriale*

Nei paragrafi che seguono sono brevemente esaminati i principali parametri che caratterizzano lo scenario tendenziale della III CN: domanda di energia elettrica, intensità energetica nell’industria, evoluzione della mobilità e consumi energetici del settore civile. I parametri guida utilizzati dal modello CEPRI (utilizzati in forma diversa nel MARKAL Italia), sono stati ricavati a partire da analisi statistico-econometriche, basate sulla storia energetica italiana degli ultimi 30 anni e sulle statistiche ISTAT.

**Domanda e produzione di energia elettrica.** I consumi di energia elettrica sono previsti in crescita del 2%, con un incremento della produzione lorda (produzione + import) dai 319 TWh del 2000 ai 385 del 2010. Sono previsti aumenti della produzione da fonti rinnovabili (escluso idraulica) da 7 a 14 TWh ed un aumento di 4 TWh della produzione da fonte idraulica.

Le importazioni sono previste in leggera diminuzione, mantenendosi sui livelli del 2002, circa 40 TWh annui.

**Industria.** Si ipotizza un andamento differenziato dell’intensità energetica del settore industriale che dovrebbe rimanere stabile in alcuni sottosettori (meccanica, alimentari e carta), visti i notevoli progressi fatti nel passato, mentre si prevedono ancora limitate riduzioni nei settori dell’acciaio e dei materiali da costruzione. Si prevede inoltre un certo incremento della penetrazione del gas naturale. L’evoluzione del livello di attività è anch’esso differenziato, con uno sviluppo più accentuato nei settori che non producono materiali o semilavorati “energy intensive”.

**Trasporti.** Lo scenario previsto è quello considerato più plausibile per l’Italia nei prossimi anni e sostanzialmente ricalca gli scenari “alti” del Piano Generale dei Trasporti approvato nel 2001. In particolare si prevedono incrementi medi annui dell’1,8% per il traffico passeggeri e dell’1,6% per il traffico merci.

La suddivisione modale è prevista rimanere costante. L’evoluzione del parco circolante di autoveicoli prevede incrementi fino a circa 36 milioni.

L’efficienza dei veicoli dovrebbe aumentare, secondo le linee delineate nell’accordo Fiat - Ministero Ambiente del 1998, con un aumento medio di efficienza del 20% circa per le auto nuove.

**Settore civile ed agricoltura.** Questi settori sono caratterizzati dai seguenti tassi di crescita:

- crescita moderata dei consumi energetici nel settore agricolo (0,6% annuo);
- crescita dei consumi energetici più accentuata nel settore degli edifici: 1,4% annuo fino al 2010 e riduzione all'1% nel periodo 2010-2015;
- leggero incremento dei consumi elettrici nel settore residenziale e significativi incrementi nel settore dei servizi, (circa 2% annuo), in linea con le recenti tendenze dei consumi.

I principali mutamenti che caratterizzano il sistema energetico nel periodo 2000-2010 possono essere così sintetizzati:

- forte crescita dei consumi di gas (+29%), principalmente nel settore elettrico (+42%) e nei settori residenziale e servizi (+33%). Forti incrementi si registrano anche nei settori trasporti ed agricoltura, ma partendo da valori assoluti assai più bassi rispetto agli altri settori. Nell'industria il consumo di gas cresce del 2%;
- crescita dei consumi elettrici (+7%), principalmente nel settore industriale (+28,8%) e nei settori residenziale e servizi (+4,3%);
- leggera diminuzione dei consumi di petrolio (-2,4%), per la riduzione dell'impiego nei settori della generazione di energia, nelle industrie e nel residenziale e servizi;
- crescita significativa dell'impiego del carbone (+14%).

Da tali andamenti emerge una crescita del peso relativo del gas naturale, la cui quota tra i combustibili passa dal 24% al 28%. Le quote di petrolio e di carbone, invece, decrescono, rispettivamente dal 37,7% al 33,7% e dal 5,3% al 5%. Stabile la quota dell'energia elettrica, intorno al 27%. Crescono, in valore assoluto, le fonti rinnovabili, anche a seguito dell'obbligo del 2% previsto dai Certificati Verdi. Infatti, alla lieve crescita in termini di Mtep., corrisponde una più forte crescita in termini di TWh generati, a ragione della crescita dei rendimenti negli anni. Mentre al 2000 l'idroelettrico e le altre rinnovabili generavano, rispettivamente, 50 TWh e 7,5 TWh, al 2010 i TWh diventano rispettivamente 52,5 e 11,5.

**Tabella 4.4 - Bilanci energetici di sintesi per gli anni 2010 e 2020 (Mtep) nello scenario Tendenziale della III Comunicazione nazionale all'UNFCCC**

2010	Rinnovabili	Carbone	Gas	Petrolio	Energia elettrica	Totale
- elettrico	12,17	9,20	28,29	14,00	(63,52)	-
- industria	0,00	4,42	17,12	5,96	15,11	42,61
- trasporti (inc. voli intern.)	-	-	2,23	43,61	0,85	46,69
- agricoltura e pesca	-	-	0,39	2,50	0,38	3,27
- civile	1,07	0,00	27,57	2,90	11,05	42,59
- usi non energetici	-	0,12	0,50	10,03	-	10,65
- perdite	0,0	0,97	0,72	6,66	44,08	52,43
- bunkeraggi	-	-	-	2,05	-	2,05
<b>Totali</b>	<b>13,24</b>	<b>14,71</b>	<b>76,82</b>	<b>87,71</b>	<b>71,47</b>	<b>200,29</b>

2020	Rinnovabili	Carbone	Gas	Petrolio	Energia elettrica	Totale
- elettrico	12,08	9,20	41,44	17,36	(80,08)	-
- industria	-	4,56	19,020	6,78	20,25	50,61
- trasporti (inc. voli intern.)	-	-	2,800	47,81	0,98	51,59
- agricoltura e pesca	-	-	0,880	1,95	0,31	3,14
- civile	0,92	0,00	31,240	1,19	13,16	46,51
- usi non energetici	-	0,09	0,300	12,83	-	13,22
- perdite	-	0,85	1,070	6,66	52,64	61,22
- bunkeraggi	-	-	-	1,79	-	1,79
<b>Totali</b>	<b>13,00</b>	<b>14,70</b>	<b>96,75</b>	<b>96,37</b>	<b>87,34</b>	<b>228,08</b>

Fonte: Ministero Ambiente, III Comunicazione Nazionale a UNFCCC, 2003

#### Box 4.2 - Lo scenario Tendenziale per l'Italia del modello PRIMES

Il modello PRIMES è stato elaborato per l'Italia dalla Commissione Europea nell'ambito di un vasto programma di elaborazione delle previsioni energetiche ed ambientali per tutti gli Stati europei, finalizzate a diversi scopi tra i quali la definizione di una strategia sulla qualità dell'aria e per la limitazione dei gas serra. Il modello è articolato in moduli che riproducono lo sviluppo dei consumi in ogni paese europeo. I parametri guida sono stati preparati con una metodologia omogenea per l'intera UE sulla base dei dati di Eurostat e si spingono fino al 2030. Recentemente lo scenario tendenziale elaborato con questo modello è stato aggiornato ed è previsto il suo utilizzo all'interno del programma CAFE (Clean air for Europe) ai fini di contribuire ad elaborare una strategia per l'aumento della qualità dell'aria nei prossimi anni.

Il confronto con questi dati comporta innanzitutto una breve precisazione metodologica. Questi scenari sono stati preparati utilizzando le convenzioni di Eurostat per la valutazione del contributo delle diverse fonti energetiche al totale dei consumi nazionali. Come è noto queste convenzioni sono abbastanza diverse rispetto a quelle utilizzate per il BEN e quindi occorre lavorare sui dati per renderli omogenei.

Le variazioni principali riguardano il modo con cui sono trattate le fonti rinnovabili, ma anche nelle fonti fossili sono presenti alcune differenze dovute alla conversione tra quantitativi fisici e valore energetico dei combustibili, leggermente diversi tra il BEN ed Eurostat.

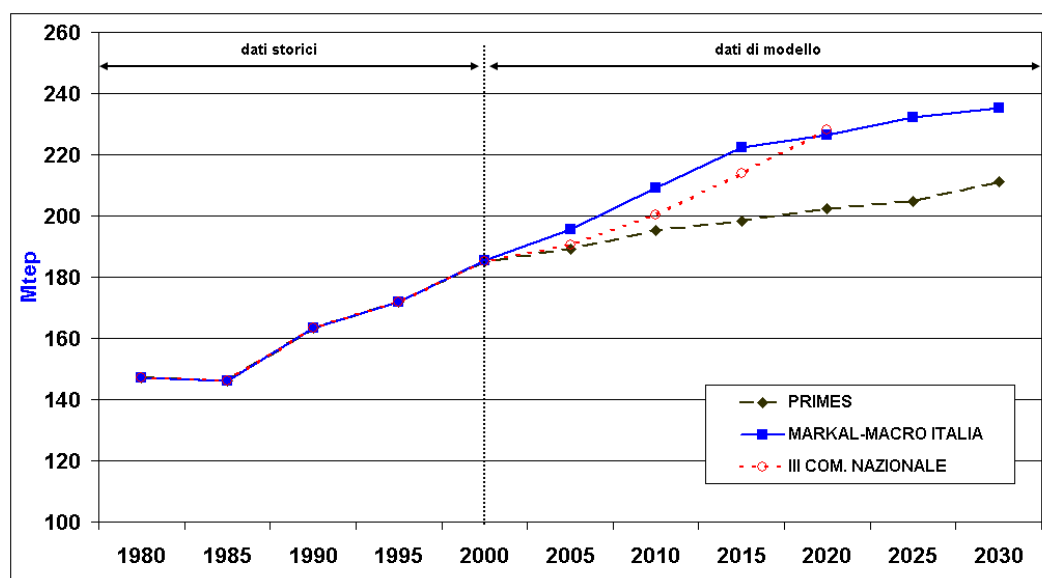
A questo proposito è attivo un gruppo di lavoro presso il Ministero delle Attività Produttive con il compito di identificare le differenze e proporre le opportune modifiche.

Date le differenze tra i risultati del PRIMES e quelli nazionali e la rilevanza a livello europeo di questo tipo di informazione, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio si sta adoperando per utilizzare gli scenari nazionali nel programma CAFE citato ed in altri programmi della Commissione Europea.

Venendo al confronto fra l'evoluzione tendenziale del sistema descritta dal MARKAL-MACRO e quella contenuta negli altri due scenari tendenziali qui considerati, la figura 4.1 mostra innanzitutto come la domanda di energia sia prevista in aumento in tutti e tre gli scenari tendenziali esaminati. Ma l'entità di questo aumento è però significativamente diversa nei tre scenari.

Come si è visto nel capitolo 3, nello scenario MARKAL-MACRO il consumo di energia primaria continua a crescere a ritmi "storici" almeno fino alla metà dell'orizzonte temporale (2015), dopodiché il suo tasso di crescita si dimezza.

Figura 4.1 - Consumi complessivi di energia primaria in tre scenari Tendenziali



Nella III Comunicazione Nazionale, che pure fino al 2010 ha costituito per il MARKAL-MACRO un riferimento riguardo all'evoluzione di alcuni *driver* fondamentali (in particolare nel settore industriale), l'aumento del consumo di energia è sostanzialmente più modesto nel primo decennio dello scenario (+8% nella III Comunicazione Nazionale., +13,5% nel tendenziale aggiornato), mentre accelera nel secondo decennio, tanto che nel 2020 il consumo totale è simile nei due scenari (+23% rispetto al 2000 in entrambi).

L'evoluzione del sistema delineata dal modello PRIMES è invece radicalmente diversa da quella degli altri due scenari, già a partire dal breve periodo. L'anno 2000 costituisce infatti nello scenario uno sorta di spartiacque, dopo il quale il tasso di crescita della domanda di energia si abbassa drasticamente rispetto agli anni precedenti. La domanda di energia aumenta infatti in modo molto meno marcato rispetto agli altri scenari, tanto che alla fine del primo decennio è pari ad appena il 5% in più rispetto al 2000, e nel 2020 il consumo di energia è simile o inferiore a quello previsto dagli altri due scenari alla fine del decennio precedente.

Dopo aver utilizzato alcuni dati storici per valutare l'evoluzione del sistema delineata dal tendenziale, gli stessi dati possono essere utilizzati per valutare la plausibilità dei vari scenari tendenziali analizzati in questo capitolo.

Dalla tabella 4.5 emerge in primo luogo come il PRIMES preveda valori di elasticità dei consumi al reddito sensibilmente inferiori a quelli storici, simili solo a quelli registrati nella prima metà degli anni 80, in seguito alla seconda crisi petrolifera.

I valori impliciti nello scenario Tendenziale qui presentato e nella III Comunicazione Nazionale sono invece più simili all'esperienza storica più recente, pur presentando un andamento opposto: nel primo caso l'elasticità diminuisce progressivamente lungo l'orizzonte temporale; nel secondo caso, dopo un valore modesto nel primo decennio, l'elasticità torna su un valore elevato nel secondo decennio (anche a causa di un'evoluzione dei prezzi dell'energia importata più ottimistica rispetto a quella ipotizzata per lo scenario MARKAL-MACRO, par. 3.1.3).

La considerazione fondamentale che emerge dalla tabella 4.5 è quindi che, se l'esperienza storica porta (come detto nel paragrafo precedente) a ritenere lo scenario Tendenziale aggiornato sostanzialmente "plausibile", la notevole distanza che separa lo scenario PRIMES dagli altri due deriva da un'evoluzione dell'elasticità della domanda di energia al reddito che, almeno in assenza di cambiamenti *strutturali* del sistema (che sono però in contraddizione con la definizione di scenario "tendenziale"), sembra invece poco plausibile.

**Tabella 4.5 - Elasticità dell'energia primaria al PIL (dati storici e risultati di tre scenari Tendenziali)**

1970-80	0,6		
1980-90	0,5		
1990-00	0,8		
	<b>MARKAL-MACRO</b>	<b>III COMUN. NAZIONALE</b>	<b>PRIMES</b>
2000-10	0,7	0,4	0,2
2010-20	0,4	0,7	0,2
2020-30	0,3		0,2

#### 4.3.2 L'evoluzione a livello settoriale

Per cercare le cause degli andamenti significativamente diversi dei consumi di energia nei tre scenari, soprattutto se confrontati con le ipotesi che essi incorporano riguardo all'evoluzione del sistema produttivo, in questo paragrafo si esaminano i consumi energetici nei diversi settori di uso finale (industria, civile, trasporti ed elettrico).



## Industria

Per quello che riguarda il settore industriale (figura 4.2, nella quale sono riportati i consumi finali di energia da fonti fossili ed i consumi di energia elettrica, mentre sono esclusi gli usi diretti di fonti rinnovabili) gli andamenti dei consumi energetici previsti dal tendenziale aggiornato e dalla III Comunicazione Nazionale sono molto simili, evidentemente a causa della simile evoluzione del valore aggiunto in molti dei sotto-settori industriali.

Va però sottolineato come nel MARKAL-MACRO i consumi siano simili a quelli del CEPRIG, nonostante l'industria cresca meno complessivamente e non si espanda in termini di peso percentuale sul valore aggiunto totale (come avviene nel CEPRIG).

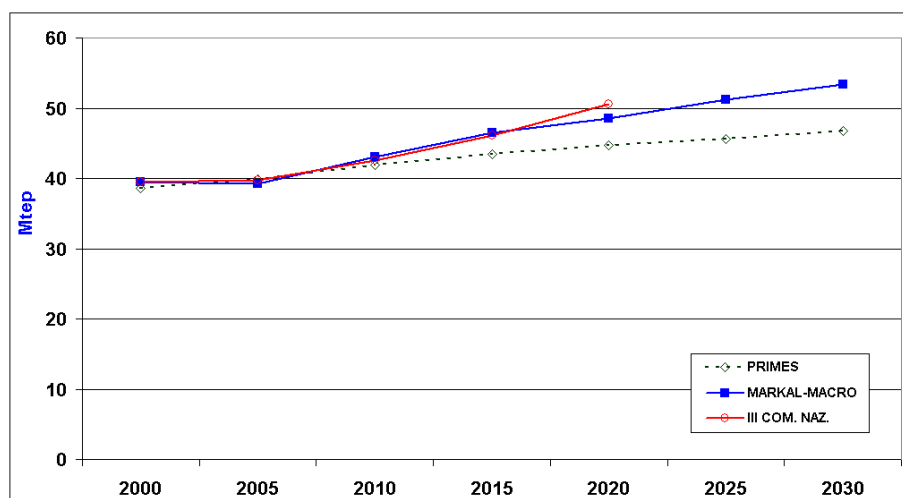
Ciò è dovuto a significative differenze nell'efficienza energetica a livello di sottosettore, dovute probabilmente al fatto che il modello MARKAL-MACRO utilizza tecnologie più efficienti, che divengono progressivamente convenienti a motivo dei diversi vincoli ambientali e dell'aumento del prezzo del petrolio, mentre il modello CEPRIG mantiene le sue ipotesi su una relativa stabilità dell'intensità energetica.

Un'ulteriore differenza tra i due modelli per il periodo 2015-2020 è rappresentata dai tassi di crescita della produzione di alcuni materiali *energy intensive*, per i quali non sembra realistico attendersi ulteriori incrementi. Nel MARKAL-MACRO la limitazione della crescita della produzione di questi materiali (acciaio, cemento, cloro) riduce effettivamente i consumi energetici previsti, mentre nel CEPRIG l'uso di parametri di crescita a livello di sottosettore industriale non consente di esplicitare le conseguenze di queste tendenze.

Il confronto tra i due scenari suddetti e quello prodotto dal modello PRIMES mostra come la dinamica dei consumi del settore industriale sia uno dei fattori alla base della più ridotta crescita dei consumi totali di energia che caratterizza quest'ultimo. Soprattutto dopo il 2010, infatti, la figura 4.2 mostra come si apra progressivamente una forbice tra i consumi previsti dal MARKAL-MACRO e dal CEPRIG e quelli previsti dal PRIMES

Il dato non sorprende, se si ritorna all'evoluzione del valore aggiunto a livello settoriale nei tre scenari (paragrafo 4.2). In particolare, lo scenario PRIMES è infatti caratterizzato da una tendenza particolarmente accentuata verso una struttura produttiva sempre meno energivora, sia per la forte riduzione del peso del settore industriale nell'economia sia per la riduzione del peso dei sotto-settori più energivori all'interno del settore industriale.

**Figura 4.2 - Settore industriale, consumi finali di energia in tre scenari tendenziali**



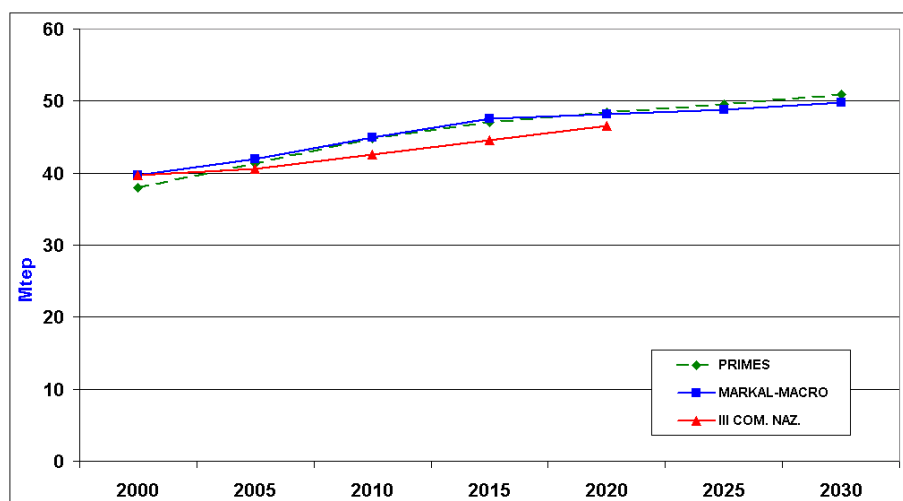
## Civile

Per quello che riguarda i settori residenziale e terziario le previsioni dei tre modelli si possono raggruppare in modo diverso rispetto a quanto visto per l'industria (figura 4.3).

L'andamento tendenziale del MARKAL-MACRO e del PRIMES mostra una dinamica piuttosto significativa dei consumi nel periodo 2000-2015, in parziale rottura con la stasi dei consumi che ha caratterizzato l'ultimo decennio. La somiglianza del dato aggregato nasconde però un'evoluzione più lenta dei consumi elettrici nel PRIMES (circa 10 TWh in meno nel residenziale nel primo decennio) ed un'evoluzione più sostenuta dei consumi termici. L'andamento dei consumi termici è legato a ipotesi di sviluppo del mercato edilizio, mentre le differenze nei consumi elettrici potrebbero riflettere una diversa considerazione della diffusione di elettrodomestici più efficienti nel settore domestico.

In questo settore risulta invece inferiore la crescita dei consumi prevista dalla III Comunicazione Nazionale. Almeno nei confronti dello scenario MARKAL-MACRO questa differenza è dovuta in buona parte ad una dinamica molto più contenuta dei consumi elettrici.

**Figura 4.3 - Settore civile, consumi finali di energia in tre scenari tendenziali**



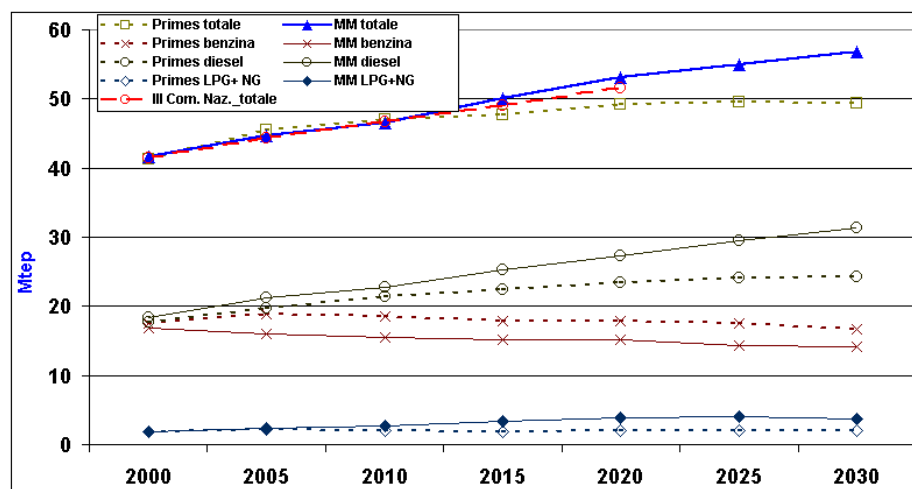
## Trasporti

Nel caso dei trasporti (figura 4.4), l'evoluzione dei consumi nei tre modelli è quasi identica fino al 2010 (almeno a livello di dato aggregato), mentre nei periodi successivi il modello PRIMES mostra un sensibile rallentamento della crescita dei consumi, a differenza di quanto avviene nel MARKAL-MACRO e III Comunicazione Nazionale, nei quali continuano a crescere con un andamento simile a quello storico.

Ricordando quanto riportato nella figura 2.11 relativamente alla crescita della mobilità considerata nei modelli PRIMES e MARKAL-MACRO, si sottolinea che nel periodo fino al 2010 i consumi coincidono e quindi la crescita inferiore del trasporto passeggeri è più che bilanciata dalla crescita nel settore merci. Nel decennio successivo (2010-2020) i tassi di crescita sono abbastanza simili, mentre i consumi energetici divergono. Sembra evidente la previsione, nel PRIMES, di un aumento di efficienza "spontaneo" del sistema dei trasporti nazionale.

Il dato va ulteriormente approfondito, in quanto presume una notevole crescita dell'efficienza energetica dei veicoli ed è verosimilmente legato all'ipotesi di una diffusione di veicoli a basso consumo, scontando l'applicazione dell'accordo ACEA a livello Unione Europea (emissioni medie di circa 140 g CO<sub>2</sub>/km per le automobili).

**Figura 4.4 - Settore dei trasporti, consumi finali di energia in tre scenari tendenziali**



Nel corso del 2003 alcune dichiarazioni riportate al Consiglio dei ministri dell'Ambiente dell'UE fanno ritenere però che l'ACEA non intende più rispettare gli obiettivi temporali previsti in questo accordo.

La parte inferiore del grafico mostra poi alcune divergenze nel merito dei combustibili impiegati, che emergono fin dal 2010, e riguardano sostanzialmente la distribuzione tra benzina e diesel, che nel MARKAL-MACRO risulta molto più sbilanciata a favore di quest'ultimo. Nel PRIMES la crescita dei consumi di gasolio è infatti inferiore del 6% nel 2010 e del 16% nel 2020 rispetto ai dati del tendenziale aggiornato. Quest'ultimo modello si limita ad estrapolare le tendenze attuali (media 2001-2002) del mercato delle auto nuove, per cui sembra verosimile ipotizzare una sottostima da parte del PRIMES. La residua differenza tra i consumi complessivi nei due modelli nel periodo 2020-2030 è concentrata in gran parte nei consumi di carboturbo.

#### *Il Settore elettrico. Domanda e produzione di energia elettrica*

Il fabbisogno lordo (produzione nazionale lorda + importazioni – figura 4.5<sup>21</sup>) di energia elettrica stimato nel MARKAL-MACRO è più alto di quello previsto dagli altri due modelli, per tutto l'orizzonte temporale. Nel 2010 esso è infatti superiore di circa 15 TWh rispetto alla proiezione della III Comunicazione nazionale e di ben 50 TWh rispetto a quella del PRIMES (che diventano 70 nel 2020).

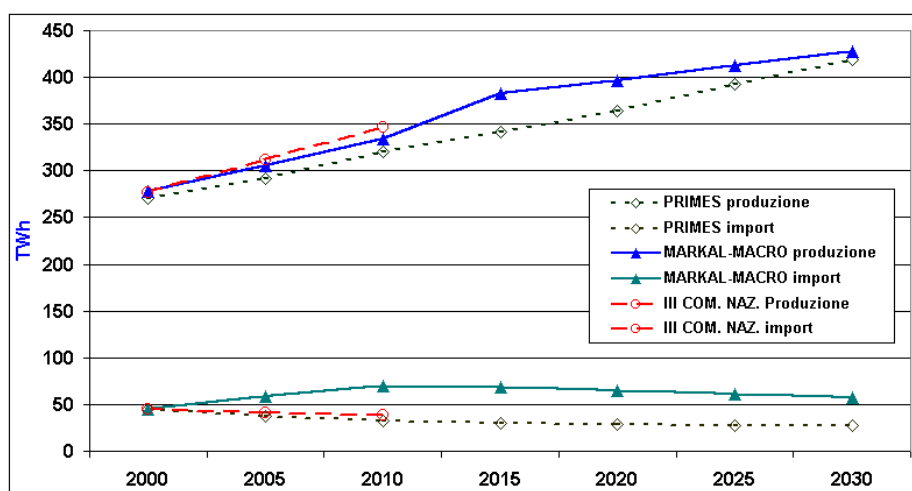
Una parte significativa del maggior fabbisogno previsto nello scenario MARKAL-MACRO per il 2010 è coperta dall'importazione, che aumenta infatti in modo significativo nel corso del primo decennio, mentre è prevista prima in leggera diminuzione nel PRIMES e nella III Comunicazione Nazionale. Le distanze fra i tre scenari sono invece inferiori in termini di produzione nazionale di energia elettrica, che nel PRIMES aumenta complessivamente ad un tasso medio annuo dell'1,5% circa, mentre nel MARKAL-MACRO aumenta rispettivamente del 2,2% m.a., dell'1,6% m.a. e dello 0,7% m.a. nei tre periodi dell'orizzonte temporale.

<sup>21</sup> Si sottolinea che la produzione è un risultato dei consumi previsti da parte degli utenti finali: l'energia elettrica è prodotta dal modello sulla base delle necessità dei settori di consumo finale.

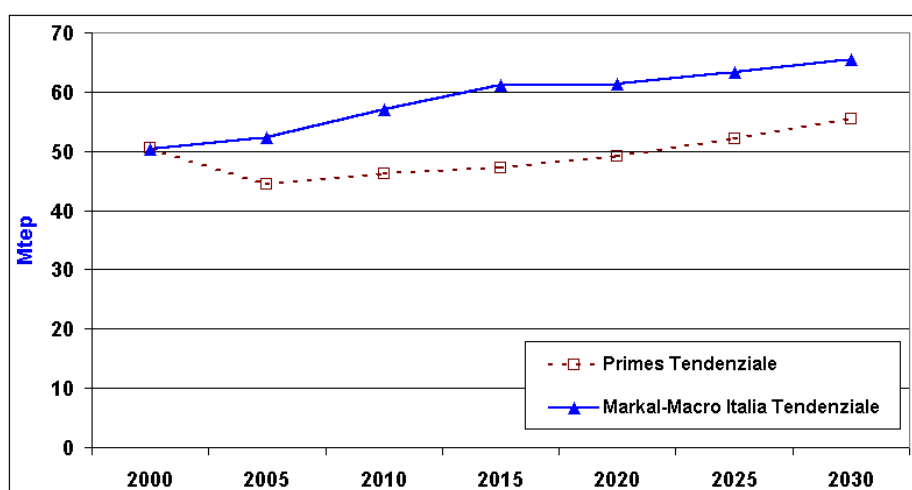
Riguardo alle fonti utilizzate per la generazione, nella figura 4.6 sono riportati i consumi complessivi di fonti fossili del settore (questi consumi sono relativi all'input totale di combustibili, inclusi quelli attribuiti alla produzione di vapore cogenerato, che sono pertinenti al settore industriale dal punto di vista degli usi finali).

Le differenze tra i modelli MARKAL-MACRO e PRIMES sono piuttosto rilevanti e colpisce in particolare il "ginocchio" della curva dei consumi tra il 2000 ed il 2005, mentre nel periodo successivo i consumi riprendono a crescere in entrambi i modelli, sia pure con tassi di crescita diversi. Nel modello PRIMES si presume sia un incremento di produzione da fonti rinnovabili molto più accentuato, sia un enorme aumento di efficienza nelle centrali convenzionali a combustibili fossili.

**Figura 4.5 - Fabbisogno lordo di energia elettrica (produzione ed import) in tre scenari tendenziali**



**Figura 4.6 - Consumi complessivi di fonti fossili del settore elettrico in tre scenari tendenziali (include il combustibile per la cogenerazione di vapore)**



Nello scenario presentato in questo lavoro si presume invece che nel medio periodo il *trend* resti simile a quello del recente passato, mentre un apprezzabile aumento di efficienza complessiva si verifichi dopo il 2015.

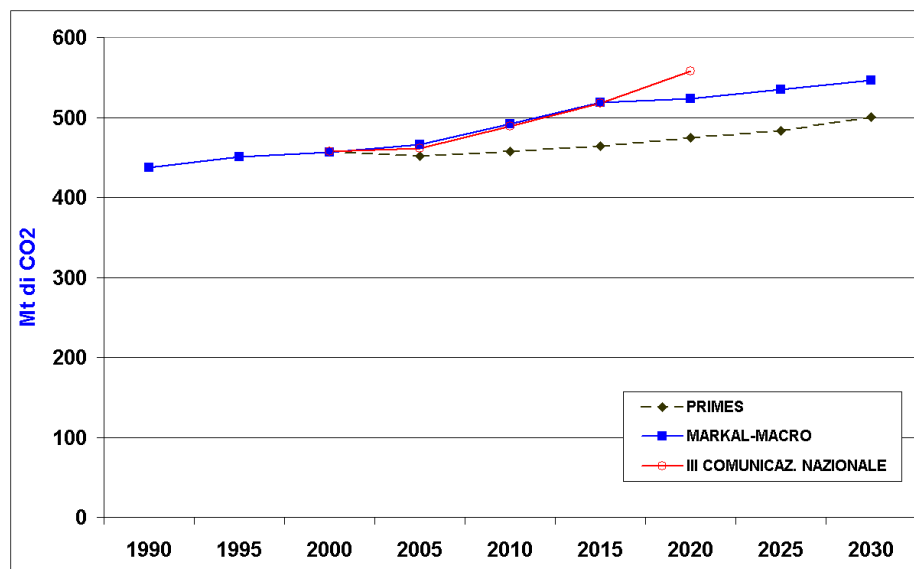
In particolare, riguardo alla generazione da fonti rinnovabili, lo scenario MARKAL-MACRO prevede aumenti progressivi della produzione dal 2000 al 2010, che riflettono l'applicazione dell'obbligo del 2% ed il suo progressivo innalzamento. Nel periodo successivo sono invece previsti incrementi molto contenuti della produzione da rinnovabili, considerato che ad oggi l'incremento della soglia d'obbligo per i Certificati Verdi è previsto solo fino al 2006.

Infine, va sottolineato come la produzione di energia elettrica da carbone sia nel MARKAL-MACRO vincolata in modo esogeno, agendo sulle importazioni di combustibile. Il vincolo risulta necessario in quanto il prezzo internazionale del carbone è piuttosto basso rispetto al petrolio, per cui il modello sceglierebbe il carbone per gli impianti di potenza, mentre i cicli combinati a gas naturale restano convenienti in presenza di cogenerazione. Il vincolo sulle emissioni di ossidi di zolfo ed azoto non ha effetti sul consumo di carbone, data la disponibilità di nuove ed efficaci tecnologie per la riduzione di queste emissioni.

#### 4.4 Le emissioni di CO<sub>2</sub> nei tre scenari

Le emissioni di CO<sub>2</sub> nei tre scenari esaminati sono rappresentate nella figura 4.7<sup>22</sup>. Una considerazione interessante che emerge dalla figura è che essa conferma solo in parte quanto visto a proposito dei consumi di energia. Mentre questi ultimi sono previsti in aumento in tutti gli scenari considerati, non è così per le emissioni.

**Figura 4.7 - Emissioni di CO<sub>2</sub> in tre scenari tendenziali**



<sup>22</sup> Nelle emissioni riportate sono incluse quelle connesse ai principali processi industriali (cemento e calce). I dati relativi alle emissioni fisiche riportati dai modelli MARKAL e PRIMES sono leggermente diversi tra loro, per i problemi metodologici già menzionati. In particolare, nel 2000 le emissioni del MARKAL sono più alte del 5% circa. Dato che queste ultime coincidono con l'inventario nazionale delle emissioni, si è preferito privilegiare questo dato e ricalcolare le emissioni del PRIMES in modo da renderle comparabili con quelle del MARKAL.

In particolare, nello scenario PRIMES le emissioni non superano i valori del 2000 almeno fino al 2015, pur in presenza di una domanda di energia che aumenta (ma in modo moderato, +5% circa), e ancora fino al 2015 crescono molto meno dei consumi energetici. Nel più lungo periodo, invece, la crescita delle emissioni sembra simile a quella del MARKAL-MACRO.

L'andamento delle emissioni delineato dal PRIMES è dunque perfettamente coerente con la più complessiva evoluzione del sistema economico ed energetico.

Come per l'energia primaria, l'evoluzione delle emissioni è piuttosto diversa negli altri due scenari, che seguono un *trend* molto simile fino alla metà del secondo decennio (cosicché le proiezioni dei due scenari per il 2010 sono quasi identiche, +7% circa rispetto al 2000).

Tra i due scenari si apre invece una forbice dopo il 2015, perché nello scenario della III Comunicazione Nazionale si verifica come già visto un'accelerazione della crescita dei consumi di energia, al contrario di quanto avviene nel MARKAL-MACRO.

In questo caso, l'andamento molto simile delle emissioni nei due scenari suddetti sembra degno di nota, se si considera che, come si è visto, non è altrettanto simile l'evoluzione del sistema energetico che essi sottendono.

Almeno nel breve periodo, infatti, lo scenario presentato in questo lavoro prevede consumi di energia significativamente maggiori. Due ragioni di questo risultato stanno in due caratteristiche dello scenario MARKAL-MACRO, dovute al fatto che è stato elaborato a più di un anno di distanza dallo scenario contenuto nella III Comunicazione Nazionale: esso prevede sia un maggior consumo di energia da fonti rinnovabili, in seguito al previsto aumento della soglia d'obbligo per i Certificati Verdi, sia un maggiore aumento dell'energia elettrica importata (che copre quasi tutta la differenza tra i due scenari in termini di domanda di energia elettrica).

Si tratta di due fattori che da un lato determinano una crescita dell'energia primaria per ragioni "statistiche", in quanto comportano un aumento dell'energia elettrica contabilizzata come energia primaria secondo il coefficiente convenzionale di 2200 kcal/kWh (superiore all'effettiva efficienza di conversione del parco termoelettrico), dall'altro determinano ovviamente una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> per unità di energia consumata.

### **III PARTE. SCENARI ALTERNATIVI**





## Capitolo 5. LO SCENARIO RINNOVABILI

### 5.1 Descrizione dello scenario e obiettivi della simulazione

I paesi dell'Unione Europea hanno posto la riduzione delle emissioni di gas serra al centro della politica energetica e ambientale, e lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) svolge un ruolo di rilievo per raggiungere l'obiettivo della riduzione delle emissioni prevista dal Protocollo di Kyoto, già ratificato dall'UE (-8% a livello comunitario – rispetto al 1990 – entro il periodo 2008-2012). Già nel Libro Bianco della Commissione Europea (1997) veniva fissato per le FER l'obiettivo del raggiungimento di una quota pari al 12% dell'energia primaria totale consumata nell'Unione Europea (corrispondente a circa il 22% del consumo totale di energia elettrica), cioè il doppio del valore del 1995.<sup>23</sup> L'obiettivo è stato poi confermato da una risoluzione del Consiglio Europeo del 1998, dal Libro Verde sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e più recentemente dalla direttiva sulla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili (direttiva 2001/77/EC). In quest'ultima, per ogni Stato membro sono fissati dei valori di riferimento per gli obiettivi indicativi nazionali relativi al contributo dell'energia elettrica prodotta da FER al consumo lordo di energia elettrica entro il 2010 (l'obiettivo dichiarato dall'Italia consiste in una percentuale di energia elettrica da FER pari al 25%<sup>24</sup>).

Per raggiungere questi obiettivi sono stati individuati strumenti di *policy* diversi. Senza entrare qui nel dettaglio, essi sono riconducibili a due opzioni.

Da un lato, vi sono i tradizionali sistemi *basati sul prezzo (feed-in model)*, tuttora maggioritari nei paesi dell'Unione Europea (pur con sistemi di erogazione fortemente differenti), nei quali all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili viene garantito un prezzo minimo, generalmente differenziato per tecnologia, caratteristica questa di notevole importanza per l'incentivazione di tecnologie che hanno raggiunto gradi diversi di maturità.

Da un altro lato vi sono i sistemi *basati sulle quantità*, tra cui i meccanismi di asta competitiva e il più recente sistema dei Certificati Verdi, che negli ultimi anni ha avuto un successo crescente non solo in Europa (dove è in corso di realizzazione o in fase di preparazione in Olanda, Gran Bretagna, Italia, Svezia e Belgio, mentre è stato rinviato in Danimarca). In particolare, il meccanismo di incentivazione basato sui Certificati Verdi, nel quale la remunerazione degli impianti rinnovabili è composta dalla cessione dell'energia elettrica e dalla vendita del Certificato Verde (il cui valore è determinato da un mercato sorretto da una domanda obbligatoria), ha tra gli altri il pregio di permettere il controllo delle

---

<sup>23</sup> In tale documento, le fonti principali da sfruttare per raggiungere questo risultato venivano individuate nella biomassa e nell'energia eolica.

<sup>24</sup> In una nota dell'allegato alla direttiva (in cui sono contenuti i valori di riferimento per la fissazione degli obiettivi indicativi nazionali relativi all'energia elettrica prodotta da FER) si precisa però che "l'Italia dichiara che il 22% potrebbe essere una cifra realistica, nell'ipotesi che nel 2010 il consumo interno lordo di energia elettrica ammonti a 340 TWh. Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, l'Italia muove dall'ipotesi che la produzione interna lorda di energia elettrica a fonti energetiche rinnovabili rappresenterà nel 2010 fino a 76 TWh, cifra che comprende anche l'apporto della parte non biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali utilizzati in conformità della normativa comunitaria sulla gestione dei rifiuti. Al riguardo si rilevi che la capacità di conseguire l'obiettivo indicativo enunciato nell'allegato dipende, tra l'altro, dal livello effettivo della domanda interna di energia elettrica nel 2010".

quantità prodotte e quindi di essere in linea con la fissazione di obiettivi rigidi come quelli suddetti fissati dalla Commissione Europea<sup>25</sup>.

A proposito dei diversi meccanismi di incentivazione delle FER utilizzati negli Stati membri dell'Unione Europea, la direttiva del settembre 2001 ha rimandato al 2005 la decisione circa la loro eventuale armonizzazione, in modo da avere tempo per ottenere maggiori informazioni circa l'efficacia dei diversi modelli.

### 5.1.1 Obiettivi della simulazione

In base alle considerazioni suddette, l'analisi delle prospettive delle fonti rinnovabili si deve porre un duplice obiettivo: da un lato, quello più immediato di valutare la compatibilità del *trend* in atto con le attese e gli auspici condivisi a livello comunitario; dall'altro, quello di valutare l'efficacia dei diversi meccanismi di incentivazione.

Con l'elaborazione dello scenario Rinnovabili ci si è proposti in primo luogo di analizzare le prospettive delle fonti rinnovabili in Italia, valutando in che misura la principale misura di *policy* rivolta ad aumentare la penetrazione delle FER possa risultare efficace nel modificare la tendenza in atto, avvicinando lo sviluppo delle FER alle loro potenzialità. Come si è visto nel capitolo 3, il modesto incremento della quota obbligatoria per i Certificati Verdi previsto nello scenario Tendenziale è in grado di garantire un aumento (per quanto considerevole) dell'energia elettrica da FER solo nel breve periodo, per di più insufficiente a permettere un significativo aumento della penetrazione delle FER (in termini di peso sul consumo totale di energia). In questo capitolo si analizzano gli effetti sul sistema energetico, ed in particolare su quello elettrico, dell'elevazione di questo obbligo, nel breve, nel medio e nel lungo periodo. Per valutare la compatibilità dell'evoluzione delle FER nello scenario con le loro potenzialità e con le aspettative espresse dal legislatore, i risultati dello scenario sono poi confrontati con gli obiettivi fissati per ogni FER dal Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili (del 1999).

In secondo luogo, si è cercato di analizzare le conseguenze della recente introduzione in Italia del nuovo meccanismo di incentivazione delle FER sulle diverse fonti rinnovabili. Negli anni 90, infatti, con la ristrutturazione del settore energetico, l'Italia è passata da un meccanismo di incentivazione delle fonti rinnovabili *basato sul prezzo* (il CIP 6/92) ad un meccanismo *basato sulle quantità* (i Certificati Verdi). La lunga transizione dal vecchio al nuovo regime è iniziata nel 1999 ed è lungi dall'essere conclusa, in quanto si prevede che impianti beneficiari del regime CIP 6/92 continueranno ad entrare in funzione almeno fino al 2004 (il che significa che potranno usufruire dell'incentivo fino ad oltre il 2010). Sebbene il vecchio meccanismo di promozione abbia dato risultati sostanzialmente positivi, avendo prodotto un effettivo impulso allo sviluppo di nuove tecnologie rinnovabili (per circa 5,5 GW), esso presentava alcuni limiti significativi, uno dei quali, tipico dell'incentivazione basata sul prezzo, era la sua onerosità (il costo dell'intero programma è stato stimato pari a circa 13 miliardi di Euro – Lorenzoni, 2003). Con la riforma del settore elettrico si è quindi cercato di mettere in pratica un sistema di incentivazione delle FER compatibile con un meccanismo di mercato, che permettesse di incrementare l'efficienza allocativa dell'incentivazione.

---

<sup>25</sup> Oltre a ciò, la teoria sottolinea che il pregio del sistema dei Certificati Verdi sta negli incentivi che esso induce alla minimizzazione dei costi di produzione, la quale in prospettiva può essere incentivata ulteriormente grazie alla possibilità di un mercato internazionale dei Certificati Verdi, in grado di minimizzare il costo dello sviluppo delle diverse FER a livello europeo: "The renewable technologies will be established in countries with the highest production potentials and where renewable energy can be produced at the least cost. Problems in fulfilling the national quotas will be handled by importing TGCs, while the surplus of certificates may be exported to countries with a shortage. This ensures that the national targets for developing renewable energy technologies are reached in the most cost efficient way" (*Green Certificates and emission trading*, Energy policy, 31, 2003, pag. 1).

Dall'analisi dei risultati dello scenario Rinnovabili ci si propone dunque di ricavare anche qualche indicazione circa le opportunità e i rischi della recente innovazione nel meccanismo di promozione delle FER in Italia.

### *5.1.2 La costruzione dello scenario. Alcune ipotesi sulle fonti rinnovabili*

Nello scenario Rinnovabili si è ipotizzato il proseguimento della graduale elevazione dell'obbligo, per produttori ed importatori di energia elettrica, di immettere nella rete nazionale una quantità di energia elettrica prodotta da impianti a fonti energetiche rinnovabili (FER) pari ad una certa percentuale dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente. Mentre nello scenario Tendenziale l'obbligo viene elevato dello 0,35% annuo (a partire dal 2004) fino a raggiungere il 3%, dopo di che rimane costante, in analogia con quanto previsto dal decreto legge di recepimento della direttiva comunitaria 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica da FER, nello scenario Rinnovabili l'elevazione dell'obbligo prosegue fino al 2020, anno nel quale raggiunge il 7%.

La costruzione dello scenario Rinnovabili nel modello MARKAL-MACRO ha comportato significative difficoltà perché:

- il vincolo imposto alla produzione di energia rinnovabile è proporzionale alla produzione complessiva da fonti fossili (incluso l'import), per cui risulta variabile nel tempo; ciò richiede inevitabilmente alcune iterazioni per il calcolo del vincolo<sup>26</sup>;
- la quota di produzione esente dall'obbligo perché prodotta mediante cogenerazione è valutabile solo a posteriori, dai risultati del modello sulla cogenerazione;
- il sistema dei Certificati Verdi prevede una remunerazione dell'energia rinnovabile per una durata di 8 anni (e la priorità nel dispacciamento anche nel periodo successivo); ciò comporta che nel modello le centrali che concorrono a formare il 2% in un determinato periodo di tempo non concorrono più nel periodo successivo (in quanto la durata di ogni periodo è di cinque anni), con difficoltà di non poco conto dal punto di vista del software;
- la presenza nel modello di tecnologie fortemente innovative, ambientalmente favorevoli ma costose, quali la gassificazione del carbone o le celle a combustibile, ha portato alla decisione di ipotizzare una loro esenzione dall'obbligo.

A proposito del vincolo imposto alla produzione di energia rinnovabile, esso riguarda un insieme di tecnologie rinnovabili ed opera insieme ai sussidi descritti nel capitolo 2. In questo scenario, pertanto, il complesso dell'energia elettrica prodotta da FER è vincolato a raggiungere un certo valore minimo. Per rappresentare il passaggio dal vecchio al nuovo regime di incentivazione (la cui transizione, come detto, durerà almeno fino al 2010), fino al 2010 sono stati utilizzati sussidi differenziati per le diverse fonti rinnovabili, mentre a partire dal 2015 tali sussidi sono stati uniformati e gradualmente ridotti, per simulare la tendenza di lungo periodo alla riduzione della necessità di incentivare le FER. L'unica eccezione a questo schema è rappresentata dal fotovoltaico, il cui sussidio è stato mantenuto costantemente più elevato rispetto a quello di altre fonti.

Le tecnologie interessate (descritte nell'Appendice 2, tabella A2.3) sono quelle per la produzione geotermica, eolica, fotovoltaica, da biogas e da rifiuti. Il vincolo, imposto sulla produzione complessiva da fonti rinnovabili, è stato come detto calcolato a partire dal totale dell'energia elettrica prodotta con fonti fossili e di quella importata, sottraendo poi a questo ammontare l'energia prodotta mediante cogenerazione.

---

<sup>26</sup> A partire dagli output del modello, e mediante elaborazioni esogene ad esso, è stato calcolato l'esatto ammontare dei kWh prodotti da fonti rinnovabili per ogni periodo di tempo. Questo valore è stato poi imposto come vincolo per la successiva soluzione del modello, pervenendo ad una soluzione stabile dopo poche iterazioni.

I dati relativi sono riportati nella tabella 5.1. Nella tabella 5.2 sono riportate le stime relative all'energia prodotta dai "nuovi" impianti a fonti rinnovabili (aventi diritto al Certificato Verde) nello scenario Tendenziale e nello scenario Rinnovabili, con una stima dell'energia complessiva verosimilmente prodotta da tutti gli impianti a fonti rinnovabili (esclusi grandi impianti idraulici e pompaggio) nel periodo considerato.

Infine, per quel che riguarda le ipotesi relative alle potenzialità di sviluppo delle FER, che nella costruzione degli scenari hanno il ruolo fondamentale di rappresentare il limite superiore allo sviluppo delle diverse tecnologie, si è ricorso alle valutazioni del Libro Bianco del 1999.

In quest'ultimo veniva valutato il potenziale di sfruttamento di ogni fonte rinnovabile, sulla base sia dello stato dell'arte delle tecnologie, sia delle caratteristiche morfologiche del territorio italiano. Per gli anni successivi al 2010, orizzonte temporale analizzato dal Libro Bianco, i limiti suddetti sono stati definiti ipotizzando per eolico e biomasse una crescita del potenziale lineare ma piuttosto prudente, mentre per idroelettrico e geotermia si è assunto che il potenziale di sfruttamento è già oggi molto vicino al limite delle risorse ai prezzi attuali.

Il limite superiore di sfruttamento per ciascuna fonte rinnovabile è riportato nella tabella 5.3 (per il fotovoltaico il limite utilizzato risulta puramente teorico).

**Tabella 5.1 - Produzione di energia elettrica soggetta all'obbligo per i Certificati Verdi (TWh/anno)**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Produzione da fonti fossili	216,5	243,2	266,8	288,1	298,9	315,4
- di cui non convenzionale	0,0	0,0	0,0	12,2	19,4	27,4
- di cui cogenerazione industriale	23,4	16,7	20,7	25,9	27,6	29,7
- altra produz. esonerata dall'obbligo	32,8	47,4	55,0	51,6	44,2	44,9
Import	59,2	69,8	68,3	64,8	60,9	57,9
<b>Produzione soggetta all'obbligo</b>	<b>219,6</b>	<b>248,8</b>	<b>259,4</b>	<b>263,1</b>	<b>268,6</b>	<b>271,3</b>
Consumo totale	337,1	382,7	412,3	435,0	444,1	458,4

**Tabella 5.2 - Obiettivi di produzione da fonti rinnovabili in diverse ipotesi (TWh/anno)**

	2010	2020	2030
<i>Obbligo: 3% prima del 2010:</i>			
- tutti gli impianti	23,8	30,5	26,1
- impianti nuovi	4,0	4,9	5,3
<i>Obbligo: 4,5% nel 2010, 7% nel 2020, poi stabile:</i>			
- tutti gli impianti	27,3	45,5	53,3
- impianti nuovi	7,5	12,1	12,0

**Tabella 5.3 - Potenziale massimo di sfruttamento per ogni FER (GW installati)**

	2010	2020	2030
Impianti a biomassa	3,1	4,8	5,8
Impianti eolici	2,8	5,3	6,5
Grande idroelettrico	10,0	10,0	10,0
Mini idroelettrico	3,0	3,0	3,0
Geotermoelettrico	0,8	0,85	1,0
Solare fotovoltaico	0,6	2,0	4,0

## 5.2 Principali risultati della simulazione

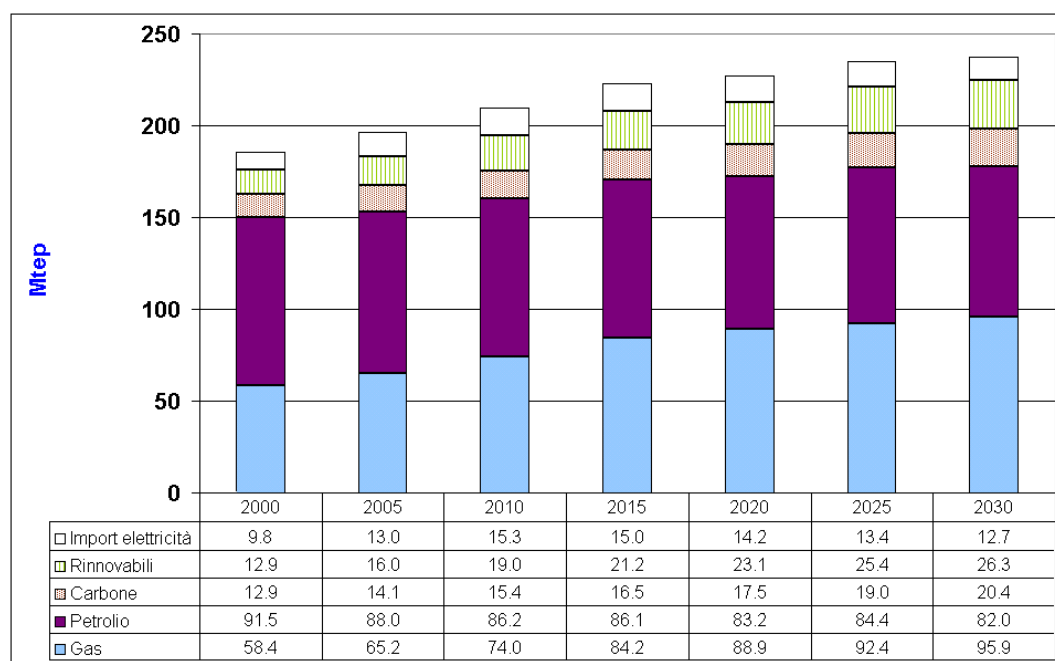
I risultati dello scenario Rinnovabili possono essere sintetizzati analizzando l'effetto della misura di *policy* sulle variabili fondamentali del sistema (la domanda di energia primaria, le emissioni di CO<sub>2</sub>, il costo del sistema energetico e il Prodotto Interno Lordo), tenendo presente che, a differenza di quanto visto nello scenario Tendenziale, l'evoluzione delle variabili macroeconomiche, in particolare la crescita del Prodotto Interno Lordo, è in questo caso parzialmente endogena.

L'innalzamento della soglia di obbligo per i Certificati Verdi fino al 7% nel 2020 influisce sui prezzi dell'energia, per cui ne può derivare una deviazione della crescita economica dal sentiero ipotizzato nello scenario Tendenziale<sup>27</sup>. In particolare i costi dell'energia elettrica aumentano dell'1-1,5% in media.

### 5.2.1 La copertura del fabbisogno energetico

L'innalzamento della soglia di obbligo per i Certificati Verdi non ha effetti significativi sui consumi totali di energia in termini primari, se si esclude una differenza marginale nell'energia primaria totale dovuta a ragioni statistiche<sup>28</sup>. Vi sono invece differenze significative nella composizione dei consumi totale per fonte primaria, che non riguardano solo il consumo di energia da fonti rinnovabili (figura 5.1).

**Figura 5.1: Consumi di energia primaria nello scenario Rinnovabili (Mtep)**



<sup>27</sup> Come detto nel primo capitolo, si tratta di uno degli elementi fondamentali che differenziano il modello integrato MARKAL-MACRO dal modello MARKAL.

<sup>28</sup> L'aumento del consumo in termini primari è solo apparente, in quanto l'aumento del contributo dell'energia elettrica da fonti rinnovabili comporta un aumento dell'energia elettrica contabilizzata come energia primaria secondo il coefficiente convenzionale di 2200 kcal/kWh (per coerenza con il Bilancio Energetico Nazionale), che soprattutto in prospettiva è superiore all'effettiva efficienza di conversione del parco termoelettrico.

Come nelle attese, quest'ultima cresce molto più che nello scenario Tendenziale, con una progressiva accentuazione della distanza tra i due scenari: mentre infatti nello scenario Tendenziale l'energia rinnovabile aumenta sensibilmente solo nel primo decennio, in questo caso il continuo incremento dell'obbligo fino al 2020 fa sì che essa continui ad aumentare per tutto l'orizzonte temporale (una valutazione più approfondita è contenuta nel par. 5.3).

È poi interessante il dato relativo alle tre fonti fossili. Il principale effetto della promozione delle FER, e quindi della loro maggiore penetrazione, consiste nella riduzione del consumo di gas naturale, che è sempre inferiore rispetto allo scenario Tendenziale, con una differenza che aumenta nel corso del tempo. Il consumo di petrolio è invece simile nei due scenari, con leggere differenze in positivo o in negativo a seconda degli anni. Infine, il consumo di carbone resta assolutamente identico, in quanto in entrambi i casi raggiunge i limiti superiori imposti al modello. In definitiva, il gas risulta essere il combustibile marginale, mentre il carbone si conferma il combustibile più conveniente.

### *5.2.2 Le emissioni di anidride carbonica*

Riguardo alle emissioni di CO<sub>2</sub>, la riduzione permessa dalla promozione delle FER (rispetto all'evoluzione tendenziale) è piuttosto modesta nel breve/medio periodo (pari nel 2010 a circa 2 Mt di CO<sub>2</sub>) ma diviene via via più significativa nel corso dello scenario, in concomitanza con l'aumento della quota d'obbligo per i Certificati Verdi, fino a superare le 10 Mt nel 2025. Anche in questo scenario, dunque, l'aumento delle emissioni continua per tutto l'orizzonte temporale, a tassi di crescita medi annui di poco superiori allo 0,5%. Tra i motivi della riduzione relativamente contenuta delle emissioni vi è probabilmente la ridotta produzione di energia elettrica negli impianti considerati più flessibili, ovvero i cicli combinati a gas naturale.

In termini assoluti, è interessante notare come fino al 2015 si verificano aumenti significativi delle emissioni, nonostante il costante incremento della quota d'obbligo per i Certificati Verdi. Dal 2015, però, e per tutto il decennio successivo, la crescita si riduce in modo piuttosto drastico, mentre le emissioni riprendono ad aumentare nell'ultimo quinquennio, dopo che si è fermato il progressivo innalzamento dell'obbligo (figura 5.2).

A livello settoriale, l'impatto più significativo della misura si ha ovviamente sulle emissioni del settore elettrico, nel quale avviene la gran parte della riduzione complessiva suddetta. Riduzioni marginali, limitate al breve/medio periodo, si hanno anche nei settori civile e trasporti.

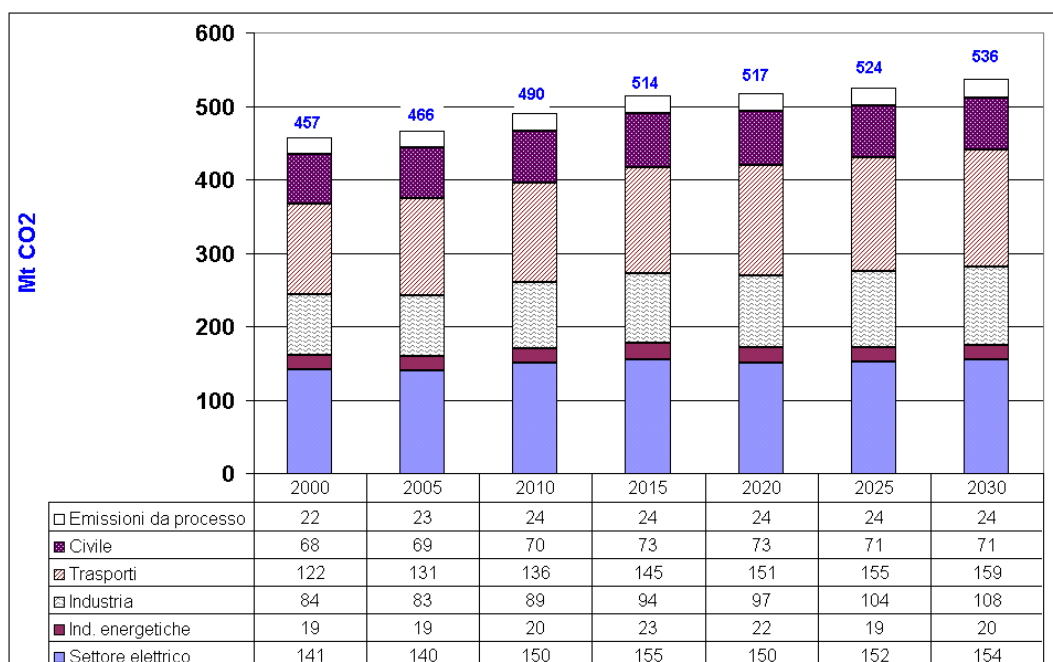
## **5.3 Una valutazione dello scenario Rinnovabili**

Per una valutazione complessiva dello scenario Rinnovabili è utile operare un confronto tra lo scenario in questione e lo scenario Tendenziale descritto nei capitoli precedenti, ricorrendo in primo luogo all'identità di Kaya, e tornando poi sulle questioni che ci si proponeva di indagare con la costruzione dello scenario.

### *5.3.1 Un confronto tra lo scenario Rinnovabili e lo scenario Tendenziale*

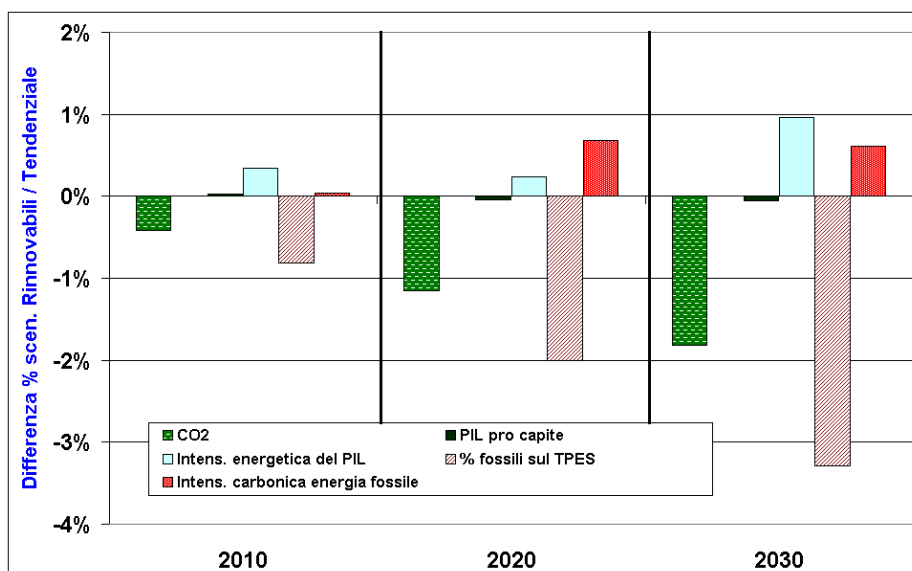
Il confronto tra lo scenario Rinnovabili e lo scenario Tendenziale mediante l'identità di Kaya (figura 5.3) mostra in primo luogo come la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> provocata dall'incremento della soglia d'obbligo per i Certificati Verdi cresca progressivamente nel tempo, fino a raggiungere nel lungo periodo valori vicini al -2%.

**Figura 5.2 - Emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario Rinnovabili (2010-2030, Mt)**



N.B.: i valori settoriali del 2000 sono stati calcolati con la stessa metodologia utilizzata per gli anni successivi e approssimano i dati dell'inventario nazionale delle emissioni con un errore del 2-3%.

**Figura 5.3 - Differenza tra lo scenario Tendenziale e lo scenario Rinnovabili**



Il risultato principale dell'analisi è che in ognuno dei periodi la gran parte della riduzione delle emissioni (rispetto al Tendenziale) è dovuta, come d'altra parte prevedibile, alla riduzione della quota di fonti fossili sul consumo totale di energia, che diviene sempre più importante nel corso dello scenario. Un altro elemento molto significativo è costituito dal fatto che, a fronte della riduzione del consumo di fonti fossili, nello scenario Rinnovabili si verifica un notevole aumento dell'intensità carbonica dell'energia fossile a partire dal 2020, a causa del già sottolineato minor consumo di gas naturale nella generazione elettrica (a parità di consumo di carbone). La gran parte dell'aumento dell'intensità energetica del PIL è invece da considerare "spurio", in quanto, come già sottolineato, nello scenario Rinnovabili il consumo totale di energia primaria è solo apparentemente maggiore di quello tendenziale.

A proposito dell'impatto della misura di mitigazione qui analizzata sulla crescita economica, dalla figura emerge come essa possa avere un marginale effetto negativo sul Prodotto Interno Lordo. Nel 2020 la riduzione del PIL rispetto all'evoluzione Tendenziale è pari a circa lo 0,04%, mentre la massima differenza tra i due scenari si ha nel 2030, quando è pari allo 0,05%. Per quanto si tratti di un impatto modesto in termini relativi, in termini assoluti quest'ultimo valore equivale a poco meno di un miliardo di euro.

### 5.3.2 Confronto tra il Libro Bianco e gli scenari ENEA Tendenziale e Rinnovabili

L'evoluzione delle FER nello scenario Rinnovabili può essere valutata analizzando i risultati dello scenario alla luce del *Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili*, che può essere considerato un utile riferimento in quanto in esso sono definite le potenzialità di sfruttamento di ogni FER e fissati degli obiettivi (vedi Box 5.1 per una sintetica descrizione delle valutazioni contenute nel Libro Bianco).

Come si vede nella tabella 5.4, nello scenario Tendenziale, nel quale la quota d'obbligo per i Certificati Verdi è pari al 2,7% nel 2005 e al 3% successivamente, la produzione di energia da FER risulta in crescita sia nel primo sia nel secondo decennio dello scenario. L'incremento è però leggermente inferiore a quello registrato tra il 1990 e il 2000, sia se misurato in termini assoluti che se misurato in termini di quota sul totale dei consumi energetici (corrisponde infatti a poco più di 4 Mtep in termini di energia primaria e ad un aumento dell'1,3% come quota sul TPES).

#### **Box 5.1 - Il potenziale di sfruttamento delle FER nel sistema energetico italiano secondo il Libro Bianco**

Il Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili (1999) individua, per ogni fonte rinnovabile, gli obiettivi da conseguire per ottenere le riduzioni di emissioni di gas serra che la delibera CIPE 137/98 attribuiva alle fonti rinnovabili. Il potenziale di sfruttamento per ogni FER viene valutato sia sulla base dello stato dell'arte delle tecnologie sia delle caratteristiche morfologiche del territorio italiano.

Complessivamente, il Libro Bianco ritiene possibile per il 2008-2012 un contributo aggiuntivo delle FER, rispetto al 1997, di circa 8,6 Mtep (da 11,7 Mtep a 20,3 Mtep) in termini di combustibile convenzionale sostituito. Considerando come riferimento il valore del 2000, l'incremento sarebbe pari a 7,4 Mtep. Per raggiungere l'obiettivo di 20 Mtep da FER, circa 17 Mtep dovrebbero venire dalla generazione elettrica mentre poco più di 3 Mtep verrebbero dalla produzione e dall'uso di calore e biocombustibili. La potenza elettrica alimentata da fonti rinnovabili dovrebbe raggiungere i 25 GW, con un incremento di oltre 6 GW rispetto al 2000. Analizzando le aspettative relative alle diverse fonti, gli incrementi più significativi sono attesi dalle biomasse (sia per la produzione di energia elettrica e calore sia per i biocombustibili), dall'idroelettrico e dall'eolico, mentre per geotermia e rifiuti sembra possibile una crescita più modesta, ed i possibili contributi del solare termico e fotovoltaico sono infine considerati marginali (sebbene quest'ultima sia considerata la tecnologia con le maggiori attrattive e margini di miglioramento, insieme alle biomasse).

In conclusione, il Libro Bianco invitava ad un grande sforzo per creare le condizioni necessarie ad un tale livello di penetrazione delle FER nel mercato, e definiva "ambiziosi" gli obiettivi assunti per il 2008-2012, perché "l'elevato incremento del contributo delle rinnovabili assorbe parte significativa del potenziale sfruttabile con le tecnologie attualmente disponibili". Pertanto, obiettivi più ambiziosi richiederebbero "un rilevante e contestuale potenziamento della ricerca per lo sviluppo di tecnologie più efficienti e, nel contempo, economicamente più competitive", anche per "attenuare sensibilmente gli effetti negativi di alcune fonti rinnovabili, come la bassa densità e, in alcuni casi, l'intermittenza della generazione".



Ma il dato più interessante è forse quello di medio e lungo periodo. Se in termini assoluti la crescita dell'energia rinnovabile continua fino al 2020, la crescita del peso delle FER sul TPES resta costante sui valori del 2010 (lontana dal 10% del fabbisogno energetico nazionale), fino a ridursi nuovamente dopo il 2020.

Dal confronto fra le tendenze suddette e le valutazioni del Libro Bianco emerge in primo luogo come il consumo di energia rinnovabile sia nell'evoluzione tendenziale ampiamente inferiore a quanto considerato possibile dal Libro Bianco. Se si considerano gli obiettivi specifici fissati nel Libro Bianco per ogni fonte rinnovabile, la biomassa risulta essere la fonte che sembra avere i maggiori problemi a svilupparsi secondo le potenzialità. In particolare, sembra particolarmente critico l'uso della biomassa nella generazione elettrica, anche alla luce dell'evoluzione successiva al 2010 (si tratta dell'unica fonte rinnovabile che tende a ridursi nel lungo periodo). Almeno fino al 2010 la crescita del contributo delle altre fonti non è invece molto lontana da quella auspicata nel Libro Bianco. In particolare, è pienamente in linea con le attese lo sfruttamento dell'energia eolica, che è la fonte che presenta il tasso di crescita più elevato. Sono invece leggermente inferiori alle potenzialità la generazione geotermoelettrica e l'energia elettrica da fotovoltaico, il cui contributo è comunque molto limitato anche nel Libro Bianco.

Nello scenario Rinnovabili l'energia da FER è ovviamente superiore a quella prevista nel caso tendenziale, con incrementi pari a 5 Mtep nel primo decennio e ad altri 4 Mtep nel secondo.

Ma il dato più rilevante dello scenario è che il consumo di energia rinnovabile raggiunge i valori auspicati nel Libro Bianco. Rispetto al caso tendenziale, infatti, l'energia da FER continua ad aumentare anche nei due decenni successivi, non solo in termini assoluti ma anche in termini relativi (ad un ritmo del +1% circa per decennio), fino a superare il 10% del fabbisogno.

**Tabella 5.4 - Il ruolo delle FER nel sistema energetico italiano nel Libro Bianco, nello scenario ENEA Tendenziale e nello scenario ENEA Rinnovabili**

	TPES	Totale FER		Idrica	En. el. da biom. / biogas	En. term. da biom. / biogas	Geoterm.	Eolica	Solare
		Mtep	%						
1990	163,4	8,4	5,2%	7,0	0,2	0,4	0,9	0	0
2000	184,8	12,9	7,0%	9,8	0,5	1,3	1,2	0,1	0
<b>Libro Bianco</b>									
2010	<b>185</b>	<b>20,3</b>	<b>10,9%</b>	<b>10,4</b>	<b>3,9</b>	<b>2,9</b>	<b>1,7</b>	<b>1,1</b>	<b>0,3</b>
<b>Scenario Tendenziale</b>									
2010	<b>209,2</b>	<b>17,4</b>	<b>8,3%</b>	<b>10,5</b>	<b>1,9</b>	<b>2,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,1</b>	<b>0,03</b>
2020	226,5	19,0	8,4%	10,8	1,9	2,7	1,6	2,0	0,03
2030	235,2	19,3	8,2%	10,8	0,9	3,6	1,7	2,2	0
<b>Scenario Rinnovabili</b>									
2010	<b>209,9</b>	<b>19,0</b>	<b>9,1%</b>	<b>12,1</b>	<b>2,0</b>	<b>2,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,1</b>	<b>0,03</b>
2020	226,9	23,0	10,1%	12,3	3,7	3,0	1,6	2,3	0,03
2030	237,4	26,2	11,1%	12,3	4,6	4,8	1,7	2,8	0

N.B.: negli scenari ENEA i valori della colonna "solare" sono relativi alla sola energia elettrica da solare fotovoltaico

Quanto all'evoluzione delle singole FER, nel primo decennio la più elevata quota d'obbligo per i Certificati Verdi viene soddisfatta in modo quasi esclusivo mediante un maggiore sfruttamento dell'energia idroelettrica, in particolare mediante l'installazione di nuove centrali di piccola taglia. Quanto alla biomassa, il suo ruolo critico viene confermato dal fatto che nel medio/lungo periodo l'impatto maggiore dell'innalzamento della soglia dell'obbligo per i Certificati Verdi si trasferisce proprio sull'uso della biomassa, sia nella generazione elettrica (dal secondo decennio) sia negli usi termici (a partire dal 2020). Anche l'energia eolica è superiore al caso tendenziale, ma in modo marginale, in quanto già nell'evoluzione tendenziale i siti più convenienti sono sfruttati quasi per intero. Infine, anche per l'energia geotermica la mancanza di nuovi siti da sfruttare rende impossibile uno sfruttamento superiore a quello tendenziale.

### *Il settore elettrico*

Se si concentra l'attenzione sul solo settore elettrico, nello scenario Tendenziale l'evoluzione del consumo di energia da FER risulta di nuovo al di sotto delle potenzialità stimate dal Libro Bianco (tabella 5.5). La progressiva elevazione dell'obbligo per i Certificati Verdi (che nel 2010 raggiunge il 5%) sembra invece in grado di far crescere il contributo dell'energia elettrica da FER ai livelli auspicati dalla direttiva europea 2001/77/CE, almeno in termini di produzione assoluta (se rapportata alla domanda totale di energia elettrica, la percentuale resta invece al di sotto del 22%, valore corrispondente a 75 TWh in presenza di un'evoluzione moderata della domanda, come quella ipotizzato nella direttiva).

**Tabella 5.5 - Il ruolo delle FER nel settore elettrico italiano nel Libro Bianco, nella direttiva 2001/77/CE e in due scenari tendenziali**

	Consumo totale	Totale FER		Grande idro	Mini idro	En. el. da biom. / biogas	Geoterm.	Eolica
	<i>TWh</i>	<i>TWh</i>	%	<i>TWh</i>	<i>TWh</i>	<i>TWh</i>	<i>TWh</i>	<i>TWh</i>
2000	298,5	51,4	17,2%	36,1	8,1	1,9	4,7	0,6
<b>Libro Bianco</b>								
2010		76,1		36,0	11,1	17,8	5,9	5,0
<b>Direttiva 2001/77/CE</b>								
2010	340	74,8	22%					
<b>Scenario Tendenziale</b>								
2010	383	69,1	18,1%	45,0	3,5	8,6	6,8	5,1
2020	433	76,0	17,5%	46,1	3,5	8,9	7,9	9,4
2030	458	72,2	15,8%	46,1	3,5	4,3	8,3	10,0
<b>Scenario Rinnovabili</b>								
2010	383	76,5	20,0%	45,0	10,7	8,8	6,8	5,1
2020	433	92,4	21,3%	46,1	10,7	17,0	7,9	10,5
2030	458	99,6	21,7%	46,1	10,7	21,4	8,3	13,1

N.B.: i dati relativi alla produzione idroelettrica degli scenari ENEA-APAT non sono confrontabili con i dati storici e con il dato del Libro Bianco, a causa di una diversa suddivisione fra grande-idro e mini-idro (che nel 2000, nel modello qui utilizzato, sono pari rispettivamente a 42,2 TWh e 2,4 TWh).

Nello scenario Tendenziale l'energia elettrica da FER si ferma infatti nel 2010 a circa 69 TWh, corrispondenti ad una quota dell'energia elettrica prodotta perfino inferiore rispetto all'attuale, e, nonostante l'aumento in termini assoluti, tale quota continua a scendere nei decenni successivi, anche in modo rilevante.

Nello scenario Rinnovabili la quota di energia elettrica da FER sale invece in modo consistente, soprattutto nel primo decennio, alla fine del quale raggiunge il 20% del consumo totale (pari appunto ai 76 TWh citati nella direttiva 2001/77/CE), e continua a salire nei decenni successivi, sia pure in modo contenuto.

Tra le singole fonti, spicca innanzitutto il fortissimo incremento della fonte eolica, che insieme alla geotermica è la prima ad essere sfruttata (come dimostra la modesta differenza tra i due scenari), tanto che in dieci anni decuplica il suo apporto, fino a raggiungere il limite della disponibilità dei siti.

Dai dati della tabella 5.5 si deduce poi che le tecnologie "marginali" sono il mini-idro (unica fonte ad aumentare per soddisfare la maggiore domanda di Certificati Verdi nel primo decennio) e la biomassa/biogas (fonte che più aumenta nei successivi decenni).

### 5.3.3 Competitività delle diverse fonti rinnovabili

In aggiunta alle indicazioni relative all'espansione o alla riduzione della capacità e del livello di attività delle tecnologie, l'analisi dei risultati prodotti dal modello MARKAL-MACRO fornisce informazioni molto rilevanti circa le conseguenze economiche derivanti da variazioni nell'utilizzo delle risorse e delle tecnologie, permettendo in particolare di identificare le tecnologie più convenienti dal punto di vista economico, a partire dai costi ridotti delle tecnologie<sup>29</sup>.

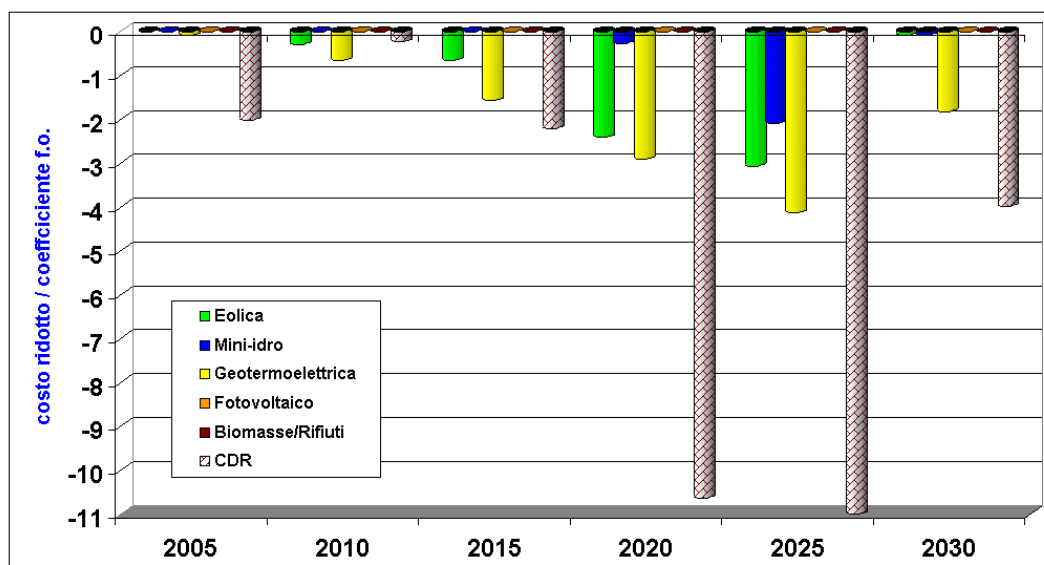
La modellizzazione dello scenario Rinnovabili è stata studiata proprio per trarre indicazioni circa la competitività delle diverse tecnologie di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Lo scenario impone infatti una crescita significativa della generazione elettrica da FER (mediante un vincolo inferiore alla generazione complessiva da FER), ma senza imporre vincoli inferiori alle singole tecnologie (cioè senza imporre un livello minimo di attività alle diverse tecnologie) e imponendo invece vincoli superiori dettati dalla disponibilità fisica della risorsa utilizzata (acqua, vento, vapore sotterraneo ecc.).

I *costi ridotti* relativi al livello di attività delle tecnologie rinnovabili sono dunque nulli per le tecnologie non utilizzate, mentre sono negativi per le tecnologie utilizzate fino al loro limite superiore, in quanto la loro disponibilità non è sufficiente a soddisfare interamente la domanda (vincolata a soddisfare la crescente soglia d'obbligo per i Certificati Verdi). In particolare, i *costi ridotti* di queste ultime tecnologie forniscono una misura della loro competitività.

---

<sup>29</sup> Poiché il modello è costruito come un problema di programmazione matematica, la soluzione del "problema duale" fornisce i prezzi ombra delle risorse ed i costi ridotti delle tecnologie. In particolare, i *costi ridotti* rappresentano in modo sintetico la distanza dal livello di marginalità, tenuto conto delle condizioni di mercato e della disponibilità della tecnologia. Essi misurano la differenza tra il costo della tecnologia marginale (cioè l'ultima che entra sul mercato in base alla sua competitività economica complessiva) ed il costo delle tecnologie non marginali in competizione per la produzione dello stesso bene o servizio. I *costi ridotti* sono nulli per le tecnologie marginali, negativi per le tecnologie più competitive che però non sono in grado di soddisfare interamente la domanda a causa di una disponibilità limitata (e che pertanto sono utilizzate fino al loro limite superiore), positivi per le tecnologie economicamente non competitive (il cui livello di utilizzo è pertanto nullo).

**Figura 5.4 - Costi ridotti delle principali tecnologie di generazione elettrica da FER nello scenario Rinnovabili**



Dalla figura 5.4 è dunque possibile ricavare alcune indicazioni di massima circa la competitività delle diverse tecnologie di generazione elettrica da FER, pur con le cautele dovute ad una riproduzione inevitabilmente semplificata del mercato elettrico:

- il geotermoelettrico risulta l'opzione più conveniente e marcia comunque al massimo della capacità ritenuta fattibile in Italia, tanto da avere costi ridotti negativi in ciascuno dei periodi dello scenario successivi al 2005, quando il vincolo alla soglia d'obbligo per i Certificati Verdi è uguale al caso tendenziale e dunque ancora non risulta "stringente";
- l'eolico sembra essere la seconda tecnologia più competitiva, ed anch'essa risulta sempre vincolata dalla limitata disponibilità dei siti;
- di particolare interesse è il risultato relativo alla produzione da biomasse/rifiuti solidi pretrattati. Il costo ridotto della tecnologia di generazione è sempre nullo, ma solo perché risulta molto "stringente" il vincolo relativo alla disponibilità della risorsa combustibile da rifiuti, la cui tecnologia di produzione presenta invece costi ridotti sempre molto elevati in valore assoluto. La generazione di energia elettrica da combustibile derivato da rifiuti sembra dunque economicamente vantaggiosa, anche grazie al costo molto basso del combustibile (pari al costo di pre-trattamento e trasporto in centrale) ma rischia di trovare una seria "strozzatura" nella limitata disponibilità di combustibile;
- come già sottolineato, il mini-idro costituisce la tecnologia utilizzata per soddisfare la crescente domanda di Certificati Verdi nel primo decennio dello scenario. Il dato relativo ai costi ridotti mostra però come ciò sia dovuto al fatto che le altre tecnologie rinnovabili analizzate nei punti precedenti risultano tutte sfruttate fino al massimo potenziale;
- infine, il solare fotovoltaico risulta essere la tecnologia meno competitiva, tanto che il suo sviluppo, molto modesto, è limitato al 2005 (con una produzione che continua fino al 2020), periodo durante il quale ha ancora effetto l'incentivo del CIP 6/92; evidentemente questa tecnologia è penalizzata dal meccanismo dei Certificati Verdi, che incentiva nella stessa misura tutte le diverse tecnologie rinnovabili (tra l'altro, per provare a limitare questo effetto si è fornito al fotovoltaico un sussidio aggiuntivo).

### *5.3.4 Una valutazione dell'efficacia dell'intervento di policy*

Il più significativo risultato dello scenario Rinnovabili è l'efficacia della misura analizzata nell'indurre il sistema energetico italiano a raggiungere gli obiettivi di utilizzo di energia rinnovabile auspicati sia a livello nazionale sia a livello europeo. Questo risultato è reso possibile dal fatto che, a differenza di quanto avviene nell'evoluzione tendenziale, il continuo incremento dell'obbligo per i Certificati Verdi fa sì che l'energia da FER continui ad aumentare per tutto l'orizzonte temporale, non solo in termini assoluti ma anche in termini relativi, fino a superare il 10% del fabbisogno.

Riguardo alla domanda di energia, essa non varia in modo significativo visto che tutte le fonti sono convenzionalmente riportate in energia primaria secondo il fattore di 2200 kcal/kWh.

È invece apprezzabile la riduzione di CO<sub>2</sub> permessa dalla promozione delle FER che, pur piuttosto modesta nel breve/medio periodo, diviene via via più significativa nel corso dello scenario.

Come detto nella premessa al capitolo, i risultati del modello MARKAL-MACRO permettono poi di valutare la competitività delle tecnologie rinnovabili considerate. Dal paragrafo precedente, è chiaro come, considerando già ampiamente sfruttata la potenzialità dell'energia geotermica, nel breve/medio periodo la tecnologia più competitiva sia l'energia eolica, il cui livello di sfruttamento è in pratica limitato solo dalla disponibilità di siti (legata nel lungo periodo alle caratteristiche del territorio, nel breve periodo anche all'accettabilità sociale delle installazioni). Si è visto poi come abbia un ruolo rilevante la biomassa: un'accelerazione nello sfruttamento delle FER in Italia deve probabilmente passare per un'intensificazione dello sfruttamento delle biomasse, che richiede però, a monte, una gestione più efficiente del ciclo dei rifiuti.

Infine, il risultato relativo al fotovoltaico mostra come il passaggio da un meccanismo di sussidi differenziati per tecnologia ad un sistema "di mercato" tenda a premiare le tecnologie più competitive, mentre l'effetto su una tecnologia meno matura, ma considerata potenzialmente promettente come il fotovoltaico, risulta sostanzialmente nullo. E più in generale, ogni tecnologia riceve un impulso effettivo solo laddove la tecnologia immediatamente più competitiva raggiunga il suo massimo potenziale.

In definitiva, come sottolineato da parte della letteratura, il rischio fondamentale di un sistema basato sui Certificati Verdi riguarda "the fairness of competition between RES technologies at different stages of development" (Meyer, 2003), in quanto "it tends to prevent investment in promising – but insufficiently developed – technologies" (Menanteau et al., 2002).



## Capitolo 6. LO SCENARIO “EFFICIENZA ENERGETICA”

### 6.1 Descrizione dello scenario e obiettivi della simulazione

Lo scenario “efficienza energetica” si riferisce alle azioni previste nei decreti ministeriali del 24 aprile 2001, nei quali si ipotizza un’accelerazione nella diffusione di apparecchiature di uso finale più efficienti, promossa dai distributori di energia elettrica e gas naturale. Questi operatori sono tenuti ad effettuare azioni di diffusione di tecnologie fino a raggiungere un risparmio annuo, in energia primaria, di 1,6 Mtep di energia elettrica e di 1,3 Mtep di energia termica.

I valori obiettivo sono stabiliti per il 2006, ma è probabile un leggero slittamento visto il ritardo con cui sono state avviate dall’Autorità Energia e Gas (AEEG) le procedure di valutazione delle azioni. Le modalità di calcolo del risparmio conseguito da ogni tecnologia sono disponibili presso il sito dell’AEEG e consentono una simulazione degli effetti di questi decreti.

#### 6.1.1 Obiettivi della simulazione

Le politiche dirette ad aumentare l’efficienza energetica sono una delle principali opzioni disponibili per la riduzione delle emissioni di inquinanti legate al consumo di energia. L’effettiva possibilità di una riduzione dei consumi unitari di energia dipende da molti fattori, non solo di tipo tecnologico ed economico, ma anche di tipo psicologico, come in primo luogo l’evoluzione delle preferenze dei consumatori, determinante per la penetrazione delle nuove tecnologie sul mercato.

Il risparmio energetico potenziale corrisponde infatti ad un mondo “ideale”, nel quale produttori e consumatori agiscono in modo perfettamente razionale, per cui adottano le tecnologie energetiche efficienti non appena divengono “cost-effective”. Nella realtà, però, la maggior parte degli operatori economici prendono molte delle loro decisioni di investimento in modo “non razionale”.

Alcuni dei motivi alla base di questa mancanza di razionalità nelle scelte sono: l’uso di tassi di sconto distorti (in quanto sulle decisioni incidono fattori diversi dai soli costi economici); l’esistenza di deficit informativi e/o asimmetrie informative (le informazioni su costi e *performance* di investimenti in efficienza energetica sono difficili da acquisire); la scarsità di incentivi per i finanziatori degli investimenti (anche quando i costi dell’efficienza energetica sono nettamente inferiori a quelli dell’acquisto di energia, gli investimenti necessari sono spesso difficili da finanziare); la maggiore importanza che i consumatori danno alle caratteristiche dei prodotti non riconducibili ad aspetti di efficienza energetica<sup>30</sup>.

La conseguenza di questa caratteristiche del sistema è che, dati i più elevati costi di acquisto delle tecnologie più efficienti, gli investimenti in efficienza energetica sono spesso considerati meno convenienti di altri tipi di investimento, per cui sono effettuati solo se il loro costo può

---

<sup>30</sup> Secondo l’impostazione prevalente tra gli analisti energetici, molti dei fattori che determinano questa situazione sono riconducibili a “fallimenti del mercato”, da cui deriverebbe la necessità di un forte intervento pubblico. Secondo un altro approccio di teoria economica, però, solo due degli ostacoli citati sono dovuti a veri e propri “fallimenti del mercato” (la presenza di costi esterni e l’esistenza di asimmetrie informative), per cui potrebbe essere sufficiente un intervento pubblico più ridotto (Fisher e Rothkopf, 1989; Sutherland, 1991; Varone, Aebischer, 2001).

essere recuperato in tempi molto brevi (anche perché il valore dell'investimento è soggetto alle fluttuazioni dei prezzi dell'energia). L'investimento nelle tecnologie efficienti è dunque inferiore a quello ottimale, ed il sistema è caratterizzato dalla presenza di un c.d. "energy-efficiency gap" o "energy-efficiency paradox" (Jaffe e Stavins, 1994; Eyre, 1997; Weber, 1997), fenomeno che ha dato luogo ad un ampio dibattito nella letteratura, volto non solo ad individuarne le ragioni ma anche a quantificarne la dimensione.

La simulazione di un aumento della velocità di penetrazione delle tecnologie energetiche più efficienti si propone dunque di indagare le questioni qui accennate, con una particolare attenzione per le tre che seguono:

1. l'esistenza di un *energy-efficiency gap* nel sistema italiano e la quantificazione della sua dimensione. A proposito di quest'ultima, i metodi utilizzati per la stima sono molto discussi in letteratura nonostante i numerosi lavori empirici, anche perché i risultati significativamente diversi a seconda dell'approccio utilizzato per l'analisi (Koopmans, te Velde, 2001). La modellistica di tipo *top-down* tende a prevedere incrementi di efficienza simili a quelli del passato, con il risultato che, crescendo la domanda più di quanto si riduce l'efficienza, il consumo di energia aumenta. Nei modelli *bottom-up*, invece, la descrizione dettagliata delle tecnologie energetiche permette l'individuazione degli ampi margini di incremento dell'efficienza energetica, con la conseguenza che i consumi energetici aumentano meno di quanto previsto dai modelli *top-down*;
2. la verifica che l'incremento dell'efficienza energetica può essere "cost-effective", cioè può avvenire a costi ridotti (o addirittura negativi), per cui in un sistema economico "razionale", come quello descritto dalla teoria economica neoclassica, i prezzi di equilibrio sono in grado di indurre produttori e consumatori ad investire nelle tecnologie energetiche più efficienti, così determinando una migliore allocazione delle risorse;
3. infine, la verifica che le politiche di promozione dell'efficienza energetica devono tenere conto del fatto che la potenziale riduzione delle emissioni derivante dal progresso tecnologico può essere in qualche misura "spiazzata" dal c.d. *rebound effect*, secondo il quale gli incrementi di efficienza, riducendo il prezzo dei servizi energetici, possono determinare aumenti della domanda di energia tali da compensare (in modo più o meno completo) il risparmio energetico derivante dall'incremento di efficienza. Come per *l'energy-efficiency gap*, anche la dimensione dell'effetto *rebound* è variabile e molto discussa.

### 6.1.2 La costruzione dello scenario

Le opzioni tecnologiche considerate nello scenario sono già state illustrate nei dettagli nei paragrafi 2.1.4 e 2.1.5, mentre i valori relativi alla diffusione delle tecnologie nel mercato, ai costi di queste ultime e agli aumenti di efficienza ipotizzati sono riportati nell'Allegato 3 (per ulteriori approfondimenti si rimanda ai documenti dell'Autorità, AEEG 2002 e 2003). La percentuale di diffusione di ogni tecnologia ipotizzata per lo scenario è ovviamente una stima del tutto esogena, basata sul senso comune, che potrebbe risultare diversa nella realtà, mentre l'aumento di efficienza ipotizzato ricalca quello proposto dall'Autorità. I risparmi complessivi di energia coincidono con gli obiettivi dei decreti 24 aprile 2001 e sono riportati in fondo alle due tabelle riportate in Allegato.

In sintesi, le ipotesi di diffusione delle apparecchiature più efficienti che sono necessarie per il conseguimento degli obiettivi fissati nei decreti risultano molto prudenti: circa il 10-15% del mercato per le tecnologie elettriche, circa il 10-15% per le caldaie ed ancora meno, il 5%, per altre tecnologie (isolamento). Nel modello è previsto un aumento della diffusione media nei periodi successivi (2015 e 2020), con una previsione grosso modo di un raddoppio della diffusione nel 2015 ed il proseguimento dello stesso *trend* fino al 2020, raggiungendo una



diffusione media intorno al 30-45% del mercato per le apparecchiature e del 15% per la riduzione delle perdite di isolamento. In termini di risparmio energetico calcolato secondo quanto stabilito da AEEG, si otterrebbe un risparmio energetico medio di 6 Mtep nel 2015 e di 9 Mtep nel 2020.

La simulazione di questo scenario nel modello ha richiesto una procedura semplice ma lunga da mettere in pratica, la cui spiegazione può fornire elementi utili al lettore. Per quasi tutte le tecnologie più efficienti sul mercato la maggiorazione prevista nel costo di investimento è inferiore ai benefici e pertanto il software di ottimizzazione privilegia queste tecnologie mettendo rapidamente fuori mercato le tecnologie attuali. Nel mercato reale questo non avviene, per cui, considerato che i costi inseriti nel modello sono realistici, si tratta evidentemente di casi classici di “barriere” non economiche che operano nel mercato<sup>31</sup>. Si è quindi deciso di vincolare le nuove tecnologie nello scenario Tendenziale, limitandone la diffusione nel mercato a valori di “nicchia”. Nello scenario Efficienza energetica, invece, il modello può scegliere queste tecnologie fino a raggiungere un valore di risparmio energetico analogo a quanto previsto nei citati decreti ministeriali. Nel periodo fino al 2015 questa diffusione grosso modo raddoppia e nel periodo successivo raddoppia di nuovo, pur non essendo ancora completamente svincolata.

## 6.2 Principali risultati della simulazione

Come nei capitoli precedenti, i risultati dello scenario possono essere sintetizzati analizzando l'effetto della misura di *policy* sulle variabili fondamentali del sistema (domanda di energia primaria, emissioni di CO<sub>2</sub>, costo del sistema energetico e Prodotto Interno Lordo), con una particolare attenzione per gli effetti economici dell'incremento dell'efficienza del sistema.

### 6.2.1 La copertura del fabbisogno energetico

La promozione dell'efficienza energetica negli usi finali produce risparmi di energia primaria pari a poco meno di 2 Mtep nel 2005, che divengono circa 4 Mtep nel 2010 e 5 Mtep nel 2015, dopodiché tornano a circa 4 Mtep nel lungo periodo. In termini percentuali, il risparmio è pari a circa l'1% nel 2005, al 2% circa tra il 2010 e il 2020, a poco meno successivamente.

Riguardo alla composizione dei consumi totali per fonte primaria (figura 6.1), l'impatto principale della misura si ha sul consumo di gas naturale, che si riduce in modo sostanziale rispetto all'evoluzione tendenziale. Il consumo di gas è infatti inferiore di poco meno di 1 Mtep già nel 2005, e diviene inferiore di 5 a partire dal 2010, mentre nel lungo periodo la differenza si riduce leggermente. Per quanto una parte dei risparmi di energia debbano inevitabilmente essere ottenuti a spese del consumo di gas naturale (anche nella stessa costruzione dello scenario, che d'altra parte riproduce la realtà), questo dato indica comunque come il gas rappresenti per il sistema energetico il combustibile “marginale”.

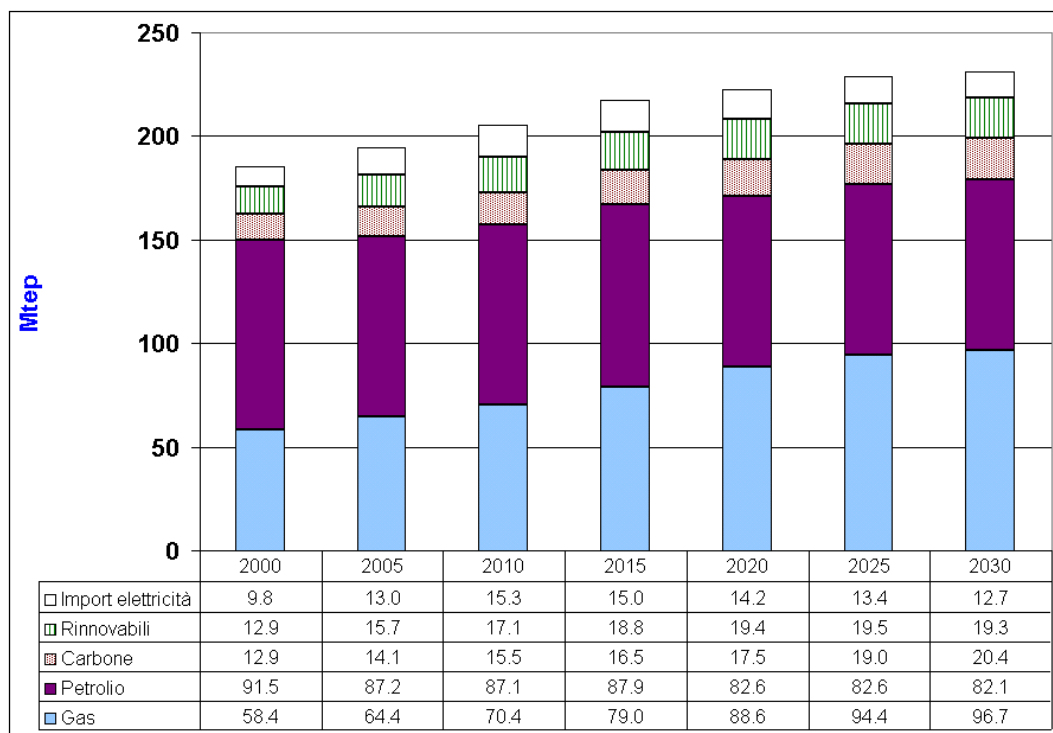
Il consumo di petrolio è invece sostanzialmente simile nei due scenari<sup>32</sup>, al di là di differenze marginali (in più o in meno) riconducibili principalmente alla procedura con cui viene ottenuto lo scenario, mentre è assolutamente identico il consumo di carbone. Infine, una pur modesto contributo al risparmio viene anche dalle fonti rinnovabili.

---

<sup>31</sup> Alle barriere citate nel paragrafo precedente si può aggiungere che nel modello sono stimati e valutati gli aumenti dei costi di produzione delle nuove tecnologie, mentre i prezzi pagati dai consumatori potrebbero essere molto più elevati.

<sup>32</sup> È però il caso di ricordare come lo scenario Efficienza non preveda misure relative al settore dei trasporti.

**Figura 6.1 - Consumi di energia primaria nello scenario Efficienza energetica (Mtep)**



### 6.2.2 Consumi finali di energia per settore

Rispetto all'evoluzione tendenziale, il risparmio complessivo di energia finale corrisponde agli obiettivi dei decreti 24 aprile 2001 (sia pure con un leggero ma realistico ritardo temporale), risultando pari a circa 2 Mtep nel 2010 (-1,3%) e a 3 Mtep nel 2015 (-2%), con una riduzione piuttosto contenuta del tasso di crescita medio annuo (pari nel primo decennio allo 0,1%, dal +1% m.a. al +0,9% m.a.).

La suddivisione del risparmio di energia tra i settori in termini di consumi finali è in parte legata al modo in cui si è costruito lo scenario, in parte determinata dal modello, dunque endogena. La gran parte del risparmio si ha dunque nel settore civile, nel quale la riduzione del consumo rispetto all'evoluzione tendenziale è pari al -4% nel 2010, al -6% nel 2015 e si avvicina al -7% nel 2020. Nell'industria il risparmio di energia si limita invece ad un -1%, e solo fino al 2015, perché i valori di lungo periodo sono simili a quelli tendenziali. Infine, il settore trasporti non è (ovviamente) influenzato in nessun modo dalla misura in questione.

### 6.2.3 Il settore elettrico

I dati relativi al settore elettrico sono di particolare interesse. Come si vede nella tabella 6.1, il consumo di energia elettrica risulta nello scenario Efficienza significativamente inferiore rispetto allo scenario Tendenziale. Il risparmio è pari a 7 TWh già nel 2005, a 12 TWh nel 2010 e arriva a 16 TWh tra il 2015 e il 2020. In termini percentuali, questi valori corrispondono a riduzioni comprese tra il 2% (nel 2005) e il 4% (nel 2015).

È poi significativo come la produzione di energia elettrica da fonti fossili si riduca delle stesse quantità, in quanto l'impatto sulla produzione da fonti rinnovabili risulta praticamente nullo.

**Tabella 6.1 - Consumi e produzione di energia elettrica nello scenario Efficienza energetica (TWh) e nello scenario Tendenziale (TWh)**

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Scenario Efficienza</i>							
Richiesta in rete	298,5	329,7	370,3	403,6	418,0	433,4	445,2
<i>Scenario Tendenziale</i>							
Richiesta in rete	298,5	336,9	382,4	419,9	433,5	445,6	457,7

Riguardo alla suddivisione del risparmio di energia tra i settori, nel breve/medio periodo la maggior parte della riduzione del consumo avviene nel settore domestico, nel quale raggiunge molto velocemente i -5 TWh (che poi restano più o meno costanti nel tempo), mentre a partire dal 2015 il risparmio diviene superiore nel settore terziario, nel quale supera i 4 TWh. Nell'industria il risparmio è invece molto inferiore, per quanto raggiunga comunque un picco di 4 TWh nel 2015.

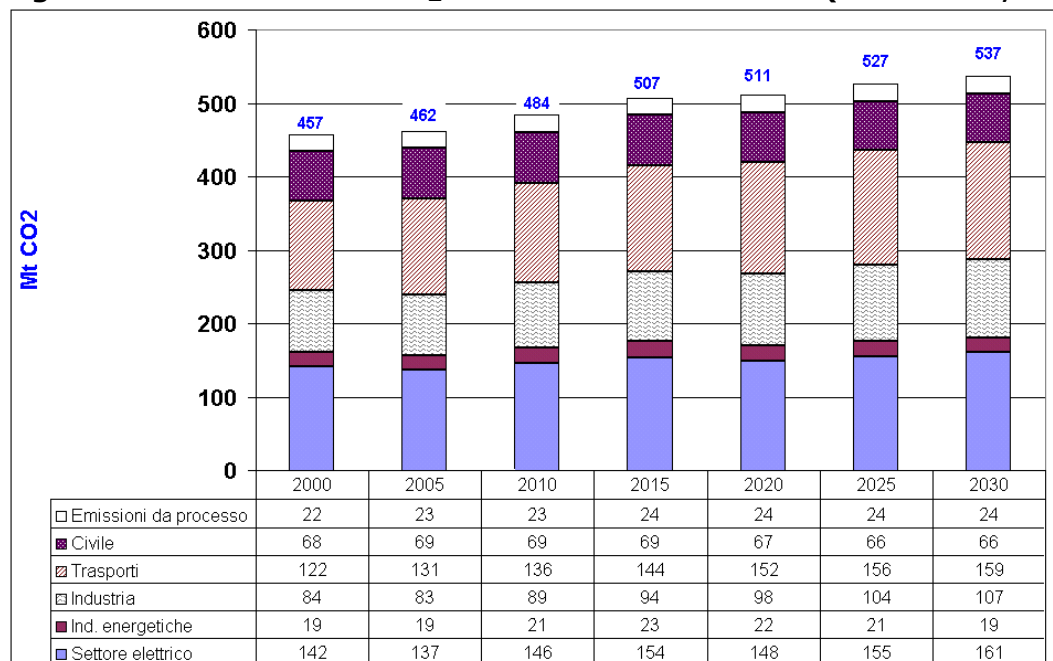
#### 6.2.4 Le emissioni di anidride carbonica

Uno dei risultati più significativi dello scenario Efficienza è che, almeno fino al 2020, la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> provocata dall'incentivazione dell'efficienza energetica è sostanzialmente superiore a quella provocata dall'accelerazione della promozione delle FER analizzata nel capitolo 5. A differenza di quanto si è visto nello scenario Rinnovabili, infatti, la riduzione delle emissioni rispetto all'evoluzione tendenziale risulta nello scenario efficienza piuttosto significativa già nel breve/medio periodo (nel 2010 è già superiore a 7 Mt di CO<sub>2</sub>, nel 2015 raggiunge quasi 12 Mt), mentre la distanza si riduce nel lungo periodo.

Anche nello scenario Efficienza, comunque, le emissioni di CO<sub>2</sub> continuano ad aumentare per tutto l'orizzonte temporale, ad un tasso medio annuo inferiore in media dello 0,2% rispetto all'evoluzione tendenziale. La riduzione delle emissioni rispetto all'evoluzione tendenziale è in termini percentuali sostanzialmente simile a quella dei consumi di energia, ma questo risultato di apparente parallelismo deriva in realtà da modifiche del sistema che spingono in direzioni opposte: da un lato, si riduce (rispetto allo scenario Tendenziale) la produzione di energia elettrica negli impianti "marginali", più flessibili (cioè non di base, tra cui in primo luogo i cicli combinati a gas naturale), cosa che determina una riduzione delle possibilità di riduzione della CO<sub>2</sub>; dall'altro lato, il mix di combustibili utilizzati nella generazione elettrica cambia anche in una direzione meno "carbon intensive", perché si riduce l'uso dell'olio combustibile e del carbone. La riduzione delle emissioni risulta dunque di periodo in periodo maggiore o minore rispetto alla riduzione dei consumi energetici, a seconda che prevalga l'una o l'altra delle spinte suddette.

La scomposizione delle emissioni a livello settoriale conferma queste considerazioni. L'impatto maggiore della promozione del risparmio energetico si ha infatti sul settore elettrico, mentre riduzioni significative si hanno anche nel settore civile (figura 6.2).

**Figura 6.2 - Emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario Efficienza (2010-2030, Mt)**



N.B.: i valori settoriali del 2000 sono stati calcolati con la stessa metodologia utilizzata per gli anni successivi e approssimano i dati dell’inventario nazionale delle emissioni con un errore del 2-3%.

### 6.3 Una valutazione dello scenario Efficienza

Per una valutazione complessiva dello scenario Efficienza energetica è utile anche in questo caso confrontare lo scenario in questione con il Tendenziale, ricorrendo ancora all’identità di Kaya, per poi tornare alle questioni su cui ci si proponeva di fare luce con la costruzione dello scenario, elencate nel paragrafo 6.1.

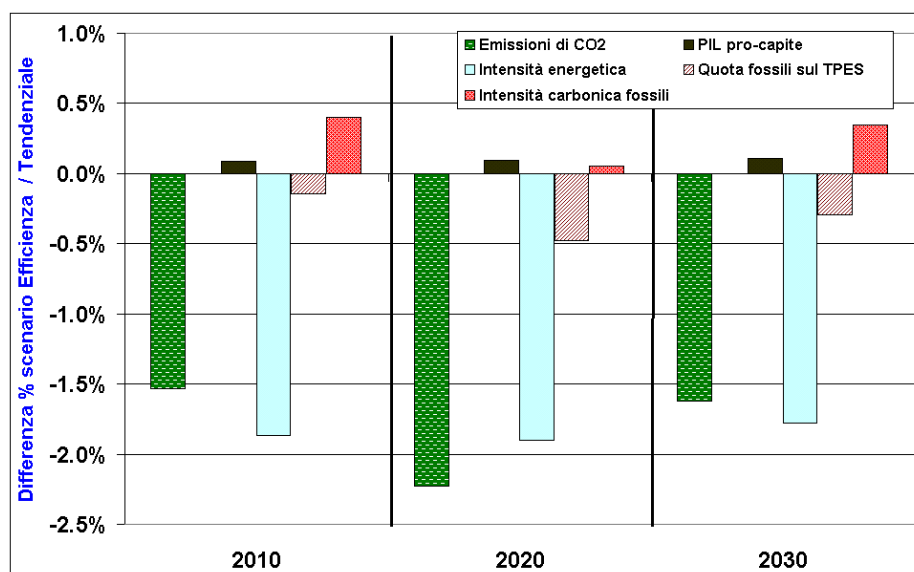
#### 6.3.1 Un confronto fra lo scenario Efficienza energetica e lo scenario Tendenziale

Il confronto tra lo scenario Efficienza energetica e lo scenario Tendenziale (figura 6.3) mostra in primo luogo come la promozione dell’efficienza energetica produca una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (rispetto all’evoluzione tendenziale) compresa tra l’1,5% e il 2,5%.

La scomposizione delle emissioni nelle componenti di Kaya evidenzia poi come le politiche di efficienza energetica producano una riduzione molto significativa dell’energia utilizzata per unità di PIL, che “spiega” buona parte della riduzione delle emissioni (rispetto allo scenario Tendenziale).

Effetti rilevanti, ma più ridotti, si hanno anche sulle altre componenti “energetiche” del sistema, cioè la quota di fonti fossili e l’intensità carbonica dell’energia fossile. Riguardo alla quota di fonti fossili, la riduzione del consumo di energia che caratterizza lo scenario Efficienza fa sì che si riduca in modo significativo anche il consumo di energia fossile, sia in termini assoluti che percentuali (perché come detto il consumo di energia rinnovabile si riduce in modo solo marginale). La riduzione dei consumi energetici non è infatti equamente distribuita tra le fonti primarie, perché viene ottenuta principalmente riducendo i consumi diretti di gas naturale per usi termici e i consumi di energia elettrica. Riguardo all’intensità carbonica dell’energia fossile, la riduzione dei consumi di gas naturale (sia diretti che per la generazione elettrica) ne determina d’altra parte un aumento rispetto all’evoluzione tendenziale.

**Figura 6.3 - Differenza tra lo scenario Tendenziale e lo scenario Efficienza**



Infine, un dato di grande rilievo dello scenario Efficienza è che l'accelerazione nella diffusione di apparecchiature più efficienti ha un impatto positivo sulla crescita economica, che non è neppure marginale. L'incremento del PIL rispetto all'evoluzione tendenziale è infatti pari a circa lo 0,1%, in leggerissimo ma costante aumento nel corso del tempo, un valore corrispondente in termini assoluti a cifre comprese tra un miliardo (nel 2010) e due miliardi di euro (nel 2030).

### 6.3.2 "Energy-efficiency gap" e costi della sua riduzione

I risultati dello scenario hanno non solo mostrato la possibilità di ampi margini di incremento dell'efficienza energetica, dunque l'esistenza di un *energy-efficiency gap* nel sistema energetico italiano (un risultato d'altra parte prevedibile vista la natura *bottom-up* della descrizione del settore energetico nel modello MARKAL-MACRO), ma hanno evidenziato la possibilità che l'incremento dell'efficienza energetica possa avvenire a costi negativi. Il risultato più significativo dello scenario è infatti l'aumento del Prodotto Interno Lordo che deriva dalla maggiore penetrazione delle tecnologie energetiche più efficienti.

La motivazione di questo risultato sta nel fatto che il risparmio di costi dell'energia conseguito con l'adozione delle tecnologie più efficienti (anche se più costose in termini di investimento iniziale) determina di fatto una diminuzione del prezzo dei servizi energetici, che rende disponibili risorse per altri scopi, determinando un aumento del reddito disponibile per il sistema economico e/o una diminuzione del costo dei fattori produttivi. Ne derivano un aumento della domanda di beni e servizi (compreso il bene energia) e un aumento del prodotto totale (la cui entità è legata al peso del sistema energetico sull'intero sistema economico)<sup>33</sup>. L'effetto risulta più evidente nel lungo periodo, via via che la diffusione delle tecnologie più efficienti diviene quantitativamente significativa.

<sup>33</sup> Gli effetti economici complessivi dalla diminuzione del costo dell'energia dipendono dall'interrelazione tra tutte le variabili del sistema, perché prezzi e quantità si aggiustano nei vari mercati in modo da raggiungere un nuovo equilibrio. In prima approssimazione, l'aumento percentuale della spesa per beni e servizi che deriva dalla diminuzione del costo dell'energia è uguale al prodotto della quota di spesa destinata all'energia per la diminuzione del suo prezzo. E l'aumento del consumo di energia che ne deriva è pari al prodotto della quota di spesa destinata all'energia per la diminuzione del suo prezzo e per il contenuto energetico degli altri beni e servizi (Greening et al., 2000).

Il risultato secondo cui la riduzione dei consumi di energia (e delle emissioni) ottenuta mediante l'incremento dell'efficienza energetica può avvenire a costi negativi per il sistema economico trova molte conferme in letteratura.

In primo luogo, un recente studio dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA, 2003) mostra che nei paesi OCSE l'adozione di standard minimi di efficienza permetterebbe guadagni di efficienza fino al 30%, con un risparmio, entro il 2010, di 642 TWh di energia elettrica e di 322 Mt di CO<sub>2</sub>/anno (fino al 30% degli obiettivi del Protocollo di Kyoto). Ma soprattutto, questi risparmi potrebbero essere ottenuti a costi *negativi per la società*, in quanto “the extra costs of more efficient appliances are offset by savings in running costs over the life of the appliance. In the US, each tonne of CO<sub>2</sub> avoided in this way in 2020 will save consumers \$ 65; while in Europe, each tonne of CO<sub>2</sub> avoided will save consumers Euro 169 (reflecting higher electricity costs and currently lower efficiency standards in Europe)” (IEA/PRESS(03)10, 16 aprile 2003).

Un'altra conferma recente viene da uno studio dell'European Climate Change Programme (ECCP, 2003), secondo cui nella UE, già con la sola implementazione della direttiva sulla *performance* energetica degli edifici è possibile evitare emissioni di anidride carbonica per circa 150 Mt.

Altri risultati dello stesso tipo sono poi quelli dell'International Project for Sustainable Energy Paths (IPSEP). Secondo uno studio del 2002 (Krause et al., 2002), una strategia di mitigazione integrata di minimo costo, centrata sulla promozione del progresso tecnologico (con un ruolo molto limitato dei meccanismi di flessibilità internazionale), potrebbe produrre per gli USA un guadagno annuale in termini di prodotto pari a circa lo 0,4% del PIL nel 2010 e a circa lo 0,9% nel 2020 (equivalente in termini di valore attuale netto cumulato ad un guadagno di 250 miliardi di dollari nel 2010 e di 600 miliardi di dollari nel 2020). Mentre risultati perfino migliori sarebbero possibili per l'Unione Europea<sup>34</sup>.

Infine, un risultato molto interessante è infine quello ottenuto da Kydes (1997), che ha compiuto una valutazione degli effetti sull'intera economia degli Stati Uniti di incrementi dell'efficienza energetica mediante il modello National Energy Modeling System (NEMS). Nello studio sono confrontati i risultati di nove scenari, tra i quali uno scenario di riferimento, nel quale l'intensità energetica dell'economia diminuisce del 17,5% entro il 2015, e uno scenario di sviluppo tecnologico accelerato, nel quale l'intensità energetica diminuisce del 24%. Questa differenza nella diminuzione dell'intensità energetica causa una riduzione della domanda di energia del 5%, ed il PIL aumenta dello 0,4%.

### 6.3.3 Effetto "rebound"

La riduzione del costo dell'energia derivante dalla penetrazione nel mercato di nuove tecnologie più efficienti, con la conseguente possibilità di un impatto positivo sul reddito disponibile, sono alla base del cosiddetto *rebound effect* (RE), secondo cui dagli incrementi di efficienza possono derivare anche aumenti della domanda di energia tali da compensare (più o meno completamente) il risparmio energetico derivante dall'incremento di efficienza.

---

<sup>34</sup> Cfr. Krause et al., 2000: “By the year 2020, the European Union could double its Kyoto target for cutting carbon emissions - from currently 8 percent to 16 percent of 1990 levels - while simultaneously reducing the cost of heating, driving, lighting, and other energy services by up to thirty percent below reference levels.” [...] “The net benefits add up to an EU-wide saving of about 2 percent of GDP in 2020.” Ci sarebbero pertanto “good economic reasons for emphasizing domestic action to cut carbon emissions in the EU, rather than mainly relying on so-called flexibility mechanisms for buying emission reduction credits abroad. With a productivity-oriented climate policy, domestic action yields economic gains within the EU as well as accelerated technological innovation. On both counts, excessive ‘elsewhere’ flexibility would lead to lost opportunities for EU consumers and firms.”

Con l'aumento dell'efficienza energetica, infatti, aumenta la produttività marginale dell'energia, per cui da una stessa quantità fisica di energia può essere "estratta" una maggior quantità di servizi energetici. Dato che il prezzo della quantità fisica di energia non varia, il prezzo del servizio energetico si riduce della stessa proporzione dell'aumento di efficienza. Diviene pertanto conveniente consumare più energia, fino al punto nuovo punto di equilibrio, costituito sempre dal punto in cui la produttività marginale dell'energia è uguale al nuovo prezzo<sup>35</sup>. Oltre alla dimensione dell'incremento dell'efficienza energetica, questo processo è determinato dalla facilità con cui l'uso dell'energia può essere aumentato (quantomeno in termini di servizi energetici, se non in termini di stessa quantità fisiche di energia).

La diminuzione del prezzo dei servizi energetici rispetto agli altri input produttivi determina poi anche una sostituzione di una quota degli altri input produttivi con energia<sup>36</sup>, con la conseguenza che aumenta la produttività marginale degli altri fattori produttivi (per la legge dei rendimenti decrescenti). Ed il fatto che una minore quantità di ogni fattore produttivo è ora necessaria per produrre lo stesso prodotto equivale di fatto ad un aumento del reddito, da cui può derivare un ulteriore incremento della domanda di energia.

L'effetto "rebound" è dunque l'aumento della *domanda di servizi energetici* che deriva dal più basso costo dell'energia, che in misura più o meno rilevante può tradursi anche in un aumento della *domanda di energia*, compensando almeno in parte la riduzione derivante dall'incremento di efficienza.

Nonostante l'ampia letteratura, vi è molta controversia circa le ragioni e soprattutto l'effettiva dimensione dell'effetto *rebound*, che a seconda della definizione che ne viene data può essere marginale o può addirittura determinare un aumento assoluto del consumo di energia. I fattori determinanti sono comunque l'elasticità di sostituzione fra i fattori produttivi e l'elasticità della domanda dei beni finali (sia al prezzo che al reddito). Tanto maggiore è il valore di queste elasticità, tanto maggiore è l'incremento della domanda di energia che deriva dall'aumento dell'efficienza<sup>37</sup>.

Sebbene la sostituibilità sia dei fattori produttivi che dei beni finali sia limitata (soprattutto nel breve periodo), per cui la dimensione del RE è presumibilmente pari solo ad una frazione dell'incremento di efficienza, essa non può però essere determinata a priori (anche perché le possibilità di sostituzione aumentano nel medio-lungo periodo). D'altra parte, una stima plausibile di questo effetto può essere di grande rilevanza per una corretta definizione delle politiche energetiche, in quanto un elevato valore del RE richiede che l'incentivazione dell'efficienza sia accompagnata da un aumento dei prezzi dell'energia.

Come sempre, anche in questo caso la stima può essere molto diversa a seconda dello strumento utilizzato.

Negli ultimi anni c'è stato un ampio numero di studi che hanno cercato di stimare il RE, generalmente a partire da stime delle elasticità suddette. Nella grande maggioranza dei casi si tratta di studi "parziali", nel senso che si limitano all'analisi di un solo servizio energetico (Berkhout et al., 2000).

---

<sup>35</sup> Tutta la descrizione del processo produttivo implicita in questo contesto ha le sue radici teoriche nell'economia neoclassica.

<sup>36</sup> "Sempre assumendo che il sistema segua un comportamento ottimizzante, nel qual caso "[...] the firm chooses an input combination for which the rate of technical substitution is equal to the ratio of the input rental rates, i.e., factor prices. A reduction in the price of one of the inputs relative to another will result in a change in the slope of the isocost line. This change in slope will reflect the greater usage of the less expensive input. This means that the direction of technical change is "biased" away from the use of the more expensive output, e.g., capital-saving and fuel-using" (Greening et al., 2000, pag. 391).

<sup>37</sup> Per una panoramica della letteratura relativa all'effetto "rebound" si rimanda a "Energy Policy", vol. 28, 6-7, giugno 2000, numero speciale *On the rebound: the interaction of energy efficiency, energy use and economic activity*.

La considerazione che la dimensione dell'effetto *rebound* deriva da una complessa serie di aggiustamenti di prezzi e quantità nell'intero sistema economico/energetico induce però a ritenere che sia appropriato utilizzare per la stima un modello in grado di tenere conto di queste interazioni<sup>38</sup>.

Il modello del sistema energetico italiano qui utilizzato permette di ottenere una stima del RE complessivo, in primo luogo perché è in grado di tenere conto degli effetti di azione e retroazione che avvengono nell'intero sistema economico/energetico, in secondo luogo per il suo orizzonte temporale di lungo periodo, nel quale la sostituibilità tra energia e capitale/lavoro è certamente maggiore.

Tale stima può essere ottenuta in via "indiretta" mediante il confronto tra gli effetti che la promozione dell'efficienza energetica produce sul consumo di energia, effetti stimati utilizzando due versioni del modello. La riduzione del consumo di energia stimata dal modello di equilibrio parziale MARKAL-Italia deriva da un modello nel quale la domanda di energia non dipende dal suo prezzo (l'elasticità della domanda di energia al prezzo è pari a zero), perché il bene energia non può essere sostituito da altri fattori produttivi (l'elasticità di sostituzione tra energia e capitale/lavoro è pari a zero). La riduzione del consumo di energia stimata dal modello integrato di equilibrio generale MARKAL-MACRO Italia deriva invece da un modello nel quale è possibile la sostituzione tra il bene energia e gli altri fattori produttivi (secondo il valore assunto dal parametro elasticità di sostituzione, che nella versione del modello utilizzata per lo studio è pari a 0,3), e la domanda di energia è elastica al prezzo<sup>39</sup>.

Date dunque le differenze suddette tra le due versioni del modello, si può assumere che il modello di equilibrio parziale descriva l'evoluzione del sistema in assenza di effetto *rebound*, per cui la riduzione del consumo di energia da esso stimata rappresenta un valore massimo, mentre il modello di equilibrio generale riesce a cogliere una parte significativa del RE, per cui la riduzione del consumo di energia da esso stimata dovrebbe risultare inferiore a quella stimata dal modello di equilibrio parziale. La differenza tra le due stime può dunque rappresentare una stima del RE.

Nella figura 6.4 è riportata la differenza tra la riduzione del consumo di energia nello scenario Tendenziale e nello scenario Efficienza, stimata utilizzando dapprima il modello MARKAL-Italia, poi il modello MARKAL-MACRO Italia. La figura mostra come la riduzione dei consumi energetici sia nel primo caso sempre maggiore: ad esempio, nel 2010 il consumo di energia si riduce nello scenario Efficienza dell'1,6% (rispetto al tendenziale) secondo il MARKAL, mentre si riduce solo dell'1,4% secondo il MARKAL-MACRO.

La differenza tra le due stime è inoltre crescente nel tempo, in quanto nei tre periodi considerati è pari rispettivamente allo 0,28%, allo 0,70% e allo 0,75%.

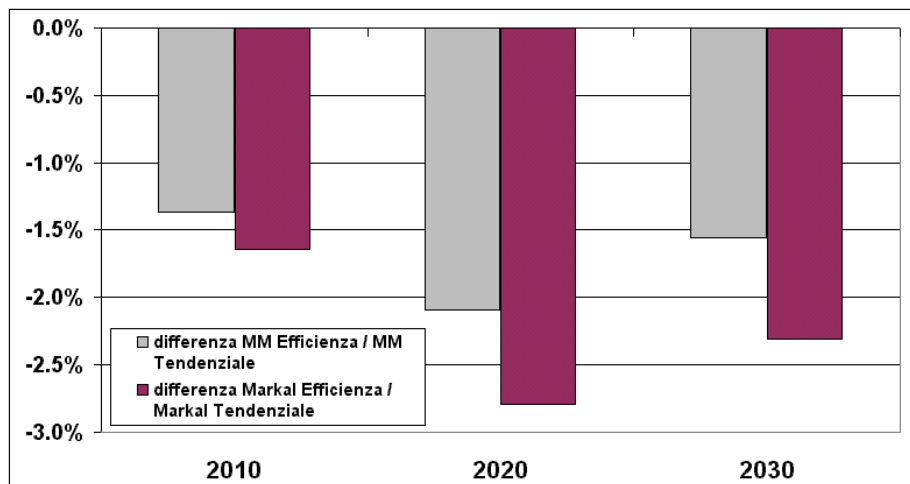
---

<sup>38</sup> "Because improvements in energy efficiency, with resulting increases in the supply of energy services, alter the mix of both final and input demands, increase consumers' real income, and expand firms' production possibilities, prices throughout the economy will undergo numerous, and complex adjustments. Only a general equilibrium analysis can predict the ultimate result of these changes" (Greening et al., 2000, pag. 397).

<sup>39</sup> Per una descrizione della relazione funzionale tra domanda di servizi energetici e prezzi nel MARKAL-MACRO, vedi Niklasson I., Larsson T., Wene C.O., *MARKAL-MACRO for Sweden: studies of conservation potential*, Energy System Technology Division, Chalmers University of Technology, Göteborg, Svezia.



**Figura 6.4 - Differenza tra la riduzione del consumo di energia nello scenario Tendenziale e nello scenario Efficienza (confronto tra la stima MARKAL e la stima MARKAL-MACRO)**



Rapportando i valori suddetti alla riduzione dei consumi energetici in assenza di effetto *rebound* (cioè alla riduzione stimata dal modello di equilibrio parziale), si ottiene infine una stima del RE. Il valore del *rebound* che se ne ricava è pari al 17% nel 2010, al 25% nel 2020, al 32% nel 2030.

Si tratta di valori significativi, per di più crescenti nel tempo, che sembrano confermare l'opinione prevalente in letteratura, secondo cui il RE può anche essere significativo (le stime disponibili sono comprese tra 0 e 30%, vedi Berkhout et al., 2000, pag. 431), ma non è tale da rendere inefficaci le misure volte ad aumentare l'efficienza energetica del sistema.

La potenziale significatività del RE può comunque indurre a ritenere utile affiancare alle misure suddette strumenti in grado di ridurre l'ampiezza dell'effetto *rebound*, come ad esempio la tassazione ambientale (Greening et al., 2000).



## Capitolo 7. LO SCENARIO CARBON TAX

### 7.1 Descrizione dello scenario e obiettivi della simulazione

L'elaborazione dello scenario Carbon Tax aveva come obiettivo la valutazione dell'opportunità di una consistente tassazione del carbonio per determinare una sostanziale modifica dei consumi energetici italiani. A tal fine, si è individuato un livello della tassa in grado di determinare una forte riduzione dei consumi di fonti fossili e se ne sono valutati i costi per il sistema energetico/economico.

Nello scenario si ipotizza l'introduzione di una tassa sulle emissioni di carbonio che, pur modesta nel breve periodo, raggiunge valori relativamente alti nel medio e ancor più nel lungo periodo. Essa viene infatti introdotta nel 2005 ad un livello pari a 25 \$ per tonnellata di CO<sub>2</sub>, ma passa già nel 2010 a 50 \$, per poi aumentare ancora a 75 \$ nel 2015 e a 100 \$ nel 2020. Dopo il 2020 la tassa resta invece costante a 100 \$/t CO<sub>2</sub><sup>40</sup>. In questo scenario, dunque, non vi è solo una tassa relativamente elevata, ma vi è anche una tassa che è crescente nel tempo per una buona parte dell'orizzonte temporale.

Lo scenario Carbon Tax si differenzia dallo scenario Tendenziale anche per una diversa evoluzione del settore dei trasporti.

Nello scenario Tendenziale si ipotizza che l'accordo ACEA sull'aumento di efficienza delle automobili abbia impatti piuttosto contenuti in Italia, per una serie di ragioni legate all'andamento osservato nel parco veicolare negli ultimi anni<sup>41</sup>:

- sostituzione del parco storico di cilindrata media con automobili di cilindrata più elevata;
- elevato incremento della mobilità nelle grandi aree urbane, con fenomeni di congestione che aumentano i consumi specifici.

In sostanza, lo scenario Tendenziale ipotizza che il limite dei 140 g CO<sub>2</sub>/km abbia un impatto limitato sul parco nazionale, contribuendo a ridurre i consumi solo nel traffico interurbano. Dal punto di vista del modello questo comporta che le tecnologie più efficienti (ovvero le auto di cilindrata inferiore e/o con emissioni medie intorno ai 120 g CO<sub>2</sub>/km) siano soggette a vincoli che ne limitano la diffusione.

Nel caso di uno scenario che prevede una tassa elevata sulle emissioni, quale lo scenario Carbon Tax, è però verosimile che si assista ad una maggiore diffusione di veicoli più efficienti e/o di cilindrata media inferiore, per cui è sembrato appropriato che questi vincoli fossero allentati.

Come si può notare dalle tabelle 7.1, 7.2 e 7.3, le ipotesi fatte in questo scenario sono comunque piuttosto conservative. Si lascia al modello la possibilità di utilizzare fino a circa 1 milione di veicoli a basso consumo in più entro il 2010 (circa il 3% del parco) e fino a circa 4,5 milioni in più nei 10 anni successivi.

---

<sup>40</sup> La tassazione è equivalente ad un aumento del prezzo del petrolio di 10 \$/bbl nel caso di 25 \$/t e di 20-40 \$/bbl nel caso di 50-100 \$/t CO<sub>2</sub>. Nel modello, il gettito della tassa viene automaticamente restituito al sistema economico.

<sup>41</sup> Un'analisi più dettagliata è riportata nell'Allegato 1.

**Tabella 7.1 - Modelli di automobili a basso consumo inseriti nel modello**

TFA	Small gasoline cars, low consumption
TFD	Urban Medium gasoline cars, LOW CONSUMPTION
TFE	Extra urban Medium gasoline cars, LOW CONSUMPTION
TFF	Highway Medium gasoline cars, LOW CONSUMPTION
TFG	Big gasoline cars, LOW CONSUMPTION
TFH	Big gasoline cars, Toyota Prius
TFL	Medium diesel car, low consumption
TFM	Big diesel car, low consumption
TFO	LPG cars, low consumption
TFR	CNG car, new concept
TGA	Electric city car
TGC	Electric city good distribution vehicle
TGE	Electric city bus
TKH	Urban bus, > 41 seats , CNG, all years

**Tabella 7.2 - Mercato dei modelli a basso consumo nello scenario base (lotti di 10<sup>5</sup> veicoli)**

	2000	2010	2020	2030
TFA	0,0	0,4	0,4	0,4
TFD	0,0	0,6	0,6	0,6
TFE	0,0	0,6	0,6	0,6
TFF	0,0	0,6	0,6	0,6
TFG	0,0	0,7	0,7	0,7
TFH	0,0	0,7	0,7	0,7
TFL	0,0	1,1	1,1	1,1
TFM	0,0	1,1	1,1	1,1
TFO	0,0	0,7	0,7	0,7
TFR	0,0	0,9	0,9	0,9
TGA	0,3	0,6	0,6	0,6
TGC	0,1	0,2	0,5	0,5
TGE	0,006	0,03	0,09	0,105
TKE	0,0	0,01	0,03	0,07
<b>Totale</b>	<b>0,56</b>	<b>8,14</b>	<b>8,52</b>	<b>8,57</b>

Nota: poiché si tratta di lotti di 10<sup>5</sup> veicoli, 8,14 equivale a 814.000 veicoli

Pertanto questo scenario intende stimare unicamente gli effetti “spontanei” sul mercato automobilistico di un significativo aumento della tassazione sui carburanti. Le potenzialità di una misura che preveda la diffusione di auto con emissioni medie intorno ai 120 g CO<sub>2</sub>/km sono evidentemente molto maggiori.

Infine, per permettere alla tassa di dispiegare meglio i suoi effetti, nello scenario Carbon Tax sono state incluse anche le misure comprese nello scenario Efficienza energetica.

**Tabella 7.3 - Mercato modelli a basso consumo nello scenario HCT + accordo ACEA (lotti di 10<sup>5</sup> veicoli)**

	2000	2010	2020	2030
TFA	0,0	0,9	3,6	3,6
TFD	0,0	1,2	4,4	4,4
TFE	0,0	1,0	1,2	1,2
TFF	0,0	1,0	1,2	1,2
TFG	0,0	1,4	5,6	5,6
TFH	0,0	1,4	5,6	5,6
TFL	0,0	4,4	12,0	12,0
TFM	0,0	4,4	12,0	12,0
TFO	0,0	1,4	5,6	5,6
TFR	0,0	1,8	7,2	7,2
TGA	0,30	1,2	2,2	2,2
TGC	0,10	0,6	1,2	1,2
TGE	0,006	0,12	0,3	0,3
TKE	0,005	0,03	0,07	0,13
<b>Totale</b>	<b>0,56</b>	<b>18,65</b>	<b>56,17</b>	<b>56,23</b>

Nota: poiché si tratta di lotti di 10<sup>5</sup> veicoli, 18.65 equivale a 1.865.000 veicoli

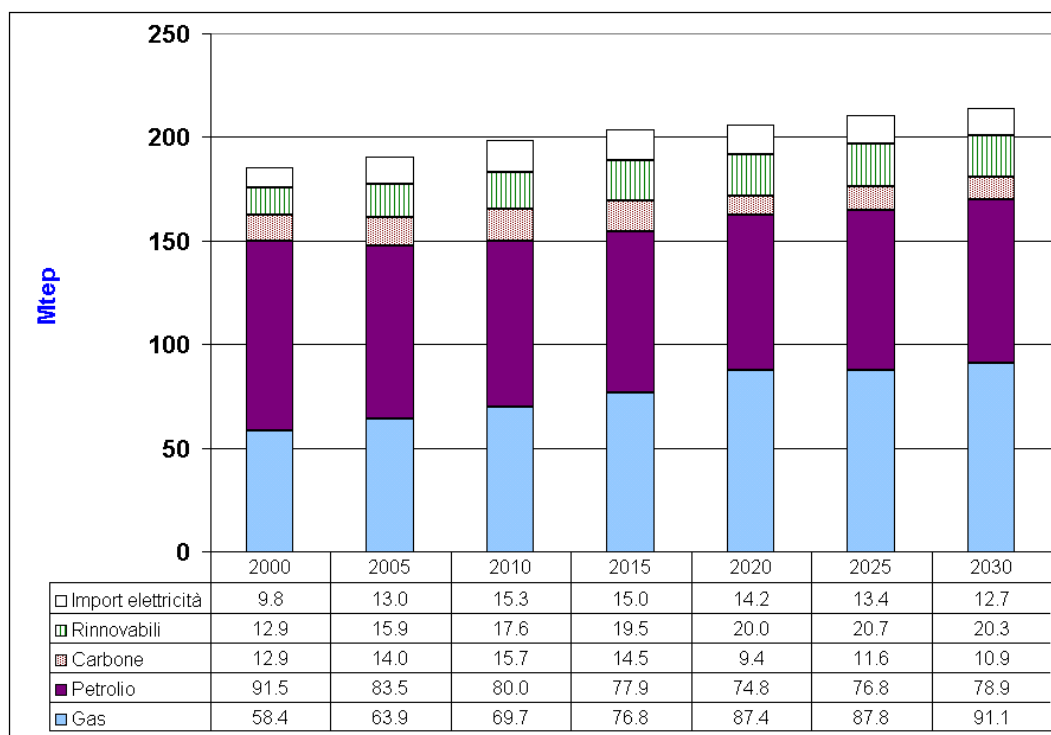
## 7.2 Principali risultati della simulazione

### 7.2.1 La copertura del fabbisogno energetico

L'evoluzione del sistema energetico descritta nello scenario Carbon Tax è profondamente diversa sia da quella tendenziale sia da quella descritta dagli altri due scenari visti in precedenza.

Innanzitutto, la tassa ha un impatto molto forte sui consumi totali di energia (figura 7.1). Per quanto questi ultimi continuano ad aumentare per tutto l'orizzonte temporale, il loro tasso di crescita medio annuo risulta fino al 2020 pari a circa la metà di quello tendenziale. La riduzione dei consumi energetici rispetto all'evoluzione tendenziale è inoltre crescente nel tempo: essa è pari a più di 5 Mtep nel 2005, a 11 Mtep nel 2010, a 19 Mtep nel 2015 e a 21 Mtep nel 2020, dopodiché resta costante intorno ai 22 Mtep fino al 2030. Un dato molto significativo è dunque che la riduzione dei consumi aumenta finché aumenta la tassa sulle emissioni di carbonio, mentre quando la tassa si stabilizza su un valore pure elevato non si producono più ulteriori riduzioni rispetto al caso tendenziale.

**Figura 7.1 - Consumi di energia primaria nello scenario Carbon Tax (Mtep)**



Quanto alla copertura del fabbisogno, anche questo scenario, come gli altri, è caratterizzato da un aumento costante del consumo di gas, che però in questo caso cresce meno, a causa del più basso consumo di energia totale, con una riduzione rispetto allo scenario Tendenziale compresa tra i 5 Mtep (nel 2010) e i 10 Mtep (nel 2030).

L'impatto della tassa sulle emissioni di CO<sub>2</sub> sul consumo di petrolio è immediato, in quanto quest'ultimo si riduce di 5 Mtep già nel 2005 (quando viene introdotta la tassa), che divengono 10 Mtep nel 2015. È poi interessante come la riduzione del consumo di petrolio risulti maggiore di quella dei consumi di gas, ma solo fino al medio periodo, perché dopo il 2020 la distanza tra l'evoluzione tendenziale e quella imposta dalla tassa si riduce notevolmente. Mentre i consumi di petrolio diminuiscono finché la tassa aumenta di periodo in periodo, dal 2020 tornano a salire, avvicinandosi di nuovo agli 80 Mtep (solo 3 Mtep in meno rispetto allo scenario Tendenziale). Questo dato è dovuto in particolare alla difficoltà di ridurre la domanda (e i consumi energetici) dei trasporti.

L'elevata tassa sulla CO<sub>2</sub> influisce poi in modo particolarmente marcato sul consumo di carbone, che pur aumentando come nel caso tendenziale fino al 2010, si riduce invece drasticamente a partire dal 2015, tanto che dal 2020 in poi, quando la tassa raggiunge i 100 \$/t di CO<sub>2</sub>, esso è pari a quasi la metà dei quasi 20 Mtep dell'evoluzione tendenziale (in valore assoluto le differenze tra i due scenari sono simili a quelle viste per gas e petrolio).

Infine, la più modesta dinamica del consumo di energia è quasi completamente spiegata dalla più modesta dinamica delle fonti fossili. La tassa sulle emissioni di CO<sub>2</sub>, per quanto elevata, non è infatti tale da aumentare in modo significativo il consumo (e la penetrazione) delle fonti rinnovabili, il cui consumo è solo leggermente maggiore di quello tendenziale e ampiamente inferiore a quello garantito dallo scenario Rinnovabili (la differenza rispetto a quest'ultimo è pari a circa -1 Mtep nel 2010 e a -6 Mtep nel 2030, sebbene non vada oltre il punto percentuale in termini di quota sul TPES). Questo effetto potrebbe però essere dovuto all'orizzonte di tempo insufficiente per un ammortamento congruo degli investimenti in queste tecnologie.

### 7.2.2 Consumi finali di energia per settore

La tassa sulla CO<sub>2</sub> ha ovviamente un impatto molto forte anche sui consumi finali di energia, che rispetto all'evoluzione tendenziale si riducono di circa 6 Mtep nel 2010, 15 Mtep nel 2020 e 19 Mtep nel 2030.

È interessante la suddivisione di questi risparmi di energia tra i settori, determinata endogenamente dal modello: i risparmi più significativi si hanno nel settore civile (come nello scenario Efficienza), nel quale la riduzione del consumo rispetto all'evoluzione tendenziale è costantemente pari alla metà della riduzione totale. Risparmi significativi si hanno anche nell'industria, mentre il settore trasporti è influenzato in modo estremamente ridotto, con una riduzione massima pari a 1,5 Mtep (dal 2020 in poi).

Questi risparmi differenziati per settore comportano ovviamente una diversa distribuzione dei consumi finali tra i vari settori. Rispetto all'evoluzione tendenziale si riduce infatti il peso del settore civile (dell'1% circa nel breve/medio periodo, del 2% circa nel lungo periodo) e dell'industria (di meno dell'1%), mentre il peso dei trasporti aumenta in misura pari alla somma delle riduzioni suddette.

### 7.2.3 I consumi elettrici

Un altro risultato significativo dello scenario Carbon Tax riguarda l'efficacia della tassa sul carbonio nel determinare una riduzione della dinamica (altrimenti molto forte) dei consumi elettrici (tabella 7.4). Il consumo di energia elettrica risulta infatti inferiore rispetto al tendenziale per 15 TWh già nel 2005, per 24 TWh nel 2010, per 35 TWh nel 2015 e per quasi 40 TWh nel 2020, dopodiché (in concomitanza con la fine degli incrementi progressivi della tassa) la differenza si riduce, per tornare a circa 30 TWh nel 2030.

In termini percentuali, il tasso di crescita dei consumi elettrici si riduce dello 0,6% medio annuo nel primo decennio (dal 2,5% m.a. all'1,9%), dello 0,3% m.a. nel secondo (dall'1,3% m.a. all'1%) e dello 0,2% m.a. nel terzo (dallo 0,5% m.a. allo 0,2%).

**Tabella 7.4 - Consumi di energia elettrica nello scenario Carbon Tax (TWh)**

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Richiesta in rete	298,5	321,6	358,5	384,4	394,7	409,9	426,4

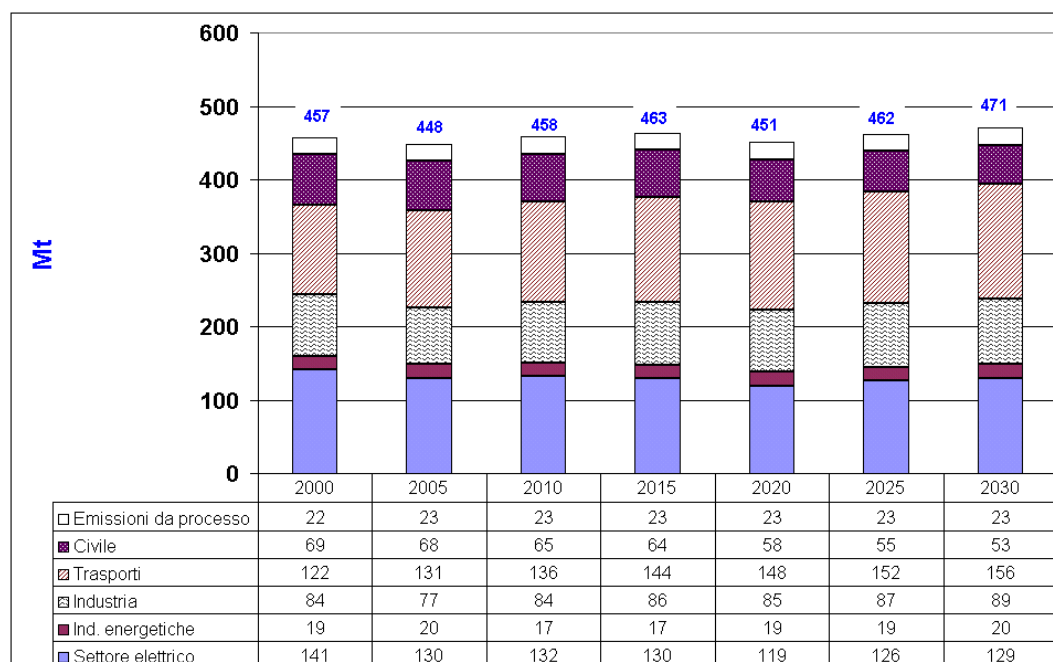
### 7.2.4 Le emissioni di anidride carbonica

Le conseguenze molto rilevanti descritte fin qui della Carbon Tax sui consumi di energia si riversano infine sull'ultimo "anello" del sistema energetico, le emissioni di anidride carbonica.

La tassa risulta infatti molto efficace nel determinare una riduzione sostanziale della crescita delle emissioni, che risultano inferiori a quelle tendenziali per 34 Mt nel 2010, per 72 Mt nel 2020 e per 76 Mt nel 2030 (figura 7.2).

Inoltre, un dato molto significativo è che fino al 2020 (cioè fino a quando viene progressivamente incrementata) la tassa riesce anche a determinare una stabilizzazione delle emissioni, che nell'ultimo decennio (nel corso del quale quando la tassa è stabile a 100 \$/t di CO<sub>2</sub>) riprendono invece ad aumentare a ritmi molto simili a quelli tendenziali.

**Figura 7.2 - Emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario Carbon Tax (Mt)**



N.B.: i valori settoriali del 2000 sono stati calcolati con la stessa metodologia utilizzata per gli anni successivi e approssimano i dati dell'inventario nazionale delle emissioni con un errore del 2-3%.

Sebbene le emissioni siano nel 2010 inferiori a quelle del 2000, esse restano comunque ampiamente superiori a quelle del 1990 (di circa 20 Mt, pari ad un +5%), per cui anche questo scenario non è in grado di garantire il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto. Quanto all'andamento delle emissioni in termini relativi, la CO<sub>2</sub> emessa per tonnellata equivalente di petrolio (l'intensità carbonica dell'energia) diminuisce fino a circa 2,2 Mt per tep di energia consumata (costanti dal 2020 in poi), mentre le emissioni pro-capite, pur in crescita nel lungo periodo, non superano mai le 8 Mt.

### 7.3 Una valutazione dello scenario Carbon Tax

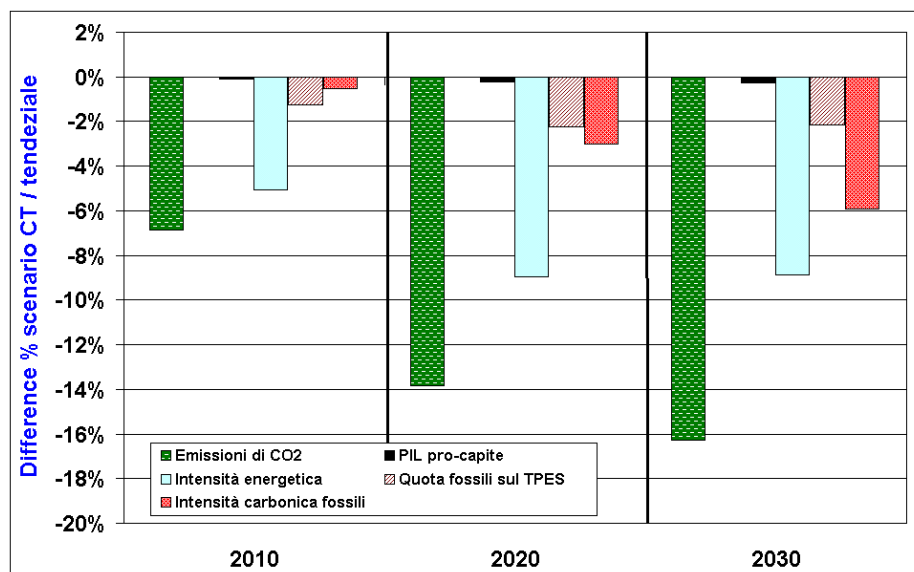
Per una valutazione complessiva dei risultati dello scenario Carbon Tax si inizia di nuovo da un confronto con lo scenario Tendenziale, per poi passare ad alcune considerazioni sui possibili effetti negativi della tassa sulle emissioni, legati in particolare ai suoi costi economici.

#### 7.3.1 Un confronto tra lo scenario Tendenziale e lo scenario Carbon Tax

La figura 7.3, relativa alla distanza che separa lo scenario Carbon Tax dal Tendenziale, mostra innanzitutto l'efficacia della tassa sul carbonio in termini di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, molto maggiore di quella delle misure analizzate in precedenza, soprattutto nel lungo termine.



**Figura 7.3 - Confronto tra lo scenario Tendenziale e lo scenario Carbon Tax mediante l'identità di Kaya**



Venendo ai fattori che determinano questa forte correzione dell'andamento tendenziale, la figura mostra come gran parte della riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> derivi dalla minore intensità energetica del PIL, che fino al 2020 è responsabile di più della metà della riduzione delle emissioni.

Gli altri due fattori "energetici" hanno invece un effetto crescente nel tempo.

Il peso delle fonti fossili sul consumo totale di energia primaria arriva nel lungo periodo a ridursi del 2% circa rispetto all'evoluzione tendenziale, ma è significativo come (dal 2010 in poi) si tratti di incrementi della quota di fossili inferiori a quelli tendenziali, piuttosto che di riduzioni. Anche nello scenario Carbon Tax, infatti, le fonti fossili aumentano nel lungo periodo il loro peso nel sistema. Considerando l'entità della tassa qui considerata, lo scenario conferma la difficoltà per il sistema energetico italiano di ridurre il peso delle fonti fossili.

Anche la riduzione dell'intensità carbonica dell'energia fossile diviene via via più significativa nel corso del tempo, grazie allo "spiazzamento" del carbone che caratterizza lo scenario, differenziandolo drasticamente dall'evoluzione tendenziale di moderato ma costante aumento del ricorso al carbone. Comunque, se si guarda alle variazioni assolute, la riduzione dell'intensità carbonica dell'energia fossile si ferma al 2020.

Infine, la figura mostra come la tassa abbia un impatto sulla crescita economica, con un effetto negativo "visibile". La riduzione è pari infatti allo 0,1% del Prodotto Interno Lordo (circa 1,52 miliardi di euro) già nel breve periodo (2010), e continua ad aumentare fino allo 0,2% nel 2020 e a poco meno dello 0,3% nel 2030, nonostante divengano progressivamente operativi gli incrementi di efficienza che sono pure compresi nello scenario grazie all'implementazione delle stesse misure presenti nello scenario Efficienza (che come si è visto hanno invece un impatto positivo sull'economia).

### 7.3.2 Il costo economico del raggiungimento degli obiettivi di Kyoto

I risultati relativi alla riduzione del PIL provocata dall'introduzione di una tassa sulle emissioni di CO<sub>2</sub> possono essere valutati confrontandoli con quelli stimati nel recente passato da altri enti di ricerca. Nell'ultimo decennio (prima e dopo gli accordi di Kyoto), infatti, si è sviluppata un'ampia letteratura che ha cercato di stimare il costo economico<sup>42</sup> della riduzione delle emissioni per diversi sistemi nazionali e sovra-nazionali (anche se per il sistema energetico italiano risulta disponibile una sola stima), utilizzando un'ampia gamma di modelli, da modelli altamente aggregati di tipo *top-down* a modelli molto dettagliati di tipo *bottom-up*. Un confronto con queste stime è dunque certamente utile anche per una valutazione dei risultati qui ottenuti, che per l'Italia costituiscono il primo caso di stima dei costi della mitigazione mediante un modello simile (per tipologia e per complessità) a quelli utilizzati dai principali enti di ricerca internazionali.

L'unica stima dei costi di una tassa sulla CO<sub>2</sub> per il sistema energetico italiano è quella di Prometeia (1999), ottenuta con un modello molto diverso da quello qui utilizzato, cioè mediante un modello econometrico di tipo *top-down*<sup>43</sup>. La valutazione degli effetti macroeconomici di misure fiscali volte ad incentivare il contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> avviene confrontando uno scenario Base con uno scenario alternativo comprendente l'introduzione, a partire dal 1999, di una *carbon tax* di circa 10 \$/t CO<sub>2</sub>. L'effetto della tassa sul PIL risulta diverso a seconda che si ipotizzi o meno il reimpiego del gettito. Se il gettito non viene reimpiegato (cioè se viene utilizzato per ridurre il disavanzo pubblico) il PIL del 2010 risulta inferiore dello 0,6% a quello tendenziale, mentre se viene utilizzato per ridurre il prelievo su lavoro e capitale la riduzione è dello 0,2%.

Rispetto allo scenario Carbon Tax elaborato con il MARKAL-MACRO Italia, nel quale il PIL si riduce dello 0,1% rispetto al caso tendenziale, la riduzione stimata da Prometeia è maggiore, anche considerando che il confronto è preciso solo in parte, perché lo scenario Carbon Tax incorpora una tassa sulle emissioni più elevata (25 \$/t CO<sub>2</sub>) ma introdotta sei anni dopo (nel 2005). Al di là comunque della precisione quantitativa del confronto, il maggior costo stimato dal modello econometrico è coerente con quanto detto nel primo capitolo circa la tendenza dei modelli *top-down* a sovrastimare i costi degli interventi di mitigazione, in quanto modelli non in grado di tenere conto delle innovazioni tecnologiche indotte.

Un altro confronto interessante è quello con i costi della riduzione delle emissioni (sempre misurati in termini di riduzione percentuale del PIL) derivanti dall'applicazione del Protocollo di Kyoto, stimati in molti lavori (e per molti paesi). Il principale di questi lavori è probabilmente quello coordinato dal 16° Energy Modeling Forum e dall'Università di Stanford nel 1999<sup>44</sup>. In questo caso, il confronto con i risultati del MARKAL-MACRO Italia è più corretto dal punto di vista metodologico, perché, sebbene non riguardino l'Italia, le stime sono ottenute mediante modelli relativamente simili come tipologia e caratteristiche.

---

<sup>42</sup> Il costo economico della riduzione delle emissioni non ha in realtà una definizione univoca, perché può essere inteso in diversi modi (si veda ad esempio il lavoro di Sijm J.P.M., Brander L.M., Kuik O.J., *Cost assessments of mitigation options in the energy sector, Conceptual and methodological issues*, ECN, 2002). In questo lavoro, anche per le caratteristiche del modello utilizzato, si è scelto di utilizzare come criterio la riduzione del PIL indotta dalle misure di mitigazione.

<sup>43</sup> Si tratta in realtà di tre diversi modelli econometrici legati tra loro in modo non formale (*soft-linking*), che hanno il limite di descrivere il sistema energetico in modo aggregato, ma il pregio di permettere di reimpiegare nel sistema economico il gettito di una *carbon tax*.

<sup>44</sup> I risultati sono riportati in un numero speciale dell'*Energy Journal* del 1999.

Le numerose stime ottenute, riferite ovviamente all'anno 2010, sono relative a quattro aree geografiche (Unione Europea, USA, Giappone e l'aggregato Canada, Australia e Nuova Zelanda), e presentano intervalli di variazione molto ampi. Le stime relative alla riduzione del PIL nell'Unione Europea sono le più basse, in quanto comprese tra -0,15% e -0,76% (la media è -0,42%), mentre le stime più alte sono quelle relative agli Stati Uniti, comprese tra -0,45% e -2,14% (con una media del -1,34%, poco superiore a quella dell'aggregato Canada, Australia e Nuova Zelanda).

Considerando che queste stime sono state ottenute ipotizzando che gli obiettivi di Kyoto vengano raggiunti facendo ricorso esclusivamente a misure interne, si tratta probabilmente di valori massimi<sup>45</sup>, solo parzialmente confrontabili con quelli dello scenario Carbon Tax del MARKAL-MACRO Italia, che permette di "raggiungere" l'obiettivo di Kyoto solo se si ipotizza un ricorso molto esteso ai meccanismi flessibili (per cui le emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico nazionale possono restare su valori ampiamente superiori a quelli del 1990). Detto questo, i valori dello scenario Carbon Tax sembrano comunque coerenti con quelli dello studio suddetto. La riduzione del PIL dello 0,1% rispetto allo scenario Tendenziale fa infatti pensare ad una stima probabilmente inferiore allo 0,5% (in valore assoluto) nel caso si volesse ottenere la riduzione prevista da Kyoto con misure esclusivamente interne.

In definitiva, questi dati indicano che per l'Italia il costo del raggiungimento della riduzione delle emissioni prevista dal Protocollo di Kyoto solo con misure interne risulta in linea con quello stimato per gli altri paesi europei. Le stime ottenute sono inoltre concordi con quelle della letteratura internazionale, confermando la validità dello strumento utilizzato.

---

<sup>45</sup> Sebbene su questa considerazione il dibattito sia quanto mai aperto. Si veda ad esempio Khanna, N., *Analyzing the economic cost of the Kyoto protocol*, *Ecological economics*, 38, 2001.



## Capitolo 8. ANALISI DELLE STRATEGIE DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI

### 8.1 Premessa

In conclusione di questo lavoro sembra utile una valutazione complessiva degli scenari costruiti. In primo luogo, si cercherà dunque di evidenziare le principali differenze fra i diversi scenari riguardo all'evoluzione del sistema energetico. In secondo luogo, si analizzerà un elemento che ha spesso un grande rilievo nel dibattito sull'opportunità di interventi di mitigazione, cioè l'impatto che questi interventi hanno sulla crescita economica, che come già sottolineato è una delle informazioni di rilievo che è possibile ottenere dal modello MARKAL-MACRO. Infine, si tratteranno alcune conclusioni circa l'efficacia dei diverse misure di politica energetica qui esaminate.

### 8.2 Una valutazione dell'efficacia dei diversi interventi di policy

La valutazione dell'efficacia dei diversi interventi di politica energetica va fatta necessariamente avendo presenti gli obiettivi da raggiungere. Gli scenari esaminati in questo documento sono stati costruiti per analizzare gli effetti di tre tipi di opzioni di politica energetica: i Certificati Verdi (il cui primo obiettivo è la promozione delle fonti energetiche rinnovabili), l'efficienza energetica (il cui primo obiettivo è la riduzione dei consumi di energia), la tassazione del carbonio (il cui primo obiettivo è la riduzione dei consumi di fonti fossili e per questa via delle emissioni di CO<sub>2</sub>). In questo paragrafo si confrontano gli effetti che questi interventi hanno su obiettivi fondamentali della politica energetica: i consumi totali di energia, i consumi complessivi di fonti fossili, i consumi delle diverse fonti fossili (petrolio, gas naturale e carbone), i consumi di energia elettrica, le emissioni di anidride carbonica e di altre emissioni nocive.

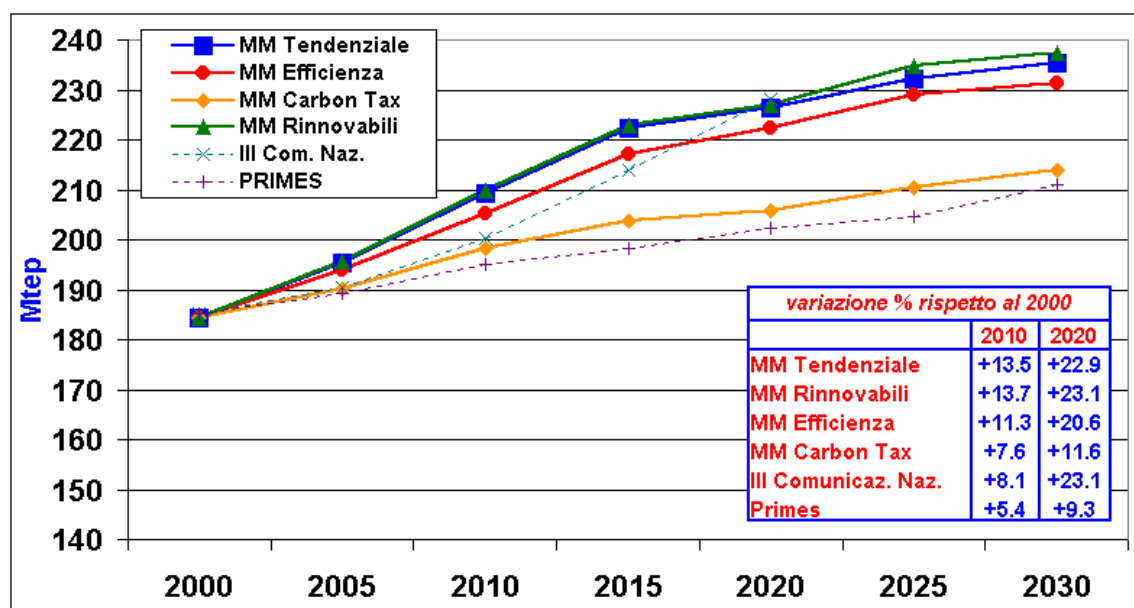
#### 8.2.1 Consumo complessivo di energia

Nella figura 8.1 sono riportati i consumi energetici complessivi in tutti gli scenari analizzati nel corso di questo lavoro. Dal punto di vista dell'obiettivo del contenimento dei consumi energetici, lo scenario più "efficiente" è quello che prevede l'introduzione di una *carbon tax*, per motivi abbastanza ovvi. Dal grafico risalta inoltre la posizione dello scenario tendenziale del modello PRIMES, la cui curva è addirittura al di sotto di quella dello scenario Carbon Tax. È chiaro che tali risultati fanno ritenere questo scenario piuttosto irrealistico, soprattutto se considerato come *tendenziale*, cioè prodotto dall'evoluzione spontanea del sistema energetico.

Il grafico mostra poi come neppure lo scenario con la tassa sulle emissioni riesca a stabilizzare i consumi energetici totali, pur riducendone notevolmente l'aumento previsto (per 20-25 Mtep).

Dal punto di vista dello sviluppo sostenibile resta dunque l'aumento costante dei consumi energetici, che certamente non va nella direzione "auspicabile". È però il caso di sottolineare come la valutazione debba tenere presente le seguenti considerazioni:

**Figura 8.1: Consumi complessivi di energia in tutti gli scenari**



Nota: a causa della necessità di omogeneizzare i dati alle statistiche del Bilancio Energetico Nazionale, le fonti rinnovabili utilizzate per la produzione di energia elettrica sono calcolate con il fattore di conversione di 2200 kcal/kWh (efficienza di una centrale termoelettrica ad olio attuale), costante nel tempo. All'orizzonte 2030 pertanto i consumi totali di energia primaria sono leggermente più alti se si usa una fonte rinnovabile piuttosto che una fonte fossile.

- le opzioni tecnologiche presenti nel modello non sono esaustive dal punto di vista dello sviluppo sostenibile, perché possono essere ulteriormente arricchite e sviluppate (attualmente nel modello sono escluse tutte quelle tecnologie che non hanno raggiunto la fase dimostrativa);
- anche le opzioni di tipo normativo, intese come rimozione di vincoli e/o come promozione di nuove tecnologie, possono essere ulteriormente arricchite (ad esempio con ulteriori incentivi per le fonti rinnovabili);
- l'orizzonte temporale limitato al 2030 risulta penalizzante per le nuove tecnologie, che entrano "tardi" nel mercato ed hanno bisogno di lunghi tempi di ammortamento (è intenzione degli autori estendere nel tempo il modello, per arrivare a simulare scenari al 2050, consentendo in tal modo la piena diffusione nel mercato di alcune tecnologie).

Sembra lecito aspettarsi che le suddette modifiche possano indurre una certa riduzione dei consumi energetici.

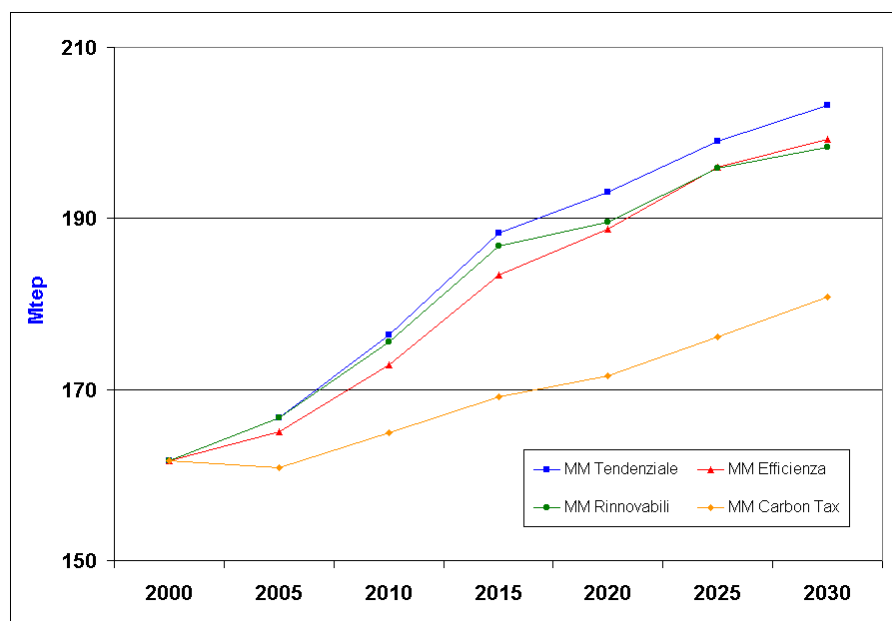
Una riflessione ulteriore porterebbe ad ipotizzare politiche di contenimento della domanda di beni e servizi energetici, ovvero diversi modelli di sviluppo. Questa tematica coinvolge aspetti sociali ed economici, per i quali possono essere utili anche metodologie di valutazione diverse da quella qui utilizzata, per quanto un modello di ottimizzazione tecnico-economico ha come si è visto il grande pregio di permettere una valutazione di scenari alternativi di sviluppo, grazie alla sua struttura molto dettagliata ed esplicitamente connessa alla produzione di beni fisici e ai servizi energetici.

### 8.2.2 Consumo di fonti fossili

Nella figura 8.2 sono riportate le differenze nei consumi delle fonti fossili nei quattro scenari elaborati con il modello MARKAL-MACRO.

Il consumo totale di fonti fossili aumenta in modo significativo in tutti gli scenari, sebbene nella seconda metà dell'orizzonte temporale il tasso di crescita si riduca.

**Figura 8.2 - Consumi complessivi di fonti fossili in tutti gli scenari MARKAL-MACRO Italia**



Come già accennato, neanche lo scenario Carbon Tax riesce a stabilizzare i consumi di fonti fossili; tuttavia in questo scenario la crescita è molto più contenuta, mostrando l'efficacia della tassazione sul carbonio da questo punto di vista (circa -25/30 Mtep). Ovviamente sarebbe possibile arrivare a stabilizzare i consumi di fonti fossili con un leggero ulteriore aumento della tassazione e/o con una ulteriore incentivazione delle rinnovabili.

Gli altri due scenari alternativi hanno nel lungo periodo un effetto simile ma relativamente modesto riguardo alla riduzione delle fonti fossili, insufficiente a modificare le tendenze in atto. È significativo però che, a differenza dello scenario Efficienza, fino al 2020 la capacità dello scenario Rinnovabili di indurre una riduzione delle fonti fossili è quasi nulla.

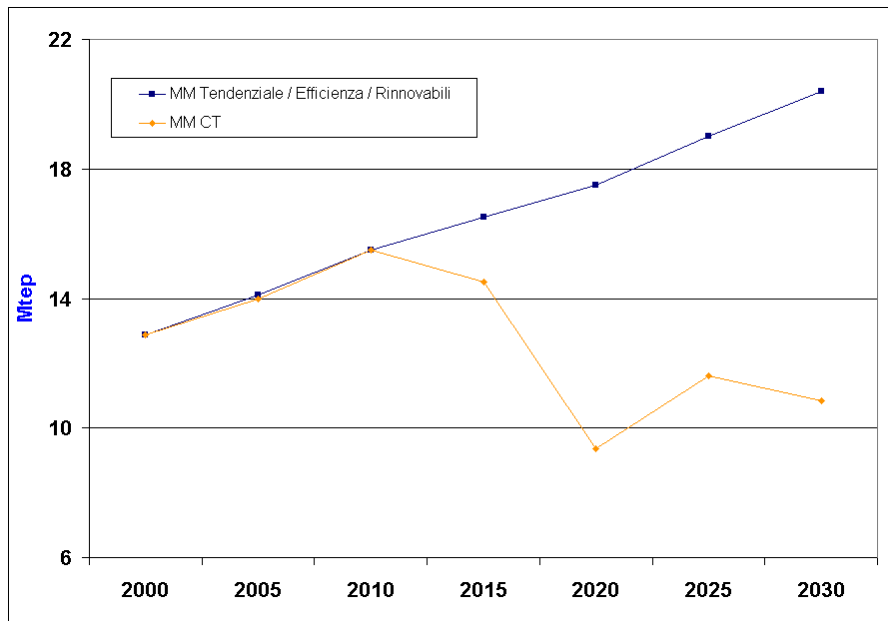
Per politiche in grado di ridurre ulteriormente i consumi di fonti fossili si rimanda a quanto detto nel paragrafo precedente.

Riguardo all'evoluzione delle diverse fonti fossili i tre scenari non mostrano profonde differenze, con l'eccezione dell'impatto che la tassa sul carbonio produce sui consumi di carbone e di petrolio.

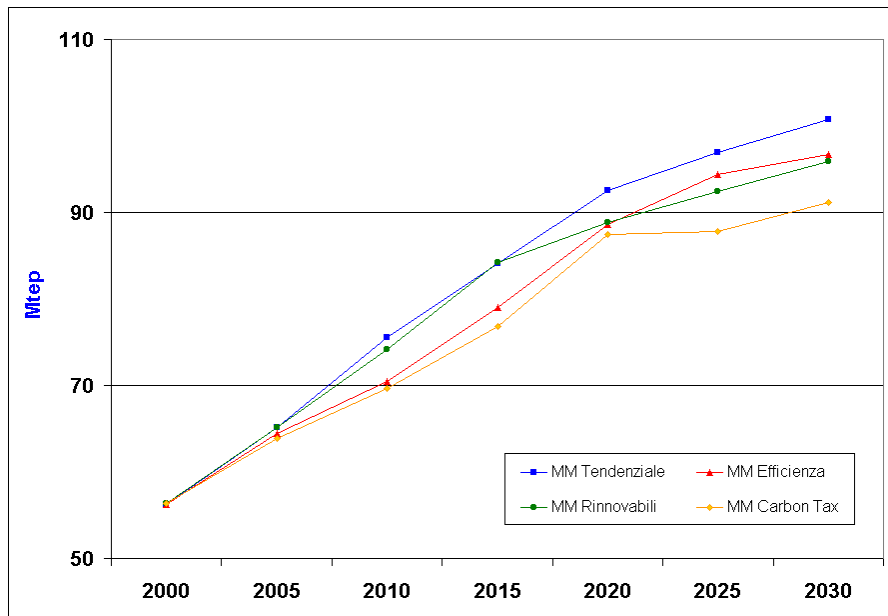
Nello scenario Carbon Tax i consumi di carbone scendono infatti in modo sensibile nel lungo periodo, fino a dimezzarsi rispetto alle previsioni tendenziali (figura 8.3). Si tratta di un risultato abbastanza prevedibile, ma è comunque significativo che il carbone non viene "sostituito" da altre fonti fossili, ma da fonti rinnovabili (biomassa nel settore domestico) e da aumenti di efficienza energetica. Il consumo di carbone è invece praticamente identico in tutti gli altri scenari. Evidentemente, la convenienza del carbone fa sì che le misure di politica energetica che non incidono direttamente sul suo costo non sono in grado di incidere sul suo consumo.

I consumi di gas naturale sono massimi nello scenario Tendenziale, mentre sono leggermente inferiori nello scenario Rinnovabili e si riducono in modo rilevante (rispetto all'evoluzione tendenziale) negli scenari Efficienza, soprattutto nel breve/medio periodo (figura 8.4). La prima differenza è dovuta alla minore produzione degli impianti a ciclo combinato che caratterizza lo scenario Rinnovabili. La seconda differenza è invece dovuta interamente ad aumenti di efficienza.

**Figura 8.3 - Consumi complessivi di carbone in tutti gli scenari MARKAL-MACRO Italia**



**Figura 8.4- Consumi complessivi di gas naturale in tutti gli scenari MARKAL-MACRO Italia**



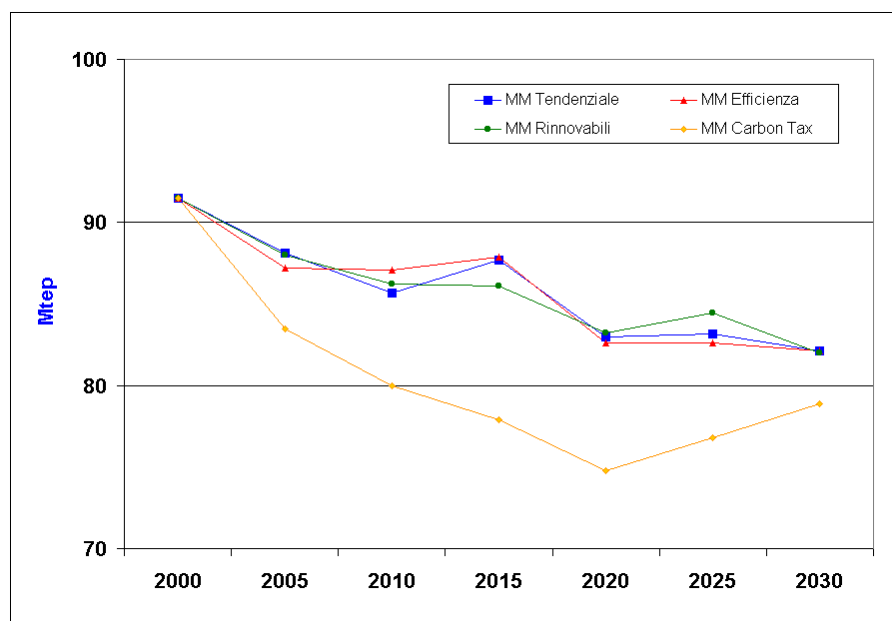
Infine, nello scenario Carbon Tax il consumo di gas naturale segue un *trend* simile a quello dello scenario Efficienza fino al 2020, dopodiché si stabilizza.

Il primo dato rilevante riguardo all'evoluzione dei consumi di petrolio (figura 8.5) è che, almeno nel medio periodo, essi diminuiscono in tutti gli scenari presentati.

D'altra parte, un altro dato significativo è che tendono invece a stabilizzarsi nel lungo periodo, non solo nello scenario Tendenziale, ma anche negli scenari Efficienza e Rinnovabili.



**Figura 8.5 - Consumi complessivi di petrolio in tutti gli scenari MARKAL-MACRO Italia**



Peraltro, nello scenario Carbon Tax, dopo il 2020, si osserva addirittura un nuovo aumento del consumo di petrolio. Il dato incorpora diversi effetti. In primo luogo, il fatto che nel lungo periodo i consumi di petrolio sono sempre più legati al settore dei trasporti e diventano molto rigidi.

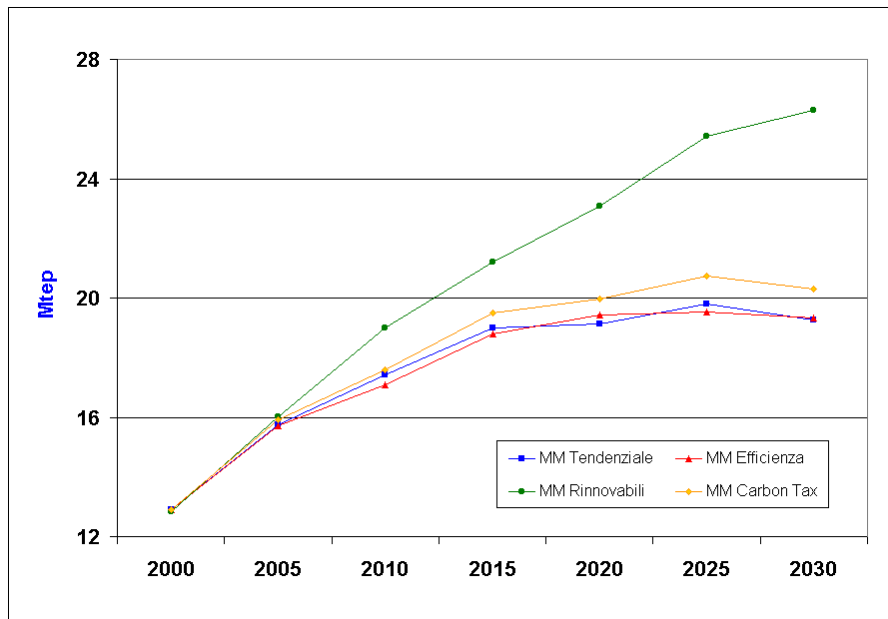
Un altro dato di rilievo è che negli scenari diversi dallo scenario Carbon Tax la riduzione del consumo è molto più limitata lungo tutto l'orizzonte temporale, perché continuano ad essere convenienti gli usi di oriemulsion/combustibili liquidi a basso costo nella produzione di energia elettrica. Anche nello scenario Efficienza energetica, infatti, la riduzione della produzione elettrica si concentra negli impianti più flessibili (alimentati a gas naturale) e meno negli impianti di base che, in parte, continuano ad utilizzare prodotti petroliferi a basso costo (oriemulsion). Questo fatto non si attenua neppure nel lungo periodo, quando anche gli impianti di base sono cicli combinati ad alta efficienza alimentati a gas naturale, in quanto la domanda molto elevata mantiene ancora competitivi gli impianti a vapore convenzionali alimentati ad oriemulsion.

### 8.2.3 Consumo di fonti rinnovabili

La figura 8.6 mostra l'andamento del consumo di fonti energetiche rinnovabili nei quattro scenari del MARKAL-MACRO Italia. Il dato di rilievo è costituito chiaramente dall'efficacia della misura prevista nello scenario Rinnovabili: il progressivo incremento della quota di obbligo per i Certificati Verdi (fino al 2020) produce infatti una notevole divaricazione tra lo scenario in questione e gli altri scenari.

È poi interessante come lo scenario Carbon Tax abbia invece un effetto positivo solo marginale sul consumo di fonti rinnovabili (in termini assoluti), incidendo piuttosto sul consumo totale di energia fossile e sul consumo delle diverse fonti fossili (per cui nello scenario Carbon Tax aumenta leggermente il peso delle fonti rinnovabili sul TPES).

**Figura 8.6 - Consumi di fonti rinnovabili in tutti gli scenari MARKAL-MACRO Italia**



#### 8.2.4 Consumi di energia elettrica

I consumi di energia elettrica sono relativamente differenziati nei vari scenari, in quanto si riducono in modo apprezzabile sia nello scenario di efficienza energetica sia in quello di tassazione del carbonio (figura 8.7). In particolare, lo scenario Efficienza mostra le riduzioni attese mentre lo scenario Carbon Tax riesce a più che raddoppiare queste riduzioni grazie agli aumenti di prezzo dell'energia. Lo scenario Rinnovabili non ha invece effetti sui consumi, perché le variazioni di prezzo non sono evidentemente sufficienti.

Le riduzioni di consumo complessivo sono modeste in percentuale (5-7%) e non riescono a modificare l'andamento tendenziale in modo sostanziale. Tuttavia, in valore assoluto il risparmio di 20-30 TWh è tutt'altro che disprezzabile, in quanto paragonabile alla produzione annua di impianti di circa 3.000 MWe di potenza.

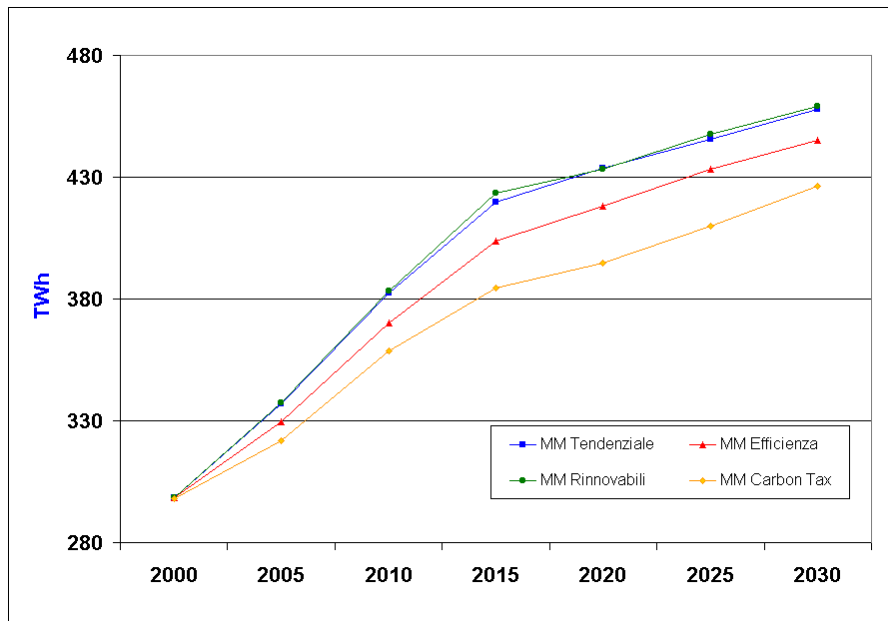
#### 8.2.5 Effetti sulle emissioni di CO<sub>2</sub> ed altri inquinanti

Nella figura 8.8 sono evidenziati gli effetti dei diversi scenari sulle emissioni di CO<sub>2</sub>. Non sorprende il fatto che lo scenario più efficace sia quello con la tassa sulle emissioni. Questa politica stabilizza in pratica le emissioni di origine energetica ai valori del 2000, arrivando perfino a ridurle nel 2020, ma è insufficiente a promuovere ulteriori misure di efficienza negli anni successivi.

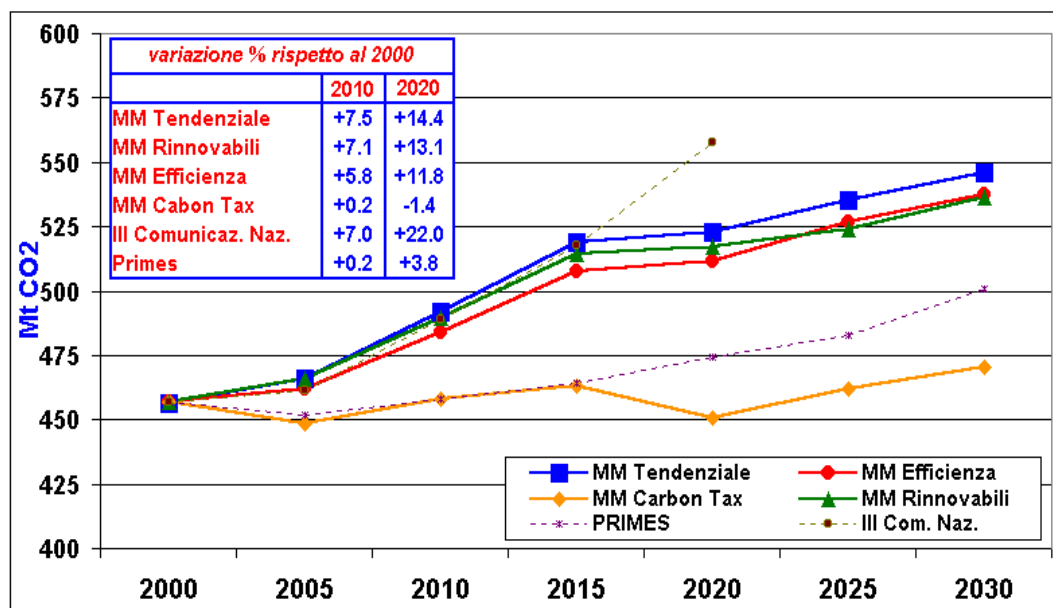
Un'ulteriore riflessione è stimolata dal fatto che le opzioni di separazione e stoccaggio dell'anidride carbonica, presenti nel modello in due tipologie impiantistiche (una centrale elettrica a carbone ed una a gas naturale), non si attivano, segno che il valore di tassazione utilizzato nello scenario Carbon Tax è insufficiente, da solo, a favorire queste tecnologie. Le suddette opzioni presenti nel modello sono state ricavate dalla letteratura internazionale e adattate alla situazione nazionale riguardo ai costi di capitale e di esercizio degli impianti, in modo coerente a quanto fatto per le altre opzioni di produzione di energia elettrica da fonti fossili.

In queste condizioni i costi unitari sono più alti di quelli riportati nella letteratura internazionale e risulterebbe necessario un livello di tassazione superiore del 20-30% a quello ipotizzato per promuovere queste tecnologie nel sistema elettrico.

**Figura 8.7 - Consumi di energia elettrica in tutti gli scenari MARKAL-MACRO Italia**



**Figura 8.8 - Emissioni di anidride carbonica in tutti gli scenari**



Questi risultati sono significativi, perché a livello internazionale si ritiene che le opzioni di separazione e stoccaggio siano convenienti con tassazioni dell'ordine di 50-60 \$/t CO<sub>2</sub> (UNFCCC, 2003), mentre nel nostro caso il valore sembra circa doppio, nonostante costi di base analoghi.

Più in generale, valutazioni molto recenti mostrano che un valore di tassazione intorno ai 30 \$/t CO<sub>2</sub> dovrebbe stimolare una più ampia diffusione di tecnologie efficienti, capaci di stabilizzare le emissioni complessive a livello OCSE (Ministero dell'Ambiente-IEA, 2003). L'analisi qui condotta mostra che in Italia solo una tassazione di 100 \$/t CO<sub>2</sub> riesce a stabilizzare le emissioni.

Parte della spiegazione potrebbe risiedere nell'insufficiente tempo di ammortamento che uno scenario limitato al 2030 consente a tecnologie che possono essere attive solo nel 2015-2020, ma il dato potrebbe riflettere anche una singolarità nazionale non eliminabile, vista l'efficienza media attuale più alta della media OCSE. Tuttavia le differenze sono notevoli e questa singolarità del sistema italiano va ulteriormente analizzata ed approfondita. Le differenze non spiegate tra i costi nazionali e le opzioni di altri paesi europei possono porre problemi in sede negoziale di eventuali accordi "post-Kyoto".

Le emissioni di "altri inquinanti" sono qui analizzate solo in modo qualitativo.

Nello scenario Carbon Tax e nello scenario Efficienza si verificano significative riduzioni dei costi di abbattimento dei composti acidificanti, necessari al fine di rispettare il tetto nazionale di emissione. Riguardo ai valori-obiettivo ipotizzati per le emissioni, si tratta di stime degli autori, ma possono essere ritenuti "realistici" (il quadro normativo europeo non è definito per gli anni successivi al 2010, vedi capitolo 2).

I risultati dell'analisi mostrano quindi riduzioni nei costi necessari per il conseguimento di obiettivi di emissione degli inquinanti, cioè costi "negativi" che non sono attualmente considerati quando si valutano gli effetti sul PIL e sui costi dell'energia di questo scenario, per cui dovrebbero ridurre in modo tangibile l'impatto negativo della tassa sul carbonio.

### **8.3 Effetti economici delle misure di *policy***

Gli effetti economici delle diverse misure esaminate sono valutati confrontando l'evoluzione del PIL, degli investimenti e del costo del sistema energetico negli scenari "alternativi" con l'evoluzione delle stesse variabili nello scenario Tendenziale (nel quale sono esogene).

Il risultato di maggiore rilievo è probabilmente quello relativo allo scenario Efficienza energetica, che è senza dubbio il più favorevole da un punto di vista economico. Esso permette infatti aumenti "percepibili" del PIL rispetto all'evoluzione tendenziale (lo 0,1%, figura 8.9), che sono molto significativi se si considera che gli incrementi di efficienza ipotizzati sono relativamente modesti. La figura 8.10 mostra poi come questo risultato di aumento del PIL sia raggiunto grazie all'incremento della componente investimenti, che sono sempre maggiori di quelli previsti nell'evoluzione tendenziale.

Infine, la figura 8.11 mostra che, nonostante i maggiori investimenti per l'attivazione delle nuove tecnologie, lo scenario Efficienza permette anche una riduzione del costo del "sistema energetico" (che include il tradizionale settore energetico, cioè i costi di acquisto dei vettori energetici da parte degli agenti economici, più i costi di investimento ed esercizio dei dispositivi che usano l'energia<sup>46</sup>), almeno per buona parte dell'orizzonte temporale.

Non si vedono dunque motivi per non implementare al più presto le misure già decise (i decreti dell'aprile 2001) ed incrementare ulteriormente gli obiettivi di riduzione dei consumi previsti, sebbene il raggiungimento dei suddetti benefici richieda spesso riforme non sempre di facile realizzazione.

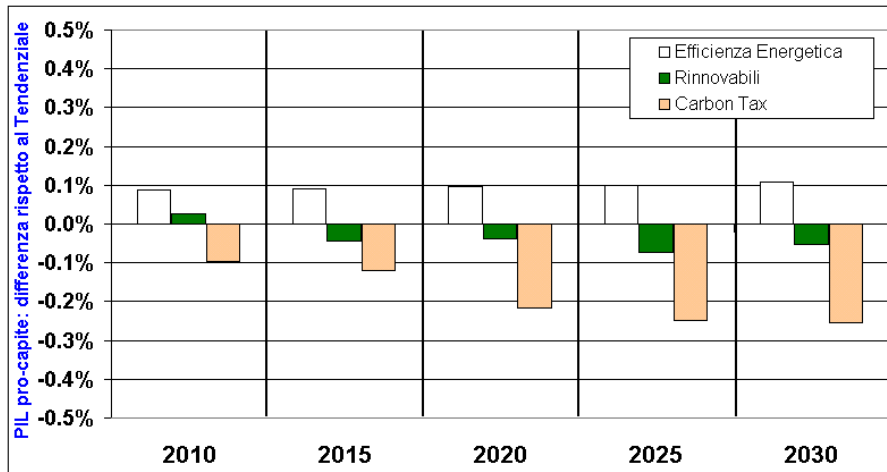
Lo scenario Rinnovabili presenta al contrario effetti negativi sul PIL, sia pure contenuti sempre ben al di sotto dello 0,1% annuo, con l'eccezione del 2010, anno nel quale la forte spinta agli investimenti data dalla misura prevista dallo scenario ha un moderato effetto positivo sul PIL.

In parallelo, lo scenario è anche caratterizzato da investimenti complessivamente simili a quelli tendenziali (se si considerano insieme il forte aumento del primo periodo e le modeste riduzioni dei periodi successivi) e da costi del sistema energetico sostanzialmente superiori.

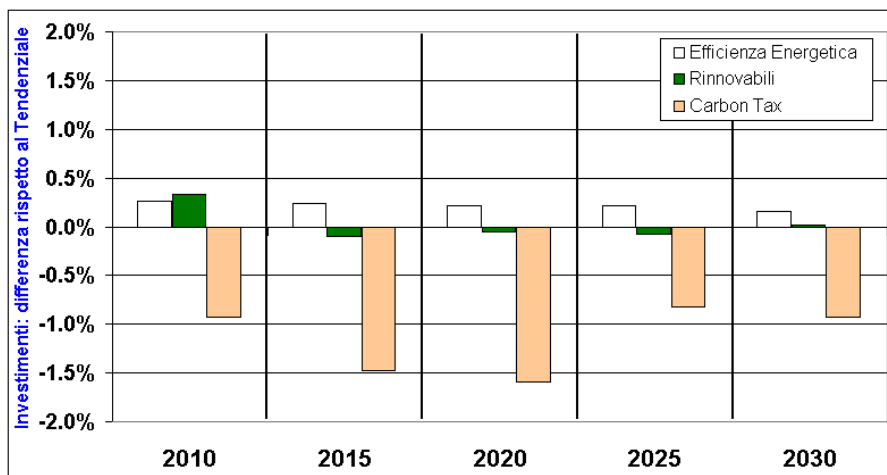
---

<sup>46</sup> La particolarità del calcolo rende questo valore solo parzialmente confrontabile con quello del PIL.

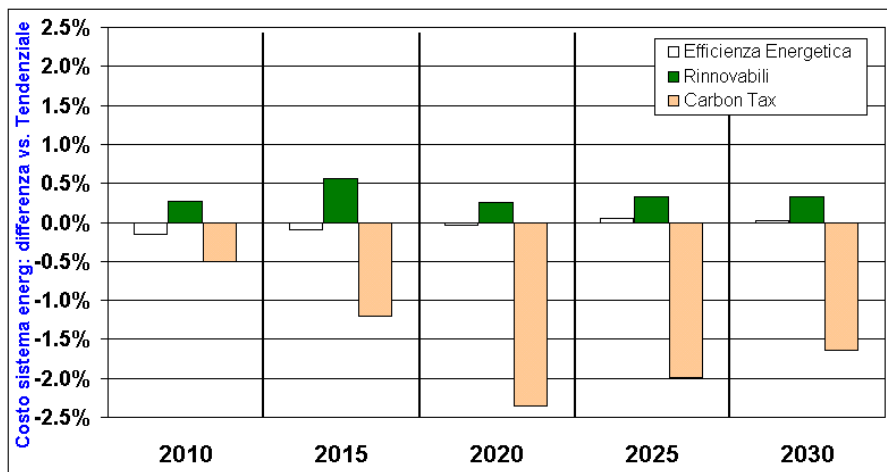
**Figura 8.9 - Differenza nel PIL pro capite tra lo scenario Tendenziale e gli scenari alternativi**



**Figura 8.10 - Differenza negli investimenti tra lo scenario Tendenziale e gli scenari alternativi**



**Figura 8.11 - Differenza nel costo del sistema energetico tra lo scenario Tendenziale e gli scenari alternativi**



Nel complesso, questi risultati confermano che la strada di espandere le fonti rinnovabili è probabilmente costosa, ma se se ne considera la notevole efficacia nella promozione delle fonti rinnovabili, il costo delle misure considerate nello scenario sembra relativamente modesto. Ad avviso degli autori, dunque, la misura può essere valutata in modo sostanzialmente positivo, perché permette un rapporto favorevole tra costi e benefici. La sua implementazione richiede però attenzione, perché deve tenere conto dei possibili effetti negativi “indiretti”.

Lo scenario Carbon Tax comporta infine effetti negativi sul PIL piuttosto consistenti, nonostante l’effetto positivo legato agli incrementi di efficienza previsti nello scenario. La spiegazione di questo impatto sul PIL viene dalla fortissima riduzione degli investimenti che caratterizza lo scenario: evidentemente, la riduzione dei consumi energetici viene ottenuta principalmente mediante una riduzione della domanda (a causa dei maggiori costi dell’energia), mentre gli investimenti in nuove tecnologie contribuiscono in modo solo marginale. D’altra parte, la possibilità di un effetto *rebound* (analizzato nel capitolo 7) indica la necessità di aumentare i costi dell’energia per garantire una maggiore efficacia alle politiche di efficienza energetica. Inoltre, un’articolazione dei proventi della tassazione potrebbe ridurre gli effetti negativi su alcuni settori produttivi. Infine, va sottolineato come la riduzione del PIL sia accompagnata da riduzioni più che proporzionali dei costi energetici, dei quali pertanto si riduce il peso sull’economia.

In definitiva, considerando che lo scenario Carbon Tax è l’unico a permettere una riduzione davvero sostanziale dei consumi di energia e delle emissioni di anidride carbonica, a parere di chi scrive un intervento di “spostamento” della fiscalità da altri settori all’energia, bilanciato da riduzioni della pressione fiscale in altri settori, deve probabilmente essere considerato tra gli interventi praticabili (anche come supporto alle politiche di promozione dell’efficienza energetica), tanto più se si considera desiderabile l’obiettivo della riduzione dell’impatto ambientale dell’uso dell’energia.

## 8.4 Conclusioni

Gli scenari energetici esaminati hanno consentito di analizzare gli effetti di tre tipologie di misure: promozione dell'efficienza energetica, promozione delle fonti rinnovabili e tassazione del contenuto di carbonio dell'energia. Per ognuno di questi interventi sono stati esaminati gli effetti sui consumi energetici complessivi, sulle emissioni di gas serra e di composti acidificanti dell'atmosfera, sulle fonti primarie di energia, sul PIL e sui costi dell'energia. Concludere questa panoramica di scenari energetici ed opzioni tecnologiche è in qualche modo improprio. Si possono però richiamare sinteticamente alcuni dei risultati principali dell'analisi.

- Tutte le misure analizzate si sono mostrate efficaci rispetto all'obiettivo che si prefiggevano. Le diverse misure hanno però effetti "secondari" diversi.
- Le misure di efficienza energetica sono convenienti da tutti i punti di vista e non si vedono motivi per non estendere fin dove possibile la loro applicazione.
- La promozione delle fonti rinnovabili ha un impatto molto significativo sul consumo di energia rinnovabile, ma risulta costosa e con effetti non troppo rilevanti sulle emissioni. Questo risultato sottolinea da un lato l'opportunità di fissare obiettivi di espansione delle FER ambiziosi (come quelli qui ipotizzati), da un altro lato l'importanza di un approccio equilibrato e graduale.
- Le misure di tassazione sono le più efficaci nel ridurre consumi di energia ed emissioni, e sono le uniche in grado di orientare le scelte dei consumatori in modo da incidere in qualche modo sul settore dei trasporti. Un ulteriore effetto "secondario" ma da non trascurare della tassazione è la riduzione delle "altre" emissioni inquinanti. Esse garantiscono dunque risultati molto maggiori rispetto a quelli previsti dalle misure di efficienza energetica (attenuando tra l'altro l'effetto "rebound"), ma presentano inevitabili effetti negativi a livello di sistema economico complessivo. In definitiva, è chiaro che interventi mirati nel settore dei trasporti, con tasse di scopo ed opzioni normative che limitino i consumi specifici dei veicoli, sembrano essere la migliore soluzione per limitare i danni e conseguire risultati.

Infine, dal punto di vista metodologico l'analisi critica dei risultati alla luce di quanto riportato nella letteratura internazionale ha mostrato da un lato la coerenza delle stime relative ai costi economici degli interventi con quelle della letteratura, dall'altro la necessità di approfondire ulteriormente l'analisi modellistica per estendere l'orizzonte temporale del modello, in modo da consentire gli ammortamenti delle nuove tecnologie e caratterizzare meglio le singolarità nazionali rispetto ad altri paesi europei e OCSE.





## **IV PARTE. ALLEGATI**



## **Allegato 1. L'evoluzione del sistema produttivo. Confronto settoriale tra lo scenario Tendenziale MARKAL-MACRO e gli scenari della III Comunicazione Nazionale e del modello PRIMES**

L'evoluzione della domanda e dei consumi a livello settoriale prevista nel modello MARKAL è confrontata con le analoghe previsioni di due altri modelli:

- il modello CEPRIG (Di Giulio E. et al.), che utilizza la tecnica della dinamica dei sistemi;
- il modello PRIMES [DG TREN, 2003], un modello della Commissione Europea di analoga complessità. I parametri guida di questo modello sono stati preparati con una metodologia omogenea per l'intera UE sulla base dei dati di Eurostat e si spingono fino al 2030.

In particolare, l'evoluzione della domanda è relativa alle previsioni di sviluppo del valore aggiunto a livello settoriale elaborate sulla base delle statistiche Eurostat (utilizzate da PRIMES), delle statistiche ISTAT (utilizzate dal CEPRIG) e quelle dei numeri indice di produzione, elaborate dalla società RIE (Ricerche Industriali ed Energetiche) su dati ISTAT ed utilizzate dal MARKAL per valutare i settori industriali.

I consumi sono invece ricavati dagli output dei modelli.

Un confronto di questo tipo risulta problematico; in generale possono presentarsi delle differenze abbastanza vistose senza valide spiegazioni. Tuttavia, si ritiene questo esercizio importante sia per la trasparenza dei dati utilizzati sia per una verifica puntuale di alcuni risultati.

### **A1.1 Industria**

#### *Livelli di attività*

Nel modello MARKAL i livelli di attività sono legati alla produzione di beni fisici per quanto riguarda alcuni materiali, acciaio, cemento vetro, petrolchimica, ed al valore aggiunto per gli altri settori. Entrambe le grandezze sono state proiettate nel futuro sulla base degli andamenti storici, per i materiali sono stati utilizzate le serie storiche dei numeri indice della produzione, per i secondi i valori aggiunti. Per ognuna di queste serie sono disponibili dei tassi storici di crescita bassi, medi ed alti. I tassi di sviluppo considerati nello scenario base sono quelli medi dal 2000 fino al 2015-2020. Per il periodo 2020-2030 si è preferito utilizzare i tassi di crescita "bassi" sia per la domanda di materiali sia per gli altri settori, al fine di tenere conto di tre fattori:

- eventuali periodi prolungati di stagnazione economica in un così lungo periodo di tempo;
- probabili mutamenti strutturali dell'economia nazionale che dovrebbero portare il settore verso produzioni a minor contenuto di materiali;
- divergenze tra le previsioni del RIE e le analoghe previsioni elaborate a livello europeo.

Nel seguito si riportano le valutazioni fatte per tre settori scelti tra i più significativi: Siderurgia, Chimica e Meccanica.

### *Previsione di attività e consumi energetici nella Siderurgia*

Nella tabella A1.1 sono riepilogati le previsioni di sviluppo dei livelli di attività ipotizzati nei tre modelli. Questo settore è quello più problematico in assoluto con evidenti divergenze tra le stime.

Il contrasto nelle previsioni di valore aggiunto del RIE e quelle Eurostat è evidente: si passa da valori sensibilmente positivi in un caso a dati negativi. In questa situazione la scelta del modello MARKAL di basarsi sulla produzione fisica, stimata in leggerissima crescita nei prossimi 20 anni e poi stabile, è in qualche modo equidistante tra le altre due.

Più vicine appaiono le previsioni di evoluzione dei consumi energetici elaborate dai tre modelli sulla base dell'evoluzione della domanda sopra riportata. Soprattutto nel caso del CEPRIG, la forte crescita del valore aggiunto produce una crescita dei consumi piuttosto contenuta, grazie ad una forte riduzione dell'intensità energetica. Nel PRIMES invece l'intensità energetica è indicata in aumento. In ogni caso le previsioni della III CN appaiono in crescita, quelle del PRIMES in netta diminuzione, con il MARKAL che rileva un andamento ondeggiante intorno allo zero fino al 2020 e poi in leggera crescita nei 10 anni successivi. In quest'ultimo periodo il modello risponde all'aumento dei costi dell'energia elettrica con un aumento della produzione di acciaio da altoforno, un risultato possibile ma poco credibile.

**Tabella A1.1 - Siderurgia, valore aggiunto e consumi energetici dal 2000 al 2030**

	1990-95	1995-00	2000-05	2005-10	2010-15	2015-20	2020-25	2025-30
Crescita della domanda fisica totale, MARKAL			0,75%	0,39%	0,39%	0,38%	0,00%	0,00%
Tasso di crescita annuo produzione, RIE			1,16%	1,16%	1,16%	1,16%	0,01%	0,01%
Tasso di crescita annuo valore aggiunto, RIE			2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	1,18%	1,18%
Tasso di crescita annuo valore aggiunto, PRIMES	4,50%	-3,50%	-1,90%	-1,20%	-1,30%	-1,30%	-1,40%	-1,50%
Tasso di crescita consumi energetici, RIE			0,31%	2,07%	1,57%	1,45%		
Tasso di crescita consumi energetici, PRIMES		-0,50%	-0,90%	-0,90%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%
Tasso di crescita consumi energetici, MARKAL		-1,14%	-0,91%	0,30%	-0,53%	0,60%	1,14%	0,27%

### *Previsione di attività e consumi energetici nella Chimica e petrolchimica*

Nella tabella A1.2 sono riepilogati le previsioni di sviluppo dei livelli di attività ipotizzati nei tre modelli presi in considerazione per il settore della chimica.

Il paragone tra i tre modelli mostra qui una situazione opposta a quella della siderurgia. I tassi di crescita più elevati sono nel PRIMES, seguiti dal RIE, con il MARKAL che mostra invece di seguire una tendenza al ribasso della produzione fisica di materiali. Tuttavia la forte diminuzione dell'intensità energetica ipotizzata dal RIE determinerebbe una diminuzione dei consumi energetici nel periodo 2000-2020, al contrario del PRIMES che ipotizza una riduzione dell'intensità più contenuta e prevede quindi consumi energetici in forte aumento. Il MARKAL risulta equidistante, con i consumi energetici complessivi in deciso aumento, nonostante la riduzione della produzione di materiali. Un controllo dei valori di efficienza delle tecnologie mostra una leggera diminuzione dell'intensità energetica, più che compensata però dall'espansione nei settori della gomma, farmaceutici ed altra chimica.

**Tabella A1.2 - Chimica, valore aggiunto e consumi energetici dal 2000 al 2030**

	1990-95	1995-00	2000-05	2005-10	2010-15	2015-20	2020-25	2025-30
Crescita della domanda fisica totale, MARKAL			-0,74%	-0,36%	-0,22%	0,57%	-1,24%	0,28%
Tasso di crescita annuo produzione, RIE			0,40%	0,40%	0,40%	0,40%	0,29%	0,29%
Tasso di crescita annuo valore aggiunto, RIE			3,97%	3,97%	3,97%	3,97%	1,81%	1,81%
Tasso di crescita annuo valore aggiunto, PRIMES	3,0%	-0,4%	5,30%	3,60%	3,50%	3,50%	3,30%	3,10%
Tasso di crescita consumi energetici, RIE			-1,25%	-0,72%	-0,33%	-0,34%		
Tasso di crescita consumi energetici, PRIMES		-3,10%	3,00%	3,00%	1,80%	1,80%	1,50%	1,50%
Tasso di crescita consumi energetici, MARKAL		-1,23%	-1,86%	1,38%	1,15%	0,70%	0,26%	0,37%

**Previsione di attività e consumi energetici nella Meccanica**

Nella tabella A1.3 sono riepilogati le previsioni di sviluppo dei livelli di attività.

In questo settore la crescita è legata più al valore aggiunto che alla produzione fisica di beni, come è ben evidenziato dal fatto che il modello MARKAL deve utilizzare tassi di crescita più elevati di quelli degli indici di produzione al fine di riprodurre la crescita dei consumi energetici prevista da CEPRIG nel periodo 2000-2015 (le differenze nel tasso di crescita nel periodo 2000-05 sono dovute a discrepanze statistiche nei consuntivi, dovute alla nuova metodologia ISTAT di classificazione dei settori industriali, di cui solo uno dei due modelli tiene conto).

I tassi di crescita più elevati sono nel PRIMES, ma sono connessi a forti diminuzioni dell'intensità energetica, tanto che i consumi di fonti energetiche risultanti sono più bassi rispetto agli altri due modelli.

Questo è uno dei settori dove le interviste con i rappresentanti del mondo produttivo (effettuate dal RIE) hanno indicato come non sia attuale al momento una ulteriore riduzione dell'intensità energetica, dato il lavoro fatto negli anni passati e la necessità di confrontarsi con una agguerrita concorrenza internazionale.

**Tabella A1.3 - Meccanica, valore aggiunto e consumi energetici dal 2000 al 2030**

	1990-95	1995-00	2000-05	2005-10	2010-15	2015-20	2020-25	2025-30
Crescita del valore aggiunto, MARKAL		4,36%	4,10%	3,40%	2,90%	2,80%	2,80%	3,10%
Crescita indici di produzione, secondo RIE			1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,03%	1,03%
Crescita del valore aggiunto, RIE			2,39%	2,39%	2,39%	2,39%	0,30%	0,30%
Crescita del valore aggiunto, PRIMES	0,6%	3,2%	3,50%	3,40%	3,50%	3,50%	3,50%	3,40%
Tasso di crescita consumi energetici, RIE			2,02%	1,90%	2,43%	2,40%		
Tasso di crescita consumi energetici, PRIMES		2,60%	1,90%	1,90%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Tasso di crescita consumi energetici, MARKAL		6,28%	5,13%	3,85%	2,27%	2,52%	2,90%	1,94%

Le ipotesi sottostanti il modello CEPRIG dovrebbero quindi essere le più affidabili ed il modello MARKAL si limita a riprodurle, accentuando leggermente la crescita fino al 2010, e senza dare ulteriori indicazioni dal punto di vista tecnologico.

Dopo il 2020 l'ipotesi di un rallentamento dello sviluppo economico e la disponibilità di tecnologie "orizzontali" (motori elettrici ed illuminazione) più efficienti riduce la crescita dei consumi energetici nel modello MARKAL. Il PRIMES invece non prevede rallentamenti nello sviluppo economico di questo settore, probabilmente con ragione, ma continua a prevedere elevate riduzioni dell'intensità energetica, francamente non realistiche in un arco di tempo di circa trenta anni.

### **A1.2 Trasporti**

Lo scenario previsto è quello considerato più plausibile per l'Italia nei prossimi anni e sostanzialmente ricalca gli scenari "alti" (tendenziali) del Piano Generale dei Trasporti (PGT) approvato nel 2001. In particolare si prevedono incrementi medi annui del 1,8% per i passeggeri e di 1,6% per le merci.

Questi scenari di evoluzione sono considerati plausibili anche rispetto alle recenti previsioni elaborate a livello comunitario [Commissione Europea, 2001], riportate in tabella A1.4. Queste previsioni del Libro Bianco europeo dovrebbero anche costituire la base utilizzata dal modello PRIMES. Le previsioni sono sostanzialmente analoghe a quelle del PGT per i passeggeri, se espresse come tasso di crescita, ma sono formulate tenendo conto di uno sviluppo economico più accentuato (3%). Dato che le previsioni nazionali derivano dall'analisi delle tendenze storiche della mobilità si evidenzia una singolarità del nostro sistema sociale, che continua a richiedere una elevata domanda di trasporto passeggeri, con ritmi di sviluppo diversi dagli altri paesi europei. Questa anomalia nazionale non trova riscontri nel PRIMES.

L'incremento previsto per le merci nel PGT e negli scenari europei sono invece analoghi e le differenze negli incrementi riflettono le diverse previsioni di sviluppo economico. Lo studio europeo sottolinea il probabile ulteriore incremento del traffico merci conseguente all'allargamento dell'UE e non considerato nell'elaborazione del PGT. In questa ottica la previsione di uno sviluppo dell'1,6% andrebbe quindi considerata come un valore "basso" anziché tendenziale.

**Tabella A1.4 - Incrementi della mobilità, dati storici e previsioni**

	1990-95	1995-2000	2000-05	2005-10	2010-15
<b>Passeggeri</b>					
Dati storici	2,82%	1,28%			
III CN, scenario "tendenziale"	2,62%	1,59%	1,83%	1,77%	1,10%
PGT, scenario "alto"		1,90%	1,90%	1,90%	-
PRIMES, tendenziale			1,1%	1,1%	0,8%
Libro Bianco UE, bau (PIL +3% <i>m.a.</i> )			1,83%	1,83%	1,83%
<b>Merci</b>					
Dati storici	1,69%	2,10%			
III CN, scenario "tendenziale"	1,70%	2,06%	1,60%	1,60%	1,51%
PGT, scenario "alto"		1,61%	1,61%	1,61%	-
PRIMES, tendenziale			2,4%	2,4%	2,0%
Libro Bianco UE, bau (PIL +3% <i>m.a.</i> )			2,74%	2,74%	2,74%

Fonte: elaborazioni APAT su dati PGT, Commissione UE e Min. Ambiente

Ai fini della previsione dei consumi energetici del settore risulta significativa anche la previsione della futura suddivisione modale dei traffici. Nelle previsioni nazionali, coerentemente con il dato del PGT, essa è prevista rimanere costante (tabella A1.5). Non si hanno dati sulle stime del PRIMES. Si sottolinea che la costanza della suddivisione modale in presenza di sensibili incrementi di mobilità implica aumenti notevoli nel numero e nelle percorrenze di passeggeri trasportati su ferrovia e della quantità di merci movimentata da navi e ferrovia. La stima appare in linea con le previsioni più aggiornate (vedi legge obiettivo) ma tutt'altro che scontata al momento attuale.

Un altro elemento molto importante ai fini della previsione dei consumi energetici è costituito dall'evoluzione del parco circolante e della sua efficienza. Questa stima è concettualmente analoga al variare dell'intensità energetica dei settori industriale e dei servizi.

Con riferimento alla tabella A1.6, l'evoluzione del parco circolante di autoveicoli prevede incrementi fino a circa 36 milioni. Queste previsioni risultano piuttosto prudenti se confrontate con gli andamenti storici. L'efficienza dei veicoli dovrebbe aumentare sulla base degli accordi tra la Commissione europea e i costruttori di automobili (le emissioni di CO<sub>2</sub> saranno ridotte del 25%, da un livello medio di circa 185 g CO<sub>2</sub>/km nel 1995 a 140 g CO<sub>2</sub>/km nel 2008).

Non risulta possibile riprodurre questo accordo a livello nazionale per la differenza nelle efficienze medie del parco attuale italiano e quello europeo. A livello nazionale esiste comunque un accordo tra Fiat e Ministero Ambiente, del 1998, che prevede un aumento medio di efficienza del 20% circa per le auto nuove entro il 2008. L'effetto di questo accordo sul parco circolante al 2010 si traduce in un incremento di efficienza del 12% circa se il rinnovo procede con i ritmi attuali. Dato il continuo incremento della cilindrata media dei veicoli nuovi registrato negli ultimi anni (1999-2002) e l'aumento della congestione, sembra realistico limitare gli incrementi di efficienza agli spostamenti extraurbani, mentre i consumi dovrebbero rimanere costanti in ambito urbano.

Non sono disponibili previsioni sugli altri veicoli ed in particolare sui veicoli merci. L'efficienza dei veicoli nuovi da trasporto merci è pertanto costante nel tempo e pari a quella attuale.

**Tabella A1.5 - Suddivisione modale del traffico merci e passeggeri, III CN scenario di riferimento**

	Strada	Nave	Treni
<i>Attuale (2000)</i>	69,7%	17,9%	12,5%
<i>Riferimento (2010)</i>	72,3%	15,5%	12,8%

Fonte: elaborazioni APAT su dati PGT e CNT

**Tabella A1.6 - Evoluzione del parco circolante e delle percorrenze**

Anno	1990	1995	2000	2010
Traffico veicolare passeggeri (10 <sup>9</sup> veic-km/anno)	339	407	450	540
Numero totale autoveicoli privati (10 <sup>6</sup> )	27,7	31,0	33,1	33-36
Traffico veicolare merci (10 <sup>9</sup> veic-km/anno)	54	50	59	68
Parco veicoli merci (10 <sup>6</sup> )	3,0	3,4	3,9	-

Fonte: elaborazioni APAT su dati ACI

Il confronto dei risultati dei tre modelli è possibile solo a livello di consumi complessivi (tabella A1.7). Il CEPRIG ed il MARKAL presentano alcune differenze tra le crescite previste nel primo e nel secondo quinquennio tra il 2000 ed il 2010, ma il risultato complessivo è molto vicino. Lo stesso può dirsi per il periodo successivo, dove il MARKAL presenta consumi leggermente maggiori nel quinquennio 2015-20.

Il modello PRIMES prevede invece consumi complessivi leggermente più elevati all'orizzonte 2010, grazie ad una crescita che si mantiene costante per tutto il periodo, poi però mostra una subitanea riduzione nel secondo decennio che prosegue anche nel terzo. Non è possibile con le informazioni disponibili attualmente decidere se si tratta di riduzioni nella crescita della mobilità o sono previsti considerevoli aumenti di efficienza dei veicoli o entrambi. Il dato comunque sorprende ed è in contrasto con gli andamenti storici degli ultimi anni.

**Tabella A1.7 - Trasporti, consumi energetici dal 2000 al 2030**

	1990-95	1995-00	2000-05	2005-10	2010-15	2015-20	2020-25	2025-30
Consuntivo	2,15%	1,15%						
Tasso di crescita consumi energetici, RIE			1,32%	1,05%	0,97%	1,03%		
Tasso di crescita consumi energetici, PRIMES			1,30%	1,30%	0,40%	0,40%	0,30%	0,30%
Tasso di crescita consumi energetici, MARKAL			1,80%	1,64%	0,50%	1,26%	0,73%	0,61%

### A1.3 Settore civile ed agricoltura

Questi settori sono caratterizzati dai tassi di crescita identici sia nel modello CEPRIG sia nel MARKAL:

- crescita moderata dei consumi energetici nel settore agricolo (0,6% annuo);
- crescita dei consumi energetici più accentuata nel settore degli edifici (residenziale + terziario): 1,4% annuo fino a 2010 e riduzione all'1% nel periodo 2010-2015;
- leggero incremento dei consumi elettrici nel settore residenziale e significativi incrementi nel settore dei servizi (circa 2% annuo), in linea con le recenti tendenze dei consumi e scontando il mantenimento delle tariffe attuali.

Il modello PRIMES identifica parametri specifici per il settore domestico, utilizzando dati come la popolazione, lo sviluppo economico, il numero delle abitazioni e gli occupanti medi per abitazione. Per il settore dei servizi utilizza invece il valore aggiunto.

La tabella A1.9, relativa al solo settore dei servizi, riporta i parametri di crescita utilizzati dai tre modelli. I tassi di crescita del PRIMES e del CEPRIG sono molto simili, più elevati i secondi, i dati di guida del MARKAL risultano allineati al CEPRIG. Per contro il dato dei consumi energetici (solo energia elettrica per CEPRIG mentre è inclusa anche la parte riscaldamento per il PRIMES ed il MARKAL), mostrano un buon accordo in MARKAL e CEPRIG mentre il modello PRIMES presenta crescite molto contenute, sorprendenti anche sulla base dei dati storici.

Si segnala un dato abbastanza evidente dalla tabella A1.8, ovvero la differenza notevole nei consuntivi dei tassi di crescita del decennio 1990-2000, evidenziata in tabella alle righe corrispondenti al modello MARKAL (da ISTAT) ed al modello PRIMES (da Eurostat). Queste variazioni sono in gran parte riconducibili alle variazioni del cambio lira-ECU, evidentemente considerato in modo diverso dai due uffici statistici. Il dato riflette anche le imprecisioni inevitabili nel fare questi confronti.



**Tabella A1.8 - Servizi, valore aggiunto ed altri parametri dal 2000 al 2030**

	1990-95	1995-00	2000-05	2005-10	2010-15	2015-20	2020-25	2025-30
Crescita del valore aggiunto, RIE			2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	1,50%	1,50%
Crescita del valore aggiunto, PRIMES	1,4%	2,0%	2,40%	2,30%	2,20%	2,10%	2,00%	1,90%
Crescita del valore aggiunto, MARKAL	2,87%	2,46%	2,00%	1,99%	2,01%	1,99%	1,39%	1,27%
Tasso di crescita consumi elettrici, RIE			1,73%	2,85%	3,08%	2,92%		
Tasso di crescita consumi energetici, PRIMES		2,8%	0,90%	0,90%	1,20%	1,20%	2,20%	2,20%
Tasso di crescita consumi energetici, MARKAL		3,39%	1,55%	1,71%	1,25%	0,84%	0,19%	0,80%

Nel caso del residenziale (tabella A1.9), come già accennato, il confronto dei parametri guida risulta piuttosto complesso essendo essi molto differenziati tra i tre modelli, e non è riportabile in forma di tabella.

Relativamente agli sviluppi dei consumi energetici il modello MARKAL ed il CEPRIG sono abbastanza simili fino all'anno 2010, ancora confrontabili nel periodo successivo anche se il MARKAL prevede un incremento dei consumi. Una verifica a livello tecnologico mostra che l'incremento elevato dei consumi nel periodo 2010-15 è dovuto all'incidenza dei consumi elettrici per raffrescamento degli ambienti. Le successive sensibili riduzioni dei consumi sono dovute all'uso massiccio da parte del modello delle opzioni tecnologiche elettriche (pompe di calore) per il riscaldamento/raffrescamento degli edifici con conseguente notevole aumento dell'efficienza quando è riferita ai soli consumi finali e non considera l'efficienza di conversione termoelettrica.

Nel caso del PRIMES non è possibile fare commenti specifici in assenza di informazioni; stupisce comunque la previsione di una ridottissima crescita dei consumi nel decennio 2000-10 e la stabilità nel decennio successivo. Il dato è in palese contrasto con gli andamenti storici dei consumi.

**Tabella A1.9 - Residenziale, consumi energetici dal 2000 al 2030**

	1990-95	1995-00	2000-05	2005-10	2010-15	2015-20	2020-25	2025-30
Tasso di crescita consumi energetici, RIE			0,75%	0,67%	0,49%	0,53%		
Tasso di crescita consumi energetici, PRIMES	-	2,2%	0,2%	0,20%	0,00%	0,00%	0,50%	0,50%
Tasso di crescita consumi energetici, MARKAL	-	0,35%	0,78%	0,59%	0,96%	0,23%	-0,39%	-0,14%



## **Allegato 2. Simulazione di centrali elettriche**

Nel modello sono riportate oltre 30 diverse tecnologie che simulano centrali a combustibile fossile, incluse quelle cogenerative, e circa 10 centrali a fonti rinnovabili. Una breve descrizione caratterizza ogni centrale ed è riportata nelle tabelle A2.2 e A2.3. Essa permette all'utente del modello di rendersi conto della tecnologia utilizzata e, nel suo insieme, da un'idea del parco complessivo di centrali.

Ogni tecnologia è rappresentativa di una tipologia di centrali, il modello è in generale libero di investire in una qualsiasi di esse, sulla base della domanda di energia elettrica e del criterio del minimo costo complessivo di sistema.

A titolo di esempio, nella tabella A2.1 sono riportati i dati presenti nel modello per una tipica centrale a carbone-olio combustibile. Come si vede, per ogni centrale sono riportati i costi di investimento, i costi fissi e variabili di esercizio, il rendimento, l'anno di disponibilità, la vita media ed il tasso di sconto tipico della tecnologia. La rappresentazione è completa e tiene conto di tutte le variabili tecnico-economiche utilizzate dagli operatori per le loro scelte. In particolare il valore del tasso di sconto risulta piuttosto elevato e pari al 10% per tutte le centrali elettriche alimentate a combustibili fossili. In questo caso in un solo indicatore si riassumono le valutazioni fatte dagli operatori per tenere conto della necessità di restituire il capitale preso a prestito, accantonare un fondo per gli investimenti e un margine operativo.

L'intero sistema elettrico è simulato in modo convenzionale, tutta la produzione e tutti i consumi si suppongono concentrati in un solo punto. Per tenere conto delle particolarità del territorio nazionale è prevista una percentuale di riserva delle centrali piuttosto alta (25%) rispetto ai dati riportati dalla letteratura internazionale (10%). Il dato è ricavato dai consuntivi degli anni 90. Apposite tecnologie simulano la rete di distribuzione e sono previsti elettrodotti ad alta, media e bassa tensione, con le tipiche perdite di carico della rete nazionale.



**Tabella A.2.2 - Elenco delle centrali elettriche a combustibili fossili nel modello MARKAL Italia**

Nome	Descrizione
E01	ICCG (COAL GAS COMBINED CYCLE)
E02	ICCG + carbon sequestration
E03	AFBC (COAL), BPT
E04	AFBC (COAL) , ENEL PROJECT FOR SULCIS
E06	MOLT.CARBONATE GAS FUEL CELL
E07	MOLT.CARB. GAS FUEL CELL+ CO <sub>2</sub> SEQUESTRATION
E11	Oil gas steam electric 50-180 MW
E12	Oil gas steam electric 180-350 MWe
E13	Oil - steam electric 180-660 MWe
E14	Coal-oil-gas steam electric 180-350 MWe
E15	Coal-oil-gas steam electric 350-660 MWe
E16	Oil gas steam electric (Montalto + repowering)
E21	Average gas turbine, peaking service
E23	Combined cycle, ENEL 220 MW, eff. 48%
E24	Combined cycle, ENEL 300 MW, eff. 55%
E25	Combined cycle + steam reforming
E51	Back pressure turbines, steel ind.
E52	Blast furnace gas expansion turbines, steel
E53	Combined cycle, steel ind.
E55	Steam-Elect, ref + petroch, oil-gas
E56	Back pressure turbines, petrochemical
E57	Combined cycle, petrochemical + refin
E58	Combined cycle, 52% eff, petroch + refin
E5A	Back pressure turbines, Paper ind.
E5B	Combined cycle, Paper ind.
E5G	Ind. Cogen, GT+process heat, actual
E5H	Ind. Cogen, GT+process heat, Best techn
E5L	Back pressure turbines, Mech+Food+Textile
E5R	Combined cycle-1, Mech+Food+Textiles
E5S	Combined cycle-2, Mech+Food+Textiles
E5T	Combined cycle-3, Mech+Food+Textiles
E63	Internal combustion engines
E67	PASSOUT TURBINES, TELERISCALDAMENTO

**Tabella A.2.3 - Elenco delle centrali elettriche a fonti rinnovabili nel modello MARKAL Italia**

E31	Hydro plant, seasonal storage (ENEL+others)
E33	Hydro plant, flow of river
E35	Hydro small dispersed
E37	Hydro pumped night storage
E41	GEOHERMAL DRY STEAM PLANT
E43	WIND POWER PLANT (LARGE SIZE)
E45	PV CENTRAL PLANT
E46	PV DISPERSED
E61	Steam electric, Other ind.+inceneritori
FK7	Biogas to electricity prod.

## **Allegato 3. Aumenti di efficienza delle tecnologie del settore domestico e commerciale ipotizzati per lo scenario Efficienza energetica**

Nelle tabelle A3.1, A3.2 e A3.3 è riportato l'elenco delle tecnologie di consumo finale presenti nel modello e significative ai fini delle opzioni di efficienza energetica. Per una migliore lettura esse sono state raggruppate per settore, commerciale e domestico, e suddivise tra le tecnologie elettriche e quelle che utilizzano combustibili.

Le tabelle A3.1, .2 e .3 caratterizzano le tecnologie soggette a modifiche nello scenario "decreti" e citate con la sola sigla nelle successive tabelle A3.5 e .6 . Per ognuna di queste tecnologie sono riportate diversi dati. A titolo di esempio nella tabella A3.4 sono riportati i dati presenti nel modello per un frigo-congelatore.

**Tabella A.3.1 - Tecnologie elettriche del settore domestico e commerciale**

OA1	AIR CONDITIONING: FUEL SYSTEMS
OA2	AIR CONDITIONING: ELECTRIC SYSTEMS
OA3	AIR CONDITIONING: HEAT PUMPS
OL1	FLUORESCENCE LAMPS, OLD
OL2	FLUORESCENCE LAMPS, NEW
OL3	GAS DISCHARGE LAMPS
OP1	VERY HIGH EFFIC. MOTORS-PUMPS, SMALL SIZE
OP2	STD- HIGH EFFIC. MOTORS-PUMPS, SMALL SIZE
OP4	VARIABLE SPEED MOTORS-PUMPS, SMALL SIZE
OSB	GAS BOYLER_COMMERCIAL AND SERV.
OSC	IMPROVED GAS BOYLER_COMM AND SERV.
OSG	ELECTRIC HEAT PUMP_COMM-SERV

**Tabella A.3.2 - Tecnologie per elettrodomestici**

RB1	OLD REFRIGERATORS
RB2	NEW REFRIGERATORS
RB3	HIGH EFF. REFRIGERATORS - CLASS "A"
RB5	OLD REFRIGERATORS+FREEZERS
RB6	NEW REFRIGERATORS+FREEZERS
RB7	HIGH EFF. REFRIGERATORS+FREEZERS, CLASS "A"
RBA	FREEZERS
RBB	NEW FREEZERS
RD1	LOW EFFICIENCY DISH WASHERS
RD2	HIGH EFFICIENCY DISH WASHERS
RD3	AUTONOMOUS REDUCTION BY PRICE
RG1	Existing lighting mix:halogens+incandescence
RG2	Compact fluorescence lamps
RG3	Sodium high pressure lamps
RH1	OLD WASHING MACHINES
RH2	NEW WASHING MACHINES
RH3	REDUCED WATER USE WASHING MACHINES
RH4	ULTRASOUND WASHING MACHINES

**Tabella A.3.3 - Tecnologie per usi termici nel settore domestico e commerciale**

RJ1	GAS BOYLER_AUTONOMOUS SYS._EX MF
RJ2	IMPROVED GAS BOYLER_AUTON, SYS._EX MF
RM1	GAS BOYLER_AUTONOMOUS SYS._NEW MF
RM2	IMPROVED GAS BOYLER_AUTON, SYS._NEW MF
RQ1	GAS BOYLER_FIXED SYS._EX SF
RQ2	IMPROVED GAS BOYLER_AUTON, SYS._EX SF
RS1	GAS BOYLER_FIXED SYS._NEW SF
RS2	IMPROVED GAS BOYLER_AUTON, SYS._EX SF
RWA	OLD MULTIFAMILY - INSULATING TO NEW MF
RWB	OLD SINGLE FAMILY - INSULATING TO NEW SF
RWC	NEW SINGLE FAMILY - INSULATING TO NEW MF
RY1	NATURAL GAS WATER HEATERS
RYS	SOLAR WATER HEATERS

Le tabelle A3.5 e A3.6 contengono informazioni relative alle tecnologie identificate per valutare il risparmio energetico. La prima tabella si riferisce alle apparecchiature elettriche e la seconda a quelle termiche. Queste informazioni sono relative ai consumi specifici (colonne f - l), la percentuale di diffusione stimata nel periodo 2000-2020 (righe “capacity.l” per ogni tecnologia), ed il risparmio energetico unitario (colonna n) e complessivo (colonna q).

I dati di efficienza media delle tecnologie utilizzate nel 2000 ed i risparmi energetici unitari sono ricavati da stime pubblicate da AEEG [AEEG, 2002 e 2003], la diffusione delle tecnologie e la loro penetrazione nel mercato dal 2000 al 2020 sono invece stime degli autori, che potrebbero essere diverse nella realtà. Come è noto il dispositivo legislativo “decreti 24 aprile 2001” stabilisce i risparmi energetici complessivi, lasciando alle aziende distributrici la scelta delle tecnologie. Gli autori hanno cercato di proporre la stima più realistica dell’evoluzione del mercato, senza pretendere di essere esaustivi o di definire le opzioni da privilegiare.

I costi delle tecnologie esistenti e di quelle più efficienti sono ricavati da indagini di mercato riportate da diverse fonti (ENEA, anni vari, ENEL, 1995, Krause, 2001) . Si sottolinea che il maggior costo delle nuove tecnologie riflette l’aumento dei costi di produzione e di esercizio, ovvero i costi per il sistema-paese. Ovviamente non si può tenere conto delle dinamiche di mercato che possono variare in modo notevole il prezzo delle nuove apparecchiature.

Le tabelle citate sono organizzate per servizio energetico finale. Per ognuno di questi servizi (7 per i consumi elettrici e 6 per quelli termici) sono riportate tutte le alternative tecnologiche presenti nel modello. La somma dei servizi prescelti supera l’80% dei consumi energetici del settore civile, nel 2000.

I risparmi complessivi calcolati coincidono con gli obiettivi dei decreti 24 aprile 2001 e sono riportati in fondo alle due tabelle. Interessante è la stima della diffusione media delle apparecchiature più efficienti, riportata in colonna p. Pur nella necessaria approssimazione di una stima di questo tipo, si vede come le ipotesi siano molto prudenti: circa il 10-15% del mercato per le tecnologie elettriche, circa il 10-15% per le caldaie ed ancora meno, il 5%, per altre tecnologie (isolamento). Gli obiettivi fissati dai decreti sono pertanto prudenti. Nel modello è previsto un aumento della diffusione media nei periodi successivi (2015 e 2020), con una previsione grosso modo di un raddoppio della diffusione nel 2015 ed il proseguimento dello stesso *trend* fino al 2020, raggiungendo una diffusione media intorno al 30-45% del mercato per le apparecchiature e del 15% per la riduzione delle perdite di isolamento. In termini di risparmio energetico calcolato secondo quanto stabilito da AEEG si otterrebbe un risparmio energetico medio di 6 Mtep nel 2015 ed di 9 nel 2020.

**Tabella A3.4 - Tecnologia RB6 (NEW REFRIGERATORS+FREEZERS, frigo congelatore medio)**

Description	Unit of measure	MARKAL parameters				1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Economic lifetime	years	LIFE	RB6	-	-	-	15							
		CAPUNIT	RB6	-	-	-	1.00							
First available in		START	RB6	-	-	-	1995							
Annual utilization		CF	RB6	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
Technical efficiency		EFF	RB6				1	1	1	1	1	1	1	1
Input ( <i>lotti di 10<sup>6</sup> pezzi / anno</i> )	Mtoe	MA(MAT)	RB6	ELR	-	-	0.041	0.041	0.041	0.041	0.041	0.041	0.041	0.041
Annual consumption, kWh/anno							480	480	480	480	480	480	480	480
Output		OUT(DM)	RB6	RB	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
Investment cost ( <i>prezzo di un pezzo</i> )	klit	INVCOST	RB6	-	-	-	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Fixed costs ( <i>manutenz.</i> )	klit/ anno	FIXOM	RB6	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
Residual installed capacity		RESID	RB6	-	-	-	null	null	null	null	null	null	null	null
Upper bound on activity		BOUND(BD)	RB6	-	LO	-	null	null	null	null	null	null	null	null
		BOUND(BD)	RB6	-	UP	-	0	2	4	null	null	null	null	null



**Tabella A.3.5 - Consumi e penetrazione nel mercato di nuove tecnologie elettriche**

Descrizione											Risparmio x unità di capacità	Aumento di capacità	% del mercato	Risparmio effettivo	Risparmio energia prim.	
Parametri MARKAL		2000	2005	2010	2015	2020					<i>tep</i> n	o	p	<i>tep</i> q	R	
a	b	c	d	e	f	g	h	i	l	m						
Illuminazione domestica	MA(MAT)	RG1	ELR	5,658	5,426	5,134	5,089	4,900								
	MA(MAT)	RG2	ELR	3,865	3,591	3,150	2,960	2,857			1,793	0,10	45,0%	0,18	0,459	
	MA(MAT)	RG3	ELR	1,483	1,387	1,246	1,178	1,117			2,382	0,04	18,0%	0,10	0,244	
	CAPACITY.L	2	RG1	-	0,76	0,79	0,81	0,78	0,76							
	CAPACITY.L	2	RG2	-	0,2	0,2	0,2	0,25	0,3							
	CAPACITY.L	2	RG3	-	0,01	0,05	0,1	0,15	0,2							
Illuminazione commerciale	INP(MAT)p	OL1	ELR	3,359	2,862	2,810	2,606	2,416								
	INP(MAT)p	OL2	ELR	2,324	2,145	2,113	1,892	1,878			1,035	0,10	13,9%	0,10	0,265	
	INP(MAT)p	OL3	ELR	1,387	1,246	1,178	1,110	1,049			0,937	0,10	11,6%	0,09	0,240	
	CAPACITY.L	2	OL1	-	1,52	1,85	2,43	2,56	2,72							
	CAPACITY.L	2	OL2	-	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5							
	CAPACITY.L	2	OL3	-	0,1	0,15	0,15	0,2	0,25							
Frigoriferi	MA(MAT)	RB1	ELR	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030								
	MA(MAT)	RB2	ELR	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020								
	MA(MAT)	RB3	ELR	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021								
	MA(MAT)	RB5	ELR	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050								
	MA(MAT)	RB6	ELR	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041								
	MA(MAT)	RB7	ELR	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027			0,011	4,0	15,7%	0,05	0,117	
	CAPACITY.L	2	RB1	-	7	4	1	1	0							
	CAPACITY.L	2	RB2	-	6	6	4	2	2							
	CAPACITY.L	2	RB3	-	9,93	0	0	0	0							
	CAPACITY.L	2	RB4	-	3,79	15,25	18,95	19,11	17,1							
CAPACITY.L	2	RB5	-	0,5	1	1	1	2								
CAPACITY.L	2	RB6	-	0,1	0,5	0,5	2	4								
Lavastoviglie	MA(MAT)	RD1	ELR	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020								
	MA(MAT)	RD2	ELR	0,014	0,014	0,014	0,013	0,013			0,006	2,0	16,7%	0,01	0,031	
	CAPACITY.L	2	RD1	-	0,7	4,5	7	3,2	0							
	CAPACITY.L	2	RD2	-	3	3	5	12,8	19							

Descrizione		Parametri MARKAL			2000	2005	2010	2015	2020		Risparmio x unità di capacità	Aumento di capacità	% del mercato	Risparmio effettivo	Risparmio energia prim.
a	b	c	d	e	f	g	h	i	l	m	n	o	p	q	R
lavatrice	MA(MAT)	RH1	ELR		0,043	0,042	0,042	0,041	0,041		0,006	3,0	13,4%	0,02	0,050
		RH2	ELR		0,033	0,033	0,032	0,032	0,032						
		RH3	ELR		0,030	0,030	0,029	0,028	0,028						
		RH4	ELR		0,017	0,017	0,017	0,016	0,015						
	CAPACITY.L	2	RH1	-	10,5	10	7	2	0						
	CAPACITY.L	2	RH2	-	10,4	11,83	15,45	21,39	24						
	CAPACITY.L	2	RH3	-	0,1	0,05	0	0	0						
CAPACITY.L	2	RH4		0	0	0	0	0							
Motori industria	INP(MAT)p	IP1	ELT		1,19	1,19	1,19	1,19	1,19		0,058	0,60	10,5%	0,03	0,089
		IP2	ELT		1,25	1,25	1,25	1,25	1,25						
		IP3	ELT		1,39	1,39	1,39	1,39	1,39						
		IP4	ELT		1,08	1,08	1,08	1,08	1,08						
		IP6	ELT		1,08	1,08	1,08	1,08	1,08						
		IP7	ELT		1,09	1,09	1,09	1,09	1,09						
		IP8	ELT		1,25	1,25	1,25	1,25	1,25						
		CAPACITY.L	IP1		0	0,1	0,2	0,4	0,6						
	CAPACITY.L	IP2		10,5	11,5	12	14	16							
	CAPACITY.L	IP3		6,28	8,22	10,75	10,83	11,27							
	CAPACITY.L	IP4		0	0,01	0,01	0,02	0,02							
	CAPACITY.L	IP6		0	0,1	0,1	0,2	0,5							
	CAPACITY.L	IP7		8	8,5	8,5	10	12							
CAPACITY.L	IP8		4,21	4,48	5,28	4,77	3,84								
Motori commerciale	INP(MAT)p	OP1	ELR		1,21	1,21	1,21	1,21	1,21		0,215	0,3	35,3%	0,06	0,165
		OP2	ELR		1,43	1,41	1,40	1,37	1,35						
		OP4	ELR		1,16	1,16	1,16	1,16	1,16						
	OP1				0,1	0,2	0,5	0,8	1		0,056	0,1	11,8%	0,01	0,014
		OP2			2,35	2,67	2,89	2,9	3,1						
		OP4			0	0,01	0,01	0,02	0,02						
<b>Totale elettrico</b>										Obiettivo 2006 : 1.6 Mtep			<b>1.714</b>		

**Tabella A.3.6 - Consumi e penetrazione nel mercato di nuove tecnologie termiche**

Descrizione		Parametri MARKAL					2000	2005	2010	2015	2020	Risparmio x unità di capacità <i>tep</i>	Aumento di capacità	% del mercato	Risparmio effettivo <i>tep</i>	Risparmio energia prim. R
a	b	c	d	e	f	g	h	i	l	m	n	o	p	q	R	
Acqua calda	metano	MA(ENT)	RY1	SGS	1,567	1,533	1,500	1,467	1,433		0,705	0,20	6,3%	0,14	0,141	
	elettrico	MA(MAT)	RYA	ELR	2,326	2,326	2,326	2,326	2,326		1,047	0,10	3,1%	0,10	0,105	
	solare	MA(ENT)	RYS	SGS	0,714	0,714	0,714	0,714	0,714		1,086					
		CAPACITY.L	RY1	-	2,3	2,48	2,23	2,14	1,84							
		CAPACITY.L	ry4		0,19	0,06	0	0	0							
		CAPACITY.L	ry7		0,01	0,06	0,1	0,15	0,2							
		CAPACITY.L	rya		0,4	0,45	0,45	0,4	0,3							
		CAPACITY.L	RYS	-	0,01	0,01	0,41	0,65	1,1							
Aumento efficienza metano											0,300 0,0696	10%		0,07	0,067	
Riscaldamento domestico	caldaia conv.	INP(ENT)p	RJ1	SGS	1.394	1,337	1,257	1,223	1,2							
		caldaia condens.	INP(ENT)p	RJ2	SGS	1.1	1,1	1,097	1,092	1,085		0,295	1,0	16,1%	0,29	0,295
		CAPACITY.L	RJ1	-	1	0,83	0,65	0,48	0							
		CAPACITY.L	RJ2	-	0	1	1,6	1,86	0,86							
		CAPACITY.L	RM1	-	0,89	0,79	0,42	0,02	0,02							
		CAPACITY.L	RM2	-	0	0,09	0,09	0,09	0							
		CAPACITY.L	RQ1	-	1,9	1,13	0,92	0,92	0							
		CAPACITY.L	RQ2	-	0	1	1,75	2,03	2,96							
		CAPACITY.L	RS1	-	0,03	0	0	0	0							
		CAPACITY.L	RS2	-	0,25	0,26	0,78	1,1	1,23							

Riscaldamento commerciale	INP(ENT)p	OSB	SGB	1,39	1,36	1,31	1,27	1,22	0,295	1	14,8%	0,29	0,295
	INP(ENT)p	OSC	SGB	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10					
	2	OSB	-	4,48	5,23	5,78	3,77	2,98					
	2	OSC	-	0,5	1	0,99	1,75	2					
Riscaldamento commerciale, pompa di calore	INP(ENT)p	OSG	ELR	0,40	0,39	0,37	0,34	0,32	0,379	0,4		0,15	0,152
		OSJ											
	CAPACITY.L												
	CAPACITY.L												
Isolamento domestico	INP(MAT)p	RWA	SOX	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,420	0,50	5,3%	0,21	0,252
	INP(MAT)p	RWB	SOZ	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59					
	INP(MAT)p	RWC	SOX	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34					
	CAPACITY.L	RWA	-	0,8	1	1,1	1,4	1,6					
	CAPACITY.L	RWB	-	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9					
	CAPACITY.L	rwk		0	0	0	0	0					
	CAPACITY.L	RWK	-	2,58	2,6	2,59	2,48	2,44					
	CAPACITY.L	RWM	-	0,88	1,08	1,23	1,47	1,64					
	CAPACITY.L	RWQ	-	2,53	2,64	2,74	2,8	2,86					
	CAPACITY.L	RWS	-	0,58	0,59	0,96	1,37	1,6					
<b>Totale termico</b>									Obiettivo 2006 1,3 Mtep			<b>1,464</b>	

Legenda tabelle 3.5 e 3.6:

- ogni tabella si sviluppa in senso orizzontale, tutti i dati di una riga si riferiscono ad una tecnologia;
- le tecnologie sono indicate con sigle, vedi colonna d, la legenda relativa è riportata nelle tabelle A3.1, .2 e .3;
- in colonna n sono indicati i risparmi unitari ottenibili utilizzando la tecnologia di quella riga nei confronti di quella più diffusa nell'anno 2000;
- in colonna p è indicata la percentuale di mercato che si stima sia raggiunta nel 2010;
- in colonna q è indicato il risparmio energetico complessivo, in energia finale;
- in colonna r è indicato lo stesso valore espresso però in energia primaria secondo i criteri definiti da AEEG (2200 kcal / kWh);
- ogni tecnologia è ripetuta due volte, la prima dal punto di vista dei consumi (colonna c, righe INP(ENT) o INP(MAT) ), e la seconda dal punto di vista della diffusione (colonna c, righe CAPACITY.L).

## **Allegato 4. Bibliografia**

- AEEG, *Proposte di schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui ai decreti ministeriali del 24 aprile 2001*, gennaio 2003.
- AEEG, *Proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali*, 4 aprile 2002
- Angeloni M., Contaldi M., Gaudioso D. (a cura di ), *III National Communication to the UN Framework Convention on Climate Change*, Environment Ministry, 2003.
- Bergman L., *The development of Computable General Equilibrium Modeling*, in Bergman, Jorgenson and Zalai (eds), *General Equilibrium Modeling and Economic Policy Analysis*, Blackwell, 1990.
- Berkhout P.H.G., Muskens J.C., Velthuisen J.W., *Defining the rebound effect*, Energy Policy, vol. 28, 6-7, 2000.
- Bernardini O., rivista Energia, numero speciale, 2000.
- Bhattacharyya, *Applied general equilibrium models for energy studies: a survey*, 1996, Energy economics.
- Cofala J., Syrii S., *Nitrogen oxides emissions*, Interim Reports: IR-98-88/ottobre, 1998.
- Cofala J., Syrii S., *Sulfur emissions, abatement technologies and related costs for Europe in the RAINS model database*, Interim Reports: IR-98-035/giugno, 1998.
- Commissione Europea, *Libro Bianco – La politica europea dei trasporti fino al 2010: il momento delle scelte* - COM(2001)370, settembre 2001.
- Contaldi M., Gaudioso D., Tosato G.C. (a cura di), *Second National Communication to the UN Framework Convention on Climate Change (Bozza per il Ministero dell'Ambiente)*, 1997.
- Contaldi M., Pignatelli P., *Comparative analysis of a Post-Kyoto emission scenario performed by the models Rains and MARKAL*, Rapporto Tecnico ENEA, 2003.
- De Muro P., Salvatici L., *La Politica Agricola Comune nei modelli multi settoriali in: Giovanni Anania, ed., Valutare gli effetti della Politica agricola Comune. Lo "stato dell'arte" dei modelli per l'analisi quantitativa degli effetti delle politiche agricole dell'Unione Europea*, Edizioni Scientifiche Italiane, 2001.
- DG TREN, *European Energy and Transport – Trends to 2030*, luglio 2003.
- Di Giulio E. et al., *Exploring the Italian energy future: a comparison between models* Stanford University, International Energy Workshop, organized by the Energy Modeling Forum, International Energy Agency and IIASA, 18-20 giugno 2002
- Dixon P.B., *The Mathematical Programming approach to Applied General Equilibrium Modeling: Notes and Problems*, WP I-50, April 1991, Centre of Policy Studies and the Impact project, Monash University.
- ECCP, *Second ECCP Progress Report. Can we meet our Kyoto targets?*, 2003
- ECN, *National energy options for reducing CO<sub>2</sub> emissions*, vol. I, 1993.

- ENEA, *Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili*, 1999.
- Energy Journal, *The costs of the Kyoto Protocol. A multi-model evaluation*, special issue, 1999.
- Energy Policy, vol. 28, 6-7, June 2000, special issue *On the rebound: the interaction of energy efficiency, energy use and economic activity*.
- Energy Policy, vol. 31, 7, June 2003, special issue *Trade based greening in European electricity markets*.
- ETSAP, *New directions in energy modeling*, Summary of Annex V (1993-1995), aprile 1997.
- EU Directive, *Directive 2001/77/EC of the European parliament and the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*, 2001.
- European Commission, 2001, *Libro Bianco – La politica europea dei trasporti fino al 2010: il momento delle scelte*, COM(2001)370, settembre 2001.
- Eyre N., *Barriers to energy efficiency: more than just market failure*, Energy and Environment, 8(19), 1997
- Fisher A.C. e Rothkopf M.H., *Market failure and energy policy. A rationale for selective conservation*, Energy Policy, 17(4), 1989.
- Gaudioso et al., 1995, *First Italian National Communication to the Framework Convention on Climate Change*, Italian Ministry of Environment, Rome (<http://www.unfccc.de/text/resource/docs/natc/itanc1.pdf>).
- Ginsburgh, V.A., Waelbroeck, J.L., *Activity analysis and general equilibrium modeling*, North Holland, 1981.
- Greening L.A., Greene D.L., Difiglio C., *Energy efficiency and consumption – the rebound effect – a survey*, Energy Policy, vol. 28, 6-7, 2000.
- Hamilton L.D., Goldstein G.A., Lee J., Manne A.S., Marcuse W., Morris S.C. Wene C.O., *MARKAL-MACRO, An overview*, Brookhaven National laboratory, Upton, NY, 1992.  
<http://www.etsap.org>
- Hudson E.A., Jorgenson D.W., *U.S. Energy policy & economic growth 1975-2000*, Bell Journal of Economics and Management Science, 5(2) autunno, 461-514.
- IEA, *Cool Appliances: Policy Strategies for Energy-Efficient Homes*, 2003.
- IEA/PRESS(03)10, *press release*, Paris, 16 April 2003
- IPCC - OECD, *IPCC Guidelines for national greenhouse gases inventories*, 1997.
- IPCC, *Second Assessment Report*, 1995.
- Jaffe A.B. and Stavins R.N., *Energy-efficiency investments and public policies*, The Energy Journal, 15(2), 1994.
- Khanna, N., *Analyzing the economic cost of the Kyoto protocol*, Ecological Economics, 38, 2001.
- Koopmans C.C., te Velde D.W., *Bridging the energy efficiency gap: using bottom-up information in a top-down energy demand model*, Energy Economics, 23, 2001
- Kram T., *Hints and tips for running MARKAL-MACRO*, ETSAP Workshop, Gothenburg, 21-23 giugno 1994.

- Kram T., *National energy options for reducing CO<sub>2</sub> emissions, Volume I: the international connection, A report of Energy Technology Systems Analysis programme / Annex IV (1990-1993)*, Netherlands Energy Research Foundation ECN, 1993.
- Krause et al., *Cutting Carbon Emissions at a profit: opportunities for the U.S.*, International Project for Sustainable Energy Paths research's report, Contemporary Economic Policy, vol. 20, ottobre 2002.
- Krause et al., *Cutting Carbon Emissions While Making Money. Climate-Saving Energy Strategies for the European Union*, International Project for Sustainable Energy Paths (IPSEP), 2000.
- Kydes A.S., *Sensitivity of energy intensity in U.S. energy markets to technological change and adoption*, in *Issues in mid-term analysis and forecasting*, DEO/EIA-060797, U.S. Department of Energy, Washington D.C., 1997
- Kydes, Shaw e McDonald, *Beyond the horizon: recent directions in long-term energy modeling*, Energy, vol. 20, n. 2, 1995.
- Kypreos, *The MARKAL-MACRO model and the climate change*, Paul Scherrer Institut, Switzerland, 1996.
- Lorenzoni A., *The Italian Green Certificates market between uncertainty and opportunities*, Energy Policy, vol. 31, 7, giugno 2003.
- Macchi E., Chiesa P. e Bregani F. *Settore elettrico italiano: quali alternative e costi per rispettare Kyoto?*, rivista Energia, 1/2003
- Manne A.S., Richels R.G., *ETA-MACRO: A model for energy economy interaction*, in Hitch (ed.), *Modeling Energy-Economy interactions: Five approaches*, Research Paper N. 5, Resources for the Future, Washington, DC.
- Menanteau et al., *Feed-in tariffs versus quotas: how to promote renewables and simulate technical progress for cost decrease ?*, ENER Forum 3, *Successfully promoting renewable energy sources in Europe*, Budapest, 6-7 giugno 2002.
- Menna P., Tosato G.C. (a cura di), *Il processo di attuazione del Protocollo di Kyoto in Italia. Metodo, scenari e valutazione di politiche e misure*, ENEA, 2000.
- Meyer N.I., *European schemes for promoting renewables in liberalised markets*, Energy Policy, vol. 31, 7, giugno 2003.
- Ministero dei Trasporti e della Navigazione, *Piano generale dei trasporti e della logistica*, 2001.
- MIT, *The future of nuclear power. An interdisciplinary MIT study*, 2003
- Morthorst P.E., *Preface. Green Certificates and emission trading*, Energy Policy, vol. 31, 7, June 2003, special issue *Trade based greening in European electricity markets*.
- National Technical University of Athens, *Italy Baseline scenario. Summary results (PRIMES ver. 2 energy model)*, Atene 11/03/2003.
- Niklasson I., Larsson T., Wene C.O., *MARKAL-MACRO for Sweden: studies of conservation potential*, Energy System Technology Division, Chalmers University of Technology, Göteborg, Svezia.
- OECD - IEA, *IPCC Guidelines for national greenhouse gasses inventories*, 1997.

- Pinchera G., Tosato G.C., Onufrio G., Contaldi M., *Energy efficiency and climate - Ongoing study on technological options to reduce CO<sub>2</sub> emissions in Italy*, Proceedings of the 2nd international workshop, IIASA Laxenburg, Austria, 1992.
- Prometeia (su contratto ENEA), *Gli effetti macroeconomici indotti da misure di contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub>*, marzo 1999.
- Rampa, *Introduzione all'equilibrio economico generale*, 1993, Unicopli, Milano, pagg 98-99.
- Rancan A., *Equilibrio economico generale computazionale. Procedure di convergenza basate sui pesi di Negishi*, documento interno ENEA, 1996.
- Schipper L., *On the rebound: the interaction of energy efficiency, energy use and economic activity. An introduction*, Energy Policy, 28, 6-7, 2000.
- Shoven J., Whalley, *Applied general equilibrium models of taxation and international trade: an introduction and survey*, Journal of Economic Literature, 22, 1984.
- Sijm, J.P.M., Brander, L.M., Kuik, O.J., *Cost assessments of mitigation options in the energy sector, Conceptual and methodological issues*, ECN, 2002).
- Sutherland R.J., *Market barriers to energy efficiency investments*, The Energy Journal, 12(3), 1991.
- Thissen, *A classification of empirical CGE modeling*, SOM Research Report 99C01, University of Groningen, Groningen, The Netherlands, dicembre 1998.
- Tosato, G.C., M. Contaldi, *Analysis of effects on consumption and emission of new system of taxation of energy products*, contributo alla 22<sup>a</sup> conferenza internazionale IAEE (International Association of Energy Economics), Roma, giugno 1999.
- Tosato, G.C., Stagni A., *A scenario analysis of the macroeconomic and sectoral effects of fiscal strategies to reduce CO<sub>2</sub> emissions in Italy*, contributo alla 22<sup>a</sup> conferenza internazionale IAEE (International Association of Energy Economics), Roma, giugno 1999.
- Unione Petrolifera, *Previsioni di domanda energetica e petrolifera in Italia*, febbraio 2002.
- Varone F., Aebischer B., *Energy efficiency: the challenges of policy design*, Energy Policy, vol. 29, 2001.
- Weber L., *Viewpoint. Some reflections on barriers to the efficient use of energy*, Energy Policy, 25(10), 1997.
- Yu-Hua Chu, Goldstein G., *DDFNEW utility*, documento di supporto al software MARKAL.
- Zalai E., *Computable General Equilibrium Modeling and application to Economies in Transition*, 1998, CERT (Centre for Economic Reform and Transformation), Department of Economics, Heriot-Watt University, Edinburgh.
- Zhang Z., Folmer H., *Economic modeling approaches to cost estimates for the control of carbon dioxide emissions*, Energy Economics, 20, 1998, pag. 101-120.





Edito dall'ENEA  
Funzione Centrale Relazioni Esterne  
Unità Comunicazione

Lungotevere Thaon di Revel, 76 – 00196 Roma  
*www.enea.it*

Edizione del volume a cura di Giuliano Ghisu

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA – C.R. Frascati

Finito di stampare nel mese di ottobre 2004