



CONFINDUSTRIA  
Marche - Centro Studi



# STUDIO SULLA DIPENDENZA ENERGETICA DELLE MARCHE

**Banca Marche – Confindustria Marche - Università**

**Studio sulla dipendenza energetica  
delle Marche**

*Il responsabile scientifico*

***Prof. Ing. Carlo Maria Bartolini***

## Premessa

Lo studio che qui presentiamo è nato dall'esigenza ineludibile del sistema industriale di verificare l'idoneità del Piano Energetico Ambientale Regionale a raggiungere gli obiettivi che lo stesso Piano si era posto: l'autosufficienza energetica della nostra Regione ed il rispetto degli obiettivi di Kyoto.

In particolare, abbiamo ritenuto opportuno effettuare tale verifica confrontando l'attuale situazione anche con uno studio previsionale, da noi commissionato circa quattro anni fa, e con lo stato di avanzamento del PEAR stesso dopo quattro anni dalla sua approvazione ed entrata in vigore.

Il presente studio conferma la previsione al tempo avanzata, quasi integralmente, ridimensionandola in parte alla luce della situazione congiunturale, del deficit di energia delle Marche registrato per il 2007 di 4450 MW pari al 55%, che con la l'attuale produzione è destinato a salire a 6200 MW pari al 61%.

Lo studio analizza tutte le varie fonti di energia, soffermandosi con particolare attenzione su quelle "rinnovabili" e rilevando che le previsioni effettuate dal Piano regionale possono essere considerate realistiche in termini di potenza, sottolineando come i valori indicati sono i massimi possibili per le potenze installabili, solo se adeguatamente accompagnate da incentivi pubblici o iter procedurali compatibili con le esigenze delle imprese.

Per quanto riguarda la "generazione distribuita di tipo cogenerativo" civile ed industriale riduce la previsione del PEAR da 400 MW a 250 MW, sottolineando come senza un'auspicata sensibilizzazione ed una efficace politica di sostegno, si potrà contare ragionevolmente su una potenza installata non superiore a 120 MW.

Da quanto appena accennato, ne risulta che per il pareggio energetico servono più di 5000 GWh/anno che diventerebbero garantite solo da almeno 850 MW da centrali di potenza. Questa potenza è indispensabile se oltre alla copertura di energia si considera la garanzia della potenza anche per la copertura dei picchi.

Lo studio definisce anche i criteri ambientali, economici e logistici per la produzione di energia elettro-termica da combustibili fossili mediante tecnologie ad alta efficienza.

Lo stato di avanzamento del PEAR a quasi quattro anni dalla sua approvazione risulta alquanto deludente: lo dimostra in tutta la sua evidenza lo stato, noto al momento, dei procedimenti di approvazione dei progetti in essere e di quelli approvati e riportati nella tabella sottostante:

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	PEAR		STATO dell' ARTE PROGETTI		STATO dell' ARTE APPROVATI		STUDIO	
	MW	GWh/a	MW	GWh/a	MW	GWh/a	MW	GWh/a
<b>FONTI RINNOVABILI:</b>								
eolico	160,00	400,0	206,75	493,7	25,00	50,0	160,00	320,0
solare fotovoltaico	20,00	27,0	9,00	11	9,00	11,0	50,00	60,0
idraulico	20,00	40,0	28,00	80,8	6,68	19,8	22,00	30,0
biomasse-biogas	60,00	198,0	20,72	154,8	9,48	75,2	40,00	180,0
<b>TOTALE</b>	<b>260,00</b>	<b>665,0</b>	<b>264,47</b>	<b>740,3</b>	<b>50,16</b>	<b>156</b>	<b>272,00</b>	<b>590,0</b>
<b>GENERAZIONE DISTRIBUITA DI TIPO COGENERATIVO:</b>								
autoproduzione (< 3MW)							150,00	700,0
minigruppi consortili (3-20MW)	460,00	1850,0	26,20	117,9	6,60	44,5	100,00	500,0
<b>TOTALE</b>	<b>460,00</b>	<b>1850,0</b>	<b>26,20</b>	<b>117,9</b>	<b>6,60</b>	<b>44,5</b>	<b>250,00</b>	<b>1200,0</b>
<b>GRAN TOTALE</b>	<b>720,00</b>	<b>2515,0</b>	<b>290,67</b>	<b>858,2</b>	<b>56,76</b>	<b>200,5</b>	<b>522,00</b>	<b>1790,0</b>
<b>CENTRALI DI POTENZA - GRUPPI A CICLO COMBINATO AD ALTA EFFICIENZA</b>							750,00	4500,0
<b>DEFICIT ELETTRICO</b>			<b>981,33</b>	<b>5431,8</b>	<b>1215,24</b>	<b>6089,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>

**Queste linee programmatiche non hanno prodotto i risultati sperati anche perché non si sono accompagnate ad esse azioni idonee in termini sia di sostegno economico che di snellimento procedurale.**

Da quanto ci risulta, rispetto alle altre Regioni, la nostra situazione non sembra migliorare, soprattutto in termini di effettiva realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia.

Infatti, regioni limitrofe come l'Emilia-Romagna e l'Umbria hanno registrato un forte incremento dell'energia prodotta con una riduzione drastica del deficit, soprattutto con conversione termoelettrica.

La nostra perplessità sull'impostazione del Piano non ha mai riguardato l'importanza di diversificare le fonti e di produrre da fonti rinnovabili. Tutt'altro.

Abbiamo sempre sostenuto che **la Regione fa bene a stimolare positivamente la produzione interna di energia da fonti rinnovabili ed a guidare il risparmio energetico.**

Ma abbiamo avanzato forti perplessità sull'esclusione aprioristica di centrali di media/grande taglia perché veniamo penalizzati sul fronte della sicurezza dell'approvvigionamento; della continuità del servizio; del costo quando verranno introdotte misure sanzionatorie di tipo economico per le comunità che decidono di non realizzare atti concreti per la riduzione del deficit.

Altro dato fortemente negativo è lo **stato della rete regionale di trasmissione, che dai dati ISTAT Infrastrutture 2008 ci pone al terz'ultimo posto su base nazionale.**

**La situazione della rete è piuttosto critica: obsoleta e carente.** Inoltre, essendo una regione deficitaria dal punto di vista della generazione elettrica, registra una forte importazione da regioni limitrofe aggravando ulteriormente i problemi di rete.

Confidiamo con il presente studio di aver contribuito in modo serio e rigoroso al dibattito in corso ed alla verifica che si avrà a breve sullo stato di attuazione del Piano Energetico Ambientale Regionale, apportando elementi approfonditi che consentano un ripensamento generale sul tema.



# INDICE

Introduzione .....	pag. 3
<b>1. Situazione energetica regionale</b>	
1.1 Il contesto energetico nazionale .....	pag. 5
1.2 Il territorio di riferimento .....	pag. 16
1.3 La rete elettrica .....	pag. 17
1.4 Assorbimenti elettrici regionali .....	pag. 20
1.5 Rete e distribuzione gas .....	pag. 26
1.6 Assorbimenti gas regionali .....	pag. 26
<b>2. Tecnologie e strumenti di intervento</b>	
2.1 Il risparmio energetico .....	pag. 29
2.2 Sistemi di produzione .....	pag. 31
2.2.1 Fonti rinnovabili .....	pag. 31
2.2.2 Tecnologie ad alta efficienza .....	pag. 37
2.3 Considerazioni comparative energetico-ambientali .....	pag. 39
<b>3. Previsioni evolutive del quadro energetico</b>	
3.1 Ipotesi di evoluzione .....	pag. 45
3.2 Scenari futuri .....	pag. 49
3.3 Conclusioni .....	pag. 52
Bibliografia e riferimenti .....	pag. 55

## ALLEGATI - CD rom

1. Il mercato dell'energia
2. La rete elettrica
3. I consumi elettrici
4. Risparmi ed efficienza energetica
5. Le fonti rinnovabili: eolica, solare, biomasse
6. Cogenerazione: principi teorici ed esempi applicativi
7. Cogenerazione e dissalazione
8. Domande presentate dopo l'approvazione del PEAR



# Introduzione

Il presente lavoro è il risultato finale della convenzione di ricerca che Banca Marche SpA, in accordo con Confindustria Marche, ha stipulato con il Dipartimento di Energetica dell'Università Politecnica delle Marche.

Lo studio parte dall'indagine svolta nel 2004 che qui viene ripresa integralmente ed aggiornata con i dati di produzione e consumi e con le situazioni di mercato e normative attualmente in vigore.

Ciò ha permesso di integrare le analisi dello studio precedente ma anche di validare le proposte previsionali per il trend nei prossimi anni, sia sui consumi che sulle produzioni da fonti primarie diverse.

Dopo una dettagliata analisi della situazione regionale, presentata anche nel quadro del contesto nazionale, si definiscono le ipotesi di evoluzione al fine di poter tracciare scenari futuri e scegliere sulle possibilità di copertura del gap elettrico regionale.

A tal fine si illustrano le tecnologie e gli strumenti che meglio si adattano ad essere impiegati nella regione Marche in considerazione della disponibilità della fonte primaria e/o della possibilità del loro utilizzo.

Poco dopo la sua conclusione dello studio sviluppato nel 2004, la Regione pubblicò il PEAR (Piano Energetico Ambientale Regionale).

Tale studio è orientato verso tre assi principali:

(dal par. 1.2 del SOMMARIO)

■ **risparmio energetico** tramite un vasto sistema di azioni diffuse sul territorio e nei diversi settori del consumo, soprattutto nel terziario e nel residenziale. Strumenti attivabili: campagne di sensibilizzazione ed informazione; programmi di incentivazione agili e significativi caratterizzati da semplicità burocratica nonché da sistematicità e continuità degli interventi;

■ **impiego delle energie rinnovabili** con particolare riferimento all'energia eolica ed alle biomasse di origine agro-forestale anche per la produzione di biocarburanti. Per quanto riguarda l'energia solare il suo ruolo strategico verrà sottolineato rendendone sistematico lo sfruttamento in edilizia;

■ **eco-efficienza energetica** con particolare riferimento ai sistemi distrettuali delle imprese, ad una forte e diffusa azione di innovazione tecnologica e gestionale, alla produzione distribuita di energia elettrica ed energia termica presso consistenti bacini di utenza localizzati in numerose valli marchigiane e lungo la fascia costiera.

La soluzione del deficit energetico è quindi orientata verso il contenimento della domanda tramite i più opportuni metodi di efficienza nell'uso dell'energia sia in campo civile che industriale e verso scelte prioritarie di produzione.

In particolare per quanto riguarda la produzione di energia elettrica assieme ad una ampia attesa dal settore delle rinnovabili si giunge alla conclusione che si "...definisce come **tecnologia prioritaria** per il conseguimento del pareggio di bilancio **la produzione elettrica da generazione distribuita e cogenerazione**" (dal par. 4.1.2 del SOMMARIO).

A distanza di quattro anni dalla sua pubblicazione, appare opportuno verificare la validità delle considerazioni fatte a suo tempo ed analizzare la nuova situazione per rivedere gli scenari sui quali fondare nuove scelte strategiche.



## I. Situazione energetica regionale

Prima di procedere con lo studio energetico della regione Marche, è bene inquadrare la situazione nel quadro energetico nazionale, prendendo in considerazione anche le condizioni delle principali regioni confinanti (Emilia Romagna, Umbria, Abruzzo).

La situazione energetica permane in uno stato di difficoltà per la regione, evidenziando anche alcune caratteristiche di notevole importanza, riguardanti sia la rete che la distribuzione degli assorbimenti. Una volta inquadrato il contesto in cui si inserisce la regione, lo studio è stato rivolto alla definizione dettagliata della situazione energetica attuale. Per prima cosa sono stati raccolti i dati storici dei consumi e della produzione ed è stato analizzato lo stato della rete di trasmissione, attingendo alle pubblicazioni reperibili anche sul sito web del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (TERNA), con particolare attenzione ai paragrafi riguardanti la regione Marche del “Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale” del 2007.

Successivamente un’indagine più approfondita ha raccolto i dati di potenza installata e di consumi di tutte le cabine di trasformazione secondaria presenti sul territorio regionale.

Raccolti tutti i dati e le informazioni disponibili, questi sono stati classificati, analizzati ed elaborati in modo organico, per avere una fotografia dettagliata della situazione energetica regionale e poter definire uno scenario evolutivo per il futuro. In particolare dall’analisi dei dati, si è potuto notare quali settori dell’economia (industria, terziario, agricoltura e domestico) pesano maggiormente sulla domanda di energia sia dell’intera regione, sia delle singole province.

Nella fase di analisi si è suddivisa la regione in Zone caratterizzate ciascuna da una tipologia di assorbimento energetico; ne sono state analizzate in dettaglio 11, individuate come le più energivore. Per tale analisi sono stati introdotti e definiti alcuni indici interessanti anche per la valutazione delle possibilità di intervento con soluzioni ad alta efficienza energetica, con particolare attenzione alla cogenerazione elettrico-termica.

### I.1 - Il contesto energetico nazionale

Come noto l’Italia dipende dalle importazioni per oltre l’85% dei suoi 195 MTEP di consumi energetici lordi; tale percentuale è e sarà in continua crescita a causa della progressiva diminuzione del contributo da petrolio e soprattutto gas nazionali. L’energia in generale, quella elettrica in particolare, sono sempre più legate alle problematiche ambientali tra le quali ha particolare importanza l’emissione di CO<sub>2</sub>, a cui viene associato un effetto climalterante. È necessario quindi inquadrare i nostri problemi energetici ed ambientali in un contesto globale ed europeo, evitando pericolose vulnerabilità per il sistema Paese.

A livello mondiale i consumi delle fonti primarie sono aumentati in 10 anni del 20% e quelli di elettricità del 32%. Ovviamente tali dati scontano l’incremento elevato di alcune economie emergenti come pure il contenimento dei consumi nei paesi più sviluppati.

Fonti primarie Riferimento	Petrolio	Carbone	Gas	Non fossile
Mondiale	36%	25%	21%	18%
Italia	43%	9%	36%	12%

Tab. 1 - Impiego di fonti energetiche primarie per combustione

Quanto alla produzione di energia elettrica, la Tabella 2 riporta una sintesi delle fonti utilizzate in ambito mondiale, europeo e nazionale. Per l’Italia, nel 2006, occorre considerare che il totale si riferisce ai circa 315 TWh di produzione lorda nazionale, ai quali vanno aggiunti i circa 45 TWh elettrici di importazione, che rappresentano il 12,5%.

territorio	Mondo	Europa	Italia
Fonte	% su totale		
gas	17	19	51
carbone	39	29	15
idroelettrico	16	13	13,5
prodotti petroliferi	7	5	12
nucleare	16	29	0
geotermico, eolico e fotovoltaico	1,5	1,8	2,9
altri	3,5	3,2	5,6

Tab. 2 - Impiego di fonti energetiche primarie

È evidente come risulti anomala la nostra situazione, sia rispetto al resto del mondo sia rispetto all'Europa; non abbiamo il nucleare, utilizziamo poco il carbone e ci siamo sbilanciati notevolmente verso il gas che, con i suoi attuali alti prezzi e le problematiche relative alla sua sicurezza di approvvigionamenti (ritardo sui rigassificatori!), rende il Paese molto vulnerabile.

È proprio il nostro “particolare” mix energetico la principale causa delle nostre “salate” bollette elettriche, con seri problemi di competitività in un contesto perlomeno europeo.

La vulnerabilità è il nostro problema principale; sarebbe possibile essere dipendenti ma non vulnerabili grazie ad un'importazione di materie prime energetiche a costi sopportabili e che garantisca la sicurezza degli approvvigionamenti con una buona diversificazione delle risorse per origine e tipologia, facendo anche ricorso alle diverse tecnologie senza posizioni di preclusione ideologiche.

Da qui viene la necessità di provvedere alla richiesta di energia elettrica con distribuzione della generazione sul territorio per il duplice scopo di ridurre le perdite di trasporto e distribuire il peso ambientale locale.

Quanto alla **questione ambientale** infatti occorre osservare che è sempre più diffusa e condivisa l'opinione che la conversione energetica da fonti rinnovabili va attentamente valutata per non incorrere in errori, anche grossolani. E' però altrettanto importante osservare che soddisfare a tutti i costi la domanda con soluzioni tradizionali porterebbe a situazioni insopportabili per l'ambiente. Per non perdersi in una discussione impegnativa e fuorviante riteniamo sufficiente analizzare la questione nell'ottica del rispetto delle direttive che a livello internazionale vengono da tempo emanate e che l'Italia ha sottoscritto. In particolare si farà riferimento a:

1. Direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio;
2. Direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 febbraio 2004, sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE;
3. Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio;
4. Direttiva 2002/91/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2002, sul rendimento energetico nell'edilizia;
5. Direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Infine la **questione economica**, che non può essere ignorata se si vogliono mantenere concretezza nelle analisi ed applicabilità delle proposte. Dopo l'apertura del libero mercato a tutto il comparto energetico distribuito in rete, elettricità e gas, la diffusione di tecnologie più rispettose per l'ambiente si era manifestata debole in ragione della difficile redditività economica.

Gli incentivi, in termini di tariffe, defiscalizzazioni o contributi, riposizionano le diverse soluzioni tecnologiche in una scala di ritorno economico che mira a rendere più attraente l'investimento, pubblico e privato, su impianti di conversione in sintonia con le normative ambientali. Il costo per la collettività viene giustificato dall'obbligo del raggiungimento degli obiettivi di contenimento di emissioni nocive e gas clima-alteranti. Emergono però delle contraddizioni che giustificano il ritardo nell'applicazione di tecnologie energeticamente efficienti.

## Prezzo dell'energia

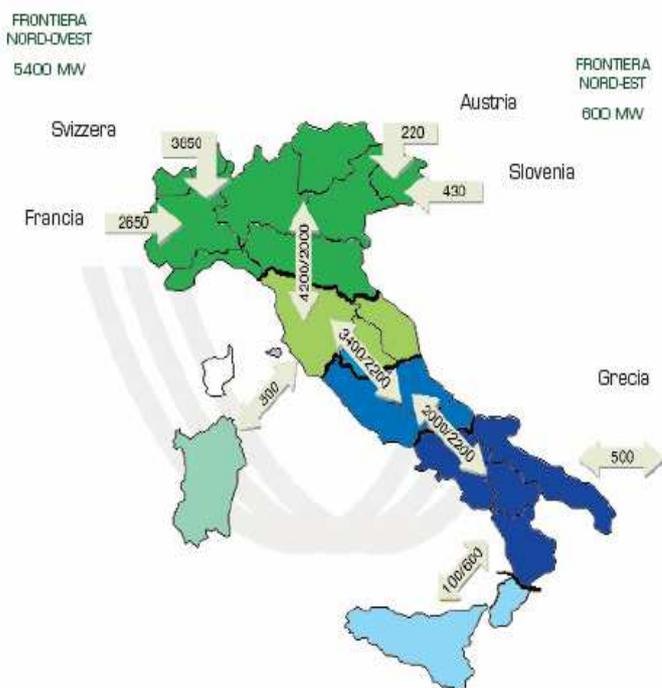
La disponibilità di energia elettrica in un'economia moderna è di vitale importanza se non si vuole vedere seriamente penalizzato il comparto industriale nella competizione globale che presenta già molti altri fattori di preoccupazione. Ma ancor più il peso del costo del kWh nel computo dei costi industriali può determinare seri problemi nello sviluppo economico.

Il prezzo dell'energia, come mostrano tutte le statistiche, sta aumentando per motivi esterni al mercato italiano ed europeo. Ancor più in dettaglio si può osservare come in Italia il prezzo dell'energia viene formato in mercati macroregionali. L'Italia è divisa in 7 zone in cui si forma un prezzo dell'energia che è differente per ogni zona.

**Tuttavia il consumatore finale paga un Prezzo Unico Nazionale calcolato come la media dei prezzi di vendita zonalari ponderati per le quantità acquistate in ciascuna zona dai clienti finali.**

Questo comporta che alcune zone pagano un prezzo dell'energia superiore rispetto a quello formato nella propria zona ed altre inferiore. In particolare, nel Nord si avrebbe il prezzo zonale più basso (al di sotto del PUN) mentre nelle isole si avrebbe il prezzo maggiore.

Questa dinamica può essere ricondotta alla maggiore offerta di energia a basso costo che si ha al Nord, soprattutto grazie al fortissimo ruolo delle importazioni di energia, alla maggiore efficienza delle infrastrutture ed all'alto contributo dell'idroelettrico.



E' infatti la scarsa competitività della infrastruttura che determina il maggior costo dell'energia nel Sud e nelle Isole, ripercuotendosi sul PUN nazionale.

Nella tabella che segue vengono poi riportati i valori dei prezzi medi nei principali stati europei che evidenzia la criticità della situazione Italiana.

Fig. 1 – Flussi di energia nel Sistema Elettrico Italiano (Fonte: GME 2007 - [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org))

Stato	Francia	var %	Germania	var %	Regno Unito	var %	Spagna	var %	Italia	var %	EU 25	var %
Prezzo medio C€/kWh												
2004	5,33		7,4		4,78		5,38		7,9		6,23	
2005	5,33	0	7,8	5	5,7	19	6,86	28	8,43	7	6,72	8
2006	5,33	0	8,71	17	7,99	59	7,21	33	9,34	18	7,55	20
2007	5,41	2	9,46	26	9,5	78	8,1	45	10,27	28	8,25	29

Tab. 3 - Valori medi di riferimento per i principali paesi europei con le variazioni rispetto al 2004

La tabella evidenzia che il Italia il prezzo è il più elevato anche se le variazioni rimangono nella media europea mantenendo il gap inalterato. Emergono poi come emblematiche le situazioni della Francia che grazie al nucleare non risente degli aumenti dei prodotti petroliferi. Per contro Spagna e Regno Unito hanno registrato aumenti percentuali elevatissimi nell'ultimo periodo.

In questo contesto l'intervento principale programmato per la Regione Marche e per tutto il Centro Italia è la costruzione dell'elettrodotto da 400 kV HVDC Italia – Croazia.

Le Marche fanno parte della Zona di formazione di prezzo "Centro-Nord" e della Macrozona "Mz-Nord". Il prezzo dell'energia al 2006 nella zona "Centro-Nord" è stato di 74,98 c€/kWh contro un PUN pari a 74,75 c€/kWh. La differenza è stata pari a 0,23 c€/kWh.

La costruzione del nuovo elettrodotto dalla Croazia, inquadrata all'interno della strategia Europea di creazione di una rete di trasmissione elettrica del Sud-Est Europa, potrebbe portare una iniezione di importazioni di energia a basso costo (idroelettrica e nucleare) dalle centrali dell'Est Europa. Questo comporterebbe, molto probabilmente, una diminuzione del prezzo dell'energia nella zona "Centro-Nord" e, probabilmente, anche del PUN che rimarrà comunque influenzato dalle dinamiche delle altre zone, in particolare quelle (Sud ed Isole) caratterizzate da una generale inefficienza delle infrastrutture energetiche.

## La produzione di energia elettrica nella regione Marche

Nell'ultimo decennio il contributo regionale alla produzione di energia elettrica si è sviluppato con forza passando da un deficit attorno all'80% a valori attorno al 50%. Sino al 2000 erano presenti in regione numerose piccole centrali idroelettriche che, nel decennio passato, costituivano la parte predominante della potenzialità di generazione elettrica della regione, mentre la sola centrale termoelettrica di una certa importanza era l'impianto ENEL di Camerata Picena con quattro gruppi turbogas per un totale di circa 100 MW, nato per impiego di copertura delle punte e quindi utilizzato con un modesto contributo di energia generata. Successivamente sono entrati in funzione due impianti di notevole importanza presso la raffineria API di Falconara con un gruppo IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) combinato cogenerativo con gassificazione del TAR di 280 MW ed il gruppo combinato cogenerativo industriale della Jesi-Energia presso lo zuccherificio Sadam.

Sin dalla fine del 2002 la potenza installata complessivamente nella regione è andata crescendo sino al 2006 con una leggera riduzione nel 2007 che registra un **totale di 866,2 MW** suddiviso in:

- **230 MW** di potenza efficiente lorda idroelettrica,
  - 224,8 MW da 98 impianti di Produttori;
  - 5,2 MW da 6 impianti di Autoproduttori;
- **623,1 MW** di termoelettrico,
  - 556,5 MW proveniente da 14 Produttori;
  - 66,6 MW da 10 Autoproduttori;
- **13,1 MW** da rinnovabile,
  - 2,6 MW da 330 impianti da Solare FV;
  - 10,5 MW da 9 impianti a biomasse.

Nella Tabella 4 è riportato il quadro delle potenze rese disponibili negli ultimi anni da termoelettrico ad oggi così come fornito da TERNA.

Occorre osservare che tra i produttori da termoelettrica figura anche la centrale ENEL di Camerata Picena che però produce pochissima energia per lo scarso utilizzo dovuto alla vetustà, con conseguente basso rendimento ed alto impatto ambientale. In realtà negli ultimi anni, compreso il 2007, rimane accesa solo poche ore all'anno, quindi la produzione energetica viene effettuata quasi completamente dalle altre due centrali (Jesi-Energia e API Energia) che erogano full-time, cioè per circa 8000 ore annue.

Sede	Produttore	Tipologia impianto	2004	2007
Falconara	API Energia	Int. Gas. Comb. Cycle	281,0	281,0
Jesi	Jesi-Energia	Ciclo Comb. Cogener.	150,0	150,0
Camerata P.	Enel Prod.	Turbogas	104	104,0
Altri produttori			16,7	21,5
Autoproduttori			79,9	66,6
<b>Totale Potenza di Produzione Termoelettrica Regionale</b>			<b>631,6</b>	<b>623,1</b>

Tab. 4 - Potenza efficiente lorda nelle centrali termoelettriche della regione (Fonte:TERNA)

Un dato importante è rappresentato dal fatto che il contributo delle fonti rinnovabili senza emissione di CO<sub>2</sub> rappresenta il 27,25% , di cui però la quasi totalità (il 25,6%) viene dalla idraulica che però risente fortemente del fattore climatico essendo vincolata alla piovosità.

Per quanto riguarda l'energia nell'anno 2007 la richiesta globale di energia della regione Marche è stata di 8341,1 GWh, praticamente invariata rispetto al 2006 (8339,8 GWh); va però detto che, al netto dei consumi FS e delle perdite sulla rete di trasmissione, la variazione è positiva di 55 GWh (+0,7%) per la diminuzione delle perdite scese al 7,6%.

La produzione ha fornito complessivamente 3791,4 GWh portando il deficit di copertura del fabbisogno al 54,5%. In Tabella 5 viene riportato l'andamento degli ultimi anni evidenziando il calo del deficit all'inizio degli anni 2000 e la permanenza ad un valore superiore al 50% negli ultimi anni, con tendenza alla crescita. L'energia importata nel 2007 è pari 4549,7 GWh, con perdite pari a 578,4 GWh: queste hanno il duplice effetto di incrementare le emissioni per unità di energia erogata e di aumentarne anche il costo unitario. Viene ribadito il concetto che l'energia va prodotta là dove si consuma e quindi è concettualmente vincente il sistema di conversione energetica con aliquota elevata di recupero termico. Si tornerà più avanti su tale concetto con illustrazione dettagliata ed esempi dimostrativi.

Voce	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Consumi Totali (GWh)	5554,1	5790,5	6217,5	6492,3	6683,8	7001,8	7302,2	7322,1	7582,2	7637,2
Consumi FS (GWh)	134,1	135,2	136,2	133,1	134,3	135,2	130,3	132,5	125,5	125,5
Perdite (GWh)	634,8	625,3	647,0	609,6	651,2	603,8	651,2	679,0	632,1	578,4
Tot. richiesta (GWh)	6323,0	6551,0	7000,8	7235,0	7469,3	7740,8	8083,6	8133,6	8339,8	8341,1
Produzione (GWh)	810,0	947,0	1226,0	2463,4	3136,3	3222,2	4141,6	4104,5	3935,4	3791,4
Deficit energia (GWh)	5513,0	5604,0	5774,8	4771,6	4333,0	4518,6	3942,0	4029,1	4404,4	4549,7
Deficit %	87,2	85,5	82,5	66,0	58,0	58,4	48,8	49,5	52,8	54,5

Tab. 5 - Bilancio energetico della regione Marche nel periodo 1998–2007 (Fonte: GRTN-TERNA)

La situazione della regione Marche può essere paragonata con le regioni confinanti dalle quali proviene l'energia importata dalla rete. In Tabella 6 si nota come Emilia Romagna ed Umbria abbiano registrato un forte incremento dell'energia prodotta con una riduzione del deficit drastico soprattutto con conversione termoelettrica.

Energia GWh	Marche		Emilia Romagna		Umbria		Abruzzo	
	2002	2007	2002	2007	2002	2007	2002	2007
Idroelettrica	331	208	1353	1135	992	917	1401	1024
Termoelettrica	2805	3583	12790	25005	1969	4160	2732	3040
Eolica	0	0	1,4	3,6	3,4	3	149,5	236,5
Fotovoltaica	0	1,2	0	3,8	0	2,6	1	1,3
Totale produzione	3136	3792,2	14144,4	26147,4	2964,4	5082,6	4283,5	4301,8
Importazione	4333	4550	12446	3796	2981	1398	2674	3137
Fabbisogno Totale	7469	8342,2	26590,4	29943,4	5945,4	6480,6	6957,5	7438,8
Deficit %	58,01%	54,54%	46,81	12,68	50,14%	21,57%	38,43%	42,17%

Potenza efficiente netta MW	Marche		Emilia Romagna		Umbria		Abruzzo	
	2002	2007	2002	2007	2002	2007	2002	2007
Idroelettrica produttori	207	221	599	609	499	499	964	965
Idroelettrica autoproduttori	5	5	2	2	1	1	20	20
Termoelettrica produttori	554	549	4052	5402	537	827	302	306
Termoelettrica autoproduttori	60	63	364	279	12	10	185	168
Eolico + fotovoltaico (potenza lorda: dato aggregato TERNA)	0	2,6	3,5	10,7	1,5	6,4	110	157
<b>Totale potenza installata</b>	<b>827</b>	<b>842</b>	<b>5020</b>	<b>6303</b>	<b>1049</b>	<b>1343</b>	<b>1581</b>	<b>1616</b>

Tab. 6 - Bilanci energetici e tipologia di produzione elettrica delle Marche e regioni confinanti (Fonte: TERNA)

## I consumi di energia elettrica nella regione Marche

Sono stati estrapolati i dati riguardanti l'andamento dei consumi disaggregati per provincia e per settore. Dalla Figura 2 si può vedere come i consumi della regione abbiano registrato un forte aumento dal 2000 al 2007. La stessa figura mostra la tipologia dei consumi con un elevato contributo dell'industria e quello crescente del settore terziario e, parzialmente, del domestico.

Dalle Figure 4-7 è possibile desumere sia la "vocazione" produttiva delle singole province sia il loro trend di crescita; informazioni che, se interpolate con la conoscenza del territorio (vedere paragrafo successivo), possono essere molto utili per individuare le linee di sviluppo e di crisi delle varie zone.

Dai dati sopra descritti si può vedere come nella regione Marche i consumi domestici di energia elettrica sono pressochè stabili negli anni. I consumi elettrici per usi agricoli, oltre ad essere stabili, sono quasi irrilevanti rispetto al totale regionale.

A determinare l'andamento generale sono i consumi dell'Industria e quelli del settore Terziario. E' interessante notare come, mentre i consumi nell'Industria, a livello regionale, risultano quasi stabili (stagnazione nello settore industriale) dal 2004, i consumi totali sembrano aver ripreso un trend ascendente nell'anno 2006, trainati dal settore Terziario, per quanto anche questo sia cresciuto poco nel 2007.

In generale il 2005 sembra essere stato un anno in cui i consumi sono stati rallentati, per non dire fermi.

Il trend dei consumi nella regione Marche, nel periodo preso in esame (ultimi 8 anni), è caratterizzato da una crescita pressoché costante, se si eccettua la breve pausa verificatasi nel 2005.

A livello provinciale si registrano situazioni analoghe a quelle descritte a livello regionale con qualche distinguo (Figura 3).

Si nota ad esempio che la crescita dei consumi è distribuita abbastanza equamente tra le quattro province tranne che nell'ultimo anno che vede una diminuzione lieve per la provincia di Ascoli a fronte di una crescita dei consumi regionali.

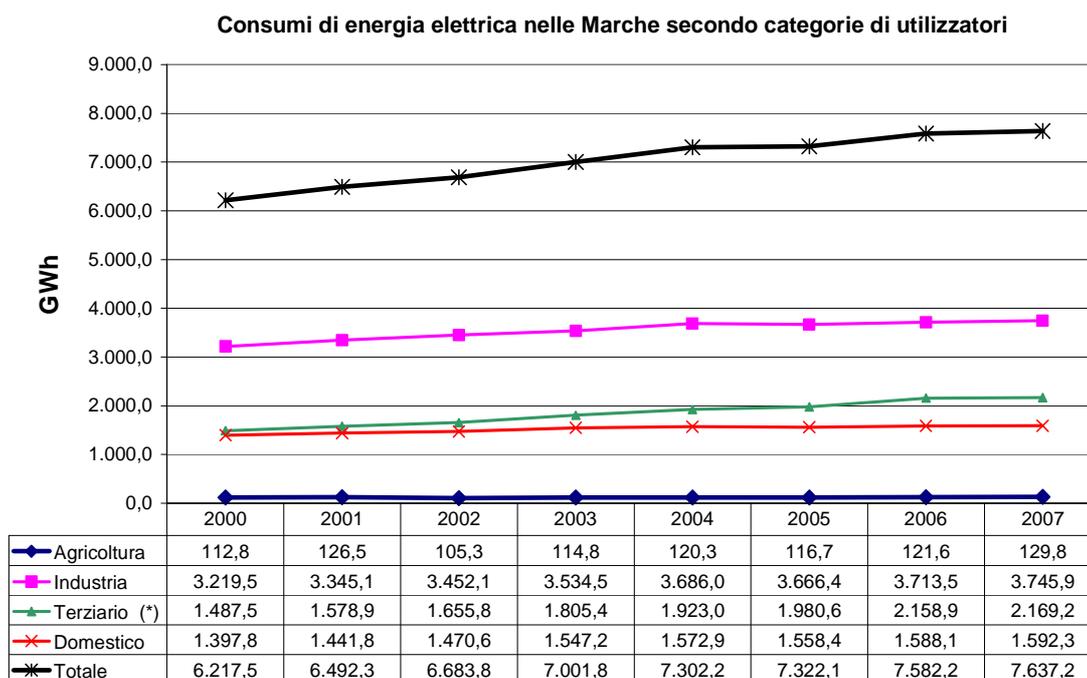


Fig. 2 - Consumi regione Marche suddivisi per tipologia di consumo - \*al netto dei consumi FS

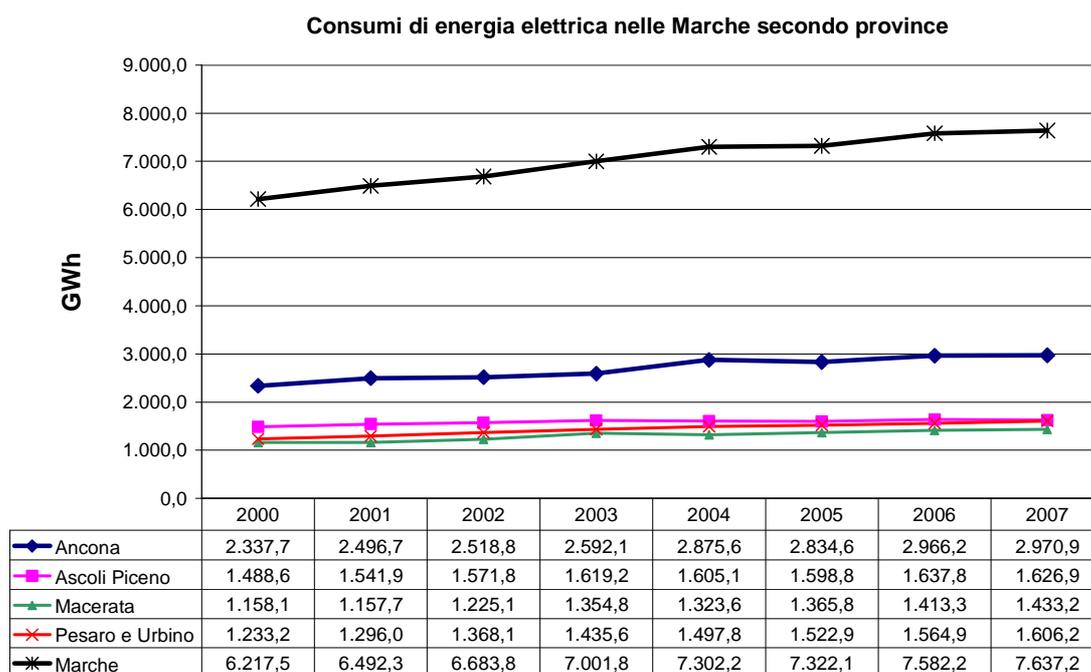
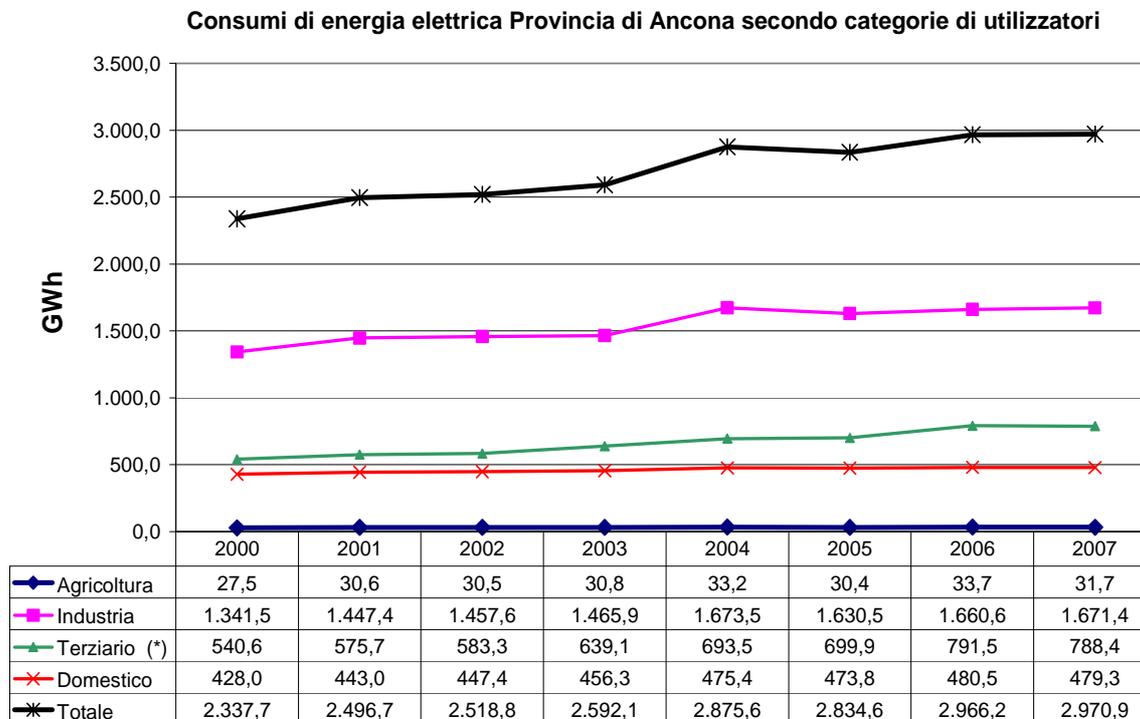


Fig. 3 - Consumi nelle singole province della regione Marche

## Dati relativi alla Provincia di Ancona



*Fig. 4 - Consumo di energia elettrica nella provincia di Ancona secondo categorie di utilizzatori  
\*al netto dei consumi FS per trazione*

L'andamento dei consumi della provincia di Ancona è strettamente connesso all'andamento dell'industria anche se, nel 2006-2007, tale connessione sembra essersi spostata verso il terziario. Inoltre si può notare come i consumi dell'industria della provincia siano caratterizzati da un paio di anni di crescita (2001 e 2004) seguiti poi da un biennio di stabilizzazione (2002-2003 e 2005-2006). Il trend di crescita del terziario sembra più continuo anche se anch'esso ha registrato una fase di assestamento nel 2005.

## Dati relativi alla Provincia di Ascoli Piceno

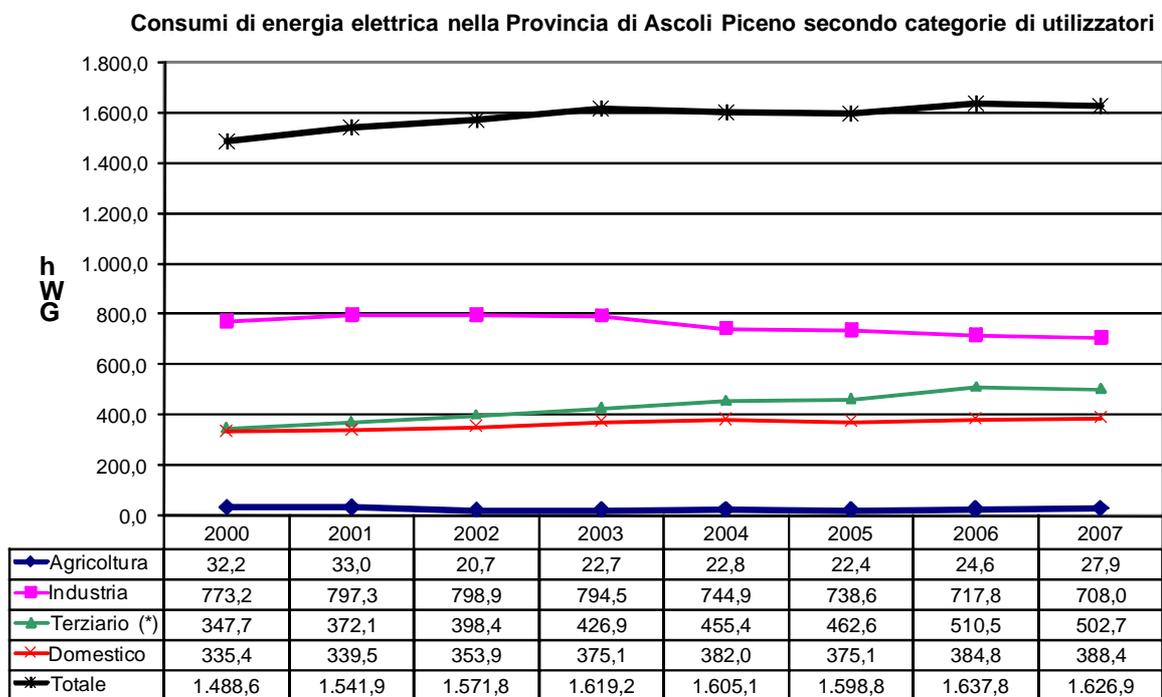


Fig. 5 - Consumo di energia elettrica nella provincia di Ascoli Piceno secondo categorie di utilizzatori  
\*al netto dei consumi FS per trazione

La provincia di Ascoli Piceno, dopo una fase di crescita fino al 2003, mostra, a partire dal 2004, una sensibile stagnazione dei propri consumi con una forte contrazione dei consumi industriali (-10% dal 2002) in parte controbilanciata dalla crescita del terziario (+28% nello stesso periodo).

## Dati relativi alla Provincia di Macerata

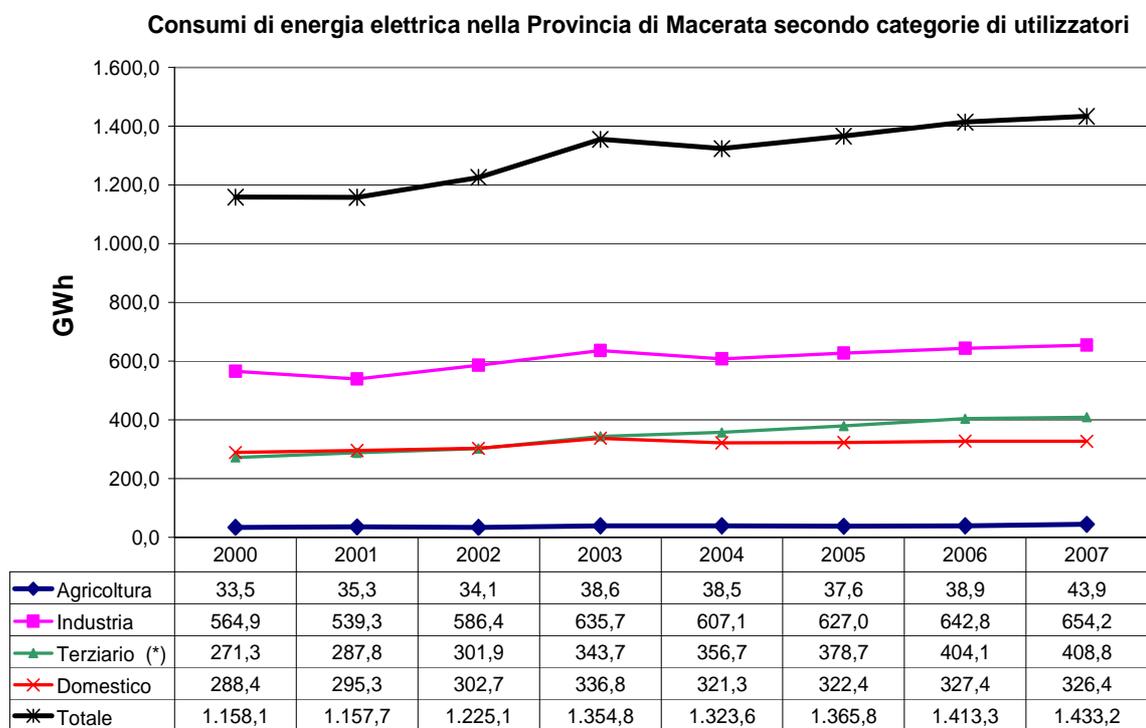


Fig. 6 - Consumo di energia elettrica nella provincia di Macerata secondo categorie di utilizzatori  
\*al netto dei consumi FS per trazione

La provincia di Macerata mostra una forte crescita dei consumi nel periodo 2001-2003, un rallentamento nel 2004 e una ripresa dei consumi nel biennio successivo. E' da notare come i consumi dell'industria siano, al 2006, agli stessi livelli del 2003 ed il fortissimo tasso di crescita dei consumi del settore terziario.

## Dati relativi alla Provincia di Pesaro Urbino

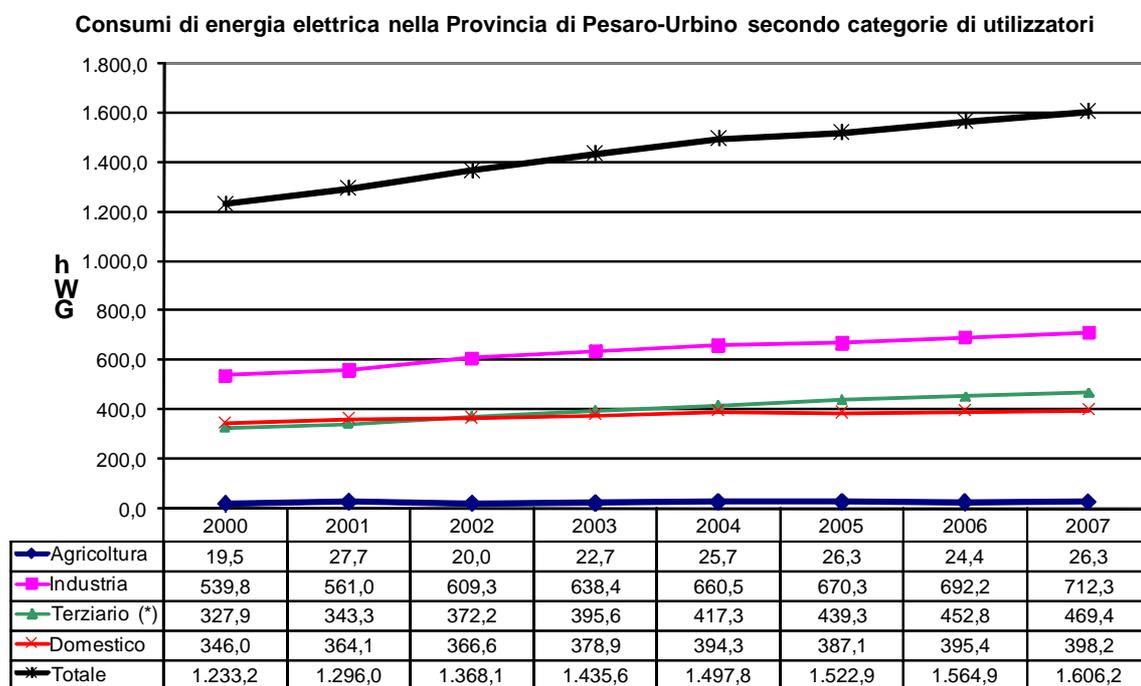


Fig .7 - Consumo di energia elettrica nella provincia di Pesaro-Urbino secondo categorie di utilizzatori  
\*al netto dei consumi FS per trazione

La provincia di Pesaro-Urbino ha un andamento dei consumi molto uniforme anche se, a partire dal 2005, il tasso di crescita sembra essere inferiore. In questa provincia l'industria ed il terziario hanno continuato a crescere negli ultimi 7 anni.

## I.2 - Il territorio di riferimento

Nello studio energetico di un territorio, sia esso una nazione, una regione o un comune, non si può prescindere dalla conoscenza del tessuto politico, sociale ed economico. Per questo, parallelamente alla raccolta dei dati, è stata fatta una indagine sul territorio di riferimento. Le informazioni maggiormente utili, oltre alla suddivisione politica della regione in province e comuni, sono la distribuzione sul territorio della popolazione, la eventuale presenza di bacini con una particolare vocazione commerciale (Figura 8) e la presenza di zone ad elevato valore paesaggistico (Figura 9); questi dati sono di ausilio per comprendere al meglio sia la distribuzione che la tipologia dei consumi delle varie zone del territorio oggetto dello studio, nonché per individuare il luogo migliore in cui inserire nuova capacità produttiva. In particolare si può vedere come la regione Marche sia caratterizzata da distretti produttivi ben identificabili sul territorio: a nord quello del settore del legno e del mobile e quello del tessile-abbigliamento, al centro quello della meccanica, a sud quello delle pelli-cuoio-calzature; sempre nel centro esiste un distretto definito “altre industrie”, non classificabile con una determinata tipologia di prodotto. In prima approssimazione, tutti questi distretti produttivi, essendo legati all’industria, saranno probabilmente anche tra i maggiori centri di consumo di energia. Un'altra informazione utile riguarda il fatto che grandi centri, specialmente costieri, tra cui il capoluogo di regione, non sono classificati in una particolare tipologia commerciale; da questo si può desumere che questi comuni abbiano delle attività produttive molto differenziate e un forte sviluppo del settore terziario, in particolare servizi e turismo. Interessante ai fini dello studio energetico è anche l’ubicazione dei parchi naturali, vale a dire di tutte quelle zone soggette a vincoli di tipo ambientale e paesaggistico in cui risulterebbero improbabili, o quantomeno problematici, interventi quali l’insediamento di nuova capacità produttiva, fosse anche rinnovabile (impianti eolici, per esempio).

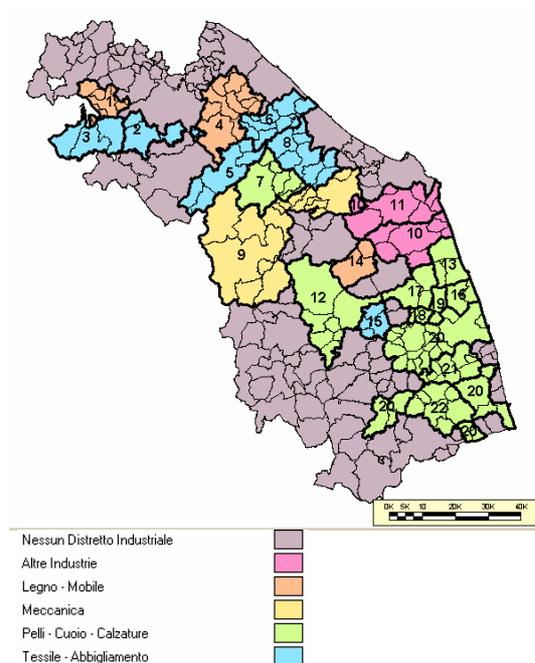


Fig. 8 - Distretti commerciali della regione

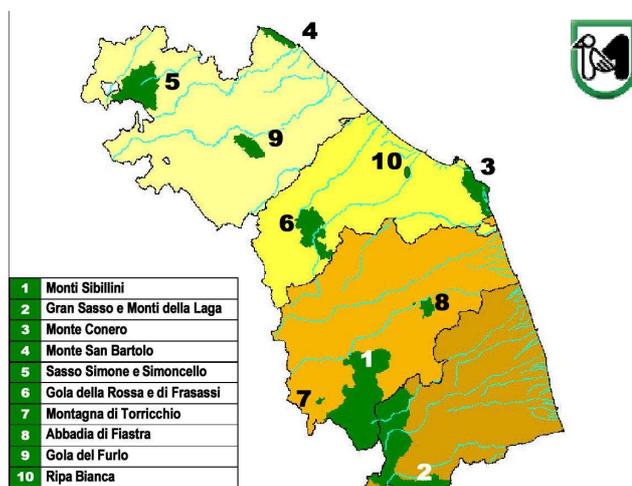


Fig. 9 - Parchi nazionali, riserve naturali

## 1.3 - La rete elettrica

E' sufficiente una rapida analisi della rete nazionale per avere un'idea della difficile situazione della regione Marche. In particolare l'attenzione è stata focalizzata sui dati relativi alla rete di trasmissione, alla distribuzione di punti di produzione e consumo ed alle importazioni ed esportazioni.

La rete di trasmissione nazionale è costituita dalla rete ad alta (AT: 132kV) ed altissima tensione (AAT: 380kV) nonché da 17 linee di interconnessione che permettono lo scambio di elettricità con i Paesi esteri.

L'energia prodotta viene poi distribuita a livello regionale mediante "punti di rilascio" (stazioni di trasformazione) da cui partono le linee di media tensione MT (<25kV) o le linee verso i clienti AT. Le linee MT a loro volta distribuiscono l'energia a livello locale mediante cabine o impianti primari da cui partono le linee in bassa tensione BT (400V) o le linee verso clienti MT.

In generale, alle stazioni di trasformazione si allacciano le centrali di produzione nazionale, mentre alle cabine o impianti primari si allacciano le centrali di produzione locali.

Questo porta a due considerazioni. Primo, la presenza di un impianto di trasformazione primaria equivale, dal punto di vista della disponibilità di energia, alla presenza di una centrale di produzione della capacità produttiva pari alla quantità di energia trasportabile dalla rete AT o AAT.

Secondo, le cabine secondarie pongono, in genere, un limite alla capacità produttiva di una eventuale centrale posta nelle loro vicinanze. Non si può infatti connettere ad una cabina secondaria una centrale la cui capacità produttiva sia maggiore della capacità di trasporto della rete MT collegata alla cabina stessa.

La conoscenza della rete di trasmissione è importante per conoscere sia i limiti di trasporto di energia verso determinate zone, sia per conoscerne l'eventuale capacità produttiva installabile.

In Figura 1 (pag. 6) sono stati mostrati i flussi di energia (fabbisogni e scambi) espressi in TWh dall'estero, e tra le varie zone del Paese (Nord-Centro-Sud-Isole). Occorre sottolineare che il termine "produzione" non corrisponde a "capacità produttiva"; infatti quest'ultima è di gran lunga superiore al fabbisogno di potenza. L'opportunità o meno di produrre energia o di importarla è legata, essenzialmente, a valutazioni di tipo economico.

Prima di arrivare nelle Marche, l'energia attraversa varie regioni; è interessante quindi inquadrare anche lo stato delle regioni confinanti per capire come le loro eventuali criticità, specialmente produttive, si possano ripercuotere sul fabbisogno energetico marchigiano.

In Tabella 6 si può notare come tutte le regioni in questione abbiano un saldo negativo: tutte importano energia, consumando più di quanto producono. Le variazioni dal 2002 al 2007 sono però molto differenti tra loro e risalta il fatto che, soprattutto Emilia Romagna ed Umbria, abbiano aumentato di molto la produzione interna sia con termoelettrico o con rinnovabile (come per l'Abruzzo) e solo per le Marche si debba riscontrare un aumento dell'importazione.

Le Figure 10 e 11 mostrano uno scorcio relativo al Centro Italia della rete e della dislocazione delle centrali produttive di maggiore interesse. La situazione marchigiana si presenta in evidente difficoltà sul piano della distribuzione. Il fatto che sia fortemente deficitaria dal punto di vista della generazione elettrica comporta una forte importazione dalle regioni limitrofe, aggravando ulteriormente i problemi di rete.

Come si vede ci sono ad oggi solo tre stazioni di trasformazione (Fano a nord, Candia al centro, Rosara al sud) da cui partono le linee MT che alimentano le 62 cabine o impianti primari distribuite su tutto il territorio regionale. Nel dettaglio, la zona costiera a sud di Ancona risulta particolarmente critica specialmente nel periodo estivo durante il quale la domanda di energia, dovuta per la maggior parte al settore turistico, che si aggiunge a quello industriale (calzaturiero in particolare), impegna notevolmente le attuali linee a 132 kV. Questo rende tale zona

particolarmente esposta a rischi di interruzioni programmate. Per questo i piani di sviluppo della rete di TERNA per la regione Marche prevedono la costruzione di una nuova cabina di trasformazione primaria a sud di Ancona, così da evitare la costruzione di ulteriori linee a 132 kV in uscita da Candia e Rosara. Sempre TERNA ha avviato uno studio per innalzare la tensione di esercizio di tutte le linee di trasporto marchigiane da 120 a 132 kV; questo allo scopo di ottenere una maggiore qualità del servizio nonché una riduzione delle perdite di trasporto.

La soluzione di tali carenze strutturali, che si ripercuotono anche sulla capacità produttiva installabile in futuro, è tra gli obiettivi principali di TERNA nel breve e nel medio termine.

### **Lo stato ed i piani di sviluppo della rete di trasmissione regionale**

Il Piano di sviluppo delle Rete di Trasmissione Nazionale prende in considerazione il fatto che alcune zone delle Marche sono carenti (zona costiera a sud di Ancona, fino al nord dell'Abruzzo) dal punto di vista della infrastruttura energetica che compromette la qualità, la continuità e la garanzia della fornitura elettrica.

Nonostante tutta la regione sia caratterizzata da un forte deficit energetico (-54,5 %, nel 2007) i distretti produttivi delle Marche (Ancona, Pesaro, Fano, Fabriano, Jesi, ...) sono serviti da una migliore infrastruttura che difficilmente può entrare in crisi, anche perché servita da stazioni di trasformazione da 380 kV (Candia e Fano) che, tecnicamente, permettono alle utenze di accedere all'intera produzione energetica nazionale.

La stazione di trasformazione da 380 kV di Rosara (AP) è molto più sollecitata in quanto deve servire, oltre a tutta la zona sud delle Marche, anche il nord dell'Abruzzo. Questo crea il problema infrastrutturale di qualità e continuità del servizio.

Per ovviare a questo pesante deficit infrastrutturale, TERNA ha pianificato la realizzazione, entro il 2013, di una stazione di trasformazione da 380 kV in provincia di Macerata (Abbadia di Fiastra).

Altri nuovi interventi vedranno coinvolte le stazioni di Rosara e di Villanova; poi aggiornamenti verranno attuati anche sulla stazione di Candia e su tratte di elettrodotti 132 e 380 kV.

Il più importante degli interventi programmati è comunque rappresentato dal progetto di un elettrodotto da 400 kV HVDC di collegamento con la Croazia in previsione di completamento per il 2013. Esso prevede la realizzazione di un nuovo collegamento sottomarino in corrente continua tra l'area di Spalato (area di Konjsko) in Croazia e le Marche (area di Candia). Questo collegamento consentirà di mettere in comunicazione il mercato elettrico italiano con i sistemi elettrici dell'area settentrionale dei Balcani e con il futuro mercato elettrico regionale del Sud-Est Europa (SEE), garantendo ai clienti italiani la possibilità di approvvigionarsi delle risorse di generazione a basso costo disponibili nell'area.

In base a quanto previsto dalla concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, TERNA ha il compito di sviluppare capacità di inter-connesione con i sistemi elettrici degli altri Paesi, al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

In questa ottica vanno anche lette le strategie di TERNA per il prossimo futuro.

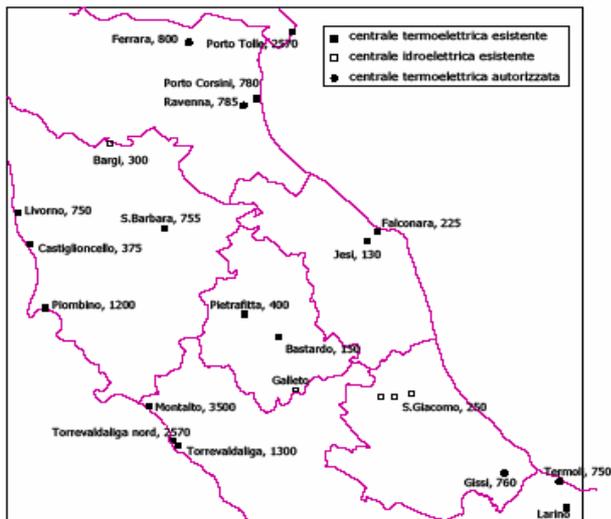


Fig. 10 - Dislocazione e potenza delle maggiori centrali termoelettriche nel Centro Italia



Fig. 11 - Rete di Trasmissione Nazionale nel Centro Italia



Fig. 12 - Localizzazione della nuova stazione da 380 kV

Di tutto quanto sopra, ampio dettaglio è riportato in **ALLEGATO 2: La rete elettrica**

## 1.4 - Assorbimenti elettrici regionali

### I Consumi BT-MT: l'individuazione delle zone maggiormente energivore

Per un'analisi approfondita della distribuzione dei consumi della regione, sono stati reperiti i dati di potenza e consumo delle cabine secondarie distribuite sul territorio regionale.

La potenza complessiva impegnata su ciascuna cabina secondaria è data dalla somma dei kVA riservati per gli utenti BT più i kW riservati per gli utenti MT (Media Tensione) trasformati in kVA<sup>1</sup>. In Tabella 7 si può vedere l'aggregato della potenza impegnata su tutto il territorio regionale.

	N° clienti BT	kW BT	N° clienti MT	kW MT	Totale kW
Totalità degli impianti	940.330	3798637,8	3648	1167183	4965821

Tab. 7 - Potenza impegnata nella regione Marche anno 2007

Occorre sottolineare che ogni singola cabina può alimentare uno o più comuni, alcuni dei quali possono trovarsi in province o addirittura regioni differenti. Nella elaborazione dei dati ottenuti, i comuni sono stati raggruppati in zone, alimentate da più cabine secondarie, il cui flusso di potenza verso altre zone fosse nullo o percentualmente molto trascurabile. Il risultato di questa analisi è stata una prima mappatura della regione in termini di potenza impegnata con l'individuazione di circa 26 "ZONE".

Per l'analisi degli assorbimenti energetici è stato introdotto un parametro che rappresenta il rapporto tra la potenza impegnata sulla rete in bassa e media tensione.

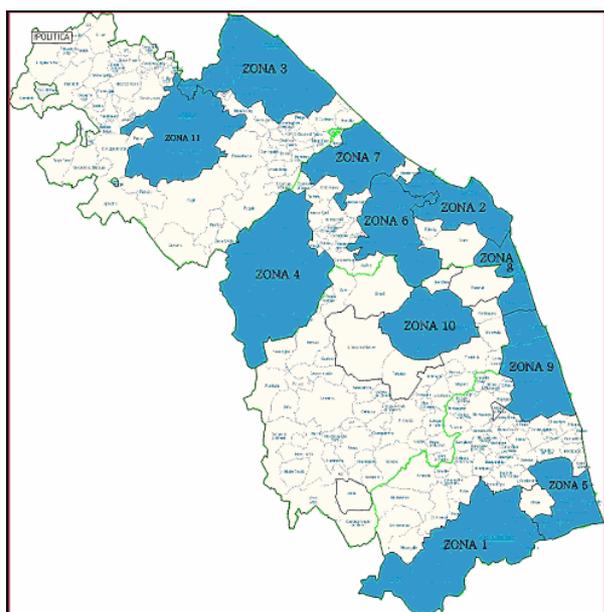
$$K = \frac{P_{BT}}{P_{MT}}$$

**Tale parametro risulta essere molto importante, perché, confrontato con i dati del comune (popolazione, estensione, appartenenza o meno ad un bacino produttivo), consente di capire il peso relativo della media industria o del grande terziario, rispetto al domestico o al piccolo e medio terziario. Infatti la potenza BT è in genere caratteristica del settore domestico, piccolo terziario e piccola industria come quella MT lo è per la medio-grande industria ed il grande terziario.**

Alcuni esempi: un indice BT/MT molto superiore ad 1, in una zona scarsamente popolata, significa verosimilmente che il peso della medie aziende è assai basso e che in quel comune è presente una attività molto legata al terziario o alla piccola impresa, il cui settore merceologico si potrebbe estrapolare con buona probabilità qualora il comune appartenesse ad un determinato bacino industriale. Per i comuni costieri con rapporto BT/MT > 1, in particolare quelli non appartenenti ad alcun bacino industriale, si può evincere il forte peso dovuto al settore terziario turistico.

---

<sup>1</sup>  $\sum \text{kVA} = \text{kVA}_{BT} + \frac{\text{kW}_{MT}}{0,9}$



Zona	Principali comuni della Zona
1	Ascoli Piceno
2	Ancona, Falconara, Chiaravalle
3	Pesaro, Fano
4	Fabriano, Sassoferrato, Cerreto d'Esi
5	San Benedetto del Tronto, Grottammare
6	Jesi
7	Senigallia
8	Loreto, Castelfidardo, Porto Recanati, Potenza Picena
9	Fermo, Civitanova Marche, Montegranaro
10	Macerata
11	Urbino

Fig. 13a - Evidenziazione delle 11 zone maggiormente energivore

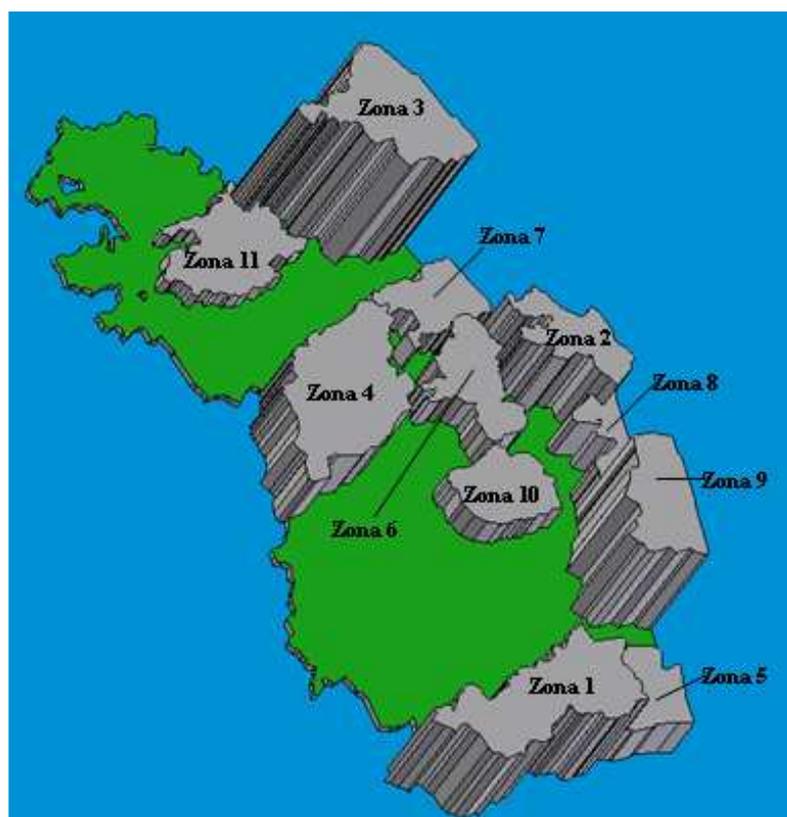


Fig. 13b - Visualizzazione dell'assorbimento elettrico nelle 11 zone maggiormente energivore

I dati di ciascuna zona sono stati analizzati e rielaborati in schede in cui compaiono tutte le informazioni riassuntive come riportato in Tabella 9.

I dati hanno permesso di individuare 11 zone, delle 26, come le maggiormente energivore rappresentando in totale il 63% della potenza impegnata in tutta la regione, a fronte di una consistenza territoriale di 85 comuni su 240 (36%) (Figura 13a e 13b).

La Tabella 9 riporta i dati ritenuti interessanti per uno studio dettagliato di una singola zona: totale potenza installata nella zona, comuni appartenenti alla zona elencati per potenza MT (totale impegnata) decrescente, numero utenti MT per ciascun comune. Questi dati sono risultati particolarmente significativi per una visione dettagliata della zona sino alla definizione di ogni singolo comune.

Quindi la procedura adottata per la mappatura a livello regionale è stata applicata ad ogni singola zona: questo ha consentito di evidenziare anche la differente distribuzione sul territorio delle attività medio-grandi (utenze MT) in genere concentrate in pochi comuni.

Questa elaborazione è di fondamentale importanza nella fase di studio di possibili proposte di intervento. In genere, infatti, tali utenze sono concentrate, all'interno delle città stesse, nelle zone industriali e quindi ben identificabili sul territorio. Questa informazione risulta importante sia nel caso dello scenario di generazione distribuita, nell'ottica di produrre energia vicino a dove questa viene consumata, sia nel caso di interventi di efficienza energetica; dove ci sono elevate concentrazioni di aziende è più alta la probabilità che ci siano utenze con elevato consumo di elettricità vicine ad aziende che, contemporaneamente, hanno una forte domanda di calore con conseguente possibilità di utilizzo della cogenerazione consortile. Ovviamente la possibilità va intesa solo come teorica e non prelude a nessuna forma di fattibilità tecnico-economica.

#### ZONA I

COMUNE	Cabine secondarie (N°)	Clienti BT (N°)	Potenza Impegnata clienti BT (kW)	Potenza Istantanea Trasformatori MT/bt (kW)	Clienti MT (N°)	Potenza Impegnata clienti MT (kW)
<b>TOTALE</b>	<b>589</b>	<b>53272</b>	<b>196456,9</b>	<b>109696</b>	<b>211</b>	<b>90683,4</b>

Tab. 8 - Riassunto dei dati disaggregati per la Zona I assunta come esempio

#### ZONA I

COMUNE	Cabine secondarie (N°)	Clienti BT (N°)	Potenza Impegnata clienti BT (kW)	Potenza Istantanea Trasformatori MT/bt (kW)	Clienti MT (N°)	Potenza Impegnata clienti MT (kW)
ACQUASANTA TERME	50	3111	9573,6	5850	17	2188
APPIGNANO DEL TRONTO	26	1146	4103,9	2940	0	0
ARQUATA DEL TRONTO	22	2230	6579,0	2510	9	2562
ASCOLI PICENO	296	31867	124905,2	68956	150	76324,5
CASTEL DI LAMA	24	3537	12666,1	4860	2	225
CASTIGNANO	33	1762	6245,2	4210	10	3055
FOLIGNANO	40	4588	15446,4	7670	4	723
MALTIGNANO	20	1377	5438,6	3300	10	1312
ROCCAFLUVIONE	38	1503	4569,6	4050	1	30
ROTELLA	20	703	2320,1	2400	7	4262
VENAROTTA	20	1448	4609,2	2950	1	1,9

Tab. 9 - Esempio di dati utili per la Zona I

## Le utenze AT

Tutte le considerazioni fatte fino a questo momento sono state eseguite sui dati delle utenze di bassa e media tensione. Nelle Marche esistono 9 utenze di alta tensione, inserite nelle zone già individuate. Alcune sono aziende molto grandi, altre sono le Aziende Municipalizzate che richiedono, sulle linee di trasporto, una certa capacità di potenza impegnata. Non essendo i dati di potenza impegnata disponibili con la medesima accuratezza delle utenze BT-MT, sono stati acquisiti i dati di potenza prelevata alle ore 11.00 del terzo mercoledì del mese di dicembre.

La scelta del giorno e dell'ora non è casuale. Secondo le numerose serie storiche di dati di TERNA, il terzo mercoledì del mese di dicembre, alle ore 11.00, si ha in genere il picco massimo annuale di prelievo delle varie utenze. Il dato fornito risulta quindi un valore orientativo di potenza che deve essere assolutamente garantita ma sicuramente molto vicino a quello reale; il dato in esame, infatti, ci dice che in quel determinato istante quell'utenza stava prelevando quel numero di kVA, che quindi erano garantiti. L'introduzione delle utenze AT, non ha creato particolari novità rispetto a quanto visto precedentemente per le potenze BT ed MT. L'unica differenza è stata l'innalzamento delle soglie di potenza impegnata nelle zone dove le utenze AT erano inserite e l'avanzamento di posizione di un paio di zone nella classifica della potenza impegnata.

## I consumi BT-MT-AT

All'inizio del lavoro, sono stati studiati ed analizzati i dati sui consumi disaggregati di TERNA. Con il dettaglio dei dati disponibili sulla potenza impegnata delle singole cabine secondarie è stato possibile individuare con discreta precisione il livello dei consumi annuali della regione Marche a livello sub-provinciale, più circostanziato ma meno preciso di quello fornito da TERNA. Più circostanziato, perché è possibile avere un dato a livello comunale, meno preciso in quanto questo dato si basa, come verrà spiegato in seguito su delle medie provinciali.

In Figura 14 è riportato il diagramma di carico della regione Marche, dalla classica forma a "gobbe di cammello" o a "M" di una delle giornate più critiche dell'estate 2003. Nel 2007 la forma è rimasta pressoché identica ma il valore di picco è salito a circa 1300 MW.

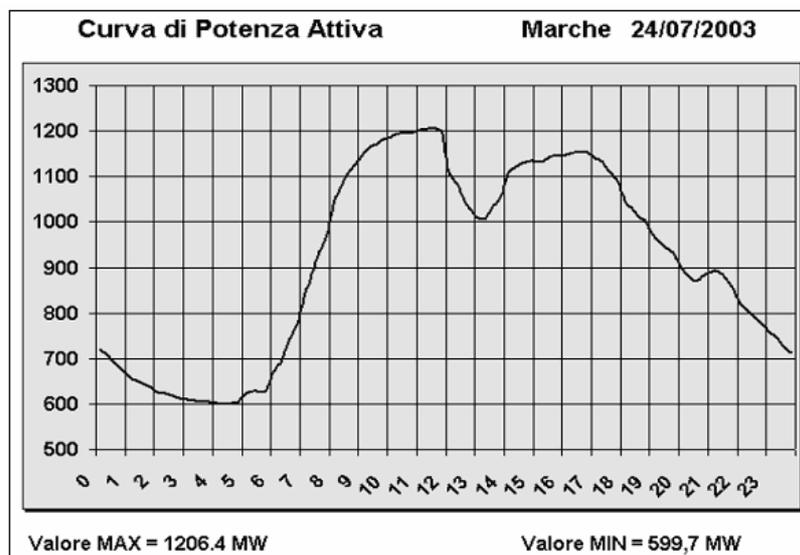


Fig. 14 - Consumi nella regione Marche nella giornata più critica dell'estate 2003

Come fatto per le potenze impegnate, anche lo studio dei consumi è stato focalizzato solo sulle zone maggiormente energivore. Per tale studio è stato usato un **coefficiente di utilizzo**  $\chi$ , che rapporta l'energia consumata mediamente in un anno alla potenza impegnata.

$$\chi = \frac{E_a}{P_i} \left[ \frac{kWh}{kVA} \right]$$

Tale coefficiente varia con la tipologia dell'utenza (BT o MT) e con la provincia di appartenenza (Tab. 10). I consumi di tutti i comuni sono stati quindi determinati moltiplicando i KVA relativi a ciascun tipo di fornitura con il corrispondente valore del coefficiente di utilizzo  $\chi$ ; le zone a cavallo di due province hanno i loro consumi pesati in maniera opportuna.

Provincia	$\chi = \frac{E_a}{P_i} \left[ \frac{kWh_{BT}}{kVA} \right]$ per utenze BT	$\chi = \frac{E_a}{P_i} \left[ \frac{kWh_{MT}}{kVA} \right]$ per utenze MT
Ancona	1779	2640
Ascoli Piceno	1534	2575
Macerata	1600	2451
Pesaro	1599	2250

Tab. 10 - Consumo medio per KVA installato, suddiviso per utenza (BT-MT) e per provincia nel 2004

Come si poteva immaginare anche dall'analisi dei dati del GRTN, la provincia di Ancona ha un forte coefficiente di utilizzo e, quindi, un peso maggiore sui consumi regionali. E' inoltre importante notare che se si fosse considerato il dato medio regionale di coefficiente di utilizzo  $\chi$  si sarebbero avuti errori di valutazione sui consumi dei singoli comuni.

I consumi delle utenze ad alta tensione non sono disponibili, tuttavia partendo dalla potenza installata è stata fatta una ipotesi del numero di ore di domanda: considerando i periodi di fermo produzione e i possibili turni, sono state stimate 6000 ore. Il dato accorpato conferma l'elenco ottenuto con i soli consumi relativi alle utenze a bassa e media tensione, tuttavia questo accorpamento è basato su di una ipotesi non supportata da alcuna valutazione sull'effettiva domanda di energia da parte delle stesse utenze ad alta tensione.

L'approccio utilizzato nel precedente studio, vale a dire quello di considerare il consumo medio provinciale delle utenze BT e MT per poter ricavare una stima dei consumi delle singole zone, è oggi completamente superato dal fatto di disporre dei dati reali, forniti da ENEL Distribuzione, di ciascuna di esse.

Lo studio svolto nel 2004 è ancora oggi qualitativamente valido. Viene però aggiornato in termini di consumi reali evidenziando le diversità delle singole zone come mostra il grafico di Figura 15.

Esso conferma quanto già visto nell'andamento dei consumi delle province. E' evidente un aumento generalizzato dei consumi a cui si sottrae solo la zona di Fabriano (Zona 4).

Andamento consumi nelle 11 zone, periodo 2001-2007

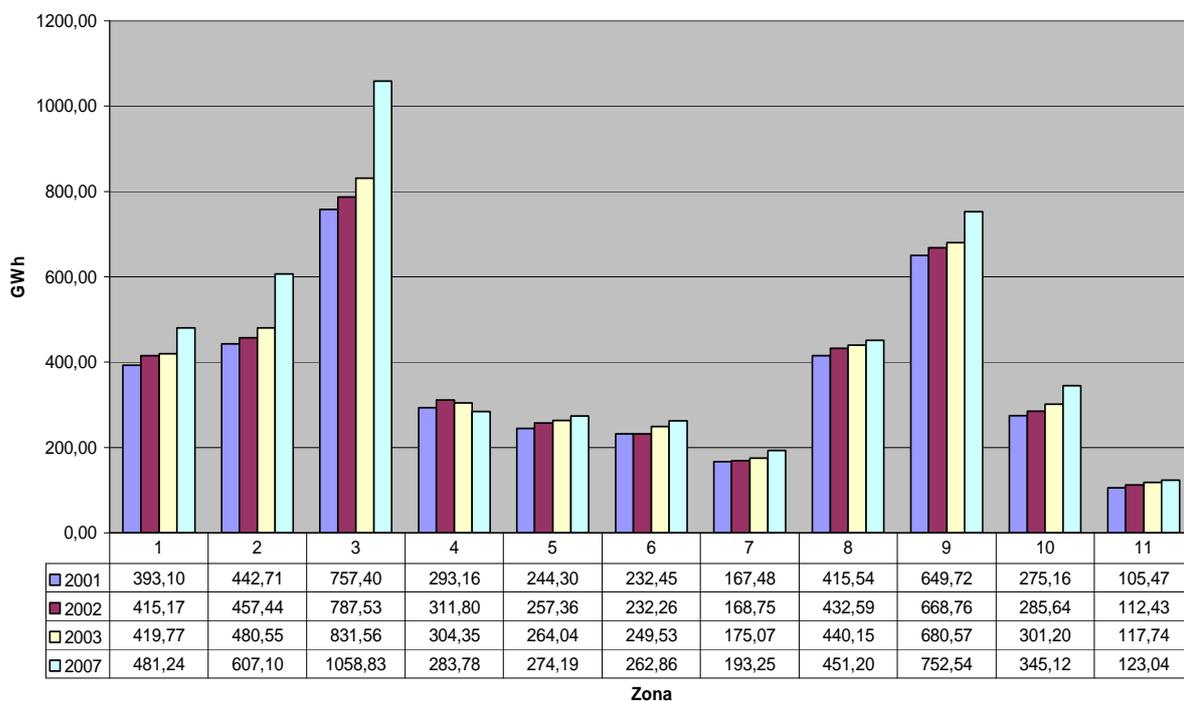


Fig. 15 - Grafico dei consumi nel periodo 2001-2007, delle 11 zone individuate

Maggiori informazioni sulle dinamiche dei fabbisogni si possono trarre riprendendo in considerazione anche i dati a livello provinciale e per settore (**ALLEGATO 3: I consumi elettrici**)

## I.5 - Rete e distribuzione gas

Tra le risorse energetiche occorre ovviamente inserire anche il gas naturale ed uno studio energetico non può prescindere dall'analisi della rete gas e della sua capacità di trasporto, pur non costituendo questa un elemento di criticità per la regione.

Ciò è stato svolto, essenzialmente, per individuare quali fossero le zone con un maggior utilizzo di metano e quindi di energia termica. Nella successiva analisi si vedrà che legando tali dati ai consumi elettrici è possibile individuare zone in cui prevedere interventi di efficienza energetica quali, per citarne alcuni, generazione e teleriscaldamento, che però potranno essere considerati possibili nel solo caso in cui si ha il contemporaneo utilizzo di energia termica ed elettrica ed in zone molto raccolte.

Ovviamente tali zone debbono essere poco estese ed opportunamente definite come tipologia di utenza.

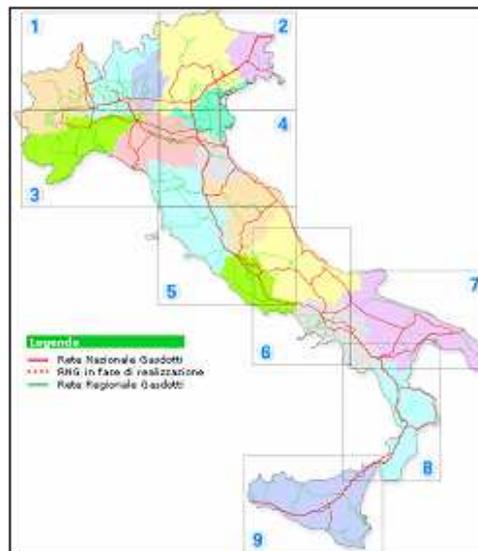


Fig. 16 - Rete di distribuzione gas

## I.6 - Assorbimenti gas regionali

Per quanto riguarda il gas è possibile arrivare ad una stima del consumo di gas metano nelle varie zone conoscendo quelle che sono le "CAPACITA' DI TRASPORTO GIORNALIERE DEI PUNTI DI RICONSEGNA" della regione. Il dato della capacità di trasporto indica la quantità massima di gas naturale che in un giorno può essere prelevata dal punto di riconsegna, indicata in  $\text{Sm}^3/\text{giorno}$ . In altre parole rappresenta quello che nel campo elettrico è la POTENZA INSTALLATA.

Moltiplicando la capacità giornaliera (POTENZA) per un tempo convenzionalmente definito in giorni (TEMPO DI IMPEGNO) è possibile avere una stima del consumo annuo di metano (ENERGIA) nel punto di riconsegna in questione. Il consumo per ogni zona è dato dalla somma dei consumi di tutti i punti di riconsegna al suo interno.

Si usa quindi in genere un fattore moltiplicativo correlato con il numero dei giorni annui equivalenti di utilizzo a piena portata; tale fattore varia a seconda che l'utenza sia civile (fattore moltiplicativo 120) o industriale (fattore moltiplicativo 135). Questo implica che per avere una stima affidabile occorre anche sapere se il punto di riconsegna serve un quartiere residenziale o una zona industriale. Non avendo sufficienti indicazioni a riguardo si è scelto un valore intermedio. Occorre sottolineare, comunque, che molti comuni e molte zone sono servite da un solo punto di riconsegna e che quindi la maggior parte dei consumi possono essere considerati di tipo misto. In Figura 17 sono rappresentati i valori della capacità di trasporto giornaliera suddivise nelle 11 zone e riferiti al 2007.

Nello studio precedente concluso nel 2004, era stato utilizzato un coefficiente moltiplicativo unico regionale per passare dalla capacità di trasporto giornaliera ad una stima dei consumi di ciascuna zona. Oggi, in regime di mercato libero dell'energia, per utilizzare la stessa procedura, bisognerebbe avere tale coefficiente moltiplicativo per ciascun punto di rilascio, o almeno per ciascun Comune/Distributore locale. Essendo tale dato un dato sensibile di mercato, è praticamente irreperibile. D'altra parte utilizzare lo stesso coefficiente utilizzato nello studio precedente non avrebbe molto senso.

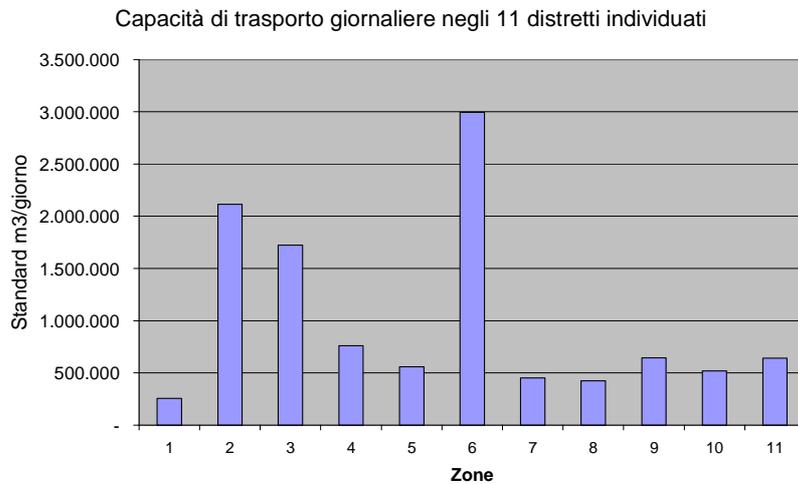


Fig. 17 - Capacità di trasporto giornaliera di gas naturale nelle 11 zone individuate (anno 2007)

In Figura 18 si riporta comunque la distribuzione dei consumi rilevati nel 2004, essendo tali valori in qualunque caso significativi dei consumi di gas naturale in ciascuna zona.

Si può notare come la Zona 6 (Jesi) abbia una portata impegnata elevata ma nei consumi è superata da Ancona (Zona 2) e Pesaro (Zona 3). Ciò è da attribuire alla presenza nella Zona 6 delle due centrali Turbogas di Jesi e Camerata Picena, con uno scarsissimo impegno di quest'ultima, mentre l'impegno nelle due città di Ancona e Pesaro sarebbe da computare per un periodo equivalente elevato.

Occorre rilevare che contrariamente a quanto possa apparire, non è affatto scontata la conclusione che con un buon consumo di metano a fronte di una minor domanda di energia elettrica si debba pensare ad una ottima possibilità per installare in tale zona un impianto di cogenerazione di buona potenza. La necessità di contemporaneità delle domande e della distribuzione del termico in zone non molto estese, annulla spesso la fattibilità tecnico-economica dell'iniziativa.

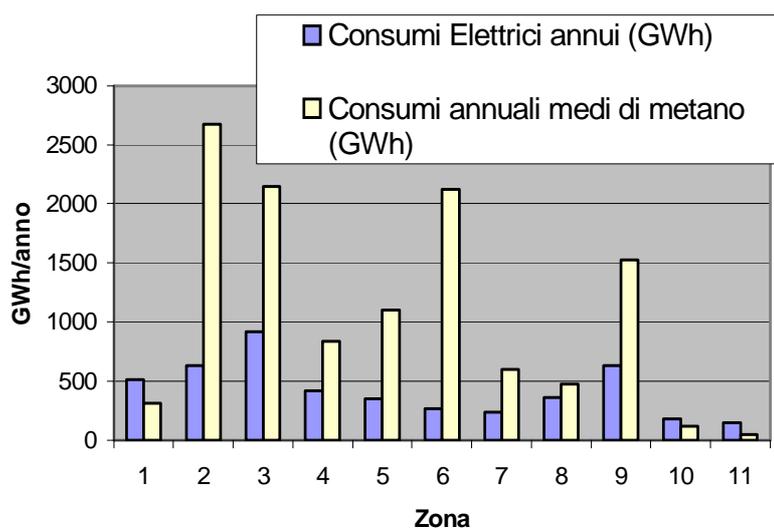


Fig. 18 - Consumi elettrici e di gas naturale 2004

Ampi dettagli sul mercato elettrico e gas, sulla composizione dei costi e sulle dinamiche tariffarie sono riportati in **ALLEGATO I: Il mercato dell'energia**



## 2. Tecnologie e strumenti di intervento

### 2.1 - Il risparmio energetico

È opinione comune considerare il risparmio energetico all'utenza la migliore fonte energetica. Oltre all'evidente influenza anche finanziaria sui prezzi dei combustibili e dei prodotti energetici in genere, si avrebbe un sicuro ed indiscutibile effetto sull'ambiente, senza discussione su effetti indiretti che invece alcune tecnologie, cosiddette verdi, presentano se analizzate nel loro completo ciclo di vita (LCA).

L'Italia da questo punto di vista non si presenta come un Paese fortemente deficitario e figura come energeticamente "virtuoso" ma comunque ancora molto si può fare e, stante la crescente crisi energetica sia di mercato che di fornitura, si avverte la necessità di spingere sempre più in tale direzione soprattutto nei settori maggiormente energivori, come il settore industriale.

Sulla base di tali indicazioni preliminari la Dott.ssa Emma Marcegaglia – allora Vicepresidente di Confindustria per Ambiente, Energia ed Infrastrutture - nel luglio 2006 decise di costituire, nell'ambito della Commissione Energia di Confindustria, una task force ad hoc sull'efficienza energetica coinvolgendo tutte le associazioni e strutture locali facenti riferimento a Confindustria stessa e considerando tutte le varie applicazioni (dagli edifici ai macchinari ed apparecchi degli utenti, dai trasporti ai vari servizi del terziario ed alle infrastrutture).

I principali obiettivi della task force sono stati:

- valutare effettivamente i risparmi energetici conseguibili evitando oneri addizionali alle imprese, individuando quei settori che per dimensione e per potenziali risparmi risultino i più interessanti per interventi specifici;
- evidenziare le tecnologie disponibili per implementare programmi di efficienza energetica sulla base di analisi di costi/benefici;
- indirizzare i competenti Ministeri verso uno stimolo all'efficienza energetica e relative leggi inserite organicamente in un quadro coerente di politica energetica di medio-lungo termine;
- definire ed implementare azioni di comunicazione e informazione, fondamentali per il successo delle iniziative.

In **ALLEGATO 4: Risparmi ed Efficienza Energetica** sono sintetizzate le linee di tale documento consultabile anche nel sito ufficiale di Confindustria ([www.confindustria.it](http://www.confindustria.it)).

Il problema del risparmio energetico è in realtà molto sentito da tempo e già dal 2001 si sono avuti i primi interventi governativi per fissare gli obiettivi di risparmio a livello nazionale nei vari settori, introducendo sistemi mirati a premiare la bontà dei prodotti immessi sul mercato (elettrodomestici, sistemi di illuminazione, ecc.) così come la tipologia degli impianti di conversione (cogenerazione, uso delle fonti rinnovabili, ...) con gli strumenti dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) per i quali è stato avviato un mercato di valorizzazione.

Rimandando all'allegato per un completo quadro del settore, si evidenzia come sia impossibile trovare nei valori degli obiettivi ministeriali una indicazione di quelli che potrebbero essere i risparmi energetici che realmente ci si può attendere per i prossimi anni.

Si era già visto nello studio precedente quanto fosse problematico il raggiungimento degli obiettivi fissati, quindi per procedere con la previsione della domanda nei prossimi anni si è adottato un modello di calcolo che mediasse tra le attese e le realistiche possibilità di concretizzazione degli sforzi rivolti al risparmio.

I decreti fanno riferimento ai MTep/anno che poi vanno distribuiti tra i vari operatori energetici e quindi solo in parte sono da addebitare alla produzione elettrica. Capire quanto di quello programmato è stato complessivamente ottenuto è praticamente impossibile se non con un margine di errore enorme.

Quindi si è elaborata una progressione basata sui pochi dati reali reperibili sino al 2006. Essa è riportata in Mtep per gli anni 2002-2012 partendo dal valore previsto dal primo decreto per il 2002 (0,1 Mtep/anno) sino a raccordarsi al valore che l'ultimo decreto del luglio 2008 riporta come obiettivo per il 2012 (3,5 Mtep/anno).

Anno	Obiettivo di risparmio nazionale			Obiettivo di risparmio regione Marche	
	Mtep/anno	GWh/anno	%	GWh/anno	%
2002	0,1	455	0,15%	11	0,16%
2003	0,2	909	0,28%	22	0,31%
2004	0,3	1.364	0,42%	33	0,45%
2005	0,35	1.591	0,48%	38	0,52%
2006	0,35	1.591	0,47%	38	0,50%
2007	0,5	2.273	0,67%	55	0,70%
2008	1,2	5.454	1,57%	131	1,66%
2009	1,8	8.181	2,31%	196	2,43%
2010	2,4	10.908	3,02%	262	3,18%
2011	3,1	14.090	3,82%	338	4,02%
2012	3,5	15.908	4,22%	382	4,44%
2013	3,8	17.271	4,49%	415	4,72%
2014	4	18.180	4,63%	436	4,87%

*Tab. 11 - Progressione dei valori di risparmio energetici nel periodo 2002-2012 sulla base di programmi ministeriali e stimati per il biennio 2013-2014*

Sulla base di tali valori sono stati calcolati i corrispondenti valori di competenza della regione Marche in relazione dell'aliquota di consumo rispetto al valore nazionale. È stato poi computato il valore percentuale sul fabbisogno sia nazionale che regionale.

Nello studio precedente, non avendo dati per validare un modello, si erano presi per realizzabili i coefficienti ministeriali, sovrastimandoli palesemente. Con tale procedura la previsione appare più equilibrata ma rimane per sempre un valore stimato.

## 2.2 - Sistemi di produzione

### 2.2.1 - Fonti rinnovabili

#### Solare Fotovoltaico

La conversione dell'irraggiamento solare in energia elettrica può essere ottenuta direttamente in energia elettrica, od indirettamente, tramite un processo termodinamico. In questo caso da tempo si stanno sviluppando sistemi ad elevata efficienza ma con limiti dimensionali elevati sia in termini di potenza che di superficie impegnata. Soluzioni di piccola taglia sono in avanzato stato di sperimentazione ma non ancora sul mercato.

Di maggior diffusione e con maggior aspettative si presenta la conversione diretta fotovoltaica.

È indubbio che il settore fotovoltaico (FV) sia fra le nuove tecnologie energetiche quello in più forte espansione. A fine 2006 la potenza complessivamente installata nel mondo ha superato 6.600 MWp, con una crescita media annua, a partire dal 1998, del 35% circa, principalmente orientata ad installazione su edifici e collegata alla rete. In tal modo infatti si consente innanzitutto di evitare l'occupazione di superfici rilevanti al suolo (scelta penalizzante anche sotto il profilo dei costi) e si ha un risparmio nelle strutture di supporto. Inoltre è possibile un'integrazione parziale o totale nella struttura edilizia, consentendo di risparmiare i costi dei materiali sostituiti. Altro vantaggio viene da una maggiore efficienza energetica, in quanto si evitano le perdite di energia dovute al trasporto e alla distribuzione, dato che **l'energia elettrica viene in larghissima parte utilizzata nello stesso luogo in cui viene prodotta**. Questo aspetto è ormai un punto concettualmente dominante nelle politiche di conversione energetica di qualsiasi tipo e da qualsiasi fonte primaria.

Il mercato del FV è ancora dominato dalle tecnologie di prima generazione, il cui componente base è il modulo di silicio monocristallino o policristallino. Questi risultati sono dovuti ai miglioramenti realizzati negli ultimi anni nel processo produttivo. A tale capacità competitiva ha contribuito anche la crescita delle rispettive efficienze di conversione dell'energia solare in energia elettrica, anche per le nascenti tecnologie a film sottile, oggi la più promettente alternativa tecnologica ai moduli cristallini (Tabella 12).

Tecnologia	Si mc	Si pc	$\alpha$ -Si	$\alpha$ -Si/mcSi	CdTe	CIS
Cella	16-17	14-15	-	-	-	-
Modulo	13-15	12-14	6-7	9-10	8-10	10-11

Tab. 12 - Efficienza (%) di conversione per le diverse tecnologie

Tali tecnologie si presentano promettenti soprattutto sotto il profilo di redditività economica e cioè in termini di €/kWh anche perché bene si prestano all'integrazione nella componentistica edilizia. La diffusione del mercato e l'evoluzione tecnologica rendono il settore in forte tensione competitiva con un effetto importante sui costi che tendono ad una costante diminuzione. Sono infatti sempre più frequenti gli annunci di nuove soluzioni che ottengono migliori prestazioni o la riduzione dei costi.

Rimandando all'**ALLEGATO 5: Le fonti rinnovabili**, per quanto riguarda un miglior approfondimento su tale tecnologia, si osservi che la "capacità produttiva" di un impianto fotovoltaico connesso alla rete risulta limitata per posizione geografica. In Tabella 13 vengono indicati, per tre localizzazioni diverse, i kWh elettrici generati mediamente in un anno e immessi in

rete, per ogni metro quadrato di moduli in silicio monocristallino (Si-mc) e in silicio policristallino (Si-pc), e per un impianto di potenza nominale pari ad 1 kWp (potenza di picco: cioè con la massima insolazione; si tenga conto che esso corrisponde a moduli di superficie complessiva pari a circa 8 m<sup>2</sup> se in silicio cristallino e 10 m<sup>2</sup> se in silicio policristallino). Ad esempio 1 m<sup>2</sup> di pannello Si-mc esposto per 1 anno al centro fornirà 160-190 kWh a seconda della modalità di installazione fisso o ad inseguimento. Se se ne installano 8 m<sup>2</sup> per una potenza di 1 kWp si potrà ricavare energia per 1.250-1.360 kWh.

<b>Capacità produttiva di un impianto fotovoltaico</b>			
Localizzazione dell'impianto	Energia utile/m <sup>2</sup> per moduli in Si-mc kWh/(m <sup>2</sup> anno)	Energia utile/m <sup>2</sup> per moduli in Si-pc kWh/(m <sup>2</sup> anno)	Energia utile per 1 kWp installato kWh/(kWp anno)
<b>NORD</b>	135-150	110-130	<b>1.080-1.200</b>
<b>CENTRO</b>	160-190	110-160	<b>1.250-1.360</b>
<b>SUD</b>	180-210	140-180	<b>1.450-1.600</b>

Tab. 13 - Resa dei moduli fotovoltaici a diverse latitudini

L'evoluzione del comparto è stato di recente spinto in modo enorme tramite premi alla produzione soprattutto con politiche tariffarie particolarmente allettanti.

Nelle Marche, dopo l'introduzione a livello nazionale del meccanismo incentivante del conto energia, si è registrato un buon aumento di potenza installata nel fotovoltaico. Al 31 luglio 2006 risultavano **ammessi all'installazione** dal GSE, 594 impianti per una potenza installabile pari a 15239,2 kW. Nel maggio 2008 risultano in esercizio 456 impianti per una potenza installata pari a 3906,6 kW. Ciò significa che a fronte di un iniziale interesse alla realizzazione di impianti poi ne sono stati installati solo il 25%. Considerando che ogni kW installato nelle Marche fornisce circa 1300 kWh, la potenza installata di circa 3900 kW erogherebbe energia per 5,07 GWh, pari allo 0,06% dei consumi marchigiani del 2006. L'ipotesi di ampio sviluppo nei prossimi anni deve considerare i limiti dovuti agli elevati impegni finanziari per unità di potenza installata, anche se, come sopra detto, si attendono forti riduzioni di tali costi, la cui attesa ha frenato sino ad ora la diffusione degli investimenti. Perciò nella previsione entro il 2014-2015 si è ipotizzato un aumento notevole rispetto alla attuale potenza impegnata con un incremento sino a circa 50 MW, con un impegno di superficie per almeno 500.000 m<sup>2</sup>. Vale a dire uno sviluppo di tale tecnologia che decuplica le installazioni rispetto all'attuale. Ciò darebbe modo di ricavare circa 60 GWh/anno che però rappresenta una incidenza solo di circa 0,6% sul fabbisogno regionale atteso per quel periodo.

Comunque sia la migliore soluzione dal punto di vista energetico appare quella di un impiego della tecnologia fotovoltaica combinata per l'energia termica con altre ad alta efficienza e da fonte rinnovabile; è questo ad esempio il caso della combinazione solare fotovoltaico - pompa di calore geotermica. Ci sono recenti applicazioni di queste combinazioni (alcune anche nelle Marche) che sono in grado di soddisfare integralmente i fabbisogni dell'utenza sia elettricamente che di climatizzazione, invernale ed estiva. In questi casi ad oggi si riscontrano potenze totali installate che vanno da 300 a 1200 kW.

## Energia idraulica

Tra le fonti di energia primaria quella potenziale idraulica è certamente tra le più antiche. La tecnologia ha permesso da tempo di raggiungere in tale campo rendimenti globali di conversione molto elevati (85 - 90%) poco influenzati dalle dimensioni dell'impianto e con costi di investimento e di esercizio relativamente bassi.

Va però notato anche che il limite allo sviluppo di tale fonte energetica è la disponibilità di portate e salti significativi e l'eventuale loro sfruttamento senza danni all'ambiente; è infatti ormai noto che la creazione di dighe e/o sbarramenti per la creazione di invasi o prese d'acqua di dimensioni considerevoli, possono introdurre mutazioni irreversibili all'ambiente montano.

Come già precedentemente illustrato esiste una produzione di energia elettrica da fonte idraulica che oscilla, in ragione delle variazioni stagionali climatiche, attorno a 200-300 GWh/anno, pari al 5% circa dell'attuale fabbisogno elettrico regionale, e che rappresenta attualmente la quasi totalità dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile nella regione. Essendo l'eventuale incremento od ulteriore sfruttamento di tale fonte solo una piccola percentuale dell'esistente, si ritiene tale opportunità di importanza marginale rispetto alle richieste del presente studio. Permane comunque l'interesse di incentivare al massimo le installazioni di mini-idro nel campo del recupero di energia da salti nelle reti di distribuzione degli acquedotti o degli scarichi fognari. Sono peraltro presenti e noti nella regione, numerosi casi di interventi in tale campo e sono pendenti alcune domande di autorizzazione per un totale di circa 22 MWe che rappresentano ormai tutta la potenza rimanente su tale fonte. Il contributo energetico atteso non potrà mai superare i 30 GWh/anno.

## Eolico

La produzione di energia elettrica da fonte eolica si fonda su di una tradizione molto antica che partendo dalla propulsione navale ed attraversando le tecniche dei mulini a vento ha portato ad oggi numerose proposte per la progettazione di aerogeneratori di dimensioni e potenze notevoli (fino a 2 MW), sfruttando al meglio le tecnologie aeronautiche.

In tale settore occorre osservare che la prima necessità è però data dalla ventosità sfruttabile, cioè di intensità e continuità utili. Sotto questo aspetto la regione Marche non si presenta sicuramente molto avvantaggiata: basta osservare la mappa della intensità e della sfruttabilità del vento a 50 m da suolo, così come risulta dall'atlante eolico pubblicato dal CESI assieme all'Università di Genova. Tale studio di sicura validità generale, non fornisce dati anemologici con sufficiente dettaglio.

Uno studio sviluppato presso il Dipartimento di Energetica dell'Università Politecnica delle Marche, ha evidenziato come nella regione esistano nicchie di intensità e producibilità che riguardano principalmente aree montane in provincia di Pesaro e Macerata (zone dei Sibillini e del Monte Nerone). Come si nota in Figura 20, ciò non contraddice le mappe del CESI ma con maggiore definizione fornisce i possibili siti dove si possono assicurare ventosità sino a 5 m/s e resa energetica (cioè producibilità elettrica) pari a 2-2,5 GWh/anno per MW installato. Le zone interessate sono sicuramente poco estese ed è abbastanza difficile prevedere il valore della potenza specifica installabile.

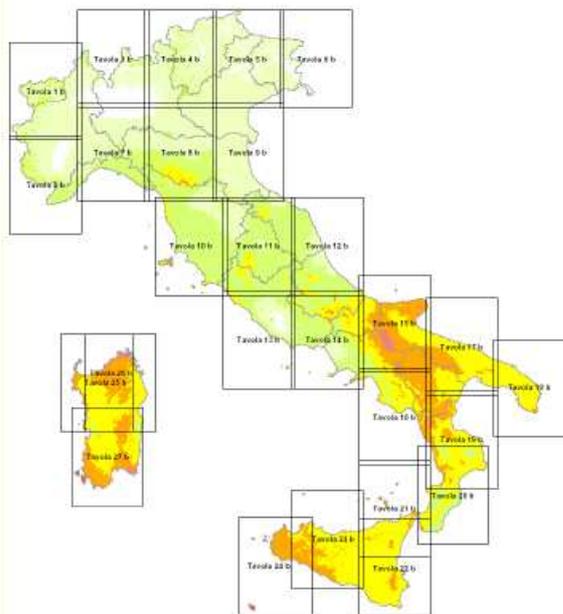


Fig. 19 - Mappa della ventosità in Italia (CESI)

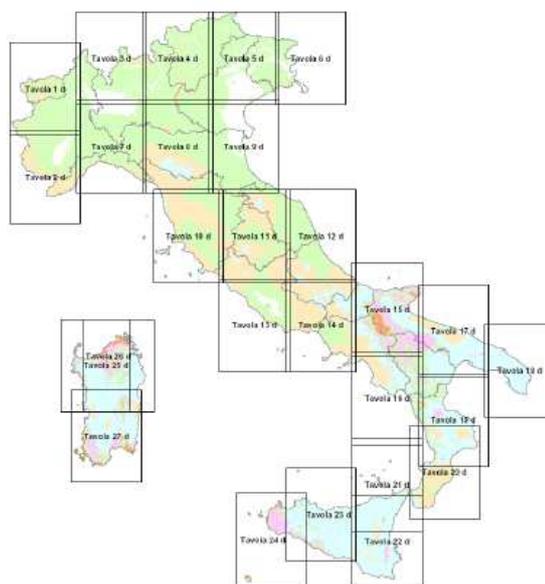


Fig. 20 - Mappa della producibilità energia eolica

Un metodo di valutazione quantitativa può essere basato sul raffronto tra la potenza teorica ottenibile nelle Marche e quella relativa a regioni più ventose come Basilicata e Sardegna. Dalle previsioni di potenza di tali regioni si può ricavare, in proporzione, un valore di riferimento. Incidono su tali scelte numerosi fattori, rendendo difficilissima la previsione di attuazione. Si terrà quindi conto solo di fattori tecnici, individuando quindi solo la potenzialità teorica.

A distanza di quattro anni l'evolvere degli studi e dei rilevamenti sul campo e l'analisi delle zone interessate in termini di rispetto fauno-floristico e paesaggistico, hanno portato alla definizione di aree di possibile installazione di gruppi eolici con le relative potenze installabili.

In particolare con DGR n. 366 del 3/4/2006, pubblicata sul BUR n. 39-2006, sono state individuate le aree idonee per la realizzazione di un parco eolico di 40 MW in attuazione di quanto previsto dal PEAR al cap. 6 par. 4.7. Si evidenzia da tale documento che "...risulta che solo 3 aree potrebbero ospitare un sito da 40 MW, soddisfacendo i requisiti imposti dal PEAR e le ipotesi introdotte da questo studio e sono: PU-I , la MC-I e la MC-2." (vedi figura). Viene poi data priorità alla MC-I per ragione della più facile viabilità e la migliore posizione per l'allacciamento alla AT. In aggiunta le altre presentano peggiori situazioni per impatto territoriale ed ampiezza di zona".

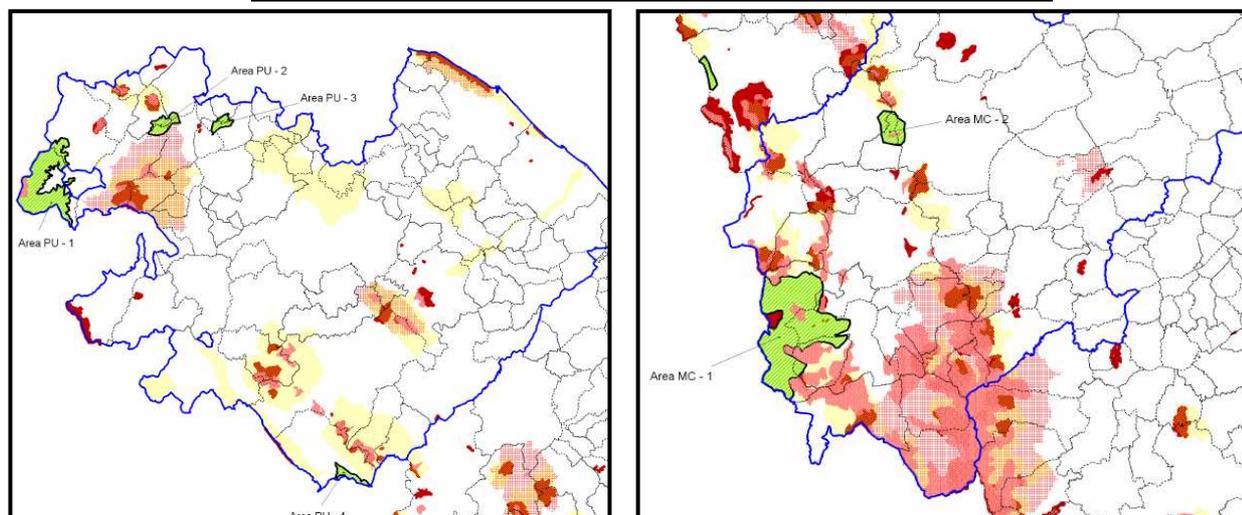
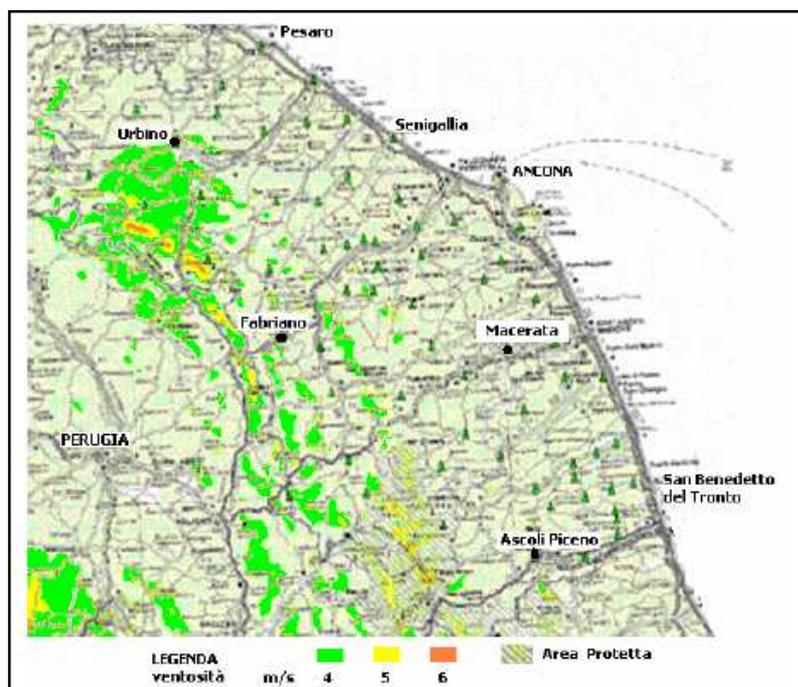


Fig. 21 - Dettaglio della ventosità delle Marche (CESI) e delle zone individuate dalla regione Marche

Questo punto è importante poiché la dislocazione di campi eolici per decine di MW con pali da 2 MW comporta l'impegno di superfici elevate difficilmente individuabili come "libere" nell'orografia marchigiana da vincoli ambientali di qualsiasi tipo. Da studi di fattibilità già svolti risulta ad esempio che per un parco eolico di 15 torri da 2,5 MW l'una serve una superficie di 3 km per 1,5 km. Se si considera poi il problema della facile raggiungibilità con mezzi per trasporto e montaggio impianti, si capisce come le aree si riducano molto su di una superficie ventosa già scarsa. Tutto ciò è d'altronde confermato nelle conclusioni del documento citato.

Nell'**ALLEGATO 8: Azioni sviluppate nell'ultimo periodo in ambito regionale** vengono riportati i dati delle numerose domande di autorizzazione che attendono il via libera all'installazione. Essi rappresentano verosimilmente il massimo dell'installabile considerato che alcune di tali iniziative non potranno avere parere favorevole e che altre sono in via di indagine anemometrica.

In effetti su tale fonte energetica, che può dare un significativo contributo alla riduzione dell'emissione di CO<sub>2</sub> gravano tanti e tali vincoli che rendono impossibile l'utilizzazione di tale fonte.

Per tale ragione si è ritenuto che la previsione fatta nel 2004 (150 MW) si può considerare ancora valida anche se nulla si può dire sui tempi di attuazione che potrebbero richiedere periodi più lunghi. Comunque si reputa possibile giungere ad un valore di potenza totale di circa 150 MW, composta da diversi campi e di diversa estensione. Ne deriverebbe una produzione energetica di circa 300 GWh in ragione di una resa standard di circa 2 GWh/MW.

## **Biomasse**

La conversione energetica da biomasse non rappresenta certamente una novità tecnico-scientifica bensì un ritorno alle origini. Non solo all'uso di combustibili "rinnovabili" per produrre calore, ma anche per alimentare cicli termodinamici per la conversione di calore in lavoro.

Assume però estremo interesse poiché oltre ai ben noti vantaggi di carattere ambientale costituiti dalla assenza di produzione di CO<sub>2</sub> dal ciclo di vita del combustibile (la combustione produce la stessa CO<sub>2</sub> che è stata assorbita dal vegetale nella sua crescita), a differenza delle altre rinnovabili, può garantire la sicurezza di erogazione indipendentemente dalle condizioni contingenti di presenza della fonte primaria come invece avviene per il solare o l'eolico. In altre parole assicura sia l'energia che la potenza disponibili dall'impianto.

Recentemente si sono sviluppati alcuni mercati legati ai combustibili derivati da vegetali, innescando spirali di quotazioni che hanno ingenerato illusioni sulle possibilità di utilizzare i biocombustibili per conversione energetica con soddisfazione economica soprattutto in ragione dei contributi derivanti dagli incentivi. Tali processi si sono rapidamente rallentati a fronte della difficile reperibilità di tali combustibili e dall'innescarsi di una lievitazione dei prezzi con ripercussioni speculative anche sul mercato alimentare.

Le attuali tecnologie per lo sfruttamento delle biomasse sono principalmente basate sulla combustione in impianti a vapore, con taglie minime di qualche MWe per un soddisfacente ritorno economico. Ciò determina difficoltà nell'accoglimento dei siti e problemi logistici anche per il reperimento del combustibile in quantità cospicue e con continuità.

Minori problemi si possono avere da conversioni di piccola taglia (50-500kWe) ma che, essendo possibili solo con motori a combustione interna o microturbine, richiedono combustibili liquidi o gassosi con la necessità di processi di conversione che garantiscano anche di economicità e resa.

La loro applicazione però risulterebbe sempre relegata a frazioni minime dell'energia richiesta da un paese sviluppato se non si mettono a punto processi di trattamento della materia prima in grado di produrre gas di sintesi o combustibile liquido con buone caratteristiche ed a costi molto contenuti.

Per ulteriori maggiori dettagli vedi **ALLEGATO 5: Le fonti rinnovabili**.

Va poi annoverata sotto tale voce anche la produzione da BIOGAS che può essere ottenuto da rifiuti o da deiezioni animali. Le tecnologie in tale campo sono già ampiamente sviluppate e (soprattutto all'estero) rappresentano una interessante fonte energetica.

Anche nella regione Marche si sono avviate iniziative di studio e progettazione e realizzati impianti alimentati a biomasse; tutti rivolti al settore della piccola taglia e che oggi rendono disponibili circa 10,9 MW distribuiti in un totale di 9 impianti.

La previsione di ampliamento di tale settore nella regione Marche è ampiamente positiva ma si ritiene che non potrà avere entro il 2014 un valore di potenza installata superiore a 40 MWe (BIOMASSE più BIOGAS) con una produzione energetica annua di circa 180 GWh.

## 2.2.2 - Tecnologie ad alta efficienza

Nel settore della conversione dell'energia da circa cinquant'anni si sono avute innovazioni continue tali da stravolgere i limiti che tradizionalmente venivano considerati invalicabili.

Dopo l'enorme sviluppo delle turbogas nel dopoguerra, derivato principalmente dalla ricaduta dell'applicazione aeronautica, si sono avuti alcuni anni di incremento dei rendimenti grazie al crescere delle temperature massime di inizio espansione, con miglioramenti dei materiali e delle tecniche di raffreddamento delle palettature delle giranti.

Successivamente, negli anni 70, sono iniziati i primi concreti sviluppi dei cicli combinati gas-vapore con utilizzo del calore di scarico delle turbogas per produrre altra energia elettrica attraverso un ciclo sottoposto a vapore alimentato da una caldaia a recupero termico.

Si realizza in tal modo un maggiore sfruttamento del combustibile con rendimenti globali del ciclo che ora, dopo anni di continuo miglioramento, raggiungono il 60% con taglie superiori ai 500MW. La scena internazionale non contempla più, ormai, la possibilità di installare impianti di potenza che non sia a ciclo combinato.

Per impianti di media e piccola potenza (20-100 MW) non è però sempre agevole il recupero del calore con un ciclo a vapore, sia per problemi tecnici che per difficoltà di rientro economico dell'investimento. Ciò deriva dal fatto che, con potenze ridotte, i rendimenti diminuiscono ed i costi di impianto non li seguono con lo stesso fattore di scala.

Per tali motivi si è andata sempre più diffondendo la tecnica della cogenerazione elettrico-termica che già ampiamente era utilizzata in tutti quei casi, soprattutto industriali, dove la domanda contemporanea di elettricità e calore di processo, avevano da tempo evidenziato la convenienza della produzione di entrambe le forme energetiche con il medesimo impianto.

L'adattamento al settore civile con la tecnica del teleriscaldamento e a molti settori industriali (con utilizzo del calore anche a bassa temperatura e/o con cicli frigoriferi ad assorbimento – trigenerazione) ha registrato negli ultimi anni un crescente interesse per la mini e micro-cogenerazione sino a valori di potenze installate veramente basse. Tali sistemi rappresentano talvolta veri e propri successi tecnologici con utilizzo dell'energia primaria del combustibile veramente pregevole con rendimenti globali spesso superiori all'80%.

Ciò però non deve trarre in inganno circa la vera convenienza nel produrre contemporaneamente elettricità e calore invece di produrli separatamente con impianti tradizionali: cioè assorbire energia elettrica dalla rete, prodotta da centrali elettriche, e produrre calore con una classica caldaia.

In **ALLEGATO 6: Cogenerazione, principi teorici ed esempi applicativi** si riportano dettagli teorici ed esempi pratici per dimostrare come un impianto cogenerativo possa non presentare elevati valori di convenienza energetica anche se il rendimento globale si presenta elevato.

Non va poi sottovalutato il collegamento che il buon uso del combustibile (elevato fattore di efficienza) ha sull'aspetto ambientale in termini sia di emissioni nocive che di produzione di CO<sub>2</sub> che, a parità di bontà del processo di combustione, è direttamente connessa al rapporto quantità di combustibile utilizzato per unità di energia pervenuta all'utenza.

**In altre parole l'analisi deve essere sempre sviluppata sui tre aspetti di efficienza energetica, ambientale ed economica. Solo se tutti e tre sono ampiamente soddisfatti si può ritenere la proposta cogenerativa praticabile e proponibile.**

Occorre sottolineare poi che la condizione di mancanza di requisiti energetici od ambientali si presenta molto diversa rispetto all'assenza di fattibilità economica. Si può verificare il caso ad esempio che l'impianto possa essere energeticamente ed ecologicamente valido ma improponibile

dal punto di vista economico. In questi casi una giusta politica energetica dovrebbe intervenire con contributi, incentivi o tariffe agevolate. Su questa linea si esprime anche il documento di Confindustria “Proposte per il Piano Nazionale di Efficienza Energetica”, consultabile da [www.confindustria.it](http://www.confindustria.it)

Quanto alla verifica della validità della soluzione cogenerativa, si ricorda che i parametri di sicuro riferimento sono:

- l'indice di risparmio energetico IRE;
- l'indice di risparmio economico IREc.

Entrambi sono ampiamente illustrati nell'**ALLEGATO 6: Cogenerazione, principi teorici ed esempi applicativi** assieme ad esempi applicativi di valutazioni di fattibilità tecnico economica di situazioni aziendali prese tra quelli esistenti nel territorio marchigiano.

Si può notare come la sola valutazione dell'indice di utilizzazione del combustibile, che altro non è che il rendimento di primo principio della termodinamica, non sia sufficiente a dare una corretta e completa misura della convenienza della cogenerazione rispetto alle soluzioni tradizionali. Invece gli indici sopra citati indicano sempre in modo inequivocabile la reale condizione di fattibilità dell'impianto.

E' evidente che punto di fondamentale importanza è l'utilizzazione dell'aliquota dell'energia termica della combustione non convertita in energia elettrica. Tale valore si presenta elevato solo in taluni casi industriali con impianto di processo a forte richiesta di calore ad appropriati livelli di temperatura. E' questo il caso delle industrie alimentari, cartarie, chimiche petrolchimiche, raffinerie, ecc. nelle quali, vista la richiesta di calore ad alta temperatura per il processo a ciclo continuo, viene assicurato un elevato recupero termico.

In molti casi infatti con la variabilità e/o la stagionalità dell'utenza termica (come nel caso di utenza civile) si vede ridurre notevolmente la fattibilità di tali impianti.

Una proposta potrebbe essere quella di utilizzare il calore di scarto per dissalare acqua marina. A fronte di una produzione di energia elettrica l'impianto potrebbe produrre acqua dolce in quantità cospicue servendo in modo continuo la popolazione locale con un bene (acqua) la cui disponibilità in alcune zone, si sta rilevando sempre più precaria, soprattutto nel periodo estivo. La proposta appare interessante anche se richiede ancora studio e sperimentazione. Per approfondimento di concetti e valori si rimanda all'**ALLEGATO 7: Cogenerazione e dissalazione**.

Per concludere si può affermare che:

- la conversione di energia da combustibile fossile in elettrica è oggi possibile con rendimenti molto elevati che stanno arrivando attorno al 60%;
- tali rendimenti sono però propri di impianti di potenza con taglie medio-grandi al di sopra dei 500 MWe;
- la pratica cogenerativa elettrico-termica può rappresentare un'ottima scelta per “distribuire” la conversione energetica sul territorio evitando perdite per trasporto lungo la rete, ma deve essere attentamente valutata con una corretta analisi che consideri gli aspetti energetici, ambientali ed economici tramite i giusti parametri di indagine;
- in tutte quelle condizioni favorevoli alla cogenerazione, questa deve essere incentivata sia per uso civile che industriale.

## 2.3 - Considerazioni comparative energetico-ambientali

Come già detto in premessa tale studio ha come unico scopo la definizione del fabbisogno energetico, attuale e futuro, della regione Marche e la individuazione di proposte per una corretta strategia per il raggiungimento dell'equilibrio tra consumo e produzione di energia elettrica. Ma quando si parla di conversione di energia inevitabilmente si deve dare attenzione anche all'aspetto ambientale, essendo la "conversione" una "mutazione" di un bene che esiste in natura. Dando per scontata la preferenza per l'impiego di energia rinnovabile, ma avendo chiara la limitatezza di tale disponibilità, si deve essere estremamente attenti alla trasformazione di combustibili fossili con reazioni complete e correttamente eseguite per la riduzione di prodotti indesiderati. Le tecnologie della combustione hanno raggiunto oggi livelli di controllo tale da rendere la conversione del gas metano ad impatto ambientale veramente ridotto.

Rimane però il problema della CO<sub>2</sub> (biossido di carbonio) che non è un gas nocivo ma è ritenuto responsabile dell'"effetto serra" che, modificando l'assorbimento delle radiazioni solari da parte dell'atmosfera, provoca alterazioni climatiche del pianeta. In questo senso la CO<sub>2</sub> è assai meno attiva di molti altri gas (idrocarburi, esafluorocarburi, NO<sub>x</sub>, ...) ma è prodotta in quantitativi ingenti dai processi di combustione. Essendo quindi la produzione di CO<sub>2</sub> il risultato di una buona combustione del carbonio, il controllo della produzione esula completamente dalla correttezza del processo chimico ma può e deve essere considerato nello studio della conversione energetica.

Infatti se il problema viene inquadrato nell'ottica di ridurre la sua emissione in ragione dell'energia elettrica prodotta, la riduzione di qualsiasi inquinante è funzione diretta del rendimento globale della conversione. Infatti l'aumento del rendimento di un generico ciclo di potenza comporta un minor consumo di combustibile e quindi, a parità di emissione specifica, una minor produzione di gas nella stessa misura della differenza dei rendimenti.

Vanno poi evidenziate tutte le cause indirette di incrementi delle inefficienze e quindi di emissioni aggiuntive. In generale si può osservare che:

- l'importazione di energia elettrica sconta le perdite di trasporto, dell'ordine del 7-8%, per cui la produzione di CO<sub>2</sub> risulta superiore ed inversamente proporzionale al rendimento elettrico dell'impianto di produzione;

- a parità di energia elettrica prodotta, indipendentemente dall'impianto di produzione, l'emissione di CO<sub>2</sub> dipende dalla capacità di recuperare il calore residuo sia in termini di quantità che di durata del suo utilizzo.

Quindi il problema va visto nel minor uso di combustibile per unità di energia utile finale e la cogenerazione elettrico-termica può giocare un ruolo importante. In tal senso è stata perciò sviluppata un'analisi termodinamica delle tecnologie energetiche da combustibili fossili con considerazioni comparative di efficienza energetica ed ambientale in termini di produzione di CO<sub>2</sub>.

In **ALLEGATO 6: Cogenerazione, principi teorici ed esempi applicativi** è riportata in dettaglio l'analisi che confronta la tipologia di impianto per taglia di potenza, differenziando i casi di **produzione di sola energia elettrica da quelli di produzione cogenerativa** considerabili ad alto rendimento. I valori di emissioni attese sono espresse in Tep/MWhe (Tonnellate equivalenti di Petrolio per unità di energia elettrica pervenuta all'utenza, cioè al netto delle perdite).

### Produzione di sola energia elettrica

Ovviamente la produzione di anidride carbonica è funzione della quantità di combustibile utilizzata nella combustione per unità di energia prodotta, cioè del rendimento termodinamico dell'impianto. Per esso si è fatto riferimento ai valori di legge (Delibera AEEG 42/02 e succ. agg.).

Con tali valori si ricava il consumo di combustibile per unità di energia prodotta per diversa tipologia di combustibile stesso, al variare della taglia di potenza.

Conseguentemente si possono quindi ricavare le emissioni corrispondenti espresse in tonnellate di CO<sub>2</sub> emessa per unità di energia prodotta e per ciascuna tipologia di combustibile utilizzato. Come esempio si riportano in Tabella 14 i valori riferiti all'impiego di gas naturale e calcolati nel caso di sola produzione di energia elettrica come risultato utile di impianto, computando per tutti un valore per le perdite di distribuzione pari al 6%.

Taglia di riferimento MWe	Riferimento al Gas naturale come fonte primaria		
	Consumo equivalente [tep/MWhu]	Con perdite di trasmissione di 1 MWe [tep] (= 6%)	Emissioni di CO <sub>2</sub> t CO <sub>2</sub> /MWhu
≤1	0,22	0,23	0,53
> 1 - ≤10	0,21	0,22	0,52
> 10 - ≤25	0,20	0,21	0,48
> 25 - ≤50	0,18	0,19	0,44
> 50 - ≤100	0,17	0,18	0,43
> 100 - ≤200	0,17	0,18	0,42
> 200 - ≤300	0,16	0,17	0,40
> 300 - ≤500	0,16	0,17	0,39
> 500	0,16	0,17	0,39

Tab. 14 – Emissioni per la **SOLA** produzione di 1 MWhu (in questo caso solo energia elettrica)

## Produzione di energia elettrica e termica con cogenerazione ad “alto rendimento”

La pratica della cogenerazione, come ampiamente illustrato in **ALLEGATO 6: Cogenerazione, principi teorici ed esempi applicativi**, comporta il recupero termico per impiego civile-industriale e con vantaggi energetici riferiti alle produzioni delle singole forme energetiche calcolabili con i parametri di riferimento IRE (Indice di Risparmio Energetico) ed LT (Limite Termico). Per potersi definire ad "alto rendimento" la delibera AEEG 42/02. e le successive modificazioni hanno stabilito limiti minimi per tali valori al variare della taglia di impianto, considerando ovviamente sempre più difficile l'impiego di una quota elevata del termico residuo al crescere della potenza di impianto.

Da ciò deriva una minor utilizzazione della fonte primaria raffrontata al valore corrispondente alla produzione separata delle due forme di energia utile, computando anche le perdite di trasmissione.

Si ricorda che per produzione separata si intende l'assorbimento dell'energia elettrica dalla rete e la produzione della termica con tecnologie tradizionali (caldaie); da cui il termine di separata che significa che le due conversioni vengono effettuate in luoghi e tempi differenti ma anche con efficienze specifiche ottimali.

Per i rendimenti della tecnologia di riferimento per la produzione separata di energia termica è stato considerato un rendimento medio annuo del 85% che è la media tra il 90% per la caldaia industriale e l'80% per la caldaia domestica. In realtà si dovrebbero differenziare le condizioni di autoconsumo o vendita in rete, ma l'esperienza mostra che le differenze sono minime e circoscritte al solo incremento dovuto al trasporto.

La Tabella 15 riporta tali valori di energia primaria minima (combustibile) risparmiata per ogni MWh elettrico prodotto per diverse tipologie di combustibile al variare della taglia di potenza. Anche qui i rendimenti di riferimento sono quelli da delibera AEEG.

La Tabella 16 mostra infine, con riferimento all'utilizzo di gas naturale, le emissioni evitate (t di CO<sub>2</sub>) dalla cogenerazione ad alto rendimento rispetto alla produzione separata di 1 MWh elettrico e della conseguente energia termica (cautelativamente è stata considerata la minima per accedere al riconoscimento di cogenerazione ad alto rendimento, LT<sub>min</sub>).

E' importante notare che il Limite Termico Minimo di Legge parte dall'assunzione che al crescere delle taglie degli impianti diminuisce la capacità di recupero di calore; questo assunto non è del tutto applicabile a quei processi a forte richiesta di calore come potrebbero essere quelli di uso industriale nei settori alimentare, cartario, petrolchimico, raffinerie ecc. Nell'ultima colonna sono riportati i valori di CO<sub>2</sub> risparmiati dagli impianti corrispondenti in un anno per ogni MWe di potenza.

Taglia di riferimento MWe	Energia risparmiata rispetto alla produzione separata considerando i valori di IRE e LT minimi di legge [MWh]				
	Gas naturale, Gpl, Gnl, gasolio	Olio combustibile, nafta	Combustibili solidi fossili, coke di petrolio, orimulsion	Rifiuti solidi organici, inorganici e biomasse	TAR da raffineria
≤1	0,314	0,351	0,369	0,506	0,351
> 1 - ≤10	0,308	0,343	0,360	0,469	0,351
> 10 - ≤25	0,267	0,304	0,319	0,415	0,328
> 25 - ≤50	0,236	0,285	0,300	0,390	0,316
> 50 - ≤100	0,227	0,285	0,300	0,390	0,316
> 100 - ≤200	0,223	0,285	0,300	0,390	0,316
> 200 - ≤300	0,215	0,285	0,300	0,390	0,279
> 300 - ≤500	0,208	0,272	0,285	0,390	0,279
> 500	0,208	0,261	0,261	0,390	0,279

Tab.15 – Energia primaria minima risparmiata per la produzione di 1 MWhu in cogenerazione

Valori riferiti ad un impianto da 1MWe in cogenerazione con recupero termico da minimo di legge					
Taglia di riferimento MWe	IRE min	LT min	MWht*	t CO <sub>2</sub> / MWh ut.	Variazione della CO <sub>2</sub>
≤1	0,1	0,33	0,493	0,357	0,173
> 1 - ≤10	0,1	0,33	0,493	0,348	0,169
> 10 - ≤25	0,1	0,22	0,282	0,377	0,104
> 25 - ≤50	0,1	0,15	0,176	0,377	0,067
> 50 - ≤100	0,1	0,15	0,176	0,362	0,064
> 100 - ≤200	0,1	0,15	0,176	0,355	0,062
> 200 - ≤300	0,1	0,15	0,176	0,341	0,061
> 300 - ≤500	0,1	0,15	0,176	0,329	0,057
> 500	0,1	0,15	0,176	0,329	0,057

Tab. 16 – **Emissioni di CO<sub>2</sub> risparmiate** con un impianto di cogenerazione per ogni MWhu prodotto per diverse taglie riferite al solo uso di gas metano

\*Quantità di energia termica recuperata (MWht) per ogni MWe prodotto dall'impianto

Si evidenzia come, con le assunzioni fatte, il vantaggio ambientale (in termini di sola emissione di CO<sub>2</sub>) si possa ridurre con l'aumentare della taglia di impianto. Può sembrare un controsenso se si considera che impianti di potenza più elevata ottengono rendimenti più elevati e, come mostrato in Tabella 14, possono permettere di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>. In tal caso invece, a fronte di

minori rendimenti elettrici, gli impianti di piccola taglia possono permettere un recupero termico molto più elevato.

Come già sopra accennato questo non si estende a quegli impianti di taglia più elevata in grado di recuperare il calore residuo sia in termini di quantità che di durata del suo utilizzo.

Dal punto di vista economico risulta importante il rendimento elettrico dell'impianto che per le grandi taglie a ciclo combinato può tendere ad un valore del 60 % rendendo conveniente il loro utilizzo in modo continuativo.

Per quanto attiene all'aspetto ambientale, come già accennato, per questi impianti risulta difficile ottenere valori di efficienza globale molto elevati mediante recupero di calore, a meno che non si riesca ad integrare anche parzialmente tali impianti con processi in grado di utilizzare il calore residuo in modo continuativo.

Al diminuire della potenza il rendimento elettrico diminuisce progressivamente ma per i gruppi di piccola taglia (meno di 5-10 MW) sono possibili efficienze globali molto alte con i notevoli progressi avuti sui motori a combustione interna a cui sono seguiti, negli ultimi anni, ottimi risultati nello sviluppo delle tecnologie dei piccoli gruppi turbogas che hanno raggiunto potenze specifiche elevate. I rendimenti elettrici in quest'ultimo caso rimangono comunque bassi anche per cicli rigenerativi e stanno attorno al 30% per micro-gruppi turbogas da poche decine di kW. Per potenze superiori diviene poi difficile operare la trigenerazione se non con costi elevati. Si torna ad avere rendimenti elettrici interessanti (sino al 38-40%) per mini gruppi da pochi MW (10-50).

Va comunque osservato che la stragrande maggioranza dei possibili impianti cogenerativi industriali o civili si possono realizzare nella fascia da 0,5 a 3 MW di potenza, ed in tale intervallo i motori alternativi a gas permettono di realizzare performance spesso imbattibili. In questi casi, dal punto di vista economico è indispensabile ricorrere al recupero termico con la cogenerazione, che permette di raggiungere efficienze globali superiori anche al 70%, ma comporta di avere la disponibilità dell'utenza termica a distanza ridotta e con carico continuo nel tempo. Va anche osservato che i motori scaricano il calore residuo a due diversi livelli di temperatura e spesso quello a bassa temperatura trova difficoltà di utilizzazione. Nei cicli industriali ciò spesso è fattibile con vantaggi economici elevati.

Dal punto di vista ambientale, se l'efficienza globale si riduce la produzione di gas (e tra questi la CO<sub>2</sub>) per unità di energia prodotta si incrementerebbe più che proporzionalmente a tale diminuzione. L'energia termica presenta infatti maggiori problemi di gestione di quella elettrica: presenta la pratica impossibilità di essere trasportata se non con perdite notevoli e comunque a distanze modeste. Ciò inibisce spesso iniziative e/o progetti per uso civile come il teleriscaldamento o "trigenerazione", intendendo con questo termine la generazione di energia elettrica, calore e raffreddamento. Il calore residuo del ciclo di conversione termoelettrica viene utilizzato per riscaldamento invernale e climatizzazione estiva utilizzando cicli frigoriferi ad assorbimento.

In queste condizioni lo sfruttamento dell'energia primaria del combustibile diverrebbe ottimo garantendo una efficienza talvolta anche superiore all'80%. Va però notato che al momento gli impianti di assorbimento non assicurano rendimenti e costi interessanti se non per gruppi di considerevole potenza. Questo porta alla necessità della concentrazione della conversione energetica ed alla conseguente distribuzione del calore e del freddo in aree di ampie dimensioni, con le conseguenti perdite di calore, rendendone molto improbabile la fattibilità. Risulta relativamente più fattibile se questa è adeguata alla domanda termica di complessi quali ospedali, centri commerciali e direzionali, ecc.; nel terziario si possono infatti trovare numerose applicazioni di cogenerazione o trigenerazione energeticamente vantaggiose. Le potenze unitarie si riducono a pochi MW, ed in tal caso si parla di minicogenerazione, o a valori delle centinaia di kW nel caso di microcogenerazione.

Risulta comunque interessante promuovere l'installazione di gruppi cogenerativi all'interno di zone industriali che abbiano la possibilità di distribuire l'energia elettrica autoprodotta in una rete consortile, con utilizzo dell'energia termica da parte delle unità produttive interessate, e fornire disponibilità di climatizzazioni civili ed industriali.

L'interesse per tali soluzioni cresce se il centro industriale è relativamente vicino alla zona residenziale; questa, che potrebbe essere una tipica soluzione dei piccoli centri peraltro molto diffusi in regione, diventa problematica dal punto di vista economico se necessitano investimenti per intervenire sulle strutture logistiche esistenti per permettere la distribuzione del calore e sulle utenze per predisporle a riceverlo. Molto più interessante risulta la distribuzione dell'energia termica per quegli insediamenti già predisposti in fase progettuale.

In tutti i casi la corretta dimensione dell'impianto va ricercata con il massimo impiego e recupero dell'energia termica e, conseguentemente, con la immissione in rete dell'energia elettrica eventualmente consumata in sito. Se ciò non accade i rendimenti decadono sostanzialmente facendo perdere all'impianto cogenerativo la sua ragione di essere sia dal punto di vista economico che ambientale.

Una più ampia ed approfondita analisi è riportata in **ALLEGATO 6: Cogenerazione, principi teorici ed esempi applicativi** mentre in **ALLEGATO 7: Cogenerazione e dissalazione** vengono illustrati tutti i vantaggi della dissalazione come ipotetica utenza termica della cogenerazione.

La regione Marche non presenta molte occasioni per impianti cogenerativi di media potenza. Infatti nel comparto industriale si nota la presenza di pochi impianti di processo con forte assorbimento di calore ed in campo civile le temperature tipiche regionali non rendono economicamente interessante il solo riscaldamento invernale. Peraltro si deve constatare che le poche realtà interessate a tale pratica impiantistica hanno già installato le opportune unità di conversione. Esistono però molte decine di casi per possibili impianti di bassa potenza (da 0,5 a 3 MW elettrici) per cogenerazione o anche trigenerazione (calore-freddo-elettricità) sia nel settore industriale che civile.



## 3. Previsioni evolutive del quadro energetico

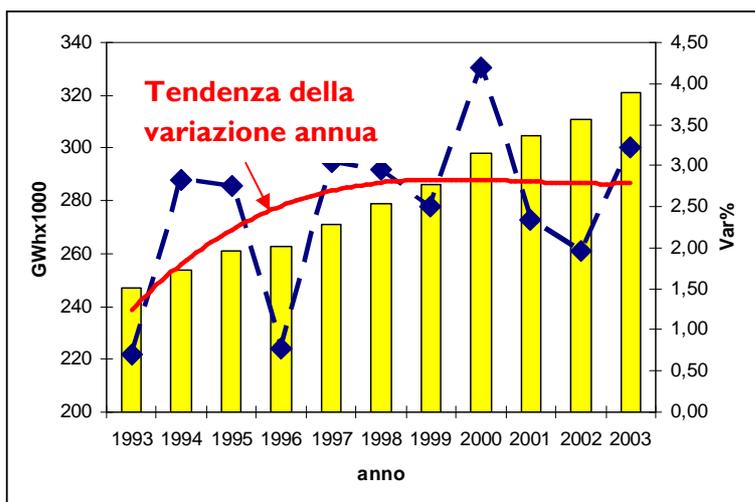
### 3.1 - Ipotesi di evoluzione

#### Previsione della domanda

In occasione dello studio svolto nel 2004, per quanto riguarda la valutazione del trend di crescita si era fatto riferimento all'andamento dei consumi dell'ultimo periodo, comparando i valori in ambito nazionale e regionale.

Dai dati del GRTN si poté osservare che dal 1993 al 2003 (ultimi dieci anni) i consumi in Italia e nelle Marche avevano subito oscillazioni in perfetta sincronia, ma la variazione percentuale annua nella regione era risultata sensibilmente superiore alla media nazionale.

Si osservò anche che le medie delle variazioni percentuali erano sempre crescenti e nel 2003 avevano valori pari al 3% (Fig. 22) in Italia e 5% nella regione Marche (Fig. 23).



Anno	Consumi energetici	Variatione annua
	GWhx103	%
1993	247	0,70
1994	254	2,83
1995	261	2,76
1996	263	0,77
1997	271	3,04
1998	279	2,95
1999	286	2,51
2000	298	4,20
2001	305	2,35
2002	311	1,97
2003	321	3,22

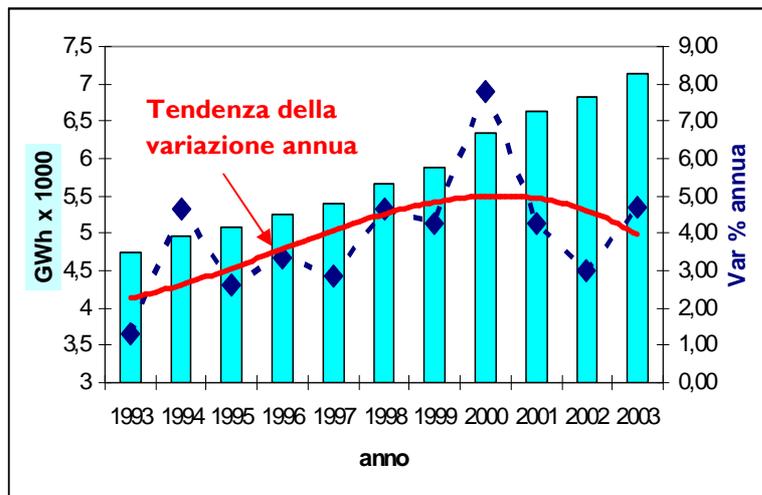
Fig. 22 - Consumi di energia elettrica in Italia nel periodo 1993-2003.

Si nota che la tendenza della variazione annua si era attestata attorno al valore del 2,7%

Considerando che il consumo regionale era notevolmente inferiore rispetto alla media nazionale, anche se con il tasso di crescita decisamente superiore, si ipotizzò un allineamento ai valori nazionali nel breve periodo. Si è ipotizzato quindi che il tasso di crescita sarebbe partito da un valore pari al 3,5% (valore tendenziale per il 2004) ed avrebbe chiuso al 2014 con 2,7% come si evidenzia dalla variazione percentuale annua nazionale mostrata in Figura 22.

Con tale valore venne calcolata la crescita tendenziale della domanda per i 10 anni a venire 2004-2014.

Ovviamente al valore della domanda calcolato con tale tasso di crescita si ritenne doveroso aggiungere il valore delle perdite per trasporto e detrarre gli importi conseguenti ad azioni contenimento dei consumi; entrambi questi valori debbono essere considerati variabili nel tempo.



Anno	Consumi energetici	Variazione annua
	GWhx103	%
1993	4,73	1,30
1994	4,95	4,65
1995	5,08	2,63
1996	5,25	3,35
1997	5,4	2,86
1998	5,65	4,63
1999	5,89	4,25
2000	6,35	7,81
2001	6,62	4,25
2002	6,82	3,02
2003	7,14	4,69

Fig. 23 - Consumi di energia elettrica nelle Marche nell'ultimo periodo 1993-2003. La tendenza della variazione percentuale annua in questo caso, dopo una crescita sino al 2000, si era ridotta sensibilmente negli ultimi tre anni.

Per quanto riguarda le perdite di distribuzione si evidenziò che tali valori erano in notevole diminuzione percentuale sull'energia distribuita ed erano passate da circa il 10% al 7,8% nel 2003. Ovviamente non si può ritenere che il trend continui ancora per molto e quindi, in via prudenziale, si è ipotizzato una percentuale delle perdite costanti e pari al 7,4%.

Quanto al contenimento della domanda già nel 2003 erano stati promossi interventi per un uso efficiente dell'energia ed erano fissati periodicamente degli obiettivi minimi di riduzione della domanda; in questa direzione andava il DM del 24 aprile 2001 che faceva seguito ai Decreti Legislativi 164/00 e 79/00 e che fissano gli "obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali".

Tale decreto stabilì una programmazione del risparmio secondo dei valori che andavano progressivamente aumentando da 0,1 Mtep/anno nel 2002 sino al valore di 1,6 Mtep/anno del 2006; nella tabella seguente viene rappresentata tale crescita ed anche i corrispondenti in termini di energia totale risparmiata e della sua incidenza percentuale.

Anno	Obiettivo di risparmio nazionale			Obiettivo di risparmio regione Marche	
	Mtep/anno	GWh/anno	%	GWh/anno	%
2002	0,1	1.162	0,37	26	0,37
2003	0,5	5.810	1,81	128	1,79
2004	0,9	10.458	2,53	253	2,51
2005	1,2	13.994	3,34	313	3,32
2006	1,6	18.592	3,96	382	3,90

Per il 2003 tale risparmio sarebbe dovuto essere di 5.810 GWh che, con un consumo di 321.000 GWh, avrebbero rappresentato un minor consumo dell'1,81%.

Rappresentando nel 2003 il consumo elettrico della regione Marche circa il 2,2% del consumo nazionale, si vede che una proporzionale adozione di risparmio si sarebbe tramutata in una crescita di minor consumo che, dai 26 GWh/anno del 2002, doveva giungere ai 409 GWh/anno del

2006. Per le Marche, nel 2003, si sarebbe registrato un minor consumo di 128 GWh/anno che rappresenta una percentuale del 1,79%. Per gli anni a venire si erano ipotizzati valori del contenimento della domanda proporzionalmente calcolati su quelli ipotizzati su base nazionale. In altre parole, nello studio del 2004, era stata considerata l'ipotesi di contenimento della domanda considerando come attuabili gli obiettivi ministeriali a livello nazionale e poi ridistribuiti proporzionalmente per la regione Marche.

## Previsione della produzione

Quanto alla produzione regionale, vista la crescita notevole negli ultimi anni per l'entrata in produzione delle centrali API Energia e SADAM-Edison, nello studio precedente del 2004 si attribuì un ulteriore incremento sino al 2005 per considerare il completo avviamento e poi si fissò il valore a 3.450 GWh come energia erogabile dagli impianti esistenti.

Il valore dell'energia importata, che era diminuito nel 2003 al valore minimo di 4.499 GWh (pari a 58% del totale richiesto), era destinato ad aumentare sin dal 2005, per giungere a 6.280 GWh in dieci anni. Si considerò quindi che il deficit sarebbe salito in dieci anni (2004-2014) a circa il 65% del fabbisogno.

Bilancio energetico regionale dal 2000 al 2006 e previsione per il periodo 2007-2014 in assenza di interventi												
Anno	Cons. rilevati	Incr. cons.	Cons. prev.	Perdite	Perdite distrib.	Risp. Energ.	Cons. finali	Tasso incr. Cons.	Tot. energia richiesta	Prod. Interna	Deficit energia	Def. %
	GWh	%	GWh	%	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	GWh	%
2000	6.353	4,6		9,3	647		6.353	3,7	7.000	1.230	5.770	0,82
2001	6.625	4,3		8,4	610		6.625	3,3	7.235	2.460	4.775	0,66
2002	6.818	2,9		8,7	651		6.818	3,2	7.469	3.140	4.329	0,58
2003	7.137	4,7		7,8	604		7.137	3,6	7.741	3.220	4.521	0,58
2004	7.432	4,1	7.204	7,4	651		7.432	4,4	8.083	4.142	3.941	0,49
2005	7.455	0,3	7.396	7,4	679		7.455	0,6	8.134	4.105	4.029	0,50
2006	7.708	3,4	7.603	7,4	632		7.708	2,5	8.340	3.936	4.404	0,53
2007	7.763	3,4	7.780	7,4	578		7.763	0,7	8.341	3.792	4.549	0,55
2008		3,3	8.233	7,4	600	130,9	8.102	2,4	8.702	4.000	4.702	0,54
2009		3,3	8.505	7,4	615	196,3	8.308	2,5	8.923	4.000	4.923	0,55
2010		3	8.760	7,2	612	261,8	8.498	2,1	9.110	4.000	5.110	0,56
2011		3	9.023	7,2	625	338,1	8.685	2,2	9.310	4.000	5.310	0,57
2012		2,7	9.266	7,2	640	381,8	8.885	2,3	9.524	4.000	5.524	0,58
2013		2,7	9.517	7	637	414,5	9.102	2,3	9.739	4.000	5.739	0,59
2014		2,7	9.673	7	654	436,3	9.307	2,3	9.991	4.000	5.991	0,60
2015		2,7	10.000	7	654	465,4	9.535	2,4	10.189	4.000	6.189	0,61

Tab. 19 - Quadro sinottico dei dati energetici regionali rilevato sino al 2006 e previsto nel periodo 2007-2014 (parte in azzurro)

Sulla base dei dati ora disponibili, la tabella di previsione è stata aggiornata anche con i dati veri di produzione regionale che è aumentata nel periodo soprattutto per il miglioramento dell'impianto API Energia sino a 4.142 GWh nel 2004. Per quanto riguarda la previsione del valore di energia prodotta con gli impianti esistenti, si è preso il valore medio degli ultimi 4 anni (2004-2007) cioè da quando le due centrali sono a pieno regime.

Dalla Tabella 19 si evidenziano i valori decrescenti del tasso di crescita dei consumi finali che si sviluppano con media del 2,1%. Tale valore è ovviamente fortemente influenzato dalle supposizioni dei trend combinati di incremento dei diversi valori di risparmio energetico e di perdite per trasporto.

Rimane comunque evidente al 2014 il forte disavanzo di circa 6000 GWh annui e comunque pari al 59% del fabbisogno regionale; in altre parole si produrrebbe internamente solo il 40% dell'energia necessaria al fabbisogno regionale, importando il resto.

## Validità delle previsioni fatte

Per le previsioni, come sopra detto, è stato usato il modello elaborato nel 2004. A distanza di quattro anni dall'elaborazione di tali previsioni è possibile validare il modello utilizzato e verificare le ipotesi sulle quali era stato sviluppato.

Utilizzando i consumi finali regionali e la produzione interna relativi agli anni 2004-2006, si ricava per questo periodo la seguente tabella:

Raffronto dei valori energetici (GWh) di fabbisogni e produzioni previste con i valori reali												
Anno	Consumi finali		Errore	Tot. En. richiesta		Errore	Produzione reg.		Deficit energia		Deficit %	
	Previsto	Reale	%	Previsto	Reale	%	Previsto	Reale	Previsto	Reale	Previsto	Reale
2004	7.204	7.432	-3,2	<b>7.780</b>	<b>8.083</b>	<b>-3,9</b>	3.382	4.142	4.398	3.941	57%	49%
2005	7.396	7.455	-0,8	<b>7.988</b>	<b>8.134</b>	<b>-1,8</b>	3.482	4.105	4.506	4.029	56%	50%
2006	7.603	7.708	-1,4	<b>8.195</b>	<b>8.340</b>	<b>-1,8</b>	3.482	3.936	4.713	4.404	58%	53%
2007	7.780	7.763	+0,2	<b>8.402</b>	<b>8.341</b>	<b>+0,7</b>	3.482	3.792	4.920	4.550	59%	55%

Tab. 20 - Comparazione dei valori previsti nel 2004 e quelli reali registrati nel periodo 2004-2007

Si evidenzia la buona corrispondenza dei valori previsti con quelli reali rilevati soprattutto per quanto riguarda il totale dell'energia richiesta (errore che dal 1% è andato scendendo verso lo 0,28%). Risulta invece sottostimata nella previsione la produzione interna che si è avvalsa soprattutto dell'aumento di produttività della centrale API Energia che, dopo un profondo riordino funzionale e gestionale, ha raggiunto in questi anni la completa efficienza energetica. Ne è derivata un incremento della produzione interna fino al 12% rispetto al previsto.

La buona corrispondenza dei numeri lascia intendere che anche gli scenari previsti erano fondati soprattutto perché partivano da ipotesi realistiche. Tutto ciò è confermato dalla revisione delle ipotesi di incremento di risparmio energetico formulate con il DM del 24 aprile 2001 che ha fortemente ridotto i valori prima previsti; inoltre vanno nella stessa direzione le previsioni emesse da TERNA nel settembre 2007 nel documento: "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario nel periodo 2007-2017".

In tale documento è riportato un tasso di crescita medio della domanda nel periodo 2007-2017 che può variare in una forbice compresa tra il 2,2% e l'1,3%, in ragione di ipotesi di sviluppo economico più o meno acceso.

A maggior conferma della attendibilità dello strumento previsionale utilizzato c'è il valore che in tale rapporto viene indicato per la potenza massima di picco prevista nell'ipotesi di peggior scenario, che corrisponderebbe ad un giorno lavorativo di una estate torrida, è pari a 65.000 GWh.

Se si considera che l'impegno delle Marche è pari ora al 2,3% in lieve crescita e quindi prevedibile al 2,7% del valore nazionale per il 2014, occorre considerare una disponibilità di potenza pari a 1900 MW; esattamente in linea con il valore ipotizzato negli scenari futuri e che verranno illustrati nel paragrafo seguente.

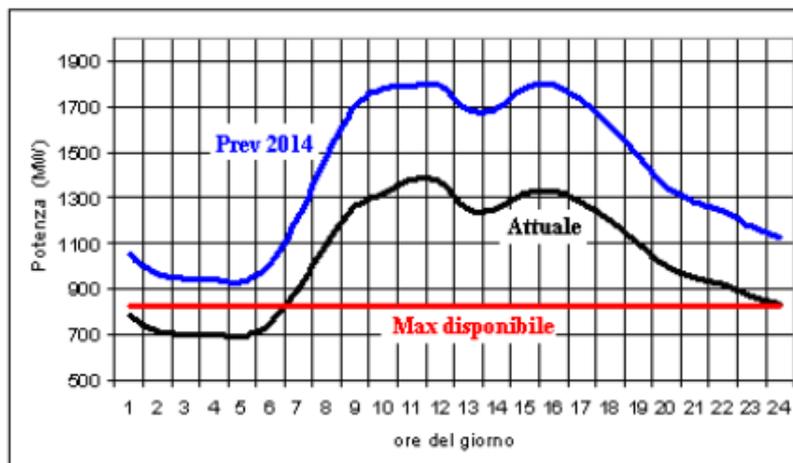
## 3.2 - Scenari futuri

Sulla base di quanto sino ad ora discusso e dimostrato, si possono riprendere le proiezioni sviluppate nello studio precedente, integrarle con i nuovi dati e definire i valori previsti per il fabbisogno in futuro.

Tale operazione è necessaria per poter ipotizzare possibili interventi volti a ridurre in futuro il disavanzo elettrico, sino al suo annullamento.

Passando ora ad analizzare le possibili soluzioni per colmare il deficit energetico è opportuno fare le seguenti considerazioni in merito alle diverse opportunità di conversione di fonte primaria, ma soprattutto in merito alla necessità di potenza installata.

Infatti, come puntualizzato poco sopra, non si tratta solo di soddisfare il fabbisogno di energia; la necessità spesso è più in termini di potenza, in particolare in talune ore del giorno. Se si analizza un diagramma giornaliero della regione, a fronte di una curva variabile in un range che va da 750 a poco più di 1350 MW, nella regione Marche si dispone attualmente di una potenza installata massima di circa 880 MW.



Rappresentazione del carico giornaliero medio

Tale potenza però non può essere erogata di notte per poi essere consumata di giorno; ciò può in parte avvenire in combinazione con impianti di pompaggio e trasformazione da energia idraulica. Perciò, se si volesse raggiungere la completa indipendenza elettrica, bisognerebbe erogare l'energia richiesta dalle utenze in piena autonomia dalla rete e con la totale copertura della potenza.

Per realizzare tale obiettivo si dovrebbe disporre di potenza almeno pari al massimo valore nel periodo più critico dell'anno, come può essere nel giorno di maggior assorbimento estivo. Nella proiezione al 2014, tale valore, per analogia con le previsioni di crescita fatte, dovrebbe salire del 30% rispetto al valore attuale (1.450 MW) ed arrivare fino a circa 1.900 MW. Ne deriva la necessità di installare una potenza molto più alta di quella attualmente disponibile, cioè aggiungere almeno altri 1.000 MW.

E' ovvio che un valore così elevato di potenza rimarrebbe non utilizzata per buona parte del giorno e ampi periodi dell'anno. Ciò porta alla considerazione che almeno una parte di essa dovrà essere facilmente modulabile sino alla sua totale esclusione.

In realtà tale previsione potrebbe essere in difetto poiché la crescita non avverrà sicuramente in modo omogeneo nell'arco delle ore del giorno e potrebbe essere più accentuata nelle ore centrali. Ovviamente null'altro si può asserire circa le possibilità di sviluppo del mercato, soprattutto sul lato incentivi statali e/o sviluppo di nuove tecnologie.

Riprendendo quindi la Tabella 19 si può notare come, nonostante siano state riviste le aliquote di perdita per trasporto e quelle relative al contenimento della domanda riformulandole con i dati

reali degli ultimi tre anni, il valore del fabbisogno sia comunque prevedibile in costante crescita ed al 2014-2015 molto vicino ai 10.000 GWh.

## Previsioni di sviluppo

Alla luce di quanto sopra esposto si ritiene che, in ottica di soddisfazione del completo pareggio nel settore elettrico, sia richiesta l'installazione di impianti per una potenza complessiva di circa 1200 MW, per coprire la fornitura di energia ed assicurare il fabbisogno di potenza nelle ore di punta; ciò potrà avvenire con interventi diversificati e suddivisibili in tre categorie.

■ Priorità all'impiego di fonti rinnovabili sia per ragioni ambientali che per motivi strategici di indipendenza dal mercato dei combustibili: esse vanno viste come erogatrici di energia ma non in grado di assicurare la potenza; ma vanno anche valutate con realismo per quanto riguarda la loro effettiva diffusione ed applicabilità.

■ Seconda priorità alle conversioni energetiche ad alta efficienza con impianti cogenerativi o trigenerativi sia di uso industriale che civile. Anche in tal caso sono da valutare le efficienze sia energetiche che economiche per definire la loro effettiva applicabilità.

■ Ultima scelta per impianti di potenza medio-grande (500 MW), scelta imprescindibile per colmare il deficit elettrico, con attenzione al loro rendimento ed alla dislocazione in aree adeguate e soprattutto non lontano dalle Stazioni di trasformazione di AAT (380 kV).

Per poter definire un tale quadro è necessario verificare la disponibilità delle diverse tipologie di fonti a partire da quelle alternative e verificare quali valori di potenza possono essere ipotizzati per l'installazione di impianti ad alta efficienza.

**Sulla base dei dati, dell'evoluzione del mercato dell'energia e delle fonti primarie e soprattutto in relazione all'attuale quadro di riferimento normativo, si sono chiarite le possibilità applicative di alcune tecnologie ed è quindi possibile definire uno scenario di riferimento per lo sviluppo energetico regionale sino al 2015 (vedi Tabella 21 seguente).**

**Si osservi che, per le fonti rinnovabili, si sono considerati i valori massimi possibili per le potenze installabili, mentre per le tecnologie da combustibile fossile i valori indicati rappresentano un mix plausibile necessario per raggiungere il risultato atteso.**

Tipologia di impianto		Potenza [MW]	Energia erogabile [GWh]
Da fonti rinnovabili	Eolica	160	320
	Solare Fotovoltaico	50	60
	Idraulico	22	30
	Biomasse e Biogas	40	180
Generazione distribuita di tipo cogenerativo	Autoproduzione (<3 MW)	150	700
	Mini-Gruppi consortili (3-20 MW)	100	500
Centrali di potenza Gruppi a ciclo combinato ad alta efficienza		750	4.500
<b>Incremento totale ...</b>		<b>1.272</b>	<b>6.290</b>
Situazione attuale (potenza 2007, energia media 2004-2007)		866	4.000
Situazione finale attesa		<b>2.138</b>	<b>10.290</b>

Tab. 21 - Quadro riassuntivo di uno **scenario di intervento possibile nella regione Marche per il raggiungimento del pareggio tra domanda e produzione interna di energia elettrica**, considerando le diverse tipologie di impianto e fonte primaria.

\* La produzione da centrali di potenza va calcolata per non più di 6000 ore annue di funzionamento per dare spazio ad un 20-25% di margine di potenza per i periodi di punta

Al fine di comprendere meglio lo scenario esposto si osservi quanto segue:

### **Fonti rinnovabili**

**Eolico:** già si era previsto nello studio precedente che difficilmente si poteva installare una potenza da eolico maggiore di 150 MW; dopo le esperienze dei primi 4 anni, si ritiene realistica l'ipotesi di una potenza massima installabile di **150 MW** in parchi di diversa dimensione anche se, come detto, i tempi saranno probabilmente più lunghi. In altre parole tale valore rappresenta il massimo della potenzialità della regione. Da fonte eolica è possibile una resa standard di 2 GWh/MWinst. che permetteranno una generazione di circa **300 GWh**.

**Solare Fotovoltaico:** è sicuramente quella con un trend di maggiore crescita. Tale valore non può però essere preso in considerazione per una proiezione al 2015, poiché si sono inseriti in questo mercato, forti incentivi che hanno in qualche modo spostato l'equilibrio tecnico-economico.

Esiste però un limite fisico che è rappresentato da un ragionevole limite alla superficie impegnata. Se si considera che per ogni kWp di picco servono almeno 10 m<sup>2</sup> di superficie impegnata, si può considerare che l'installazione di **50 MWp** di solare FV sarebbero impegnati 50 ha di superficie a terra o su tetto. Non si ritiene possibile un valore molto discosto da questo. Considerando che per ogni kWp si ottiene un valore di 1250 kWh di energia si può considerare una resa energetica di circa **60 GWh**.

**Biomasse e Biogas:** tale settore è in evoluzione tecnica e di mercato dopo un periodo di alterne fortune. Per tale motivo è estremamente difficile una previsione che però non potrà in ogni caso triplicare l'attuale installazione poiché le nuove tecnologie sono ad oggi ancora ai primi passi dell'industrializzazione. Nella previsione regionale si sono inserite sole le iniziative delle quali si ha informazione dalla già depositata richiesta di autorizzazione.

### **Generazione distribuita**

**Autoproduzione.** Per tale settore vanno riprese tutte le considerazioni espresse in **ALLEGATO 6: Cogenerazione, principi teorici ed esempi applicativi** che conducono a considerare possibile ed auspicabile una maggior diffusione dell'autoproduzione industriale con impianti di alcuni MW (0,5-3 MWe) con pieno soddisfacimento dei criteri di fattibilità economica ed energetica. Su tale settore ci porta ad esprimere come possibile un valore globale di potenza installabile pari a **150 MW** con una producibilità di circa **750 GWh**. Si evidenzia il fatto che questi valori rappresentano le potenzialità della regione, raggiungibili se in tal senso vengono sviluppati adeguate politiche di sensibilizzazione e di supporto all'investimento.

**Mini-gruppi cogenerativi.** Sempre negli **ALLEGATI** si illustrano le possibilità di intervento per iniziative importanti in aree industriali e soprattutto (**ALLEGATO 7: Cogenerazione e dissalazione**) si mette in evidenza la possibilità di realizzare impianti cogenerativi con dissalazione marina per risolvere congiuntamente anche il problema dell'approvvigionamento dell'acqua che, in alcune zone costiere in periodo estivo, è di gravità pari a quello dell'energia elettrica. Le soluzioni evidenziate e la maturità della tecnologia non richiedono anche in questi casi tempi lunghi di sviluppo ma solo la volontà politica di intervento.

Rispetto alle previsioni dello studio precedente in questo caso si ritiene ragionevole la previsione di una potenza installabile non superiore a **100 MW** alla quale si abbina un fattore di utilizzo per almeno 5000 ore con un produzione di circa **500 GWh**.

## **Centrali di potenza**

Per soddisfare la necessità di energia e raggiungere il pareggio elettrico risulta inevitabile, anche nelle migliori previsioni di utilizzazione di fonti rinnovabili e cogenerazione, ricorrere alle tradizionali tecnologie anche se accompagnate dal vincolo di elevata efficienza e basso impatto ambientale. In **ALLEGATO 6: Cogenerazione, principi teorici ed esempi applicativi** è stato dato ampio spazio alle peculiarità di tali gruppi di conversione e ciclo-combinato che, da tempo ormai, dominano la scena mondiale e che hanno recentemente raggiunto, per potenze superiori a 500MW, rendimenti globali sino a pochi anni fa impensabili e cioè pari al 60% non ottenibili con potenze minori. Per la regione Marche mancherebbero ancora circa **4500 GWh** per i quali occorre prevedere centrali di potenza per almeno **750 MW**.

## **3.3 - Conclusioni**

Eseguire l'indagine energetica in un ambito ristretto, come può essere quello regionale, può avere poco senso se si considera il contesto di rete globale che vincola qualsiasi valutazione nel panorama energetico moderno. L'energia è un bene strategico che non può essere preso in considerazione in ambiti troppo ristretti; quindi eseguire bilanci in zone circoscritte può portare a considerazioni errate dal punto di vista generale.

Per contro analizzare la situazione locale e tentare di risolvere alcuni problemi di rete e di approvvigionamento, fornisce comunque l'occasione per il miglioramento del servizio energetico per la collettività.

Ancor più attente devono essere le valutazioni se si passa sul piano ambientale; lo stato di inquinamento del pianeta non si risolve con interventi regionali.

Non si può negare però che l'azione globale deriva dalla somma delle azioni dei singoli verso la riduzione delle emissioni, sfruttando al massimo le opportunità di conversione energetica delle fonti rinnovabili e "pulite" disponibili.

Sullo stesso piano sono da inserire i processi di conversione di energia termica che privilegiano il rendimento globale e, più generale, tutte le tecnologie che tendono ad un utilizzo efficiente dell'energia. Si può senza dubbio affermare che la migliore soluzione energetica sta nell'ottimizzazione del consumo intesa come annullamento di tutti gli sprechi e sviluppo di tutte le tecnologie meno energivore.

Essendo tale studio riferito prioritariamente alle richieste di fabbisogno elettrico, nell'analisi della situazione regionale, si è data priorità alle valutazioni ed ai criteri per interventi sulla produzione dell'energia elettrica richiesta ed alle conversioni energetiche ad essa collegate.

**Dallo studio è derivato che, per raggiungere il pareggio elettrico tra domanda e produzione interna alla regione, si presenta la necessità di installare più di 1.000 MW ed aggiungere più di 6.000 GWh/anno all'attuale produzione.**

Allo scopo di sintetizzare lo studio fatto, si ricordano i punti salienti dell'indagine:

- la rete elettrica di trasmissione nella regione permane in una situazione molto critica soprattutto per la distribuzione in alcune zone (costiera a sud di Ancona);
- il consumo di energia elettrica è concentrato per oltre due terzi in alcune zone, situate prevalentemente lungo la costa, che in parte soffrono nel collegamento alla rete;
- il fabbisogno elettrico attuale è poco sopra gli 8.300 GWh/anno e, con una previsione di crescita della domanda verificata con raffronto con studi a livello nazionale e confermata anche dalla validazione del modello utilizzato per il calcolo, risulta pari ad una media del 2,3% annuo, giungerà nel 2015 a più di 10.000 GWh/anno;

■ tale fabbisogno è coperto da produzione interna alla regione per poco più del 45%; in assenza di interventi la copertura sarebbe destinata a scendere ulteriormente sino al 40% portando il deficit al 60%;

■ le regioni confinanti presentavano sino al 2004 situazioni analoghe con rapporti tra energia prodotta e consumata dello stesso ordine di grandezza o maggiori ma oggi hanno già colmato in parte i deficit;

■ la disponibilità di fonti di energia rinnovabile è estremamente ridotta e, nella più felice delle ipotesi, riuscirà ad erogare 500 GWh/anno ma senza l'assicurazione della disponibilità in potenza;

■ la copertura del disavanzo potrebbe essere garantita da un mix di interventi che garantiscano con dimensioni graduate il più felice inserimento nel processo di impiego elettrico-termico dell'energia primaria da combustibile con:

- a. numerosi gruppi cogenerativi per la completa utilizzazione dell'energia primaria del combustibile di applicazione industriale per impianti di processo, ampiamente presenti nella regione, o per uso civile indirizzati alla produzione combinata di elettricità ed acqua da dissalazione;
- b. l'installazione di centrali di potenza a ciclo combinato per una potenza complessiva di almeno 750 MW con una produzione di energia dei mancanti 4500 GWh/anno.

## Idee e proposte

Per meglio operare nel campo energetico ed evitare di svolgere periodicamente indagini che cercano di ricostruire le diverse situazioni con il reperimento di dati spesso di difficile raccolta, si propone di avviare un processo di monitoraggio continuo degli assorbimenti energetici con un sistema capillare nel comparto industriale e coinvolgendo al massimo le amministrazioni pubbliche. In altre parole si vede come interessante e proficua la costituzione di una sorta di **osservatorio permanente** che si avvalga principalmente di strumenti informatici automatizzati al massimo per la raccolta continua dei dati e la loro periodica analisi. Oltre ad avere le informazioni in modo tempestivo, si avrebbe anche la possibilità di proporre interventi con tempi coerenti con la velocità di sviluppo del settore.

Ovviamente tale indagine non dovrà essere indirizzata solo verso le unità di misura energetiche ma incrociata a tutto campo anche ai valori macroeconomici per sviluppare correttamente l'analisi dei vari settori.

Ulteriore vantaggio deriverebbe dalla continua partecipazione del mondo industriale al controllo del settore con una indiretta sensibilizzazione verso tali argomenti ed alle possibili soluzioni anche con interventi locali.

Lo svolgimento di numerosi audit energetici in aziende principalmente regionali, ha mostrato infatti la necessità di una maggiore formazione a tutti i livelli anche con la maggiore diffusione di quella figura ancora rara che è l'energy-manager aziendale.

## Considerazioni finali

L'indagine sopra esposta presenta un'analisi della situazione esistente sul piano del disavanzo elettrico della regione Marche ed una conseguente proposta di soluzione con uno scenario di possibili interventi.

Gli interventi proposti partono dalla necessità di utilizzare al massimo possibile le fonti rinnovabili se non altro per rispondere agli obblighi che presto diventeranno cogenti in osservanza dei trattati internazionali.

In secondo luogo si passa a tecnologie ad alta efficienza globale per la produzione elettrica e termica con gruppi di autoproduzione cogenerativa; per tali soluzioni si computano valori plausibili per la regione sia in termini di energia erogabile che di potenza installabile.

Per annullare il notevole gap energetico elettrico che comunque rimarrebbe si dovrà ricorrere necessariamente a centrali di potenza la cui dislocazione non potrà prescindere dalla possibilità di utilizzare, anche se parzialmente, l'energia termica di risulta.

**Quindi alla domanda: è possibile per la regione Marche raggiungere il pareggio tra domanda e produzione interna di energia elettrica? la risposta è senza dubbio “sì” e sul come possa avvenire si è portata una proposta ragionata.**

Che sia possibile non significa però che sia verosimilmente ottenibile entro il 2015. Personalmente infatti ritengo che senza un forte cambiamento di metodo e un convinto impegno sia politico che imprenditoriale, la situazione continuerebbe a rimanere immutata come negli ultimi quattro anni durante i quali, pur in presenza di rallentamento nella crescita dei consumi, il deficit ha ripreso ad aumentare invece di diminuire.

Quindi i valori riportati in Tabella 21 si debbono intendere come auspicabili ma senza interventi decisi e tempestivi per il 2015 si potranno avere solo valori decisamente inferiori sia in termini di energia erogata che di potenza installata.

Più in dettaglio direi che:

- è remota la possibilità di installare una potenza da fonte rinnovabile maggiore di 160 MW con una produzione massima globale non superiore a 300 GWh/anno

- quanto alla generazione distribuita, cogenerativa civile od industriale, senza l'auspicata sensibilizzazione ed una efficace politica di sostegno, si potrà ragionevolmente contare su una potenza installata non superiore a 120 MW capaci di erogare circa 700 GWh/anno;

- ne risulta che per il pareggio energetico servono più di 5000 GWh/anno che diventerebbero garantite solo da almeno 850 MW di potenza. Tale valore diventa poi indispensabile se oltre alla copertura di energia si desidera la garanzia della potenza anche in termini di copertura delle punte; infatti dalle fonti rinnovabili e dalla cogenerazione non deriverà mai una fornitura energetica vincolata alla domanda, ma solo una fornitura energetica di base, a cui vanno anche i privilegi di dispacciamento.

## BIBLIOGRAFIA e RIFERIMENTI:

- [www.terna.it](http://www.terna.it)
- [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)
- [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)
- [www.gsel.it](http://www.gsel.it)
- [www.regione.marche.it](http://www.regione.marche.it)
- [autoritambientale.regione.marche.it/](http://autoritambientale.regione.marche.it/)
- [www.ambiente.regione.marche.it](http://www.ambiente.regione.marche.it)
- [www.sviluppoeconomico.gov.it/](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/)
- [www.minambiente.it](http://www.minambiente.it)
- [europa.eu/pol/ener/index\\_it.htm](http://europa.eu/pol/ener/index_it.htm)
- [www.enea.it](http://www.enea.it)
- [www.fire-italia.it](http://www.fire-italia.it)
- [www.confindustria.it](http://www.confindustria.it)
- [www.ricercadisistema.it](http://www.ricercadisistema.it)
- [www.ises.org](http://www.ises.org)
- [www.cesi.it](http://www.cesi.it)
- [www.istat.it](http://www.istat.it)
- “La termotecnica” - edit. Sas
- “Gestione Energia” - rivista FireItalia
- Dispense del corso “Impianti di conversione energetica” - C.M. Bartolini
- “Desalination management and economic” - C. Sommariva
- “Sistemi energetici e loro componenti” - Negri di Montenegro, Bianchi, Peretto - Ed. Pitagora
- “Macchine 3” - Sandolini, Naldi - Ed. Pitagora