

P.4 Copertura fabbisogno elettrico e commercio

P.4



Situazione attuale

La scheda Copertura del fabbisogno elettrico e commercio mette in evidenza le esigenze e le necessità in relazione alla copertura del fabbisogno elettrico cantonale, tenendo conto in particolare della produzione di energia elettrica da fonti indigene e i relativi obiettivi per il futuro. Essa fa quindi diretto riferimento alle schede contenenti obiettivi di produzione di elettricità, che in parte dipendono dall'azione dei privati.

L'autorità cantonale deve garantire l'approvvigionamento sicuro ed a prezzi competitivi di energia elettrica conformemente ai principi di politica energetica federali e cantonali (cfr. cap. 4 e 5 del PEC), come pure la valorizzazione dell'energia idroelettrica, e per questi compiti si avvale dell'Azienda elettrica ticinese (AET). Considerata la necessità di tenere conto delle scelte che si prenderanno negli altri settori, in particolare quelli relativi alla produzione di energia elettrica (cfr. P.1, P.2, P.3), e del relativo sfasamento temporale tra la realizzazione di tutti gli obiettivi di produzione indigena al servizio della domanda cantonale ed il consumo effettivo, la presente scheda propone un primo bilancio energetico per quanto riguarda l'energia elettrica, evidenziando le necessità di approvvigionamento attuali ed in proiezione, illustrando le modalità di copertura del fabbisogno alla luce della situazione attuale e delle scelte già ora consolidate. In considerazione dell'indirizzo di promuovere la valorizzazione dell'energia idroelettrica, da una parte, e dell'insufficiente produzione di energia elettrica a disposizione di AET per rapporto al fabbisogno cantonale, la scheda tratta pure il tema delle importazioni di energia elettrica. La difficoltà di coprire il fabbisogno completamente in Ticino (ma anche in Svizzera) è infatti legata a innumerevoli fattori, tra cui l'attuazione delle riversioni nonché la lentezza dei tempi realizzativi.

Il ruolo di AET

L'attuazione e il coordinamento delle scelte di politica energetica cantonale sono compito affidato all'azienda elettrica ticinese AET dalla specifica legge (Legge istitutiva dell'Azienda elettrica ticinese, del 25 giugno 1958). Tramite la produzione e il commercio di energia, il suo ruolo nell'attuazione della politica cantonale in materia energetica, anche definita tramite il presente documento, è quindi centrale e strategico. L'azienda agisce tenuto conto delle norme e dei principi della Legge cantonale sull'energia, avente lo scopo di favorire un approvvigionamento energetico del Cantone sufficiente, sicuro, economico e compatibile con le esigenze di protezione dell'ambiente. Con particolare riferimento alla copertura del fabbisogno elettrico cantonale, la legge sull'energia promuove segnatamente l'impiego e lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili oltre che la riduzione della dipendenza dalle fonti energetiche importate.

AET concorre quindi alla produzione e alla commercializzazione di energia elettrica, di gas naturale e di nuove energie rinnovabili; promuove l'uso razionale dell'energia e il contenimento dei consumi, la differenziazione nell'uso dei vettori energetici, nonché le ricerche e le sperimentazioni in materia di energie alternative. In materia di altre energie, segnatamente di gas naturale, essa collabora con gli Enti pubblici, parapubblici e privati che si prefiggono lo stesso scopo e concorre con essi alla realizzazione e alla gestione dei relativi impianti.

Fatta questa premessa, AET continua a garantire l'adempimento dei suoi obblighi costituzionali, principalmente in 3 modi:

- Con gli «asset» attualmente a disposizione di AET, ovverosia:
 - produzioni proprie (impianti idroelettrici);
 - produzioni in compartecipazione (nucleare e idroelettrico);
 - contratti di acquisto strategici a lungo termine da fonti diverse;
- Con l'acquisizione di nuove capacità produttive (nuove centrali proprie, ammodernamento e potenziamento di centrali esistenti, riversioni, partecipazioni, contratti a lungo termine)
- Con acquisti sul mercato a medio e corto termine.

Oltre a ciò AET nella sua politica persegue l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da centrali termoelettriche quale energia di transizione solo fino al conseguimento delle prime grandi riversioni, e mira a garantire un'immissione in rete di almeno il 70% di energia omologata.

Su un totale di potenza installata in tutti gli impianti idroelettrici presenti sul territorio ticinese di 1'539 MW ed una produzione annuale media di ca. 3'600 GWh, solo ca. 1'550 GWh sono direttamente gestiti da AET o aziende elettriche di distribuzione attive sul territorio, e possono pertanto essere direttamente utilizzati per coprire il fabbisogno cantonale.

La natura stessa del proprio portafoglio impone ad AET di operare sui mercati elettrici internazionali. In effetti la maggior parte delle produzioni di AET sono di provenienza idroelettrica ticinese, il che comporta un'alta dipendenza dai fattori meteorologici. Oltretutto il mercato elettrico svizzero è fortemente illiquido e gestito da pochissimi attori (soprattutto Alpiq, Axpo, BKW).

Alla luce di questa situazione, per ridurre i rischi e la dipendenza dai pochi attori presenti, come pure per garantire l'approvvigionamento del portafoglio di vendita, allorquando gli asset a disposizione di AET non sono sufficienti, e valorizzare al meglio gli esuberanti della produzione durante i mesi estivi e durante le ore della giornata dove il prezzo dell'energia è più elevato, AET ricerca costantemente le migliori opportunità offerte da mercati esterni alla Svizzera, e si può pertanto definire un operatore di mercato «asset trading».

Inoltre, per garantire una gestione razionale ed economica delle acque, le attività commerciali di AET si concentrano anche sull'ottimizzazione delle proprie produzioni sui mercati.

Portafogli AET

Composizione del portafoglio «asset» di AET

Gli «asset» di AET sono suddivisi nelle seguenti categorie:

1. **«Produzioni proprie»:** sono tutte le centrali idroelettriche e fotovoltaiche gestite da AET sul territorio cantonale.
2. **«Partecipazioni idro»:** sono le partecipazioni idrauliche di AET. Comprende la quota spettante al Cantone nelle «Partnerwerke» ticinesi e la sottopartecipazione di AET in Mattmark.
3. **«Partecipazioni nucleari»:** sono le partecipazioni nucleari di AET. Comprende l'energia proveniente dalla produzione delle partecipate nucleari di AET (Francia e Svizzera).
4. **«Partecipazioni termiche convenzionali»:** sono le partecipazioni in impianti di produzione con combustibili di origine fossile. Comprende la partecipazione nella centrale a carbone di Lünen che entrerà in produzione a partire da ottobre 2012 (Cfr. Messaggio no. 6091 del 9 luglio 2008).
5. **«Contratti lungo termine»:** Sono tutti i contratti di approvvigionamento strategici di AET. Comprende sia contratti svizzeri che esteri con particolare riferimento alla Germania e alla Francia.

1 L'attività denominata «asset trading» o «asset backed» è l'attività principale del commercio di energia. Si tratta del commercio fisico di energia che permette ad AET di gestire gli acquisti e le vendite sul mercato nazionale e internazionale con lo scopo di coprire i manchi e garantire l'approvvigionamento di energia elettrica del Cantone conformemente al mandato istituzionale soprattutto durante i mesi invernali, di ottimizzare l'energia dei propri impianti produttivi soprattutto durante i mesi estivi, ed infine di valorizzare gli asset e le attività non ticinesi (Merchant Line, contratti strategici esteri e AET Italia).

Composizione del portafoglio «sales» di AET

Le attività di «sales» di AET sono suddivise nelle seguenti categorie:

1. «**Distributori Ticino**»: sono tutte le vendite previste ai distributori ticinesi, i quali però, dopo la liberalizzazione del mercato, non sono più obbligati a rifornirsi da AET;
2. «**Altri clienti Ticino**»: sono le vendite previste a clienti ticinesi;
3. «**Clients CH (fuori Ticino)**»: sono le vendite previste a clienti privati svizzeri. Si tratta di un'attività nuova e frutto della liberalizzazione del mercato elettrico per grandi utilizzatori. La destinazione dell'energia è svizzera.

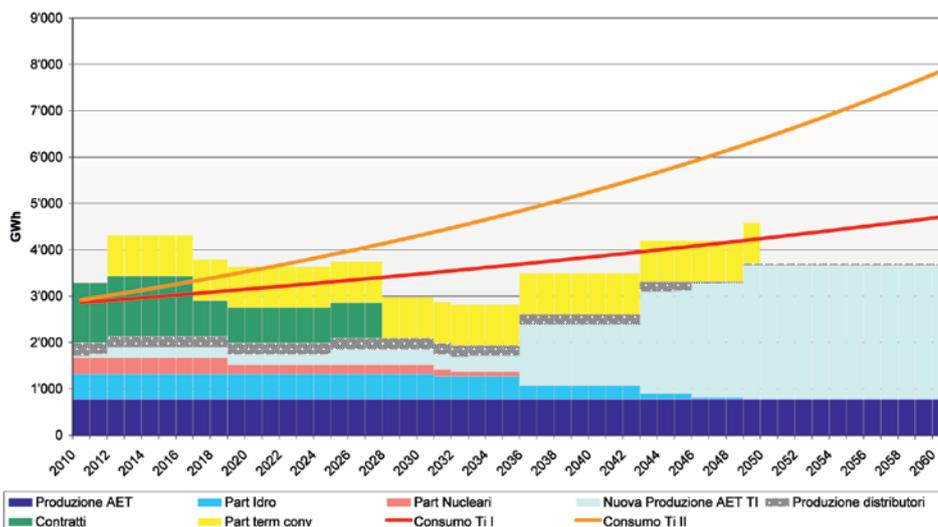
Caratteristiche e tendenze

Per la copertura del fabbisogno cantonale, alcune aziende elettriche di distribuzione fanno capo a produzioni proprie, alle quali bisogna aggiungere le produzioni degli auto produttori.

I certificati di origine derivanti dalla produzione idraulica e solare sono gestiti da AET in un portafoglio separato. AET mette a disposizione in prima istanza questi certificati ai distributori ticinesi per coprire le loro vendite di energia rinnovabile ai consumatori finali (nel 2008 ca. 10 GWh). La quota non richiesta dal mercato ticinese viene valorizzata su altri mercati in Svizzera ed Europa. Il grafico seguente mette a confronto le curve di carico del fabbisogno ticinese (con una previsione di aumento del consumo ticinese di 1 e rispettivamente 2 % annui) con l'energia a disposizione del Cantone (AET + produzione distributori) a partire dal 2010. La copertura della fascia di consumo «di banda» da parte delle partecipazioni nucleari e dei contratti a lungo termine permette, al momento, di valorizzare la più pregiata produzione idroelettrica «di punta» propria anche sul mercato extra-cantonale.

Approvvigionamento e consumi in Ticino

Fonte: AET - 2009



Di seguito² è riportata una ripartizione percentuale delle fonti di produzione a disposizione per la copertura del fabbisogno attuale di energia elettrica cantonale (dati 2008³) con una previsione al 2035 e al 2050 nel caso in cui non venissero intraprese nuove misure volte ad aumentare la produzione e a contenere i consumi, se non quelle attualmente già decise:

| 2008 | | | | | |
|---|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | Inverno [GWh] | Estate [GWh] | Totale [GWh] | 2035 [GWh] | 2050 [GWh] |
| Produzioni proprie AET ⁴ | 319 | 517 | 836 | 885 | 2'690 |
| Partecipazioni idroelettriche AET | 172 | 258 | 430 | 701 | 201 |
| Cogenerazione AET (ICTR) | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 |
| Partecipazioni nucleari AET | 175 | 178 | 353 | 50 | 0 |
| Partecipazioni termiche convenzionali AET | 0 | 0 | 0 | 900 | 0 |
| Contratti da fonti non omologabili AET | 439 | 438 | 877 | 0 | 0 |
| Contratti da fonti rinnovabili AET | 212 | 211 | 423 | 0 | 0 |
| Produzioni idro distributori | 130 | 227 | 319 | 265 | 212 |
| Produzioni idro autoproduttori | 8 | 12 | 21 | 24 | 17 |
| Produzioni impianti minori ⁵ | 3 | 5 | 8 | 9 | 10 |
| Piccoli impianti di cogenerazione | 2 | 2 | 4 | 4 | 4 |
| Totale | 1'459 | 1'848 | 3'270 | 2'938 | 3'234 |
| Consumo cantonale⁶ | 1'589 | 1'353 | 2'942 | 4'100 | 5'300 |

Ricordando che il 2008 è stato un anno molto particolare, caratterizzato da un inverno secco e da un'estate molto umida, il totale dell'energia elettrica a disposizione di AET e dei distributori è allo stato attuale leggermente superiore al fabbisogno cantonale. Ciò non toglie che in determinati momenti della giornata o dell'anno (ad es. in inverno), il consumo sia ben superiore alla produzione disponibile e l'evoluzione futura della tendenza generale dei consumi e delle disponibilità di approvvigionamento da fuori Cantone (cfr. anche cap. 3 del rapporto PEC) impone una visione che permetta di anticipare i problemi in questo campo.

Senza adeguate contromisure il consumo nel 2035 potrebbe essere compreso in una forchetta tra i 3'600 – 4'600 GWh/a, mentre nel 2050 raggiungerebbe i 4'200 – 6'400 GWh/a (vedi grafico precedente).

Il grafico e la tabella mettono pure in evidenza come le scadenze di diversi contratti di fornitura di energia elettrica, temporalmente più vicine del recupero dell'intera produzione idroelettrica indigena (cfr. più sotto, pto «Le rивersioni») determinino un gap tra fabbisogno cantonale e disponibilità di AET, che deve essere gestito tramite le scelte di politica energetica.

2 La tabella tiene già in considerazione l'applicazione dell'aumento del deflusso minimo vitale (DMV) sulle concessioni scadute (-9% in media) e l'influsso negativo dovuto ai mutamenti climatici a partire dal 2050 (-6%).

3 La produzione idroelettrica in Ticino durante il 2008 è stata pari al 104% della media pluriennale (DFE – Ufficio dell'energia)

4 Idroelettrico (incluso compenso OFIMA), fotovoltaico, eolico

5 Minihydro (<300kW), acquedotti, fotovoltaico

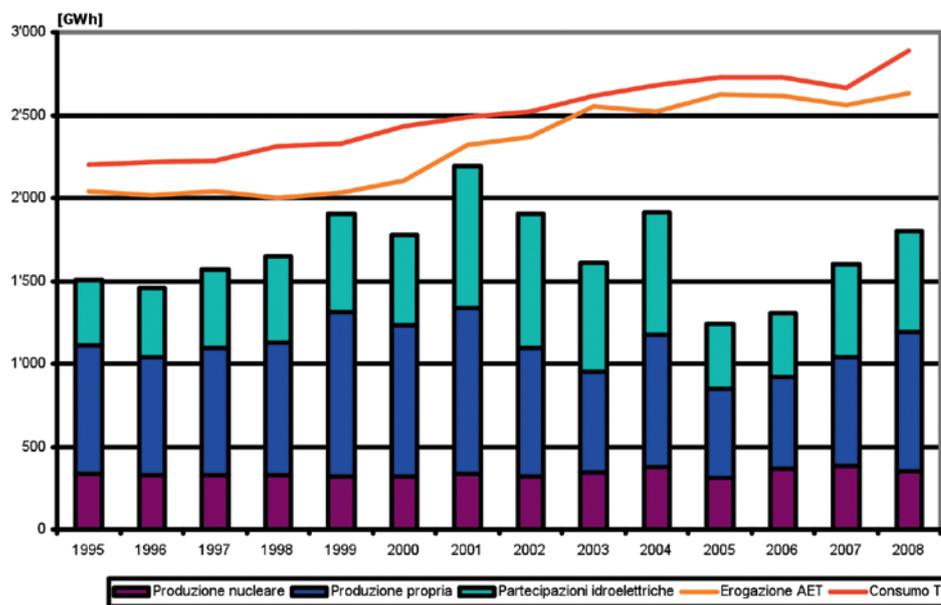
6 Inclusa quota pompaggio TI, FFS escluse

L'ampiezza di tale ammanco verrà determinata pure dalla riuscita dell'attuazione degli ulteriori obiettivi inseriti nelle altre schede settoriali, sia in riferimento al contenimento dei consumi, sia in riferimento all'incremento della produzione di energia elettrica di cui alle relative schede specifiche (fotovoltaico, eolico, idroelettrico, cogenerazione, cfr. anche più sotto), che dipendono però molto anche dall'azione dell'economia privata.

La centralità del ruolo di AET nell'ambito dell'approvvigionamento economico e sicuro del Paese impone nondimeno che all'Azienda cantonale sia garantita una disponibilità adeguata di energia per attuare i compiti ad essa affidati.

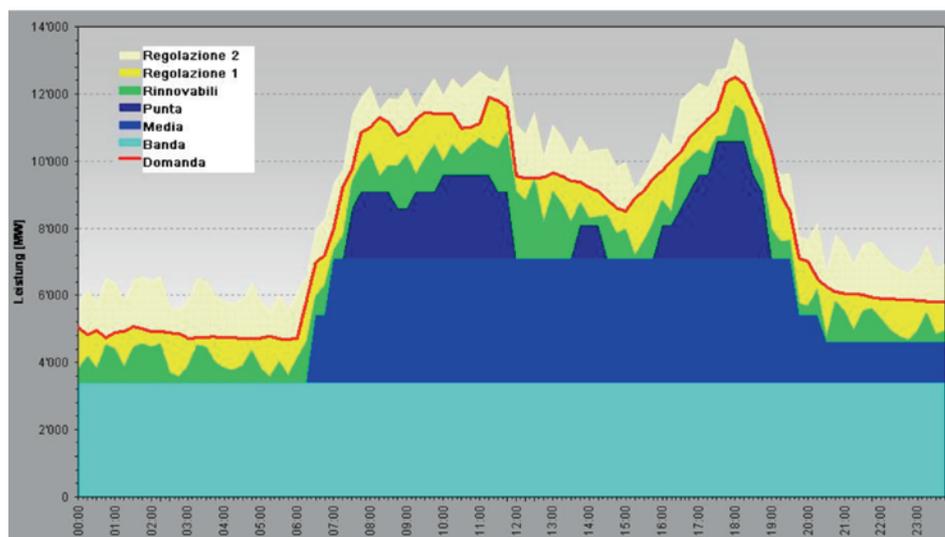
Nel grafico seguente è illustrata l'erogazione a copertura del fabbisogno da parte di AET dal 1995 al 2008 con la produzione disponibile (senza i contratti a lungo termine). La differenza tra l'erogazione AET (linea arancione) ed il consumo cantonale (linea rossa) è coperta dalla produzione propria delle aziende distributrici.

Fonte: AET - 2009



A titolo indicativo si illustra di seguito, per una giornata tipo invernale, la copertura del fabbisogno in Svizzera.

Fonte: Dati Swissgrid, elaborazione AET



Regolazione primaria: garantisce mediante un regolatore di turbine l'equilibrio fra produzione e consumo in una rete. È una funzione decentralizzata svolta in automatico dal regolatore di turbine e destinata ad influenzare la potenza attiva del generatore in funzione dello scarto di frequenza nell'ambito di un'area sincrona.

Regolazione secondaria: regolazione attuata da un dispositivo automatico decentralizzato che regola la produzione in una zona di regolazione in base alla riserva di regolazione secondaria e armonizza il flusso di carico oltrepassante i confini della zona di regolazione con il programma di scambio e rettifica perdite di potenza produttiva conseguenti a guasti di centrali elettriche in una zona di regolazione; riporta la frequenza al suo valore preimpostato se essa denota un notevole scarto ad esempio in seguito alla disfunzione di una grande unità di produzione in una determinata zona di regolazione, sgravando la potenza assorbita dalla regolazione primaria e ripristinando la riserva di regolazione primaria.

Regolazione terziaria: ogni modifica automatica (DATCR), manuale o richiesta mediante il programma previsionale (SATCR) dei punti di lavoro delle unità di produzione al fine di garantire il ripristino tempestivo della riserva di regolazione secondaria.

Energia di banda: è l'energia prodotta da centrali che per ragioni tecniche non possono essere accese o spente in modo repentino, e per questo motivo producono in maniera continua (ad esempio centrali a carbone o nucleari).

Energia media: è l'energia prodotta da centrali a gas, che permettono accensioni o spegnimenti pianificati giornalmente, ad esempio dalle 06.00 alle 22.00.

Energia di punta: è quell'energia prodotta da centrali, in genere idroelettriche, che possono essere attivate a cortissimo termine (pochi minuti) per coprire i momenti di massima richiesta.

Gestione dei portafogli

A lungo termine, l'attività del «Trading & Portfolio Management» è fatta da una parte in relazione agli esuberi e ai manchi di energia derivanti dalla differenza tra «Attivi produttivi» e «Vendite strategiche» in Ticino o Svizzera («Asset»-«Sales»):

1. se la differenza «Asset»-«Sales» è positiva significa che ci si trova confrontati con esuberi (situazione prevalentemente estiva in Ticino), quindi la gestione del portafoglio ha come scopo di cominciare a ridurre gli esuberi vendendo in anticipo nei mercati più attrattivi con contratti fisici a termine almeno parte di questa energia;
2. se la differenza «Asset»-«Sales» è negativa significa che ci si trova confrontati con manchi di energia (situazione prettamente invernale in Ticino), quindi la gestione del portafoglio ha come scopo di iniziare a ridurre il fabbisogno acquistando in anticipo (con contratti fisici a termine) almeno parte di questa energia in Svizzera o importandola dall'estero, per ridurre il rischio di doversi approvvigionare a prezzi troppo alti con energia spot sulla borsa Swissix oppure OTC⁷ giorno per giorno.

Dall'altra in funzione dell'ottimizzazione delle attività che AET detiene all'estero, come la Merchant Line, AET Italia e il contratto con EDF, dove si hanno comunque degli esuberi o dei manchi di energia che devono essere coperti attraverso la vendita o l'acquisto di energia elettrica.

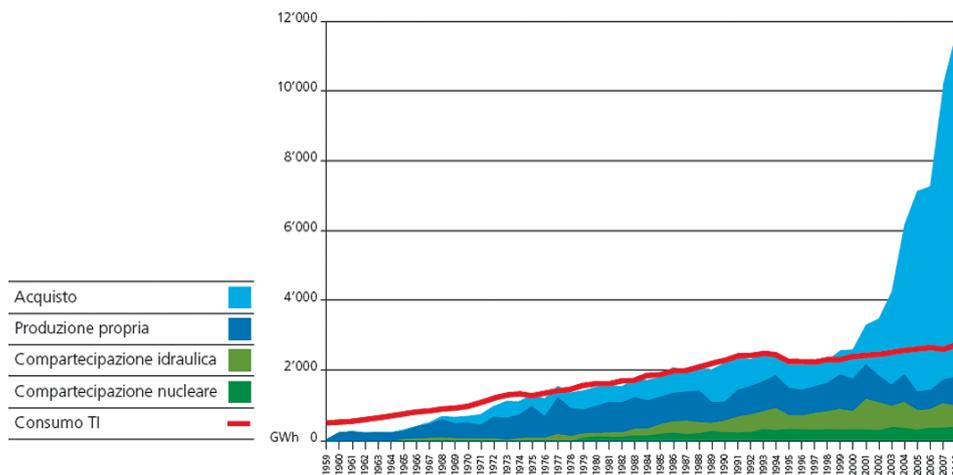
Questa situazione ha fatto in modo che negli ultimi anni, al normale profilo di AET in Svizzera, si sia aggiunto anche il profilo relativo a questi nuovi asset, che hanno modificato in maniera importante l'attività di AET anche in termini di volumi trattati, come evidenziato dai grafici seguenti:

7 «Over The Counter» (OTC): ovvero energia trattata non sul mercato borsistico ma su piattaforme di brokeraggio oppure bilateralmente.

Produzione e prelievo AET

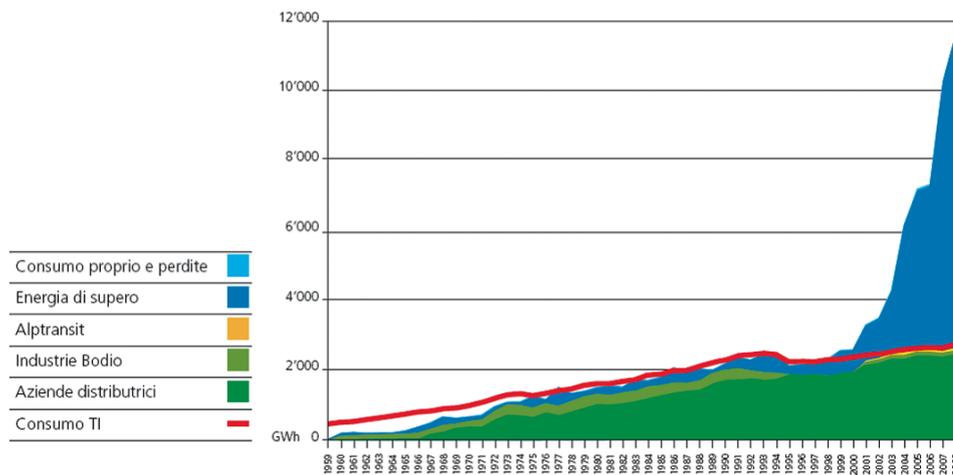
Fonte: Rendiconto AET - 2008

P.4



Erogazione

Fonte: Rendiconto AET - 2008



Tutte queste operazioni si rendono necessarie in quanto le vendite in Ticino hanno dei prezzi fissi ed il rischio di approvvigionarsi a corto termine con dei prezzi dell'energia non conosciuti è quindi molto elevato.

Il fatto di essere presenti su più mercati rappresenta un indubbio vantaggio dal punto di vista dell'ottimizzazione ma anche da quello della liquidità. Infatti, dei quattro mercati sui quali AET è attiva sul lungo termine, quello Svizzero è il meno liquido per cui è praticamente impossibile acquistare così tanta energia in un colpo solo e per un periodo così lungo.

La presenza su diversi mercati e la professionalità del Trading permettono ad AET di superare le limitazioni fisiche dell'import dell'energia in Svizzera attraverso la sottoscrizione di contratti fisici di location Swap (ad es. la vendita in Germania e l'acquisto in Svizzera del medesimo quantitativo di energia con la stessa controparte o anche con controparti diverse), pagando o incassando uno «spread» (differenza tra prezzo di vendita e di acquisto) conosciuto. Tali location Swap, visto che possono essere fatti anche con 3-4 anni di anticipo rispetto al «settlement» (reale fornitura fisica), devono essere gestiti nel tempo attraverso la strategia di «Hedging dinamico». Ciò presuppone una continua presenza sul mercato, per cui il trading deve essere pronto a cambiare strategia al variare delle condizioni di mercato. Questo modo di operare, proprio per i cambiamenti di strategia, ha lo «svantaggio»

di generare grossi volumi di energia in termini monetari e fisici, ma permette di affrontare il mercato in modo attivo e non di subirlo in modo del tutto passivo.

Le aste di capacità⁸ possono perfettamente completarsi, ma anche sostituirsi, al location SWAP anche se come strumento di gestione del portafoglio permettono di coprire uno spazio temporale più corto.

L'acquisto di una capacità di transito attraverso l'asta permette di assicurarsi il diritto di transito da una nazione all'altra, al costo pattuito, per un periodo determinato variabile (giorno, mese e anno), per tipologia di prodotto ben definita (banda, picco, fuori picco e ore singole) e per un quantitativo di energia che varia in base all'offerta che è stata fatta per partecipare all'asta.

Lo svantaggio sul lungo termine delle aste di capacità risiede nel fatto che per acquistare una capacità annuale di transito per il 2011 tra la Germania e la Svizzera, ma anche tra altre nazioni, bisogna aspettare almeno il mese di novembre del 2010.

La soluzione migliore per portare energia ad esempio dalla Germania alla Svizzera è quindi un mix di location SWAP e aste di transito.

La gestione a corto termine è il secondo passo per bilanciare il portafoglio e ciò avviene il giorno precedente la fornitura fisica dell'energia. Se in un'ottica di gestione del portafoglio a lungo termine le differenze tra erogazione e prelievo del portafoglio di AET non devono essere necessariamente azzerate (se non per motivi legati alla gestione del rischio), nella gestione a corto termine del portafoglio esse devono per contro essere azzerate. Questa operazione è necessaria in quanto AET deve comunicare ai gestori di rete per ogni singolo 1/4h del giorno successivo, le proprie posizioni azzerate (erogazione = prelievo).

Siccome però il consumo previsto e la produzione disponibile divergono sempre dalle previsioni, il trading ha anche il compito di vendere a cortissimo termine (gestione del portafoglio «intra day») la produzione eccessiva e di comperare dell'energia supplementare.

Conclusione

Lo scopo principale della gestione del portafoglio è di garantire l'approvvigionamento del Cantone Ticino sfruttando la diversificazione dei prodotti, dei mercati e le competenze acquisite da AET nel corso degli anni, ma anche di trovare le migliori soluzioni per vendere gli esuberi soprattutto durante l'estate.

Per questa ragione la gestione del portafoglio deve determinare con anticipo le discrepanze tra la domanda e l'offerta di energia attraverso degli scenari futuri plausibili e dare ordine al trading di acquistare o vendere energia nei periodi in cui AET ha un manco o un eccesso di energia. La gestione del portafoglio deve poter prevedere anche degli scenari diversi da quello considerato «normale» in quanto il rischio maggiore per l'attività di AET è quello meteorologico (siccità ma anche temperature anomale per la stagione).

Potenziale di approvvigionamento tramite produzione elettrica da fonte indigena al servizio del consumo cantonale

Tra gli scopi della Legge sull'energia figura l'incremento della produzione di energia sul territorio cantonale al servizio del fabbisogno indigeno. Questo obiettivo può essere perseguito mediante la promozione della produzione di energia elettrica, in particolare da fonte rinnovabile, e dal recupero della forza idroelettrica attualmente sfruttata per l'approvvigionamento fuori Cantone.

Un ulteriore incremento dell'energia a diretta disposizione del fabbisogno cantonale è ottenibile tramite la riduzione delle perdite sulle reti di trasporto, come specificato nella scheda D.1 «Distribuzione - Rete elettrica».

⁸ Per evitare che si formino degli Stati esclusivamente produttori, circondati da Stati consumatori, sono stati creati dei colli di bottiglia che limitano gli scambi energetici tra Stati confinanti. Per poter transitare con una certa capacità di energia è necessario aggiudicarsi un'asta di capacità alla frontiera.

Il potenziale di incremento della produzione di energia elettrica nel Cantone Ticino è descritto nelle rispettive schede (cfr. P.1, P.2, P.3, P.5, D.1) ed è riassunto nella seguente Tabella:

| Produzione indigena | Scheda | Situazione 2008 | | Potenziale | |
|----------------------------------|--------|-----------------|--------------|--------------|--------------|
| | | [MW] | [GWh/a] | [MW] | [GWh/a] |
| idroelettrico | P.1 | 549.50 | 1'575.0 | 2'000.00 | 4'200.0 |
| eolico | P.2 | 0.00 | 0.0 | 30.00 | 60.0 |
| fotovoltaico | P.3 | 1.02 | 1.0 | 330.00 | 360.00 |
| cogenerazione | P.5 | 0.84 | 4.0 | 38.84 | 255.0 |
| pompaggio | P.4 | 43.60 | -57.0 | 640.00 | -1'406.0 |
| perdite di rete di distribuzione | D.1 | - | -160.0 | - | -100.0 |
| Totale | | 595 | 1'363 | 3'039 | 3'369 |

Le rивersioni

La possibilità di sviluppo di nuovi impianti di medie-grandi dimensioni è limitata e, se perseguita senza la necessaria prudenza, comporterebbe notevoli alterazioni alle componenti ambientali (paesaggio, ecosistemi). Al fine di aumentare il quantitativo di produzione elettrica in gestione diretta da parte del Cantone, attraverso AET, si rileva l'opportunità di sfruttare la facoltà di esercitare alla fine della concessione il diritto di rивersione degli impianti idroelettrici ai sensi della Legge cantonale sull'utilizzazione delle acque (LUA). La scelta lungimirante di utilizzare in proprio le acque, che ha portato nel 1958 alla creazione dell'AET, garantirebbe al Cantone la gestione della produzione e quindi una minore dipendenza dal mercato elettrico svizzero ed europeo. In particolare, disporre della proprietà degli impianti favorirebbe gli investimenti per l'ottimizzazione degli impianti di produzione, cosa che ora dipende dalla volontà degli attuali proprietari, che si scontrano con una durata limitata delle concessioni, mentre il tempo di ritorno degli investimenti è decisamente superiore.

Con la creazione di AET in passato è stata effettuata la rивersione degli impianti del Tremorgio, del Piottino e della Biaschina (negli anni 1958–1960) e più recentemente quello di Ponte Brolla (2002). L'obiettivo del Consiglio di Stato così come allora è quello di effettuare le rивersioni degli impianti attualmente non gestiti da AET, man mano che le concessioni giungeranno a scadenza (cfr. grafico p. 42 «Approvvigionamento e consumi in Ticino»).

Nell'ottica di una politica di rивersione, AET procede da anni ad un accantonamento da destinare al riscatto degli impianti idroelettrici giunti a fine concessione. Per quanto concerne le modalità di finanziamento occorre rilevare che gli istituti di credito per questo tipo d'investimento sono disponibili a finanziare il capitale di terzi per un importo pari all'80 % del capitale necessario.

Ad oggi è però impossibile stimare l'investimento necessario in quanto, in particolare per gli impianti più importanti, i termini di scadenza sono molto lontani nel tempo (OFIMA I – 2035, OFIBLE – 2042, OFIMA II – 2048) per cui il valore di riscatto, generalmente costituito solo dal valore residuo delle cosiddette «parti asciutte», è ancora soggetto a mutamenti dovuti agli investimenti di rinnovo che saranno effettuati nei prossimi anni. In effetti i previsti rinnovi di Bavona, Robiei muteranno in modo importante il valore residuo delle parti asciutte.

Per avere sufficienti riserve per acquisire grossi impianti in Ticino a fine anni 2035 – 2045, sarà necessario già da subito procedere a degli accantonamenti straordinari importanti dell'ordine di circa 5 milioni annui.

Entro il 2040 ciò permetterebbe di disporre di un capitale di 150 Mio – 200 Mio, che equivarrebbe alla somma necessaria di capitale proprio (20 %) per acquisire impianti idroelettrici tramite riversione per un valore stimato di circa 1 miliardo di franchi.

Il principale potenziale di aumento dell'energia elettrica indigena a disposizione dell'utenza ticinese risiede quindi nelle riversioni degli impianti di proprietà di aziende fuori cantone e che attualmente ne ritirano l'energia, oltre che nell'ottimizzazione degli impianti idroelettrici esistenti e nella costruzione di nuovi impianti di produzione elettrica (cfr. schede idroelettrico, eolico, biomassa, cogenerazione, fotovoltaico).

| | | Produzione | Quota TI attuale | Effetti attesi massimi ⁹ | | |
|---------------|---------------------|------------|------------------|-------------------------------------|---------------------|----------------|
| | | | | Quota TI | Produzione TI | Potenza |
| 2005 | Ritom ¹⁰ | 146 GWh/a | 0% | 55% | +80 GWh/a | +24 MW |
| 2024 | Lucendro | 99 GWh/a | 0% | 45% | +45 GWh/a | +27 MW |
| 2035 | OFIMA I | 964 GWh/a | 20% | 100% | +771 GWh/a | +242 MW |
| 2042 | OFIBLE | 870 GWh/a | 20% | 100% | +696 GWh/a | +417 MW |
| 2048 | OFIMA II | 441 GWh/a | 20% | 100% | +353 GWh/a | +236 MW |
| Totale | | | | | +1'945 GWh/a | +946 MW |

Potenziale di approvvigionamento tramite importazioni di energia elettrica

Obiettivo della LENE è pure quello di diminuire la dipendenza dalle fonti energetiche importate. Ciò si traduce, come visto sopra, nella promozione della produzione indigena al servizio del fabbisogno cantonale. Considerata l'attuazione di tutti gli obiettivi espressi nelle schede interessate e la riversione di tutti gli impianti (cfr. Tabella p. 10 e p. 12), il potenziale di produzione elettrica da fonte indigena a disposizione del fabbisogno cantonale passerebbe da 1'403 GWh/a a ca. 5'500 GWh/a (composizione sistema elettrico a regime). Le prospettive incerte circa i tempi e il grado di attuazione di tali obiettivi impongono nondimeno di prevedere fonti di importazioni (**contratti** e/o **partecipazioni**) che garantiscano ad AET lo svolgimento dei suoi compiti, nel rispetto del principio della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, almeno per il periodo di transizione.

Contratti di acquisto a lungo termine da fonti diverse

Tramite un'operazione puramente commerciale, è possibile garantire la fornitura di energia elettrica, da fonte rinnovabile o non, tramite la sottoscrizione di contratti a lungo termine.

Se da un lato i contratti presentano il vantaggio di poter garantire costantemente a prezzo fisso una determinata fornitura indipendentemente dalle condizioni meteorologiche o di mercato, dall'altro l'energia acquistata ha lo svantaggio di costare di più rispetto al prezzo di mercato, in quanto si deve pagare una garanzia per la fornitura a lungo termine. Inoltre generalmente la durata del contratto è limitata ad un massimo di 10 anni.

⁹ Senza considerare le riduzioni dovute all'applicazione della LPac e ai mutamenti climatici.

¹⁰ La situazione del Ritom è particolare in quanto la riversione dell'impianto non dipende unicamente dalla volontà cantonale (art. 12 LUF1).

Partecipazioni

La partecipazione, rispetto al contratto, è molto più interessante in quanto finanziando la realizzazione di un impianto, si acquista il diritto di usufruire direttamente di una quota di produzione corrispondente al proprio investimento. Si ha quindi accesso diretto all'energia al costo di produzione e per una durata corrispondente alla durata di vita dell'impianto (in genere si calcola 40 anni).

Chiaramente lo svantaggio è che ci si deve assumere pure i rischi dell'investimento; se quindi per vari motivi l'impianto non può funzionare, conseguentemente si perde la produzione.

Le partecipazioni sono inoltre più difficili da conseguire, dato che in genere le grosse centrali sono realizzate da pochi attori del settore che sono molto restii a dare la possibilità alle piccole/medie aziende di partecipare, in quanto è economicamente più vantaggioso averle come clienti che come partner.

Partecipazioni termiche

Centrali a carbone

Si tratta di centrali termoelettriche con turbine a vapore nelle quali l'acqua, che circola in un circuito chiuso, passa dallo stato liquido a quello gassoso per effetto dell'energia termica fornita dalla combustione del carbone. Considerato il tempo necessario per raggiungere il punto di funzionamento a regime, queste centrali sono destinate ad un uso in continuo e quindi esclusivamente alla produzione di energia di banda.

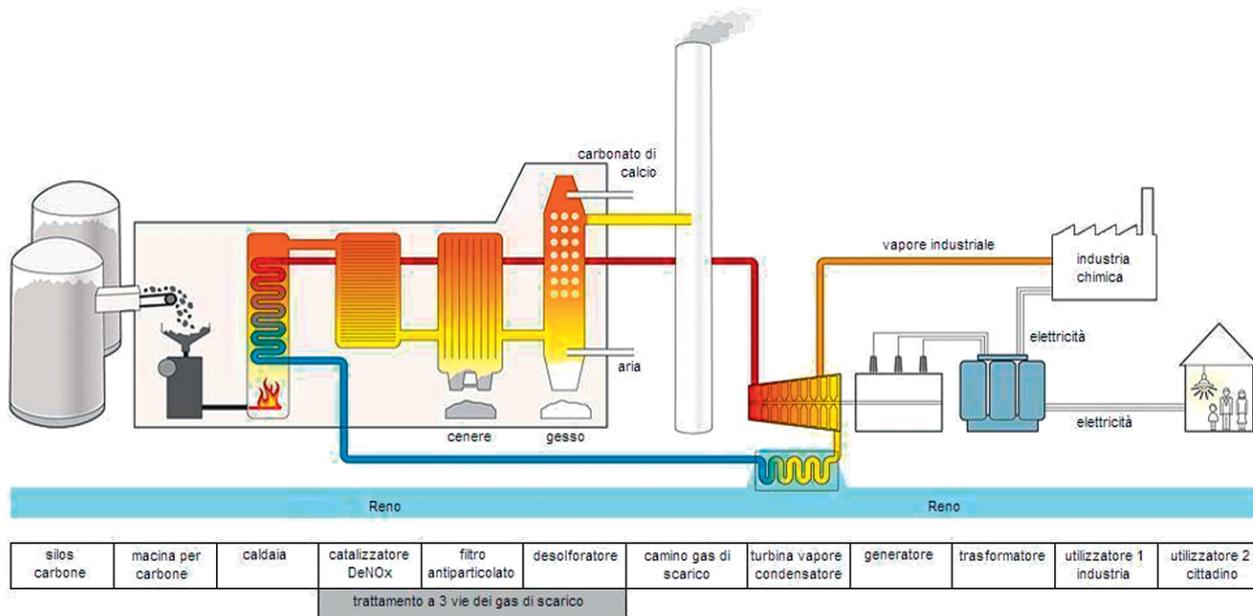
Rispetto alle vecchie centrali a carbone, già nel processo progettuale e pianificatorio di un nuovo impianto, gli aspetti ambientali occupano un ruolo prioritario, e rappresentano i fattori di valutazione principali a partire dalla scelta del sito. Così ad esempio i luoghi prescelti vengono valutati in base alla disponibilità di vie di trasporto con il minor impatto ambientale (ferrovia, trasporto fluviale) per il trasporto del combustibile e dei residui prodotti, quali in particolare ceneri e gesso. Per contenere le emissioni si adottano tecnologie d'impianto particolarmente performanti («best available technology»), con rendimenti elettrici oltre il 45%, quindi ben oltre quelli delle vecchie centrali (30–35%). Questo permette di consumare meno combustibile per la stessa produzione ottenendo conseguentemente un'importante riduzione della quantità di emissioni per kWh prodotto. L'installazione di impianti di trattamento dei gas di scarico e la gestione ottimale dei processi permettono di contenere ulteriormente le emissioni nocive (in particolare CO₂, SO₂, NO_x e polveri fini).

Per ridurre al minimo l'emissione di polvere, tutti gli impianti di trasporto del carbone vengono generalmente incapsulati, così come la centrale stessa.

Alla corretta gestione dei residui del processo viene pure dato particolare rilievo. La cenere viene riciclata nell'industria del cemento, mentre l'altro tipico prodotto dell'impianto di trattamento dei fumi, il gesso, viene utilizzato nell'edilizia oppure nuovamente nell'industria del cemento.

La taglia tipica di una centrale a carbone si aggira sui 750–800 MW, a causa della forte regressione dei costi in funzione della taglia.

Applicando alle centrali impianti in grado di sfruttare gli scarti termici (come vapore per uso industriale o reti di teleriscaldamento) l'efficienza delle centrali a carbone può essere ulteriormente aumentata. Nella figura seguente è visibile lo schema tipo di funzionamento di una centrale a carbone.



Lo svantaggio principale del carbone è la relativamente alta emissione di CO₂ per unità di energia prodotta. Per gestire questo aspetto nei paesi dell'UE è stato introdotto un sistema di commercio dei certificati CO₂: il cosiddetto Emission Trading System (ETS). Per ogni impianto vengono stabiliti nei piani di allocazione nazionali (NAP) i limiti di emissioni ammessi. Attraverso i certificati CO₂, viene applicato artificialmente un maggior prezzo alla produzione a base di carbone, che va a finanziare la produzione da fonti rinnovabili, generalmente molto più costose ed il cui sviluppo richiede tempi lunghi. L'Unione Europea sta cercando soluzioni tecniche in grado di ovviare al problema del CO₂, finanziando diversi progetti pilota di ricerca e sviluppo, avviati per potere catturare ed accumulare l'anidride carbonica evitando così di rilasciarla nell'atmosfera (i cosiddetti CCS – Carbon Capture and Storage Plant), e quindi contribuire in modo significativo alla riduzione delle emissioni di gas responsabili del riscaldamento atmosferico. Si prevede di poter disporre di una tecnologia matura per essere applicata su scala industriale nel giro di 10–15 anni.

I vantaggi principali delle centrali a carbone sono legati al prezzo marginale di produzione più basso, che le pone nella migliore posizione nella «curva di merito»¹¹. Inoltre il combustibile è meno soggetto alle oscillazioni del mercato a breve termine e agli influssi del mercato del petrolio e sarà disponibile per lungo tempo (le riserve conosciute superano di un multiplo quelle di petrolio e gas). I giacimenti di carbone sono meglio distribuiti da un punto di vista geopolitico; il rischio di un uso come arma strategica è quindi più ridotto e ne consegue un minor rischio di carenze d'approvvigionamento o di pressioni sul prezzo. Il carbone è facilmente stoccabile e possono quindi essere fatte grosse riserve per frenare le variazioni di prezzo.

In data 9 luglio 2008 il Consiglio di Stato ha trasmesso al Gran Consiglio il Messaggio n. 6091 relativo alla partecipazione di AET ad una società per la realizzazione di una centrale termoelettrica in Germania.

11 Su un mercato concorrenziale, a fissare i prezzi dell'energia elettrica è la centrale che produce l'energia elettrica in un momento dato ai costi marginali più alti, ovvero il produttore che si posiziona all'estremità superiore della curva di offerta (anche detta «curva di merito» nel mercato elettrico).

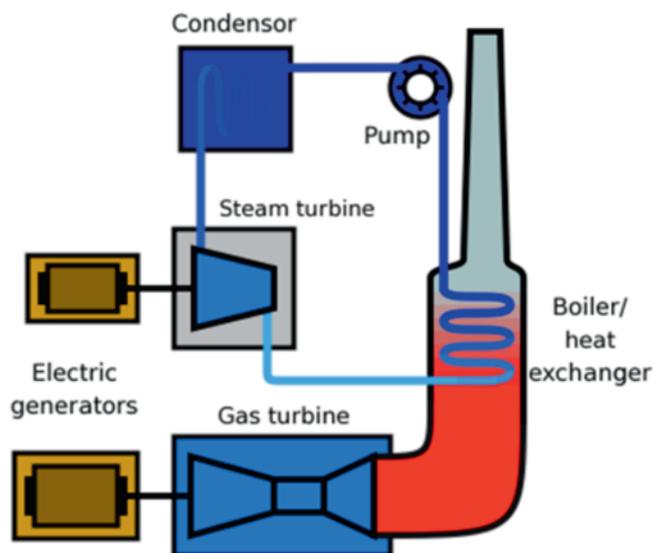
Nel rendiconto AET 2006 veniva indicato il raggiungimento di accordi per la partecipazione all'iniziativa di Trianel European Energy Trading GmbH, società che raggruppa oltre 40 aziende municipalizzate di taglio simile o inferiore ad AET. Questa società intende realizzare un impianto a carbone (tramite la società Trianel Power-Projektgesellschaft Kohlekraftwerk mbH & Co. KG), in applicazione della politica adottata dalla Germania di uscita progressiva dal nucleare. AET intende partecipare, con un «pool» di distributori elettrici tedeschi piccoli e medi, alla costruzione di una centrale a carbone in Germania, allo scopo di assicurarsi energia di banda a lungo termine, segnatamente in previsione del venire meno della produzione nucleare nei prossimi decenni (cfr. grafico Approvvigionamento e consumi in Ticino, più sopra) e assicurando una propria produzione di energia di banda, in sostituzione di contratti pluriennali di non lontana scadenza.

Tale scelta permette di assicurarsi un approvvigionamento diversificato, attraverso partecipazioni in centrali di produzione, per non dover dipendere eccessivamente dagli acquisti sul mercato a prezzi variabili.

Con la decisione del Gran Consiglio del 23 marzo 2010, AET è stata autorizzata a partecipare alla realizzazione della prima centrale di Lünen con una quota corrispondente a 118 MW di potenza e una produzione annua di 900 GWh e ai relativi diritti di prelievo di questa energia. Non si tratta quindi di una pura operazione finanziaria bensì di una partecipazione industriale, nella forma della Partnertwerke.

Centrali a gas

Si tratta di impianti generalmente a ciclo aperto, di taglia compresa tra i 100 e i 400 MW, nei quali l'aria viene aspirata dall'atmosfera, compressa e quindi immessa nella turbina dove si miscela con il combustibile (gas). A differenza delle centrali termiche a vapore, non vi è trasferimento di calore ma è direttamente l'energia termica prodotta dal processo di combustione a movimentare la turbina e a generare quindi la corrente. Questo genere di impianti ha un rendimento pari a ca. il 35%. Per migliorare la resa, oggi vengono principalmente realizzati impianti a gas a ciclo combinato (vedi figura), dove il calore di scarto generato dalla turbina a gas viene riutilizzato per movimentare una seconda turbina a vapore. In questo modo si riesce a raggiungere un rendimento pari a ca. il 60% e, in abbinamento ad una rete di teleriscaldamento (cogenerazione, vedi scheda P.5) fino all'85%.



Grazie alla capacità di potersi avviare ed andare a regime in tempi ridotti, le centrali a gas sono molto flessibili e possono essere utilizzate sia nella produzione di energia di banda che di media (vedi grafico a pag. 44).

I principali svantaggi del vettore gas sono nuovamente di tipo ambientale, logistico e economico.

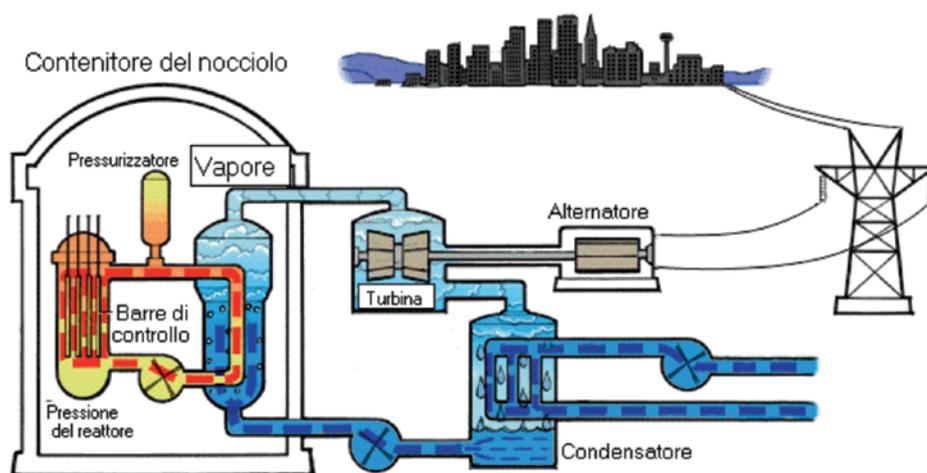
Le emissioni di gas ad effetto serra sono infatti importanti anche se inferiori rispetto ad una centrale a carbone. Le caratteristiche geopolitiche instabili dei principali paesi fornitori di gas (vedi scheda P.10), condizionano il prezzo del vettore, il quale subisce delle rapide variazioni analogamente a quanto accade col prezzo del petrolio. A differenza del carbone, il gas non può essere stoccato in quantità tali da poter limitare queste oscillazioni.

La limitata disponibilità sul lungo periodo del gas, la necessità di realizzare grandi opere per il suo trasporto (vedi scheda D.2) o di dover dipendere dalla capacità di gasdotti esistenti, che possono creare dei colli di bottiglia, condizionano lo sviluppo di grandi centrali.

Dal profilo economico le centrali a gas hanno, rispetto alle centrali a carbone, dei costi fissi inferiori mentre i costi variabili sono superiori. Il prezzo di produzione è estremamente volatile in quanto in generale le centrali entrano in esercizio solo se la differenza tra il prezzo del gas e quello del petrolio risulta a favore del suo utilizzo.

Centrali nucleari

Una centrale nucleare sfrutta il calore prodotto da una fissione nucleare a catena controllata per generare vapore ad alta temperatura e pressione, il quale va ad alimentare delle turbine a vapore connesse ad alternatori producendo in tal modo elettricità (vedi schema di principio). Considerato il tempo d'avviamento, analogamente alle centrali a carbone queste centrali sono destinate ad un uso in continuo e quindi esclusivamente alla produzione di energia di banda.



Come nel caso delle centrali termoelettriche a combustibili fossili, anche le centrali nucleari hanno il grosso vantaggio di poter produrre enormi quantità di energia con un singolo impianto, favorendo pertanto un prezzo di produzione più vantaggioso. La potenza degli impianti più moderni è tipicamente compresa tra i 600 e i 1600 MW.

Il rendimento è però relativamente basso, ca. il 30–35%, in quanto una gran parte del processo è dissipato sotto forma di calore. Anche in questo caso si può recuperare il calore per scopi industriali o reti di teleriscaldamento, migliorando di fatto l'efficienza della centrale.

Se da un lato durante l'esercizio una centrale nucleare ha il vantaggio di non gravare sull'ambiente con emissioni di gas ad effetto serra, dall'altro presenta la grossa problematica della sicurezza, in generale garantita da norme di controllo estremamente severe, e dello smaltimento delle scorie radioattive.

Il procedimento di fissione nucleare produce materiali residui ad elevata radioattività che rimangono estremamente pericolosi per periodi lunghissimi (fino a tempi dell'ordine del milione di anni). Si tratta di vari elementi radioattivi leggeri prodotti dalla fissione, e di combustibile esaurito che vengono estratti dal reattore. Questo materiale, emettendo delle radiazioni penetranti, è molto radiotossico e richiede dunque severe precauzioni nel trattamento e nello smaltimento.

Il fabbisogno energetico nazionale è coperto in misura del 40% con produzione nucleare. Nel prossimo futuro alcune centrali nucleari giungeranno alla fine del loro ciclo produttivo e dovranno essere quindi smantellate.

Il 21 marzo 2003 le Camere federali hanno adottato la legge federale sull'energia nucleare (LENu). Dopo che il 4 settembre 2003 il termine per la presentazione del referendum era scaduto inutilizzato, la LENu e l'ordinanza sull'energia nucleare (OENu) sono state poste in vigore il 1° febbraio 2005.

In particolare nella LENu il Parlamento ha deciso per il mantenimento dell'opzione dell'energia nucleare in Svizzera.

A seguito di ciò ed in previsione della sostituzione degli impianti esistenti sono stati sottoposti all'attenzione dell'ufficio federale dell'energia 3 progetti per nuove centrali nucleari.

Il 9 giugno 2008, la Kernkraftwerk Niederramt AG, una società di progetto di Alpiq, ha presentato all'Ufficio federale dell'energia una domanda di autorizzazione di massima per una centrale nucleare con una potenza massima di 1'600 MW. La nuova centrale nucleare dovrà sorgere a Niederramt, nel Cantone Soletta, presso la centrale nucleare di Gösgen.

Il 4 dicembre 2008, la Axpo Holding AG e la BKW FMB Energie AG, e più precisamente le società «Ersatz Kernkraftwerk Beznau AG» e «Ersatz Kernkraftwerk Mühleberg AG», hanno presentato all'Ufficio federale dell'energia una domanda di autorizzazione di massima per la sostituzione delle centrali nucleari di Beznau I e II e di Mühleberg. Le nuove centrali nucleari, ciascuna con una potenza massima di 1'600 MW, dovranno essere costruite negli attuali siti di Beznau (Cantone Argovia) e Mühleberg (Cantone Berna).

Partecipazioni rinnovabili extracantonali

Per le quantità d'energia prodotta, le partecipazioni rinnovabili interessanti sono limitate ai parchi eolici di grandi dimensioni e agli impianti idroelettrici. Il potenziale idroelettrico in Europa è praticamente già sfruttato (impianti di grossa e media taglia), ed è quindi molto difficile ottenere partecipazioni a nuove concessioni significative fuori Cantone (Svizzera e Paesi confinanti). Per gli impianti esistenti gli attuali proprietari hanno ancora tutto l'interesse per mantenere attive le proprie quote, rispettivamente al termine delle concessioni le autorità locali cercano di riappropriarsi delle proprie acque a favore delle regioni (principio delle riversioni).

Parchi eolici On shore / Off shore

Sono in costruzioni o in progettazione in Europa parchi eolici di grande potenza di regola con tagli di 400 MW e oltre, principalmente in mare aperto (Off shore) in quanto molti dei siti sulla terraferma (On shore) sono già stati aggiudicati oppure sono soggetti ad opposizioni crescenti da parte delle autorità locali.

In Svizzera non ci sono possibilità di sviluppare grandi parchi eolici causa la poca disponibilità di siti adeguati e per i conflitti ambientali che questi generano (vedi anche scheda P.2).

Grazie alle favorevoli condizioni di vento, la maggior parte degli impianti off shore realizzati o in progetto è ubicata nei mari del nord. La loro tecnologia è però ancora in evoluzione e presenta diversi rischi. La durata nel tempo di questi impianti, soggetti a forte sollecitazioni ambientali, è ancora da dimostrare, senza dimenticare che l'accessibilità sul mare non è sempre garantita causa le condizioni meteorologiche spesso avverse.

Il costo di produzione di questi parchi eolici risulta al momento superiore rispetto alle altre tecnologie e si finanzia solamente attraverso i sussidi europei. Di conseguenza nei primi 15 anni d'esercizio dell'impianto l'energia prodotta è ritirata dai gruppi di bilancio nazionali, per cui l'investimento risulta essere un puro investimento finanziario.

La struttura societaria per la realizzazione e la gestione di questi parchi è spesso molto complessa e suddivisa tra diverse società, le quali si suddividono pure competenze, responsabilità e rischi (forniture elettromeccaniche, gestione impianto, manutenzione, trasporto in mare, ...).

Il futuro dell'approvvigionamento elettrico cantonale

La legge cantonale sull'energia impone un approvvigionamento di energia del Cantone sicuro, economico e sostenibile dal punto di vista ambientale.

Il principio della riduzione della dipendenza da fonti energetiche importate implica lo sviluppo della valorizzazione delle fonti energetiche indigene. Si affronta questo tema nelle diverse schede relative alla produzione di energia (fotovoltaico, eolico, cogenerazione, idroelettrico); oltre alla realizzazione di nuovi impianti già discussa nelle relative schede è da considerare pure l'importante potenziale, per il fabbisogno cantonale, rappresentato dalla riversione di impianti idroelettrici esistenti, che non implica peraltro aggravio sull'ambiente per la loro realizzazione.

Un ulteriore importante potenziale indigeno è dato dalla costruzione di un numero limitato di impianti idroelettrici di pompaggio-turbinaggio (cfr. scheda idroelettrico), con particolare riferimento all'incremento di potenza installata a disposizione del Cantone per uso interno. I motivi sono essenzialmente due: da una parte per concorrere alla sicurezza dell'approvvigionamento nazionale, dall'altra per poter realizzare gli obiettivi di commercio dell'energia insiti nella legislazione cantonale che sottintendono un uso razionale della forza idrica nella valorizzazione della più pregiata energia di punta rispetto all'energia di banda.

L'acqua, malgrado il rischio meteorologico, è l'unico vettore energetico che può essere accumulato. Per questo motivo si cerca di valorizzarla ulteriormente attraverso l'accumulo ed il pompaggio, ovvero immagazzinando l'energia nei bacini nei momenti di bassa richiesta per poi sfruttarla nei momenti di maggior consumo (punta), acquistando conseguentemente sui mercati energia a minor prezzo. La possibilità di pompare acqua durante le ore meno interessanti per poi turbinarla nei momenti di maggior consumo contribuisce inoltre a diminuire il costo del rischio meteorologico in quanto il pompaggio consente di portare un certo quantitativo di acqua nel bacino che in assenza di afflussi e precipitazioni non si avrebbe. L'utilizzo dell'acqua accumulata per produrre energia elettrica per coprire la fascia di banda è irrazionale ed economicamente poco sensato, salvo quando questa risulta in esubero, come in primavera con lo scioglimento delle nevi, o nei momenti di forti precipitazioni. In questo caso la produzione notturna risulta essere un'alternativa migliore allo sfioro dei bacini, e quindi allo spreco dell'acqua.

Un altro importante ruolo svolto dagli impianti di pompaggio-turbinaggio di nuova concezione (tempi di reazione corti, pari a pochi minuti) è quello di compensare improvvisi ammanchi o surplus di produzione degli impianti eolici, come pure di regolare la rete (primaria, secondaria, terziaria) sul mercato svizzero.

Oltre ad incrementare, per quanto possibile, la produzione indigena da fonte rinnovabile, considerato che il Cantone deve comunque far capo ad importazioni, una riflessione si impone infine sulla provenienza dell'energia, prevalentemente di banda, acquistata sul mercato svizzero ed estero. La realizzazione degli impianti idroelettrici di pompaggio-turbinaggio implica un aumentato fabbisogno di energia per il pompaggio, che, conseguentemente, farà crescere i consumi cantonali. Per motivi di razionalità energetica, l'energia utilizzata per questo scopo è in parte di origine idrica (cfr. anche scheda idroelettrico), ma prevalentemente è energia di banda importata. Si dovrà quindi tenere nuovamente in considerazione i principi legislativi in merito all'utilizzazione di fonti energetiche rinnovabili: anche le importazioni di energia da fuori Cantone ne sono soggette, in particolare se queste ultime crescono in seguito alla realizzazione di nuovi impianti a favore dell'economia cantonale.

Nella tabella seguente sono riassunti i valori della produzione e del fabbisogno di elettricità nel 2035 e nel 2050, realizzando la riversione degli impianti idroelettrici, che attualmente non forniscono energia al mercato ticinese, e tutti gli obiettivi settoriali delle varie schede relativi al piano d'azione «BAU» (tendenza attuale, cfr. Cap. 7 PEC). Per il dato dei consumi si è fatto riferimento al valore riportato nel rapporto, al quale sono stati però dedotti i consumi relativi ai trasporti FFS (i quali sono coperti con produzioni proprie) e alla quota di energia di pompaggio non a carico del Cantone. Le caselle a sfondo scuro sono state lasciate vuote in quanto alla scadenza contrattuale si imporrà una scelta che deve essere definita nell'ambito del piano energetico cantonale.

| Fabbisogno | 2008 | | 2035 | | 2050 | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | [GWh] | % | [GWh] | % | [GWh] | % |
| Consumi globali in Ticino | 3'290 | | 3'304 | | 3'251 | |
| Consumo FFS | -120 | | -150 | | -180 | |
| Consumo per pompaggio (quota non TI) | -228 | | -123 | | 0 | |
| Totale fabbisogno elettrico cantonale | 2'942 | | 3'031 | | 3'071 | |
| Approvvigionamento | | | | | | |
| Produzioni indigene rinnovabili | 1'576 | 48.2% | 1'908 | 62.1% | 3'178 | 96.8% |
| Produzioni indigene non rinnovabili | 4 | 0.1% | 4 | 0.1% | 4 | 0.1% |
| Partecipazioni rinnovabili extracantonali | 37 | 1.1% | 54 | 1.8% | | 0.0% |
| Partecipazioni nucleari | 353 | 10.8% | 102 | 3.3% | | 0.0% |
| Partecipazioni termiche convenzionali | 0 | 0.0% | 900 | 29.3% | | 0.0% |
| Contratti da fonti non omologabili | 877 | 26.8% | | 0.0% | | 0.0% |
| Contratti da fonti rinnovabili | 423 | 12.9% | | 0.0% | | 0.0% |
| Scarti termici | 0 | 0.0% | 104 | 3.4% | 100 | 3.0% |
| Totale | 3'270 | | 3'072 | | 3'282 | |
| Di cui rinnovabile | | 62.3% | | 65.6% | | 98.4% |

Consumo FFS: i dati relativi al consumo sono stati stimati in quanto mancano indicazioni precise.

Consumo per pompaggio: è intesa la quota non a carico del Cantone, che diminuisce nel 2035 fino a scomparire nel 2050 con la riversione completa degli impianti idroelettrici.

Approvvigionamento: è intesa l'energia, direttamente gestita da AET o aziende elettriche di distribuzione attive sul territorio, che può pertanto essere direttamente utilizzata per coprire il fabbisogno cantonale.

Produzioni indigene rinnovabili: include l'idroelettrico (solo quota AET e aziende di distribuzione attive in Ticino, considerati l'aumento dei deflussi minimi con l'applicazione della LPac al momento della scadenza delle concessioni e i mutamenti climatici), il fotovoltaico, l'eolico, legname, scarti organici e geotermia di profondità.

Produzioni indigene non rinnovabili: è la produzione derivante da impianti alimentati da gas naturale.

Scarti termici: è la produzione derivante dal termovalorizzatore di Giubiasco, la cui energia è considerata rinnovabile al 50%.

Con la tendenza attuale, allo scadere delle partecipazioni nucleari e dei contratti, la produzione cantonale nel 2035 e nel 2050 risulta a bilancio leggermente superiore al fabbisogno cantonale. In realtà però le sole produzioni cantonali non sono sufficienti a garantire interamente la copertura del fabbisogno a dei prezzi fissi. Da una parte per la scarsità di acqua nei mesi invernali in coincidenza con i maggiori consumi, dall'altra per il fatto che una copertura fortemente rinnovabile significa essere dipendenti da fattori meteorologici che sono difficilmente prevedibili anche su un periodo relativamente corto di 2-3 mesi. A titolo di esempio nel 2005, causa siccità, le centrali idroelettriche ticinesi hanno prodotto complessivamente ca. il 30% in meno della produzione media pluriennale, quindi ca. 1'000 GWh in meno. Bisogna inoltre aggiungere che la disponibilità oraria dei vettori energetici rinnovabili (acqua fluente, sole e vento) non corrisponde quasi mai al profilo del fabbisogno in quanto non possono essere direttamente accumulati per essere utilizzati nei momenti di maggior consumo. Aumentando quindi la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, occorre aumentare il surplus d'approvvigionamento rispetto il fabbisogno, per poter disporre di un'adeguata riserva sufficiente a coprire nel modo più razionale e sostenibile dal profilo economico l'andamento giornaliero della domanda di energia elettrica. In secondo luogo, disporre di un maggiore approvvigionamento fornisce più opportunità di valorizzare le proprie produzioni sul mercato elettrico, a diretto vantaggio delle entrate cantonali. Non da ultimo, un adeguato surplus consente di cautelarsi da eventuali sotto-stime dell'evoluzione della domanda di consumo.

L'esperienza accumulata negli anni attraverso l'azienda cantonale ed il confronto con la strategia energetica seguita da altri Cantoni (vedi ad es. tabelle seguenti), portano a definire che in generale si dovrà garantire un surplus d'approvvigionamento pari ad almeno il 30% del fabbisogno del corrispondente piano d'azione, tramite un mix bilanciato di

- produzioni indigene
- partecipazioni alla realizzazione di nuovi impianti in Svizzera ed all'estero, a fonte rinnovabile o non (a dipendenza del piano d'azione)
- sottoscrizione di contratti a lungo termine

Produzione di energia elettrica

Copertura fabbisogno elettrico e commercio

P.4

Zurigo (EWZ) - Dati 2008

| | [GWh] | % del fabbisogno | % dell'approvvigionamento |
|----------------------------|--------------|------------------|---------------------------|
| Fabbisogno totale | 3'534 | 100% | 62% |
| Approvvigionamento | 5'709 | 162% | 100% |
| EWZ-Idroelettrico | 1'507 | 43% | 26% |
| Partnerwerke-Idroelettrico | 893 | 25% | 16% |
| Partnerwerke-Nucleare | 2'224 | 63% | 39% |
| Altri ¹² | 1'085 | 31% | 19% |

Berna (EWB) - Dati 2008

| | [GWh] | % del fabbisogno | % dell'approvvigionamento |
|----------------------------|--------------|------------------|---------------------------|
| Fabbisogno totale | 1'274 | 100% | 79% |
| Approvvigionamento | 5'709 | 127% | 100% |
| Produzione propria | 114 | 43% | 26% |
| Partnerwerke-Idroelettrico | 520 | 41% | 32% |
| Partnerwerke-Idroelettrico | 714 | 56% | 44% |
| Altri ¹³ | 267 | 21% | 17% |

È compito del piano energetico definire, tramite le scelte in materia di politica energetica, i piani d'azione volti ad incrementare la potenza e la produzione di energia elettrica a disposizione dell'azienda elettrica cantonale e dell'economia cantonale. A dipendenza delle scelte effettuate si dovranno proporre le opzioni più confacenti ed in linea con gli indirizzi e gli obiettivi della politica energetica (cfr. Cap. 6 PEC) al fine di garantire un approvvigionamento sicuro ed affidabile, economicamente sostenibile e ponderato con le esigenze di protezione ambientale e di politica climatica.

12 Termovalorizzatore, piccoli produttori e terzi.

13 Piccoli produttori e terzi.

Indicatori di monitoraggio

- Produzione elettrica annua a disposizione del fabbisogno cantonale [GWh/anno]
- Potenza elettrica installata a disposizione del fabbisogno cantonale [MW]

Collegamenti con altre schede

- P.1 Idroelettrico
- P.3 Fotovoltaico
- P.2 Eolico
- P.5 Cogenerazione
- P.9 Geotermia e calore ambiente