

Impegni internazionali assunti dall'Italia in materia di gas serra

Il cambiamento climatico e i gas-serra

Il cambiamento climatico, riconducibile al riscaldamento del pianeta, è causato dalle crescenti emissioni antropogeniche di gas che condizionano l'assorbimento e la rifrazione delle radiazioni solari. I cosiddetti gas-serra sono l'anidride carbonica (CO₂) che contribuisce al fenomeno per il 50%, il metano (CH₄) con un contributo del 34%, il protossido d'azoto (N₂O) con il 4% e i clorofluorocarburi (CFCs) cui si attribuisce il restante 12%. Alle modificazioni del clima globale contribuiscono anche l'ozono troposferico (O₃) e, con un effetto netto di raffreddamento, gli aerosol; questo giustifica la rilevanza delle emissioni dei precursori (CO, NO_x, COVNM e SO₂) di tali sostanze nel computo complessivo dei gas-serra.

Gli impegni per la riduzione dei gas-serra

In base al protocollo di Montreal, recepito dall'UE nell'ambito del V Programma di Azione Ambientale, i Paesi aderenti si sono impegnati a stabilizzare per il 2000 le emissioni di gas-serra al livello del 1990. Tra il 1990 e il 1994 diversi Stati dell'UE, tra cui l'Italia, hanno ridotto le proprie emissioni del 2-3% circa, soprattutto per fattori contingenti, quali il temporaneo calo dei tassi di crescita industriale. Il raggiungimento del livello di emissioni previsto per il 2000 e le probabilità che l'obiettivo venga raggiunto sono legate a molti fattori di incertezza. Con la Conferenza di Kyoto del dicembre '97, la stabilizzazione al 2000 assume le funzioni di obiettivo intermedio essendo prevista per l'U.E., con riferimento al 1990 la riduzione dell'8% per il 2008 - 2012.

I risultati e gli impegni contro le piogge acide

L'UE ha già raggiunto nel 1994 l'obiettivo del Quinto programma d'azione ambientale, relativo ad una riduzione del 35% delle emissioni di SO₂ (rispetto ai livelli 1985), in quanto la riduzione effettiva di emissioni nel periodo 1985-1994 è stata del 40%.

La riduzione delle emissioni di SO₂ in Europa nel periodo 1980-1994 è stata possibile grazie alle misure di abbattimento adottate per le grandi sorgenti (carbone a basso tenore di zolfo e desolforazione dei gas di scarico) ed alla sostituzione di combustibile (principalmente carbone a favore del gas naturale).

Per i 15 paesi dell'UE, l'ambizioso obiettivo al 2000 è costituito da una riduzione delle emissioni del 62% (rispetto ai livelli 1980).

Il primo obiettivo fissato per gli NO_x di stabilizzare nel 1994 le emissioni ai livelli 1987 è stato globalmente raggiunto a livello europeo. Nel periodo 1987-1994, le emissioni di NO_x in Europa sono state ridotte del 13% circa.

L'obiettivo per l'UE, indicato nel Quinto programma d'azione ambientale, è di una riduzione del 30% delle emissioni di NO_x nel periodo 1990-2000. Anche se le

emissioni di NO_x sono state ridotte negli ultimi anni, non sembra probabile che tale obiettivo possa essere raggiunto. Ciò è dovuto a vari motivi, tra cui la prevista forte crescita del traffico stradale.

L'importanza relativa del contributo dell'azoto rispetto a quello dello zolfo nelle deposizioni potenzialmente acidificanti è in aumento. Ciò è principalmente dovuto al fatto che negli ultimi 10-15 anni, le emissioni di SO₂ sono state ridotte in maniera più massiccia rispetto a quelle di NO_x e NH₃.

Il biossido di zolfo o anidride solforosa è un gas incolore dall'odore pungente ed irritante ed è uno dei più diffusi ed aggressivi inquinanti atmosferici tanto da essere universalmente considerato tra le principali cause di danni all'uomo e all'ambiente. L'SO₂ si forma dalla combinazione dell'ossigeno con lo zolfo presente come impurità nei combustibili fossili (carbone, petrolio, ecc.); la quantità di inquinante emessa dipende pertanto dal tenore di zolfo, che generalmente oscilla tra lo 0,1% ed il 7%. Le normative che prescrivono bassi tenori di zolfo nei combustibili costituiscono quindi efficaci strumenti per il contenimento delle emissioni di SO₂. A basse concentrazioni l'anidride solforosa produce effetti irritanti sugli occhi e sul tratto superiore dell'apparato respiratorio, con aumento delle secrezioni. Concentrazioni superiori possono provocare irritazioni delle mucose nasali, bronchiti, malattie polmonari e aggravamento di malattie cardio-vascolari.

La qualità dell'aria

Circa il 70% della popolazione totale nelle città europee dotate di stazioni di misurazione (circa 37 milioni) è esposta a livelli di SO₂ che superano il valore guida inferiore stabilito dall'UE (100 µg/m³, massimo della media sulle 24h). In alcune città, che rappresentano circa il 40% della popolazione (circa 27 milioni), si è registrato un livello medio di NO₂ superiore al valore guida dell'UE (50 µg/m³). Soltanto in un numero ristretto di città europee si hanno dati a sufficienza per poter valutare i trend registratisi nei livelli delle emissioni di SO₂ e NO₂ negli ultimi anni. Nel periodo 1988-1993 si è registrato un calo piuttosto costante delle concentrazioni di SO₂, con una riduzione media (media annuale) in queste città del 30%. Una tendenza analoga si osserva per le concentrazioni di NO₂, con in media una riduzione della media annuale del 16%. Questi trend sono riconducibili a diversi fattori, tra cui politiche passate e presenti di abbattimento delle emissioni quali l'introduzione delle marmitte catalitiche a tre vie per le automobili. Per il materiale particolato non si hanno dati sufficienti a stabilire un quadro rappresentativo a scala europea. La quantità di materiale particolato di piccole dimensioni (PM₁₀, 98 percentile) supera ampiamente il valore guida raccomandato nel Regno Unito (50 µg/m³) nella maggior parte delle città per cui si dispone di dati.

Anche se le concentrazioni di piombo sono diminuite negli ultimi anni, questo inquinante continua a costituire un problema in prossimità delle strade a traffico pesante, nei paesi dove la benzina ha ancora un tenore di piombo relativamente elevato.

L'UE non ha ancora stabilito valori guida per il benzene. Il Regno Unito, i Paesi Bassi, l'Italia e la Germania hanno raccomandato valori guida entro l'intervallo di 3-16 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, come media annua. I livelli ambientali presenti nelle città rientrano attualmente in questo intervallo.

L'introduzione in atto delle marmitte catalitiche a tre vie per i veicoli a benzina, le attuali normative per i veicoli diesel e gli ulteriori miglioramenti tecnologici a livello di veicoli e carburante che risulteranno dal programma Auto Oil I, avranno una grande incidenza sulla qualità dell'aria nelle città, per quanto riguarda NO_2 , CO, benzene e, in misura minore, PM_{10} .

Gli NO_x presenti nell'aria derivano sia da fonti naturali sia da fonti antropiche. Le emissioni originate dalle prime sono elevate, ma diffuse sul territorio. Le emissioni da fonti antropiche derivano sia da processi di combustione sia da particolari processi produttivi senza combustione. I processi di combustione responsabili di emissioni di NO_x riguardano sorgenti fisse, quali centrali termoelettriche e riscaldamenti domestici, e sorgenti mobili (autoveicoli sia a benzina che diesel). Le attività produttive responsabili di emissioni di NO_x riguardano l'utilizzo e la produzione di acido nitrico, la produzione di fertilizzanti azotati, le saldature, ecc. Gli NO_x penetrano nell'apparato respiratorio e possono arrivare fino ai polmoni. A esposizioni crescenti provocano: percezione dell'odore, irritazione oculare e delle mucose nasali, bronchiti, fino a edema polmonare e morte. Come effetto cronico sono accertati fibrosi polmonare ed enfisema. La diffusione e la persistenza dell' NO_2 nell'atmosfera sono fortemente influenzate dalle condizioni meteorologiche.

I composti organici volatili (COV) sono sostanze che, esposte all'aria, abbandonano lo stato fisico in cui si trovano, generalmente liquido, e passano allo stato gassoso. Esempi di COV sono l'acetone, l'alcol etilico o metilico, il benzene, il toluene, lo xilene. Nella pratica vengono inserite tra tali composti anche le sostanze organiche gassose a temperatura ambiente. L'individuazione e la caratterizzazione degli effetti sanitari di un insieme così ampio di composti è oltremodo complessa. I COV sono inquinanti primari, ovvero prodotti diretti di fenomeni inquinanti, in grado di indurre danni anche gravi alla salute dell'uomo. Gli effetti sulla salute umana sono comunque molto differenziati in funzione del tipo di composto: il benzene, così come altri idrocarburi aromatici, è cancerogeno, mentre l'acetone, anche se dotato di potere narcotico, non produce effetti dannosi più gravi di momentanei mal di testa o irritazione della pelle. I COV contribuiscono inoltre all'assottigliamento dello strato di ozono stratosferico (buco dell'ozono) e, combinandosi con gli ossidi di zolfo e di azoto, giocano un ruolo importante nel processo delle piogge acide.

L'ossido di carbonio o monossido di carbonio (CO) è un gas tossico molto insidioso in quanto incolore e inodore. Si forma dalla combustione incompleta di composti contenenti carbonio. La presenza di CO in atmosfera può avere origini naturali (vulcani, gas di palude, incendi), ma deriva soprattutto dalle attività umane connesse con la mobilità, la produzione di energia elettrica ed il riscaldamento domestico. Nelle aree urbane le concentrazioni di CO raggiungono spesso livelli elevati a causa del traffico intenso. Per questo motivo, la popolazione risulta particolarmente esposta a tale inquinante soprattutto durante gli spostamenti quotidiani. Il CO respirato

impedisce una buona ossigenazione del sangue con conseguenze dannose sul sistema nervoso e cardiovascolare. L'entità di tali danni dipende direttamente dalle concentrazioni e dalla durata dell'esposizione: risultano molto più dannose esposizioni prolungate a basse concentrazioni rispetto ad esposizioni brevi a concentrazioni più elevate. Gli effetti di tali esposizioni possono variare dai casi di leggera intossicazione con disturbi psico-motori, in particolare allungamento dei tempi di reazione estremamente pericolosi per conducenti di veicoli, cefalea e indebolimento generale, fino ai casi di avvelenamento grave con coma e morte per asfissia. Oltre ai fumatori ed ai soggetti affetti da disturbi cardiaci e circolatori, risultano particolarmente esposte alcune categorie di lavoratori quali vigili urbani e del fuoco, garagisti, autisti.

Con il termine "particelle sospese totali" (PST) o "materiale particolato sospeso" vengono indicate tutte le particelle solide e liquide disperse in aria, come ad esempio fuliggine, polvere e polline. Le particelle sospese possono derivare sia da fonti naturali (attività vulcaniche, incendi dei boschi, sollevamento delle polveri dal suolo), sia da fonti antropiche. Tra le fonti antropiche emettono PST alcune attività industriali (fonderie, cementifici, miniere, ecc.) ed i processi di combustione relativi a centrali termoelettriche, traffico autoveicolare, riscaldamento domestico ed inceneritori. Il carbone è, tra i combustibili fossili, quello che contribuisce in misura maggiore alle emissioni di particolato. La maggior parte delle PST ha un diametro compreso tra 0,1 e 10 micron; le particelle più piccole, quando inalate, penetrano in profondità e si depositano nei polmoni, provocando o accentuando malattie dell'apparato respiratorio, pur possedendo quest'ultimo una notevole capacità di rimozione delle cellule depositate. Esposizioni crescenti e continue al particolato possono comportare aggravamento di bronchiti, perdita di funzionalità polmonare, enfisema e fibrosi. Tra le PST rientra l'amianto, che è cancerogeno, ed alcuni composti del piombo, che hanno un alto grado di nocività. Le PST costituiscono un veicolo di trasporto di altri inquinanti come l' SO_2 e gli idrocarburi e insieme a questi contribuiscono, soprattutto in ambito urbano, alla corrosione ed al degrado di manufatti, in particolare di monumenti ed opere d'arte esposte all'aperto.

Titolo II
Dispositivo di Piano: linee di indirizzo, pianificazione e programmazione
Capitolo II.1
Analisi relativa alla produzione
Paragrafo II.1.2
Impianti di cogenerazione alimentati da fonti fossili convenzionali

Prof. ing. Massimo Dentice d'Accadia
DETEC - Università degli studi di Napoli
FEDERICO II
Tel 0817682299
Fax 0812390364
Email dentice@unina.it

INDICE

1. La cogenerazione

- 1.1. Inquadramento del settore
- 1.2. Aspetti energetici, ambientali ed economici
- 1.3. La cogenerazione in Italia
- 1.4. La cogenerazione in Campania
 - 1.4.1. Situazione al 2001
 - 1.4.2. Prospettive di sviluppo e linee di indirizzo

1. La cogenerazione

1.1. Inquadramento del settore

La cogenerazione, ovvero la produzione combinata di energia elettrica (o meccanica) e termica, a partire da un unico processo di conversione di energia primaria (tipicamente rappresentata da un combustibile fossile, come il gas naturale), è notoriamente in grado di assicurare consistenti risparmi energetici ed economici rispetto alla produzione separata convenzionale (centrali termoelettriche più caldaie), ogni volta che siano verificate determinate condizioni, tra cui:

- presenza di richieste consistenti sia di energia elettrica che termica (o frigorifera);
- andamento nel tempo del rapporto tra richiesta elettrica e termofrigorifera (indice elettrico dell'utenza) stabile e compatibile con le caratteristiche di un impianto commercialmente disponibile;
- buona contemporaneità dei carichi elettrici e termo/frigoriferi;
- elevata durata, su base annua, degli stessi carichi;
- esistenza di un quadro favorevole ed incentivante dal punto di vista normativo e tariffario (possibilità di accedere a finanziamenti, agevolazioni nella realizzazione e nella messa in esercizio degli impianti, possibilità di scambiare energia elettrica con la rete nazionale a condizioni favorevoli, etc.);
- adozione di soluzioni progettuali adeguate alle caratteristiche dell'utenza da servire, sia in termini di scelta della tecnologia che di dimensionamento dell'impianto.

Ai vantaggi energetici ed economici vanno poi sommati quelli conseguibili dalla collettività in termini di riduzione dell'impatto ambientale, naturale conseguenza da un lato della maggiore efficienza della conversione energetica, e dall'altro dell'utilizzo, nella maggior parte di questi impianti, di combustibili intrinsecamente "puliti", come il gas naturale. Le tecnologie cogenerative attualmente più diffuse e consolidate sono sostanzialmente quattro:

- motori alternativi (M.A., a ciclo Otto o Diesel);
- turbine a gas (T.G., a ciclo semplice o rigenerativo);
- turbine a vapore (T.V. , a contropressione oppure a condensazione e spillamento);
- impianti a ciclo combinato (C.C:), costituiti in realtà da un impianto con turbina a gas e da una turbina a vapore (a contropressione o a spillamento) alimentata dall'energia termica di scarto del ciclo a gas.

Nelle figure 1 e 2 sono sinteticamente illustrate alcune tra le principali caratteristiche delle tecnologie appena elencate [1 ÷ 3].

In particolare, dalle figure 1 e 2 si possono ricavare simultaneamente indicazioni sui campi di applicazioni tipici delle diverse tecnologie e sui corrispondenti valori tipici di rendimento elettrico e Indice energetico (I_{en}, definito dal CIP n. 6/92 come: $I_{en} = \eta_e/0,51 + \eta_t/0,9 - 0,49$, con η_e ed η_t rendimento elettrico e termico medi del gruppo, ovvero rispettivamente, rapporto tra energia elettrica netta e consumo di energia primaria e tra energia termica recuperata ed effettivamente utilizzata e consumo di energia primaria).

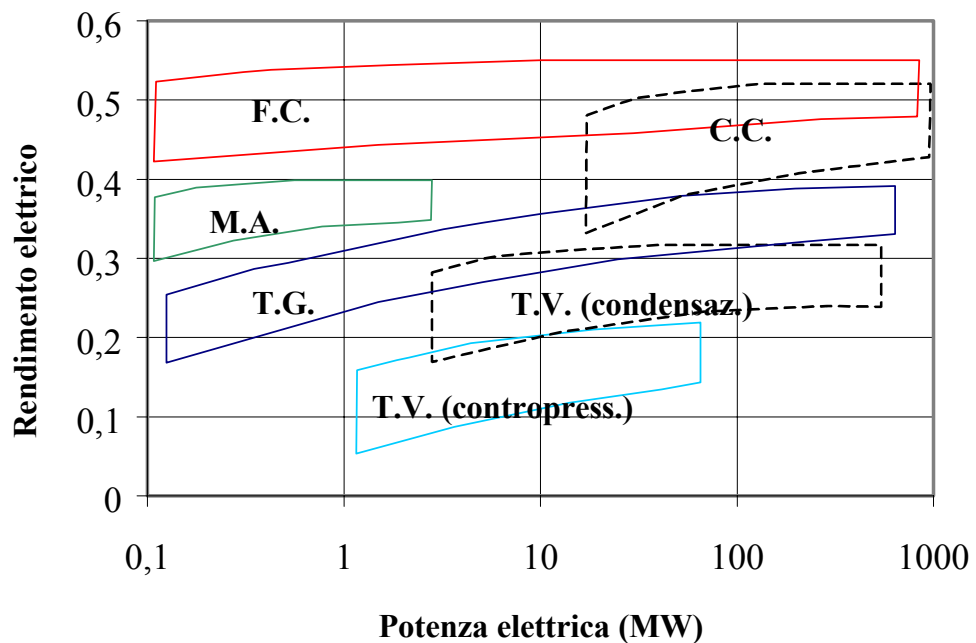


Fig. 1 - Rendimento elettrico per varie tecnologie in funzione della taglia.

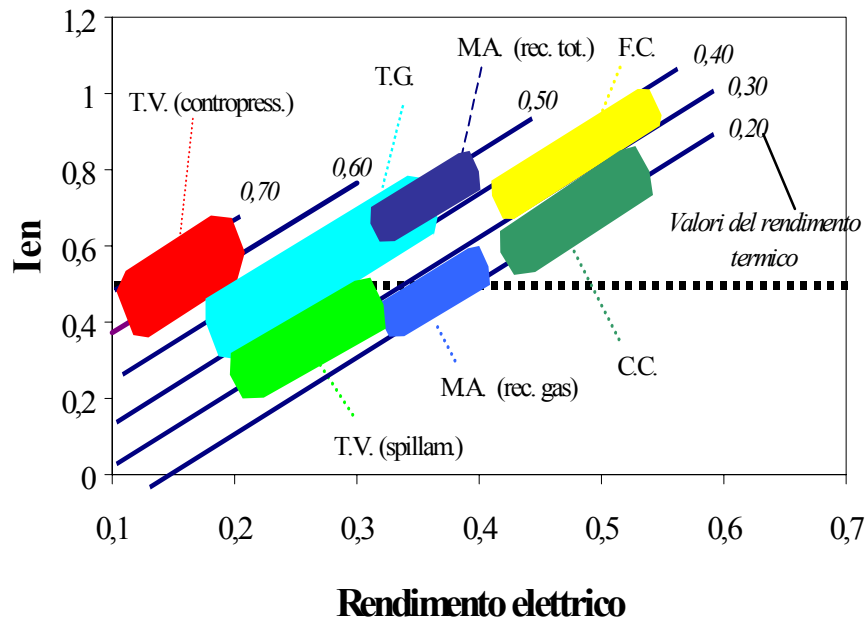


Fig. 2 - Indice energetico, I_{en} , per varie tecnologie e diversi valori del rendimento termico, in funzione del rendimento elettrico.

Quest'ultimo indice è di particolare rilievo per valutare l'efficienza energetica complessiva del sistema e, in particolare, l'assimilabilità della cogenerazione a fonte rinnovabile secondo il già citato provvedimento CIP n. 6/92, secondo il quale l'assimilabilità è stabilita dalla condizione: $I_{en} \geq 0,51$.

Va peraltro ricordato come il regime CIP 6/92 sia ormai in via di superamento, e come sia stato recentemente introdotto un nuovo criterio di riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e termica come effettiva cogenerazione (deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, A.E.E.G, n. 42 del 19 marzo 2002). Tale criterio si basa sull'indice di risparmio di energia IRE, definito essenzialmente come:

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{e,rif}} + \frac{E_t}{\eta_{t,rif}}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_e}{\eta_{e,rif}} + \frac{\eta_t}{\eta_{t,rif}}}$$

dove E_c rappresenta l'energia primaria (da combustibili fossili) utilizzata dall'impianto di cogenerazione, ed E_e ed E_t rappresentano, rispettivamente, l'energia elettrica e quella termica erogate dall'impianto, mentre $\eta_{e,rif}$ rappresenta un rendimento

di riferimento nella produzione termoelettrica convenzionale, compreso, in base alla taglia dell'impianto o della sezione di impianto da valutare, tra n minimo di 0,38 (impianti di taglia inferiore ad 1,0 MW elettrico) ed un massimo di 0,55 (impianti da oltre 500 MW), ed $\eta_{t,rif}$ un rendimento di riferimento per la produzione termica convenzionale, assunto pari a 0,80 per le applicazioni civili ed a 0,90 per quelle industriali. Infine, come già detto, con $\eta_e = E_e / E_c$ ed $\eta_t = E_t / E_c$ si indicano, rispettivamente, il rendimento elettrico e termico medi del sistema, con la consueta precisazione che l'energia termica va valutata al netto di eventuali dissipazioni.

La condizione per il riconoscimento è espressa come:

$$IRE \geq IRE_{min}$$

con IRE_{min} pari al 5% per impianti o sezioni esistenti, all'8% in caso di rifacimento, ed al 10% per impianti nuovi. Per maggiori dettagli si rimanda alla citata deliberazione A.E.E.G. 42/2002.

In figura 3 si sono riportati i campi di applicazione delle principali tecnologie di cogenerazione al variare della taglia e del rapporto potenza elettrica / termica, o indice elettrico. Quest'indice è di particolare importanza nel dimensionamento degli impianti, soprattutto quando non è possibile gestire in modo vantaggioso eventuali eccedenze di produzione elettrica e l'esercizio del sistema di cogenerazione prescelto presenta un solo grado di libertà, ovvero potenza elettrica e potenza termica erogate sono legate biunivocamente (motori alternativi, turbogas, turbine a vapore in contropressione e cicli combinati con turbina a vapore a contropressione): in questo caso, infatti, non è possibile adeguare l'indice elettrico dell'impianto a quello dell'utenza.

In figura 4 si sono infine riportati gli investimenti specifici (per unità di potenza elettrica installata) indicativamente richiesti per ciascuna tecnologia, in funzione della taglia.

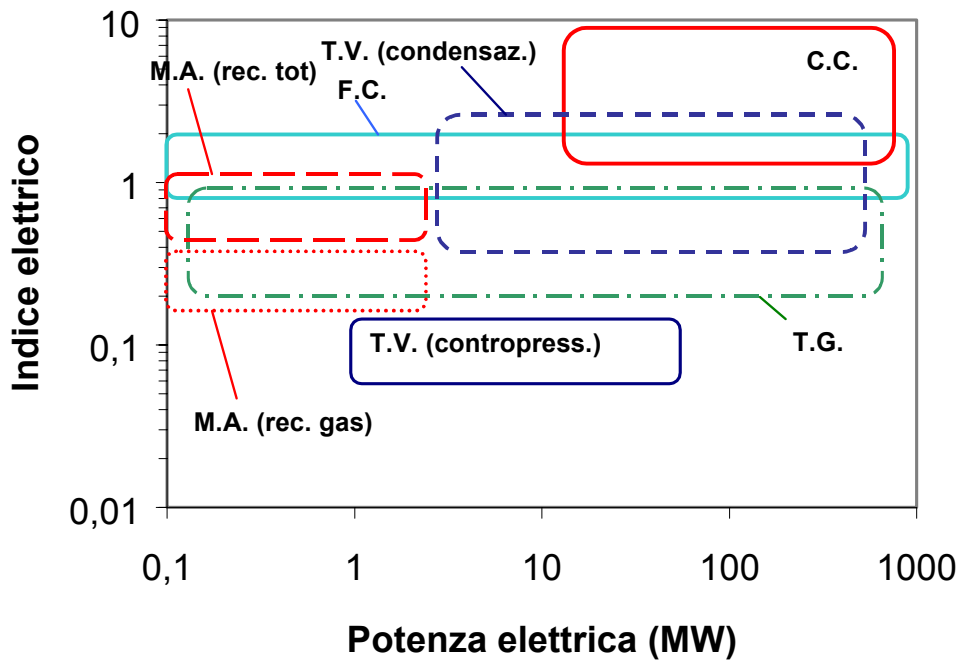


Fig. 3 - Indice elettrico per varie tecnologie in funzione della taglia

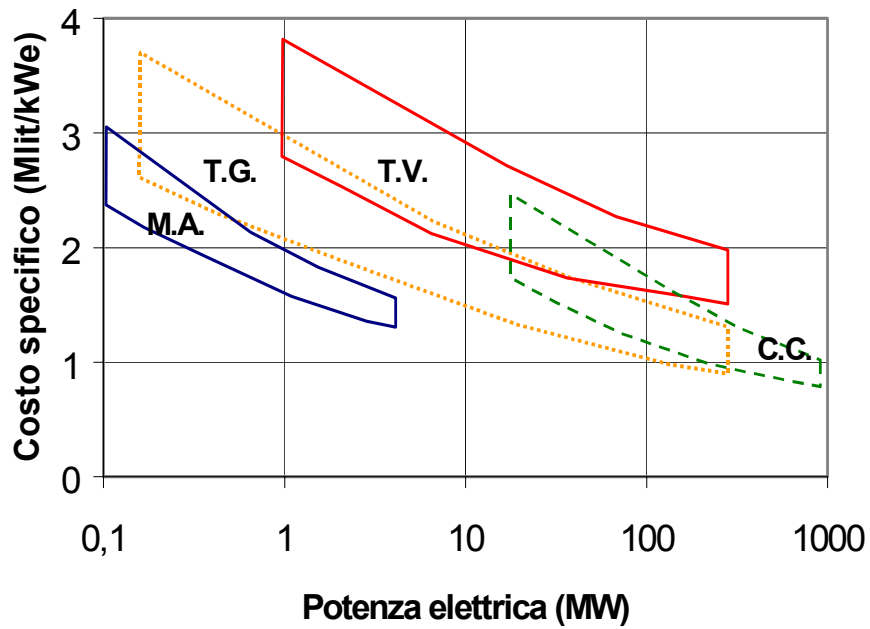


Fig. 4 - Costo specifico per varie tecnologie in funzione della taglia

Nel campo delle piccole potenze (fino a 3 ÷ 4 MW elettrici), la tecnologia più efficiente è quella dei motori alternativi, con rendimenti che, nei modelli di ultima generazione, di taglia medio/alta, spesso superano il 40%. Questa circostanza, unitamente al minore costo rispetto alle turbogas di taglia equivalente (figura 4), fa dei motori alternativi la tecnologia complessivamente più interessante nel campo di potenze in esame, a meno che l'utenza da servire non sia caratterizzata dalla sostanziale assenza di richieste termiche a temperatura inferiore ai 100 °C nonché di richieste frigorifere: in questo caso, l'impossibilità di utilizzare l'aliquota a bassa temperatura del recupero termico dei motori alternativi (raffreddamento cilindri, olio, eventuale *intercooler*) può rendere talvolta (ma non necessariamente) preferibile l'utilizzo di turbogas, in grado di rendere disponibile l'intero a recupero termico ad alta temperatura.

Tuttavia, a proposito delle turbogas, va segnalata la comparsa sul mercato, negli ultimi anni, di macchine di piccola taglia (microturbine con potenza elettrica tra 50 e 200 kW), a rigenerazione, in grado di assicurare efficienze elettriche dell'ordine del 30%, sia pure a spese di una minore resa termica rispetto alle normali turbogas senza rigenerazione. Il costo di queste apparecchiature è ancora molto elevato, ma la loro progressiva penetrazione sul mercato potrebbe, nell'arco di 5 ÷ 10 anni, aumentarne significativamente la competitività economica.

Il campo delle medie e grandi potenzialità (oltre i 4 - 5 MW elettrici) è sostanzialmente dominato dalle turbine a gas e dagli impianti a ciclo combinato, nonché, limitatamente ai casi in cui ci sono forti richieste di vapore di processo e richieste elettriche relativamente modeste, da quelle a vapore, caratterizzate da rendimenti elettrici inferiori ma anche (nel caso di turbine a contropressione) dai valori di indice elettrico in assoluto più bassi.

Per quanto riguarda la tecnologia delle turbine a gas, va infine segnalata la presenza sul mercato di macchine ad iniezione di vapore (o a ciclo STIG, Steam Injection Gas), nelle quali una parte del vapore prodotto dalla caldaia a recupero dell'impianto può essere utilizzata, mediante iniezione a valle del compressore e/o all'interno della turbina per aumentare la portata di fluido in turbina e quindi la potenza elettrica erogata, senza incrementare il consumo di combustibile. In questo modo, è possibile aumentare l'efficienza elettrica del sistema, sia pure, ancora una volta, a spese della sua resa termica, e, soprattutto, si viene a disporre di due gradi di libertà nell'esercizio del gruppo, essendo possibile, entro determinati limiti, l'incremento della potenza elettrica a spese di quella termica, e viceversa, a seconda dell'andamento delle richieste dell'utenza, con interessanti vantaggi in termini di flessibilità di gestione.

Per quanto riguarda, infine, gli sviluppi tecnologici attesi nel breve e medio termine, è ben noto, ormai, come gli interessi e gli sforzi di ricerca siano concentrati sulla tecnologia delle Fuel Cells, o celle a combustibile.

Questi dispositivi, basati sul principio della conversione diretta dell'energia potenziale chimica di un combustibile in energia elettrica, mediante un processo elettrochimico e non più mediante la tradizionale combustione, sono già adesso in grado di assicurare efficienze elettriche dell'ordine del 50% o superiori, anche nel campo delle piccole taglie (come evidenziato in figura 2), e, in caso di cogenerazione, risparmi energetici molto consistenti rispetto alla produzione separata. Il combustibile utilizzato è generalmente l'idrogeno, ottenibile sia a partire da combustibili tradizionali (ad esempio, mediante "reforming" di gas naturale, oppure gassificazione di altri combustibili solidi oppure di biomasse), sia mediante l'impiego di fonti rinnovabili (ad esempio, elettrolisi dell'acqua alimentata da energia fotovoltaica), sia, in prospettiva, mediante processi fotochimici o biologici. L'elevata efficienza della conversione e l'assenza di qualsiasi processo di combustione permettono una fortissima riduzione dell'impatto ambientale, riconducibile, di fatto, alla sola emissione di CO₂, e solo nell'eventualità che si utilizzino in partenza combustibili tradizionali: il processo elettrochimico che ha luogo nella cella vera e propria, infatti, dà esclusivamente origine alla produzione di acqua, a media o alta temperatura, a seconda del tipo di cella, ovviamente utilizzabile nel caso di cogenerazione.

I principali tipi di Fuel Cell si distinguono in base al tipo di elettrolita ed alla conseguente temperatura di esercizio, e possono essere così elencati:

- con membrana a scambio protonico (temperatura di esercizio: 50 ÷ 100°C);
- alcaline (temperatura di esercizio: 60 ÷ 100°C);
- ad acido fosforico (temperatura di esercizio: 150 ÷ 200°C);
- a carbonati fusi (temperatura di esercizio: 650 ÷ 800°C);
- ad ossidi solidi (temperatura di esercizio: 800 ÷ 1000°C).

Per le ultime due tipologie, attualmente ancora in fase di sviluppo, si attendono addirittura rendimenti elettrici superiori al 60%, fino a punte di oltre il 70% per l'impiego in combinazione con altre tecnologie (sistemi ibridi).

L'elevata efficienza, anche nel campo delle piccole taglie, la grande compatibilità ambientale, la modularità, la sostanziale assenza di parti in movimento cui dovrebbe poter corrispondere, in futuro, una grande affidabilità ed una lunga vita utile, rendono questa tecnologia, in assoluto, una delle più interessanti e promettenti, non solo nel campo della cogenerazione ma, più in generale, in quello della generazione elettrica, anche distribuita, e della trazione (i primi prototipi di autoveicoli elettrici alimentati con F.C. sono già in circolazione da alcuni mesi, anche in Italia), soprattutto quando si saranno risolti alcuni possibili aspetti critici relativi proprio all'affidabilità ed alla sicurezza nello stoccaggio dell'idrogeno.

1.2. Aspetti energetici, ambientali ed economici

Ai fini della determinazione del risparmio energetico conseguibile mediante la produzione combinata, si possono adottare attualmente i seguenti valori di riferimento:

- rendimento convenzionale della produzione termoelettrica = 0,391 (corrispondente ad un valore del coefficiente di trasformazione da energia elettrica a energia primaria di 2200 kcal/kWh);
- rendimento convenzionale della produzione termica = 0,90.

Ai fini del calcolo delle emissioni di gas serra evitate grazie alla produzione combinata, si possono invece assumere i seguenti livelli di emissione di anidride carbonica equivalente:

- 0,20/ η_e kg equivalenti di CO₂ per kWh elettrico erogato, per il generico impianto di cogenerazione (nell'ipotesi di alimentazione con gas naturale);
- 0,70 kg equivalenti di CO₂ per kWh elettrico erogato dal parco termoelettrico nazionale;
- 0,24 kg equivalenti di CO₂ per kWh termico (0,067 kg/MJ termico) erogato da caldaia tradizionale.

Utilizzando questi valori di riferimento, è possibile valutare il risparmio di energia primaria e le emissioni evitate di gas serra, per ogni kWh elettrico prodotto in cogenerazione, rispettivamente come:

$$\Delta E_p / E_e = (\tilde{\eta}_t / \eta_e) / 0,90 + 1 / 0,391 - 1 / \eta_e$$

$$\Delta CO_2 / E_e = (\tilde{\eta}_t / \eta_e) \times 0,24 + 0,70 - 0,20 / \eta_e$$

Ad esempio, per $\eta_e = 0,37$ e $\eta_t = 0,50$ (valori tipici per un motore alternativo di media taglia), si ottiene un risparmio di circa 1,4 kWh primari per kWh elettrico (0,12 ktep/GWh_e), nonché di 0,48 kg equivalenti di CO₂ per kWh elettrico (480 t/GWh_e).

In base alla nuova e già citata condizione per il riconoscimento della produzione combinata come cogenerazione, si può facilmente evincere come, per impianti nuovi, i valori minimi di risparmio energetico ed emissioni evitate siano compresi, a seconda della taglia, tra 0,60 e 0,70 kWh primari per kWh elettrico (circa 0,052 ÷ 0,060 ktep/GWh_e) e, rispettivamente, tra 0,30 e 0,35 kg equivalenti di CO₂ per kWh elettrico (300 ÷ 350 t/GWh_e).

kWh primari per kWh elettrico erogato (0,077 ktep/GWh_e) e di 0,38 kg equivalenti di CO₂ per kWh (380 t/GWh_e), rispettivamente; tali valori saranno assunti come riferimento per il computo dei benefici energetici ed ambientali conseguenti allo sviluppo del settore cogenerazione nella regione Campania.

In base agli attuali livelli di costo delle varie tecnologie, il valore medio del costo dell'energia risparmiata (rapporto tra l'investimento complessivo ed il risparmio annuo di energia primaria rispetto alla produzione separata) si colloca tipicamente intorno a 2,0 M€ per ogni ktep annuo risparmiato; quello delle emissioni evitate può assumersi, in media, di circa 500 € per tonnellata/anno di CO₂ evitata.

Tali valori collocano sicuramente questa tecnologia tra gli interventi di razionalizzazione energetica al momento più efficaci e convenienti, anche sotto il profilo economico.

1.3. La cogenerazione in Italia

La produzione di energia elettrica da cogenerazione in Italia è certamente significativa: nel 1998 ha raggiunto, con quasi 47.000 GWh, il 22,6% della produzione termoelettrica nazionale [6], con una potenza installata di poco inferiore ai 10.000 MW, pari al 18,3% dell'intera capacità installata, distribuita su circa 950 impianti.

Questi valori collocano il nostro paese in una posizione intermedia rispetto alle altre nazioni industrializzate, risultando migliori, ad esempio, rispetto a quelli della Francia o degli USA (dove le potenze cogenerative installate non superavano, nel 1998, il 10% ed il 15% del totale, rispettivamente), ma sensibilmente inferiori rispetto a quelli di paesi come l'Olanda (più del 30%, sempre in termini di capacità installata) e la Danimarca (oltre il 40%). Si ritiene opportuno precisare, tuttavia, che, in mancanza di informazioni puntuali sull'effettivo utilizzo dei reflui termici di questi impianti, non è possibile stimare con precisione quanti di essi posseggano effettivamente i requisiti recentemente introdotti dalla deliberazione A.E.E.G. n. 42/2002 per il riconoscimento della produzione combinata come cogenerazione.

In Italia, come evidenziato in figura 5, quasi la metà della potenza installata riguarda impianti a ciclo combinato, ovviamente di grande potenza: questa tecnologia è quella che ha conosciuto lo sviluppo più rapido negli ultimi dieci anni, soprattutto grazie ai progressi compiuti nel campo delle turbogas, sia in termini di prestazioni che di costi. Basti pensare che, nel 1993, la capacità complessiva degli impianti a ciclo combinato in Italia copriva appena il 14% del totale cogenerativo installato, che era di circa 6.000 MW.

In termini di impianti installati (figura 6), viceversa, la tecnologie più diffuse risultano quelle del motore alternativo (33%, taglia media 1,0 MW) e della turbina a vapore a contropressione (34%, taglia media 7,0 MW), seguiti da turbogas (15%, taglia media 5,0 MW), turbine a vapore a spillamento (10%, taglia media 24 MW), ed impianti a ciclo combinato (8%, taglia media 60 MW).

Come evidenziato in figura 7, il combustibile più utilizzato è di gran lunga il gas naturale (quasi il 70%), anche per il preponderante contributo degli impianti basati sulla tecnologia delle turbine a gas; seguono derivati del petrolio (circa il 20%), gas derivati (6%) ed altri.

Più del 90% della potenza cogenerativa installata e quasi il 95% dell'energia elettrica erogata sono dovute agli autoproduttori, e, d'altra parte, questi impianti rappresentavano, sempre nel 1998, circa l'88% della capacità installata presso gli stessi autoproduttori.

Nonostante i progressi degli ultimi anni, tuttavia, la cogenerazione presenta ancora, nel nostro paese, grandi margini di sviluppo, soprattutto nel settore delle piccole e medie potenze. Esistono certamente numerose realtà, sia in campo industriale che civile, nelle quali si riscontrano tutti i presupposti tecnici per la realizzazione di impianti cogenerativi efficienti e competitivi, sia sotto il profilo energetico/ambientale che sotto quello economico, anche se l'attuale quadro dei mercati dell'energia e degli impianti stessi sono tali da far sì che, spesso, gli investimenti da sostenere siano veramente remunerativi solo in presenza di finanziamenti pubblici.

D'altra parte, tali finanziamenti rappresentano, per il settore pubblico, un investimento generalmente remunerativo, se si considerano i ritorni in termini di riduzione della bolletta energetica nazionale e dell'impatto ambientale della produzione energetica.

La progressiva liberalizzazione dei mercati energetici, ed in particolare di quello elettrico, dovrebbero favorire la realizzazione di nuovi impianti di cogenerazione, grazie ad una maggiore disponibilità di fondi per il relativo sostegno finanziario (Fondi strutturali Europei, Fondi Nazionali e regionali da L. 10/91 e "Carbon Tax", L. 488/92 e L. 598/94, contributi previsti dall'art. 6, comma 6 del D.L. 79/99) ed alle priorità di dispacciamento previste dall'Autorità per l'energia erogata da questi impianti rispetto a quella proveniente da sistemi tradizionali (D.L. 79/99, art. 3, comma 3 ed art. 11, comma 4).

Un ulteriore impulso, nel medio e lungo termine, è poi atteso dalla ingegnerizzazione e dalla progressiva penetrazione sul mercato di nuove tecnologie ad elevatissima efficienza, come i sistemi con cella a combustibile.

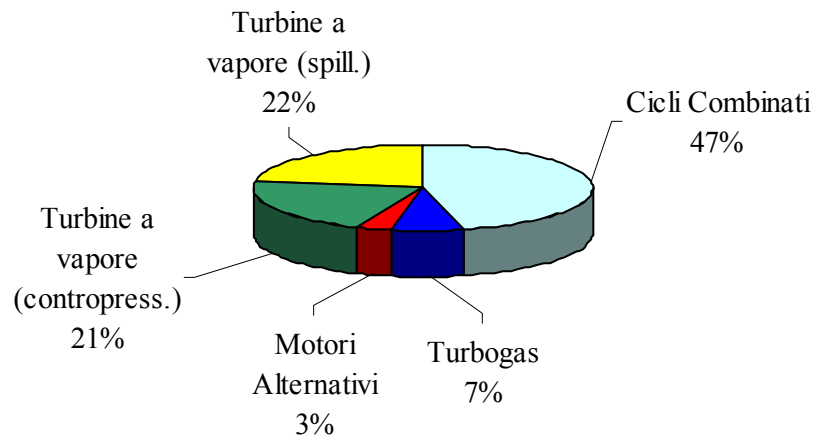


Fig. 5 - Distribuzione della potenza elettrica cogenerativa in esercizio in Italia nel 1998 [6].

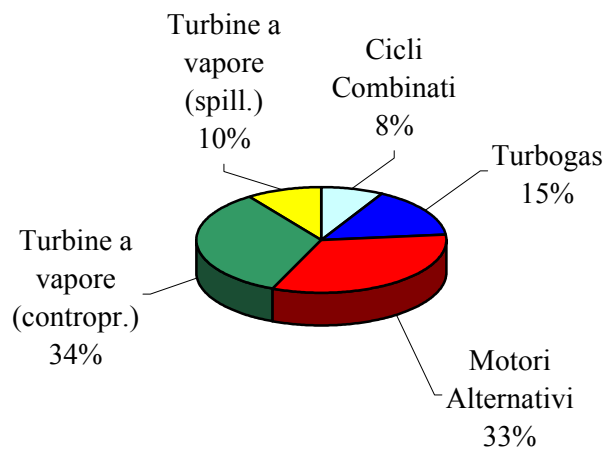


Fig. 6 - Distribuzione degli impianti di cogenerazione in esercizio in Italia nel 1998 per numero di impianti [6]

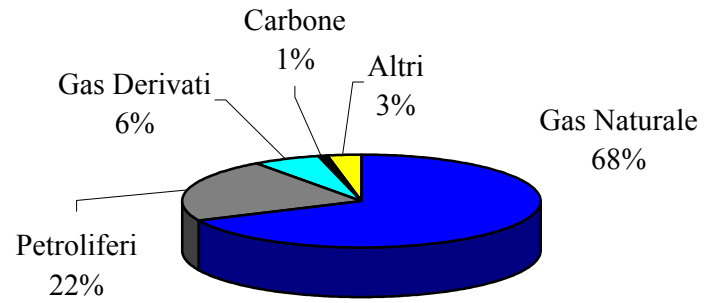


Fig. 7 - Mix di combustibili per gli impianti di cogenerazione in esercizio in Italia nel 1998 [6]

1.4. La cogenerazione in Campania

1.4.1. Situazione al 2001

In Campania, assumendo come anno di riferimento il 2001, risultano in esercizio, secondo i dati forniti dagli Uffici Tecnici di Finanza delle cinque Province, 23 impianti di cogenerazione, per una potenza installata complessiva (nominale) di circa 230 MW, corrispondenti, grosso modo, al 16% della potenza termoelettrica installata nella regione, con un valore medio di 10 MW elettrici per impianto. Tale potenza è distribuita tra due centrali di grande taglia (circa 53 e 140 MW elettrici, rispettivamente), essenzialmente dedicate alla produzione per vendita a terzi, e 21 impianti di taglia compresa tra i 50 kW ed i 10 MW (figure 8 e 9).

La produzione di energia elettrica complessiva, per il 2001, è stata di circa 1050 GWh, di cui 850 dovuti alle grandi centrali, ed i rimanenti 200 distribuiti tra gli impianti di piccola e media taglia. Tali valori risultano sostanzialmente in linea con il valore medio nazionale, anche se, in assoluto, va ricordato come la capacità di produzione elettrica regionale sia, viceversa, molto modesta.

Anche in questo caso, come già visto a livello nazionale, non sono disponibili dati precisi per quanto riguarda l'effettivo utilizzo dei reflui termici, il che rende impossibile stimare il risparmio energetico conseguito rispetto alla produzione separata. Ciò è particolarmente rilevante nel caso delle due centrali di grande potenza, per le quali, proprio in virtù della grande taglia, è difficile che il coefficiente di utilizzo effettivo dei recuperi termici superi valori del 40÷50% della disponibilità effettiva, e, conseguentemente, andrebbe valutata con attenzione la quota parte di impianto realmente classificabile come sistema di cogenerazione.

Dei 23 impianti complessivi, solo 6 risultano installati presso utenze non industriali (un ospedale, due centri sportivi, un centro universitario, un hotel, un palazzo-uffici), per una potenza complessiva di appena 3 MW circa, mentre gli altri 17 impianti sono classificabili come applicazioni industriali.

La provincia di Napoli è quella in cui risulta in esercizio la maggior parte degli impianti di cogenerazione (14, per una potenza complessiva di circa 67 MW); segue quella di Caserta, con tre impianti, per una potenza complessiva comunque più elevata di quella della provincia di Napoli (150 MW). Nelle province di Salerno ed Avellino erano in esercizio al 2001 sei impianti, con potenze comprese tra 0,50 ed i 4,3 MW, per un valore complessivo di circa 12 MW. In quella di Benevento, infine, non risultano in esercizio impianti di cogenerazione.

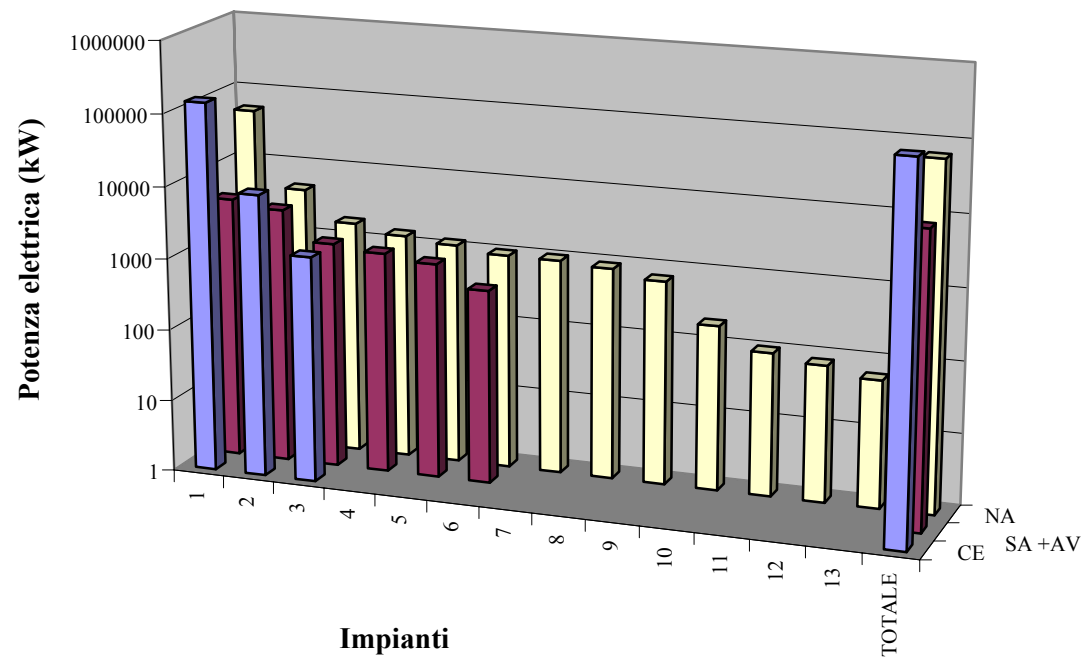


Fig. 8 - Taglia degli impianti di cogenerazione in esercizio in Campania per ciascuna Provincia (anno 2001, dati: U.T.F. Napoli/Caserta, Salerno/Avellino e Benevento)

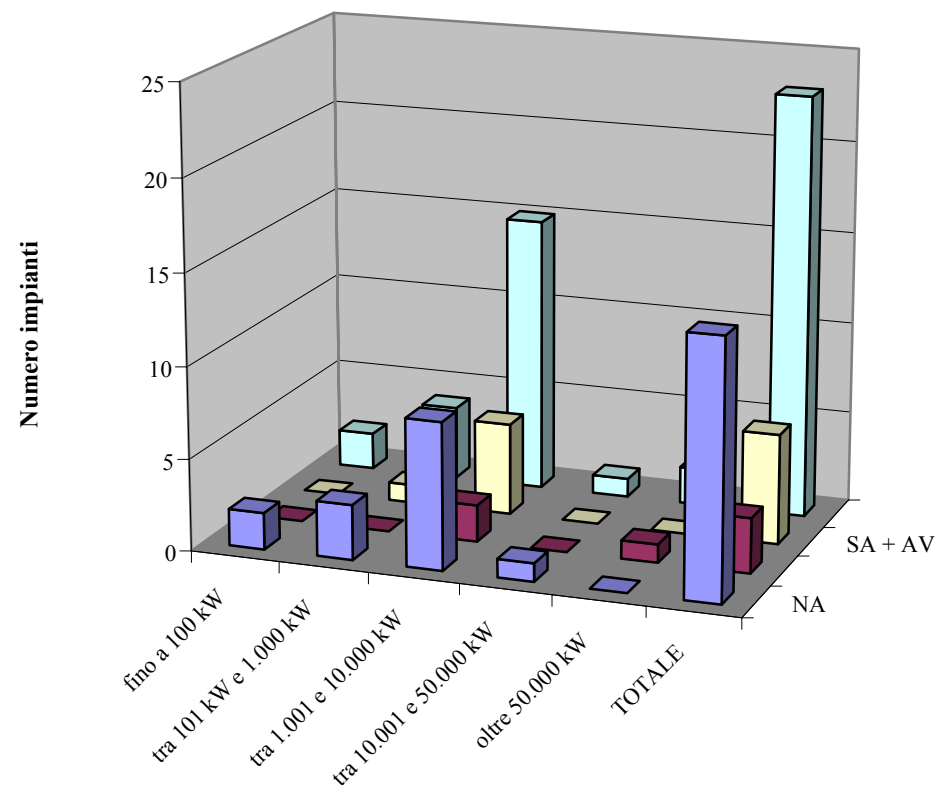


Fig. 9 - Distribuzione degli impianti di cogenerazione in esercizio in Campania per taglia e provincia (anno 2001, dati: U.T.F. Napoli/Caserta, Salerno/Avellino e Benevento)

1.4.2. Prospettive di sviluppo e linee di indirizzo

La cogenerazione va considerata di particolare interesse strategico, per il suo elevato potenziale di contribuzione al risparmio energetico ed alla riduzione dell'impatto ambientale, e si ritiene pertanto importante che i soggetti potenzialmente interessati, sia pubblici che privati, si attivino per ricercare sul territorio tutte le opportunità di applicazione, con particolare riferimento agli impianti di piccola e media taglia (potenza elettrica non superiore a 10 MW), che consentono un migliore sfruttamento delle risorse energetiche distribuite sul territorio (risorse a bassa densità) e della stessa energia erogata dagli impianti, sia per quanto riguarda la produzione elettrica che, soprattutto, quella termica. A tal fine, andranno individuate tutte le situazioni in cui sussistano condizioni tecniche favorevoli affinché l'installazione e l'esercizio di un sistema cogenerativo comporti un significativo risparmio in termini energetici e di emissioni nette rispetto alla produzione separata, come ad esempio nei seguenti casi:

- industrie, distretti o Aree di Sviluppo Industriale;
- strutture ospedaliere;
- grandi strutture alberghiere;
- eventuali zone di sviluppo urbanistico idonee al teleriscaldamento.

Naturalmente, l'installazione di nuovi impianti o l'eventuale potenziamento di impianti esistenti dovranno avvenire nel pieno rispetto delle esigenze generali di tutela dell'ambiente e della salute pubblica, come specificato in maggior dettaglio nella sezione dedicata alle linee di indirizzo del Piano Energetico. In questi casi, la realizzazione degli interventi andrà incentivata sia, quando possibile, dal punto di vista economico, mediante finanziamenti, facilitazioni fiscali, o altro, che dal punto di vista burocratico-amministrativo.

Particolare attenzione andrà posta al settore del teleriscaldamento urbano mediante cogenerazione, sul quale pesa l'inconveniente dell'elevato costo iniziale, cui corrisponde, conseguentemente, un tempo medio di ritorno dell'ordine di 8 ÷ 12 anni. La sottoscrizione dell'Accordo di Programma su cogenerazione e teleriscaldamento predisposto nell'ambito della Conferenza Nazionale Energia e Ambiente del 1998 potrà certamente contribuire a dare maggiore impulso ad iniziative in questo settore, anche nella regione Campania.

Un obiettivo ragionevole, per il 2010, potrebbe essere quello di mantenere la quota di capacità produttiva regionale dovuta alla cogenerazione quanto meno al di sopra della soglia del 15% (valore effettivo, ovvero valutato secondo le indicazioni della deliberazione A.E.E.G. n. 42/2002 sul riconoscimento della produzione combinata come cogenerazione). In base ai programmi di sviluppo della capacità termoelettrica regionale illustrati in altre sezioni del presente studio, si può stimare che per il raggiungimento di questo obiettivo sarebbe necessario un incremento della potenza installata per complessivi 450 MW circa, di cui almeno il 10% dovrebbero essere

conseguiti mediante sistemi di piccola taglia, mentre la quota rimanente potrebbe essere ottenuta prevedendo l'utilizzo cogenerativo, anche parziale, di una parte delle nuove centrali di media o grande potenza, di cui è prevista l'installazione entro il prossimo quinquennio. Tenendo conto del fatto che, per la quota dovuta alle centrali di grande potenza, alla cui realizzazione sono comunque interessate diverse Energy Utilities, gli unici investimenti direttamente riconducibili alla cogenerazione sarebbero quelli legati al costo delle reti per il vettoriamento alle utenze dell'energia termica recuperata, si può stimare che l'investimento complessivamente richiesto per il conseguimento dell'obiettivo indicato sia dell'ordine di 200 M€. Questa stima è basata sull'ipotesi che il 10% della capacità complessiva, ovvero circa 45 MW, sia dovuta agli impianti di piccola taglia, per i quali si assume un costo medio di $1000 \div 1200 \text{ €/kW}_e$, ed il rimanente 90% a centrali di grande potenza, per i quali si assume un investimento aggiuntivo per la cogenerazione dell'ordine di $500 \div 700 \text{ €/kW}_t$.

Assumendo una produzione elettrica media di 5000 kWh/kW, nell'ipotesi che gli impianti siano correttamente dimensionati e gestiti, l'installazione di nuovi impianti per complessivi 450 MW, consentirebbe di risparmiare circa 174 ktep/anno di energia primaria e di evitare l'emissione di circa 855.000 t/anno di CO₂ equivalente.

Come si è già detto, il costo dell'energia risparmiata è tipicamente dell'ordine di 2,0 M€/(ktep/anno), e quello delle emissioni evitate di CO₂ è di circa 500 €/(t/anno). Nel caso Campano, tuttavia, assumendo, come si è accennato, che gli investimenti direttamente riconducibili alla cogenerazione siano di circa 200 M€ (valore medio tra gli estremi indicati), questi valori scendono a 1,1 M€/(ktep/anno) e 230 €/(t/anno), rispettivamente.

Un'analisi delle specifiche prospettive di penetrazione della cogenerazione nei settori industriale, residenziale e terziario sarà effettuata anche nei capitoli specificamente dedicati a tali settori, ai quali si rimanda per maggiori dettagli.

1.1. Bibliografia

1. S. Consonni, E. Macchi. *Libro bianco sulla cogenerazione*. Voll. I e II. ATIG, 1995.
2. M. Dentice d'Accadia, A. Palombo, R. Vanoli. *Analisi termodinamica ed economica di centrali frigotermoelettriche. Condizionamento dell'Aria, Riscaldamento, Refrigerazione*. 1, 53-69, 1995.
3. M. Dentice d'Accadia, M. Sasso, S. Sibilio, R. Vanoli. *Applicazioni di energetica - Introduzione all'analisi tecnico-economica di sistemi per il risparmio energetico*. Liguori, Napoli, 1999.
4. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, ENEL, 1998.

Titolo II

Dispositivo di Piano: linee di indirizzo, pianificazione e programmazione

Capitolo II.1

Analisi relativa alla produzione

Paragrafo II.1.3.

Impianti alimentati da fonti rinnovabili

II.1.3.1.

Impianti idroelettrici

Prof. ing. Antonio Piccolo

Responsabile di contratto

Facoltà di Ingegneria

Università degli Studi di

Salerno

Tel: 089-964296

Fax: 089-964284

Email piccolo@unisa.it

Prof. ing. Lucio Ippolito

Collaboratore Dipartimento di

Ingegneria dell'Informazione

ed Ingegneria Elettrica

Università degli Studi di

Salerno

Tel: 089-964283

Email ippolito@unisa.it

INDICE

Generalità

Produzione di energia idroelettrica in Campania

Analisi della produzione di energia idroelettrica per le province della Campania

Bilanci provinciali per l'energia idroelettrica al 2010

Generalità

La fonte idraulica è inserita tra le fonti di energia alternativa ed è significativamente presente nel territorio campano. Partendo infatti dalla corografia di estese zone del comprensorio e dall'andamento pluviometrico, è facile rendersi conto delle possibilità di accumulare in *invasi* dette acque mediante *dighe* ed utilizzarle convenientemente oltre che per motivi irrigui ed acquedottistici, anche e contemporaneamente per motivi energetici.

I punti più significativi e più interessanti di potenziale disponibilità di utilizzazione sono rappresentati dagli *invasi* che usualmente si eseguono per accumulare le acque nel periodo autunno-inverno, per poi distribuirle nel periodo primavera-estate, principalmente per uso irriguo (pur non mancando casi in cui, con continuità, si affiancano agli schemi irrigui anche schemi acquedottistici). La maggior parte degli *invasi* campani è attualmente già utilizzata per la produzione di energia elettrica.

Naturalmente nel panorama della fonte idroelettrica non vanno trascurati gli impianti ad acqua fluente che, con il progredire delle tecnologie e con l'abbattimento dei costi, possono contribuire a produrre apprezzabili quantitativi di energia elettrica.

La produzione di energia idroelettrica in Campania

Al fine di illustrare con maggiore chiarezza e dettaglio lo scenario idroelettrico Campano attuale, evidenziando eventuali mutamenti occorsi negli ultimi anni, si è proceduto a raccogliere i dati relativi alla produzione idroelettrica in regione Campania negli ultimi 5 anni.

I dati raccolti sono stati classificati riportando anche le altre fonti, determinando la produzione netta destinata al consumo, che si ottiene deducendo dalla produzione netta l'energia elettrica destinata ai pompaggi.

Tabella IV.2.1: Produzione di energia elettrica in Campania dall'01.01.1997 al 31.12.1997

Produzione di Energia Elettrica in Campania				
Anno 1997				
Produzione lorda (GWh)	ENEL	Autoproduttori	Altri *	Regione
Idroelettrica	1.248	1	53	1.302
termoelettrica tradizionale	1.515	248	103	1.866
Geotermoelettrica	-	-	-	-
eolica e fotovoltaica	4	-	21	25
Totale produzione lorda	2.767	249	177	3.193
Servizi ausiliari della Produzione	153	-	3	156
Produzione netta				
Idroelettrica	1.223	1	53	1.277
termoelettrica tradizionale	1.387	248	100	1.735
Geotermoelettrica	-	-	-	-
eolica e fotovoltaica	4	-	21	25
Totale produzione netta	2.614	249	174	3.037
Energia destinata ai pompaggi	1.061	-	-	1.061
Produzione netta destinata al consumo (GWh)	1.553	249	174	1.976

Nota: (*) Per Altri si intende l'insieme di soggetti quali Aziende Municipalizzate e Altre Imprese

Tabella IV.2.2: Produzione di energia elettrica in Campania dall'01.01.1998 al 31.12.1998

Produzione di Energia Elettrica in Campania				
Anno 1998				
Produzione lorda (GWh)	ENEL	Autoproduttori	Altri *	Regione
Idroelettrica	1.688	1	55	1.744
termoelettrica tradizionale	1.294	710	115	2.119
Geotermoelettrica	-	-	-	-
eolica e fotovoltaica	4	-	78	82
Totale produzione lorda	2.986	711	248	3.945
Servizi ausiliari della Produzione	143	7	5	155
Produzione netta				
Idroelettrica	1.657	1	55	1.713
termoelettrica tradizionale	1.182	703	110	1.995
Geotermoelettrica	-	-	-	-
eolica e fotovoltaica	4	-	78	82
Totale produzione netta	2.843	704	243	3.790
Energia destinata ai pompaggi	1.672	-	-	1.672
Produzione netta destinata al consumo (GWh)	1.171	704	243	2.118

Nota: (*) Per Altri si intende l'insieme di soggetti quali Aziende Municipalizzate e Altre Imprese

Tabella IV.2.3: Produzione di energia elettrica in Campania dall'01.01.1999 al 31.12.1999

Produzione di Energia Elettrica in Campania				
Anno 1999				
Produzione lorda (GWh)	ENEL	Autoproduttori	Altri *	Regione
Idroelettrica	2.039	1	51	2.091
termoelettrica tradizionale	644	1.837	112	2.593
Geotermoelettrica	-	-	-	-
eolica e fotovoltaica	4	-	236	240
Totale produzione lorda	2.687	1.838	399	4.924
Servizi ausiliari della Produzione	104	55	6	165
Produzione netta				
Idroelettrica	2.004	1	50	2.055
termoelettrica tradizionale	575	1.782	107	2.464
Geotermoelettrica	-	-	-	-
eolica e fotovoltaica	4	-	236	240
Totale produzione netta	2.583	1.783	393	4.759
Energia destinata ai pompaggi	2.014	-	-	2.014
Produzione netta destinata al consumo (GWh)	569	1.783	393	2.745

Nota: (*) Per Altri si intende l'insieme di soggetti quali Aziende Municipalizzate e Altre Imprese

Tabella IV.2.4: Produzione di energia elettrica in Campania dall'01.01.2000 al 31.12.2000

Produzione di Energia Elettrica in Campania			
Anno 2000			
Produzione lorda (GWh)	Operatori del Mercato	Autoproduttori	Regione
Idroelettrica	1.916	1	1.917
termoelettrica tradizionale	2.687	220	2.907
Geotermoelettrica	-	-	-
eolica e fotovoltaica	334	-	334
Totale produzione lorda	4.937	221	5.158
Servizi ausiliari della Produzione	163	13	176
Produzione netta			
Idroelettrica	1.882	1	1.883
termoelettrica tradizionale	2.558	207	2.765
Geotermoelettrica	-	-	-
eolica e fotovoltaica	334	-	334
Totale produzione netta	4.773	208	4.982
Energia destinata ai pompaggi	2.005	-	2.005
Produzione netta destinata al consumo (GWh)	2.768	208	2.977

**Tabella IV.2.5: Crescita della Produzione di Energia Elettrica in Campania
dal 01.01.1997 al 31.12.2000**

Crescita della Produzione di Energia Elettrica in Campania dal 1997 al 2000			
Produzione lorda (GWh)	1997	2000	Crescita %
Idroelettrica	1.302	1.917	47,22
termoelettrica tradizionale	1.866	2.907	55,78
Geotermoelettrica	-	-	-
eolica e fotovoltaica	25	334	1235,60
Totale produzione lorda	3.193	5.158	61,53
Servizi ausiliari della Produzione	156	176	12,82
Produzione netta			
Idroelettrica	1.277	1.883	47,43
termoelettrica tradizionale	1.735	2.765	59,37
Geotermoelettrica	-	-	-
eolica e fotovoltaica	25	334	1235,20
Totale produzione netta	3.037	4.982	64,03
Energia destinata ai pompaggi	1.061	2.005	88,97
Produzione netta destinata al consumo (GWh)	1.976	2.977	50,64

Pertanto tra il 1997 e il 2000 si è registrata una crescita media della produzione netta degli impianti idroelettrici è migliorata del 47,22%, passando da 1.277 GWh del 1997 a 1.883 GWh del 2000.

L'energia, idraulica o termica, in entrata nelle centrali non corrisponde all'energia elettrica in uscita, a causa delle perdite di trasformazione. Tali perdite, dovute all'attività di conversione di energia cinetica o termica in energia elettrica, sono rimaste, dal 1988 al 2000, sostanzialmente costanti.

Sottraendo all'energia, idraulica o termica, immessa nelle centrali, le perdite di trasformazione, si ottengono le uscite dalle centrali elettriche, che rappresentano la produzione di energia elettrica della Regione, al lordo dei consumi e perdite relativi agli autoconsumi delle centrali stesse e quelli attinenti al trasporto ed alla distribuzione di energia elettrica.

Le uscite dalle centrali elettriche della Regione Campania sono riportate in tabella V.2.9.

Come si può osservare dai dati riportati in tabella, al 31.12.2000 la produzione elettrica in Campania è aumentata del 45,2% rispetto alla produzione elettrica del 1988. Tale percentuale è superiore a quella fatta registrare dagli ingressi nelle centrali (15,85%), sintomo di un sensibile miglioramento nel processo di trasformazione dell'energia.

Esaminando la curva della produzione elettrica a partire dal 1988 fino al 2000, si evidenzia un forte incremento della energia elettrica prodotta a partire dal 1997. Tale

incremento della produzione elettrica deve essere certamente relazionato alla tendenza di crescita della produzione a livello Nazionale. Il *trend* di crescita regionale nel periodo 1997-2000 è stato *overperforming* rispetto a quello nazionale, la qual cosa può essere giustificata sia dalla maggiore attenzione e sensibilità Istituzionale nei confronti della politica energetica regionale sia dall'incremento notevole dell'impiego di combustibili solidi nel processo di trasformazione all'interno delle centrali termoelettriche regionali.

In base ai dati censiti relativamente alla produzione di energia elettrica, nella prossima sottosezione, viene presentata la situazione attuale della produzione elettrica regionale per singola provincia. In particolare con riferimento all'anno 2000 sono evidenziati i livelli di produzione lorda e netta per le cinque province campane, identificando, per gli impianti di potenza rilevante, i principali indicatori tecnici.

Tabella IV.2.6: Energia in ingresso alle centrali elettriche Campane

Ingressi nelle centrali elettriche – Campania - tep										
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Ingressi nelle centrali elettriche	815.926	889.458	828.993	890.468	772.348	809.117	818.317	848.829	812.190	718.419
Energia idraulica	114.180	90.420	82.240	128.040	116.820	137.720	183.040	203.360	276.320	286.440
<i>di cui autoproduttori</i>	0	0	0	0	0	0	220	220	220	220
Energia termica	701.746	799.038	746.753	762.428	655.528	671.397	635.277	645.469	535.870	431.979
<i>di cui autoproduttori</i>	78.281	83.374	86.268	33.315	24.293	32.730	43.582	49.111	47.912	41.873
di cui combustibili liquidi	145.931	227.000	160.350	170.621	143.600	158.332	124.336	133.480	126.300	122.615
<i>di cui autoproduttori</i>	1.929	1.971	1.467	1.337	1.324	1.267	2.065	768	335	523
di cui combustibili solidi	0	0	0	0	0	0	0	1.228	5.086	10.285
<i>di cui autoprodotti</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
di cui combustibili gassosi	555.815	572.038	586.403	591.807	511.928	513.063	510.941	510.761	404.484	299.079
<i>di cui autoproduttori</i>	76352	81403	84801	31978	22969	31463	41517	48343	47577	41351

Fonte: ENEA

Tabella IV.2.8: Perdite di trasformazione nelle centrali elettriche in Campania

Perdite di trasformazione del settore elettrico in Campania - tep													
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Perdite in centrali elettriche	530.211	578.551	547.717	575.140	492.304	505.274	513.965	537.253	509.240	445.988	483.668	578.628	530.424
Energia idraulica	69.546	55.074	52.528	77.988	71.154	83.884	111.488	125.692	168.304	174.468	233.695	280.193	256.851
<i>di cui autoproduttori</i>	0	0	0	0	0	0	134	134	134	134	134	134	121
Energia termica	460.665	523.477	495.189	497.152	421.150	421.390	402.477	411.561	340.936	271.520	249.973	298.435	273.573
<i>di cui autoproduttori</i>	54.191	57.538	61.150	22.619	13.374	19.842	23.378	26.767	26.558	20.535	18.923	22.830	21.310

Tabella IV.2.9: Produzione di energia elettrica in Campania

Produzione di energia elettrica in Campania - tep													
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Uscite da centrali elettriche	285.715	310.907	285.275	315.328	280.044	303.841	304.352	314.576	302.950	272.488	332.218	402.824	414.838
Da energia idraulica	44.634	35.346	33.712	50.052	45.666	53.836	71.552	80.668	108.016	111.972	149.984	179.826	164.845
di cui autoproductori	0	0	0	0	0	0	86	86	86	86	86	86	77
Da energia termica	241.081	275.561	251.563	265.276	234.378	250.005	232.800	233.908	194.934	160.476	182.234	222.998	249.993
di cui autoproductori	24.090	25.836	25.118	10.696	10.919	12.888	20.204	22.344	21.354	21.328	61.060	157.982	18.937

Tabella V.2.10: Energia in ingresso alle centrali elettriche campane

Ingressi nelle centrali elettriche in Campania - tep													
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Ingressi nelle centrali elettriche	815.926	889.458	828.993	890.468	772.348	809.117	818.317	848.829	812.190	718.476	815.886	981.452	945.262
Energia idraulica	114.180	90.420	82.240	128.040	116.820	137.720	183.040	203.360	276.320	286.440	383.679	460.019	421.696
di cui autoproductori	0	0	0	0	0	0	220	220	220	220	220	220	198
Energia termica	701.746	799.038	746.753	762.428	655.528	671.397	635.277	645.469	535.870	432.036	432.207	521.433	523.566
di cui autoproductori	78.281	83.374	86.268	33.315	24.293	32.730	43.582	49.111	47.912	41.873	41.890	35.772	39.836

Analisi della produzione di energia idroelettrica per le Province Campane

Il censimento delle fonti di generazione di energia elettrica, oltre a permettere di valutare la potenza efficiente installata in Campania al 31.12.2000, ha consentito la valutazione accurata della dislocazione territoriale dei centri di produzione di energia elettrica a livello regionale. Nel censimento sono stati considerati solo gli impianti collegati alla rete di trasmissione nazionale.

In particolare, di seguito sono riportati i dati aggregati per provincia e per fonte energetica della produzione lorda e netta, sia da fonte fossile sia da fonte rinnovabile.

Tabella IV.2.1.1: Produzione di energia elettrica in Campania per Provincia

Produzione di Energia Elettrica Anno 2000					
	Provincia				
	Avellino	Benevento	Caserta	Napoli	Salerno
Produzione lorda (GWh)					
idroelettrica	12,6	nd	1.710,6	-	190,8
termoelettrica	-	-	1.061,8	1.821,7	23,4
geotermoelettrica	-	-	-	-	-
eolica e fotovoltaica	58,9	275,3	-	-	2,6
Totale produzione lorda	71,5	275,3	2.772,4	1.821,7	216,8
Produzione netta (GWh)					
idroelettrica	12,3	nd	1680,1	-	187,5
termoelettrica	-	-	1026,3	1715,8	23,0
geotermoelettrica	-	-	-	-	-
eolica e fotovoltaica	58,9	275,2	-	-	2,5
Totale produzione netta	71,2	275,2	2706,4	1715,8	213,0

I dati sintetizzati in tab. IV.2.1.1 evidenziano che la produzione di energia idroelettrica in Campania è concentrata all'interno delle Province di Avellino, Caserta e Salerno.

Distinguendo tra fonte fossile e fonti rinnovabili (idrico, eolico e fotovoltaico) si osserva che la percentuale di elettricità «verde» prodotta in Campania è pari a circa il 37,78% complessivamente. E' opportuno, al riguardo, riportare in sede regionale l'obiettivo strategico fissato dalla Commissione dell'Unione Europea di raggiungere entro il 2010 una quota di elettricità da fonte rinnovabile pari al 24% del totale dell'energia elettrica prodotta.

Dalla rassegna dei livelli di produzione provinciali è possibile, inoltre, evidenziare la vocazione energetica attuale dei singoli territori.

Relativamente alla Provincia di Avellino si osserva che la produzione elettrica avviene quasi esclusivamente sfruttando la fonte eolica (58,9 GWh). Ad integrazione si sfrutta un impianto idroelettrico ad acqua fluente che per l'anno 2000 ha fornito una

produzione netta di 12,3 GWh.

Relativamente alla Provincia di Benevento, l'energia elettrica prodotta sul territorio provinciale sfrutta unicamente la fonte eolica, raggiungendo valori significativi per la specifica tipologia di sorgente.

Relativamente alla Provincia di Caserta, è preminente la generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica, circa 1680 GWh. Solo il 37,9% della produzione sfrutta la fonte fossile, per una produzione totale di 1026,3 GWh.

Sul territorio della Provincia di Caserta sono in esercizio n. 09 impianti idroelettrici con una potenza efficiente netta, complessiva, di circa 1215 MW. Sono, poi, presenti n. 03 impianti termoelettrici per una potenza efficiente lorda, complessiva, di 505 MW.

Relativamente alla Provincia di Napoli, l'energia elettrica è prodotta dalla sola fonte fossile. Il 66% circa dell'intera potenza efficiente lorda installata in Campania è in territorio napoletano, dando luogo a una produzione netta complessiva pari a circa 1715 GWh.

Relativamente alla Provincia di Salerno, fatta eccezione per la centrale fotovoltaica sita nel Comune di Serre, la produzione elettrica è basata prevalentemente sulla fonte idrica che contribuisce per l'88% alla produzione provinciale. La potenza efficiente netta di tali impianti è di 84,71 MW. Ad integrazione dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili, in provincia di Salerno sono attivi numero 3 impianti termoelettrici per una potenza efficiente lorda, complessiva, pari a 9 MW.

Nel dettaglio per la fonte idrica la situazione in termini di potenza installata al 31.12.2000 è sintetizzata nella tabella seguente.

Tabella IV.2.1.3: Potenza efficiente netta degli impianti idroelettrici suddivisa per provincia

Impianto	Comune	Provincia	Tipologia	Potenza Efficiente Netta [MW]
Matese I	Piedimonte Matese	CE	Serbatoio	24,00
Matese II	Piedimonte Matese	CE	Serbatoio	18,20
Montelungo	Mignano Montelungo	CE	Bacino	32,50
Montemaggiore	Rocca D'Evandro	CE	Bacino	4,60
Gallo	Letino	CE	Fluente	2,50
Capriati	Capriati al Volturno	CE	P. Misto	113,00
Presenzano	Presenzano	CE	P. Puro	1000,00
Suio	Sessa Aurunca	CE	Fluente	8,00
Ponte Annibale	Capua	CE	Fluente	8,45
Biferno	Telese	BN	Fluente	11,70
Calore	S. Mango S. Calore	AV	Fluente	11,70
Bussento	Morigerati	SA	Bacino	55,00
Grotta dell'Angelo	Pertosa	SA	Fluente	0,37
Giffoni V.P.	Giffoni V.Piana	SA	Fluente	Inattiva
Picentino	Giffoni V.Piana	SA	Fluente	1,80
S. Maria Avigliano	Campagna	SA	Fluente	0,24
Nucleo di Tuscano	Olevano sul Tusciano	SA	Fluente	8,90
Tanagro	Pertosa	SA	Fluente	18,40
Totale				1319,36

I grossi poli energetici idroelettrici sono situati nelle province di Caserta e Salerno. Tali impianti fanno registrare una produttività pari a 856 GWh e 214 GWh rispettivamente.

Si ricordi, poi, che negli impianti idroelettrici di produzione con pompaggio le pompe e le turbine sono sempre collegate con lo stesso serbatoio superiore. A seconda di come esse sono collegate al serbatoio o ai serbatoi inferiori si distinguono due tipi di impianti di pompaggio:

- impianti con stazioni di pompaggio di gronda, nei quali le pompe sono collegate a un serbatoio inferiore fisicamente distinto da quello in cui scaricano le turbine. In questo caso non si possono avere cicli di pompaggio e le pompe, che possono essere installate nello stesso edificio della centrale di produzione o in altro diverso, hanno il solo scopo di sollevare nel serbatoio superiore gli apporti captati dal serbatoio che le alimenta. Il pompaggio effettuato con questi impianti è definito «pompaggio di gronda»;

- impianti nei quali le pompe e le turbine sono collegate allo stesso serbatoio inferiore. In questo caso il ciclo di pompaggio può essere ripetuto, a volontà, un gran numero di volte. Questi impianti sono designati col termine di impianti di pompaggio puro o impianti di pompaggio misto quando, rispettivamente, gli apporti

naturali che alimentano il serbatoio superiore siano in media inferiori o superiori al 5% del volume d'acqua mediamente turbinata in un anno. Il pompaggio effettuato con questi impianti è definito “pompaggio volontario”.

In regione i principali impianti che richiedono pompaggio volontario sono quelli di Capriati e Presenzano. L'energia elettrica complessivamente destinata ai pompaggi per l'anno 2000 è stata pari a 2005 GWh. Tale dato deve certamente far riflettere sulla reale possibilità di espansione per l'energia idroelettrica: gli impieghi destinati ai pompaggi, ove richiesto, sono stati maggiori della produzione netta di tutte le centrali idroelettriche campane.

Bilanci provinciali per l'energia idroelettrica al 2010

Le informazioni relative all'energia idroelettrica possono essere desunte da quelle generali sui bilanci energetici provinciali. La comparazione dei dati raccolti per la produzione e il consumo di energia elettrica su base provinciale consente di redigere, in maniera semplice, i bilanci di energia elettrica per le singole province campane, in termini di energia elettrica prodotta e consumata sul territorio provinciale.

La tabella seguente illustra la situazione riferita al 2000.

Tabella VII.2.1: Bilancio dell'energia elettrica per provincia – Anno 2000

	Bilancio dell'Energia Elettrica Anno 2000					Regione
	Provincia					
	Avellino	Benevento	Caserta	Napoli	Salerno	
Produzione netta (GWh)						
Idroelettrica	12	nd	1.680	-	188	1.880
termoelettrica	-	-	1.026	1.716	23	2.765
Geotermoelettrica	-	-	-	-	-	0
eolica e fotovoltaica	59	275	-	-	3	337
Totale produzione netta	71	275	2.706	1.716	213	4.982
Energia destinata ai pompaggi						2.005
Consumi (GWh)						
agricoltura	8	18	60	54	72	213
Industria	650	181	1.236	1.895	1.127	5.089
Terziario	242	159	503	2.180	701	3.784
domestico	332	231	789	2.974	938	5.263
Trasporto regionale	-	-	-	-	-	326
Totale consumi	1.232	588	2.588	7.103	2.838	14.675
Perdite						1.511
Bilancio	-1.161	-313	119	-5.387	-2.625	-13.209

L'analisi dei dati su riportati mette in luce, come già in precedenza osservato, situazioni di forte squilibrio tra la produzione e il consumo di energia elettrica a livello provinciale.

La sola provincia di Caserta mostra, da una prima lettura dei dati, un bilancio energetico in attivo, con un esubero di elettricità di circa il 5% rispetto ai consumi. Nella realtà ciò non è propriamente corretto, in quanto occorre considerare che la gran parte (circa il 73%) dell'energia idroelettrica prodotta in provincia di Caserta proviene dagli impianti di produzione a pompaggio di Presenzano e Capriati, i quali richiedono per il loro esercizio una spesa energetica rilevante per i pompaggi.

Poiché il polo idroelettrico casertano rappresenta in termini di produzione circa il 90% dell'intera produzione regionale, sembra plausibile assumere che l'intera spesa energetica per i pompaggi sia associata alla provincia di Caserta. Sotto tale assunzione si osserva come anche per Caserta esiste una situazione di disequilibrio, con una produzione di energia elettrica interna pari al 27% di quella richiesta sulla rete a livello provinciale.

Vista la situazione di partenza per il settore elettrico campano, per il quale è prevedibile un consistente contributo delle energie rinnovabili, un tale processo di riequilibrio sarebbe comunque parzialmente in linea con le indicazioni Comunitarie.

In particolare, in base agli attuali piani di produzione per gli impianti esistenti e a ipotesi di sfruttamento di quelli pianificati riferite alla loro massima potenza, si può ottenere la seguente previsione di crescita per l'energia idroelettrica lorda prodotta in Campania.

Tabella VII.2.1: Previsione di crescita della produzione lorda di energia elettrica in Campania per fonte

Previsione di crescita della produzione di energia idroelettrica in Campania	
Anno	Idroelettrica
2001	1975
2002	2034
2003	2095
2004	2158
2005	2222
2006	2289
2007	2358
2008	2428
2009	2501
2010	2576

Tale scenario è stato ottenuto nell'ottica di riuscire a garantire una ulteriore semplificazione degli iter autorizzativi e di recuperare tutte le potenzialità della fonte idrica, che richiede l'attenta pianificazione dell'uso razionale della risorsa idrica

utilizzata, come ben noto, per scopi multipli.

Va infine segnalata la presenza sul territorio campano di un *invaso* significativo: il bacino di Campolattaro. Esso, grazie ai salti utilizzabili, alle caratteristiche di contesto favorevole e grazie alla disponibilità di opere già realizzate, può consentire uno sfruttamento delle acque ai fini della produzione di energia idroelettrica per una produzione annua stimabile in circa 45 GWh.

La diga di Campolattaro, sul fiume Tammaro, è ubicata a circa un Km a nord-est dall'omonimo comune. *L'invaso*, che presenta una capacità utile pari a circa 100.000.000 m³, utilizza le acque del fiume Tammaro e del torrente Tammarecchia. I bacini sottesi risultano avere un'estensione di circa 350 Km². Tali bacini ricadono prevalentemente nella provincia di Benevento. Le principali opere idrauliche che sono state già realizzate sull'impianto sono lo scarico di fondo, lo scarico superficiale, l'opera di derivazione dal torrente Tammarecchia, le vasche di dissipazione (n° 2) ed un canale di restituzione.

La restante parte di energia idroelettrica riportata nella tabella precedente può essere ottenuta favorendo la realizzazione di progetti di mini-idraulica, cioè la realizzazione di piccole centrali con potenza efficiente netta minore o uguale a 10 MW.

Tutto ciò potrebbe portare ad un ulteriore sviluppo dell'energia idroelettrica con un incremento della produzione dell'ordine del 30-40 % rispetto a quella attuale, ottenuta escludendo l'aliquota delle centrali di produzione e di pompaggio.