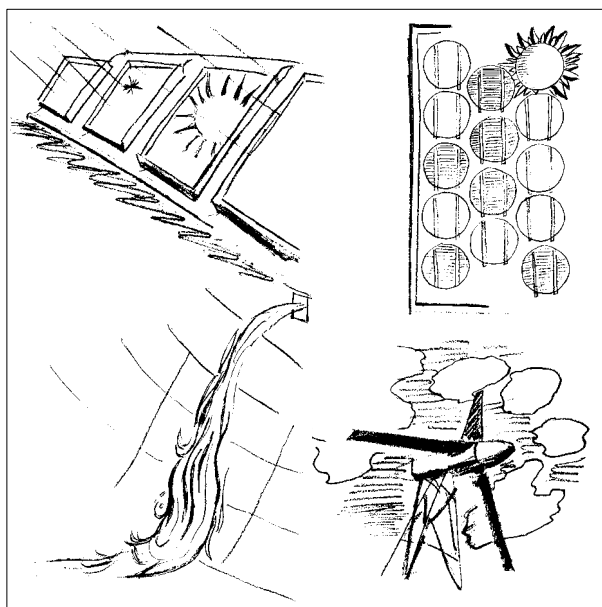


Regione MARCHE



“PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE” (linee di programmazione e di indirizzo della politica energetica regionale)



4

Scenari di evoluzione a livello regionale

1. PREMESSA	4
2. SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE	5
2.1 DOMANDA DI ENERGIA NELLA REGIONE MARCHE	5
2.2 OFFERTA DI ENERGIA NELLA REGIONE MARCHE	8
3. INDICATORI ENERGETICI	11
3.1 ASPETTI METODOLOGICI	11
3.1.1 Struttura dati per il calcolo degli indicatori regionali	12
3.1.2 Metodologia per il calcolo degli indicatori regionali	13
3.2 INDICATORI DI EFFICIENZA ENERGETICA.....	14
3.2.1 Indicatori di efficienza energetica macroeconomici.....	14
3.2.2 Intensità energetica del PIL.....	15
3.2.3 Consumi unitari	19
3.3 INDICATORI DI EFFICIENZA ENERGETICA NEI VARI SETTORI ¹²³	
3.3.1 Indicatori di efficienza energetica nel settore industriale	23
3.3.2 Indicatori di efficienza energetica nel settore agricolo.....	27
3.3.3 Indicatori di efficienza energetica nel settore terziario	29
3.3.4 Indicatori di efficienza energetica nel settore trasporti....	33
3.3.5 Indicatori di efficienza energetica nel settore residenziale ³⁵	
4. IL COMPARTO IDROCARBURI	38
4.1 IL QUADRO GENERALE NELLA REGIONE MARCHE.....	38
4.2 IL COMPARTO PETROLIFERO.....	38
4.2.1 L'impianto di raffinazione di Falconara.....	38
4.3 IL GAS NATURALE.....	46
5. IL COMPARTO ELETTRICO	48

5.1	LA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA.....	48
5.2	LA RETE DI TRASMISSIONE	50
5.2.1	Premessa	50
5.2.2	Il processo di pianificazione del GRTN	53
5.2.3	Criteri di pianificazione.....	54
5.2.4	La Valutazione Ambientale Strategica (V.A.S.)	55
5.2.5	Piano di sviluppo 2004	58
5.2.6	Limiti alla capacità di trasporto sulla RTN.....	60
5.2.7	Interventi programmati nella regione Marche	64
6. SCENARI DI EVOLUZIONE AL 2015.....		67
6.1	IL FABBISOGNO AL 2015	67
6.1.1	Scenario "inerziale"	67
6.1.2	Scenario "virtuoso"	68
6.2	LO SCENARIO AL 2015 PER L'ENERGIA ELETTRICA	69
6.2.1	Soluzioni per la copertura dei fabbisogni.....	70
7. LE ATTIVITA' DI RICERCA		73
7.1	PROBIO.....	73
7.2	AUTOBUS AD IDROGENO	74
7.3	RECUPERO DEGLI OLII VEGETALI ESAUSTI (OVE).....	75

1. PREMESSA

In questo documento si prende spunto dalla situazione attuale e pregressa del Bilancio Energetico Regionale (BER) per disegnare gli scenari di evoluzione del settore in regione al 2015.

Per poter predire con cognizione di causa i trend più verosimili si analizzano preventivamente, oltre ai dati assoluti del bilancio, gli indicatori, specifici rapporti che siano espressione sintetica dell'andamento delle serie storiche energetiche rispetto ad altre (economiche, demografiche, fisiche, ecc.).

Lo scopo del calcolo degli indicatori energetici è di poter fare un'analisi dettagliata, e comparata con altre realtà territoriali, della efficienza energetica del territorio di riferimento; analisi che consenta di evidenziare situazioni particolari di bassa efficienza per le quali si possano avanzare le prime ipotesi di interventi tesi all'ottimizzazione degli impieghi energetici nei diversi settori di consumo e quindi di effettuare ipotesi sull'evoluzione futura.

Successivamente si espone la situazione delle infrastrutture energetiche presenti in regione, e specificatamente quelle del comparto idrocarburi e quelle del comparto elettrico.

Nel comparto idrocarburi spicca la presenza della raffineria API di Falconara, unica infrastruttura del genere per gran parte della costa Adriatica. Questo isolamento rende la funzione della raffineria difficilmente sostituibile, almeno nel breve periodo.

Per ciò che riguarda invece il comparto elettrico vengono messe in evidenza le peculiarità e le criticità della rete di trasmissione in regione, insieme ai programmi di sviluppo che il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) ha messo in cantiere per i prossimi anni al fine di eliminare almeno alcuni dei nodi critici oggi presenti.

A partire da tutte queste informazioni vengono quindi sviluppati due profili del fabbisogno di energia per la regione da qui al 2015: il primo, scenario "inerziale", comporta in sostanza la prosecuzione dei trend dello scorso decennio, mentre il secondo, scenario "virtuoso", tiene conto di tutte le misure di modulazione e gestione razionale della domanda messe in cantiere da questo PEAR. E' verosimile che la situazione reale si manterrà all'interno della forbice rappresentata dai due scenari.

Un capitolo a parte è dedicato alla situazione dell'energia elettrica, per la quale si ripetono le stime realizzate per il settore energetico nel suo complesso disegnando ancora uno scenario inerziale ed uno virtuoso. Sopra questi scenari viene poi costruito uno schema di copertura dei fabbisogni che indirizza il comparto elettrico verso un sostanziale pareggio di bilancio al termine del periodo considerato da questo Piano.

2. SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE

2.1 DOMANDA DI ENERGIA NELLA REGIONE MARCHE

L'analisi del Bilancio Energetico Regionale (BER), il quale è parte integrante del PEAR, consente di trarre alcune indicazioni di grande utilità per disegnare lo scenario di evoluzione regionale al 2015. Nella sua **versione attuale il BER riporta i dati completi fino al 2002** compreso, mentre è aggiornato al 2003 per la sola parte relativa all'energia elettrica.

Partendo dall'esame storico della **domanda di energia (usi finali)** per settore di utilizzo, rappresentato alla Figura 2.1, si evince chiaramente che i trasporti sono, storicamente, il settore più energivoro della Regione (circa il 40% dei consumi) seguito dal settore civile (circa il 30%) e dall'industria (circa il 25%).

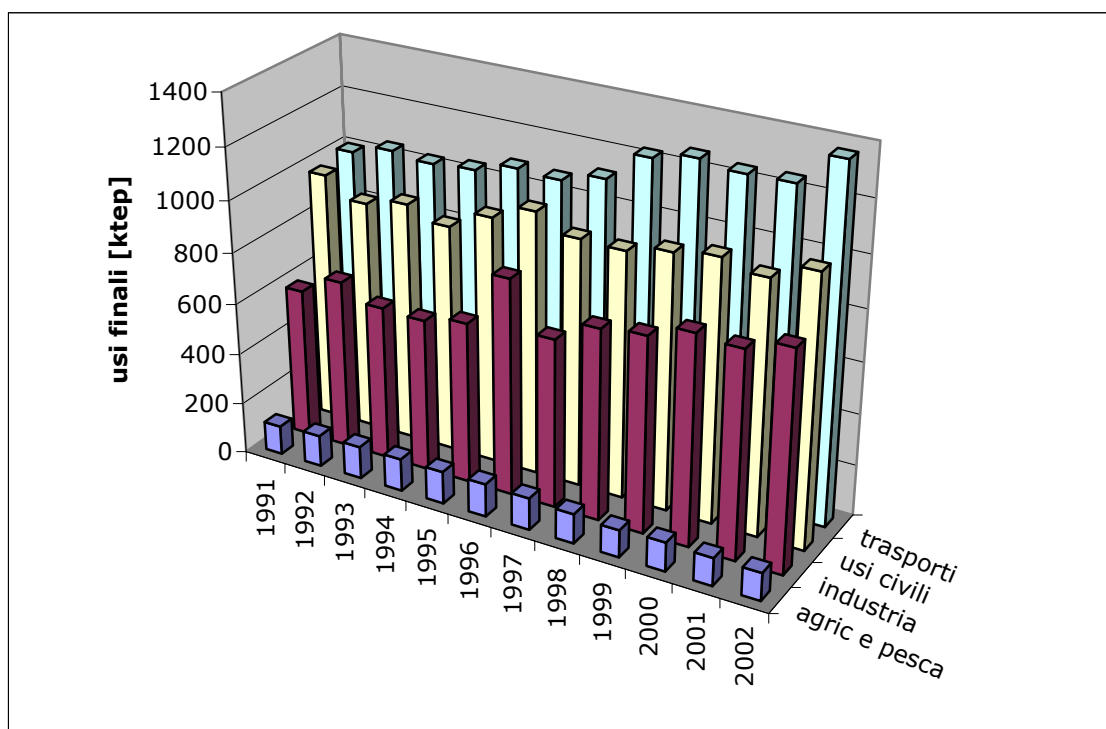


Fig. 2.1 - Sintesi storica degli usi finali nelle Marche per settore di utilizzo

L'analisi dei consumi per fonte di energia (Fig. 2.2) evidenzia il perdurante predominio dei prodotti petroliferi (oltre il 40% dei consumi) e dei combustibili gassosi (quasi il 40%).

Per dare un riferimento concreto è opportuno passare ai valori assoluti, per i quali si riportano i dati riassuntivi riferiti al 2002 (Tab. 2.1).

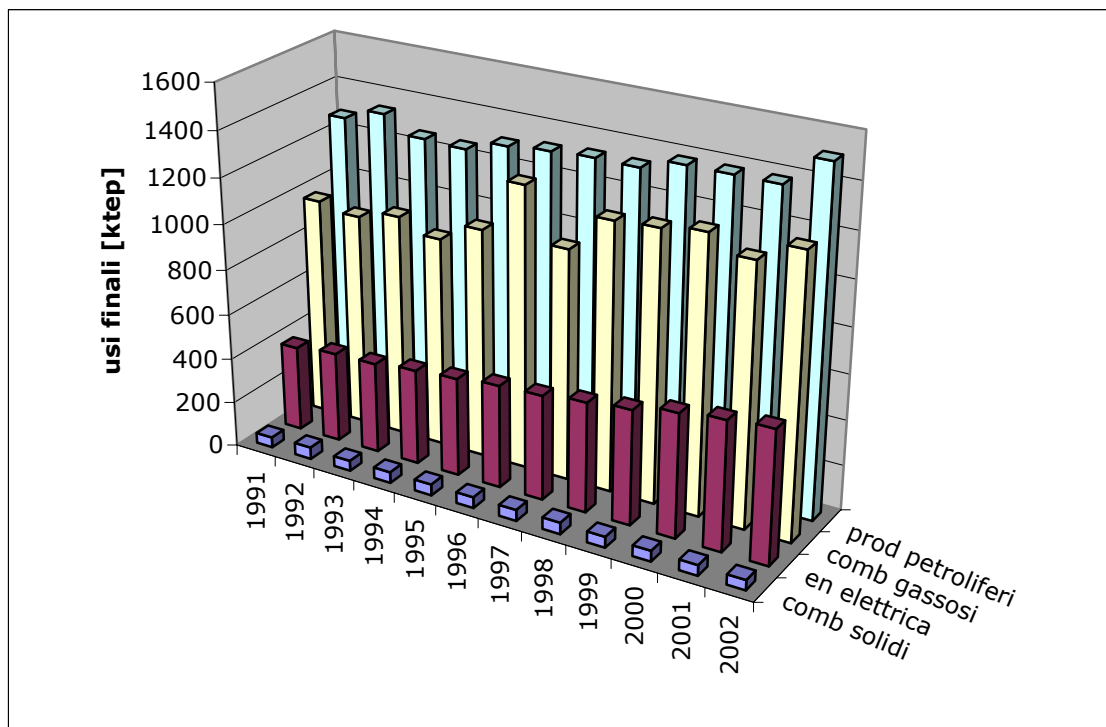


Fig. 2.2 - Sintesi storica degli usi finali nelle Marche per fonte

	combust. solidi [ktep]	prodotti petroliferi [ktep]	combust. gassosi [ktep]	energia elettrica [ktep]	TOTALE [ktep]
agricoltura e pesca	0.0	99.2	0.0	9.0	108.2
industria	22.1	48.1	483.4	296.8	850.4
trasporti	0.0	1182.4	168.3	17.3	1368.0
civile	22.7	179.3	579.2	263.6	1044.8
TOTALE	44.8	1509.0	1230.9	586.7	3371.4

Tab. 2.1 - Consumi finali nelle Marche per settore e per fonte - anno **2002**

Se si esaminano più in dettaglio i tassi di crescita (Tab. 2.2) si vede che, a parte il caso marginale di agricoltura e pesca, industria e trasporti hanno conosciuto un trend crescente compreso tra il 2 e il 3% annuo, mentre il settore civile è cresciuto meno dell'1%.

	solidi			petroliferi			gassosi			energia elettrica			TOTALE		
	1991 ktep	2002 ktep	Δ %	1991 ktep	2002 ktep	Δ %	1991 ktep	2002 ktep	Δ %	1991 ktep	2002 ktep	Δ %	1991 ktep	2002 ktep	Δ %
agric. e pesca	0	0	0.0	105	99	-0.6	2	0	-	6	9	3.8	113	108	-0.5
industria	23	22	-0.4	58	48	-1.7	335	483	3.4	170	297	5.2	586	850	3.4
trasporti	0	0	0.0	922	1182	2.3	68	168	8.6	13	17	2.3	1003	1367	2.9
civile	23	23	-0.1	195	179	-0.8	567	579	0.2	191	264	3.0	976	1045	0.6
TOTALE	46	45	-0.3	1280	1508	1.5	972	1230	2.2	380	587	4.0	2678	3369	2.1

Tab. 2.2 - Tassi di crescita degli usi finali nelle Marche per settore e per fonte (i delta sono annuali)

Nel dominio del tempo è comunque assai significativo l'incremento medio del 4.0% annuo subito dall'**energia elettrica**, come si evince anche visivamente dalla Figura 2.3. Questo incremento è dovuto soprattutto alla crescita dei consumi nell'industria (5.2%) ma anche il settore civile ha visto crescere i consumi elettrici di più (3%) di quanto non siano cresciuti i consumi delle altre fonti.

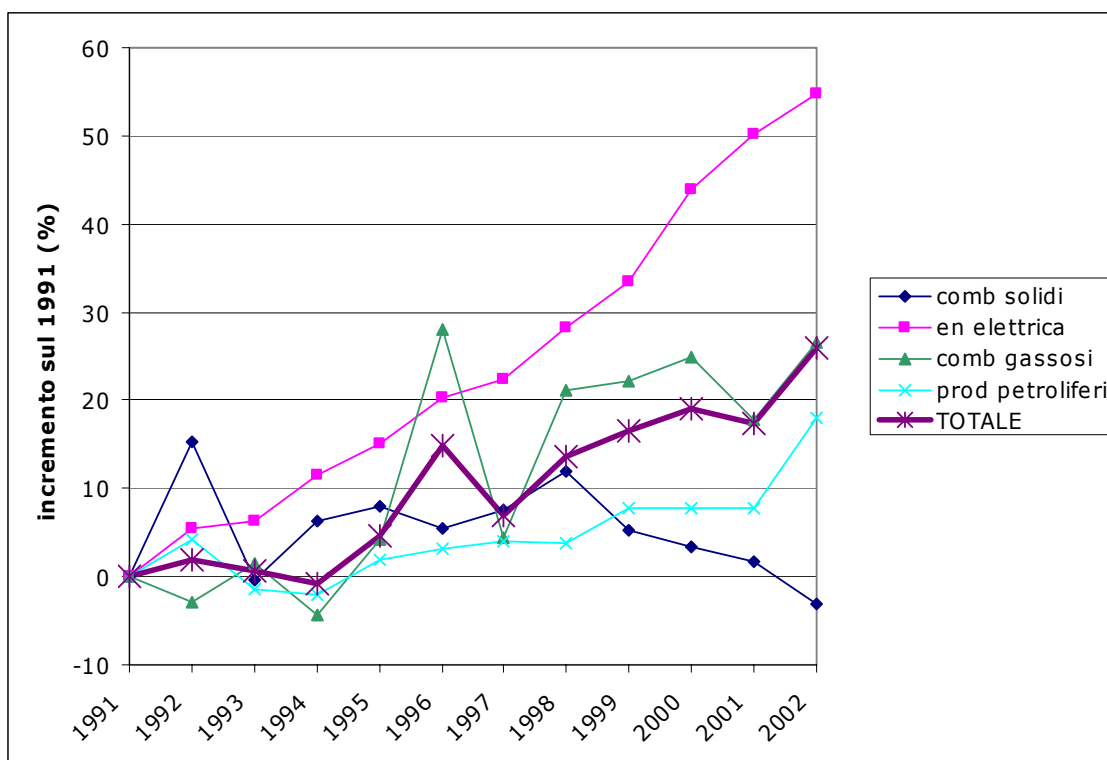


Fig. 2.3 - Tassi di crescita degli usi finali nelle Marche per fonte (base: 1991)

Se ai consumi finali si aggiungono le perdite di trasformazione e distribuzione e le quantità consumate per impieghi non energetici si ottengono le disponibilità lorde per fonte di energia al 2001, riportate in Tabella 2.3

	combustibili solidi [ktep]	prodotti petroliferi [ktep]	combustibili gassosi [ktep]	energia elettrica [ktep]	TOTALE [ktep]
consumi finali	44.8	1509.0	1230.9	586.7	3371.4
perdite	102.0	27.0	23.6	1065.2	1217.8
combustibili raffineria	0.0	133.4	0.0	0.0	133.4
usi non energetici	0.0	323.9	0.0	0.0	323.9
TOTALE	146.8	1992.3	1254.5	1651.9	5045.5

Tab. 2.3 – Disponibilità lorde per fonte nelle Marche - anno **2002**

Il valore elevato di perdite nella casella dell'energia elettrica è sostanzialmente dovuto alle perdite di trasformazione. Nella redazione dei bilanci energetici l'energia elettrica viene infatti valorizzata 860 kcal/kWh quando si tratta di consumi finali e 2200 kcal/kWh quando si tratta di produzione. Ciò vien fatto per tenere conto, convenzionalmente, delle perdite di trasformazione caratteristiche soprattutto della generazione termoelettrica. E' verosi-

mile che nel prossimo futuro, quando il parco nazionale sarà costituito in buona parte da centrali di ultima generazione, più efficienti, questo parametro convenzionale potrà essere abbassato.

A fronte di una superficie che rappresenta il 3.2% del territorio nazionale, di una popolazione che rappresenta il 2.5% della popolazione nazionale (fonte ISTAT), di un PIL che rappresenta il 2.6% del Prodotto Interno Lordo italiano (fonte DPEFR Regione Marche) i consumi finali di energia rappresentano il 2.3% (per i dati nazionali fonte ENEA) del totale nazionale, a rappresentare una intensità energetica regionale inferiore a quella media del contesto italiano.

La stessa constatazione si può ricavare esaminando gli indicatori che misurano l'efficienza energetica di un sistema economico.

2.2 OFFERTA DI ENERGIA NELLA REGIONE MARCHE

Sul piano dell'offerta le Marche si caratterizzano per tre peculiarità:

- 1) una importante produzione di energia primaria, gas naturale, proveniente quasi totalmente dai pozzi off-shore e, in piccola parte, da alcuni pozzi in terraferma; questa produzione ha garantito per tutti gli anni 90 alla Regione un bilancio positivo in termini di energia prodotta rispetto a quella consumata. Negli ultimi anni la quantità di gas naturale estratta è venuta diminuendo, ma rimane comunque su valori di grande rilievo. La Figura 2.4 mostra che su un piano puramente quantitativo produzione di energia primaria e consumi lordi si equivalgono nell'arco del decennio. Le riserve stimate garantiscono una produzione di oltre un decennio ai tassi attuali di emungimento.

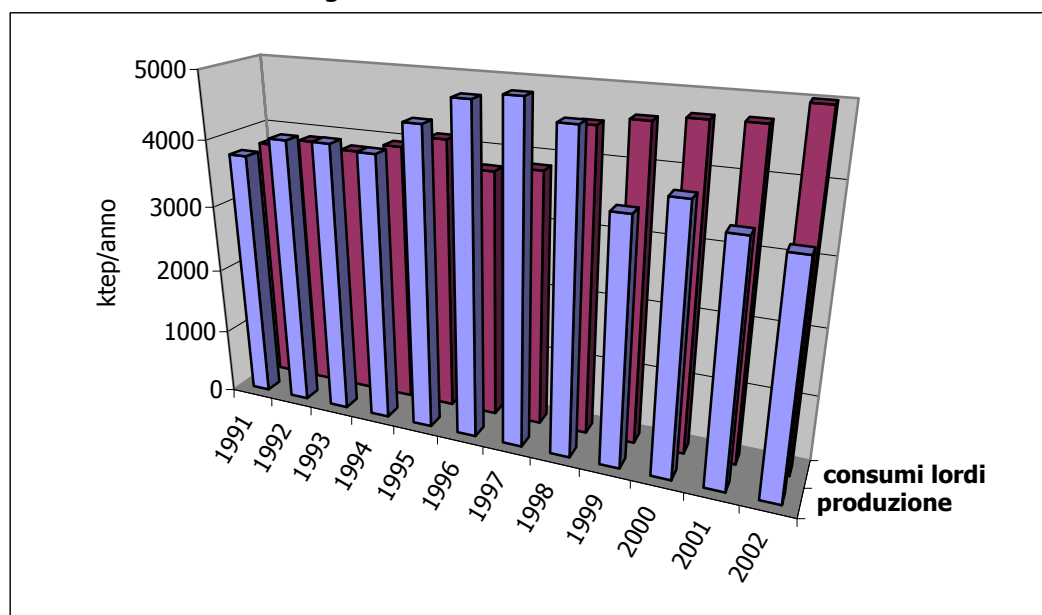


Fig. 2.4 – Confronto fra la produzione regionale di gas naturale ed i consumi energetici lordi

- 2) Un flusso notevole di petrolio greggio in entrata (per la raffineria di Falconara) ed un altrettanto notevole flusso di prodotti petroliferi derivati esportati verso le regioni contigue. La Figura 2.5 mostra che il flusso destinato all'esportazione si colloca tra il 49% e il 57% nel decennio preso in esame.

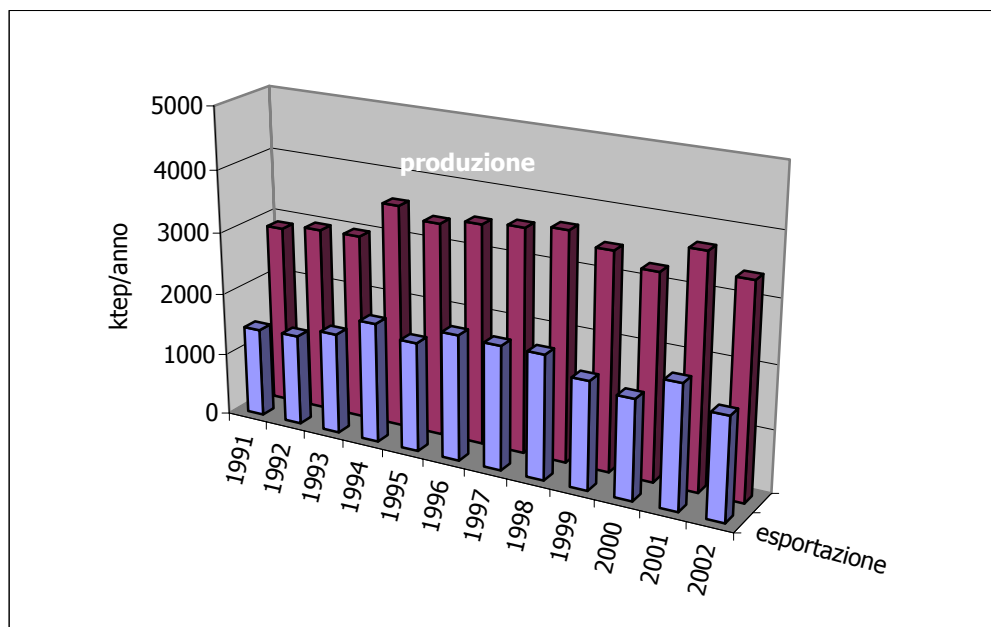


Fig. 2.5 – Produzione regionale complessiva di derivati petroliferi e quota riservata alle esportazioni

- 3) Un considerevole sbilancio tra produzione e consumo di energia elettrica che viene solo in parte colmato a partire dal 2001 con l'entrata in funzione della centrale IGCC di Falconara (API) e della centrale a ciclo combinato di Jesi (SADAM). La Figura 2.6 mostra il confronto esteso all'ultimo decennio, ma l'aspetto complessivo dell'energia elettrica, con le criticità connesse anche con i problemi della rete di distribuzione verranno trattati in un capitolo apposito nel seguito.

E' controverso se la produzione di gas naturale off-shore possa essere inserita tra le quote pertinenti ai bilanci energetici regionali, tanto che il Ministero delle Attività Produttive la considera sganciata dalla Regione in cui il gas estratto fa il suo ingresso in terraferma.

Le altre due caratteristiche peculiari influenzano invece ogni considerazione circa il riequilibrio interno tra produzione e consumo che viene indicato come obiettivo prioritario tra quelli riportati tra quelli riportati dalla legge 23 agosto 2004 n. 239 sul riordino del settore energetico. La legge individua infatti come aspetto che deve essere garantito congiuntamente da Stato e Regioni: *"l'adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche, avendo come obiettivo almeno l'equilibrio fra domanda e offerta di energia a livello regionale, prevedendo eventuali misure di compensazione e riequilibrio ambientale e territoriale qualora le esigenze connesse alle attività strategiche richiedano concentrazioni territoriali"*.

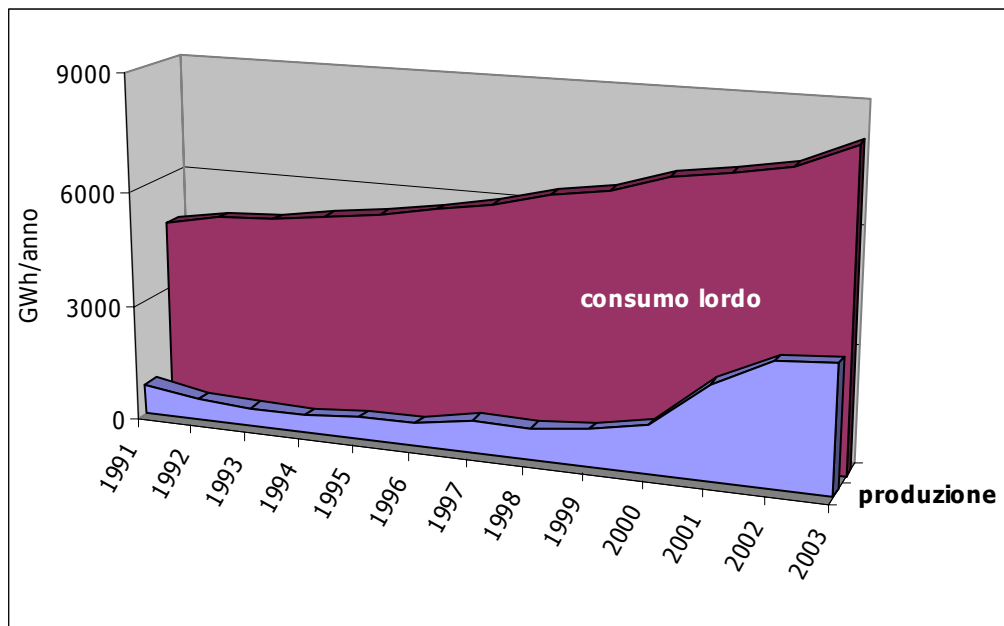


Fig. 2.6 – Confronto fra la produzione regionale di energia elettrica e il consumo interno lordo

3. INDICATORI ENERGETICI

3.1 ASPETTI METODOLOGICI

Per un'analisi delle caratteristiche del sistema energetico di un determinato territorio che consenta di evidenziare e spiegare, con riferimento ad un certo periodo di tempo, i cambiamenti che si sono manifestati nelle modalità di impiego delle fonti energetiche nei diversi settori d'uso (Agricoltura, Industria, Trasporti, Terziario e Residenziale) si possono utilizzare i dati assoluti forniti dai bilanci energetici ma anche specifici rapporti che siano espressione sintetica dell'andamento di serie storiche energetiche rispetto ad altre (economiche, demografiche, fisiche, ecc.).

L'analisi energetica deve avvalersi dei parametri relativi alle attività economiche (agricoltura, industria e terziario) e civili (residenziale e servizi) poiché l'energia è uno dei fattori produttivi utilizzati nelle stesse attività e pertanto è importante analizzare le modalità del suo impiego, ovvero il rendimento o efficienza. I rapporti tra grandezze energetiche e variabili economiche, strutturali, demografiche, ecc., calcolabili, in base ai dati disponibili, per ogni settore di attività economica ai diversi livelli di aggregazione territoriale, vengono definiti **indicatori di efficienza energetica**.

Il concetto di efficienza energetica è utilizzato per indicare i progressi compiuti negli interventi atti ad assicurare un uso "razionale" dell'energia. Progressi che si identificano in una migliore utilizzazione dell'energia sia nella prestazione di un servizio sia nella produzione di un bene e che consentono una riduzione dei consumi energetici a parità di servizio fornito o di produzione realizzata.

Lo scopo del calcolo degli indicatori è di poter fare un'analisi dettagliata e comparata con altre realtà territoriali della efficienza energetica del territorio di riferimento; analisi che consenta di evidenziare situazioni particolari di bassa efficienza per le quali si possano avanzare le prime ipotesi di interventi tesi all'ottimizzazione degli impieghi energetici nei diversi settori di consumo e quindi di effettuare ipotesi sull'evoluzione futura. Il calcolo degli indicatori di efficienza energetica richiede la disponibilità di serie storiche omogenee ed attendibili relative sia alle variabili energetiche sia a quelle economiche, strutturali e demografiche. A questo scopo possono essere utilizzate statistiche ufficiali o, in mancanza, stime ad hoc.

A livello regionale la carenza di dati disaggregati non permette di determinare gli stessi indicatori calcolati a livello nazionale ed internazionale. È comunque possibile effettuare confronti temporali e spaziali tra le varie regioni e tra queste e l'Italia.

Gli indicatori possono essere calcolati rispetto alle variabili economiche e rispetto a quelle tecnico-economiche. I primi esprimono la cosiddetta *intensità energetica*, ossia il rapporto tra consumo di energia e un indice di attività economica (PIL, Valore Aggiunto, Consumi Privati, Investimenti,

ecc.), generalmente valutato a prezzi costanti per evitare gli effetti dell'inflazione. Invece i rapporti tecnico economici sono calcolati rapportando il consumo di energia ad indicatori di attività misurati in termini fisici (tonnellate di acciaio, numero di passeggeri, ecc.), oppure a delle unità di consumo (veicoli, abitazioni, ecc.) e prendono il nome di *consumi unitari*.

3.1.1 Struttura dati per il calcolo degli indicatori regionali

3.1.1.1 Settore residenziale

Dati di base economico-strutturali

Le variabili considerate a livello regionale per il settore residenziale sono le seguenti:

- consumi finali delle famiglie: di fonte ISTAT, "Annuario Statistico Italiano", sono espressi in milioni di euro a prezzi costanti 1995;
- popolazione residente: di fonte ISTAT, "Annuario Statistico Italiano", sono espressi in migliaia di unità.

Dati di base energetici

Tutti i dati relativi ai consumi energetici sono ripresi dal Rapporto Energia e Ambiente 2003" elaborato dall'ENEA. Le variabili considerate sono:

- consumi finali totali di energia;
- consumi finali di energia elettrica.

3.1.1.2 Settore terziario

Dati di base economico-strutturali

Per il settore terziario le variabili sono le seguenti:

- valore aggiunto al costo dei fattori: i valori sono espressi in milioni di euro a prezzi costanti 1995 e sono ripresi dalla pubblicazione ISTAT "Annuario Statistico Italiano";
- unità di lavoro: i valori sono espressi in migliaia di unità e sono ripresi dalla pubblicazione ISTAT "Annuario Statistico Italiano".

Dati di base energetici

Le variabili considerate sono:

- consumi finali totali di energia;
- consumi finali di energia elettrica.

3.1.1.3 Settore trasporti

Per questo settore sono stati presi in esame dati già elaborati dall'ENEA nel "Rapporto Energia e Ambiente 2003".

3.1.1.4 Settore industriale

Dati di base economico-strutturali

Le variabili considerate a livello regionale per il settore industria sono le seguenti:

- valore aggiunto al costo dei fattori: i valori sono espressi in milioni di euro a prezzi costanti 1995 e sono ripresi dalla pubblicazione ISTAT "Annuario Statistico Italiano";
- unità di lavoro: i valori sono espressi in migliaia di unità e sono ripresi dalla pubblicazione ISTAT "Annuario Statistico Italiano".

Dati di base energetici

Per il settore industria sono state prese in considerazione le variabili:

- consumi finali totali di energia;
- consumi finali di energia elettrica.

3.1.2 Metodologia per il calcolo degli indicatori regionali

3.1.2.1 Macroeconomia

Indicatori descrittivi economici

- Intensità energetica finale del PIL:
consumi finali di energia/PIL a prezzi costanti 1995 (tep/milioni euro95)
- intensità elettrica del PIL:
consumi finali di energia elettrica/PIL a prezzi costanti 1995 (tep/milioni euro95)

Indicatori descrittivi tecnico-economici

- consumi energetici pro capite:
consumi finali totali di energia/popolazione residente (tep / abitante)
- consumi elettrici pro capite:
consumi finali di energia elettrica/popolazione residente (kWh/abitante)
- consumi energetici per kmq:
consumi primari totali di energia/superficie territoriale (tep/kmq)

3.1.2.2 Settore residenziale

Come già detto a livello regionale sono stati determinati solo alcuni indicatori di efficienza energetica. Tuttavia attraverso questi è possibile sia monitorare i cambiamenti avvenuti nell'efficienza energetica di una regione sia effettuare i confronti tra le varie regioni e l'Italia.

Indicatori descrittivi economici

- intensità energetica dei consumi privati delle famiglie: consumi finali di energia del settore residenziale/consumi privati delle famiglie - (tep/milioni euro95)

3.1.2.3 Settore terziario

Indicatori descrittivi economici

- intensità energetica del VA del terziario: consumi finali di energia del settore terziario/valore aggiunto del terziario a prezzi costanti 1995 (tep/milioni euro95)

Indicatori descrittivi tecnico-economici

- consumo energetico unitario per addetto nel terziario: consumi finali di energia nel settore terziario/unità di lavoro del settore terziario- (tep / addetto)

3.1.2.4 Settore trasporti

Indicatori descrittivi economici

- intensità energetica rispetto al PIL: consumi finali di energia del settore trasporti/PIL a prezzi costanti 1995 (tep/milioni euro95)

3.1.2.5 Settore industriale

Indicatori descrittivi economici

- intensità energetica dell'industria: consumi finali di energia del settore industria/valore aggiunto dell'industria a prezzi costanti 1995 (tep/milioni euro95)

Indicatori descrittivi tecnico-economici

- consumo energetico unitario per addetto nell'industria: consumi finali di energia nel settore industria/unità di lavoro del settore industria - (tep/addetto)

3.1.2.6 Settore agricolo

Indicatori descrittivi economici

- intensità energetica del valore aggiunto dell'agricoltura: consumi finali di energia del settore agricoltura/valore aggiunto dell'agricoltura a prezzi costanti 1995 (tep/milioni euro95)

Indicatori descrittivi tecnico-economici

- consumo energetico unitario per addetto nell'agricoltura: consumi finali di energia nel settore agricoltura/unità di lavoro del settore agricoltura - (tep/addetto).

3.2 INDICATORI DI EFFICIENZA ENERGETICA

3.2.1 Indicatori di efficienza energetica macroeconomici

Per avere un quadro sintetico del livello di efficienza raggiunto dal sistema energetico della regione rispetto alla situazione economica e sociale, è utile analizzare l'andamento delle intensità energetiche e dei consumi unitari, sia a livello macroeconomico che per i singoli settori di attività.

L'**intensità energetica**, definita come rapporto tra l'energia consumata e PIL dà infatti una misura dell'**efficienza con cui l'energia viene utilizzata**. Può però essere presa come indicatore significativo solo per confrontare aree territoriali con un grado di sviluppo analogo: infatti nella fase di sviluppo industriale, l'intensità energetica tende ad essere molto più elevata che in situazioni pienamente sviluppate in quanto, nel primo caso, la produzione si concentra sulle infrastrutture e sui beni strumentali che hanno un elevato contenuto energetico.

Nei prossimi paragrafi si procederà con la valutazione dell'intensità energetica e degli altri principali indicatori di efficienza energetica delle Marche facendo opportuni confronti con i corrispondenti indicatori calcolati a livello nazionale.

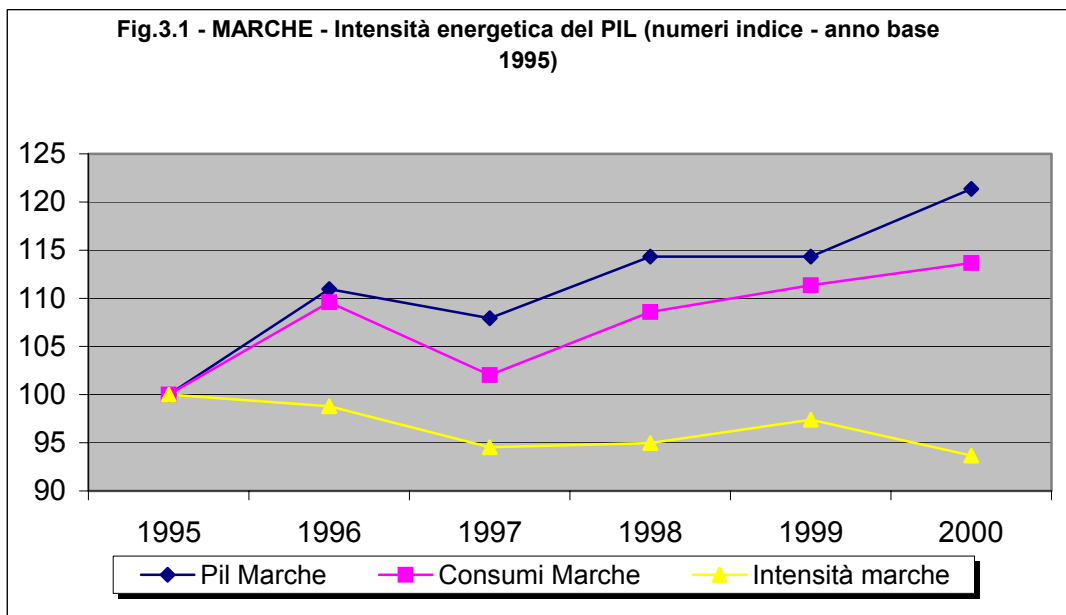
3.2.2 Intensità energetica del PIL

La situazione economica marchigiana relativa al lasso temporale 1995-2000 è stata caratterizzata da una buona dinamicità: come è possibile notare nella Figura 3.1 il PIL regionale ha fatto registrare una buona crescita a partire dal 1995, con addirittura un incremento del 6% nel biennio 1999-2000, rallentata solo da una flessione nel 1996/1997. In tale aumento un ruolo chiave è stato sicuramente svolto dall'espansione dei servizi che nelle Marche, come in gran parte d'Italia, ha avuto un notevole sviluppo negli ultimi anni.

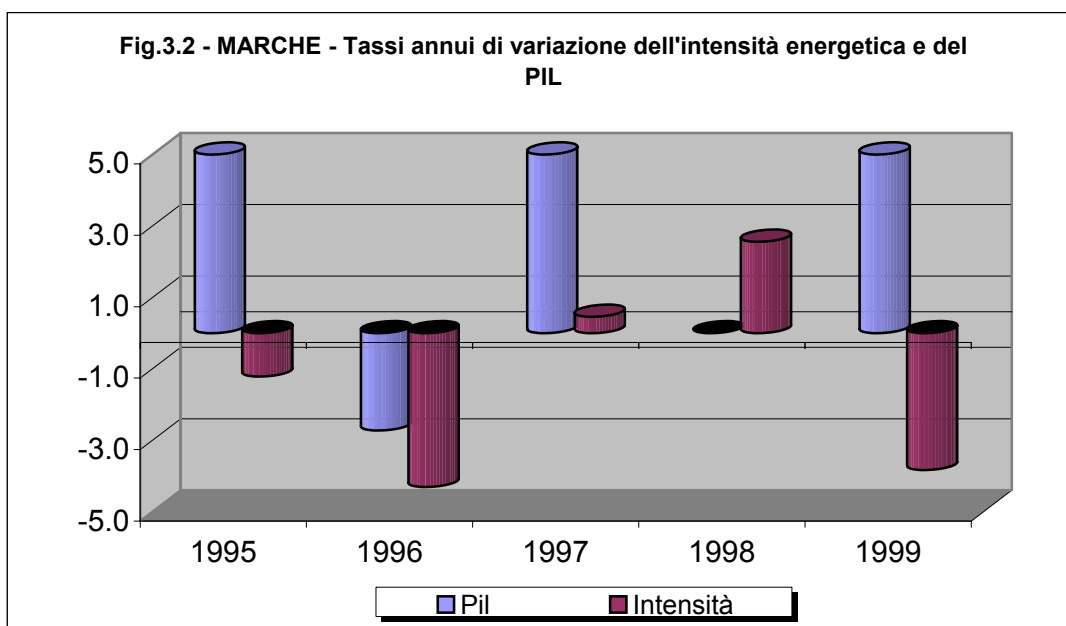
Nel periodo 1995-2000 il PIL della Regione è aumentato del 21.4% circa ed i consumi energetici del 13.7% conseguentemente l'intensità energetica è passata da 115.2 a 107.9 tep/milioni di euro95 con un decremento del 6.7%.

L'analisi della dinamica dei tre aggregati nel periodo in esame (Fig. 3.2) consente di individuare sostanziali corrispondenze tra andamento dell'intensità energetica e ricchezza regionale. Fino al 1997 si è assistito ad una continua decrescita dell'intensità energetica determinata da una maggiore incidenza delle variazioni del PIL su quelle dei consumi energetici.

Nel biennio 1997-1999 il fenomeno si è invertito in quanto i consumi energetici sono aumentati con un tasso più sostenuto rispetto al PIL: si è avuto un aumento dell'intensità energetica che è passata da 108.9 tep/milioni di euro95 a 112.2 tep/milioni di euro95 con un incremento del 3%. A fronte di un +1.9% della ricchezza regionale si è registrato un +5% dei consumi energetici.



Nel biennio 1999-2000 l'andamento si è invertito, con un incremento del 6% del PIL e dell'1% dei consumi, l'intensità energetica ha registrato il minimo con un decremento del 3.9% circa.

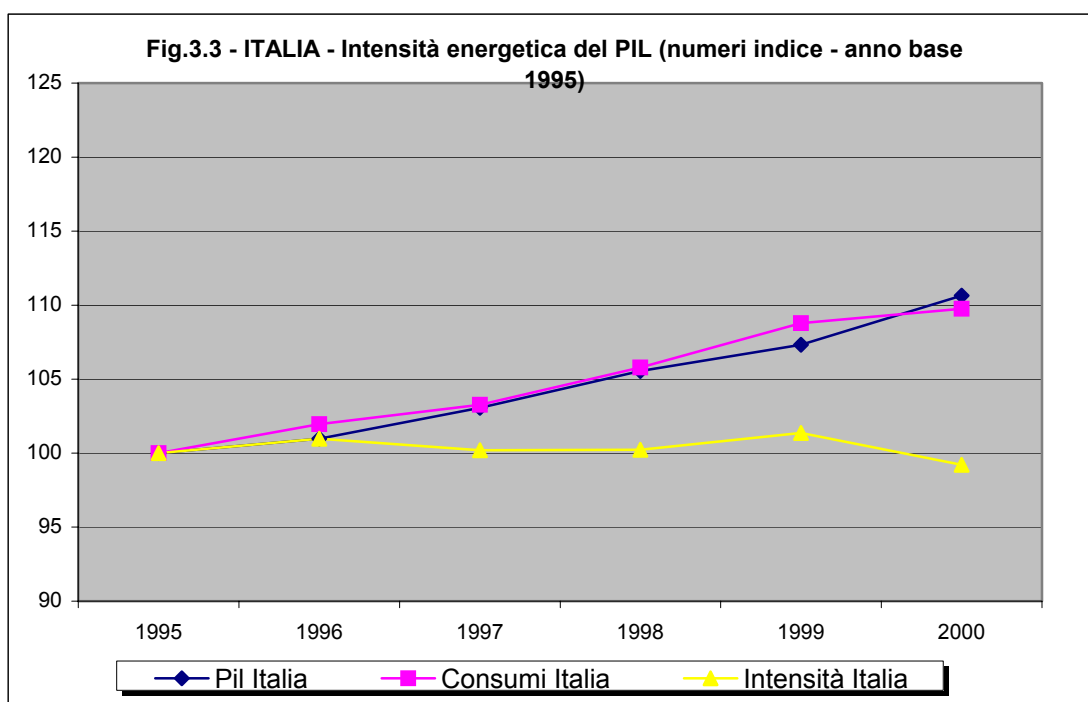


E' interessante mostrare come tali andamenti (Fig. 3.3) siano in buona sintonia con quella che è la situazione italiana generale. Questa differisce solo nella maggiore aderenza registrata nell'andamento in crescita del PIL rispetto ai consumi energetici che nel biennio 1998-1999 subiscono un aumento maggiore rispetto alla ricchezza del Paese così come già visto per le Marche.

Dalla Tabella 3.1 è possibile evidenziare l'apporto dei singoli settori sull'intensità energetica marchigiana; è facilmente evidenziabile come tutti i

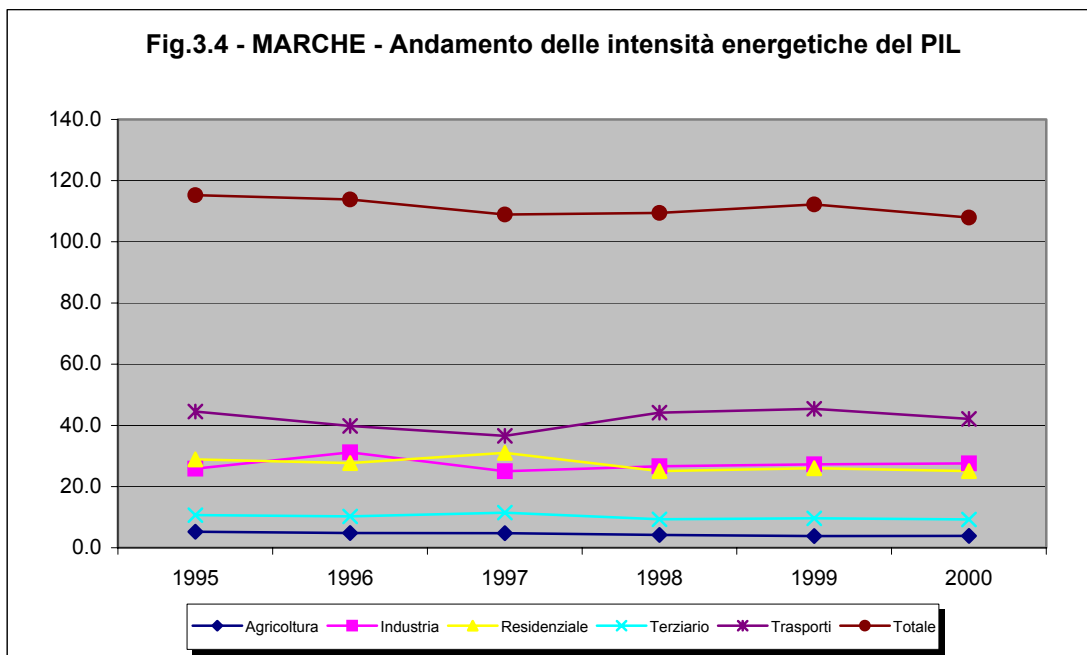
settori abbiano un'intensità decrescente anche se va sottolineato come, analizzando la Figura 3.4, sia il settore trasporti ad avere un andamento qualitativo più simile alla curva di variazione dell'intensità totale. In effetti in questo campo si sono registrati andamenti temporali analoghi a quelli generali.

L'unico settore che ha fatto registrare una continua seppur lieve crescita a partire dal 1997 è quello industriale mentre per gli altri si sono avuti andamenti ciclici con modeste variazioni. Comunque un'analisi più dettagliata verrà svolta analizzando settore per settore.

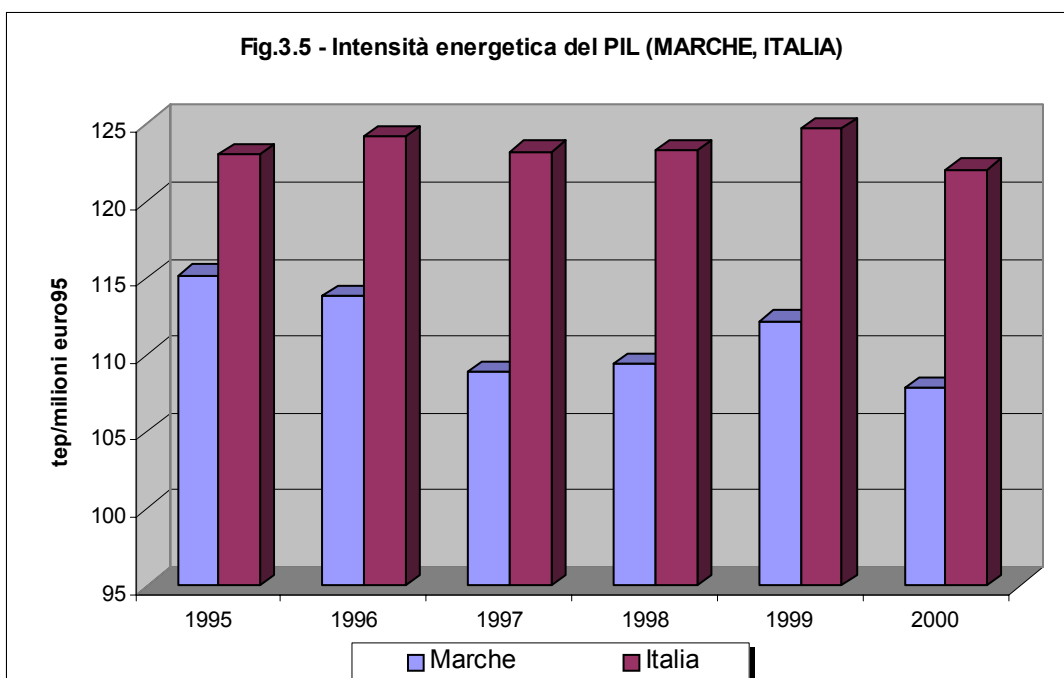


Intensità energetiche	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Agricoltura	5.2	4.8	4.8	4.2	3.8	3.8
Industria	25.9	31.2	25.0	26.7	27.3	27.6
Residenziale	28.9	27.7	31.0	25.1	26.0	25.1
Terziario	10.7	10.2	11.5	9.3	9.6	9.3
Trasporti	44.5	39.8	36.6	44.2	45.4	42.1
Totale	115.2	113.8	108.9	109.4	112.2	107.9

Tab. 3.1 - Intensità energetica finale del PIL (tep/milioni di euro 95)



In Italia, l'intensità energetica del PIL, agli estremi dello stesso periodo di riferimento, è rimasta sostanzialmente stabile intorno a 123 tep/milioni di euro95, dopo aver alternato fasi di espansione e contrazione negli anni intermedi (Fig. 3.5). L'andamento rilevato è stato il risultato di un incremento degli impieghi energetici pari al 9.8% e di una crescita economica del 10.6% circa.



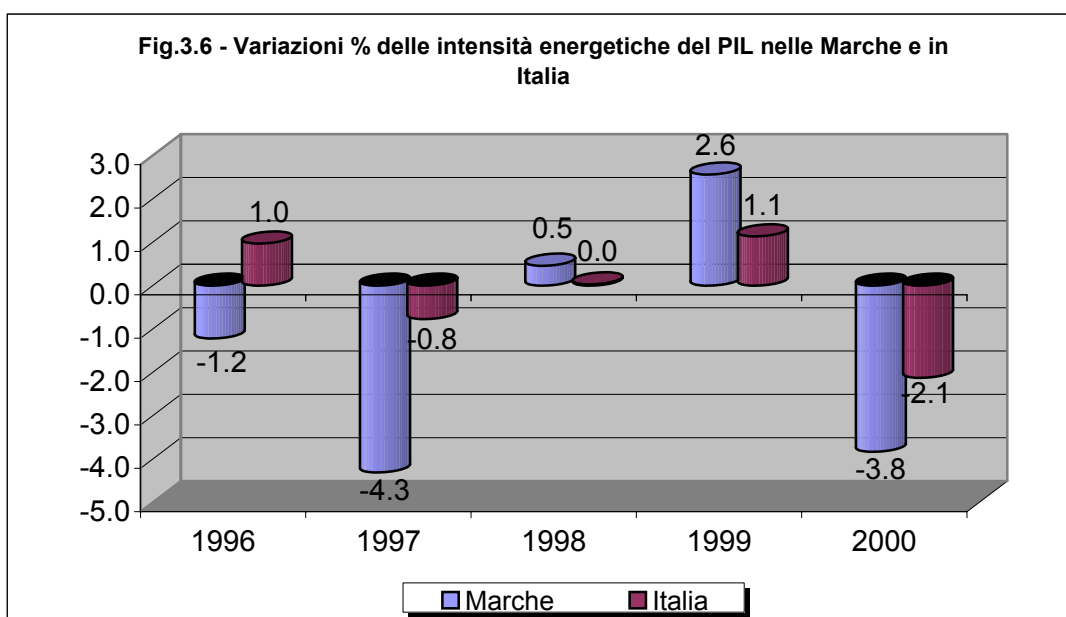
Inoltre confrontando i tassi di variazione dell'intensità energetica (Fig. 5.6), si vede come le variazioni, quasi sempre concordi nel segno, siano state di maggiori entità nella regione, ad eccezione del 1995 quando mentre in Italia l'intensità energetica è aumentata dell'1%, nelle Marche è diminuita dell'1,2%.

Un confronto tra i valori delle intensità energetiche nelle Marche ed in Italia è riportato nei Grafici 3.5 e 3.6.

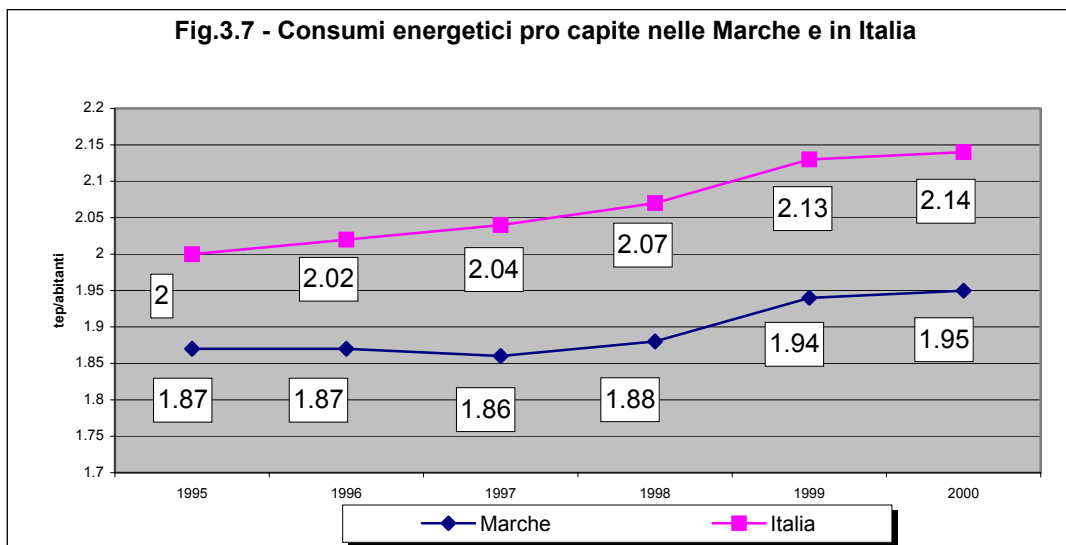
3.2.3 Consumi unitari

Nel periodo 1995-2000 il consumo finale pro capite nelle Marche è passato da 1.87 a 1.95 tep per abitante, con un incremento (+4.3%) abbastanza inferiore a quello registratosi a livello nazionale (+7%) (Tab. 3.2).

Nel 2000, anno in cui la domanda di energia della Regione ha raggiunto il suo valore massimo (2.86 Mtep), si è registrato un consumo per abitante pari a 1.95 tep, (il più alto valore dell'intervallo di tempo in esame) ma inferiore di 9.7% al corrispondente dato nazionale (2.14 tep/abitanti). Va comunque sottolineato che a partire dal 1995 l'andamento dei consumi unitari nelle Marche è stato qualitativamente analogo a quello riscontrato a livello nazionale (Fig. 3.7), ad eccezione del 1996-1998, quando nella Regione si è verificato un decremento dell'indicatore causato da un calo dei consumi rispetto alla popolazione regionale.



Anche in Italia nel 2000 i consumi energetici pro capite hanno assunto il valore massimo dopo un trend di crescita continua dal 1995 dovuto ad un aumento dei consumi in proporzione maggiore rispetto all'incremento della popolazione. Proprio il 1999 è l'anno del massimo aumento dei consumi unitari nazionali (+2,9%), e il medesimo dato è riscontrabile anche nelle Marche: nel 1999 si è registrato un incremento significativo dei consumi energetici addirittura superiore a quello nazionale (+3,2%).



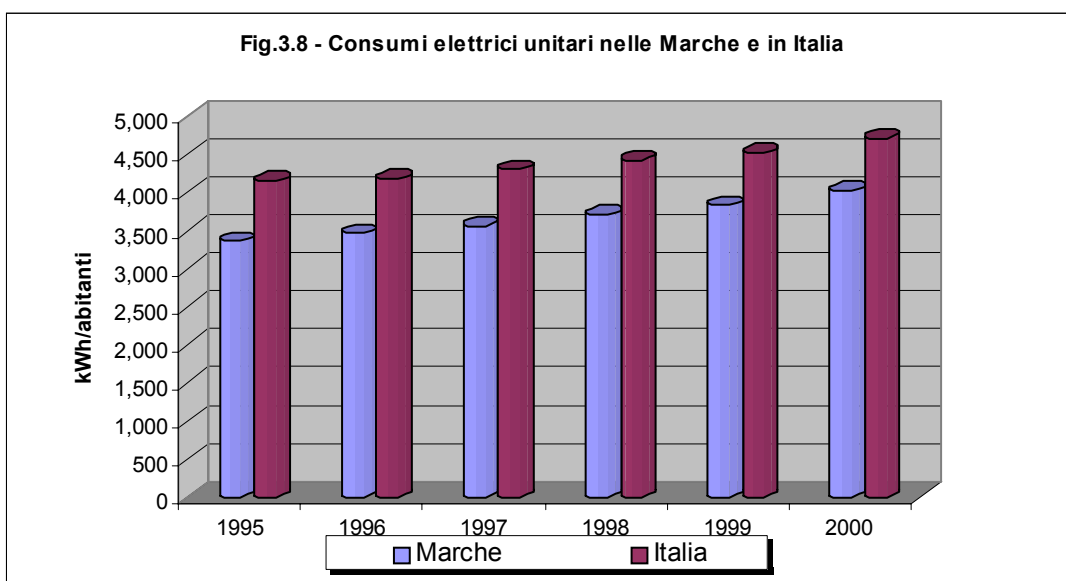
Si può notare, inoltre, ponendo a confronto i due indicatori nelle due aree, come i dati nazionali siano stati sempre superiori ai corrispondenti regionali con un divario che tende a stabilizzarsi (Tab. 3.2).

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Var% 95/00
Marche							
Consumo energetico pro capite (tep/abitate)	1.87	1.87	1.86	1.88	1.94	1.95	3.7
Consumo elettrico pro capite (kWh/abitate)	3370	3470	3564	3718	3835	4030	13.8
Consumo energetico per kmq (tep/kmq)	278	279	278	282	292	295	4.9
Italia							
Consumo energetico pro capite (tep/abitate)	2.00	2.02	2.04	2.07	2.13	2.14	6.5
Consumo elettrico pro capite (kWh/abitate)	4160	4190	4310	4430	4530	4720	8.9
Consumo energetico per kmq (tep/kmq)	375	382	387	396	408	411	8.8

Tab. 3.2 - Consumi energetici finali pro-capite e per kmq nelle Marche e in Italia

Osservando i dati in Tab. 3.2 è possibile sottolineare come, nel periodo in esame, si sia registrato un incremento notevole dei consumi elettrici unitari nelle Marche rispetto all'Italia: infatti nella regione si è registrato un aumento del 13,8% rispetto a quello nazionale attestatesi al 8,9%.

Nonostante ciò va comunque evidenziato che anche i consumi elettrici per abitante sono stati, in tutto il periodo, più bassi nella Regione che in Italia (Fig. 3.8), dove comunque, i valori rilevati sono risultati tra i più bassi a livello mondiale, soprattutto per la limitata diffusione degli usi termici dell'energia elettrica (cucina, riscaldamento, acqua calda), contrariamente a quanto accaduto in vari Paesi dell'Europa centro-settentrionale (Francia, Germania). In particolare, nel 2000, il consumo elettrico pro capite nella Regione è stato del 17.1% inferiore a quello nazionale.



Considerando inoltre l'incidenza dei consumi energetici finali sulla superficie regionale (tep/kmq) si può osservare che, nel periodo 1995-2000, questa è aumentata del 4.9%, con una punta massima (295 tep/kmq) nel 2000, in corrispondenza dell'incremento dei consumi energetici, contro il +8.8% italiano nello stesso lasso temporale.

Confrontando gli indicatori calcolati a livello regionale con i corrispondenti nazionali, si evidenzia poi che, nel 2000, anno di massimo divario, il consumo energetico per kmq nelle Marche è stato di circa il 39.3% inferiore a quello italiano. In Italia, infatti, si è registrato un consumo energetico pari a 2.14 tep per abitante ed un consumo elettrico superiore a 4.7 mila kWh per abitante.

Questa situazione si presenta anche se si considerano i *consumi primari totali*, vale a dire le quantità di fonti energetiche disponibili nella Regione o per essere consumate o per essere trasformate in energia elettrica.

Il rapporto con la popolazione residente mostra che, i valori nazionali sono stati, in tutto il periodo in esame, sempre superiori a quelli regionali.

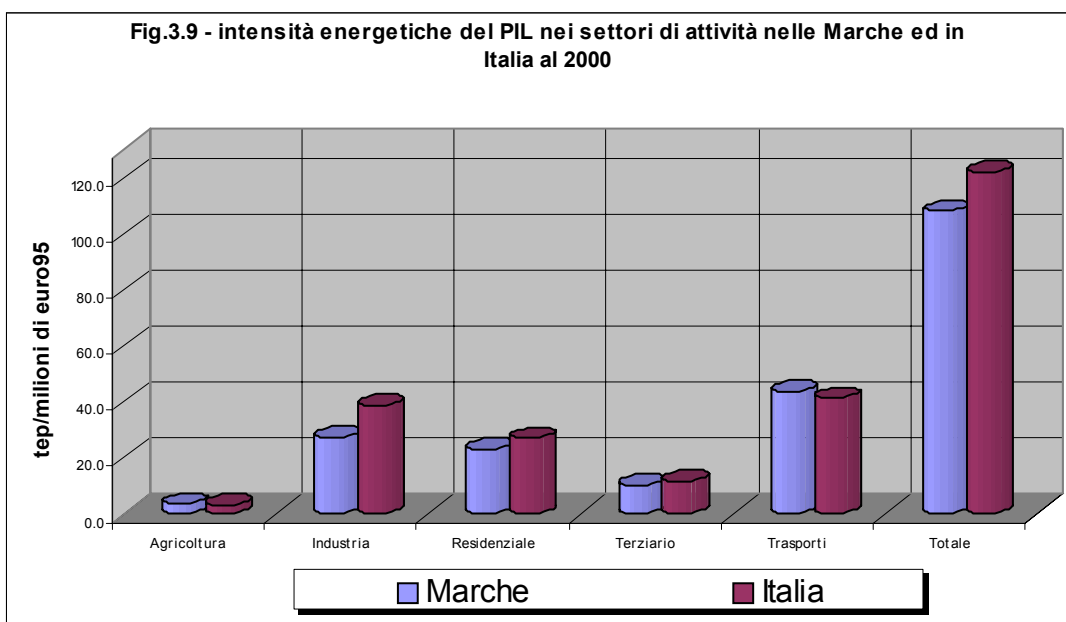
Marche	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Consumo energetico pro capite (tep/abitante)	2.78	2.79	2.85	2.87	3.00	3.18
Consumo energetico per kmq (tep/kmq)	413	417	426	431	451	481
Italia						
Consumo energetico pro capite (tep/abitante)	3.01	3.01	3.05	3.11	3.17	3.20
Consumo energetico per kmq (tep/kmq)	570	570	579	595	606	614

Tab. 3.3 - Consumi energetici primari pro-capite e per kmq nelle Marche e in Italia

Complessivamente comunque tutto il consumo interno lordo marchigiano è aumentato in modo più consistente di quanto verificatosi a livello nazionale: nella regione si rileva un valore di 2.78 tep per abitante nel 1995, ed uno di 3.18 tep nel 2000, con una crescita del 14.4%, mentre a livello nazionale si è registrato un trend in aumento del 6.3%. Nonostante ciò esiste sempre un divario tra regione Marche ed Italia che però nel tempo si è andato assottigliando: mentre nel 1995 era pari all'8.3%, nel 2000 è passato allo 0.6%.

Con riferimento invece ai consumi primari per kmq nelle due aeree, nelle Marche c'è stata una crescita del 16.5% da 413 tep per kmq nel 1995, a 481 tep per kmq; a livello nazionale si è avuto un incremento più modesto pari al 7.7% circa. Comunque, al 2000, il divario dei consumi energetici per kmq tra Regione ed Italia si è attestato al 27.8% nuovamente in diminuzione rispetto agli anni precedenti.

In sostanza l'analisi degli indicatori nelle Marche ed in Italia, ha consentito di rilevare valori più bassi nella Regione, sia per quanto riguarda le intensità energetiche del PIL, sia per quanto riguarda i consumi unitari. Va comunque sottolineato come, proprio da questi ultimi dati, sia emerso che il divario Marche-Italia si stia sempre più assottigliando segno di un continuo aumento dei consumi energetici a livello regionale rispetto alle variabili economiche. In particolare, poi, a livello settoriale, rispetto alla situazione media nazionale, è stata registrata nella Regione, una maggiore intensità nei settori agricolo e dei trasporti, mentre un valore più ridotto si è rilevato nel settore industriale, terziario e residenziale.



A parte il settore agricolo, che di poco supera il livello nazionale, è interessante andare a sottolineare come l'intensità energetica nell'ambito trasporti sia superiore al valore italiano. Questo peso è probabilmente caratterizzato dal fatto che le Marche risultano essere un'importante via di comunicazione, un corridoio aperto tra nord e sud Italia con un traffico elevato

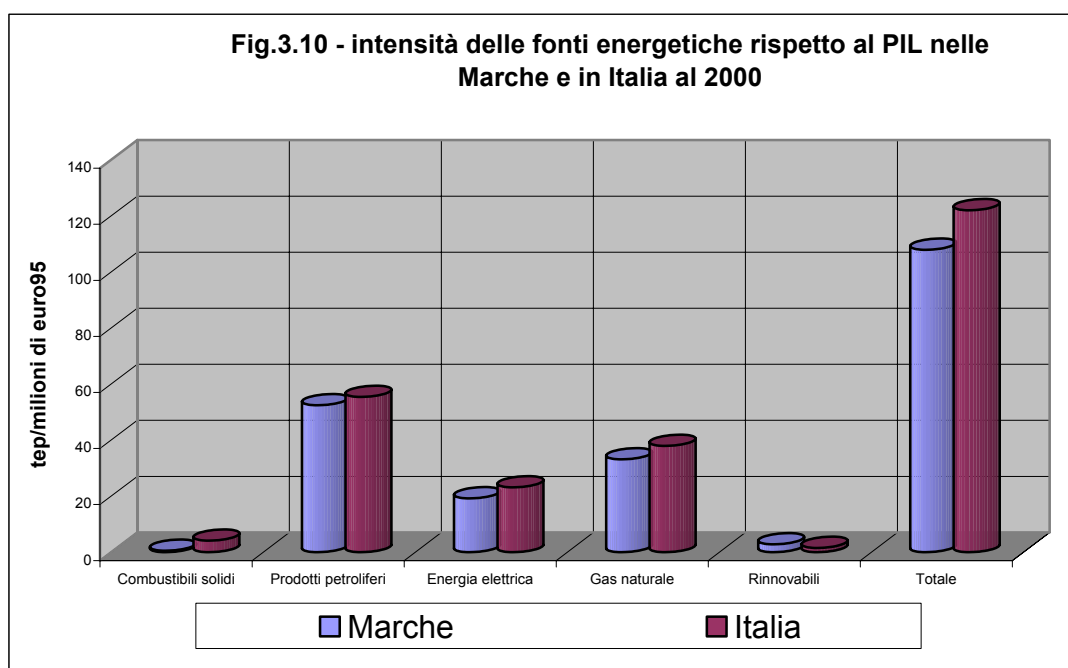
registrato nell'arteria autostradale (A14) e questo comporta un maggiore consumo di energia in rapporto a quanto effettivamente viene creato come ricchezza.

Va infine evidenziato come, analizzando le intensità delle fonti energetiche rispetto al PIL, l'unico campo in cui la Regione supera, anche se di poco, il sistema Italia è quello delle fonti rinnovabili segno di un maggior contributo da esse svolto nel panorama regionale rispetto a quello nazionale. Un confronto tra le intensità energetiche per settore e per fonte nelle due aree è riportato nei Grafici 3.9 e 3.10.

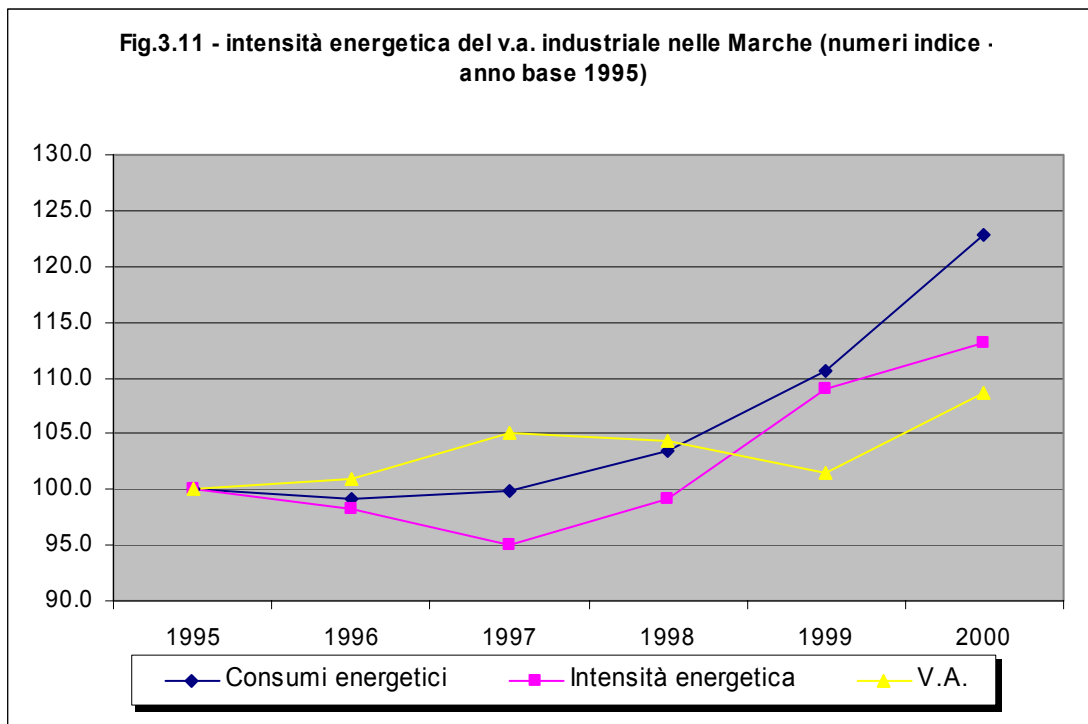
3.3 INDICATORI DI EFFICIENZA ENERGETICA NEI VARI SETTORI

3.3.1 Indicatori di efficienza energetica nel settore industriale

Andando ad analizzare nello specifico i vari settori il primo che prenderemo in esame è quello industriale. Le Marche non risultano essere caratterizzate da un'elevata concentrazione industriale specifica altre regioni.



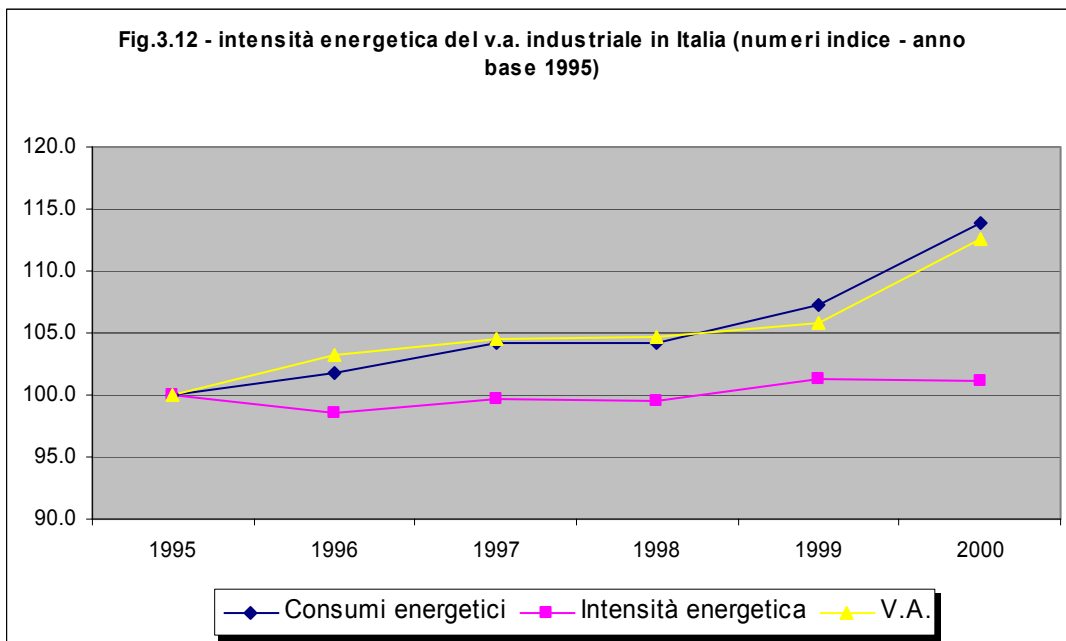
L'analisi del trend dei consumi energetici complessivi in relazione al Valore Aggiunto (V.A.) settoriale, consente di rilevare un andamento sostanzialmente analogo delle due variabili, soprattutto a partire dalla fine del 1998, anche se per i consumi le variazioni sono state più accentuate (Fig. 3.11).



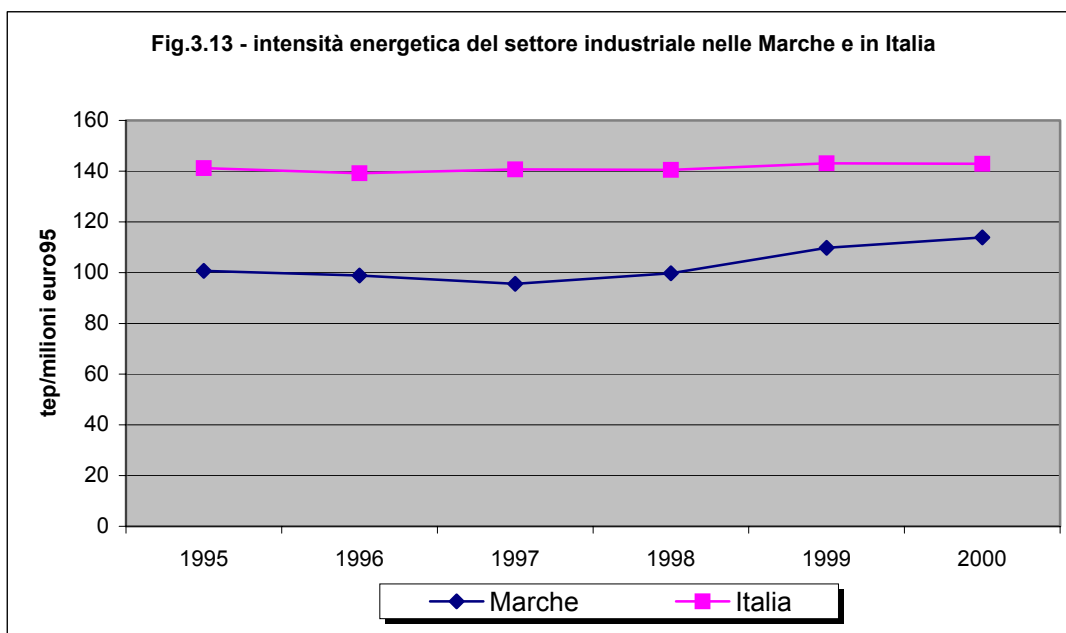
Nel periodo 1995-2000, l'intensità del VA nel settore industriale regionale è aumentata del 13.1% passando da 100.7 a 113.9 tep/milioni di euro95 con un incremento particolarmente consistente dal 1997 al 1999 (+14.8%), dovuto soprattutto alla diminuzione del VA settoriale, e una minor crescita negli anni successivi (+3.7%) favorita dalla ripresa produttiva industriale e quindi del VA.

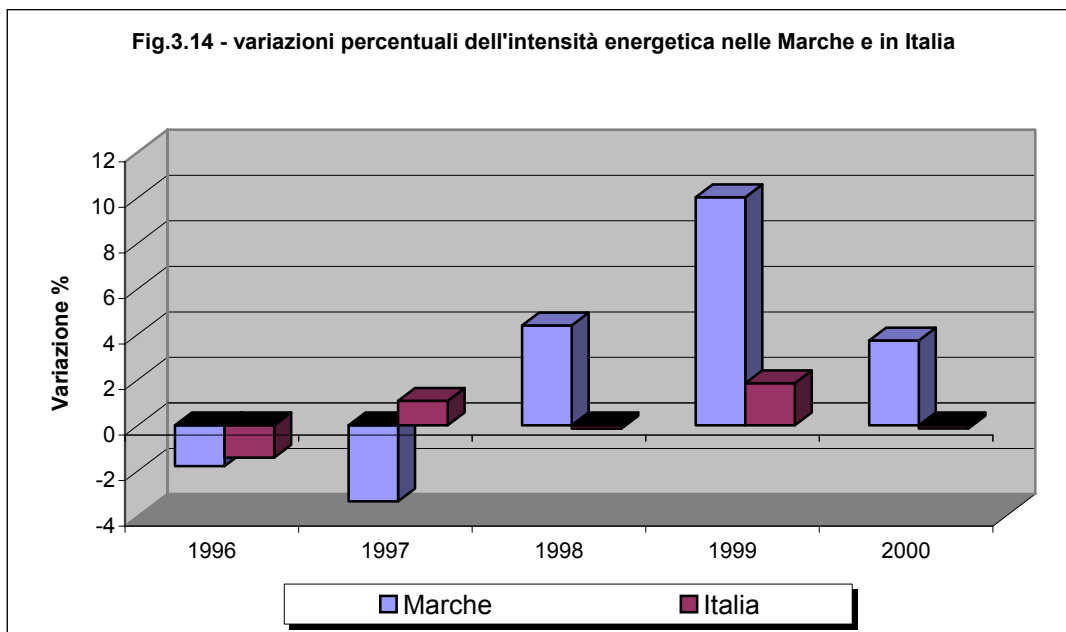
Come è facilmente riscontrabile nel periodo 1997-1999 si è assistito ad rallentamento nel settore industriale con un andamento decrescente del VA mentre in tutto il periodo in esame ciò che è stato sempre crescente dal 1997 sono stati i consumi: dopo una leggera flessione nel biennio 1995-1996 (-0.85%), si è registrato un inarrestabile aumento che ha raggiunto dal 1997 al 2000 il +23.9% con un massimo pari a 721 ktep.

In Italia, nello stesso periodo di tempo, l'intensità energetica del VA industriale ha fatto registrare un andamento analogo (Fig. 3.12) a quello regionale seppur con oscillazioni molto più ridotte. Complessivamente si è rilevata una diminuzione del 1.4% a seguito di un incremento del valore aggiunto (+3.2%) più consistente dei consumi energetici (+1.7%).



Inoltre, come si può verificare dalla figura 3.14, nelle Marche sono stati sempre riscontrati incrementi di intensità (anche particolarmente consistenti, come nel 1999) a partire dal 1998; al contrario, in Italia, il trend rilevato non è stato decisamente crescente ma abbastanza costante. Le differenze rilevate sono da attribuire principalmente all'opposto andamento della crescita economica nelle due aree: infatti mentre il consumo energetico ha assunto sostanzialmente lo stesso trend in crescita, il V.A. settoriale ha mostrato, nelle Marche, una tendenza alla diminuzione prima ed alla crescita poi mentre in Italia è stato sempre decisamente crescente. La crescita del V.A. nazionale era dovuta a comparti industriali a minore assorbimento energetico.

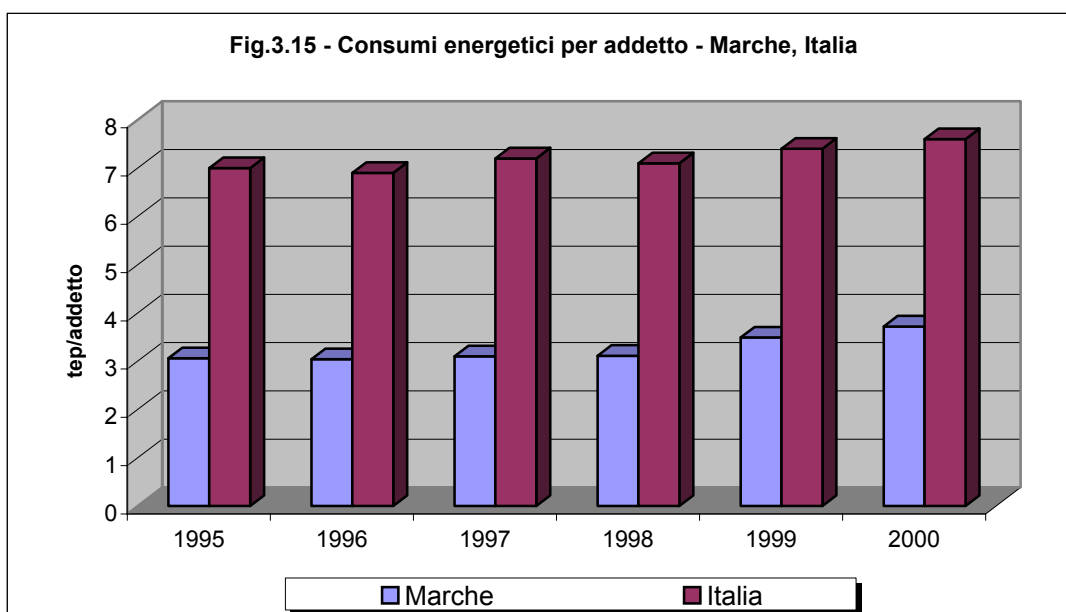




Andando ad analizzare i consumi unitari per addetto del settore, si riscontra una situazione nettamente diversa tra le Marche e l'Italia. Infatti dalla Figura 3.15 è evidenziabile come la situazione regionale sia decisamente sotto la nazionale

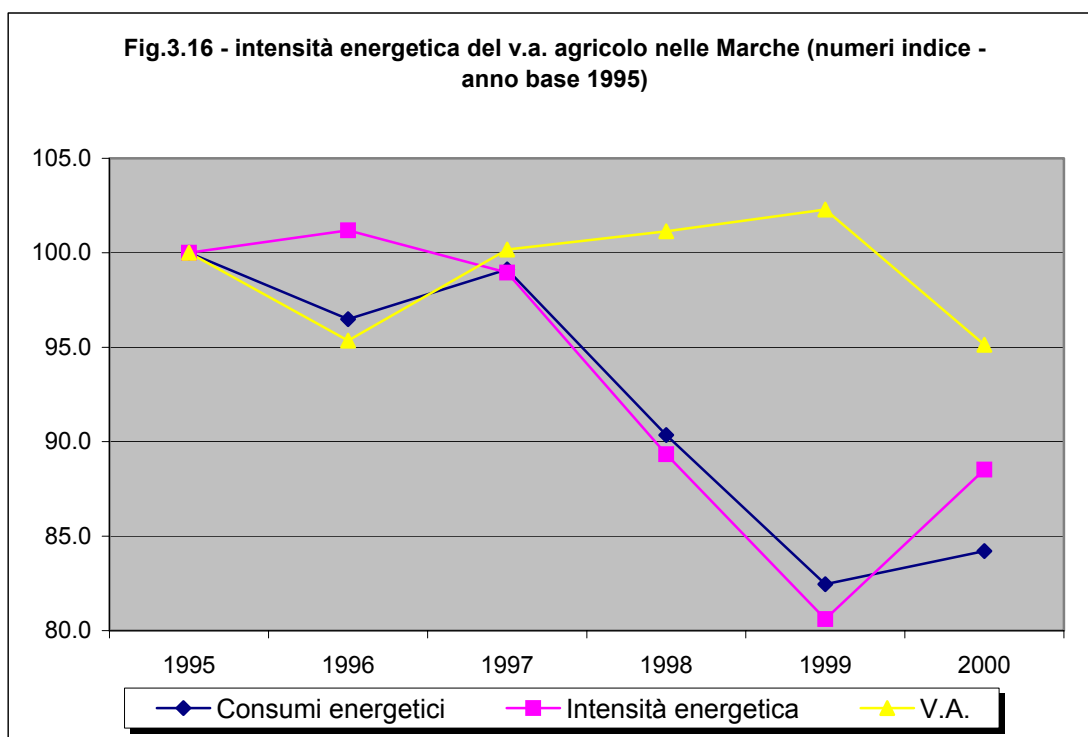
A questo però va aggiunto il fatto che il trend di crescita è nettamente a favore della regione: dal 1995 al 2000 i consumi sono aumentati nelle Marche del 22.8% contro un andamento generale del 13.9%.

Diverse potrebbero essere le motivazioni in particolare legate sicuramente ad un aumento dei consumi finali di settore ma anche ad una riduzione di addetti operata nella Regione. Sicuramente ciò che va sottolineato è che, qualora la situazione continuasse in maniera immutata ad avanzare presto si raggiungerà, anche in Regione, l'equilibrio nazionale.



3.3.2 Indicatori di efficienza energetica nel settore agricolo

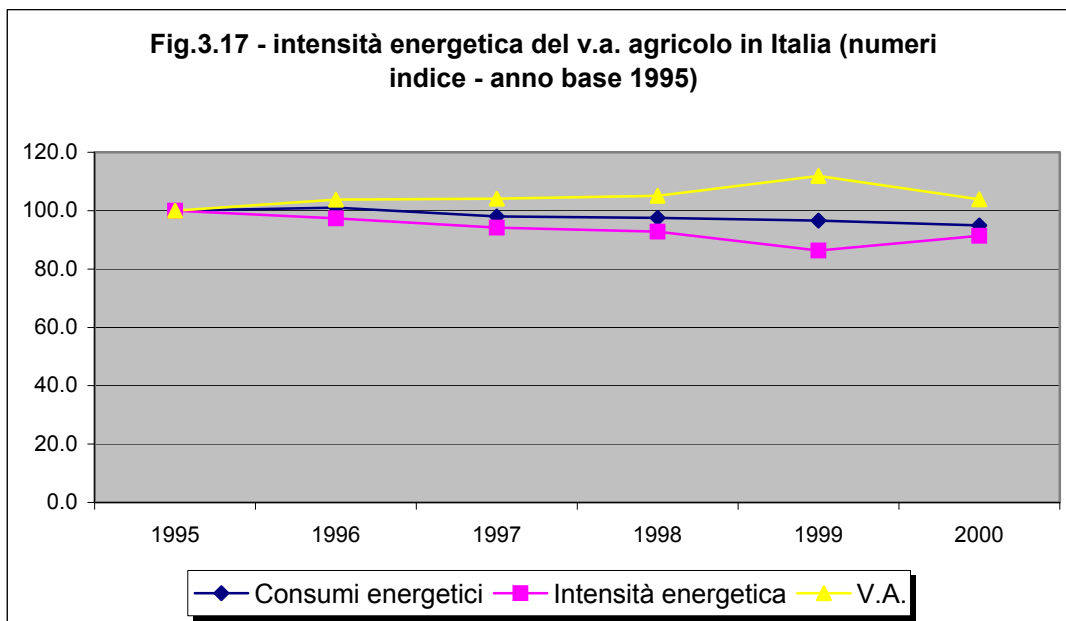
Negli anni 1995-2000 l'intensità energetica del settore agricolo marchigiano è diminuita dell'11.5% per effetto sia di una diminuzione del valore aggiunto (-4.8%) sia di una più marcata contrazione dei consumi energetici finali (-15.8%). Solo nel passaggio 1999-2000 si è invertita questa tendenza con un incremento nei consumi (+2.1%) e nell'intensità energetica settoriale (+9.8%).



Una situazione maggiormente uniforme si è registrata in Italia (Fig. 3.17) in cui le contrazioni si sono limitate: i consumi sono scesi del 5% e l'intensità energetica del 8.6%. In questa situazione è stato sicuramente determinante l'andamento del valore aggiunto settoriale che complessivamente è aumentato del 3.9% creando la flessione registrata nell'intensità energetica.

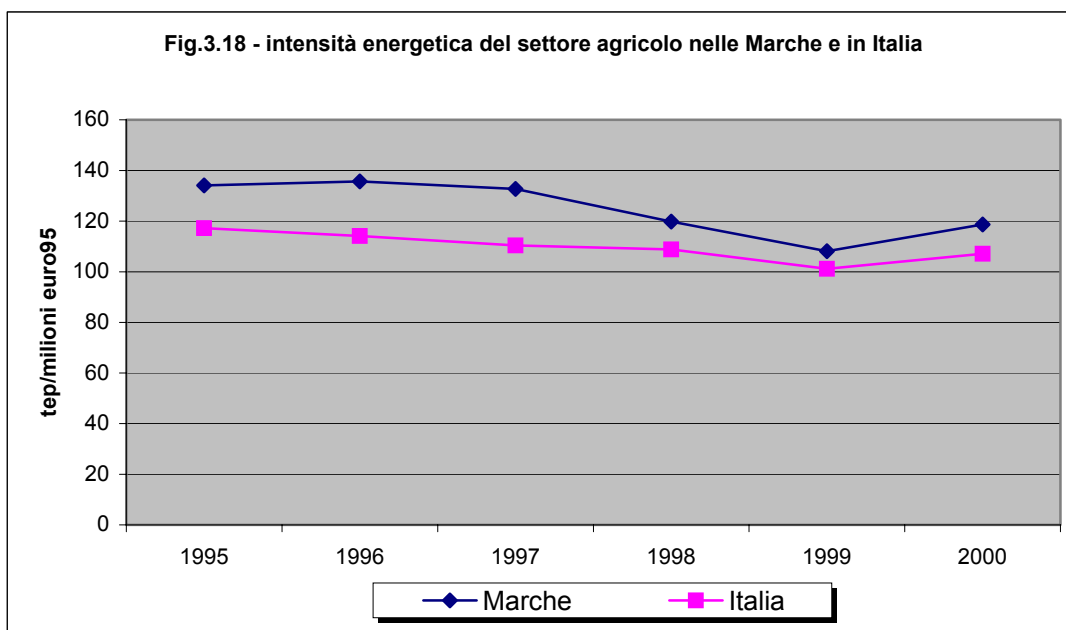
Solo nel biennio 1999-2000 si è avuto, così come nelle Marche, una, seppur lieve, salita: il valore aggiunto è diminuito del 7.1% così che, nonostante la flessione registrata nei consumi (-1.7%), l'intensità energetica è cresciuta del 5.8%.

Va comunque preso atto del fatto che i valori registrati nell'intensità energetica marchigiana sono mediamente superiori a quelli nazionali (Fig. 3.18) con un andamento sicuramente più oscillatorio e meno prevedibile di quello italiano. Solo nel 1999 le due aree si sono avvicinate tra loro per poi riprendere a salire con un trend simile di crescita e di sviluppo.



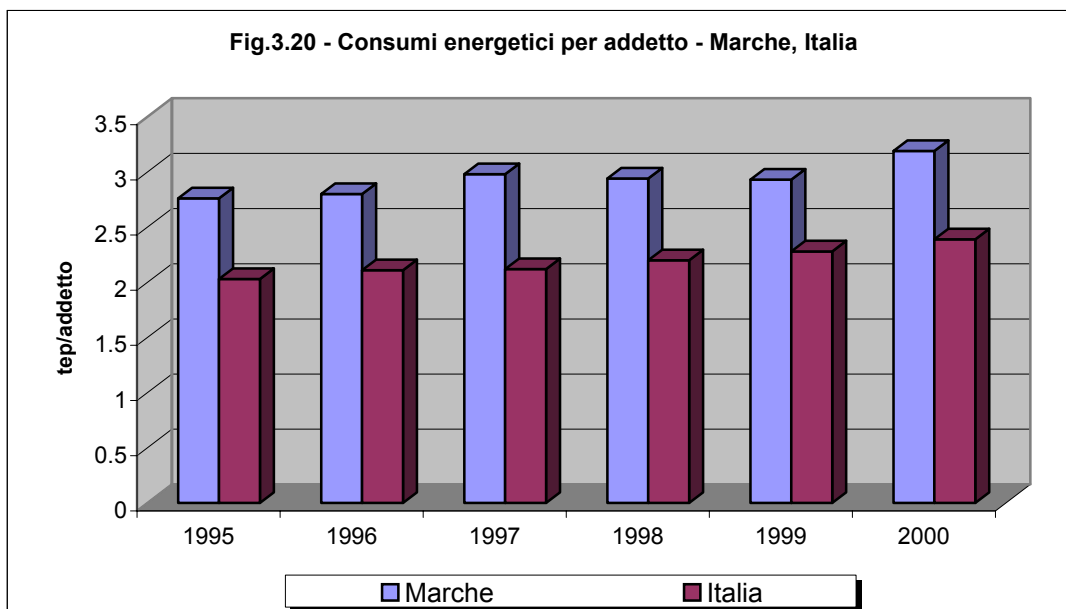
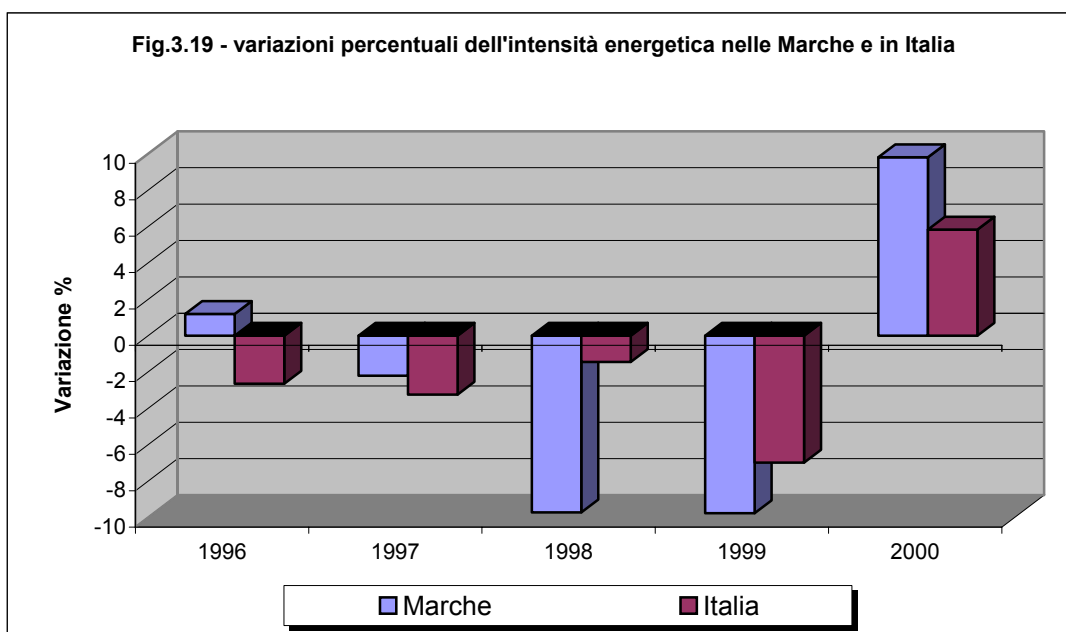
Le variazioni percentuali presentate nel grafico 19 confermano il carattere specificatamente dinamico dell'area marchigiana rispetto a quella italiana. Infatti a partire dal 1998 i tassi di variazione regionale sono stati decisamente marcati nelle Marche.

Va inoltre sottolineato come, ad eccezione del 1995, le due aree hanno avuto variazioni concordi: la crescita o la diminuzione registrata a livello locale si è poi ritrovata anche a livello nazionale segno di un'analogia riscontrabile.



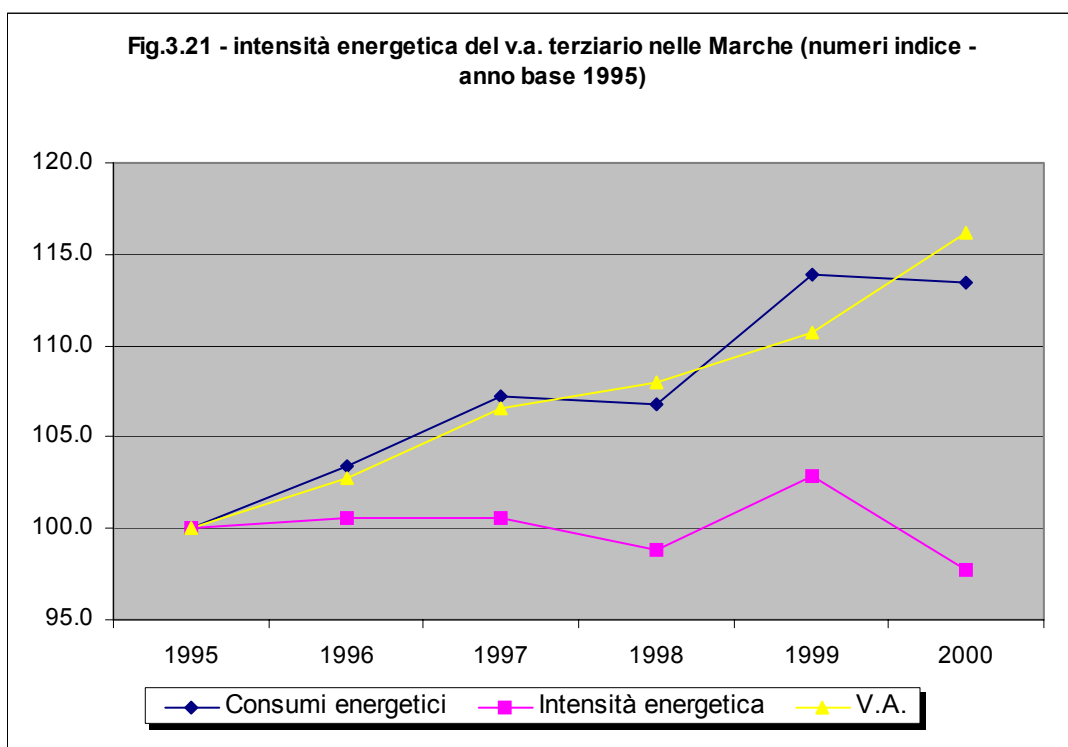
Per quanto concerne l'andamento dei consumi energetici (Fig. 3.20) si evidenzia una continua predominanza della situazione regionale su quella nazionale. L'elemento caratterizzante tale condizione è legato non tanto al

trend dei consumi, che come già visto sono addirittura in calo, quanto piuttosto alla significativa riduzione di addetti al settore. Questo aspetto è riscontrabile anche a livello nazionale seppur con entità minore a quella ragionevole che nel 2000 ha fatto registrare la punta massima di consumi per addetto pari a 3.19 tep.



3.3.3 Indicatori di efficienza energetica nel settore terziario

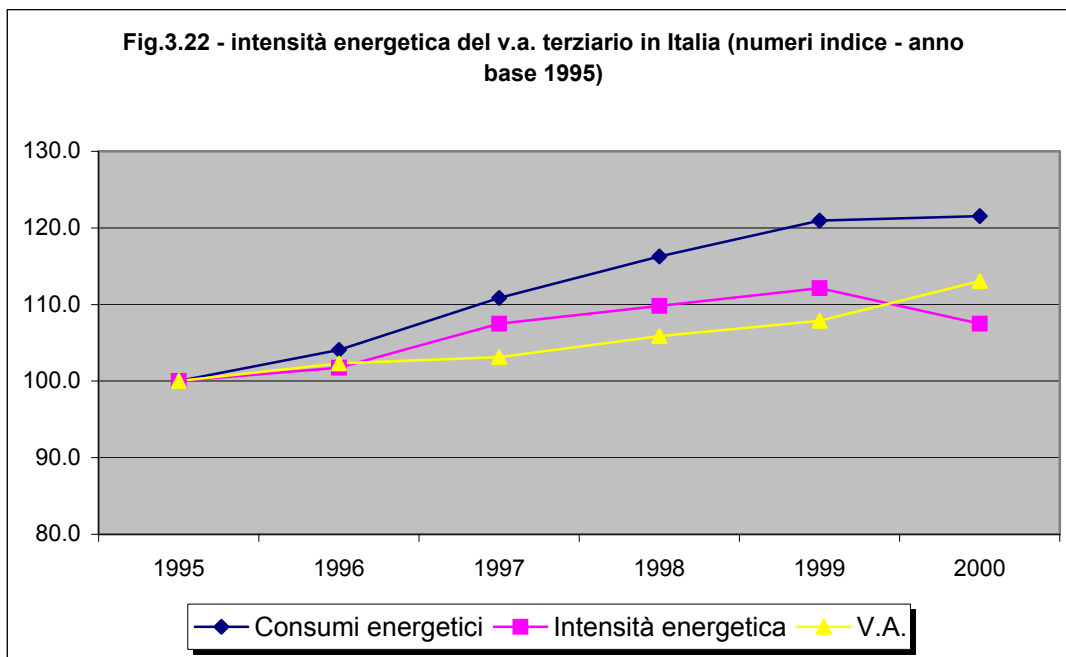
Gli anni 1995-2000 sono stati caratterizzati da significative trasformazioni della struttura economica nazionale, si è infatti assistito, ad una crescita sempre più consistente del settore terziario, manifestatasi sia in termini di PIL che di occupazione, a svantaggio soprattutto del settore industriale, ed in particolare di quello manifatturiero.



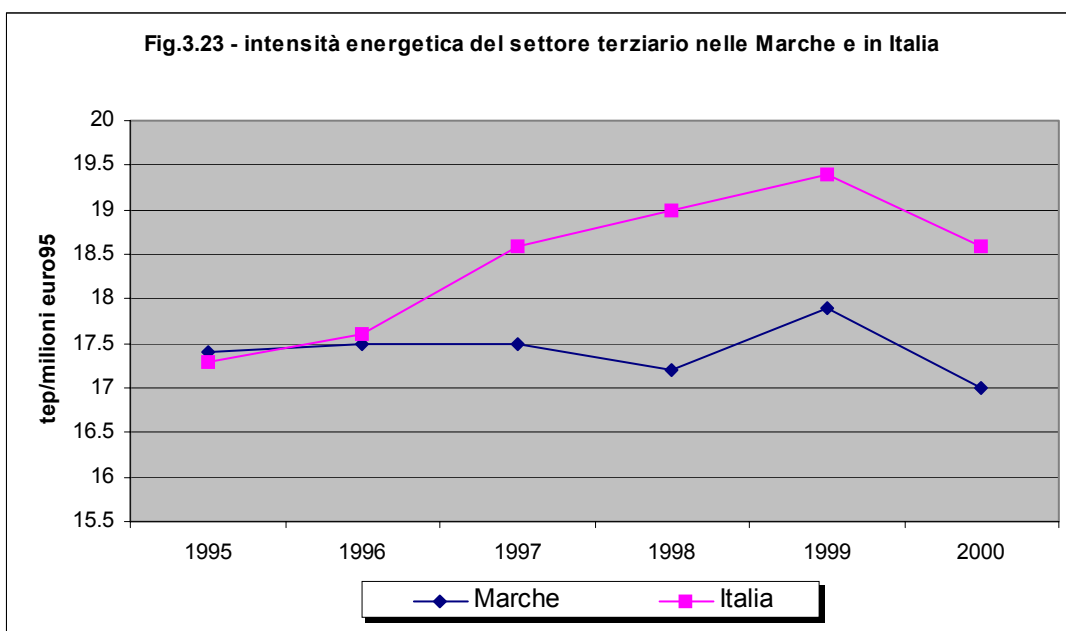
Anche la struttura economica marchigiana, al pari della nazionale, ha subito delle significative modifiche: il settore terziario è stato interessato da un incremento del Valore Aggiunto pari al 16%, e da un incremento contestuale dell'occupazione. In particolare i segnali positivi, provengono dal settore commerciale, che nella Regione ha conosciuto un periodo di sviluppo sostenuto. Scendendo nello specifico si può evidenziare come, proprio per il forte incremento registrato nel valore aggiunto settoriale, l'intensità energetica è diminuita nel periodo in esame del 2.3% nonostante l'aumento dei consumi energetici pari al 13.5% (Fig. 3.21).

Una situazione simile è stata riscontrata a livello nazionale dove però il minor progresso compiuto dal valore aggiunto settoriale (+13%), ha fatto sì che l'intensità energetica crescesse del 7.5% grazie anche ad un incremento dei consumi energetici pari al 21.5%. Tale trend si è arrestato solo nel 2000 in cui si è registrata una contrazione dell'intensità energetica pari al 4.1%.

Ponendo a confronto l'andamento delle intensità energetiche nelle due aree si possono notare, oltre alle differenze già espresse, la netta superiorità registrata a livello nazionale rispetto a quella regionale (Fig. 3.23). In un settore diventato assai competitivo è il valore aggiunto a fare la differenza e quest'ultimo, come trend di crescita, è nettamente a vantaggio delle Marche.



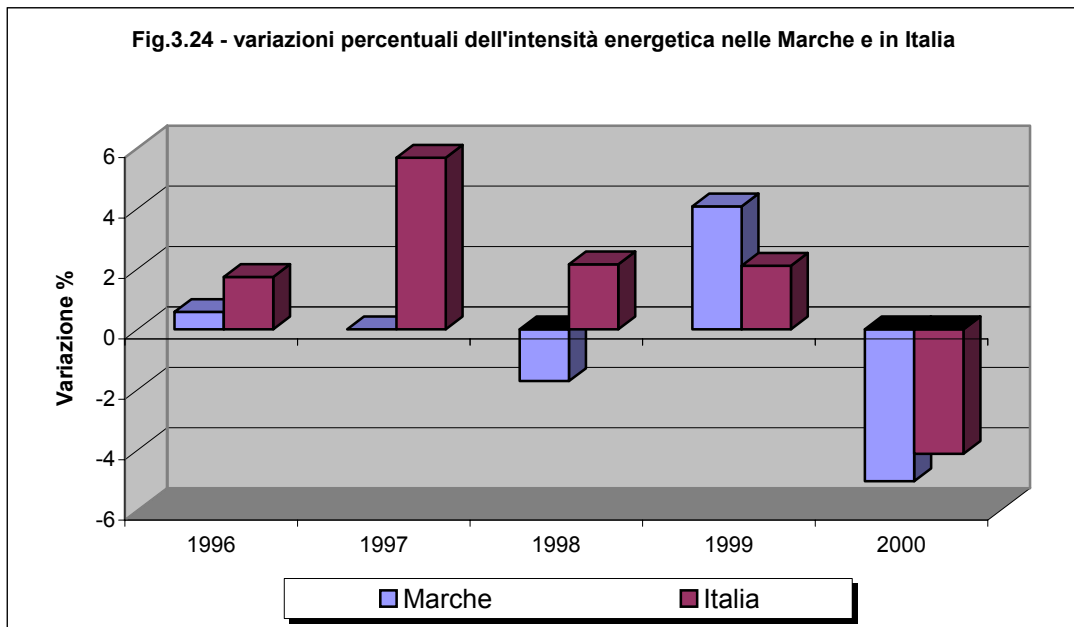
Analizzando le variazioni percentuali annuali non si può fare a meno di notare come, a partire dal 1999, lo sviluppo del settore in ambito regionale abbia subito un incremento notevolmente forte tanto da superare quello nazionale: se fino a quel momento le Marche erano fortemente indietro rispetto all'Italia, nel 1999, la tendenza si è invertita nonostante la riduzione registrata nel 2000.



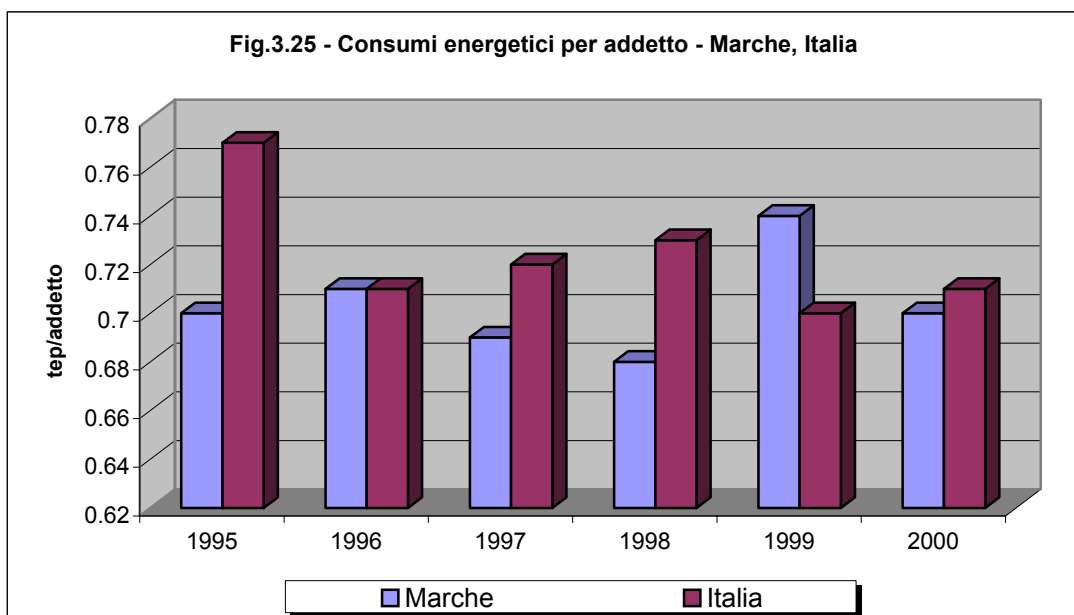
È molto probabile che tale settore abbia ancora molto da dare negli anni a seguire anche se rimane fortemente soggetto a repentini cambiamenti.

Difficile è fare un paragone per quanto concerne l'andamento dei consumi unitari. A livello nazionale si è registrata dal 1995 al 2000 una buona

riduzione (-7.8%) dettata non dal calo dei consumi quanto piuttosto dall'aumento del numero di addetti del settore.



A livello regionale la situazione è stata diversa tanto da indurre, nel periodo in esame, una variazione percentuale praticamente nulla. L'unico punto di discontinuità è riscontrabile nel 1999 in cui si è registrato un consumo unitario marchigiano superiore alla media nazionale (+5.7%) dovuto all'aumento registrato nei consumi energetici (+6.7% rispetto all'anno precedente).



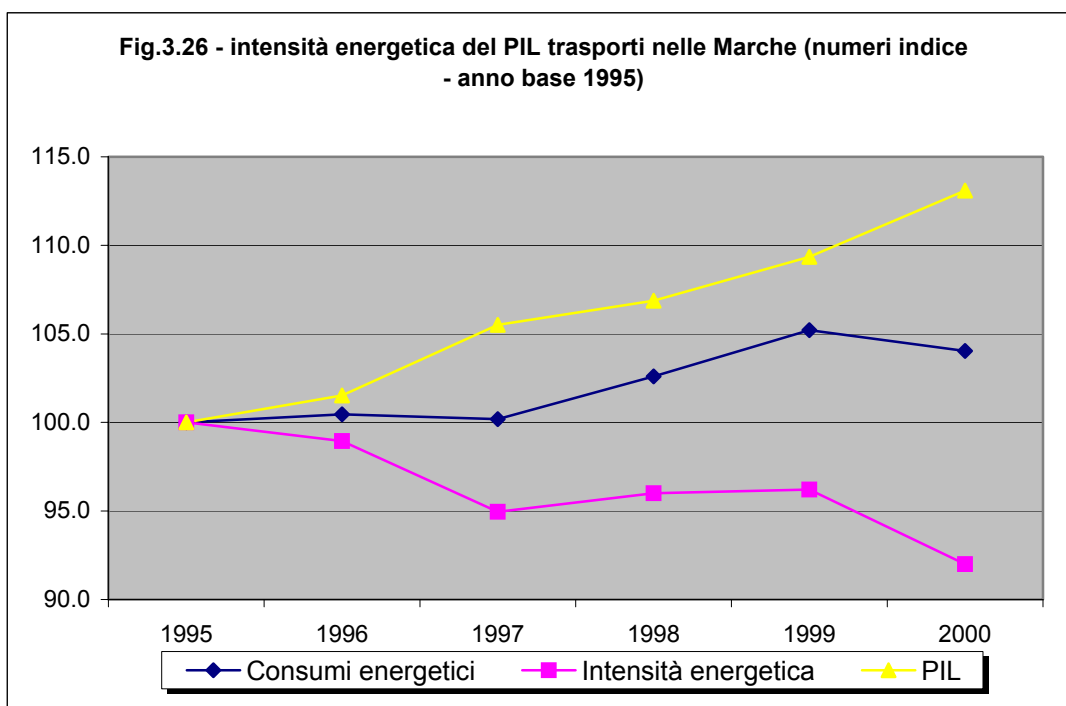
3.3.4 Indicatori di efficienza energetica nel settore trasporti

Il settore dei trasporti ha un ruolo di notevole importanza nello sviluppo economico e sociale delle società industriali, ma nello stesso tempo si caratterizza per le numerose esternalità negative legate agli aspetti strutturali del sistema stesso.

Il trasporto, infatti, è tra i settori economici a più forte impatto ambientale: secondo stime ENEA, nel 1995 è stato responsabile del 77% delle emissioni di monossido di carbonio e del 26% delle emissioni di anidride carbonica, oltre a quelle di ossidi di azoto (56%) e di idrocarburi volatili non metanici (52%). Inoltre il traffico urbano è il principale responsabile delle emissioni di benzene (90%). Le pressioni sull'ambiente esercitate dal settore, derivano principalmente dal crescente consumo di fonti energetiche non rinnovabili, per lo più prodotti petroliferi, legato al movimento dei veicoli stradali, ferroviari e aerei.

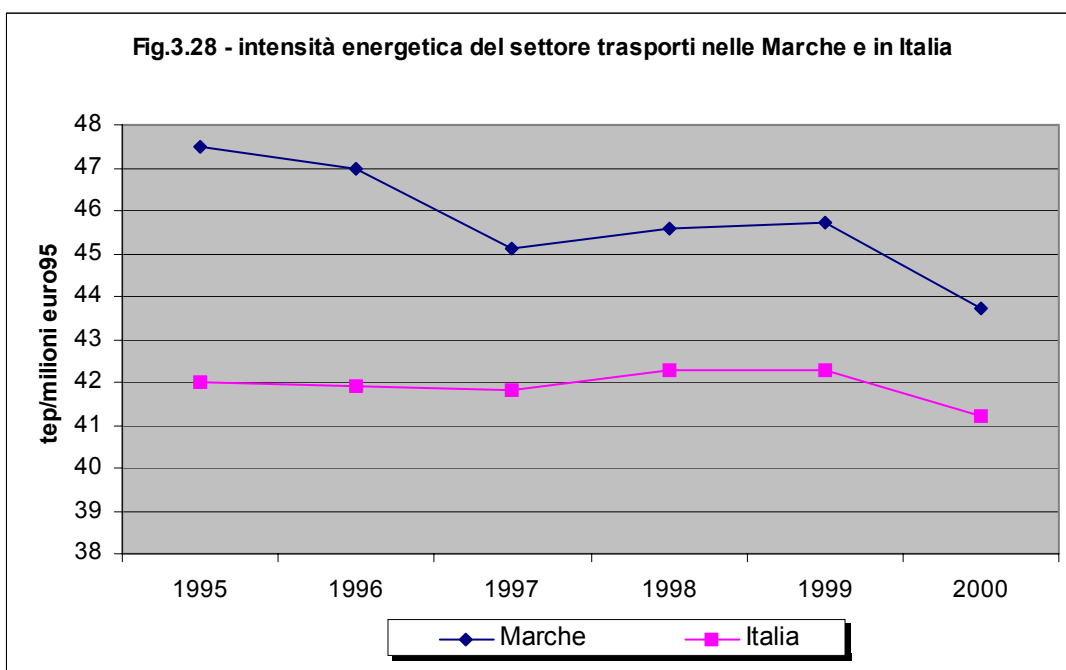
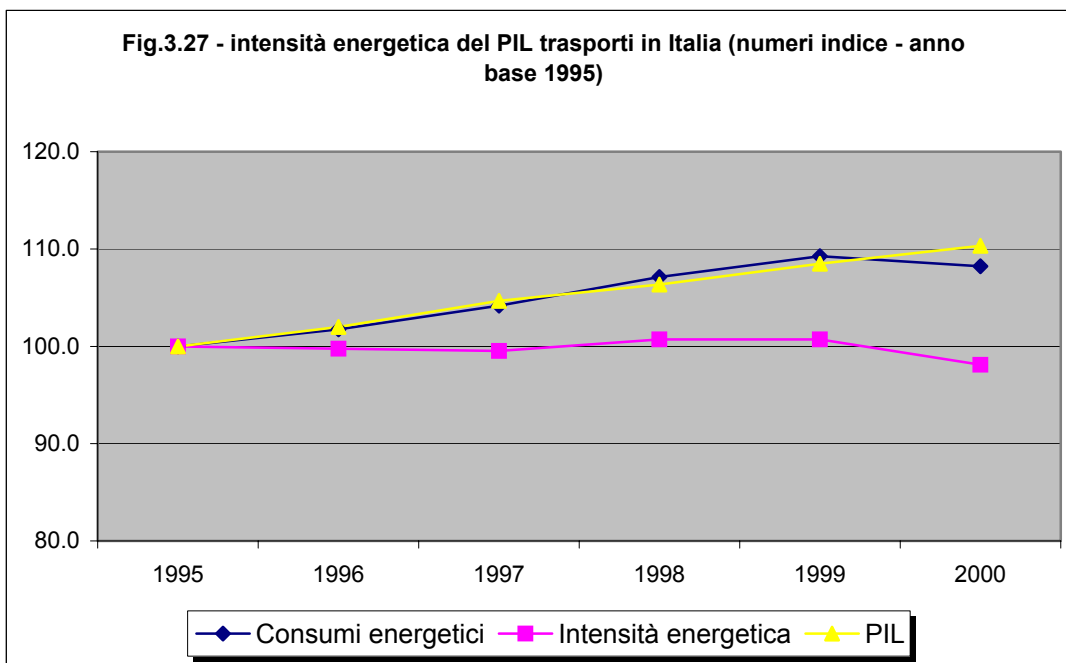
A livello nazionale, il settore trasporti è il più importante consumatore di energia, con oltre 38 mila ktep di impieghi energetici (il 33% dei consumi energetici totali in Italia) di cui soprattutto benzine e gasolio.

Nel periodo 1995-2000 gli impieghi energetici del settore sono aumentati del 4% circa con una variazione sostanzialmente inferiore a quella del PIL (+13.9%), pertanto l'intensità energetica del settore è diminuita, agli estremi del periodo di riferimento, dell'8% con la punta di minimo nel 2000 pari a 43.7 tep/milioni di euro95. Negli anni intermedi l'indicatore ha mostrato un andamento piuttosto irregolare con valori che comunque non sono mai stati inferiori ai 43.7 tep/milioni di euro95 e mai superiori ai 47.5 tep/milioni di euro95.



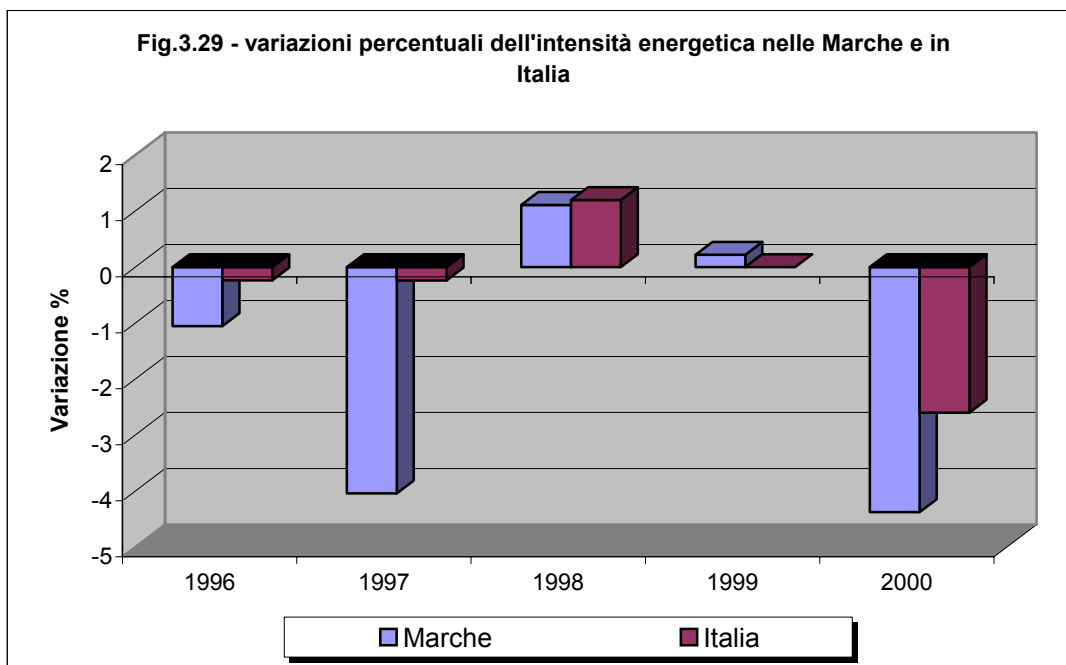
Dal Grafico 3.26 è inoltre evidenziabile nel complesso il diverso tasso di crescita registrato dal PIL rispetto ai consumi finali settoriali, elemento questo che ha determinato la flessione registrata dall'intensità energetica.

Meno accentuata, ma sostanzialmente analoga, è stata la situazione registrata a livello nazionale (Fig. 3.27). Anche in questo caso si è assistito ad una calo dell'intensità energetica pari al 2%: flessione più contenuta visto che, in questo caso, i trend di crescita del PIL e dei consumi energetici si sono sostanzialmente uguali.



Va notato che in questo caso la punta minima è stata registrata nel 2000, come nelle Marche,.

Il dato che maggiormente sorprende è quello offerto dal Grafico 3.28: emerge chiaramente come, seppur con andamenti simili, le intensità energetiche marchigiane siano decisamente superiori a quelle nazionali.



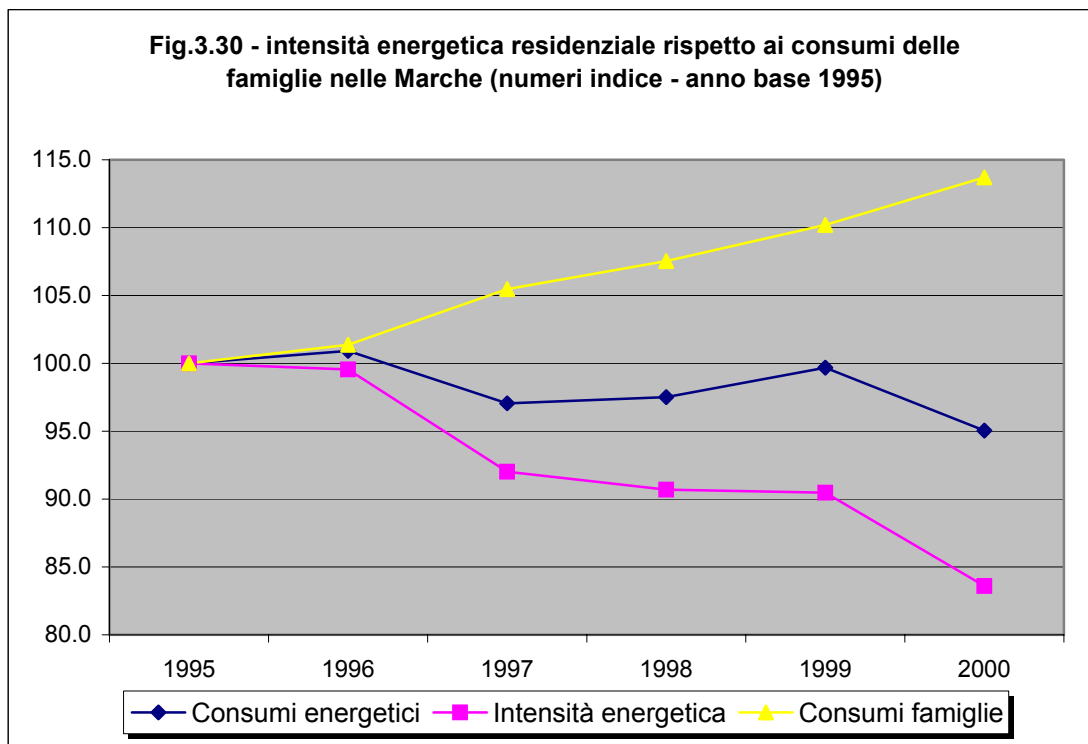
Tale elemento va sottolineato il forte peso registrato a livello locale dei consumi energetici legati al trasporto sul PIL regionale: non va dimenticato, infatti, che le Marche sono un trafficato corridoio di collegamento tra il nord Italia ed il sud, principalmente grazie all'arteria autostradale.

Tutto questo viene ulteriormente confermato dalla Figura 3.29 che mostra le variazioni percentuali annuali dell'intensità energetica ed evidenzia come, sia nel caso di tassi positivi che negativi, ad eccezione del 1998, le Marche predominino rispetto all'area nazionale.

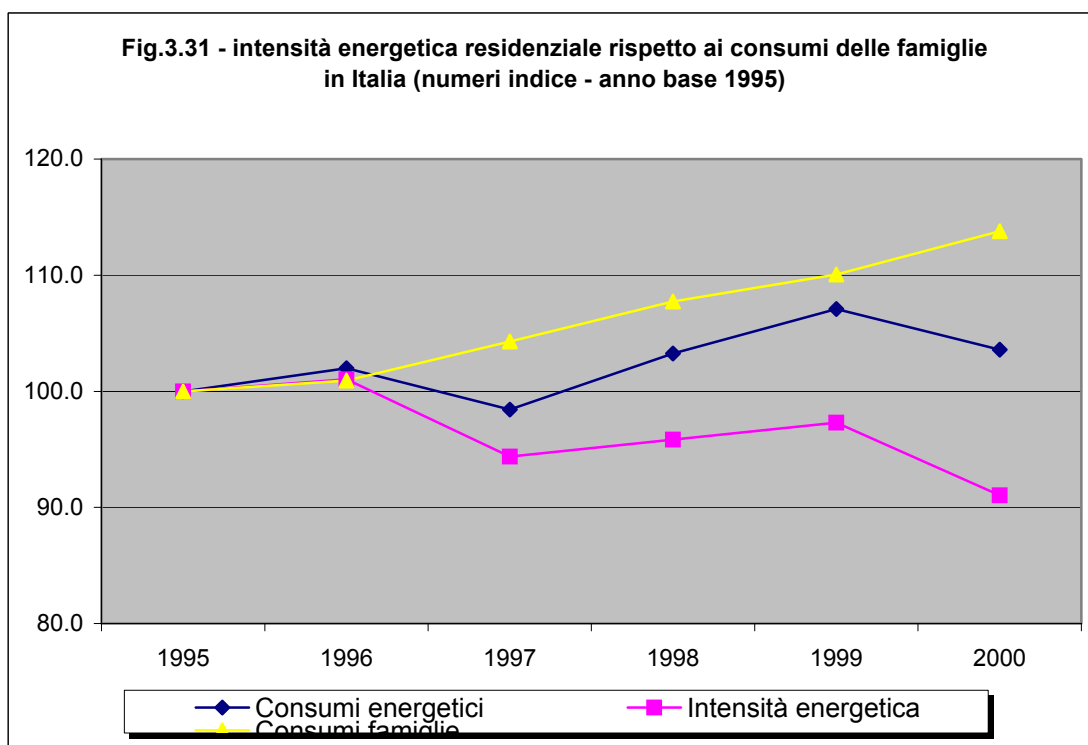
3.3.5 Indicatori di efficienza energetica nel settore residenziale

Il settore residenziale è, senza ombra di dubbio, uno dei più complessi e difficili da trattare visto le diverse variabili che entrano in gioco e che influenzano nettamente gli andamenti dei consumi e che molto spesso sono di non semplice individuazione.

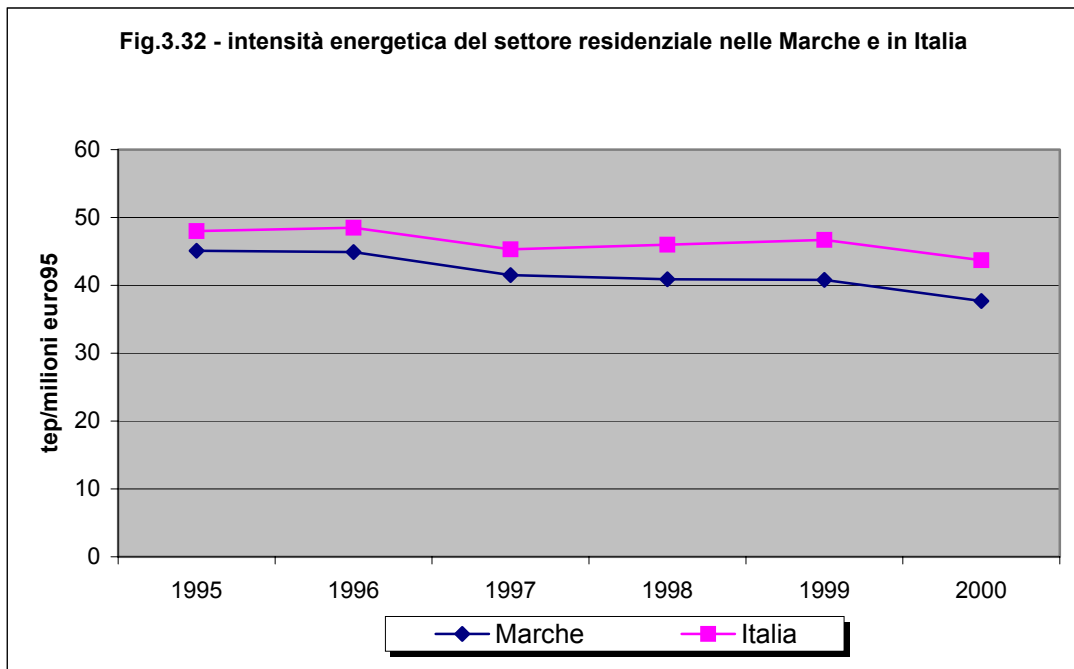
Dallo studio svolto nelle Marche in tale campo l'elemento che principalmente salta all'occhio è l'andamento in continua e forte crescita registrato dai consumi finali famigliari espressi in milioni di euro95 : nel periodo 1995-2000 si è registrato un incremento del 13.7% con una riduzione dei consumi pari al 5%. Questo ha generato un forte decremento dell'intensità energetica che è passata da 45.1 tep/milioni di euro95 a 37.7 tep/milioni di euro95 (-16.4%) (Fig. 3.30): si spende di più per consumare meno.



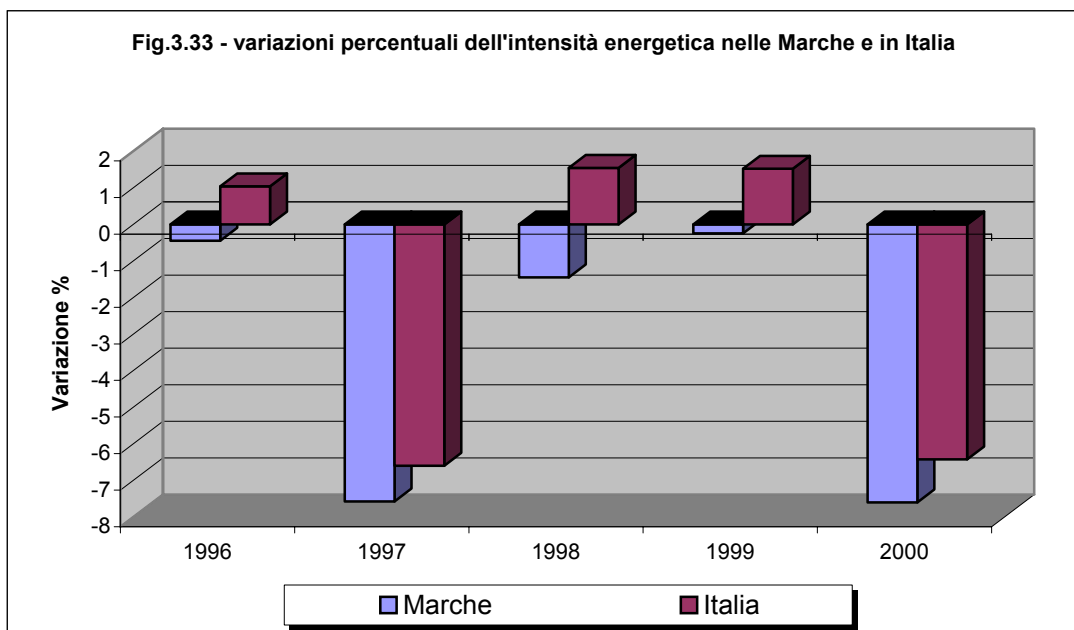
In perfetta sintonia con la situazione marchigiana è quella italiana (Fig. 3.31): solo nei consumi energetici si registra una leggera differenza che poi si ripercuote attenuando la contrazione registrata nell'intensità energetica (-9%).



Tale similarità nell'andamento ci viene confermata anche dal Grafico 3.32 che testimonia, anche dal punto di vista quantitativo, la prossimità della situazione marchigiana a quella italiana nel settore residenziale.



La Figura 3.33 permette infine di evidenziare le variazioni annuali dell'intensità energetica nelle Marche ed in Italia .



4. IL COMPARTO IDROCARBURI

4.1 IL QUADRO GENERALE NELLA REGIONE MARCHE

Il sistema energetico della Regione si caratterizza per tre aspetti principali:

- La forte produzione di energia primaria sotto forma di gas naturale.
- La forte dipendenza dall'importazione di energia elettrica, ridotta solo negli ultimi anni grazie all'entrata in esercizio delle due centrali cogenerative realizzate presso la Raffineria API di Falconara (potenza 225 MW) e presso lo zuccherificio SADAM di Jesi (130 MW).
- La presenza, sul territorio regionale, di uno dei più importanti impianti di raffinazione del petrolio grezzo a livello nazionale, la Raffineria API di Falconara, che, con la sua potenzialità di circa 4 milioni di tonnellate/anno, rifornisce di prodotti petroliferi, non solo il mercato regionale, ma anche buona parte del mercato delle regioni limitrofe (Umbria, Abruzzo, Emilia-Romagna).

Quest'ultimo aspetto del sistema energetico regionale assume una tale importanza da caratterizzare un vero e proprio "**Comparto Petrolifero**" all'interno del Sistema energetico della Regione.

Le principali strutture sul territorio che "sostengono" il comparto petrolifero regionale sono costituite, oltre che dall'impianto di raffinazione API di Falconara, anche da alcuni depositi significativi, ubicati nel nord e sud della regione, gestiti da Società operanti in autonomia sul mercato regionale dei derivati petroliferi.

4.2 IL COMPARTO PETROLIFERO

4.2.1 L'impianto di raffinazione di Falconara

L'industria di raffinazione italiana è la prima in Europa per dimensione ed è quella che ha conosciuto il processo di ristrutturazione più incisivo negli anni 80, dopo le crisi petrolifere degli anni 70, con una forte riduzione della capacità a poco più di 100 milioni di tonnellate/anno.

Alla riduzione della capacità ha corrisposto un aumento del tasso di utilizzo degli impianti, oggi prossimo all'85% per la capacità primaria e al 100% per quella complessiva.

Il processo di ristrutturazione dell'industria non riguarda solo la dimensione degli impianti ma anche la loro capacità nel produrre prodotti qualitativamente migliori.

In Italia operano oggi 17 raffinerie, con una capacità complessiva di lavorazione di circa 115 milioni di tonnellate l'anno, perfettamente in grado di garantire i quantitativi di prodotti necessari al mercato (Fig 4.1).



Fig. 4.1 – Distribuzione delle raffinerie sul territorio italiano

Il primato dimensionale dell'Italia nell'industria di raffinazione europea è dovuto alla presenza di grandi unità costruite negli anni 70 con lo scopo di rifornire il mercato internazionale. Tuttora, l'industria di raffinazione italiana può essere divisa in capacità per il mercato estero e capacità per il mercato nazionale.

La media dimensionale delle raffinerie orientate al mercato interno, è di 5 milioni di t/anno, valore che scende a 3,8 escludendo i due grandi impianti di Trecate e Sannazzaro. In questo contesto, Falconara ha una dimensione allineata a quella della maggioranza delle raffinerie orientate al mercato interno (Fig 4.2)

Il sito produttivo API di Falconara Marittima rappresenta oggi, a livello nazionale, un importante polo energetico integrato, dove si producono prodotti petroliferi ed energia elettrica grazie al recente inserimento nel ciclo produttivo di raffinazione dell'impianto di cogenerazione (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC).

La posizione centrale lungo la dorsale adriatica, a circa 10 km dal porto di Ancona, fa della raffineria API un insediamento strategico per l'approvvigionamento energetico in termini di disponibilità di prodotti petroliferi per tutta l'area centro-orientale della penisola e per quanto riguarda la fornitura di energia elettrica per la Regione Marche.

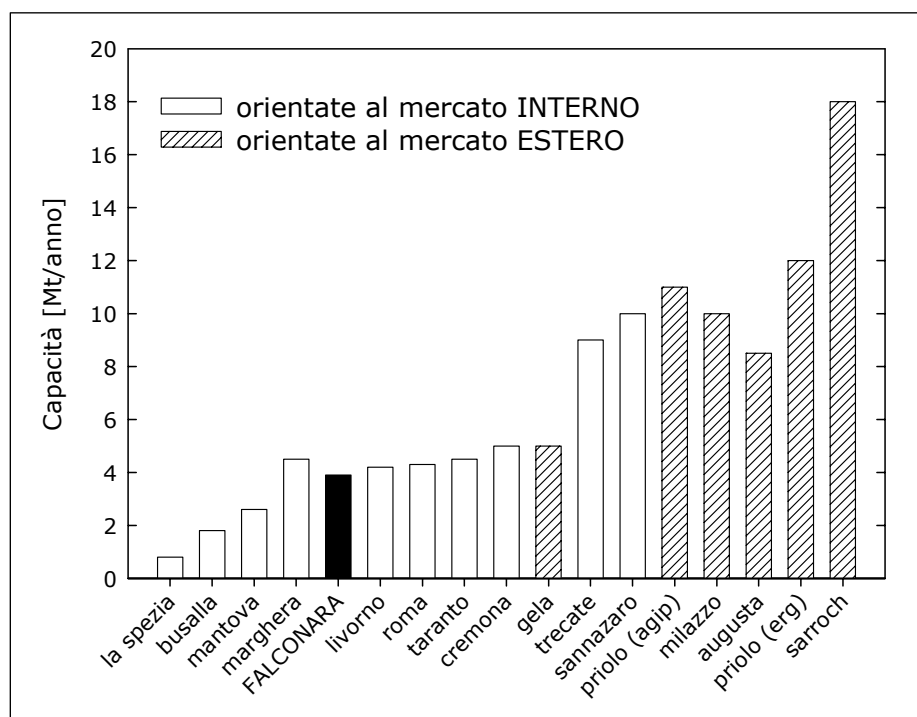


Fig. 4.2 – Capacità delle raffinerie italiane (2001)

In questo scenario la raffineria di Falconara Marittima, essendo l'unico stabilimento petrolifero produttivo fra Taranto e Marghera, è deputata a coprire gran parte del fabbisogno di tutta la fascia adriatica che va da Bari a Ferrara, una dorsale ad alta richiesta energetica e ad elevata intensità industriale.

La raffineria occupa oggi un'area di circa 700 000 m² ed è situata nel territorio del Comune di Falconara Marittima, in una zona costiera nella pianura alluvionale del fiume Esino.

L'area dello stabilimento, di proprietà di *api raffineria di Ancona SpA*, confina a Nord-Est con il mare Adriatico, sul lato sud-Ovest con la Strada Statale n. 16 "Adriatica", a Nord-Ovest con il fiume Esino e con terreni di proprietà API a Sud-Est.

Le principali infrastrutture del territorio in cui il sito è inserito sono rappresentate, oltre che dalla Statale 16, dalla linea ferroviaria adriatica (che proprio a Falconara s'interseca con l'asse che da Roma taglia la penisola verso l'Adriatico), dall'aeroporto civile Raffaello Sanzio e dal porto di Ancona.

Da un punto di vista tecnico ed operativo, l'ubicazione della raffineria API, come evidenzia l'analisi di un elevato campione di raffinerie in Europa, risponde anche alla necessità di disporre di una serie di infrastrutture di grande importanza per il supporto allo sviluppo delle proprie attività. La maggior parte delle raffinerie europee che operano in contesti a densa urbanizzazione ed elevata densità demografica, come quelli che si registrano

in Italia, sorgono infatti sulla costa ed in prossimità di porti, aeroporti e grandi reti di comunicazione.

La configurazione impiantistica del sito si è andata modificando nel tempo, divenendo oggi un polo energetico integrato. La raffineria opera in regime di concessione ed è autorizzata per una capacità di lavorazione di 3.9 milioni t/anno.

L'assetto del sito è costituito da due aree distinte. La prima, prospiciente il mare, ospita la raffineria vera e propria, in quanto vi si trovano tutti gli impianti produttivi, i serbatoi di stoccaggio dei greggi, dei prodotti di categoria A, dei semilavorati e del GPL. La seconda area, compresa tra la ferrovia e la Strada Statale n. 16, è occupata esclusivamente dagli stoccaggi di prodotti finiti e dalle strutture di caricamento via terra, oltre che dalle aree di servizio e dagli uffici di direzione.

Il parco stoccaggio è costituito da 128 serbatoi, di cui:

- 35 serbatoi di prodotti di categoria A
- 12 serbatoi di prodotti di categoria B
- 67 serbatoi di prodotti di categoria C
- 8 serbatoi di GPL tumulato
- 3 serbatoi di zolfo liquido
- 3 serbatoi di servizio

Nel sito sono presenti cinque aree distinte di carica, in cui le operazioni sono completamente automatizzate e gestite da calcolatori:

- area di caricamento carburanti destinati all'extra-rete, con 37 piste di carico
- area di caricamento carburanti destinati alla rete, con 14 piste di carico
- area di caricamento bitumi, con 8 piste di carico
- area di caricamento GPL, con 4 piste di carico
- area di caricamento zolfo e relativa pista di carico

La ricezione delle materie prime e parte del movimento dei prodotti avviene via mare mediante una piattaforma fissa posta a circa 16 km dalla costa e un'isola con doppio attacco, entrambe collegate alla costa da diversi oleodotti sottomarini, e mediante un pontile di carico per navi cisterna di piccolo cabotaggio.

La raffineria API produce tutta la gamma caratteristica dei prodotti petroliferi e, con l'avvio dell'IGCC, oltre 2 miliardi di kWh/anno di energia elettrica (a regime), in parte ceduta sul mercato esterno a copertura di oltre il 20% del consumo elettrico della regione Marche nel suo complesso.

La qualità dei prodotti soddisfa i requisiti commerciali e di compatibilità ambientale indicati dalla legge. In particolare, la raffineria produce

- GPL (Gas di Petrolio Liquefatto) destinato essenzialmente all'autotrazione
- Benzina destinata essenzialmente all'autotrazione
- Gasolio destinato essenzialmente ad autotrazione e riscaldamento

- Olio Combustibile destinato essenzialmente a riscaldamento e consumi industriali
- Bitume destinato ad usi stradali e industriali
- Zolfo recuperato dai cicli di raffinazione e commercializzato per usi tipici dell'industria chimica.

La raffineria è in grado di produrre benzina con una concentrazione di benzene inferiore all'1% e, dal 1997, gasolio per autotrazione con una concentrazione di zolfo inferiore allo 0.05%. Nel 2001 si sono aggiunti i circa 1400 GWh di energia elettrica prodotti dall'IGCC.

Il ciclo di raffinazione consente flessibilità operativa rispetto al tipo di grezzo impiegato e la massima resa in distillati medi. Le frazioni residue sono utilizzate per la produzione di bitume e per la alimentazione del nuovo impianto IGCC per la produzione di energia elettrica.

I principali impianti di processo della raffineria sono:

- Topping (distillazione atmosferica)
- Vacuum (distillazione sotto vuoto)
- Desolforazione catalitica e Stabilizzazione nafte primarie
- Naphta splitter
- Isomerizzazione e reforming Catalitico
- Desolforazione catalitica HDS n. 1/2/3
- Steam reforming
- Visbreaking (Viscosity Breaking, conversione del residuo in gasolio)
- Thermal Cracking (conversione del residuo in benzine)
- Impianto IGCC

Il ciclo si completa con gli impianti ausiliari costituiti dagli impianti di trattamento effluenti liquidi e gassosi, l'impianto di demineralizzazione nonché i servizi alla produzione.

Nello stabilimento lavorano circa 450 dipendenti diretti; circa 2000 sono le unità lavorative associate all'indotto. Nel sito operano 3 società con sede legale a Falconara: *api raffineria di Ancona SpA*, *api energia SpA* e *apisoil service*.

4.2.1.1 Il ruolo della raffineria nel sistema energetico regionale

Nella Tabella 4.1 qui di seguito si riportano le lavorazioni della raffineria negli ultimi 6 anni.

Per quanto riguarda i consumi di prodotti petroliferi, le più recenti analisi sull'andamento dei consumi nazionali mostrano una tendenza alla riduzione nel corso dei prossimi 20 anni comunque non superiore al 10%, a dimostrazione che la dipendenza dai prodotti petroliferi in particolare del settore della mobilità è comunque destinata a rimanere fortissima. Da questo specifico punto di vista anche a livello regionale la situazione attuale conferma quanto detto, visto che la domanda locale è decisamente sostenuta soprattutto in considerazione delle attività industriali e commerciali presenti.

t/anno	1996	1997	1998	1999	2000	2001
LAVORATO	3533350	3609716	3672551	3503030	3292386	3725008
MATERIE PRIME						
cali e perdite	26331	29315	16790	18810	15618	22053
gas incondens.	75523	84267	93206	69126	64691	88510
res. bitume				76347		
PRODOTTI FINITI						
GPL	109874	117347	117665	108468	1003398	122992
benzine	665663	683082	653870	625258	584276	657647
gasoli	1616780	1617731	1727327	1562400	1440857	1681671
oli combustibili*	729564	691949	674329	664479	701195	741829
bitume	295253	369721	370801	356938	361188	381794
zolfo	14362	29315	18563	21203	21163	28511

Tab. 4.1 – Lavorazioni della raffineria di Falconara negli ultimi 6 anni
*oggi gasificati all'interno della raffineria per l'alimentazione dell'impianto IGCC

Analizzando i dati resi disponibili dal Ministero delle Attività Produttive in merito alle vendite dei prodotti petroliferi in Italia e riferiti in particolare a gasoli e benzine, prodotti rappresentativi della produzione di raffineria, emerge che la quantità di prodotti petroliferi venduti pro-capite nella regione Marche nel 2000 è stata infatti pari a 0.833 t/anno, superiore al valore medio nazionale, che è pari a 0.708 t/anno.

La raffineria di Falconara è quella, assieme alla raffineria di Roma, maggiormente integrata con il mercato locale, normalmente definito dell'Adriatico. I 2/3 delle sue produzioni, distribuiti via terra, coprono il 100% del mercato di prodotti petroliferi delle Marche e dell'Umbria orientale mentre la restante produzione viene distribuita via mare. (Fig 4.3).

In particolare, per quanto riguarda i carburanti per autotrasporto (GPL, benzina, gasoli), la raffineria di Falconara, infatti, rifornisce tutta la rete stradale di stazioni di servizio delle Marche e dell'Umbria orientale, non solo di quelle a marchio API (pure presenti in numero maggioritario rispetto ad altre compagnie) ma, in base al meccanismo degli scambi di prodotto fra compagnie petrolifere, di tutti i punti di vendita dei diversi marchi presenti nell'area.

In sostanza, per soddisfare la domanda di prodotti petroliferi, ogni anno la raffineria invia al mercato dell'hinterland circa 2.2 milioni di tonnellate dei diversi tipi di carburanti e combustibili, la massima parte dei quali volta a coprire la domanda della regione Marche.

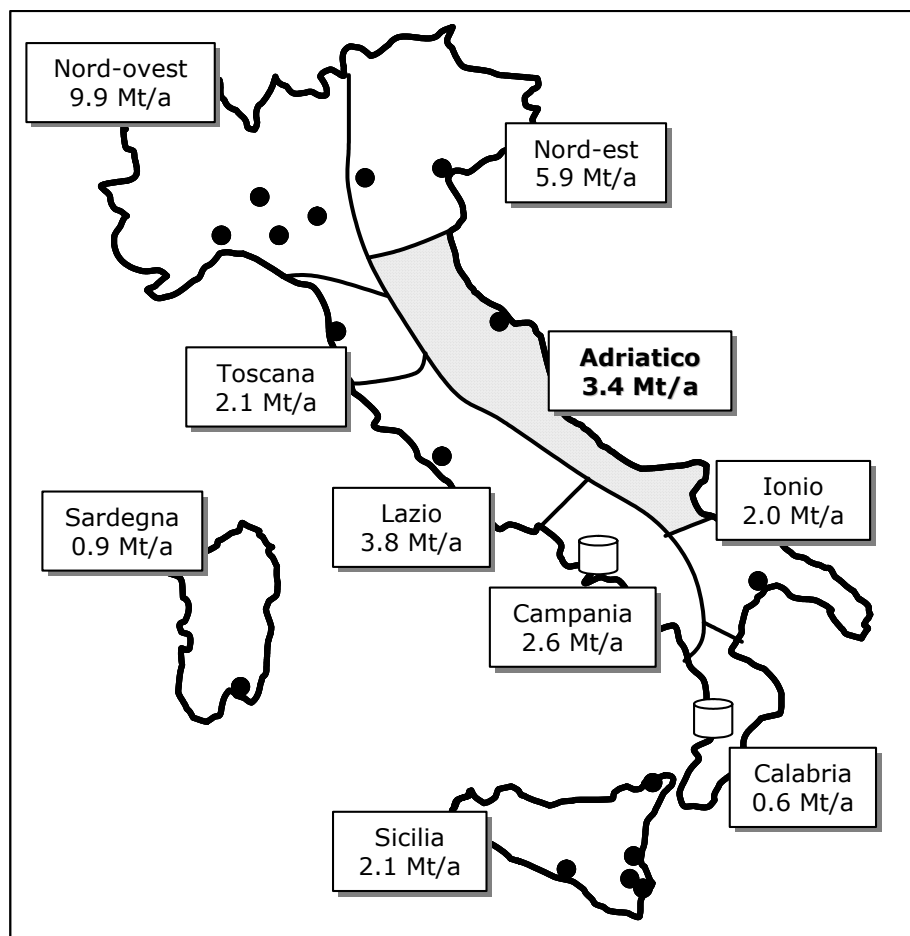


Fig. 4.3 – Vendite di gasolio e benzina nel 1997 nei mercati rilevanti

Sommando le vendite di gasolio e benzine per ciascun mercato rilevante, è possibile stabilire per le raffinerie un indice di integrazione con il proprio mercato rilevante. Tale calcolo, sintetizzato nella Tabella 4.2 evidenzia l'alta integrazione di Falconara con il proprio mercato, situazione, come detto simile a quella della raffineria di Roma.

I consumi energetici finali di derivati petroliferi nelle Marche, nel 2001, ammontano a 1483 migliaia di tep pari a circa il 2.7% del totale nazionale. Con riferimento ai singoli prodotti, il peso delle Marche in Italia, sempre nel 2001, è del 3.2% per quanto riguarda il gasolio, del 2.7% per la benzina e del 1.5% per l'olio combustibile.

L'evoluzione complessiva subita dalla domanda di derivati petroliferi in regione negli anni 80 fino al 2001, presenta un andamento sostanzialmente stabile, ed i maggiori consumi sono stati coperti con un maggiore ricorso al gas naturale. In valori assoluti, nel corso dell'ultimo ventennio, il loro contributo al fabbisogno energetico finale marchigiano (consumi finali) è passato dal 69% del 1980, al 58.2% del 1990, al 48.9% del 2001. Nello stesso periodo si è assistito ad una tendenza costante tesa a modificare il mix dei prodotti utilizzati.

	benzina	gasolio	TOTALE	raffinerie	capacità	indice ⁽¹⁾
Nord-ovest	5.3	4.6	9.9	4.5	24.1	0.41
Nord-est	3.1	2.8	5.9	2.5	9.6	0.61
Adriatico	1.7	1.7	3.4	1	3.9	0.87
Ionio	1.0	1.0	2.0	1	4.5	0.44
Calabria ⁽²⁾	0.3	0.2	0.6	0	0.0	
Campania ⁽²⁾	1.3	1.3	2.6	0	0.0	
Lazio	2.1	1.7	3.8	1	4.3	0.88
Toscana	1.2	0.9	2.1	1	4.2	0.50
Sicilia ⁽³⁾	1.2	0.9	2.1	5	46.5	0.05
Sardegna ⁽³⁾	0.5	0.4	0.9	1	18.0	0.05
TOTALE	17.6	15.6	33.2	16		

Tab. 4.2 - vendite di prodotti petroliferi nei mercati rilevanti nel 2001
(Mton/anno)

- (1) rapporto (vendite gasolio e benzina)/(capacità raffinerie); indice di integrazione della raffineria con i mercati locali
- (2) le aree di Calabria e Campania sono prive di raffinerie
- (3) i bassi valori di Sicilia e Sardegna sono dovuti alla presenza di abbondante capacità per esportazione

La domanda regionale dei principali prodotti petroliferi evidenzia la posizione di netta preminenza mantenuta dal gasolio in particolare nell'autotrasporto, negli usi civili, in agricoltura. Questo prodotto, che già nel 1980 copriva oltre il 52% della domanda complessiva regionale di derivati petroliferi, ha conosciuto nel periodo in studio, un notevole sviluppo fino a raggiungere nel 1990 il 63% ed una successiva contrazione nel 2000 fino a raggiungere il 44.4% dovuta alla sostituzione, nel settore riscaldamento da parte del gas naturale.

Minore è la quota della benzina che rappresenta circa il 32.5% e l'olio combustibile che rappresenta nel 2001 il 13% mentre tutti gli altri prodotti petroliferi non raggiungono il 5% del totale.

4.2.1.2 Implicazioni economiche ed ambientali

Certamente, per tutto quanto sopra detto, la raffineria di Falconara rappresenta un soggetto chiave non solo nel settore energetico marchigiano, ma anche ed essenzialmente nel suo settore economico. Tale importanza va oltre il mero trasferimento di risorse economiche derivanti dalle transazioni di mercato o dall'imposizione fiscale, che pure è sostanziale come dimostrano le cifre che seguono.

In termini quantitativi è stato stimato un flusso di risorse dalla raffineria verso il contesto locale dell'ordine di circa 85 milioni di Euro all'anno. Rientra in questo importo il flusso verso i dipendenti diretti della raffineria ed il flusso indotto verso mano d'opera e fornitori esterni locali. Un impatto non trascurabile è quello esercitato dall'API come contribuente verso enti ed istituzioni locali, anche a seguito del trasferimento delle sedi sociali sul territorio marchigiano realizzato nel corso del 2001.

Vi sono inoltre gli aspetti legati alla fornitura di una parte determinante del supporto energetico, fornito dalla raffineria, alla creazione del PIL regionale. La realizzazione dell'impianto IGCC consente infatti di ridurre sensibilmente anche la dipendenza da energia elettrica della regione, fattore questo limitante del suo sviluppo economico.

Un altro essenziale aspetto dell'impatto economico della raffineria sul territorio è costituito dall'importanza delle sue strutture a mare per la movimentazione di petrolio grezzo e dei suoi derivati, che contribuiscono a classificare il porto di Ancona come uno dei più importanti dell'Adriatico. Sebbene non coinvolga direttamente il porto di Ancona, il traffico petrolifero viene ad esso attribuito: ciò contribuisce a classificarlo tra i più importanti dell'Adriatico oltre a garantire quasi il 50% delle sue entrate in termini di concessioni demaniali.

Infine occorre rilevare i risultati raggiunti dalla raffineria nel miglioramento degli impatti ambientali non solo dei prodotti ma anche degli impianti di produzione (nel perseguimento del concetto di raffineria bianca). Certamente la realizzazione di un ciclo combinato di raffinazione di petrolio grezzo e di produzione di energia elettrica attraverso la tecnologia IGCC costituisce oggi una delle soluzioni più innovative esistenti capace di raggiungere congiuntamente gli obiettivi di massimizzare i rendimenti riducendo contemporaneamente l'impatto ambientale.

Presso la raffineria di Falconara è poi decisamente cambiata, negli ultimi anni la composizione del barile di petrolio grezzo. L'olio combustibile è del tutto sparito, sono aumentate le quote di benzine e gasoli, rimane tendenzialmente stabile la produzione di GPL, mentre importante rimane la produzione di bitume. A tali produzioni si è aggiunta l'energia elettrica. E' inoltre recente il raggiungimento da parte della raffineria delle certificazioni integrate secondo le norme internazionali ISO 9000, ISO 14000, OHSAS 18000 e registrazione EMAS del sito.

4.3 IL GAS NATURALE

La regione si caratterizza per una importante produzione di energia primaria, gas naturale, che pone la Regione al secondo posto tra le Regioni italiane produttrici di energia primaria, subito dopo l'Emilia Romagna. Il passaggio da Regione importatrice a Regione esportatrice è avvenuto nel 1990 ed il volume prodotto nel 2002 ammonta a 4.12 miliardi di mc.

Va precisato che si tratta essenzialmente di produzione off-shore (nell'ultimo triennio meno dello 0.5% è stato estratto in-land) la quale però viene immessa in territorio regionale nelle centrali di depurazione e compressione per essere poi avviata alle reti di distribuzione.

Questa produzione ha garantito per tutti gli anni 90 alla Regione un bilancio positivo in termini di energia prodotta rispetto a quella consumata. Negli ultimi anni la quantità di gas naturale estratta è venuta diminuendo,

ma rimane comunque su valori di grande rilievo. Le riserve stimate garantiscono una produzione di oltre un decennio ai tassi attuali di emungimento.

Contribuiscono alla produzione anche un certo numero di giacimenti isolati situati in terraferma: la quantità di gas naturale estratta finora e quella che si prevede di estrarre fino all'esaurimento dei pozzi è assolutamente marginale, tanto da non giustificare in alcun modo la realizzazione di strutture fisse di trasporto: alcuni di questi pozzi sono sfruttati per produrre energia elettrica in loco mediante centrali mobili montate su skid; altri, addirittura, impiegano carri bombolai per il trasporto del gas estratto. Esistono anche alcuni pozzi attualmente non sfruttati, ma le riserve stimate non superano l'1% di quelle estraibili in mare aperto. In generale i valori di producibilità elettrica dell'insieme di questi pozzi sono dell'ordine di alcune decine di GWh per anno, pari a circa lo 0.5% del consumo regionale. Il tutto in un orizzonte temporale di sfruttamento dell'ordine di un decennio.

5. IL COMPARTO ELETTRICO

5.1 LA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA

Le considerazioni sull'evoluzione della domanda di energia elettrica, già anticipate in precedenza, traggono spunto dall'analisi degli indici energetici riferiti appunto al settore elettrico.

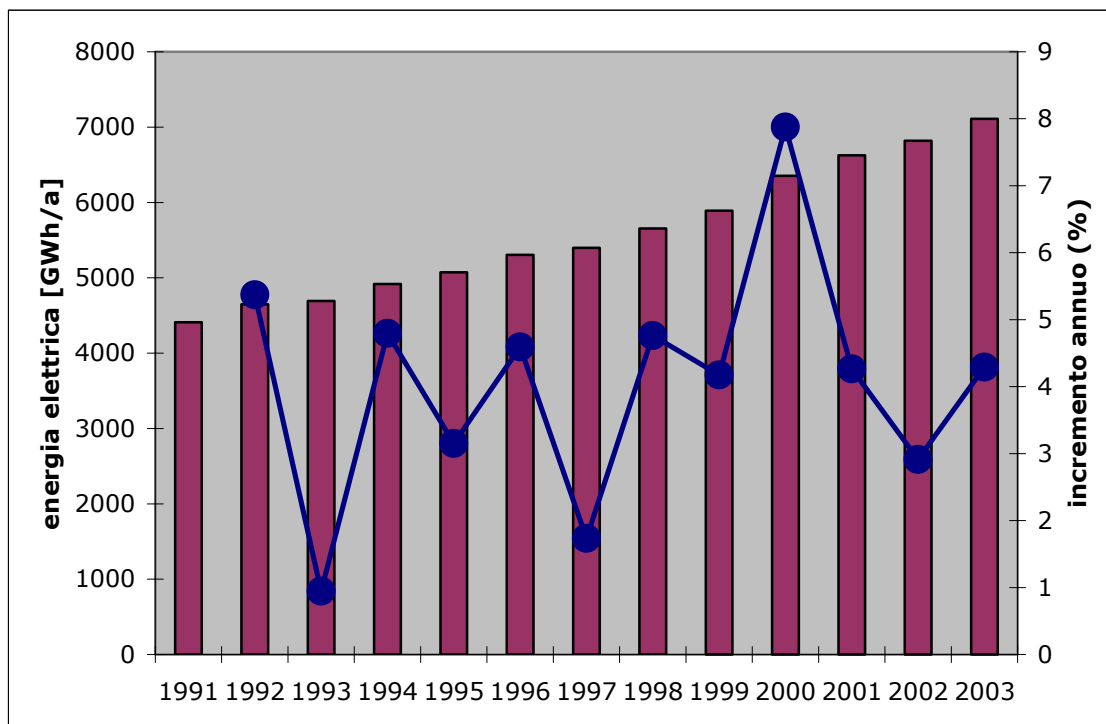


Fig. 5.1 Andamento storico dei consumi finali di energia elettrica nelle Marche

Il dato generale di Figura 5.2 mostra ancora una volta la scarsa intensità energetica del sistema regionale ma, a conferma del trend in ascesa dei consumi elettrici, il gap si va progressivamente colmando, tanto che negli ultimi anni il consumo elettrico regionale per unità prodotta è inferiore a quello nazionale per meno del 10%.

L'analisi dei dati settoriali mostra poi che il gap è relativo soprattutto al consumo elettrico nell'industria e nel residenziale (la differenza tra il dato nazionale e quello regionale è stabile intorno al 15%), mentre non ci sono differenze nel settore terziario.

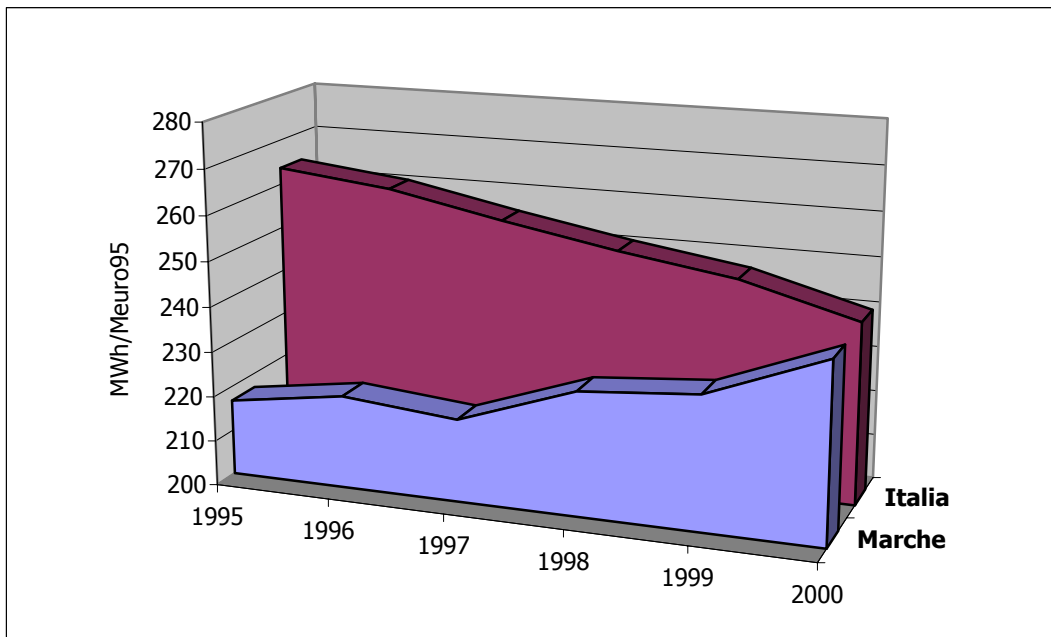


Fig. 5.2 - Intensità elettrica del PIL - fonte ENEA

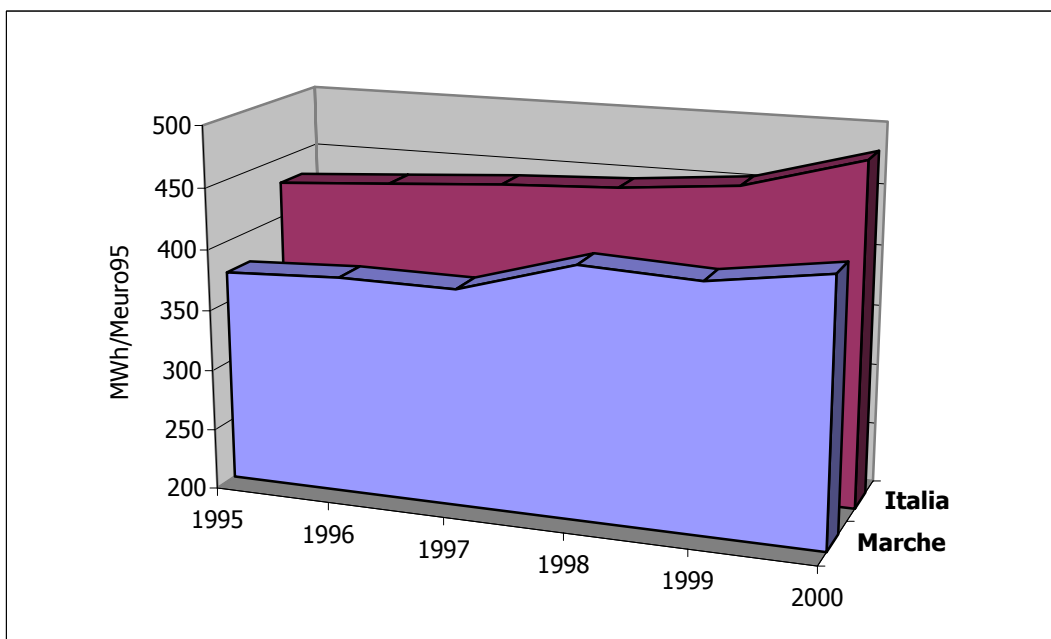


Fig. 5.3 - intensità elettrica dell'industria manifatturiera rispetto al valore aggiunto - fonte ENEA

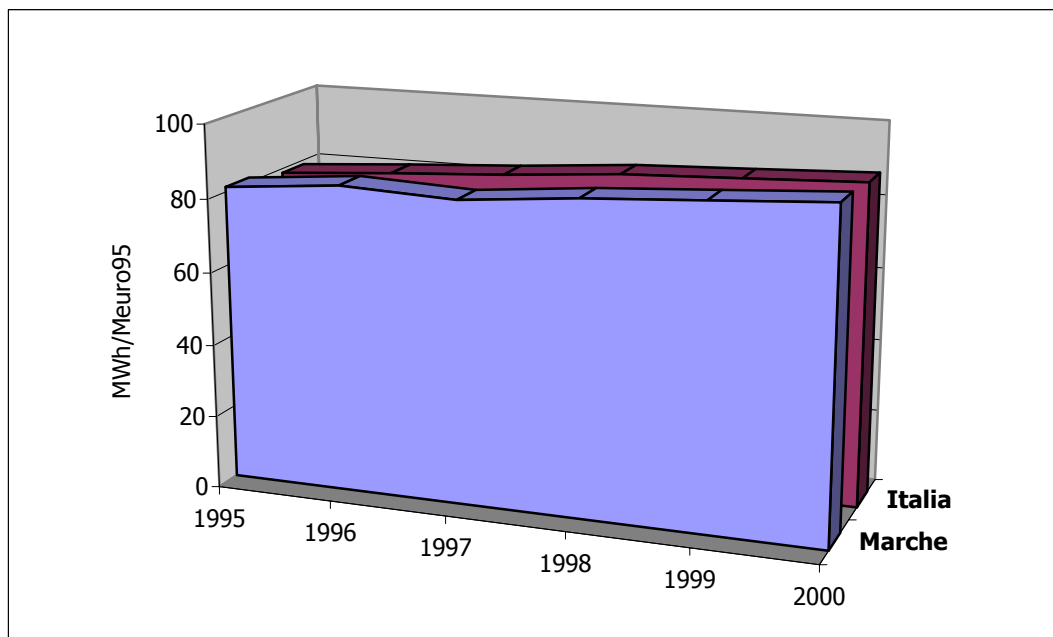


Fig. 5.4 – intensità elettrica del terziario rispetto al valore aggiunto – fonte ENEA

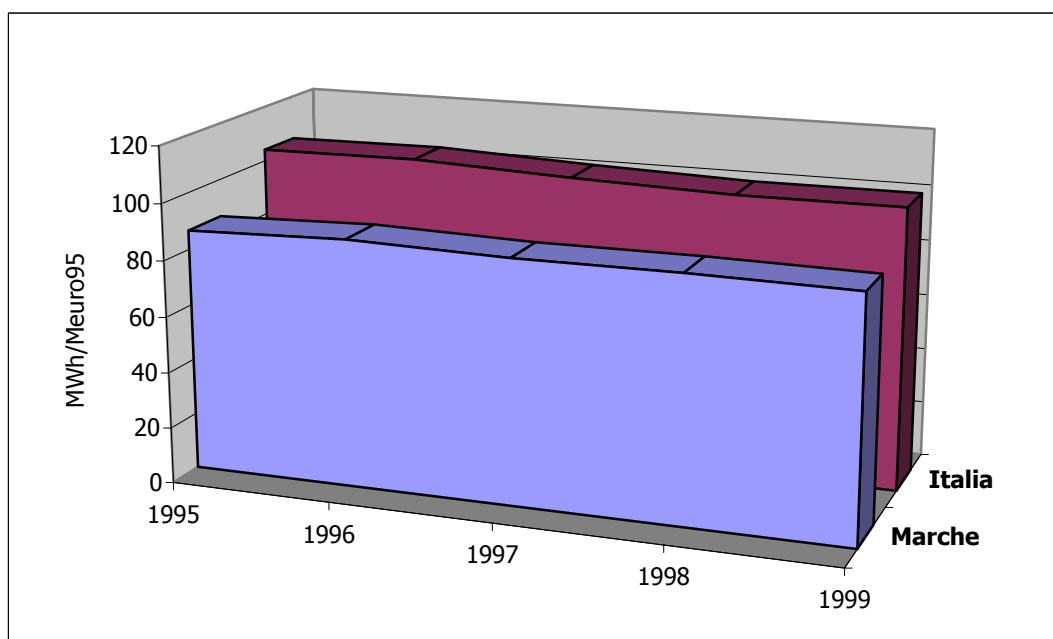


Fig. 5.5 – intensità elettrica del residenziale rispetto ai consumi delle famiglie – fonte ENEA

5.2 LA RETE DI TRASMISSIONE

5.2.1 Premessa

La sicurezza dell'esercizio di un sistema elettrico si basa su tre condizioni fondamentali:

- la disponibilità di energia;

- la disponibilità di potenza sufficiente per far fronte istantaneamente all'evoluzione, anche accidentale, della domanda e per fronteggiare situazioni di avaria dei macchinari;
- la disponibilità di una rete sufficientemente sviluppata e adeguata sia per trasferire l'energia sia per mettere in atto le funzioni di dispacciamento.

In base al D. Lgs. 79/99 quest'ultimo aspetto, ossia garantire e migliorare la sicurezza, l'affidabilità e la qualità del servizio di trasmissione attraverso lo sviluppo della RTN, è una delle principali missioni del GRTN.

La necessità di assicurare l'equilibrio tra la domanda degli utenti e l'offerta dei produttori in un contesto caratterizzato dalla libera iniziativa dei soggetti operanti nel mercato elettrico, richiede nel medio e nel lungo periodo l'adeguamento della rete di trasmissione alle continue variazioni dell'entità e della localizzazione dei prelievi e delle immissioni di potenza, in modo da garantire sempre il soddisfacimento delle esigenze dei distributori, degli utenti e dei produttori direttamente connessi o funzionalmente dipendenti dalla RTN.

Inoltre, lo sviluppo dell'interconnessione fra reti di Paesi confinanti rende possibile l'estensione degli approvvigionamenti di energia, consente di disporre di una riserva di potenza aggiuntiva ed offre agli utenti la possibilità di ottenere prezzi più vantaggiosi attraverso il gioco della concorrenza. A tal proposito, la domanda di capacità di trasporto sulla rete di interconnessione è più stringente in Paesi con differenziali di prezzo sfavorevoli come l'Italia.

In linea generale, l'approccio di programmazione seguito dal GRTN è quello di massimizzare, anche attraverso l'impiego di sistemi ed apparati per il controllo dei flussi di potenza, l'utilizzo del sistema esistente, tenuto conto, fin dove possibile, dei cambiamenti delle condizioni al contorno, indotti dalla liberalizzazione del settore elettrico.

Allo scopo di perseguire tali obiettivi il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (GRTN), in base a quanto previsto all'art. 9 del "Disciplinare di Concessione" (D.M. del 17.7.2000), entro il 31 dicembre di ogni anno predispose il Piano di Sviluppo contenente le linee di sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (nel seguito RTN).

Entro 30 giorni dalla sua predisposizione, il GRTN invia al Ministero della Attività Produttive (MAP) il Piano di Sviluppo e decorsi sessanta giorni, in assenza di osservazioni, modifiche o integrazioni da parte del MAP in merito alla rispondenza agli indirizzi strategici definiti dallo stesso MAP e agli obiettivi derivanti dalla concessione, il Piano di Sviluppo si intende approvato.

Il Piano di Sviluppo risulta anche un utile strumento per rendere note con largo anticipo alle amministrazioni locali le iniziative del Gestore che interessano i diversi ambiti territoriali, consentendo un coordinamento di piani e politiche energetiche locali coerenti con i programmi di sviluppo del sistema elettrico sul territorio.

L'anno 2003 ha portato all'attenzione di tutti i problemi strutturali del sistema elettrico italiano caratterizzato da capacità produttiva disponibile insufficiente a coprire, in determinate condizioni, la richiesta di energia elettrica.

Quest'anno nel nostro Paese in concomitanza a condizioni meteorologiche straordinarie (alte temperature, con conseguente maggior utilizzo dei condizionatori e forte aumento del fabbisogno) accompagnate dal funzionamento a regime ridotto di alcune centrali dovuto al rispetto dei vincoli ambientali, si è registrato un notevole valore di picco della potenza richiesta durante il periodo estivo superiore al precedente picco invernale. Per far fronte alla situazione di emergenza, il GRTN è dovuto ricorrere a distacchi di carico programmati a rotazione, che hanno interessato non solo le utenze industriali cosiddette "interrompibili", ma anche l'utenza diffusa, al fine di salvaguardare il sistema elettrico dal black-out generalizzato.

Di altra natura è invece stato il black-out nella notte del 28 settembre 2003 quando, alle ore 3.25, si è verificato lo spegnimento di quasi tutti gli elementi della rete nazionale (ad eccezione della rete della Sardegna). L'evento, verificatosi in corrispondenza di un valore della richiesta prossimo al minimo carico giornaliero, è stato causato da un guasto sulla rete svizzera, che ha comportato la quasi improvvisa indisponibilità dell'intera potenza usualmente importata dall'estero.

I gravi episodi verificatisi hanno confermato la necessità di interventi urgenti di adeguamento del sistema elettrico, con particolare riferimento alla realizzazione ed al collegamento alla rete di nuovi impianti di produzione, alla rimozione dei vincoli di rete che impediscono il pieno sfruttamento degli impianti esistenti e previsti in futuro, al potenziamento della rete di interconnessione con l'estero.

A riguardo, la Legge 290/03 (di conversione del Decreto Legge 239/03) ha fissato nuovi indirizzi per la sicurezza di esercizio e lo sviluppo del sistema elettrico, prevedendo misure per l'effettivo incremento e per la remunerazione della capacità produttiva nazionale, per l'unificazione della titolarità e gestione della rete elettrica di trasmissione nazionale, per l'accelerazione e semplificazione dei provvedimenti autorizzativi per nuovi impianti di trasmissione dell'energia elettrica.

Inoltre l'approvazione della Legge 83/03 ha contribuito ad orientare le scelte dei soggetti operanti nel mercato della produzione ed a favorire uno sviluppo razionale del parco di generazione nazionale. Tale provvedimento ha infatti individuato come prioritari i progetti riguardanti centrali elettriche che comportano l'utilizzo di siti per i quali già esistono o sono state programmate adeguate infrastrutture di collegamento alla rete elettrica nazionale e quei progetti che contribuiscono a migliorare, anche localmente a livello regionale, l'equilibrio tra domanda ed offerta di energia elettrica.

5.2.2 Il processo di pianificazione del GRTN

Nel quadro normativo di liberalizzazione del settore elettrico introdotto dal D.Lgs. n. 79/99, non è più prevista una attività integrata ed unitaria di "pianificazione del sistema elettrico".

Lo sviluppo del parco di generazione viene infatti attuato in piena autonomia da ciascuna società di produzione essenzialmente sulla base delle proprie valutazioni di carattere economico, in modo non coordinato con gli altri "competitors" e senza tenere in considerazione le esigenze dei sistemi di trasmissione e di distribuzione.

D'altra parte lo sviluppo della rete di distribuzione in alta tensione viene attuato da ciascuna società di distribuzione con l'obiettivo di soddisfare la domanda di carico previsionale delle proprie utenze, nel rispetto delle condizioni di sicurezza, affidabilità e qualità del servizio di distribuzione. In tale contesto, è stata affidata al GRTN la responsabilità dello sviluppo della RTN, con l'obiettivo di garantire nel medio-lungo termine il trasporto, in condizioni di sicurezza, economicità ed affidabilità, della potenza prodotta dagli impianti di generazione attuali e previsti in futuro, verso i poli di distribuzione e di carico.

Con la descritta separazione delle attività, delle responsabilità e degli obiettivi di sviluppo, l'attività di pianificazione della RTN richiede un'attenta valutazione delle condizioni al contorno, dettate dalle esigenze spesso mutevoli e discordanti dei diversi operatori.

Il Decreto legislativo del 16 marzo 1999 n. 79, recependo ed attuando quanto indicato nella Direttiva 96/92/CE, prevede che il GRTN, nel deliberare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della RTN, persegue l'obiettivo della sicurezza e continuità degli approvvigionamenti.

Tale fondamentale obiettivo si attua anche attraverso l'azione pianificatoria del GRTN volta all'ottenimento della massima efficienza del servizio di trasmissione. Ciò comporta la riduzione dei possibili vincoli rappresentati dalle congestioni di rete, che potrebbero limitare la libera circolazione dell'energia elettrica dai poli di produzione (nazionali ed esteri) ai centri di carico.

In proposito l'art. 4 della Direttiva MAP del 21 gennaio 2000, indica come obiettivi dello sviluppo della RTN:

- il miglioramento dell'affidabilità e della qualità del servizio di trasmissione;
- la riduzione delle congestioni di rete;
- l'aumento dell'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione;
- il rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici.

Vanno inoltre tenuti in evidenza ulteriori obiettivi assegnati al GRTN nei vari provvedimenti emanati successivamente al gennaio 2000:

- promuovere la tutela dell'ambiente ("Disciplinare di Concessione" di cui al D.M. del 17 luglio 2000);

- formulare i piani di risanamento della RTN (D. Lgs. 22 febbraio 2001 n. 36).

Il "Disciplinare di Concessione" prevede che il Piano di Sviluppo sia definito anche sulla base:

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo;
- della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero, in funzione delle richieste di importazione ed esportazione di energia elettrica formulate dagli aventi diritto nell'anno corrente;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto;
- di eventuali richieste di interventi sulla RTN formulate dai proprietari degli impianti che costituiscono la RTN.

5.2.3 Criteri di pianificazione

Il nuovo assetto del settore elettrico rende particolarmente complessa l'attività di pianificazione. Gli elementi di incertezza riguardano soprattutto la localizzazione degli impianti di produzione nel futuro libero mercato dell'energia elettrica e lo sviluppo diretto delle interconnessioni con l'estero.

Per minimizzare i possibili rischi dovuti a tali aleatorietà, il sistema di trasmissione viene sviluppato adottando il più possibile soluzioni caratterizzate da un elevato livello di flessibilità e polivalenza.

Inoltre per far fronte all'incertezza sui tempi di realizzazione dei nuovi impianti di trasmissione programmati, dovuta in gran parte alle crescenti difficoltà autorizzative, le decisioni per la costruzione di nuove linee e di nuove stazioni di trasformazione devono essere prese con largo anticipo (almeno 5-7 anni).

L'attività di pianificazione dello sviluppo della RTN è effettuata dal GRTN con l'intento di assicurare, nel lungo periodo, la necessaria sicurezza, continuità e qualità del servizio e la contestuale minimizzazione dei costi, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici.

L'individuazione delle attività di sviluppo della RTN e la formulazione dei relativi interventi, è anche basata infatti su valutazioni tecnico-economiche che tengono conto, ove possibile, dei costi delle congestioni, delle perdite di rete, dell'impatto ambientale dei nuovi impianti, delle esigenze di interoperabilità delle reti interconnesse, della possibilità di incrementare la capacità di interscambio con l'estero, della necessità di disporre di nuova potenza di trasformazione, dell'opportunità di razionalizzare le esistenti reti in altissima ed alta tensione.

Specifici criteri basati sul rispetto delle condizioni di sicurezza, affidabilità ed economicità della rete di trasmissione sono inoltre adottati per la definizione delle soluzioni ottimali di connessione alla RTN di impianti di produzione, di distribuzione e di utilizzatori finali, oltre che per l'individuazione dei relativi rinforzi di rete.

5.2.4 La Valutazione Ambientale Strategica (V.A.S.)

La Valutazione Ambientale Strategica (V.A.S.) rappresenta uno strumento di analisi preventiva degli interventi previsti in attuazione di piani e programmi di vasta portata, con particolare riguardo alla loro sostenibilità ambientale complessiva.

Oltre ai riferimenti normativi già evidenziati e in base ai quali il Gestore, tra l'altro:

- assicura che le attività di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale avvengano anche nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici;
- concorre a promuovere, nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente, garantendo la sicurezza degli impianti;
- nel predisporre e aggiornare annualmente il Piano di Sviluppo, "chiede il parere delle Regioni interessate sugli aspetti di localizzazione di nuovi tratti di rete e di razionalizzazione dei percorsi o di eventuale dismissione dei tratti in esercizio",

Va ricordato un altro importante provvedimento che consiste nella Direttiva comunitaria sulla Valutazione Ambientale Strategica.

Il Parlamento Europeo ed il Consiglio hanno emanato, il 27 giugno 2001, la Direttiva 2001/42/CE "concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente", che dovrà essere recepita dai Paesi membri entro il 21 luglio 2004. La V.A.S., quindi, consiste essenzialmente in una valutazione preventiva degli interventi infrastrutturali previsti in piani e programmi, in relazione alla loro sostenibilità ambientale complessiva. La Direttiva prescrive la predisposizione di un Rapporto Ambientale, con la valutazione degli effetti significativi che l'attuazione del piano o programma potrebbe avere sull'ambiente.

Il corretto inserimento delle opere sul territorio e nell'ambiente richiede un diretto coinvolgimento delle Regioni e, tramite queste, delle Province e dei Comuni, naturali interlocutori del Gestore in considerazione delle competenze e responsabilità loro affidate.

Il GRTN ritiene pertanto auspicabile un confronto che abbia come finalità:

- lo scambio di informazioni e la conoscenza delle reciproche necessità;
- l'acquisizione della consapevolezza della necessità delle opere e dell'opportunità della loro collocazione sul territorio;
- la maturazione dell'accettazione sociale e l'individuazione delle criticità sociali e territoriali.

Tale approccio risulta particolarmente importante per gli impianti elettrici appartenenti alla RTN quali, pur configurandosi come opere necessarie all'intero sistema nazionale, richiedono, inevitabilmente, sacrifici territoriali e ambientali a porzioni limitate di popolazione. Il modello applicativo di con-

fronto per l'ottimizzazione della V.A.S. prevede principalmente, nell'ambito di Protocolli di intesa con le Regioni:

- la predisposizione di un Rapporto ambientale riportante i risultati dell'applicazione della V.A.S. agli interventi di maggior rilievo del Piano di Sviluppo della porzione di RTN regionale;
- l'analisi delle criticità e ricettività ambientale e territoriale delle aree interessate dagli interventi;
- l'analisi della sostenibilità del Piano di Sviluppo regionale;
- la concertazione delle possibili macro-localizzazioni (corridoi) con la Regione e gli Enti Locali (Province e Comuni) territorialmente interessati;
- l'espressione del parere regionale sulla localizzazione impianti, attraverso il giudizio di sostenibilità;
- l'agevolazione e lo snellimento delle procedure autorizzative degli interventi sottoposti a Valutazione Ambientale Strategica.

Tale iniziativa è mirata a perseguire la sostenibilità ambientale dell'intero insieme di interventi previsti dal GRTN nella Regione e descritti nel Piano di Sviluppo già approvato dal Ministero delle Attività Produttive, andando ad individuare, di concerto con la Regione e con le Amministrazioni locali, quelle porzioni di territorio più adatte ad ospitare le opere di maggior rilievo.

Lo strumento della V.A.S. può dunque permettere da parte delle Regioni la prevista espressione di un parere più consapevole e informato sul contenuto del Piano di Sviluppo, come previsto dal D.M. del 22 dicembre 2000.

Sono stati siglati protocolli di intesa con la Regione Piemonte (2002) e con le Regioni Calabria, Emilia Romagna e Lombardia (2003); in particolare quello con la Regione Piemonte ha portato alla predisposizione di un primo Rapporto Ambientale nel corso del 2003.

E' inoltre in corso di definizione un protocollo di intesa con la Regione Campania e sono stati avviati contatti in tal senso con Valle d'Aosta, Umbria, Marche, Basilicata, Sardegna e Sicilia.

5.2.4.1 Le fasi della metodologia

La metodologia applicata in Piemonte si articola principalmente in tre fasi:

- a) analisi della criticità territoriale;
- b) analisi della sostenibilità del Piano di Sviluppo;
- c) studio dei corridoi.

L'analisi della criticità territoriale prende origine dall'inquadramento ambientale e socio culturale dell'intero territorio regionale. E' infatti necessario disporre di elementi di natura ambientale, territoriale e socio-culturale, ad una scala di riferimento regionale, per poter collocare le opere previste dal Piano di Sviluppo in un contesto di cui si abbia una conoscenza adeguata. Tale inquadramento, derivante dalla sovrapposizione ragionata di cartografia te-

matica, è mirato ad individuare particolari situazioni in cui l'inserimento di una infrastruttura elettrica necessita di un approfondimento e un'attenzione particolari; situazioni dunque che presentino una qualche "criticità potenziale". I livelli di criticità sono da considerarsi come indicazioni di carattere generale e non come un divieto o una prescrizione.

L'analisi della sostenibilità del Piano di Sviluppo (seconda fase) è basata sull'applicazione di indicatori, opportunamente individuati, raggruppati secondo quattro indici, rappresentativi dei macro-obiettivi della sostenibilità: congruenza tecnica, congruenza economica, sostenibilità ambientale, sostenibilità sociale. Gli interventi previsti dal Piano di Sviluppo già approvato sono caratterizzati dagli indicatori precedentemente citati, i cui livelli di giudizio, aggregati in maniera adeguata, consentono di valutare il grado di sostenibilità complessiva del Piano di Sviluppo.

Lo studio dei corridoi, che rappresenta la terza ed ultima fase dello studio di V.A.S., è finalizzato ad individuare, per ogni intervento avente una implicazione territoriale significativa, porzioni di territorio all'interno delle quali è possibile realizzare le linee elettriche (aree di fattibilità) e successivamente quelle che più si prestano ad ospitare gli impianti previsti dal Piano di Sviluppo (corridoi). I criteri per l'individuazione dei corridoi, condivisi con la Regione e, attraverso essa, con gli Enti locali, sono basati su tre categorie: Esclusione, Repulsione, Attrazione. Le tre categorie sono articolate in livelli che facilitano la classificazione delle aree e la selezione del corridoio con il più elevato grado di compatibilità/sostenibilità ambientale, sociale, economica e tecnica. I corridoi così individuati sono sottoposti al processo concertativo con Regione/Enti locali per giungere ad una loro condivisione.

Le tre fasi della V.A.S., seppure distinte, sono sviluppate in modo che i risultati di una contribuiscano ad una migliore attuazione delle altre attraverso meccanismi virtuosi di feed-back.

5.2.4.2 I risultati della sperimentazione

La procedura V.A.S. è stata applicata agli interventi del Piano di Sviluppo della Regione Piemonte sulla base di un Protocollo d'Intesa siglato nel corso del 2002, come affermato dalla stessa Regione nell'ambito del parere espresso con apposita delibera di Giunta del 14 luglio 2003 n.26-9934, il Rapporto Ambientale inviato dal GRTN unitamente al Piano di Sviluppo, ha costituito "un utile strumento di approfondimento" delle ricadute degli interventi pianificati di sviluppo della rete sulla programmazione ambientale e territoriale.

A conclusione della prima applicazione della procedura V.A.S. al Piano di Sviluppo regionale, sono stati prodotti due i documenti: il "Rapporto ambientale", contenente gli aspetti localizzativi e di sostenibilità degli interventi e la "Sintesi Tecnica", sintetica descrizione delle motivazioni che hanno reso necessaria la pianificazione degli interventi riportati nel Piano di Sviluppo.

Come già accennato, la procedura di V.A.S. ha permesso alla Regione, attraverso l'analisi dei risultati delle diverse fasi dello studio precedentemente descritte, di esprimere il giudizio di sostenibilità con una migliore consapevolezza dello strumento programmatico (Piano di Sviluppo) adottato dal GRTN e con riferimento alle caratteristiche ambientali e territoriali delle aree da esso interessate. In particolare risulta evidente come l'Amministrazione Regionale, anche per quanto riguarda gli aspetti di localizzazione dei nuovi tratti di rete, sia stata facilitata nella espressione del parere di competenza.

In generale l'applicazione della procedura V.A.S. ha mostrato una significativa valenza anche nelle stime sulla prefattibilità di particolari progetti di rinforzo della rete, individuati ma non ancora perfezionati dal GRTN. Grazie ad essa infatti possono essere acquisite, già nella fase pianificatoria, maggiori certezze sulla realizzabilità delle soluzioni di sviluppo ancora in fase di studio, con particolare riferimento alla loro accettabilità sociale e compatibilità ambientale.

Inoltre, la concertazione dei corridoi crea i presupposti affinché gli aspetti localizzativi possano essere tenuti in conto nella pianificazione territoriale e urbanistica, favorendo quindi una prima attuazione della auspicata armonizzazione tra la pianificazione elettrica e quella territoriale-ambientale. Ne consegue che per un'opera collocata all'interno di un'area che, anche secondo le amministrazioni locali, presenta i requisiti idonei ad ospitarla, la procedura autorizzativa non potrà che essere più agevole e semplificata, nonché meno incerta nei tempi di autorizzazione.

I risultati incoraggianti raggiunti nella sperimentazione con la Regione Piemonte hanno indotto a prevedere l'estensione della procedura a tutto il territorio nazionale.

A questo riguardo l'approccio che si sta mettendo a punto prevede lo sviluppo e l'articolazione della V.A.S. in due livelli.

Un primo livello, nazionale, che prevede il coinvolgimento di Amministrazioni regionali e Organismi centrali, nel quale l'esperienza acquisita a livello regionale contribuirà a definire metodologia e una specifica collaborazione con il Ministero dell'Ambiente.

Un secondo livello, regionale, con l'estensione graduale della VAS ai diversi contesti, mediante strumenti concertativi (i protocolli di intesa già siglati o in via di definizione).

5.2.5 Piano di sviluppo 2004

La Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) ha una struttura che percorre interamente la penisola italiana e presenta caratteristiche, in termini di consistenza dei diversi elementi, differenziate nelle diverse aree del territorio. La rete viene utilizzata per trasportare energia elettrica dai punti di immissione ai punti di prelievo, anch'essi distribuiti in maniera differenziata in

termini di consistenza sul territorio. La distribuzione dei punti di immissione e dei punti di prelievo determina i flussi di energia sulla RTN adibita al trasporto di tali flussi al fine di assicurare la disponibilità della fornitura del servizio elettrico sull'intero territorio.

Un esempio evidente di tale funzione di trasporto è la trasmissione dell'energia importata dalla frontiera nord del Paese, che rappresenta il 16% delle immissioni di energia in rete (rispetto al fabbisogno totale) ma che solo in parte viene consumata in tale area mentre per la restante parte deve essere trasferita al centro e al sud del Paese.

Un requisito indispensabile per consentire la gestione e l'esercizio della trasmissione dell'energia secondo le condizioni di sicurezza è una adeguata magliatura.

La rete a 380 e 220 kV, che costituisce la spina dorsale della trasmissione, presenta caratteristiche di media magliatura nel Centro Italia con l'eccezione della dorsale adriatica all'altezza delle regioni Marche-Abruzzo-Molise, in corrispondenza delle quali la scarsità di centrali installate e la presenza di un'unica lunga direttrice a 380 kV possono determinare situazioni di criticità nella gestione della rete di trasmissione. La rete a 220 kV è poco presente in tale area; la rete di subtrasmissione a 132 kV, infine, è gestita prevalentemente con modalità magliata.

Questa criticità di tipo strutturale viene costantemente evidenziata nei rapporti del GRTN che ha in corso e in previsione una serie di interventi per ridurre i rischi di interruzione del servizio nell'area interessata. In Figura 5.6 sono rappresentate la rete a 380 kV e quella a 220 kV nel Centro Italia.

A motivo delle caratteristiche e della configurazione della RTN, in alcune situazioni di esercizio si possono determinare delle strozzature nello scambio tra immissioni e prelievi dovute a limiti della capacità di trasporto di energia tra o all'interno delle diverse aree geografiche. Nella Figura 5.7 vengono riportati i saldi degli scambi di energia registrati sulla rete per l'anno 2001 nelle diverse aree geografiche del Paese.

Si tenga presente, inoltre, che in alcuni periodi dell'anno, caratterizzati da fermate di gruppi termoelettrici per manutenzione, i flussi di energia presenti al centro-sud dell'Italia possono invertirsi fino a provocare congestioni di energia che sale verso il centro-nord della penisola. Avendo la rete elettrica di trasmissione nazionale una struttura longitudinale, è possibile che, in particolari situazioni di esercizio, si creino congestioni sulla rete di trasporto dei flussi di energia elettrica.

Nell'ottica di garantire nei mercati della produzione e della vendita di energia condizioni di concorrenza allocativamente e produttivamente efficienti anche in presenza di vincoli nelle funzioni intermedie di trasporto è importante conoscere le principali strozzature e i vincoli agli scambi che si registrano in situazioni normali di esercizio della RTN a motivo delle caratteristiche del sistema elettrico nazionale e della distribuzione degli impianti sul territorio.

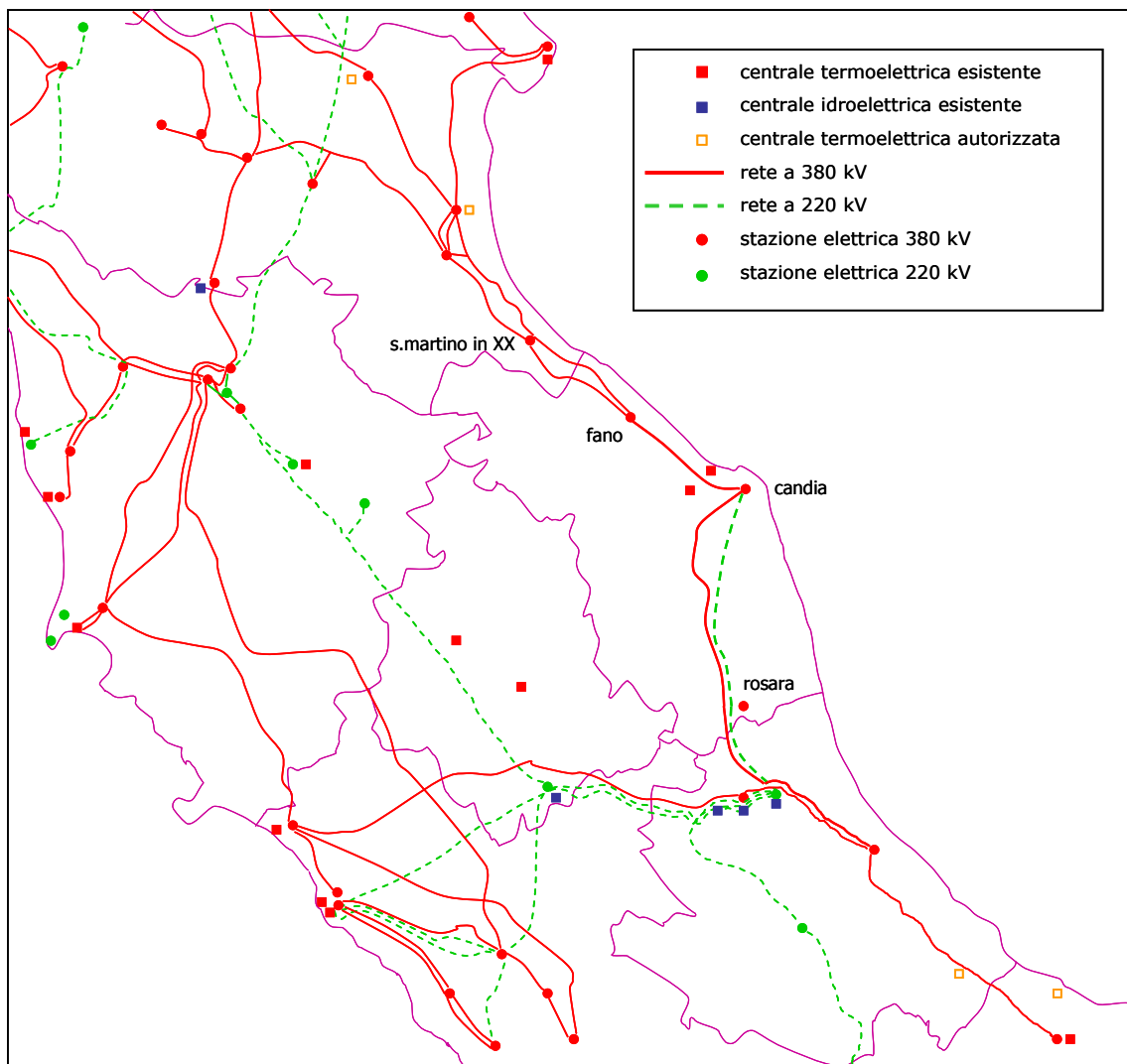


Fig. 5.6 – rete di trasmissione a 380 kV e a 220 kV nel Centro Italia (fonte GRTN)

Il Gestore ha individuato le aree critiche del territorio in cui si verificano i principali problemi tecnici di trasmissione dell'energia dovuti a flussi di energia (interscambi) che si verificano per via dei saldi tra fabbisogno e produzione (importazione o esportazione tra e nell'ambito di ogni singola area a motivo della presenza dei cosiddetti "poli di produzione limitata") al fine di tenere sotto controllo la sicurezza del sistema elettrico, assicurando l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica sull'intera rete.

5.2.6 Limiti alla capacità di trasporto sulla RTN

Il Gestore analizza i limiti massimi della capacità di trasporto sulla RTN al fine di tenere sotto controllo la sicurezza del sistema elettrico, assicurando l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica sull'intera rete.

Alla luce di una situazione tipica di esercizio e dei relativi flussi di energia elettrica sul territorio e degli interscambi tra le diverse zone geografi-

che, viene studiato il comportamento del sistema elettrico in presenza del distacco di ogni singola componente.

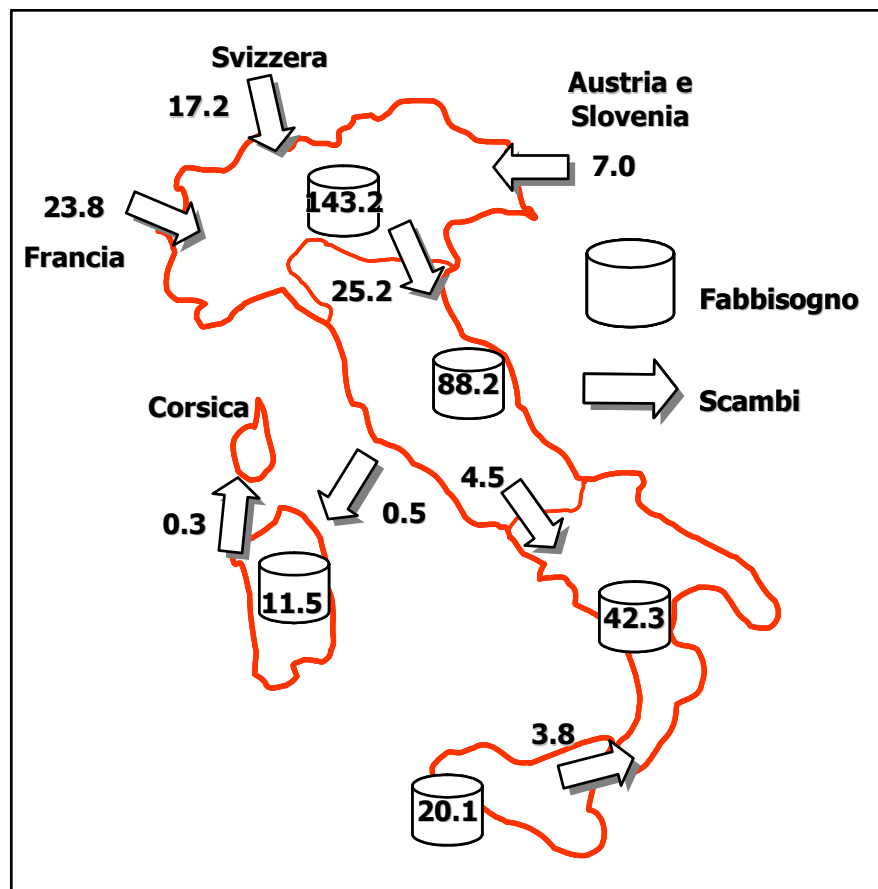


Fig. 5.7 – saldi fra gli interscambi di energia nelle diverse aree geografiche (valori in TWh, fonte GRTN)

Il valore massimo della capacità di trasporto è quindi calcolato sulla base del valore limite che consente di mantenere il sistema in condizioni di sicurezza.

Oltre ai vincoli derivanti dall'interscambio di energia elettrica tra aree sono state individuate, all'interno di ciascuna area, aree di produzione locale denominate "poli di produzione limitata", che costituiscono delle zone virtuali, la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. I vincoli restrittivi sulla produzione massima dei poli di produzione saranno eliminati a seguito dello sviluppo della rete elettrica locale o nelle aree limitrofe e in via transitoria potranno essere contenuti o possibilmente annullati ricorrendo a dispositivi di telescatto sulle unità di produzione in questione.

L'individuazione delle zone geografiche nasce dall'analisi della struttura della Rete di trasmissione a 380 e 220 kV, dei flussi di potenza che, nelle situazioni di esercizio più frequenti, interessano tali collegamenti, dalla dislocazione delle centrali di produzione sul territorio nazionale e dalle importazioni di energia dall'estero.

La struttura della Rete di Trasmissione Nazionale si presenta piuttosto magliata nell'area nord ed è caratterizzata da dorsali sul versante tirrenico e su quello adriatico, tra loro interconnesse da collegamenti trasversali. L'interconnessione con la Sicilia e la Sardegna è assicurata, rispettivamente, da un collegamento in cavo marino a 380 kV in corrente alternata e da un collegamento triterminale a 200 kV in corrente continua.

Tale struttura presenta delle "sezioni" (intese come linee ideali che separano la rete in più parti) lungo le quali, in determinate condizioni di esercizio, risulta maggiormente probabile che possano verificarsi congestioni di rete. In generale si dice che la sezione è "strutturalmente critica" se:

- lo è intrinsecamente, se cioè esistono degli assetti di produzione interni alle zone per i quali la Rete di trasmissione non permette in condizioni di sicurezza, anche con tutti gli elettrodotti in servizio, il libero transito di energia tra aree adiacenti;
- lo diventa, a seguito di indisponibilità dovuta alla messa in manutenzione di una o più linee.

Tale sezione risulta poi operativamente critica quando la potenza su di essa transitante è superiore a un valore di soglia prefissato in base alla configurazione delle linee disponibili, costituenti la sezione.

Queste sezioni sono oggetto, peraltro, di possibili azioni di controllo effettuate da dispositivi automatici aventi come obiettivo quello di ristabilire uno stato di funzionamento sicuro della rete a seguito di una serie di eventi di rete prevedibili e prestabiliti. Su tali sezioni è stata posta l'attenzione del Gestore nella programmazione degli interventi per la modernizzazione e il potenziamento della rete nazionale.

Considerando diverse situazioni della rete elettrica, in relazione ai diversi periodi dell'anno estivi e invernali, il Gestore ha verificato i limiti alla capacità di trasporto sulla RTN intra e tra le diverse aree territoriali.

La rete dell'area settentrionale del Paese è interconnessa con l'estero e collegata all'area centro-settentrionale dalle linee riportate di seguito che vengono suddivise in base alle aree geografiche (da nord verso sud) di cui vengono segnalate le principali caratteristiche elettriche:

linee a 380 kV

La Spezia - Marginone
La Spezia - Acciaiollo
Bargi - Calenzano
Forlì - Fano
S.Martino in XX - Fano

linee a 220 kV

La Spezia - Avenza 1
La Spezia - Avenza 2
Colunga - Casellina
Edison Tavazzano - Sarmato

Questa sezione è caratterizzata generalmente da flussi di potenza squilibrati verso la dorsale adriatica (Forlì - Fano, S.Martino in XX -Fano,

Fano - Candia) con frequenti condizioni di criticità in termini di congestioni. Tali squilibri sono dovuti alla presenza di grandi impianti di produzione termoelettrici distribuiti lungo la dorsale tirrenica (Montalto, Torrevaldaliga Nord e Sud, Piombino, La Spezia) mentre la dorsale adriatica risulta ancora essenzialmente alla produzione degli impianti di P. Tolle e del polo di produzione di Brindisi. Questa dislocazione delle produzioni produce sostanzialmente dei flussi di potenza da sud verso nord sulla dorsale tirrenica e da nord verso sud sulla dorsale adriatica, per cui la capacità limite di trasporto dell'area nord in importazione assume un valore diverso dalla capacità limite di trasporto in esportazione.

L'evento più gravoso per la sezione è rappresentato dallo scatto della linea a 380 kV Fano - Candia che, in particolari condizioni di transito, può generare forti degradi di tensione su tutta la dorsale adriatica.

L'area centro-settentrionale è, inoltre, connessa con l'area centro-meridionale attraverso i seguenti collegamenti:

linee a 380 kV	Suvereto - Montalto 1 Suvereto - Montalto 2 Poggio a Caiano - Roma Nord Rosara - Villanova
----------------	--

linee a 220 kV	Rosara - Montorio Villavalle - Provvidenza 1 Villavalle - Provvidenza 2 Villavalle - Roma Nord Villavalle - S.Lucia
----------------	--

Essa risulta inoltre interconnessa con la Sardegna e la Corsica attraverso il cavo a 200 kV in c.c.. La sezione interessante l'interconnessione tra centro-nord e centro-sud risulta interessata da elevati flussi di potenza squilibrati sulle dorsali, presentando caratteristiche analoghe alla sezione precedente in termini di congestioni. In particolare si manifestano degradi di tensione su alcuni nodi della rete centro-nord a seguito del fuori servizio di una delle linee a 380 kV Rosara - Villanova o Poggio a Caiano - Montalto.

I transiti e le tensioni sulla dorsale adriatica risultano funzione delle produzioni degli impianti termoelettrici di Falconara (API), Jesi (SADAM) e della produzione idroelettrica del Vomano. La presenza degli impianti termoelettrici di Montalto, Torrevaldaliga Nord e Sud e Piombino condizionano in particolare la distribuzione dei flussi di potenza sulle linee che costituiscono la dorsale tirrenica.

In base alle sezioni di rete locali risultate strutturalmente critiche, è stato individuato il polo di produzione limitata di Piombino, in relazione ai transiti tra l'area centro-settentrionale e l'area centro-meridionale.

Per far fronte a queste ed alle altre criticità della rete il GRTN ha in essere e in previsione una serie di interventi di potenziamento e razionalizzazione che hanno l'obiettivo di migliorare la capacità e l'assetto della RTN

tenendo conto dell'evoluzione del fabbisogno di energia elettrica e delle connessioni alla rete da parte dei diversi utilizzatori, nonché dell'esigenza di ridurre l'impatto sull'ambiente della RTN stessa. Tali attività si riferiscono sostanzialmente alla:

- 1) realizzazione di nuovi elettrodotti, potenziamento e riclassamento di linee esistenti;
- 2) realizzazione di nuove stazioni di trasformazione/smistamento e potenziamento di stazioni esistenti (stalli, trasformatori, smistamenti e condensatori di rifasamento).

5.2.7 Interventi programmati nella regione Marche

Per quanto riguarda la situazione marchigiana diversi sono gli interventi che sono stati programmati.

La regione Marche si caratterizza per un elevato carico elettrico, soprattutto nella fascia costiera. Tale carico è alimentato attualmente per una parte dalla produzione locale (centrali di Falconara e Jesi) e per la maggior parte è soddisfatto dall'importazione dalle regioni limitrofe e trasmesso ai nodi di carico attraverso la rete AAT e AT.

La realizzazione di una **nuova stazione tra Ancona e Ascoli Piceno** nella provincia di Macerata verrà a soddisfare la crescente richiesta di potenza in tutta la fascia costiera medio adriatica, che impegna notevolmente le attuali linee a 132 kV, soprattutto nel periodo estivo, e ridurrà l'esigenza di dover realizzare nuove ulteriori linee a 132 kV in uscita dalle stazioni elettriche di Candia (AN) e Rosara (AP). Nell'area nelle vicinanze della cabina di Abbadia è già presente una notevole concentrazione di linee a 132 kV per cui la realizzazione della nuova stazione in questa area comporta un limitato impatto ambientale e trovandosi in una posizione baricentrica rispetto al carico permetterà di garantire una alimentazione adeguata della rete e la necessaria sicurezza di esercizio. L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "**Stazione di Abbadia (MC)**".

Inoltre, per quanto indicato precedentemente, detta stazione (da equipaggiare direttamente con 2 ATR 380/132 kV) dovrà essere in futuro maggiormente ancorata alla rete a 380 kV. E' pertanto allo studio l'individuazione del tracciato ottimale, dal punto di vista ambientale, di un futuro **terzo elettrodotto a 380 kV** che dalla nuova stazione si interconetterà alla rete a 380 kV dell'Italia centrale. Il sito della stazione potrà essere individuato, seguendo il tracciato delle due linee a 132 kV "Valcimarra - Abbadia C.P.", in un'area compresa tra la linea 380 kV "Candia - Rosara" e l'attuale cabina primaria di Abbadia. Pertanto i raccordi a 380 kV per l'inserimento della nuova S.E. in entra-esce sulla linea "Candia - Rosara", da realizzare su terne separate, saranno più o meno estesi a secondo della localizzazione che verrà individuata per la stazione in prossimità o dell'elettrodotto a 380 kV o della cabina.

La Regione infatti si caratterizza per un elevato carico soddisfatto in massima parte dall'importazione di energia elettrica dalle Regioni limitrofe e

trasmessa ai centri di carico attraverso un'unica arteria di trasmissione a 380 kV. Su tale arteria si attestano le stazioni di Fano, Candia, Rosara e la futura stazione di Abbadia, prevista in provincia di Macerata, cui corrispondono rispettivamente i carichi delle province di Pesaro, Ancona, Ascoli e Macerata. Il futuro elettrodotto permetterà, quindi, di rendere più flessibile e sicura la fornitura di energia elettrica all'intera Regione.

Alla nuova S.E. saranno collegate in entra-esce le due linee appartenenti alla RTN "Valcimarra – Abbadia C.P.", i cui tronchi di linea nel tratto compreso tra la nuova S.E. e l'esistente C.P. di Abbadia saranno potenziati per poter alimentare adeguatamente la rete di trasporto in AT dell'area.

Per esigenze di esercizio della rete, in attesa dell'entrata in servizio della nuova stazione a 380 kV, si ritiene opportuno installare transitoriamente nell'area di Abbadia un **ATR 220/132 kV** (di recupero) derivato rigidamente dalla linea a 220 kV "Candia – Rosara", utilizzando eventualmente l'ATR oggi installato a Rosara se le condizioni di esercizio lo permetteranno.

Inoltre, per migliorare l'esercizio in sicurezza della rete in AT, assicurare la continuità del servizio di alimentazione del carico della provincia di Ancona e ottimizzare la gestione della rete stessa è programmata la realizzazione di un **secondo sistema di sbarre a 132 kV nella stazione elettrica di Candia**. Al nuovo sistema di sbarre, da realizzarsi nell'area resa libera in stazione dallo smantellamento della sezione a 220 kV, si attesterà il terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA attualmente presente in stazione come riserva pronta.

Per il tronco della linea "Colunga - Candia" compreso tra le stazioni elettriche di Camerata Picena e Candia è previsto il declassamento a 132 kV e la costruzione dei raccordi alle due stazioni, al fine di ottenere il collegamento 132 kV "Candia - Camerata Picena S.E.". Una volta completato tale collegamento sarà dismessa dalla RTN la linea 132 kV "Camerata P. - Candia" (n.164) caratterizzata da conduttori in rame da 117 mmq. Nelle stazioni di Camerata e Candia potranno essere utilizzati gli stalli e gli accessi della linea da dismettere. L'elettrodotto "Camerata Picena - S. Lazzaro" (in CU 117) verrà scollegato dalla S.E. di S. Lazzaro e raccordato alla C.P. Fossombrone previa realizzazione dell'apposito stallo da parte di ENEL Distribuzione proprietaria della C.P. Ciò consentirà di dismettere la stazione 132 kV di S. Lazzaro ormai obsoleta.

Successivamente e in correlazione alla connessione della C.P. S. Clemente in Emilia Romagna il tratto della linea "Candia - Colunga" compreso tra la stazione S. Martino in XX (RN) e il confine regionale verrà declassato a 132 kV e raccordato alla C.P. di Colbordolo (PS), previa realizzazione dell'apposito stallo da parte di ENEL Distribuzione.

A questo vanno aggiunti alcuni importanti interventi di breve periodo come la **stazione 380 kV di Fano** (PS) (maggio 2004). Il carico alimentato dalla S.E. di Fano ha ormai raggiunto, soprattutto nel periodo estivo, livelli tali (400 MW circa complessivi) che l'utilizzo del 3° ATR 380/132 kV da 250 MVA - attualmente con funzione di riserva - sta diventando sempre più fre-

quente. Quindi nei tempi strettamente necessari verrà predisposta la sezione a 132 kV per l'esercizio su 3 sistemi separati di sbarre e resa permanente l'installazione del 3° ATR.

Il secondo intervento a breve termine (dicembre 2005) è costituito dalla **connessione 132 kV C.P. Fabriano B.go Tufico** (AN) tramite l'inserimento in entra-esce della futura C.P. di Fabriano B.go Tufico (AN) di ENEL Distribuzione sulla linea 132 kV "Matelica - Fabriano". La nuova C.P. adotterà uno schema in soluzione completa.

6. SCENARI DI EVOLUZIONE AL 2015

6.1 IL FABBISOGNO AL 2015

Per la valutazione dei fabbisogni di energia e delle possibili coperture da oggi al 2015 si sono utilizzati due scenari che verosimilmente accolgono all'interno della loro forbice ogni possibile evoluzione del quadro energetico marchigiano.

Il primo scenario, "inerziale", è in buona sostanza la prosecuzione dell'andamento tendenziale del quadro relativo al decennio scorso. Il secondo scenario, che si definirà "virtuoso", ha come presupposto l'ottenimento di tutte le misure di contenimento dei consumi ampiamente descritte nel documento sul governo della domanda di energia.

6.1.1 Scenario "inerziale"

Lo scenario "inerziale" prende a riferimento un andamento del contesto economico, sociale e tecnologico analogo a quello vissuto negli anni '90, da "business as usual", e tiene conto delle seguenti variabili per definire i tassi di variazione attesi per i consumi finali relativi alle singoli fonti ed ai singoli settori di utilizzo:

- consumi energetici per fonte e per impiego nel decennio precedente;
- parametri macroeconomici nazionali e regionali;
- parametri demografici;
- dati strutturali (edilizia, trasporti, etc.);
- intensità energetiche per settore e per fonte e consumi specifici.

La metodologia usata ricalca quella impiegata dall'ENEA per analoghe proiezioni. Nello specifico si è ipotizzato che il PIL regionale cresca di un tasso annuo costante pari al 2.5% (contro il 2% medio annuo che ha caratterizzato la crescita del PIL regionale negli anni '90), che non vi sia crescita demografica ma che vi sia un aumento nel numero delle famiglie.

Negli anni '90 ad una crescita media del PIL regionale pari al 2% annuo ha corrisposto un incremento medio del 4% per i consumi complessivi di energia elettrica. Per il prossimo decennio, e solo per i consumi industriali di energia elettrica, si è mantenuto un tasso di crescita del 3.5% anche in presenza di una crescita del PIL più sostenuta per tener conto del fisiologico miglioramento nelle tecnologie e nelle efficienze.

Per gli altri consumi industriali si è assegnata un'elasticità pari al 60%, considerando quindi un incremento annuo dell'1.5% ai consumi industriali da altre fonti.

Nel settore dei trasporti si attribuisce una crescita "inerziale" sostenuta (2% annuo) sia ai combustibili gassosi che ai combustibili liquidi i quali, in valore assoluto, costituiscono già il maggior contributo unitario a tutto il bilancio energetico regionale.

Il settore civile, che ingloba il terziario e il residenziale per i quali sono ipotizzabili tassi di crescita leggermente diversi, contribuisce alla crescita dei consumi con un aumento del 2% di energia elettrica, dovuto soprattutto alla sempre più diffusa penetrazione del condizionamento dell'aria, e dell'1% dei combustibili gassosi.

Il risultato finale dello scenario "**inerziale**" è riportato nella Tabella 6.1.

	combustibili solidi			prodotti petroliferi			combustibili gassosi			energia elettrica			TOTALE		
	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)
agric. e pesca	0	0	0.0	99	99	0.0	0	0	0.0	9	11	2.0	108	110	0.2
industria	22	26	1.5	48	57	1.5	483	577	1.5	297	449	3.5	850	1110	2.2
trasporti	0	0	0.0	1182	1499	2.0	168	213	2.0	17	19	1.0	1367	1731	1.8
civile	23	23	0.0	179	202	1.0	579	652	1.0	264	335	2.0	1045	1212	1.2
TOTALE	45	49	0.7	1508	1689	1.6	1230	1443	1.2	587	814	2.5	3369	4163	1.6

Tab. 6.1 – Proiezione dei consumi finali regionali al 2015 scenario "**inerziale**" (i delta sono annuali)

6.1.2 Scenario "**virtuoso**"

Lo scenario "**virtuoso**" è essenzialmente basato sull'analisi della domanda di energia e dei possibili interventi per il suo governo già ampiamente descritti nel documento n. 4 del PEAR "Governo della domanda di energia".

In estrema sintesi da quegli interventi è possibile attendersi, nella migliore delle ipotesi, i risultati riportati nella seguente Tabella 6.2.

	energia termica	energia elettrica	
	[tep]	[ktep]	[GWh]
agricoltura e pesca	-	2.4	27.9
industria	31.9	56.8	660.5
trasporti	256.8	4.1	47.7
civile	139.9	64.3	747.7
interventi in edilizia	66.2		
TOTALE	494.8	127.6	1483.8

Tab. 6.2 – Riepilogo dei possibili risparmi energetici al 2015

Tutti i risparmi sopra elencati sono stati sottratti ai consumi finali dello scenario "**inerziale**" per ottenere lo scenario "**virtuoso**". Il risultato finale dello scenario "**virtuoso**" è riportato nella Tabella 6.3.

	combustibili solidi			prodotti petroliferi			combustibili gassosi			energia elettrica			TOTALE		
	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)
agric. e pesca	0	0	0.0	99	99	0.0	0	0	0.0	0.0	9	0.0	108	108	0.0
industria	22	26	1.5	48	55	1.1	483	547	1.0	3.7	392	2.2	850	1020	1.4
trasporti	0	0	0.0	1182	1262	0.5	168	193	1.1	-1.4	15	-1.0	1367	1470	0.6
civile	23	23	0.0	179	182	0.1	579	466	-1.7	0.6	271	0.2	1045	942	-0.8
TOTALE	45	49	0.8	1508	1598	0.5	1230	1206	-0.2	2.2	687	1.2	3369	3539	0.4

Tab. 6.3 – Proiezione dei consumi finali regionali al 2015 scenario "virtuoso"(i delta sono annuali)

Valutando i delta annuali dello scenario "virtuoso" rispetto allo scenario "inerziale" si vede che gli interventi proposti provocano un calo del consumo di energia all'incirca pari all'1% annuo, in linea con quanto auspicato dalla proposta di Direttiva Europea "sull'efficienza negli usi finali dell'energia e sui servizi energetici".

Naturalmente lo scenario "virtuoso" costituisce un obiettivo che può essere raggiunto solo attraverso il dispiegamento di adeguate risorse umane ed economiche.

6.2 LO SCENARIO AL 2015 PER L'ENERGIA ELETTRICA

Ripetendo da questi presupposti lo schema logico che ha portato a definire le proiezioni al 2015 si ottiene, per i consumi finali elettrici, il quadro riportato in Tabella 6.4 relativo agli scenari "inerziale" e "virtuoso".

Una **piccola differenza nelle variazioni annuali** è dovuta al fatto che **per i soli consumi di energia elettrica è stato possibile prendere a riferimento l'anno 2003 anziché l'anno 2002** preso a riferimenti per i consumi complessivi (e quindi anche per l'energia elettrica) nel paragrafo precedente.

			scenario "inerziale"		scenario "virtuoso"	
	1991 [GWh]	2003 [GWh]	2015 [GWh]	Δ annuale (%)	2015 [GWh]	Δ annuale (%)
agricoltura e pesca	71	110	133	1.6	105	-0.4
industria	1971	3600	5218	3.1	4558	2.0
trasporti	154	210	223	0.5	175	-1.5
civile	2215	3192	3893	1.7	3145	-0.1
TOTALE	4411	7112	9467	2.4	7983	1.0

Tab. 6.4 – Proiezione dei consumi elettrici finali regionali al 2015 scenari "inerziale" e "virtuoso"

Le proiezioni sulle disponibilità lorde, su cui vanno basate tutte le considerazioni sulla copertura dei fabbisogni, sono state calcolate sommando ai consumi finali le perdite e vengono riportate in Tabella 6.5 e, graficamente, in Figura 6.1.

	1991	2003	2015 "inerziale"	2015 "virtuoso"
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
consumi elettrici finali	4411	7112	9467	7983
perdite per trasmissione e distribuzione	360	718	800	720
TOTALE	4771	7830	10267	8703

Tab. 6.5 – Proiezione dei fabbisogni lordi di energia elettrica al 2015
scenari "inerziale" e "virtuoso"

Si tenga presente che nel calcolo delle **disponibilità lorde** complessive in ktep al settore elettrico erano state imputate anche le perdite energetiche per la trasformazione da combustibili fossili ad energia elettrica. Qui si sono considerate invece solamente le perdite di trasmissione e distribuzione.

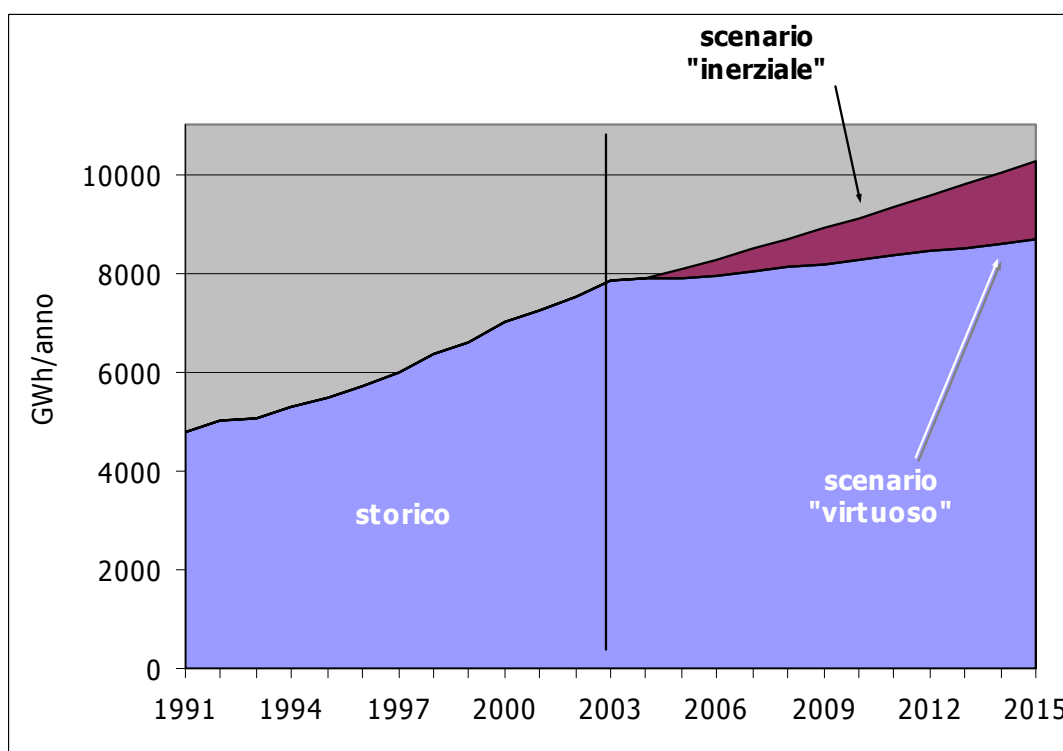


Fig. 6.1 – Proiezioni sulle disponibilità lorde necessarie al 2015
secondo gli scenari "inerziale" e "guidato"

6.2.1 Soluzioni per la copertura dei fabbisogni

La valutazione dell'offerta regionale di energia elettrica non può che prendere le mosse dalla situazione attuale, che però non è correttamente dipinta dal bilancio energetico in quanto quest'ultimo non può ancora mettere in conto i contributi delle centrali turbogas di Falconara (API) e Jesi (SADAM)

Per proiettare la situazione attuale al 2015 occorre pertanto aggiungere alla produzione congiunta di idroelettrico e termoelettrico del 2000

(prima dell'entrata in funzione delle due turbogas CIP 6/92) la producibilità attesa a pieno regime dalle due centrali (2000 GWh/anno per la centrale di Falconara e 1000 GWh/anno per la centrale di Jesi); questa situazione è rappresentata dalla Tabella 6.6 e nella Figura 6.2.

Secondo questi scenari il deficit elettrico regionale da qui al 2015 oscillerà tra il 46 e il 59%.

anno	produzione elettrica al 2000 [GWh]	produzione attesa dalle centrali di Falconara e Jesi [GWh]	fabbisogno lordo secondo lo scenario "inerziale"		fabbisogno lordo secondo lo scenario "virtuoso"	
			[GWh]	deficit (%)	[GWh]	deficit (%)
2004	1254	3000	7890	46	7870	46
2005	1254	3000	8080	47	7879	46
2006	1254	3000	8275	49	7955	47
2207	1254	3000	8474	50	8032	47
2008	1254	3000	8679	51	8110	48
2009	1254	3000	8888	52	8188	48
2010	1254	3000	9103	53	8267	49
2011	1254	3000	9322	54	8347	49
2012	1254	3000	9547	55	8428	50
2013	1254	3000	9777	56	8510	50
2014	1254	3000	10013	58	8592	50
2015	1254	3000	10267	59	8703	51

Tab. 6.6 – Confronto fra la producibilità elettrica allo "statu quo" ed i consumi lordi previsti

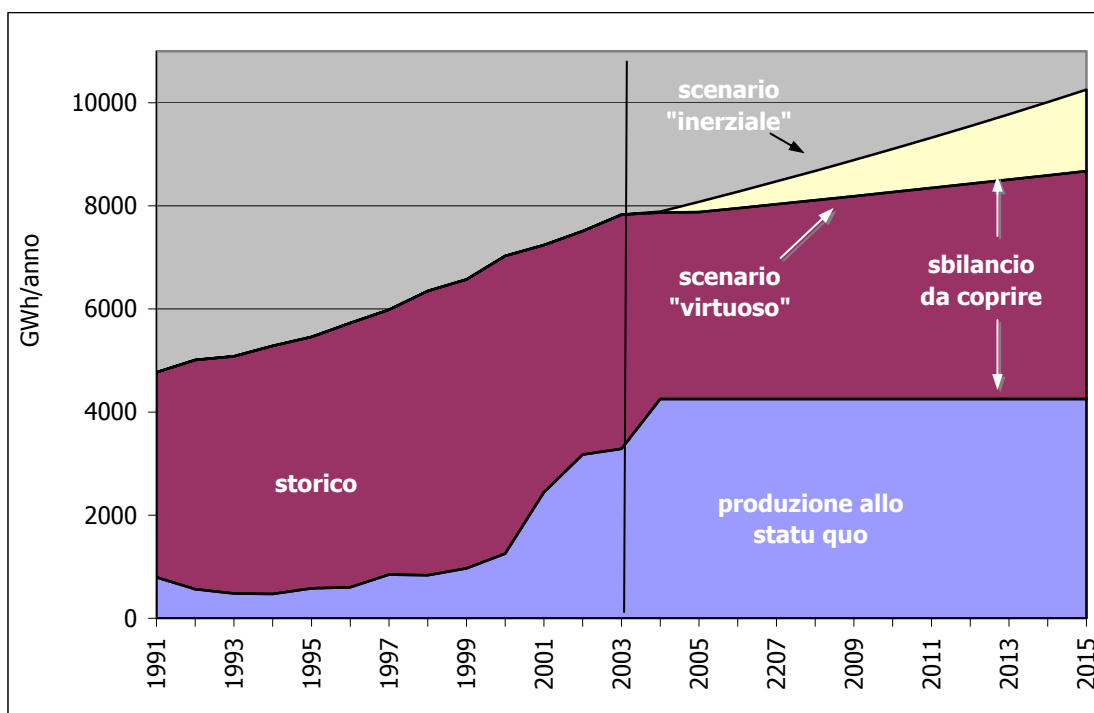


Fig. 6.2 – Confronto fra la producibilità elettrica allo "statu quo" ed i consumi lordi previsti

Mettendo in conto tutti gli interventi di risparmio presentati al documento 5 del PEAR "Governo della domanda di energia" e tutti gli interventi di adeguamento della offerta presentati nel documento 6 del PEAR "Governo della offerta di energia" **è possibile delineare uno scenario compatibilmente indirizzato verso l'azzeramento tendenziale del deficit elettrico al 2015.**

Questo quadro, unito al permanere del surplus nel comparto dei prodotti petroliferi, mette le Marche in una posizione del tutto compatibile con il contesto energetico nazionale. E ciò in un quadro connotato da un forte impegno nella realizzazione di consistenti risparmi energetici, nell'impiego delle fonti rinnovabili di energia e nello sfruttamento razionale dei combustibili fossili, strumenti tutti indispensabili per ottemperare all'obiettivo di ridurre le emissioni di gas climalteranti.

7. LE ATTIVITA' DI RICERCA

7.1 PROBIO

L'integrazione d'uso dei combustibili fossili con i biocombustibili, cioè biomasse o prodotti derivanti dalle biomasse aventi caratteristiche fisico-chimiche tali da renderli utilizzabili in processi di combustione o altra trasformazione termochimica, è uno dei mezzi individuati dalla Conferenza di Kyoto per ridurre la quantità delle emissioni gassose in atmosfera.

Nel settore primario, l'utilizzo di biomassa quale combustibile determina lo spostamento, anche se minimo rispetto alla situazione complessiva, della produzione di energia grezza dall'ambito estrattivo a quello agricolo – tradizionalmente avente soltanto un ruolo di "utilizzatore di energia"- coinvolgendo attori e organizzazioni produttive differenti e determinando nuovi insiemi di opportunità ma anche di problematiche.

Per pilotare e favorire l'attuarsi di cambiamenti e di adeguamenti necessari per promuovere la produzione di energia da biomasse e il suo utilizzo, in Italia è stato varato il programma **PROBIO**, volto a stimolare i diversi soggetti della filiera agro-energetica mediante azioni dimostrative e divulgative con forte caratterizzazione territoriale.

In tale contesto normativo sono stati finanziati 18 progetti, tra cui il progetto interregionale "**Filiere biocombustibili dal girasole**" che vede la **Regione Marche**, capofila, lavorare con le Regioni Emilia Romagna e Veneto. Per piena soddisfazione dello spirito del programma, che vuole valorizzati anche finanziamenti a qualsiasi titolo, finalizzati all'oggetto, e sinergie tra soggetti diversi, fanno parte del progetto anche l'Università Politecnica delle Marche, il Centro di Ricerche di Produzione Vegetale (CRPV), Veneto Agricoltura, il Comitato Termotecnico Italiano (CTI), la C&T, l'ASSAM.

Il progetto riguarda il settore, consolidato, dei biocombustibili prodotti da oli vegetali, dedicandosi, però, al girasole, attualmente ancora poco conosciuto nelle sue utilizzazioni no-food: la coltura ben si presta, dal punto di vista agronomico, a valorizzare le aree mediterranee, ma, in termini energetici, l'olio di girasole è poco utilizzato rispetto, ad esempio, all'olio di colza ed è ritenuto inadatto ad un uso in purezza.

La finalità del progetto e in modo particolare quello svolto dalla Regione Marche, quindi, è lo studio di tre differenti filiere di biocombustibili da girasole per verificarne la validità in termini agro-energetici.

In due casi le filiere per la produzione di energia si completano in ambito aziendale: l'olio grezzo, ottenuto per spremitura meccanica, può essere utilizzato per la produzione di energia elettrica da immettere in rete mediante motori diesel oppure servire tal quale per motori diesel di trattori o per caldaie aziendali. In questi casi, l'estrazione di olio grezzo, da cui si originerà il prodotto principale di natura energetica (energia elettrica, meccanica o termica), è associata alla produzione di un pannello caratterizzato da un alto

contenuto nutrizionale che potrebbe essere adeguatamente ed opportunamente valorizzato in ambito zootecnico (nella stessa azienda o immesso sul mercato), come alimento di sicura tracciabilità. Una terza filiera prevede la produzione di biodiesel e il successivo utilizzo in purezza in caldaie per riscaldamento civile.

Ai differenti partner precedentemente citati è stato assegnato un piano di lavoro, in funzione delle competenze e delle conoscenze peculiari e gli aspetti considerati dal progetto hanno riguardato quattro linee di attività principali: studio delle filiere; tecniche di estrazione; studio del pannello; trasformazione dell'olio in energia.

Per ciascuna delle fasi delle filiere indicate sono presi in considerazione gli aspetti tecnici di maggior interesse per le finalità del progetto e ne viene verificata la fattibilità in termini economici ed energetici. In particolare, la coltivazione del girasole, attualmente in fase di declino, è stata proposta perchè coltura idonea all'ambiente agricolo regionale e con lo studio proposto si analizzano gli itinerari tecnici (tecniche colturali e fattori di produzione utilizzati) per verificarne per la sostenibilità economica ed energetica.

Per l'estrazione meccanica di olio dai semi di girasole si intende verificare la fattibilità della produzione su piccola scala, a livello aziendale o locale; per la produzione di pannello grasso, quale co-prodotto di estrazione, l'interesse è posto nella verifica di valorizzazione del loro impiego locale come alimento di pregio che potrebbe contribuire al necessario potenziamento della zootecnia.

La fattibilità della produzione di elettricità con olio vegetale viene verificata in quanto produzione decentrata, idonea a beneficiare dei Certificati verdi con investimenti alla portata anche di medie-piccole organizzazioni agricole. Inoltre, con proiezioni territoriali su differente scala, si intende valutare il potenziale contributo al problema energetico regionale e nazionale.

Per quanto riguarda un utilizzo alternativo alla produzione di elettricità dell'olio vegetale, si sta verificando tecnicamente il suo utilizzo in motori, per aumentare le opportunità offerte dalla produzione locale di combustibile.

Infine, con lo studio relativo alla produzione di biodiesel, si vuole verificare la fattibilità della produzione industriale di un biodiesel ottenuto interamente dal girasole, come alternativa ai prodotti derivati principalmente dal colza.

7.2 AUTOBUS AD IDROGENO

L'obiettivo dell'iniziativa, ancora da pianificare e da implementare, è la realizzazione e successiva sperimentazione d'esercizio di un autobus fuel cell con relativa stazione di rifornimento idrogeno, da impiegare nell'ambito del trasporto pubblico nelle città di Ancona e Falconara e nei centri storici, ad alto valore architettonico ed artistico, delle città delle Marche.

Il progetto, che rappresenta un'evoluzione a carattere operativo delle altre analoghe iniziative in corso presso le città di Torino e Milano, prevede la partecipazione della società IRISBUS per la realizzazione del veicolo, la società "api raffineria di ancona" S.p.A. per la stazione di rifornimento di idrogeno, oltre alla società CONEROBUS ed eventualmente ad altre società di trasporto pubblico della regione; è prevista la collaborazione scientifica dell'Università Politecnica delle Marche ed il partenariato tecnico di un laboratorio di ricerca nel campo delle applicazioni delle tecnologie dell'idrogeno.

L'iniziativa gode di una particolare valenza ambientale in quanto i percorsi di esercizio del trasporto pubblico coinvolto sono ricompresi in un'area ad elevato rischio di crisi ambientale (giusta deliberazione del Consiglio Regionale dell'01/03/2000) dove sono state individuate importanti criticità ambientali conseguenti il traffico veicolare esistente nell'area.

Il progetto inoltre gode di un vantaggio logistico dovuto all'esigenza, lungo il percorso tra il deposito della CONEROBUS e la città di Ancona, della raffineria api di Falconara M.ma, che attualmente produce idrogeno sia per i suoi processi di desolforazione che per l'alimentazione della turbina a gas dell'impianto di produzione di energia elettrica, società che è in grado di mettere a disposizione del progetto l'idrogeno, le strutture di carico e le competenze del proprio personale su questo fluido.

7.3 RECUPERO DEGLI OLII VEGETALI ESAUSTI (OVE)

Si parla di Olii Vegetali Esausti (OVE) per l'olio da frittura proveniente da usi domestici, ristorazione, mense, attività industriali e ricreative.

Il riutilizzo dell'olio vegetale esausto può avvenire tramite la trasformazione in biodiesel (esteri metilici degli acidi grassi), un biocombustibile attualmente già reperibile in commercio e ricavato da oli vegetali "vergini". L'olio vegetale esausto non è ancora utilizzato come materia prima per la produzione di biodiesel in larga scala: sarebbe auspicabile un impiego per tale finalità, anche perché le tecnologie di trasformazione possono ritenersi ormai mature per ricavare un biocombustibile fruibile senza creare inconvenienti all'utente.

In Italia vengono commercializzati circa 1.6 milioni di tonnellate di olio uso alimentare (pari a 1777 milioni di litri) e di questi si stima che circa il 22% dia origine a scarto, ovvero diventa rifiuto: il totale complessivo ammonta a 352000 tonnellate.

Altre stime del Ministero della Sanità individuano in 280000 tonnellate la quantità totale di olio vegetale esausto che ogni anno viene scaricata nelle fogne. Se fosse convertita si tratterebbe di energia pulita sia perché ottenuta da una fonte rinnovabile altrimenti non utilizzata (recupero di energia), sia perché si ricava un biocombustibile le cui emissioni globali sono ridotte rispetto a quelle del gasolio minerale.

In linea di massima vengono prodotti 6.57 kg di OVE a persona per anno (pari a 7.14 litri). Poiché la popolazione della Provincia di Ascoli Piceno è di 360000 abitanti, la produzione totale è di 2366000 kg (pari a 2572000 litri). Di questi circa il 23% è riferita ad esercizi pubblici o collettivi e industrie, ripartiti in 900 ristoranti e simili e 300 mense. In conclusione è possibile affermare che il settore domestico produce 1800000 kg di OVE; il settore industriale 260000 kg; il settore ristorazione 540000 kg.

Lo scopo del progetto ASTERIA è stato di condurre un'indagine preliminare per individuare le potenzialità offerte dal recupero di OVE. e successiva trasformazione in biodiesel all'interno del territorio della Provincia di Ascoli Piceno. Nel contempo è stato ratificato nell'ambito della provincia di Ascoli Piceno un Accordo di Programma per la costituzione della filiera della raccolta e del recupero dell'OVE e per il successivo riutilizzo come biodiesel in utenze messe a disposizione della Provincia di Ascoli Piceno.

Si è pertanto creato un meccanismo che, tramite il coinvolgimento dei portatori di interesse locali, offre la possibilità di fornire la soluzione ad importante problema ambientale spesso trascurato. L'obiettivo finale è quello di costruire un modello partecipativo tramite il quale risolvere problematiche ambientali all'interno di un ambito territoriale ottimale (in questo caso la provincia di Ascoli Piceno).