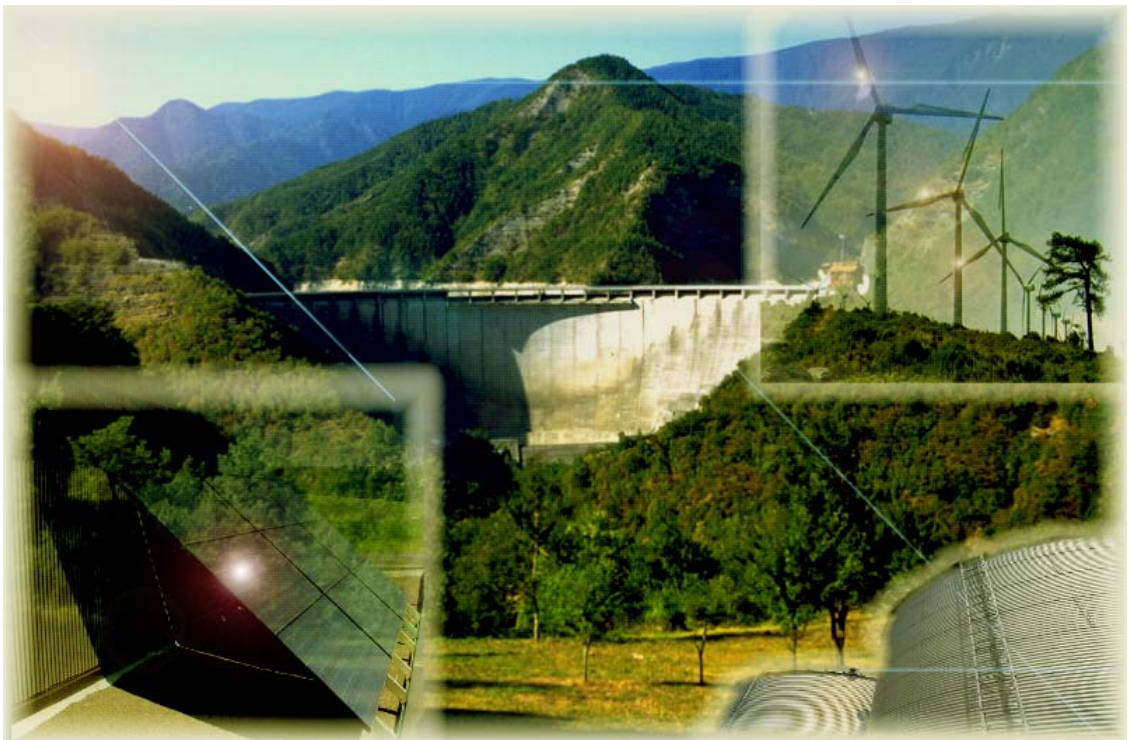


# **Un Sistema Energetico Integrato e Sostenibile: un lusso o una possibilità concreta?**

Un sistema energetico sostenibile, fondato sulle energie rinnovabili e sull'accumulo di energia chimica nella forma di metanolo.  
Potenzialità, architettura, componenti funzionali, dinamica,  
estensione delle infrastrutture di captazione.  
Praticabilità economica e politica.

## **PARTE II**



# AVVERTENZA

Questo documento è reso disponibile dal sito Web <http://www.energiaescienza.org/>.  
Ne è ammesso senza restrizioni l'uso individuale.

La sua riproduzione e divulgazione è soggetta alle condizioni di licenza definite nel sito WEB:

<http://creativecommons.org/licenses/by-sa/2.0/>

In caso di riproduzione e divulgazione, sui documenti riprodotti è richiesta l'indicazione della fonte (indirizzo WEB <http://www.energiaescienza.org/><sup>1</sup>).

Per entrare in contatto con gli autori del documento, compilare l'apposito form sul sito WEB <http://www.energiaescienza.org/>.

Data di prima pubblicazione: 1 gennaio 2009

Data di pubblicazione della presente edizione: 1 marzo 2011

---

<sup>1</sup> Questa forma di licenza di riproduzione e diffusione è stata scelta allo scopo di favorire la libera circolazione del documento. A termini di tale licenza, infatti, chiunque riproduca o diffonda il documento è tenuto a renderlo disponibile alle stesse condizioni di libertà con le quali lo ha ricevuto.

## **11 COORDINATE DIMENSIONALI DI UN SEIS-CH<sub>3</sub>OH "CF SOSTITUTIVO"**

Nel capitolo 10 abbiamo analizzato l'architettura del nucleo chimico del SEIS-CH<sub>3</sub>OH e abbiamo ricavato un modello funzionale che permette di descriverne il comportamento con strumenti matematici. Per ciascuno dei metablocchi che costituiscono il modello funzionale dell'NC (vedi figura 81) abbiamo definito le equazioni lineari che mettono in relazione input (flussi di energie e flussi di massa) ed output (flussi di energie e flussi di massa).

Abbiamo ora tutti gli elementi necessari per sottoporre a verifica due interrogativi cruciali. Se il "SEIS CH<sub>3</sub>OH", così come lo abbiamo definito nei capitoli precedenti, venisse esteso a livello planetario:

1. Che estensione dovrebbero avere le infrastrutture di raccolta dell'energia primaria da FER, per poter sostituire completamente l'attuale dominio CF? E per sostituire sia l'attuale dominio CF che l'attuale dominio nucleare da fissione?
2. Che dimensione dovrebbero assumere gli investimenti richiesti per la transizione dal sistema energetico attuale al SEIS, nei due casi?

### **11.1 Fabbisogno di energia primaria di un SEIS CH<sub>3</sub>OH "CF-SOSTITUTIVO"**

Per effetto della lunghezza delle catene energetiche del dominio CF e della limitata efficienza che queste catene assicurano, la domanda di energia che il dominio CF soddisfa (in coda alle catene energetiche, al netto delle perdite lungo le catene energetiche dal pozzo al consumo) è notevolmente inferiore al contenuto energetico dei combustibili in testa alle catene energetiche (al pozzo). Poiché nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH le catene energetiche hanno architettura radicalmente diversa e sono caratterizzate da migliori efficienze dalla sorgente al consumo il SEIS CH<sub>3</sub>OH impegnerà, a parità di domanda netta al consumo, un montante di energia primaria (nella forma di energia elettrica nativa) inferiore all'omologo montante di energia primaria (nella forma di energia chimica) richiesta nello scenario CF.

#### **11.1.1 Efficienza delle catene energetiche nello scenario CF**

Nello scenario CF, le energie primarie che alimentano le catene energetiche sono i tre combustibili fossili (carbone, petrolio e gas naturale). Queste forme di energia (estratte dai giacimenti come combustibili grezzi) devono subire lavorazioni più o meno energivore per assumere la forma chimica di combustibili artificiali raffinati, adeguati all'impiego nei dispositivi che ne convertono il contenuto energetico nella forma richiesta dal consumo (energia termica, energia meccanica, energia luminosa, ecc.).

Più precisamente:

1. La catena CMV viene alimentata con carburanti liquidi quasi esclusivamente ricavati per raffinazione dal petrolio. A bordo dei veicoli l'energia chimica del carburante viene convertita in energia meccanica con un ciclo termodinamico (in un motore a combustione interna, in una turbina o altro). L'efficienza dei motori a combustione interna è migliorata continuamente nel corso di oltre un secolo, ma continua ad essere relativamente bassa (in media non superiore al 20%) condizionando l'efficienza dell'intera catena. Si stima che l'efficienza energetica complessiva della catena CMV (dal pozzo alla ruota) nello scenario CF non superi, per lo più, il 15%.

2. La catena CET viene alimentata per una quota dominante, e crescente, con metano ricavato da gas naturale e, per una quota notevolmente minore (e decrescente), con carbone o olio combustibile (ricavato dalle frazioni pesanti del petrolio).  
L'energia termica viene generata nel punto di utilizzo, mediante combustione in caldaie o forni. L'efficienza di conversione da energia chimica a energia termica nelle moderne caldaie è elevata. Possiamo stimare che l'efficienza energetica complessiva della catena CET (dal pozzo al punto di erogazione del calore) nello scenario CF sia, per lo più, non superiore all'80%.
3. La catena CEE viene alimentata con energia elettrica prodotta per combustione di combustibili ricavati per raffinazione da carbone, gas naturale e petrolio. La conversione in energia elettrica viene effettuata in centrali termoelettriche, con cicli termodinamici la cui efficienza non supera, per lo più, il 35-40%. Si può stimare che l'efficienza energetica complessiva della catena CEE (dal pozzo all'ingresso della rete di distribuzione) nello scenario CF non superi, in media, il 30%.

### **11.1.2 Efficienza delle catene energetiche nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH**

Nello scenario SEIS, l'energia primaria che alimenta tutte le catene energetiche è l'energia elettrica. L'energia elettrica può essere convertita, con elevata efficienza, in tutte le altre forme di energia.

Pertanto, nello scenario SEIS può essere soddisfatta direttamente con energia elettrica prodotta dai BP:

1. La domanda di energia elettrica da utenza statica (che nello scenario CF è coperta con energia elettrica prodotta in centrali termoelettriche alimentate con combustibili CF).  
Nello scenario SEIS, le perdite lungo la catena CEE (dal BP-E all'ingresso della rete di distribuzione) sono piccole. Anche considerando una distanza media di 500 km fra il BP-E e l'ingresso della rete di distribuzione, l'efficienza complessiva della catena CEE (dal BP-E all'ingresso della rete di distribuzione) è almeno del 94%.
2. La domanda di energia termica a bassa temperatura (BT), per riscaldamento di edifici privati, industriali e del terziario (che nello scenario CF è coperta con energia termica prodotta per lo più dalla combustione diretta di combustibili CF in apposite caldaie, quanto più possibile prossime al punto di fruizione dell'energia termica).  
Nello scenario SEIS, questa domanda può essere vantaggiosamente soddisfatta, presso l'utenza, con pompe di calore alimentate con energia elettrica. Se si impiegano pompe di calore con sonde geotermiche ed il calore prodotto viene diffuso nell'ambiente con pannelli radianti, l'efficienza media di conversione dell'energia elettrica (che alimenta la pompa di calore) in energia termica (prodotta dalla pompa di calore) non è inferiore al 300% (per ogni kJ di energia elettrica assorbito vengono generati almeno 3 kJ di energia termica). Anche in assenza di sonde geotermiche, l'efficienza di conversione non sarebbe inferiore al 200% alle latitudini temperate<sup>2</sup>. Nello scenario SEIS, pertanto, la domanda di energia termica a bassa temperatura è soddisfatta dalla catena CEE con elevata efficienza.
3. La domanda di energia termica ad alta temperatura (AT), da utenza statica (che nello scenario CF è coperta in parte con modalità identiche a quelle della domanda di energia termica a bassa temperatura ed in parte con energia elettrica).  
Nello scenario SEIS, questa domanda può essere soddisfatta al 100% con energia elettrica, che è convertibile in energia termica, nei punti di fruizione, con efficienza prossima al 100%.  
Nello scenario SEIS, pertanto, anche la domanda di energia termica AT può essere soddisfatta dalla catena CEE, con una efficienza prossima al 100%.

---

<sup>2</sup> Nella fascia temperata è concentrata gran parte della domanda di energia termica per il riscaldamento di edifici civili e industriali.

4. La domanda di energia chimica per la catena della mobilità veicolare (che nello scenario CF è coperta con benzine, GPL, ecc.). Come abbiamo visto, nello scenario SEIS la catena CMV deve essere alimentata con un combustibile di sintesi (CH<sub>3</sub>OH-ZE). La conversione dell'energia elettrica (prodotta dai BP) in energia chimica (per l'impiego a bordo di veicoli) comporta una perdita energetica notevole. Nelle condizioni ipotizzate nel capitolo 9, l'efficienza della catena CMV dal BP-E alla pompa dell'area di servizio, oscilla fra il 60% e il 63%.
- Si deve considerare, tuttavia, che nella sintesi del combustibile per la catena CMV il SEIS CH<sub>3</sub>OH impiega energia elettrica in esubero (frazione EEN-NA), cioè energia elettrica che i BP-E producono ma i BU-E non sono in grado di assorbire in tempo reale. Questa energia elettrica in esubero andrebbe inesorabilmente persa se non fosse accumulata in forma chimica. Una volta accumulata, invece, l'energia chimica è disponibile per soddisfare la domanda della catena CMV. Purché il livello dell'accumulo di energia in forma chimica sia accuratamente pianificato, le fluttuazioni della domanda della catena CMV sono agevolmente assorbibili.
- Come abbiamo visto nei capitoli 9 e 10, a condizione di impiegare fuel cell con adeguata efficienza, la catena CMV del SEIS potrebbe assicurare una efficienza complessiva, dal BP-E alla ruota, non inferiore al 30%.

### 11.1.3 Domanda di energia primaria "CF sostitutiva" (domanda EP-CFS)

La transizione dallo scenario CF allo scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH implica una profonda riorganizzazione delle catene energetiche (vedi paragrafo 6.3). In linea teorica possiamo modellizzare la transizione come un meccanismo di sezionamento/sostituzione di segmenti delle catene energetiche, così descrivibile:

1. Le tre catene energetiche CF verrebbero sezionate ciascuna in corrispondenza di una specifica interfaccia energetica (punto di sezionamento), avendo cura che a tale interfaccia transiti la stessa forma di energia sia nell'attuale scenario CF che nel futuro scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH.
2. In ciascuna delle tre catene energetiche CF, la porzione che si sviluppa dal pozzo al punto di sezionamento verrebbe completamente rimossa e sostituita da omologhe catene del SEIS CH<sub>3</sub>OH, che si svilupperebbero dal BP al punto di sezionamento.
3. La domanda energetica netta che l'attuale dominio CF soddisfa in corrispondenza dei punti di sezionamento rappresenterebbe pertanto la domanda netta che le catene energetiche del SEIS CH<sub>3</sub>OH "CF sostitutivo" dovrebbero soddisfare in quegli stessi punti di sezionamento.

Nel quadro ipotizzato, la domanda di energia primaria "CF sostitutiva" (domanda EP-CFS) che il SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrebbe soddisfare (con energia elettrica nativa), sarebbe stimabile, pur con un margine di errore inevitabilmente ampio, con il procedimento seguente:

1. Per ciascuna delle forme di consumo energetico che vengono soddisfatte dal dominio CF dell'attuale sistema energetico individuiamo il punto di sezionamento all'interno della relativa catena energetica. Noto il potenziale di **energia primaria** in testa alla catena CF (potenziale EP-CF) e l'efficienza media ponderata che la catena assicura fra il pozzo ed il punto di sezionamento, possiamo ricavare una stima del valore della domanda di **energia netta** che la catena CF deve soddisfare nel punto di sezionamento (domanda EN-CF della catena).
2. Conoscendo la struttura delle catene energetiche nel nuovo scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH, e conoscendo l'efficienza dei segmenti che vanno dal BP-E ai punti di sezionamento, possiamo risalire, lungo ciascuna delle nuove catene e calcolare la domanda di energia primaria (nella forma di energia elettrica nativa) che il SEIS CH<sub>3</sub>OH deve soddisfare per poter sostituire il dominio CF nel compito di soddisfare la domanda EN-CF di ciascuna catena energetica CF.

La somma delle domande di energia elettrica primaria che il SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrebbe soddisfare, in testa alle sue due catene energetiche rappresenterebbe la domanda energetica primaria "CF sostitutiva" (domanda EP-CFS) del SEIS CH<sub>3</sub>OH.

### **11.1.3.1 Vincoli demografici e massimo consumo energetico pro-capite**

Poiché stiamo analizzando un sistema energetico che fa uso esclusivamente di energie rinnovabili e poiché, come abbiamo brevemente discusso nel paragrafo 5.2.1.4, la quota dominante delle energie rinnovabili proviene, direttamente o indirettamente, dall'irraggiamento solare sul pianeta, il potenziale energetico sfruttabile da tale sistema energetico non può superare ben precisi limiti, oltre i quali il sistema stesso è destinato a collassare<sup>3</sup>.

Nel contesto della transizione dallo scenario CF allo scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH, nei prossimi decenni si dovranno necessariamente adottare politiche di limitazione dei fattori che, lasciati allo sviluppo spontaneo (come noto, intrinsecamente caotico), con assoluta certezza destabilizzerebbero gli equilibri planetari. In particolare dovranno essere assunte decisioni che abbiano come obiettivo:

1. La stabilizzazione della popolazione antropica ad un livello compatibile con la produttività sostenibile della biosfera;
2. La stabilizzazione dei consumi energetici pro-capite ad un livello che assicuri le condizioni di autoriproduzione sostenibile della biosfera.

A scopo euristico, nel seguito calcoleremo la domanda di energia primaria "CF sostitutiva" (domanda EP-CFS) che il SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrebbe soddisfare a livello planetario in uno scenario caratterizzato dai seguenti vincoli:

1. Popolazione mondiale stabile di 6,102 miliardi di consumatori di energia<sup>4</sup>;
2. Consumo energetico medio annuo pro-capite netto coincidente con quello dell'attuale consumatore medio di energia primaria da CF dell'Europa Occidentale.

Più oltre (vedi paragrafo 12.3) identificheremo con maggiore precisione le grandezze dalle quali dipende la sostenibilità del SEIS.

---

<sup>3</sup> La stazionarietà della popolazione mondiale e del consumo energetico mondiale sono condizioni che discendono dalla limitazione del potenziale di energie rinnovabili accessibile sulla superficie del pianeta. Queste stesse condizioni sono richieste per garantire la sostenibilità dei sistemi che assicurano la vita sul pianeta (stazionarietà del clima, fertilità dei terreni, smaltimento dei rifiuti, disponibilità di acqua dolce, biodiversità, ecc.).

<sup>4</sup> Le analisi delle dinamiche demografiche in atto portano a stimare che la popolazione mondiale si stabilizzerà verso la metà del secolo a un livello assai più alto (fra 9 e 10 miliardi) del livello qui ipotizzato (corrispondente alla popolazione stimata dell'anno 2000). Se il livello medio dei consumi (e degli sprechi) a livello planetario nel 2050 sarà quello dell'europeo medio attuale o addirittura del nordamericano medio attuale, è certo che il pianeta non sarà in grado di produrre in modo sostenibile le risorse necessarie alla sopravvivenza di una popolazione di 9-10 miliardi.

### 11.1.3.2 Criteri di analisi e calcolo della domanda $E_{P-CFS}$ nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH

Nel quadro dei vincoli ipotizzati nel paragrafo precedente, il percorso logico che adotteremo, nei paragrafi che seguono, per elaborare una stima della domanda EP-CFS che il SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrebbe soddisfare, è sintetizzabile in cinque passi:

1. Passo I. Partiamo dalla domanda di energia primaria pro-capite annua,  $E_{P-CF}$ , che il dominio CF deve soddisfare attualmente nell'Europa Occidentale (tabella 3) e stimiamo la ripartizione di questa domanda fra le sue tre catene energetiche (CEE-CF, CET-CF e CMV-CF).
2. Passo II. Per ciascuna delle tre catene individuamo il punto di sezionamento, in corrispondenza del quale la forma energetica che transita sia la stessa, sia nello scenario CF che nello scenario SEIS.
3. Passo III. Stimiamo i valori di efficienza media pesata con i quali l'energia primaria  $E_{P-CF}$  viene trasferita lungo le catene energetiche CF fino al punto di sezionamento<sup>5</sup> e, per ciascuna delle tre catene, ricaviamo la domanda energetica netta annua pro-capite (domanda  $E_{N-CF}$ ) che il dominio CF deve soddisfare, in uno scenario di consumi "europei", nelle tre forme:
  - a. energia elettrica (domanda  $E_{EN-CF}$  della catena CEE-CF);
  - b. energia termica (domanda  $E_{TN-CF}$  della catena CET-CF);
  - c. energia meccanica (domanda  $E_{MN-CF}$  della catena CMV-CF).

La somma delle tre domande costituirà la "domanda  $E_{N-CF}$ " complessiva del consumatore medio di energia dell'Europa Occidentale. Essa è una stima ragionevole della massima domanda di energia netta pro-capite che il dominio CF dovrebbe soddisfare in caso si volesse assicurare, in una certa area geografica, una disponibilità energetica media allineata al livello europeo attuale, nel quadro di efficienza tipica delle attuali reti energetiche.

4. Passo IV. Per ciascuna catena CF, stimiamo la frazione della domanda  $E_{N-CF}$  che potrebbe essere "sterilizzata", cioè resa superflua, per effetto di investimenti che potrebbero essere effettuati a valle dei rispettivi punti di sezionamento, generalmente nell'area dell'utenza (quindi all'esterno del SEIS CH<sub>3</sub>OH). Per ciascuna catena energetica, la "domanda  $E_{N-CF}$  depurata della frazione sterilizzabile" rappresenterà la domanda netta "CF sostitutiva" (domanda  $E_{N-CFS}$ ), cioè la domanda che un opportuno segmento di una catena energetica del SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrebbe soddisfare, nel punto di sezionamento, per poter rimpiazzare, senza cambiamenti dal punto di vista degli utenti, il corrispondente segmento della catena del dominio CF.
5. Passo V. Per ciascuna catena energetica, assumiamo la domanda  $E_{N-CFS}$ , stimata per il cittadino europeo medio, come livello di riferimento<sup>6</sup>, cioè ipotizziamo che quello fissato da

<sup>5</sup> I valori di efficienza media pesata che utilizzeremo saranno stimati "ottimisticamente", cioè in modo tale che essi siano, con ragionevole confidenza, migliori dei valori che ricaveremmo da un calcolo reale. In altre parole, i valori del fabbisogno netto di energia che ricaveremo ai punti di sezionamento dovranno essere considerati valori "massimi".

<sup>6</sup> Come abbiamo visto nel capitolo 3 (tabella 3), il consumo pro-capite di energia da CF degli abitanti dell'Europa Occidentale è meno della metà di quello degli abitanti del Nordamerica e oltre 4 volte quello degli abitanti dell'Asia. La scelta di assumere il livello attuale di consumo energetico pro-capite degli abitanti dell'Europa Occidentale come valore di riferimento per stimare il fabbisogno pro-capite medio futuro degli abitanti del pianeta non implica, in questa fase dell'analisi, alcun giudizio di merito sulla congruenza o meno di questo livello di consumo con gli equilibri ambientali. Una valutazione di congruenza in questo senso potrà essere effettuata solo al termine di questo documento, quando avremo ricavato una stima dell'impatto che questo ipotetico livello di consumo energetico pro-capite potrebbe avere sull'ambiente planetario nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH (occupazione di superfici, fabbisogno di materie prime, rischi di alterazione degli equilibri della biosfera, ecc).

questa domanda sia il limite massimo al quale vincolare la domanda energetica netta pro-capite "CF sostitutiva" in uno scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH esteso a livello planetario.

Tenendo conto che le due catene energetiche (CEE e CMV) dello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH hanno una diversa organizzazione ed efficienze di conversione medie che abbiamo stimato nei capitoli 9 e 10<sup>7</sup>, risaliamo le due catene energetiche dello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH e stimiamo la domanda di energia primaria "CF sostitutiva", nella forma di energia elettrica nativa,  $E_{EP-CFS}$ , che il SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrebbe soddisfare in testa alle sue due catene (CEE e CMV), cioè all'uscita dei BP-E.

### 11.1.3.2.1 Passo I: Ripartizione della domanda di energia primaria del dominio CF

Nello scenario CF, per "energia primaria" si intende il contenuto energetico convenzionale dei CF al pozzo, al netto dei consumi energetici per la ricerca, prospezione, trivellazione, estrazione, ecc. La domanda di energia primaria soddisfatta dal dominio CF nell'Europa Occidentale è rappresentabile con il contenuto energetico teorico dei combustibili fossili grezzi (carbone, petrolio e gas naturale) con i quali il dominio CF alimenta le sue tre catene energetiche CF (CEE-CF, CMV-CF e CET-CF) nell'area territoriale dell'Europa Occidentale.

E' bene tenere conto che la domanda di energia primaria così considerata è comunque frutto di un calcolo convenzionale, dal momento che:

1. Una frazione della domanda è coperta con CF grezzi estratti da giacimenti localizzati sul territorio dell'Europa, mentre un'altra frazione è coperta con importazione da altri territori, in forme che possono anche non essere prodotti grezzi (ad esempio: derivati della raffinazione del petrolio, del gas naturale o del carbone);
2. Il contenuto energetico teorico dei CF che alimentano le tre catene energetiche del dominio CF è calcolato utilizzando un valore teorico medio convenzionale<sup>8</sup>.

Come mostra la tabella 3, in Europa Occidentale la domanda pro-capite di energia primaria da CF aveva, nell'anno 2000, un valore  $E_{P-CF} = 33.000 \text{ kWh} / \text{anno} \cdot \text{abitante}$ . Assumeremo pertanto questo valore come valore della domanda  $E_{P-CF}$  pro-capite annua che le catene energetiche del dominio CF devono soddisfare "in testa alle catene" in uno scenario di fabbisogno energetico di tipo "europeo". La stima della proporzione nella quale la domanda  $E_{P-CF}$  pro-capite annua si ripartisce nelle tre catene energetiche è inevitabilmente frutto di una stima grossolana.

Utilizzeremo, allo scopo, i dati riportati in [5] e terremo conto, a grandi linee, delle seguenti considerazioni:

1. I derivati del carbone vengono utilizzati per lo più per la produzione di energia elettrica in centrali termoelettriche (catena CEE-CF). In misura minore trovano impiego nella produzione di energia termica e in numerosi processi industriali (riduzione di ossidi di Fe e Al, produzione di gas industriali, ecc.).
2. I derivati del petrolio vengono utilizzati per la maggior parte (benzine, gasolio, cherosene, GPL) per la mobilità veicolare (catena CMV-CF).  
Una quota minore (e decrescente) viene utilizzata, sotto forma di olio combustibile:
  - a. Nella catena CEE-CF, per la produzione di energia elettrica in centrali termoelettriche;
  - b. Nella catena CET-CF per la produzione di energia termica, per uso civile (conversione in caldaie) e industriale (posa di asfalto, lavorazione di ceramiche, di metalli, ecc.).

Un'altra quota viene assorbita da usi non energetici (produzione di asfalto, lubrificanti, prodotti di base per la chimica fine, ecc.);

<sup>7</sup> I valori di efficienza calcolati nei capitoli 9 e 10 sono piuttosto prudenziali, per cui i valori del fabbisogno di energia primaria che ricaveremo sono da considerarsi valori "massimi".

<sup>8</sup> I valori di LHV qui adottati sono i seguenti: petrolio 11,63 kWh/kg, carboni fossili 9,88 kWh/kg, metano 13,89 kWh/kg.

3. Il gas naturale viene utilizzato in parte per produrre energia elettrica per la catena CEE-CF (in centrali termoelettriche), in parte per produrre energia termica (con caldaie) presso gli utenti finali (catena CET-CF). Una piccola frazione è usata nella catena CMV-CF. Ha inoltre numerosi e importanti usi non energetici (produzione di H<sub>2</sub> per reforming con gas d'acqua, produzione di ammoniaca per la catena dei fertilizzanti, ecc.).

Nella tabella 38 è riportata una stima della ripartizione della domanda EP-CF pro-capite annua nelle tre catene energetiche del dominio CF.

La voce "usi non energetici" dà conto principalmente delle filiere della chimica industriale organica ed inorganica<sup>9</sup>.

Domanda E <sub>P-CF</sub> dell'Europa Occidentale (anno 2000)		kWh/anno-abit.	33.000
Forma energetica al consumo	Stima della ripartizione della domanda E <sub>P-CF</sub>		
	%	kWh/anno-abitante	
Energia elettrica (catena CEE-CF)	27%	8.910	29.700
Energia termica, alta temp. (catena CET-CF)	7%	2.310	
Energia termica, bassa temp. (catena CET-CF)	17%	5.610	
Energia meccanica (catena CMV-CF)	39%	12.870	
Usi non energetici	10%	3.300	3.300
Totale		100%	33.000

**Tabella 38. Stima della ripartizione (per forma di energia al consumo) della domanda E<sub>P-CF</sub> annua pro-capite dei paesi dell'Europa Occidentale**

### 11.1.3.2.2 Passo II: Individuazione dei punti di sezionamento delle catene CF

Come punti di sezionamento delle catene energetiche del dominio CF sceglieremo i seguenti (vedi fig. 83):

1. Per la catena CEE-CF: interfaccia elettrica di confine fra la rete di trasporto e la rete di distribuzione;
2. Per la catena CET-CF: interfaccia energetica in corrispondenza della quale transita l'energia termica di cui l'utente fa uso;
3. Per la catena CMV-CF: interfaccia energetica, a bordo del veicolo, in corrispondenza della quale transita l'energia meccanica di cui l'utente fa uso.

### 11.1.3.2.3 Passo III: Stima della domanda E<sub>N-CF</sub> (domanda di energia netta nello scenario CF, nei punti di sezionamento)

Una stima dell'efficienza media ponderata assegnabile (ottimisticamente) ai segmenti delle catene energetiche CF dal pozzo ai punti di sezionamento individuati nel paragrafo precedente è possibile tenendo conto delle considerazioni svolte nel paragrafo 11.1.1. Nel seguito adotteremo i seguenti valori (ottimistici):

Catena energetica	Segmento della catena (dal pozzo al punto di sezionamento)	Efficienza media ponderata del segmento
CEE-CF	Dal pozzo all'ingresso della rete elettrica di distribuzione	35%
CET-CF	Dal pozzo al punto di erogazione dell'energia termica	80%
CMV-CF	Dal pozzo al punto di erogazione dell'energia meccanica (a bordo del veicolo)	20%

<sup>9</sup> Nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH, anche i prodotti di base delle filiere della chimica organica potrebbero essere sostituiti con prodotti di sintesi (ricavati da biomasse ed energia elettrica nativa), ma dei dettagli relativi a questa frazione dei CF non ci occuperemo in questo documento

Nella tabella 39 sono illustrati i risultati delle stime ottenibili nel quadro di ipotesi adottato.

Domanda $E_{P-CF}$ pro-capite europea (anno 2000)		kWh/anno-ab.	33.000		
Forma dell'energia finale consumata dall'utente	Stima della ripartizione della domanda $E_{P-CF}$		Efficienza media ponderata del segmento	Domanda netta al punto di sezionamento ( $E_{N-CF}$ )	
	kWh/anno-ab.	%		kWh/anno-ab.	%
Energia elettrica (CEE-CF)	8.910	27%	35%	3.119	26%
Energia termica alta temp.(GET-CF)	2.310	7%	80%	1.848	15%
Energia termica bassa temp. (CET-CF)	5.610	17%	80%	4.488	37%
Energia meccanica (CMV-CF)	12.870	39%	20%	2.574	21%
<b>Totale usi energetici</b>	<b>29.700</b>	<b>90%</b>		<b>12.029</b>	<b>100%</b>
Altri usi	3.300	10%			
<b>Totale</b>	<b>33.000</b>	<b>100%</b>			

**Tabella 39. Stima della domanda  $E_{N-CF}$  nei punti di sezionamento scelti**

I risultati mostrano che, nel quadro di ipotesi adottato, il valore complessivo della domanda di energia **netta** pro-capite annua che il dominio CF deve effettivamente soddisfare in uno scenario di fabbisogno "europeo" ( $E_{N-CF} = 12.029 \text{ kWh/anno} \cdot \text{ab.}$ ), nei punti di sezionamento e nelle forme energetiche richieste dal consumatore, non supererebbe il 41% della domanda  $E_{P-CF}$ , nella forma di combustibili grezzi al pozzo, che il dominio CF deve soddisfare in testa alle sue tre catene energetiche ( $E_{P-CF} = 29.700 \text{ kWh/anno} \cdot \text{ab.}$ ).

#### 11.1.3.2.4 Passo IV: Stima della domanda $E_{N-CFS}$

I valori della domanda  $E_{N-CF}$  pro-capite annua ricavati nella tabella 39 (nel quadro di ipotesi adottato) potrebbero essere ridimensionati se, contestualmente alla transizione dallo scenario CF allo scenario SEIS, venissero effettuati opportuni investimenti a valle dei punti di sezionamento, nell'area dell'utenza (vedi appendice A12), allo scopo di ridurre la domanda energetica che il SEIS dovrebbe soddisfare in corrispondenza di tali punti. Più precisamente:

1. La domanda netta di **energia elettrica**  $E_{EN-CF}$  che la catena CEE-CF deve soddisfare nel punto di sezionamento potrebbe essere ridotta (rispetto al valore stimato nella tabella 39), per effetto di un insieme di misure, fra le quali:
  - a. Installazione di impianti di autoproduzione di energia elettrica (es. pannelli FV, piccoli impianti idroelettrici ad acqua corrente, ecc.);
  - b. Adozione di tecnologie per il risparmio energetico (produzione di "negajoule"), come:
    - i. Sostituzione graduale del vecchio parco di elettrodomestici con apparecchi di classe elevata, grazie ai quali il risparmio può raggiungere il 50% dell'energia elettrica assorbita dagli elettrodomestici tradizionali<sup>10</sup>;
    - ii. Sostituzione delle lampade ad incandescenza (tradizionali o alogene) con lampade CFL (lampade fluorescenti compatte), grazie alle quali si può produrre la stessa energia luminosa con un risparmio dell'ordine dell'80% del consumo associato alle lampade tradizionali ad incandescenza<sup>11</sup>;

<sup>10</sup> Si stima che nei paesi europei almeno l'80% dell'energia elettrica per uso domestico sia assorbita da elettrodomestici (fonte Hera). Il consumo domestico assorbe circa il 40% della produzione complessiva di energia elettrica.

<sup>11</sup> Si stima che nei paesi europei l'illuminazione incida per circa il 10-15% del consumo domestico di elettricità (fonte Hera). Il consumo domestico assorbe circa il 40% della produzione complessiva di energia elettrica.

2. La domanda netta di **energia termica**  $E_{TN-CF}$  che la catena CET-CF deve soddisfare nel punto di sezionamento potrebbe essere ridotta (rispetto al valore calcolato nella tabella 39), per effetto di un insieme di misure adottabili a valle del punto di sezionamento, fra le quali:
- a. Per la domanda di energia termica ad alta temperatura: adozione di tecnologie che richiedano temperature più moderate (ad esempio nella rigenerazione degli asfalti, nell'industria della tintoria, ecc.);
  - b. Per la domanda di energia termica a bassa temperatura:
    - i. Installazione di impianti di autoproduzione di energia termica per uso civile (es. pannelli solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria, ecc.);
    - ii. Isolamento avanzato degli edifici civili e industriali, grazie al quale i consumi di energia termica possono essere ridotti fino al 50% rispetto agli isolamenti convenzionali e fino al 70% rispetto agli isolamenti degli edifici di vecchia costruzione<sup>12</sup>;
    - iii. Riscaldamento degli edifici civili e industriali con pannelli radianti, grazie ai quali si stima sia possibile ridurre il consumo di energia termica di circa il 20-30% rispetto ai tradizionali termosifoni<sup>13</sup>.
3. La domanda netta di **energia meccanica**  $E_{MN-CF}$  che la catena CMV-CF deve soddisfare nel punto di sezionamento potrebbe essere ridotta (rispetto al valore calcolato nella tabella 39), almeno per una quota dei mezzi di trasporto, per effetto dell'adozione di misure di recupero dell'energia meccanica a valle del punto di sezionamento. Questo è possibile, già con tecnologie attuali, nel caso degli autoveicoli, per i quali è dimostrato che opportune tecniche di accumulo dell'energia meccanica altrimenti dissipata (per esempio in fase di frenata o in discesa) e l'uso dei motori nelle condizioni di massimo rendimento e regime costante permettono un risparmio dell'ordine di almeno il 15% dell'energia meccanica prodotta.

Il potenziale di ridimensionamento (o sterilizzazione) della domanda  $E_{N-CF}$  ottenibile con investimenti a valle dei punti di sezionamento (in area utenza) è stimato prudenzialmente nella tabella 40, nell'ipotesi che le tecnologie di sterilizzazione della domanda siano adottate su larga scala, il che è ragionevole in uno scenario di prezzi crescenti dell'energia.

**Nella tabella 40 non sono inclusi i contributi di risparmio energetico associabili all'uso delle pompe di calore (per la conversione di energia elettrica in energia termica a bassa temperatura) e delle FC+motori elettrici (per la conversione di energia chimica in energia meccanica a bordo di veicoli). Questi contributi, che hanno effetti importanti rispettivamente nella catena CEE e nella catena CMV, pur cadendo nell'area dell'utenza sono a monte dei punti di sezionamento prescelti nel paragrafo 11.1.3.2.2, per cui sono considerati nel paragrafo che segue (tabelle 41 e 42).**

I risultati di tabella 40 mostrano che, nel quadro delle ipotesi adottate, il valore complessivo (9.416 kWh/anno·abitante) della domanda **netta** pro-capite annua "CF sostitutiva" (domanda  $E_{N-CFS}$ ) che il SEIS dovrebbe soddisfare in uno scenario di fabbisogno "europeo" con moderato risparmio energetico, nei punti di sezionamento e nelle forme energetiche richieste dal consumatore, è circa il 32% della domanda  $E_{P-CF}$ , nella forma di combustibili grezzi al pozzo, che il dominio CF deve soddisfare complessivamente in testa alle sue tre catene energetiche (29.700 kWh/anno·abitante).

<sup>12</sup> Fonte Hera

<sup>13</sup> I pannelli radianti utilizzano un fluido riscaldante a bassa temperatura (35-40°C), mentre nei tradizionali termosifoni il fluido riscaldante ha temperatura fra 60 e 80 °C. L'uso di fluidi riscaldanti a bassa temperatura, fra l'altro, aumenta l'efficienza delle pompe di calore.

Forma energetica al consumo	Modalità di sterilizzazione	Domanda energetica ai punti di sezionamento		
		A	B	C
		Prima della sterilizzazione ( $E_{N-CF}$ )	% media pesata sterilizzabile	Dopo la sterilizzazione ( $E_{N-CFS}$ )
		kWh/anno*abit.		kWh/anno*abit.
Energia elettrica (catena CEE)	Autoproduzione, maggiore efficienza dei dispositivi di utilizzazione, ecc.	3.119	15%	2.651
Energia termica ad alta temperatura (catena CEE)	Processi industriali che fanno uso di temperature inferiori a quelle richieste dai processi in uso nello scenario CF	1.848	5%	1.756
Energia termica a bassa temperatura (catena CEE)	Autoproduzione, migliore isolamento degli edifici, uso di pannelli radianti nel riscaldamento degli edifici, ecc.	4.488	40%	2.693
Energia meccanica (catena CMV)	Uso di tecnologie di recupero dell'energia meccanica (esempio: tecnologie ibride già impiegate negli autoveicoli)	2.574	10%	2.317
<b>Totale</b>		<b>12.029</b>		<b>9.416</b>

**Tabella 40.** Domanda  $E_{N-CF}$  prima (colonna A) e dopo (colonna C) la sterilizzazione, ottenibile con opportuni investimenti a valle del punto di sezionamento (nell'area dell'utenza)

#### 11.1.3.2.5 Passo V: Stima della domanda di energia elettrica primaria "CF sostitutiva" (domanda $E_{EP-CFS}$ ) nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH

Assumiamo ora i valori della domanda energetica  $E_{N-CFS}$ , che abbiamo stimato nei precedenti paragrafi in riferimento allo scenario di fabbisogno energetico "europeo" con moderato risparmio energetico, come riferimento per lo scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH esteso su scala mondiale. In altre parole, immaginiamo di assumere la domanda energetica  $E_{N-CFS}$  sopra calcolata come domanda energetica pro-capite annua netta del consumatore medio mondiale.

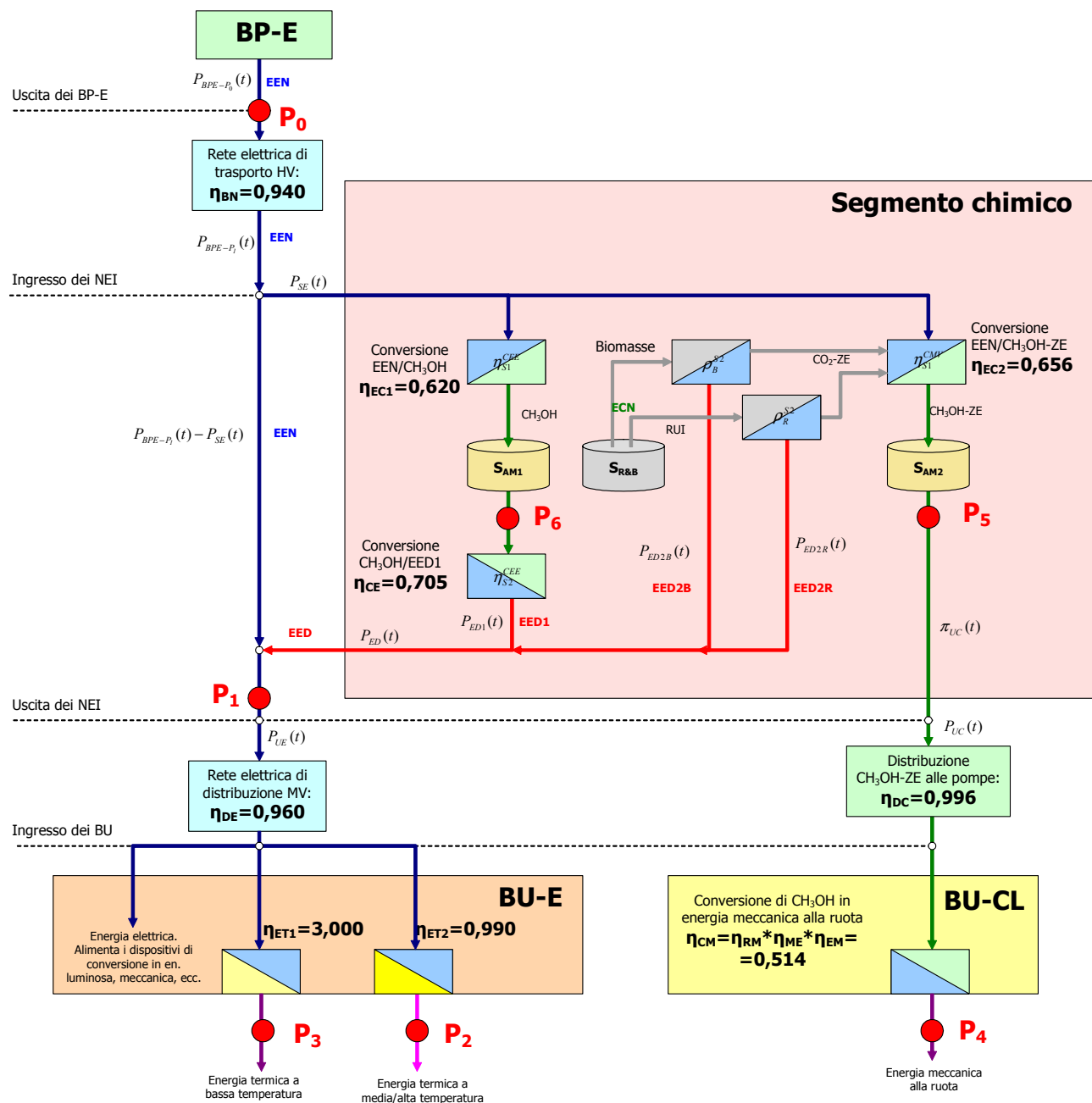
Come abbiamo ricordato più volte, nella transizione fra lo scenario CF e lo scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH mutano le modalità con le quali le catene energetiche soddisfano la domanda di energia nelle forme richieste dall'utenza.

Nella tabella 42 sono evidenziate, in forma semplificata, le "variazioni" più significative.

In figura 83 sono evidenziati graficamente:

1. I segmenti della catena CEE del SEIS CH<sub>3</sub>OH che "rimpiazzano" i segmenti CEE-CF e CET-CF. Questi segmenti si sviluppano dal BP-E (punto P<sub>0</sub>) ai punti di sezionamento della catena CEE, cioè:
  - a. dal BP-E (punto P<sub>0</sub>) al punto P<sub>1</sub> per la domanda di energia elettrica;
  - b. dal BP-E (punto P<sub>0</sub>) al punto P<sub>2</sub>, per la domanda di energia termica ad alta temperatura;
  - c. dal BP-E (punto P<sub>0</sub>) al punto P<sub>3</sub>, per la domanda di energia termica a bassa temperatura;
2. Il segmento della catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH che "rimpiazza" il segmento CMV-CF. Questo segmento si sviluppa dal BP-E (punto P<sub>0</sub>) al punto di sezionamento P<sub>4</sub>.

Partendo dai punti di sezionamento e utilizzando i valori minimi di efficienza di conversione calcolati nei capitoli 9 e 10 per le catene energetiche del SEIS CH<sub>3</sub>OH (riepilogati nelle tabelle 41 e 42), possiamo stimare la domanda massima di energia primaria (nella forma di energia elettrica nativa in corrispondenza dei BP-E, cioè in corrispondenza del punto P<sub>0</sub> di figura 83) che il SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrebbe soddisfare in uno scenario di fabbisogno "europeo" esteso a scala mondiale.



**Figura 83.** Segmenti delle catene energetiche del SEIS CH<sub>3</sub>OH che rimpiazzerebbero i segmenti omologhi delle catene energetiche del dominio CF. Per ciascuno dei segmenti sono evidenziati la testa (punto  $P_0$ ) ed il punto di sezionamento (punto  $P_1$  per la catena CEE-CF,  $P_2$  per la catena CET-CF ad alta temperatura,  $P_3$  per la catena CET-CF a bassa temperatura,  $P_4$  per la catena CMV-CF). Per ciascuno dei blocchi funzionali che compongono le catene del SEIS CH<sub>3</sub>OH è indicata la corrispondente efficienza di conversione

### DOMANDA FINALE DI ENERGIA ELETTRICA

Catena CEE, domanda dei BU-E soddisfatta con EEN (segmento P <sub>0</sub> -P <sub>1</sub> )			Totale
Rete elettrica di trasporto AT	$\eta_{BN}$	0,940	0,940

Catena CEE, domanda dei BU-E soddisfatta con EED1 (segmento P <sub>0</sub> -P <sub>6</sub> -P <sub>1</sub> )			Totale
Rete elettrica di trasporto AT	$\eta_{BN}$	0,940	0,411
Conversione di EEN in CH <sub>3</sub> OH	$\eta_{EC}$	0,620	
Conversione di CH <sub>3</sub> OH in EED1	$\eta_{CE}$	0,705	

### DOMANDA FINALE DI ENERGIA TERMICA A BASSA TEMPERATURA

Catena CEE, domanda dei BU-E soddisfatta con EEN (segmento P <sub>0</sub> -P <sub>1</sub> -P <sub>3</sub> )			Totale
Rete elettrica di trasporto AT	$\eta_{BN}$	0,940	2,707
Rete elettrica di distribuzione MT	$\eta_{DE}$	0,960	
Conversione di en. elettrica in en. termica con pompa di calore	$\eta_{ET1}$	3,000	

Catena CEE, domanda dei BU-E soddisfatta con EED1 (segmento P <sub>0</sub> -P <sub>6</sub> -P <sub>1</sub> -P <sub>3</sub> )			Totale
Rete elettrica di trasporto AT	$\eta_{BN}$	0,940	1,183
Conversione di EEN in CH <sub>3</sub> OH	$\eta_{EC1}$	0,620	
Conversione di CH <sub>3</sub> OH in EED1	$\eta_{CE}$	0,705	
Rete elettrica di distribuzione MT	$\eta_{DE}$	0,960	
Conversione di en. elettrica in en. termica con pompa di calore	$\eta_{ET1}$	3,000	

### DOMANDA FINALE DI ENERGIA TERMICA A MEDIA/ALTA TEMPERATURA

Catena CEE, domanda dei BU-E soddisfatta con EEN (segmento P <sub>0</sub> -P <sub>1</sub> -P <sub>2</sub> )			Totale
Rete elettrica di trasporto AT	$\eta_{BN}$	0,940	0,893
Rete elettrica di distribuzione MT	$\eta_{DE}$	0,960	
Conversione di en. elettrica in en. termica	$\eta_{ET2}$	0,990	

Catena CEE, domanda dei BU-E soddisfatta con EED1 (segmento P <sub>0</sub> -P <sub>6</sub> -P <sub>1</sub> -P <sub>2</sub> )			Totale
Rete elettrica di trasporto AT	$\eta_{BN}$	0,940	0,390
Conversione di EEN in CH <sub>3</sub> OH	$\eta_{EC1}$	0,620	
Conversione di CH <sub>3</sub> OH in EED1	$\eta_{CE}$	0,705	
Rete elettrica di distribuzione MT	$\eta_{DE}$	0,960	
Conversione di en. elettrica in en. termica	$\eta_{ET1}$	0,990	

### DOMANDA FINALE DI ENERGIA MECCANICA PER LA MOBILITA' VEICOLARE

Catena CMV, domanda dei BU-CL soddisfatta con CH <sub>3</sub> OH (segmento P <sub>0</sub> -P <sub>5</sub> -P <sub>4</sub> )			Totale	
Rete elettrica di trasporto AT	$\eta_{BN}$	0,940	0,617	0,316
Conversione di EEN in CH <sub>3</sub> OH	$\eta_{EC2}$	0,656		
Trasporto di CH <sub>3</sub> OH alle pompe delle stazioni di servizio	$\eta_{DC}$	0,996	0,996	
Reforming di CH <sub>3</sub> OH a bordo del veicolo	$\eta_{RM}$	1,136	0,514	
Conversione di energia chimica (H <sub>2</sub> ) in energia elettrica con FC	$\eta_{ME}$	0,476		
Conversione di energia elettrica in energia meccanica	$\eta_{EM}$	0,950		

**Tabella 41.** Stima delle efficienze medie ponderate dei segmenti delle catene energetiche CEE e CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH (per l'identificazione dei segmenti delle catene, vedi fig. 83)

Forma della domanda	Scenario CF	Scenario SEIS CH <sub>3</sub> OH		
	Catena energetica	Catena energetica	Segmento (vedi figura 83)	Efficienza media pesata del segmento
Energia elettrica	CEE-CF	CH <sub>3</sub> OH-CEE	P <sub>0</sub> -P <sub>1</sub>	94,0%
Energia termica ad alta temperatura	CET-CF	CH <sub>3</sub> OH-CEE	P <sub>0</sub> -P <sub>1</sub> -P <sub>2</sub>	89,3%
Energia termica a bassa temperatura	CET-CF	CH <sub>3</sub> OH-CEE	P <sub>0</sub> -P <sub>1</sub> -P <sub>3</sub>	270,7%
Energia meccanica per la mobilità veicolare	CMV-CF	CH <sub>3</sub> OH-CMV	P <sub>0</sub> -P <sub>5</sub> -P <sub>4</sub>	31,6%

**Tabella 42.** Variazioni significative delle modalità con le quali le catene del SEIS CH<sub>3</sub>OH soddisfano la domanda energetica netta "CF sostitutiva" che, nel dominio CF dell'attuale sistema energetico, è soddisfatta dalle catene CEE-CF, CET-CF e CMV-CF

Come abbiamo già spiegato nel capitolo 9, nello scenario SEIS:

1. La domanda di energia elettrica e quella di energia termica vengono soddisfatte con energia elettrica, cioè assorbono energia dalla catena CEE del SEIS. Poiché l'efficienza di tale catena è massima quando la domanda viene soddisfatta con energia elettrica nativa (e ancor più quando viene soddisfatta con energia elettrica della frazione EEN-NA), l'implementazione pratica del SEIS dovrà perseguire l'obiettivo della massimizzazione dell'impiego della frazione EEN-NA per soddisfare la domanda della catena CEE.
2. La domanda di energia meccanica viene soddisfatta con CH<sub>3</sub>OH-ZE, cioè assorbe CH<sub>3</sub>OH-ZE dalla catena CMV. La produzione di CH<sub>3</sub>OH-ZE è un modo vantaggioso per accumulare l'energia elettrica della frazione EEN-NA che non può essere assorbita, in tempo reale, dagli utenti della catena CEE.
3. La catena CH<sub>3</sub>OH-CET è residuale, dal momento che la domanda che essa soddisferebbe può essere soddisfatta anche con l'energia elettrica della catena CEE. Nel seguito, pertanto, la trascureremo, assumendo che il fabbisogno di energia termica che questa catena dovrebbe soddisfare (con CH<sub>4</sub>) sia invece soddisfatto, con efficienza assai maggiore, con EEN (catena CEE, segmento P<sub>0</sub>-P<sub>1</sub>-P<sub>2</sub>).

Tenendo conto di queste considerazioni, nella tabella 43 è ricavata una stima della domanda di energia primaria (nella forma di energia elettrica nativa nel punto P<sub>0</sub> di figura 83) che il SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrebbe soddisfare (domanda  $E_{EP-CFS}$ ).

#### NOTA BENE.

**La tabella 43 è elaborata assumendo, in prima approssimazione, che il SEIS CH<sub>3</sub>OH non sia mai in stato di deficit elettrico, cioè che l'intero potenziale di energia elettrica di cui il SEIS CH<sub>3</sub>OH dispone per soddisfare la domanda netta di energia elettrica e di energia termica dell'utente medio del dominio CF sia costituito da EEN-NA. Una analisi delle conseguenze dell'instaurarsi di stati di deficit elettrico all'interno del SEIS CH<sub>3</sub>OH sarà sviluppata più avanti.**

Per la catena CEE del SEIS la domanda pro-capite di energia elettrica è espressa in kWh/anno · ab.

Per la catena CMV del SEIS la domanda pro-capite, che è soddisfatta in forma di energia chimica (CH<sub>3</sub>OH-ZE), è espressa con la stessa unità di misura (kWh/ anno · ab.), considerando che il contenuto energetico teorico del CH<sub>3</sub>OH sia  $LHV_{CH_3OH} = 5,53 kWh / kg_{CH_3OH}$ .

Scenario CF			Scenario SEIS CH <sub>3</sub> OH				
Tipo di domanda energetica al sezionamento	Domanda netta (E <sub>N-CFS</sub> )		Segmento	Fattori di efficienza coinvolti	Efficienza del segmento (media ponderata)	Domanda primaria E <sub>EP-CFS</sub>	
	kWh/anno·ab	%				kWh/anno·ab	%
Energia elettrica	2.651	28%	P <sub>0</sub> -P <sub>1</sub>	η <sub>BN</sub>	0,940	2.820	22%
Energia termica media/alta temp.	1.756	19%	P <sub>0</sub> -P <sub>1</sub> -P <sub>2</sub>	η <sub>BN</sub> , η <sub>DE</sub> , η <sub>ET2</sub>	0,893	1.966	15%
Energia termica bassa temp.	2.693	29%	P <sub>0</sub> -P <sub>1</sub> -P <sub>3</sub>	η <sub>BN</sub> , η <sub>DE</sub> , η <sub>ET1</sub>	2,707	995	8%
Energia meccanica	2.317	25%	P <sub>0</sub> -P <sub>5</sub> -P <sub>4</sub>	η <sub>BN</sub> , η <sub>EC2</sub> , η <sub>DC</sub> , η <sub>CM</sub>	0,316	7.331	56%
<b>Totale</b>	<b>9.416</b>	<b>100%</b>				<b>13.112</b>	<b>100%</b>

**Tabella 43. Estrapolazione della domanda di energia elettrica primaria "CF-sostitutiva" (E<sub>EP-CFS</sub>) che il SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrebbe soddisfare nel punto P<sub>0</sub> (BP-E)**

I risultati di tabella 43 mostrano che, nel quadro delle ipotesi adottate, il valore della domanda di energia elettrica primaria pro-capite annua "CF sostitutiva" ( $E_{EP-CFS}$ ) che il SEIS dovrebbe soddisfare (13.112 kWh/anno·abitante, nella forma di EE) è inferiore al 45% del potenziale  $E_{P-CF}$  (29.700 kWh/anno·abitante, nella forma di combustibili grezzi al pozzo), che il dominio CF dovrebbe impegnare in totale in testa alle sue tre catene energetiche per soddisfare la domanda netta  $E_{N-CFS}$  nei punti di sezionamento.

Come mostra la tabella 44, inoltre, la domanda di energia primaria (energia elettrica nativa) imputabile alla catena CMV pesa per circa il 56% sul totale della domanda  $E_{EP-CFS}$ .

		kWh/anno*ab.	%	kWh/anno*ab.	%
Domanda $E_{EP-CFS}$ imputabile alla catena CEE	Usi non termici	2.820	22%	5.781	44%
	Usi termici	2.961	23%		
Domanda $E_{EP-CFS}$ imputabile alla catena CMV		7.331	56%	7.331	56%
Totale		13.112	100%	13.112	100%

**Tabella 44. Incidenza percentuale della domanda di energia elettrica primaria imputabile alle catene  $CH_3OH-CEE$  e  $CH_3OH-CMV$  sul totale della domanda  $E_{EP-CFS}$  (nel punto  $P_0$ ).**

L'incidenza della domanda imputabile alla catena CMV sulla domanda EP-CFS dipende dal fatto che l'efficienza media del segmento della catena CMV del SEIS, benché superiore di almeno il 50% rispetto a quella media dell'omologo segmento CMV-CF, è comunque bassa (0,316) rispetto all'efficienza dei segmenti della catena CEE del SEIS  $CH_3OH$ .

Riportata al punto  $P_5$  di figura 83 (sottosistema di accumulo  $S_{AM2}$  dell'NC del cluster), la frazione della domanda EP-CFS imputabile alla catena CMV corrisponde ad un fabbisogno di energia chimica di 4.521 kWh/anno·abitante. Tradotto in termini di massa di  $CH_3OH-ZE$  ( $LHV_{CH_3OH} = 5,53 \text{ kWh/kg}_{CH_3OH}$ ), questo fabbisogno annuo pro-capite corrisponde a circa 817 kg di  $CH_3OH-ZE$  (1.039 litri), come mostra la tabella 45.

	Punto $P_0$	Punto $P_1$	Punto $P_5$		
	kWh/anno ab.		kg $_{CH_3OH}$	litri $_{CH_3OH}$	
Domanda $E_{EP-CFS}$ imputabile alla catena CEE	5.781	5.434			
Domanda $E_{EP-CFS}$ imputabile alla catena CMV	7.331	6.891	4.521	817	1.039
Totale	13.112	12.325			

**Tabella 45. Domanda annua pro-capite di energia  $E_{EP-CFS}$  imputabile alle catene  $CH_3OH-CEE$  e  $CH_3OH-CMV$ , riferita ai punti  $P_0$ ,  $P_1$  e  $P_5$  di figura 83**

A parità di condizioni<sup>14</sup>, per soddisfare lo stesso fabbisogno di energia chimica con bioetanolo ( $LHV_{C_2H_5OH} = 7,44 \text{ kWh/kg}_{C_2H_5OH}$ , densità 0,789 kg/l), la massa pro-capite richiesta sarebbe di 608 kg di  $C_2H_5OH$  (770 litri).

Tenendo conto delle considerazioni svolte al paragrafo 5.2.1.4.6, per ottenere questa massa annua pro-capite di bioetanolo sarebbe richiesta, con le colture zuccherine più efficienti (canna da zucchero, il cui contenuto zuccherino può raggiungere il 20% della massa secca) e nelle condizioni di massima produttività (80 t/ettaro) la coltivazione di almeno 741 m<sup>2</sup> di terreno. Con qualità del terreno non ottimali e colture meno efficienti (es. barbabietola da zucchero, più adatta al clima della fascia subtropicale e temperata, la cui produttività non supera le 20 t/ettaro, e il cui contenuto zuccherino massimo non supera il 14% della massa secca), l'estensione da coltivare può aumentare da tre a oltre dieci volte.

<sup>14</sup> L'uso di etanolo come combustibile a bordo di veicoli richiederebbe lo sviluppo di un complesso reformer+FC specificamente adattato, la cui efficienza possiamo presumere non potrebbe essere superiore a quella del complesso reformer+FC alimentato a metanolo (in proposito si vedano i paragrafi A7 e A8).

Ipotizzando di voler coprire con etanolo da canna da zucchero l'intero fabbisogno mondiale di energia chimica per la catena CMV, si dovrebbe coltivare a canna da zucchero con la massima resa un'area di non meno di 4,5 milioni di km<sup>2</sup>. Questa area corrisponde a circa il 3% della superficie delle terre emerse, ma a circa il 29% delle terre coltivate. Se teniamo conto che la coltivazione della canna da zucchero richiede un clima tropicale e se si considerano i vincoli orografici e altimetrici, la variabilità della qualità dei terreni e la variabilità delle caratteristiche climatiche locali (piovosità, ricorrenza di fenomeni climatici estremi, salubrità, ecc.) il fabbisogno di superficie da occupare potrebbe essere tale da superare la superficie utile disponibile. Se consideriamo la necessità di assicurare la biodiversità nella fascia tropicale (che ospita importanti polmoni verdi del pianeta) e nella fascia subtropicale-temperata (che già ospita una quota dominante della popolazione antropica), l'esigenza di riservare adeguate superfici alle colture alimentari e alle colture richieste per la produzione delle materie prime per la chimica organica industriale (attualmente fornite dalla petrolchimica), appare confermato che l'ipotesi di coprire con bioetanolo da colture zuccherine il fabbisogno mondiale di energia chimica per la catena CMV non è realistica.

### 11.1.3.3 Copertura della domanda $E_{EP-CFS}$ di una nazione

Tenendo conto dell'ordine di grandezza della domanda di energia elettrica primaria  $E_{EP-CFS}$  che il SEIS sarebbe chiamato a soddisfare in uno "scenario europeo con moderato risparmio energetico" (vedi tabella 45), possiamo farci un'idea dell'ordine di grandezza delle infrastrutture di captazione delle FER che dovrebbero essere messe in campo per soddisfare la domanda  $E_{EP-CFS}$  di una nazione delle dimensioni dell'Italia.

In prima approssimazione trascureremo il fatto che le FER che potrebbero essere sfruttate sono molteplici (geotermico, RUI e scarti di biomasse, idraulico) e ci concentreremo sulla valutazione dell'estensione che dovrebbero avere infrastrutture di captazione "tutto eolico" o "tutto solare". In questa fase trascureremo anche il fatto che infrastrutture basate sul concetto "tutto eolico" o "tutto solare" genererebbero una potenza elettrica in sviluppo il cui andamento istantaneo nel tempo potrebbe comportare un utilizzo "non ottimale" dell'energia elettrica primaria del SEIS, per ragioni che analizzeremo in seguito.

#### 11.1.3.3.1 L'ipotesi "tutto eolico"

Un impianto eolico con potenza nominale di  $3 \text{ MW}_E$  e fattore di carico<sup>15</sup> di almeno 2.000 ore (valore ottenibile in molti siti eolici del territorio italiano<sup>16</sup>) produce non meno di  $6 \text{ GWh}_E$  all'anno. Ne consegue che un impianto eolico di questa potenza nominale, dislocato in un sito con adeguata producibilità specifica, coprirebbe la domanda  $E_{EP-CFS}$  (nel punto  $P_0$ ) di circa 457 abitanti.

Per coprire interamente con impianti eolici la domanda  $E_{EP-CFS}$  (nel punto  $P_0$ , cioè  $13.112 \text{ kWh}_E/\text{anno} \cdot \text{abitante}$ ) in un paese come l'Italia (57,5 milioni di abitanti) il SEIS  $\text{CH}_3\text{OH}$  "tutto eolico" dovrebbe produrre energia elettrica primaria per non più di  $754 \text{ TWh}_E/\text{anno}$ , cosa che richiederebbe il dispiegamento di circa 125.700 impianti eolici<sup>17</sup> con taglia media di  $3 \text{ MW}_E$ , cioè un impianto ogni  $2,4 \text{ km}^2$  della superficie del paese. Poiché l'investimento richiesto per la realizzazione di un impianto eolico della taglia di  $3 \text{ MW}_E$  nominali è di circa  $3 \text{ M€}$ , l'immobilizzazione richiesta per realizzare 125.700 impianti eolici sarebbe di circa  $377 \text{ G€}$ , pari a circa il 27% del PIL italiano 2005 (circa  $1.417 \text{ G€}$ <sup>18</sup>).

Anche ipotizzando una immobilizzazione complessiva di  $528 \text{ G€}$ , per includere le infrastrutture elettriche accessorie e gli impianti ospitati nei NEI, se l'immobilizzazione venisse diluita su un arco di 60 anni, la sua incidenza annua sul PIL non supererebbe lo 0,62%, e sarebbe ampiamente finanziabile, dal momento che questo valore corrisponde a non più del 13% del prevedibile esborso annuo del paese per l'importazione di energia (stimabile, in prospettiva, in almeno  $70 \text{ G€}$ ).

L'immobilizzazione complessiva pro-capite richiesta sarebbe di circa  $9.180 \text{ €}$  (circa  $153 \text{ €/anno}$ , se ripartita su 60 anni, corrispondente a meno di  $1/8$  dell'importo della cosiddetta "bolletta energetica nazionale" pro-capite annua).

---

<sup>15</sup> Il fattore di carico è dato dal tempo (in ore) necessarie affinché l'impianto, funzionando a potenza nominale, produca l'equivalente di energia prodotta in media dall'impianto nel corso di un anno.

<sup>16</sup> Vedi [14]

<sup>17</sup> Naturalmente non è detto che sia possibile (e nemmeno sensato) individuare sul territorio italiano siti con producibilità specifica adeguata a ospitare questo numero di aerogeneratori. Le considerazioni qui svolte hanno l'unico obiettivo di verificare l'ordine di grandezza delle variabili in gioco.

Una intelligente politica di cooperazione fra paesi che si trovano in diverse fasce climatiche può dare agevolmente soluzione a problemi che appaiono insolubili nei ristretti confini di ciascun singolo paese. In ragione della producibilità specifica dei loro siti, alcune regioni sono particolarmente adatte al dispiegamento di campi eolici, altre regioni (soprattutto quelle a clima arido o desertico) possono essere più adatte al dispiegamento di campi solari, altre ancora risulteranno più adatte a produrre biomasse a scopo energetico.

<sup>18</sup> Fonte: Eurostat

### 11.1.3.3.2 L'ipotesi "tutto solare"

Un impianto solare fotovoltaico (FV) con puntamento a doppio asse, che utilizzi celle FV con efficienza di conversione del 20% e BOS<sup>19</sup> con efficienza dell'85%, alla latitudine di Roma produrrebbe EEN a media tensione e regime alternato per circa 313 kWh<sub>E</sub>/anno·m<sup>2</sup>. Se installato alle latitudini più favorevoli dell'Italia e in aree con bassa frequenza di copertura nuvolosa del cielo, l'impianto potrebbe produrre fino a 330 kWh<sub>E</sub>/anno·m<sup>2</sup>.

Per coprire con pannelli FV la domanda  $E_{EP-CFS}$  (nel punto P<sub>0</sub>, cioè 13.112 kWh<sub>E</sub>/anno·abitante), nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH "tutto solare" che stiamo trattando sarebbe necessario dispiegare una superficie di captazione complessiva di non più di 42 m<sup>2</sup>/abitante alla latitudine di Roma, di non più di 40 m<sup>2</sup>/abitante in molte aree dell'Italia meridionale.

Per coprire interamente con pannelli FV la domanda  $E_{EP-CFS}$  nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH in un paese come l'Italia (non più di 754 TWh<sub>E</sub>/anno) sarebbe necessario attrezzare con pannelli FV una superficie captante utile variabile da 2,3 a 2,4 miliardi di m<sup>2</sup>, cioè una superficie di 2.300-2.400 km<sup>2</sup>, corrispondente allo 0,7-0,8% della superficie territoriale italiana.

Per una messa a fuoco delle dimensioni, si consideri che il Molise, la più piccola regione italiana, ha una superficie complessiva di circa 4.400 km<sup>2</sup> e che l'area pianeggiante di una regione come il Friuli-Venezia Giulia si estende per circa 3.000 km<sup>2</sup>.

Naturalmente non è pensabile concentrare tutti i campi solari in un'unica area territoriale e, d'altra parte, in uno stesso campo solare gli impianti (per esempio su palo) devono essere opportunamente spazati l'uno dall'altro per assicurare la migliore esposizione alla luce solare per tutti gli impianti. Ipotizzando che la realizzazione di campi solari di questa estensione complessiva possa consentire di ridurre il costo medio in opera a 400 € per m<sup>2</sup> di superficie captante<sup>20</sup>, l'immobilizzazione richiesta risulterebbe di circa 920-960 G€..

Includendo le infrastrutture elettriche accessorie e gli impianti ospitati nei NEI (che avrebbero una incidenza dello stesso ordine che nel "tutto eolico"), l'immobilizzazione potrebbe raggiungere un valore di circa 1.140-1.190 G€ (cioè l'80-84% dell'attuale PIL italiano).

Se l'immobilizzazione venisse diluita su un arco di 60 anni, la sua incidenza annua sul PIL sarebbe dell'ordine dell'1,3-1,4%. L'immobilizzazione complessiva pro-capite sarebbe dell'ordine di 19.800-20.700 €/abitante (se ripartito su 60 anni, circa 330-345 €/anno·abitante, corrispondente a meno di 1/3 dell'importo pro-capite della cosiddetta bolletta energetica nazionale annua<sup>21</sup>).

Il raddoppio dell'efficienza di conversione dei moduli FV e la riduzione del loro costo, ad esempio accoppiando tecnologie di concentrazione della luce con celle FV ad alta efficienza, si tradurrebbe nell'occupazione di una superficie dimezzata e in un tasso di immobilizzazione che potrebbe eguagliare la soluzione "tutta eolico".

---

<sup>19</sup> BOS, Balance of System. E' l'insieme dei dispositivi che convertono la potenza DC a bassa tensione, generata dalle celle FV, in potenza AC a media tensione. Il principale componente del BOS è l'inverter.

<sup>20</sup> Al momento, il costo in opera degli impianti FV è notevolmente maggiore del costo qui ipotizzato, dal momento che l'efficienza del 20% è difficilmente ottenibile, attualmente, anche con celle FV a silicio monocristallino, le più costose. D'altra parte, l'esperienza dimostra che adeguati investimenti nella ricerca possono portare a individuare tecnologie più efficienti (cioè che rendono possibile produrre più energia elettrica a parità di superficie captante) e che lo sviluppo di tecnologie produttive meno costose (sia in termini di consumo energetico assorbito dalla produzione, sia in termini di consumo di materie prime), in tandem con l'aumento della scala della produzione industriale, può ridurre notevolmente i costi di produzione dei pannelli FV. Per queste ragioni, l'assunto che, in un futuro non lontano, sia possibile ridurre il costo degli impianti solari a non più di 400 €/m<sup>2</sup>, lungi dall'essere campato in aria potrebbe addirittura rivelarsi pessimistico.

<sup>21</sup> Come abbiamo visto al paragrafo 3.1.3, i prezzi di tutti i combustibili fossili sono destinati a crescere ben oltre i livelli attuali, e i commentatori continueranno a mostrare stupore per il continuo incremento.

### 11.1.3.4 Copertura della domanda $E_{EP-CFS}$ su scala mondiale

Per coprire al 100% la domanda  $E_{EP-CFS}$  su scala mondiale<sup>22</sup>, nell'ipotesi "tutto eolico" sarebbe necessario dispiegare sul territorio mondiale circa 13,3 milioni di impianti eolici di taglia media di 3 MW<sub>E</sub>, con una densità media di 1 impianto ogni 11 km<sup>2</sup> della superficie delle terre emerse. Pur considerando che la taglia degli aerogeneratori, così come la loro efficienza, potrà crescere nei decenni futuri, e che una quota significativa degli aerogeneratori verrebbe installata off-shore<sup>23</sup>, l'estensione dei campi eolici sarebbe comunque destinata ad essere notevole. L'immobilizzazione pro-capite richiesta complessivamente da un SEIS "tutto eolico" (9.180 €/abitante) risulta superiore al PIL annuo pro-capite mondiale (circa 6.700 €/abitante nel 2000).

Nell'ipotesi "tutto solare", utilizzando pannelli FV con efficienza di conversione del 20% ed efficienza del BOS dell'85%, con campi solari distribuiti baricentricamente attorno a una latitudine media<sup>24</sup> si dovrebbero dispiegare circa 260 miliardi di m<sup>2</sup> di pannelli solari FV (cioè 260.000 km<sup>2</sup>, pari allo 0,17% della superficie delle terre emerse).

L'immobilizzazione pro-capite complessiva richiesta dal SEIS "tutto solare" (circa 20.000 €/abitante), sarebbe oltre il doppio del PIL mondiale pro-capite (circa 6.700 €/abitante nel 2000).

Se immaginiamo di realizzare i campi solari industrializzando la produzione e la messa in opera di impianti elementari tutti di taglia identica, montati su palo, ciascuno di essi con una superficie captante utile media di 200 m<sup>2</sup>, si dovrebbero produrre e mettere in opera 1,3 miliardi di impianti elementari (1 impianto ogni 11,5 ettari di superficie delle terre emerse).

Ciascun impianto elementare coprirebbe in media la domanda  $E_{EP-CFS}$  di circa 4,7 abitanti e corrisponderebbe a una immobilizzazione media stimabile in circa € 100.000.

Anche se l'efficienza di conversione dei pannelli FV aumentasse in futuro, anche al doppio del valore medio qui considerato, nondimeno l'estensione dei campi solari ed il loro impatto sulla superficie occupata e sul paesaggio sono comunque destinati ad essere notevoli<sup>25</sup>, così come l'immobilizzazione complessiva associata.

L'estensione delle infrastrutture di captazione necessarie a coprire la domanda  $E_{EP-CFS}$  su scala mondiale risulta, con tutta evidenza, immane, qualunque sia il mix di eolico e solare che si voglia sfruttare su scala mondiale.

Se consideriamo:

- La vastità delle immobilizzazioni che queste infrastrutture richiederebbero (sebbene le immobilizzazioni possano essere diluite su molti decenni e, in prospettiva, siano comprimibili con il miglioramento delle tecnologie);

<sup>22</sup> Ricordiamo, a scanso di equivoci, che stiamo immaginando di coprire una domanda energetica di tipo "europeo" estesa su scala planetaria.

<sup>23</sup> Gli impianti off-shore presentano, rispetto a quelli on-shore, migliori valori medi di producibilità.

<sup>24</sup> Al variare dell'efficienza dei pannelli FV e della latitudine del sito di installazione, naturalmente, cambia il numero di m<sup>2</sup> di superficie captante da dispiegare per abitante.

<sup>25</sup> L'impatto sul paesaggio potrebbe essere mitigato con una progettazione intelligente delle architetture globali del SEIS CH<sub>3</sub>OH e con una politica di cooperazione fra aree con diverse caratteristiche ambientali.

La produttività degli impianti solari nelle fasce subtropicali/aride (es. Medio Oriente) supera di almeno il 40% quella di identici impianti solari dislocati alla latitudine di Roma e questo differenziale:

- non si modificherebbe con l'evoluzione delle tecnologie della captazione;
- non cambierebbe significativamente nel tempo.

L'installazione di infrastrutture di captazione in aree aride o semidesertiche ad elevata produttività specifica renderebbe superflua l'occupazione, a scopo energetico, di superfici a latitudini maggiori, quindi più adatte alle coltivazioni agricole e/o densamente popolate.

La superficie dei deserti caldi del pianeta è di circa 16 milioni di km<sup>2</sup>, pari a circa il 10% della superficie delle terre emerse. Per coprire l'intera domanda EPS-CF mondiale, pertanto, sarebbe sufficiente coprire una frazione di 1/50 della superficie dei deserti caldi. Questo fatto dovrebbe incoraggiare la cooperazione di lungo termine fra paesi che includono aree desertiche o aride e paesi delle fasce climatiche adatte alle coltivazioni ad uso alimentare. Ovviamente, questa cooperazione non è ineluttabile e potrà concretizzarsi solo se perseguita da una intelligente volontà politica a scala planetaria.

- La quantità di materie prime (acciaio, silicio, cemento, sostanze chimiche) e di beni industriali (impianti chimici, elettroniche di controllo, elettrodotti, ecc.) che sono richiesti per la loro realizzazione;
- L'estensione delle attività accessorie associate alla loro progettazione, produzione, messa in opera (opere civili, carpenteria, ecc.), esercizio, manutenzione, aggiornamento, smantellamento, riciclaggio/smaltimento .....

dobbiamo prendere atto che la transizione al SEIS CH<sub>3</sub>OH assorbirebbe una quantità esorbitante di materiali. Tenendo conto che questi materiali sono soggetti a un processo naturale di decadimento (ossidazione dell'acciaio, invecchiamento di tutti i materiali, ecc.), appare evidente che dovrà essere impegnato uno sforzo tecnologico notevole nel progettare catene efficienti di produzione e riciclaggio dei materiali. In generale, in luogo di soluzioni che diano luogo a perdite irreversibili di materiali (soprattutto metalli) dello stock non riciclabile del pianeta<sup>26</sup>, dovrebbero essere preferite soluzioni che assicurino prodotti di lunga durata, che facciano uso di materiali di sintesi intrinsecamente riciclabili (es. fibre di carbonio), e che siano riciclabili con tecnologie a basso consumo energetico.

Qualunque fosse l'insieme di misure tecnologiche che venissero adottate, l'entità dei materiali coinvolti rappresenterebbe uno sforzo immane per l'umanità e sarebbe sostenibile nel lungo termine solo in associazione con politiche attive di controllo demografico e di contenimento dei consumi energetici pro-capite.

---

<sup>26</sup> Si veda, in proposito, [44].

## 11.2 Coordinate dimensionali della catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH

Per le ragioni esposte nei capitoli 8, 9 e 10, nel paradigma SEIS CH<sub>3</sub>OH la catena CEE è intrinsecamente progettata per riciclare la CO<sub>2</sub> prodotta localmente (per ossidazione di CH<sub>3</sub>OH in FC statiche, allo scopo di produrre EED1) nelle finestre di deficit elettrico<sup>27</sup>. Pertanto, la catena CEE non richiede apporti di CO<sub>2</sub> dall'esterno. Inoltre, essendo una catena intrinsecamente chiusa, essa non ha alcun impatto significativo sulla biosfera.

La catena CMV, invece, per ogni mole di CH<sub>3</sub>OH-ZE prodotto per sintesi deve assorbire dall'esterno una mole di CO<sub>2</sub>-ZE, che può provenire:

- da processi esterni al SEIS;
- dall'ossidazione di carbonio contenuto in RUI e/o scarti di biomasse.

La copertura di questo fabbisogno richiede la disponibilità di una congrua massa di CO<sub>2</sub>-ZE, che deve essere ricavato da RUI e/o scarti di biomasse. La produzione di CO<sub>2</sub>-ZE da RUI e/o scarti di biomasse comporta, collateralmente, la produzione di energia in differenti possibili forme (energia termica, chimica, ecc.), dalle quali è ricavabile energia elettrica utilizzabile per coprire una frazione della domanda della catena CEE.

Nel seguito procederemo a un calcolo semplificato dei fabbisogni di CO<sub>2</sub>-ZE della catena CMV e al calcolo della energia elettrica collateralmente prodotta. Verificheremo inoltre se il fabbisogno di scarti di biomasse (per produrre CO<sub>2</sub>-ZE) sia compatibile con la produttività della biosfera. Verificheremo, infine, se l'impatto della catena CMV sulla biosfera sia sostenibile nel lungo termine.

### 11.2.1 Fabbisogno di CO<sub>2</sub>-ZE per la catena CMV

Nel paragrafo 11.1.3.2.5 (tabella 45) abbiamo stimato in circa 817,47 kg di CH<sub>3</sub>OH-ZE (1.038,71 litri) il massimo fabbisogno annuo pro-capite di energia chimica per la mobilità veicolare (catena CMV) nel punto P<sub>5</sub> di figura 83 (sottosistema di accumulo S<sub>AM2</sub> dell'NC del cluster). Per soddisfare questo fabbisogno di CH<sub>3</sub>OH-ZE, il fabbisogno massimo di CO<sub>2</sub>-ZE è dato dalla relazione:

$$M_{CO_2-ZE} = \frac{M_{CH_3OH-ZE}}{m_{CH_3OH}} \cdot m_{CO_2} = \left( \frac{817,47}{32,042} \cdot 44,010 \right) \frac{kg}{anno \cdot ab} = 1.122,80 \frac{kg}{anno \cdot ab} \quad (11.2.01a)$$

#### 11.2.1.1 Copertura del fabbisogno di CO<sub>2</sub>-ZE con scarti di biomasse

Se ipotizziamo di voler coprire il fabbisogno massimo di CO<sub>2</sub>-ZE della catena CMV ossidando carbonio contenuto in scarti di biomasse, per produrre la massa  $M_{CO_2} = 1.122,80 \text{ kg} / \text{anno} \cdot \text{ab}$ . è necessario ossidare una massa di carbonio da scarti di biomasse pari, al massimo, a:

$$M_C = \frac{M_{CO_2-ZE}}{m_{CO_2-ZE}} \cdot m_C = \left( \frac{1.122,80}{44,010} \cdot 12,011 \right) \text{ kg} / \text{anno} \cdot \text{ab} = 306,43 \text{ kg} / \text{anno} \cdot \text{ab}. \quad (11.2.01b)$$

<sup>27</sup> La CO<sub>2</sub> prodotta dalla catena CEE (per ossidazione di CH<sub>3</sub>OH in FC nei semicicli di deficit di EER) viene accumulata nel sottosistema di accumulo S<sub>C</sub> e riciclata (nelle finestre di esubero elettrico) per ripristinare le scorte di CH<sub>3</sub>OH necessarie alla copertura dei deficit D1. La formazione iniziale del pool di CO<sub>2</sub> della catena CEE da impiegare a questo scopo può dare un contributo al sequestro di CO<sub>2</sub> da CF, dal momento che, una volta che il pool è stato costituito, il carbonio del pool rimane sequestrato permanentemente negli NC del SEIS CH<sub>3</sub>OH (sotto forma, alternativamente, di CO<sub>2</sub> e di CH<sub>3</sub>OH).

Se ipotizziamo che i BP-C producano scarti di biomasse contenenti in media una frazione massica di carbonio del 45%, il massimo fabbisogno di scarti di biomasse (sostanza secca) della catena CMV è dato dalla relazione:

$$M_B = \frac{M_C}{0,45} = 680,95 \text{ kg / anno} \cdot \text{ab.} \quad (11.2.02)$$

Se ipotizziamo che questa massa sia costituita da scarti di colture arboree e che sia possibile ottenere una produttività media annua di scarti di 3 t per ettaro, il massimo fabbisogno annuo pro-capite di scarti di biomasse richiederebbe una superficie di estensione massima di 0,227 ettari.

La massima superficie complessiva richiesta per la produzione di questo fabbisogno di scarti di biomasse, a livello mondiale, sarebbe di circa 13,8 milioni di km<sup>2</sup>, pari a circa il 9,3% dell'area delle terre emerse.

### **11.2.1.2 Copertura del fabbisogno di CO<sub>2</sub>-ZE con RUI e scarti di biomasse**

In uno scenario mondiale di consumi energetici pro-capite allineati con quelli dell'attuale consumatore medio dell'Europa Occidentale, si può ipotizzare che anche la produzione pro-capite di RUI si allineerà con i valori stimati al paragrafo 5.2.1.4.5 (almeno 400 kg annui pro-capite).

Da questa massa di RUI si può stimare (vedi paragrafo 10.2.2.2.2) di poter ricavare in media una massa di carbonio di almeno 140 kg annui pro-capite. Confrontando questo valore con il fabbisogno di carbonio di 306,43 kg annuo pro-capite stimato dalla relazione (11.2.01b), si nota che dai RUI si potrebbe ricavare quasi la metà del fabbisogno di carbonio. Il resto del carbonio (non più di 166 kg/anno·abitante) potrebbe essere ricavato da scarti di biomasse.

In questo caso, il fabbisogno di scarti di biomasse sarebbe al massimo di circa 370 kg/anno·abitante, la copertura del quale sarebbe realizzabile con gli scarti della coltivazione di un'area di estensione massima pari a circa 0,123 ettari/abitante, corrispondente, per l'intera popolazione mondiale attuale, a circa il 5% della superficie delle terre emerse.

### **11.2.1.3 Copertura del fabbisogno di CO<sub>2</sub>-ZE da processi industriali esterni al SEIS, RUI e scarti di biomasse**

Come mostra l'appendice A11.6, processi industriali esterni al SEIS possono produrre annualmente almeno 260 kg di CO<sub>2</sub> pro-capite, corrispondenti a circa 71 kg di carbonio annui pro-capite. Se questo flusso di CO<sub>2</sub> venisse interamente recuperato e riciclato per la sintesi di CH<sub>3</sub>OH-ZE della catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH, il fabbisogno di carbonio da scarti di biomasse si ridurrebbe a non più di 95 kg/anno·abitante, che si potrebbe coprire, alle stesse condizioni di produttività media sopra ipotizzate, utilizzando gli scarti delle coltivazioni di non più del 2,9% della superficie del pianeta.

#### **11.2.1.4 La catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH ed il fabbisogno di CO<sub>2</sub>-ZE: conclusioni**

Possiamo concludere che la produzione della massa di CO<sub>2</sub>-ZE richiesta per la sintesi del CH<sub>3</sub>OH-ZE assorbito dalla catena CMV non avrebbe significativi impatti sulla biosfera, dal momento che:

1. Gran parte della CO<sub>2</sub>-ZE potrebbe essere ricavata da RUI e processi industriali esterni al SEIS.
2. Anche rinunciando a raccogliere e riciclare la CO<sub>2</sub> emessa da processi industriali esterni al SEIS, il fabbisogno di CO<sub>2</sub>-ZE potrebbe agevolmente essere coperto per ossidazione di RUI e, per la quota residua, dall'ossidazione di scarti di biomasse ricavati da una frazione delle terre emerse non superiore al 5%.
3. I vegetali dai quali ricavare gli scarti da avviare alla produzione di CO<sub>2</sub>-ZE non richiedono particolari livelli di produttività (nei calcoli abbiamo ipotizzato una produzione annua di scarti di circa 3 t per ettaro) né particolari contenuti in zuccheri, amidi, oli o altro. Dunque, a seconda delle caratteristiche climatiche e qualitative di un territorio, si potranno utilizzare colture assai diverse, facendo tesoro del lungo processo di selezione che ha dato luogo, su ciascuno specifico territorio, al successo delle specie più adatte.

Ne consegue che:

- a. la produzione di CO<sub>2</sub>-ZE non sarà vincolata a particolari fasce climatiche;
  - b. il SEIS non minaccerà la biodiversità;
  - c. in linea di principio, le colture dalle quali ricavare CO<sub>2</sub>-ZE per la catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH non richiederanno l'impiego di fertilizzanti artificiali e nemmeno di complessi sistemi di irrigazione.
4. Il dispiegamento del SEIS CH<sub>3</sub>OH su scala mondiale renderebbe possibile soddisfare con energia elettrica una quota importante della domanda energetica che, soprattutto nei paesi non industrializzati, è attualmente soddisfatta con biomasse (soprattutto legna, per lo più utilizzata per produrre calore). Una stima di fonte IEA<sup>28</sup> indica che a livello mondiale sono utilizzate annualmente a scopo energetico circa 450 kg di biomassa secca pro-capite. Questa massa ha un contenuto di carbonio di circa 200 kg, maggiore del fabbisogno di carbonio della catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH (al netto della quota ricavabile dall'ossidazione dei RUI). Sottrarre alla combustione una importante frazione di questa biomassa avrebbe un duplice vantaggio: potrebbero essere ripristinati o comunque sottratti alla distruzione preziosi polmoni verdi, dai quali potrebbero essere ricavati prodotti utili e, dagli scarti della loro produzione, carbonio per la catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH.

---

<sup>28</sup> [1], pag. 54

## 11.2.2 Effetti collaterali della catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH: potenza elettrica da RUI e scarti di biomasse (per la catena CEE)

Per produrre la CO<sub>2</sub>-ZE necessaria per la sintesi del CH<sub>3</sub>OH-ZE che deve alimentare la catena CMV, un flusso di scarti di biomasse e di RUI (energia chimica) viene convertito in un flusso, completamente controllabile, di energia elettrica (EED2B e EED2R), utilizzabile per alimentare la catena CEE del SEIS CH<sub>3</sub>OH.

Come abbiamo visto nel capitolo 10 (relazioni 10.2.25c e 10.2.55c), la relazione che lega la massa di CH<sub>3</sub>OH-ZE (che viene sintetizzata dalla sezione CEC per la catena CMV) alla massa di carbonio (da RUI e scarti di biomasse) che viene ossidata nella sezione CCE impone un vincolo al rapporto fra:

- l'energia elettrica nativa utilizzata per sintetizzare il CH<sub>3</sub>OH-ZE (frazione EEN-NA, proveniente dai BP-E ed assorbita dalla sezione CEC della catena CMV);
- l'energia elettrica derivata prodotta dai processi di ossidazione del carbonio contenuto nei RUI e negli scarti di biomasse (frazione EED2, prodotta dalla sezione CCE della catena CEE).

### 11.2.2.1 Sezione CCE alimentata con RUI

Nel paragrafo 10.2.2.2.4 abbiamo ricavato la relazione (10.2.55c), che riportiamo qui per comodità:

$$\eta_E^R = \frac{E_{EED2R} |_{\Delta}}{E_{EEN-CMV}^R |_{\Delta}} = \frac{\rho_R^{S2} \cdot \eta_{S1R}^{CMV}}{LHV_{CH_3OH}} \quad (10.2.55c)$$

In assenza di SRF e assumendo le ipotesi descritte nei paragrafi 10.2.2.2.1 e 10.2.2.2.2:

- $\rho_R^{S2} = 55,773 \text{ kJ}_E / \text{mol}_C = 1,625 \text{ MJ}_E / \text{kg}_R$ , (10.2.54d)
- $\eta_{S1R}^{CMV} = 0,655$ ; (10.2.39a)
- $LHV_{CH_3OH} = 638,37 \text{ kJ} / \text{mol}_{CH_3OH} = 638,37 \text{ kJ} / \text{mol}_C$ ;

allora:

$$\eta_E^R = \frac{E_{EED2R} |_{\Delta}}{E_{EEN-CMV}^R |_{\Delta}} = \frac{\rho_R^{S2} \cdot \eta_{S1R}^{CMV}}{LHV_{CH_3OH}} = \frac{55,773 \cdot 0,655}{638,37} = 0,0572 \quad (11.2.03)$$

Dunque, con i valori (prudenziali) ipotizzati per le grandezze  $\rho_R^{S2}$  e  $\eta_{S1R}^{CMV}$ , la produzione di CO<sub>2</sub>-ZE per combustione di RUI (nella sezione CCE) genererebbe energia elettrica per la catena CEE (EED2R) per un ammontare pari a circa il 5,72% dell'energia elettrica della frazione EEN-NA convertita in CH<sub>3</sub>OH per la catena CMV (nella sezione CEC).

Se ipotizziamo che la massa di RUI pro-capite annua disponibile,  $M_R$ , sia almeno:

$$M_R = 400 \frac{\text{kg}_R}{\text{anno} \cdot \text{ab}}$$

e consideriamo il valore di  $\rho_R^{S2}$  ricavato con la relazione (10.2.54d), l'energia elettrica minima prodotta dalla sezione CCE per conversione della massa  $M_R$  di RUI sarà data da:

$$E_{EED2R}^{P1} = M_R \cdot \rho_R^{S2} = 400 \frac{\text{kg}_R}{\text{anno} \cdot \text{ab}} \cdot 1,625 \frac{\text{MJ}_E}{\text{kg}_R} = 650,09 \frac{\text{MJ}_E}{\text{anno} \cdot \text{ab}} = 180,58 \frac{\text{kWh}_E}{\text{anno} \cdot \text{ab}}$$

Nel quadro di ipotesi descritto nel paragrafo 10.2.2.2.2, la massa di C contenuta nei RUI sarebbe almeno:

$$M_C^R = M_R \cdot f_C^R = 400 \frac{\text{kg}_R}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} \cdot 0,35 \frac{\text{kg}_C}{\text{kg}_R} = 140 \frac{\text{kg}_C}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

La massa di CO<sub>2</sub>-ZE che la sezione CCE produce per ossidazione del carbonio contenuto nei RUI sarebbe almeno:

$$M_{CO_2-ZE}^R = M_C^R \cdot \frac{m_{CO_2-ZE}}{m_C} = 140 \frac{\text{kg}_C}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} \cdot \frac{44,010 \text{ g/mol}_{CO_2-ZE}}{12,011 \text{ g/mol}_C} = 512,98 \frac{\text{kg}_{CO_2-ZE}}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

La massa di CH<sub>3</sub>OH-ZE che la sezione CEC produce per sintesi di H<sub>2</sub> con la CO<sub>2</sub>-ZE prodotta dalla sezione CCE (per ossidazione del carbonio contenuto nei RUI) sarebbe almeno:

$$M_{CH_3OH-ZE}^R = M_C^R \cdot \frac{m_{CH_3OH-ZE}}{m_C} = \left( 140 \cdot \frac{32,042}{12,011} \right) \frac{\text{kg}_{CH_3OH-ZE}}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} = 373,48 \frac{\text{kg}_{CH_3OH-ZE}}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

L'energia chimica associata alla massa di CH<sub>3</sub>OH-ZE  $M_{CH_3OH-ZE}^R$  (punto P<sub>5</sub> di figura 83) sarebbe almeno:

$$E_{EC-CMV}^{R-P_5} = M_{CH_3OH-ZE}^R \cdot LHV_{CH_3OH-ZE} = (373,48 \cdot 5,53) \frac{\text{kWh}}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} = 2.065,35 \frac{\text{kWh}}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

L'energia elettrica nativa (frazione EEN-NA) assorbita dalla sezione CEC, nel punto P<sub>1</sub> di figura 83, per produrre CH<sub>3</sub>OH-ZE utilizzando la massa di CO<sub>2</sub>-ZE ricavata dalla ossidazione della massa  $M_R$  sarebbe circa:

$$E_{EEN-CMV}^{R-P_1} = \frac{E_{EC-CMV}^{R-P_5}}{\eta_{EC2}} = \frac{2.065,35}{0,656} \frac{\text{kWh}_E}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} = 3.148,40 \frac{\text{kWh}_E}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

### 11.2.2.2 Sezione CCE alimentata con scarti di biomasse

Nel paragrafo 10.2.2.1.4 abbiamo ricavato la relazione (10.2.25c), che riportiamo qui per comodità:

$$\eta_E^B = \frac{E_{EED2B} |_{\Delta}}{E_{EEN-CMV}^B |_{\Delta}} = \frac{\rho_B^{S2} \cdot \eta_{S1B}^{CMV}}{LHV_{CH_3OH}} \quad (10.2.25c)$$

In assenza di SRF e assumendo le ipotesi descritte nei paragrafi 10.2.2.1.1 e 10.2.2.1.2:

- $\rho_B^{S2} = 63,75 \text{ kJ}_E / \text{mol}_C$  (10.2.24b)
- $\eta_{S1B}^{CMV} = 0,655$  (10.2.09a)
- $LHV_{CH_3OH} = 638,37 \text{ kJ} / \text{mol}_{CH_3OH} = 638,37 \text{ kJ} / \text{mol}_C$  ;

allora:

$$\eta_E^B = \frac{E_{EED2B} |_{\Delta}}{E_{EEN-CMV}^B |_{\Delta}} = \frac{\rho_B^{S2} \cdot \eta_{S1B}^{CMV}}{LHV_{CH_3OH}} = \frac{63,75 \cdot 0,655}{638,37} = 0,0655 \quad (11.2.04)$$

Dunque, con i valori (prudenziali) ipotizzati per le grandezze  $\rho_B^{S2}$  e  $\eta_{S1B}^{CMV}$ , la produzione di CO<sub>2</sub>-ZE per combustione di scarti di biomasse (nella sezione CCE) genererebbe energia elettrica per la catena CEE (EED2B) per un ammontare pari a circa il 6,55% dell'energia elettrica della frazione EEN-NA convertita in CH<sub>3</sub>OH per la catena CMV (nella sezione CEC).

Se ipotizziamo che gli scarti di biomasse vengano utilizzati per coprire il fabbisogno di CO<sub>2</sub>-ZE che la combustione di RUI non copre, allora le grandezze coinvolte sono calcolabili come segue.

1. Energia elettrica nativa (frazione EEN-NA) assorbita dalla sezione CCE, nel punto P<sub>1</sub> di figura 83, per produrre CH<sub>3</sub>OH con CO<sub>2</sub>-ZE ricavata dalla combustione di scarti di biomasse:

$$E_{EEN-CMV}^{B-P_1} = E_{CMV}^{P_1} - E_{EEN-CMV}^{R-P_1} = (6.891 - 3.148) \frac{kWh_E}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} = 3.743 \frac{kWh_E}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

2. Energia chimica da scarti di biomasse prodotta dalla sezione CEC (nella forma di CH<sub>3</sub>OH-ZE), nel punto P<sub>5</sub> di figura 83:

$$E_{EC-CMV}^{B-P_5} = \eta_{EC2} \cdot E_{EEN-CMV}^{B-P_1} = 0,656 \cdot 3.743 \frac{kWh_E}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} = 2.455,25 \frac{kWh}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

3. Massa di CH<sub>3</sub>OH-ZE corrispondente all'energia chimica  $E_{EC-CMV}^{B-P_5}$ , nel punto P<sub>5</sub> di figura 83:

$$M_{CH_3OH-ZE}^B = \frac{E_{EC-CMV}^{B-P_5}}{LHV_{CH_3OH-ZE}} = \left( \frac{2.455,25}{5,53} \right) \frac{kg_{CH_3OH-ZE}}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} = 443,99 \frac{kg_{CH_3OH-ZE}}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

4. Massa di CO<sub>2</sub>-ZE che la sezione CEC assorbe per la sintesi della massa  $M_{CH_3OH-ZE}^B$ :

$$M_{CO_2-ZE}^B = M_{CH_3OH-ZE}^B \frac{m_{CO_2-ZE}}{m_{CH_3OH-ZE}} = \left( 443,99 \cdot \frac{44,010}{32,042} \right) \frac{kg_{CO_2-ZE}}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} = 609,82 \frac{kg_{CO_2-ZE}}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

5. Massa di C contenuto negli scarti di biomasse che la sezione CCE assorbe per produrre la massa  $M_{CH_3OH-ZE}^B$ :

$$M_C^B = M_{CH_3OH-ZE}^B \frac{m_C}{m_{CH_3OH-ZE}} = \left( 443,99 \cdot \frac{12,011}{32,042} \right) \frac{kg_C}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} = 166,43 \frac{kg_C}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

6. Fabbisogno di scarti di biomasse della sezione CCE, per ricavare la massa di C  $M_C^B$  (nell'ipotesi che gli scarti di biomasse abbiano un contenuto di C del 45%, in termini di massa):

$$M_B = \frac{M_C^B}{f_C^B} = \left( \frac{166,43}{0,45} \right) \frac{kg_B}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} = 369,84 \frac{kg_B}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

7. Energia elettrica prodotta dalla sezione CCE per conversione della massa  $M_B$ :

$$E_{EED2B}^{P_1} = \rho_B^{S2} \cdot M_B = 2,39 \frac{MJ_E}{kg_B} \cdot 369,84 \frac{kg_B}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} = 883,35 \frac{MJ_E}{\text{anno} \cdot \text{ab.}} = 245,37 \frac{kWh_E}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}$$

### 11.2.2.3 Potenza elettrica minima prodotta dalla sezione CCE (per conversione di RUI e scarti di biomasse)

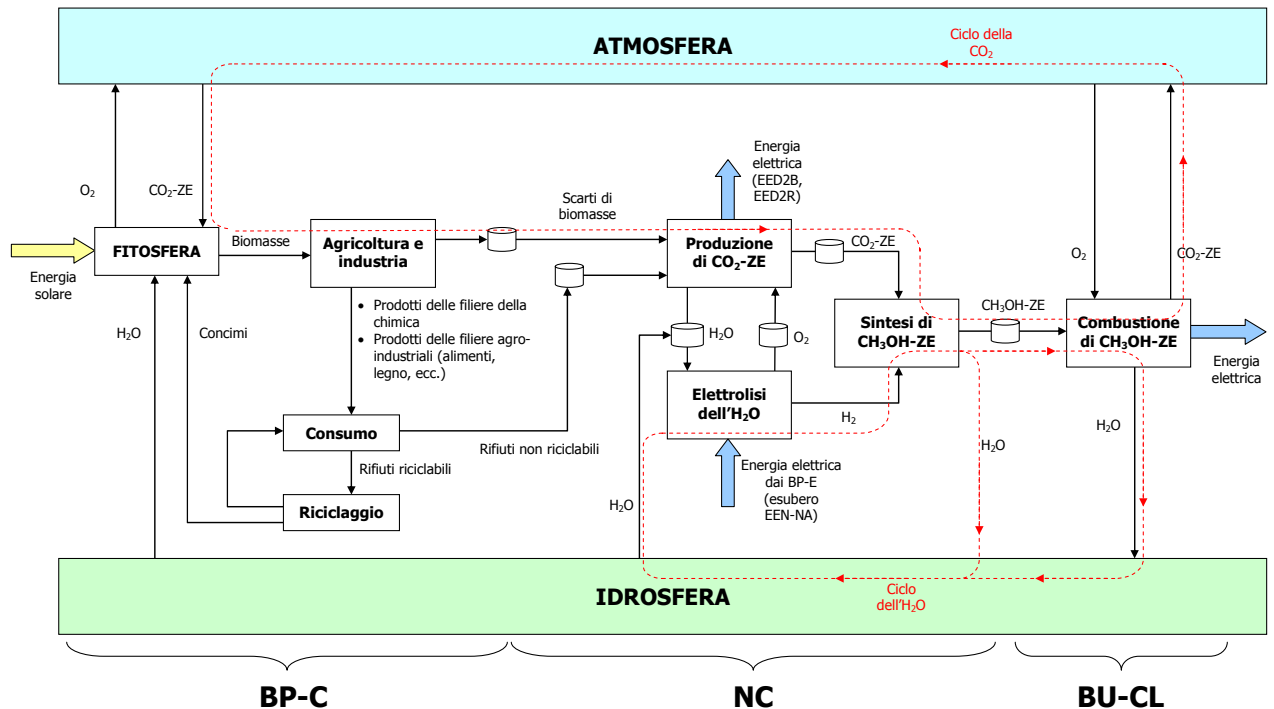
Le considerazioni svolte nei paragrafi precedenti portano alle seguenti conclusioni:

1. Il fabbisogno di CO<sub>2</sub>-ZE della catena CMV ( $M_{CO_2-ZE} = 1.122,80 \text{ kg / anno} \cdot \text{ab.}$ ) sarebbe ricavato:
  - a. da RUI per una quota  $M_{CO_2-ZE}^R = 512,98 \text{ kg}_{CO_2-ZE} / \text{anno} \cdot \text{ab.}$  (45,7%);
  - b. da scarti di biomasse per una quota  $M_{CO_2-ZE}^B = 609,82 \text{ kg}_{CO_2-ZE} / \text{anno} \cdot \text{ab.}$  (54,3%);
2. Per effetto del trattamento di RUI e biomasse, la sezione CCE produrrebbe energia elettrica per la catena CEE per un totale minimo  $E_{EED2R}^R + E_{EED2B}^R = 425,95 \text{ kWh}_E / \text{anno} \cdot \text{ab.}$ , ricavato come segue:
  - a. da RUI:  $E_{EED2R}^{P1} = 180,58 \text{ kWh}_E / \text{anno} \cdot \text{ab.}$  (42,4%);
  - b. da scarti di biomasse:  $E_{EED2B}^{P1} = 245,37 \text{ kWh}_E / \text{anno} \cdot \text{ab.}$  (57,6%).

L'energia elettrica  $E_{EED2R}^R + E_{EED2B}^R = 425,95 \text{ kWh}_E / \text{anno} \cdot \text{ab.}$  corrisponde a circa il 6,18% del fabbisogno di energia elettrica della catena CMV nel punto P<sub>1</sub> (6.891 kWh/anno · ab.) e a circa il 7,8% del fabbisogno di energia elettrica della catena CEE nel punto P<sub>1</sub> (5.434 kWh/anno · ab.).

### 11.2.3 La catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH: interazioni con l'ambiente

L'architettura della catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH è stata progettata per rendere minimo l'impatto della catena sull'ambiente esterno. In figura 84 sono illustrate in modo sintetico le relazioni che la catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH intratterrebbe con l'ambiente.



**Figura 84.** Quadro sintetico delle relazioni della catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH con l'atmosfera, l'idrosfera e la fitosfera. La fitosfera ha la funzione di estrarre il carbonio dalla CO<sub>2</sub> atmosferica e di impacchettarlo in molecole di biomassa. L'agricoltura e l'industria utilizzano le biomasse per alimentare le proprie filiere. Gli scarti delle filiere industriali e agricole sono utilizzati dall'NC per produrre la CO<sub>2</sub>-ZE necessaria alla sintesi del CH<sub>3</sub>OH-ZE richiesto dal bacino di utenza BU-CL (catena CMV). L'energia elettrica necessaria alla elettrolisi dell'H<sub>2</sub>O e alla sintesi del CH<sub>3</sub>OH è fornita dai BP-E (esuberanti EEN-NA, cioè energia elettrica non accumulabile, prodotta dai BP-E e non assorbita in tempo reale dai BU-E). La combustione del CH<sub>3</sub>OH-ZE a bordo dei veicoli (BU-CL) chiude il ciclo della CO<sub>2</sub> (verso l'atmosfera) e dell'H<sub>2</sub>O (verso l'idrosfera).

La figura mette a fuoco il carattere ciclico dei flussi di massa che la catena CH<sub>3</sub>OH-CMV scambia con l'atmosfera e l'idrosfera.

La fitosfera preleva CO<sub>2</sub>-ZE dall'atmosfera e H<sub>2</sub>O dall'idrosfera e, mediante fotosintesi, le converte in biomassa. Una parte della biomassa viene trattata nelle filiere dell'agricoltura/silvicoltura (per produrre alimenti, materie prime per l'industria, ecc.) e dell'industria alimentare e chimica (per produrre legname, carta, materie plastiche, mangimi, ecc.). Le filiere dell'agricoltura/silvicoltura e dell'industria producono scarti di biomasse e prodotti per il consumo.

Gli scarti di biomasse sono utilizzabili direttamente per produrre CO<sub>2</sub>-ZE nel SEIS CH<sub>3</sub>OH.

I prodotti delle filiere dell'agricoltura e dell'industria vengono avviati al consumo. Una volta consumati, essi danno origine, fra l'altro, ad un flusso di rifiuti urbani indifferenziati (RUI), utilizzabili direttamente per produrre CO<sub>2</sub>-ZE nel SEIS CH<sub>3</sub>OH.

All'interno dell'NC del SEIS CH<sub>3</sub>OH:

1. l'ossidazione degli scarti di biomasse (prodotti dalle filiere dell'agricoltura e dell'industria) e quella dei RUI (prodotti dal consumo) origina CO<sub>2</sub>-ZE e H<sub>2</sub>O;
2. l'elettrolisi dell'H<sub>2</sub>O (per lo più prelevata dall'idrosfera), produce H<sub>2</sub> e O<sub>2</sub>.

Il CH<sub>3</sub>OH prodotto per sintesi di CO<sub>2</sub>-ZE (ciclo del carbonio) e H<sub>2</sub> (ciclo dell'acqua), viene distribuito agli utenti della catena CMV (BU-CL). La sua combustione a bordo dei veicoli determina l'ossidazione del carbonio (con restituzione di CO<sub>2</sub> all'atmosfera e chiusura del ciclo del carbonio) e l'ossidazione dell'idrogeno (con restituzione di H<sub>2</sub>O all'idrosfera e chiusura del ciclo dell'H<sub>2</sub>O).

Per effetto della ciclicità dei flussi di massa movimentati dalla catena CMV, il SEIS-CH<sub>3</sub>OH è un sistema intrinsecamente omeostatico, dal momento che, agli effetti esterni, assorbe energia solare (per mezzo della fitosfera e per mezzo delle infrastrutture di captazione dei BP-E) e la converte in energia chimica (CH<sub>3</sub>OH), per sintesi di individui chimici che vengono prelevati dall'ambiente esterno e che vengono restituiti all'ambiente esterno al momento della combustione del CH<sub>3</sub>OH-ZE, a bordo dei veicoli. L'unico aspetto potenzialmente critico appare, come già evidenziato nei paragrafi 10.2.2.1.5.5 e 10.2.2.2.5.5, l'esubero di O<sub>2</sub>, che il SEIS CH<sub>3</sub>OH produce in modo sistematico, dal momento che solo 2/3 dell'ossigeno estratto per elettrolisi dalle molecole di H<sub>2</sub>O vengono rimessi direttamente in circolo (nell'ossidazione di RUI e biomasse).

#### **11.2.4 L'esubero di O<sub>2</sub> nella catena CMV del SEIS**

Come abbiamo evidenziato nei paragrafi 10.2.2.1.5.5 e 10.2.2.2.5.5, stante il rapporto stechiometrico 3:1 che lega fra loro le moli dei reagenti (H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>-ZE) che entrano nella sintesi del CH<sub>3</sub>OH-ZE, il flusso di ossigeno prodotto dall'elettrolisi dell'H<sub>2</sub>O (0,5 moli per mole di H<sub>2</sub>, cioè 1,5 moli di O<sub>2</sub> per mole di CO<sub>2</sub>-ZE) ha portata maggiore del flusso di ossigeno richiesto per l'ossidazione degli scarti di biomasse e dei RUI (circa 1 mole di O<sub>2</sub> per mole di CO<sub>2</sub>-ZE, cioè per mole di CH<sub>3</sub>OH-ZE). L'O<sub>2</sub> in esubero (circa 0,5 moli di O<sub>2</sub> per mole di CH<sub>3</sub>OH-ZE, cioè circa 16 g di O<sub>2</sub> ogni 32 g di CH<sub>3</sub>OH-ZE) è, per l'appunto, ossigeno estratto dalle molecole di H<sub>2</sub>O (per dissociazione elettrolitica dell'H<sub>2</sub>O). L'H<sub>2</sub> proveniente da quella stessa dissociazione si ricombina con O<sub>2</sub> (nella sintesi del CH<sub>3</sub>OH-ZE e nella combustione del CH<sub>3</sub>OH-ZE a bordo dei veicoli) e produce H<sub>2</sub>O la cui immissione nell'idrosfera compensa esattamente il prelievo di H<sub>2</sub>O operata dall'elettrolisi.

Se l'esubero di O<sub>2</sub> che l'NC produce (circa 0,5 moli di O<sub>2</sub> per mole di CH<sub>3</sub>OH-ZE, come abbiamo già detto) venisse immesso nell'atmosfera, esso contribuirebbe (con l'O<sub>2</sub> immesso nell'atmosfera durante la fotosintesi che ha prodotto le biomasse) a compensare il prelievo di O<sub>2</sub> effettuato per ossidare l'H<sub>2</sub> a bordo dei veicoli.

Se invece l'intero esubero di O<sub>2</sub> (circa 408 kg di O<sub>2</sub> pro-capite all'anno) venisse utilizzato, all'esterno del SEIS, per processi industriali di ossidazione (cioè che hanno l'effetto di imprigionare stabilmente gli atomi di ossigeno in molecole di vario genere), allora il prelievo di ossigeno per ossidare l'H<sub>2</sub> a bordo dei veicoli sarebbe compensato solo parzialmente (solo per 2/3 del totale). A lunghissimo termine, ciò potrebbe comportare, se non intervenissero processi di riequilibrio, una graduale riduzione della concentrazione dell'O<sub>2</sub> nell'atmosfera.

Tuttavia, poiché la concentrazione di ossigeno nell'atmosfera è elevata (23% della massa totale dell'atmosfera, 21% in volume, pari a più di 500 volte la concentrazione della CO<sub>2</sub>), se l'intero esubero di O<sub>2</sub> prodotto dalla catena CMV del SEIS venisse imprigionato stabilmente in molecole di vario genere, si può stimare che:

1. Il flusso di O<sub>2</sub> che verrebbe sottratto all'atmosfera annualmente sarebbe inferiore allo 0,3% del flusso di O<sub>2</sub> immesso annualmente nell'atmosfera dalla fotosintesi (circa  $1,35 \cdot 10^9$  t/anno).
2. In assenza di processi di riequilibrio e nell'ipotesi di popolazione antropica costante, la concentrazione volumetrica di O<sub>2</sub> nell'atmosfera diminuirebbe dal 21% al 20% in non meno di 20.000 anni.
3. Una diminuzione della concentrazione di O<sub>2</sub> nell'atmosfera, anche piccola, avrebbe tuttavia l'effetto di ridurre la velocità con la quale avvengono le reazioni naturali di ossidazione di rocce e biomasse, per cui si ridurrebbe la portata complessiva dell'O<sub>2</sub> che questi processi prelevano dall'atmosfera. Si può prevedere, dunque, che si instaurerebbe progressivamente un nuovo equilibrio di lungo termine, che tenderebbe a stabilizzare la concentrazione di O<sub>2</sub> nell'atmosfera ad un livello leggermente più basso dell'attuale.

Questi piccoli effetti squilibranti, che il confinamento permanente dell'esubero di O<sub>2</sub> prodotto dal SEIS potrebbe manifestare, nel lunghissimo termine, sulla concentrazione dell' O<sub>2</sub> atmosferico, possono essere del tutto eliminati semplicemente restituendo l'esubero di O<sub>2</sub> all'atmosfera. In altre parole, questo effetto del SEIS CH<sub>3</sub>OH sull'ambiente esterno ha carattere di reversibilità, dal momento che eventuali effetti collaterali, comunque modesti, possono essere controllati e, in caso di anomalie impreviste, rimossi alla radice.

## 11.3 Prime conclusioni

L'analisi condotta fin qui indica che:

1. Per produrre l'energia elettrica che permetterebbe la sostituzione integrale del dominio CF, il SEIS CH<sub>3</sub>OH deve comprendere estese infrastrutture di captazione di energia solare (campi solari) e/o di energia eolica (campi eolici). Considerando la bassa producibilità specifica dei sistemi di captazione solari ed eolici:
  - a. Gran parte delle immobilizzazioni richieste per la realizzazione del SEIS CH<sub>3</sub>OH sarebbe assorbito dalle infrastrutture di captazione solari ed eoliche;
  - b. I campi solari e/o eolici del SEIS CH<sub>3</sub>OH potranno avere un impatto sul paesaggio, a causa della loro estensione<sup>29</sup>, ma non avranno effetti significativi sugli equilibri ambientali, purché siano adottate adeguate tecnologie di produzione e riciclaggio delle infrastrutture di captazione;
  - c. Si può stimare che la realizzazione del SEIS CH<sub>3</sub>OH richieda una immobilizzazione massima pro-capite compresa fra 9.300 € (tutto eolico) e 20.000 € (tutto solare), corrispondente ad una immobilizzazione complessiva, a livello planetario, compresa fra il 140% e il 300% dell'attuale PIL mondiale annuo (fra il 40% e l'87% del PIL pro-capite italiano).
2. Per contenere il più possibile la domanda di energia che il SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrebbe soddisfare (e dunque l'immobilizzazione richiesta per l'implementazione del SEIS CH<sub>3</sub>OH), è vitale un programma di razionalizzazione degli apparati che producono, utilizzano o convertono energia presso gli utenti (autoproduzione di energia e risparmio energetico). Le voci destinate ad incidere maggiormente sono le seguenti<sup>30</sup>:
  - a. Isolamento avanzato degli edifici;
  - b. Adozione di pompe di calore in sostituzione degli apparati che convertono energia chimica (di solito CH<sub>4</sub>) in energia termica (caldaie);
  - c. Sostituzione degli elettrodomestici a bassa efficienza con modelli moderni ad alta efficienza;

---

<sup>29</sup> Come già detto, l'impatto sul paesaggio è ampiamente controllabile se si destinano alla captazione dell'energia eolica e solare territori privi di vocazione agricola e paesaggistica. In questo modo territori attualmente depressi o abbandonati potrebbero essere valorizzati e ripopolati.

In ogni caso, sarebbe bene non lasciare alla spontaneità del mercato il compito di dispiegare le infrastrutture di captazione. Non dobbiamo dimenticare che la realizzazione delle infrastrutture di comunicazione radiomobile sul territorio italiano ha comportato l'installazione di decine di migliaia di antenne delle stazioni radio base (ben oltre 50.000), per lo più montate su palo, soltanto perché, in obbedienza all'imperativo della concorrenza, ciascuno dei gestori che operano sul territorio italiano è stato autorizzato ad installare le proprie antenne, con l'effetto di moltiplicare il numero complessivo che il paese deve ospitare, in spregio a qualunque criterio di economicità e salvaguardia del territorio.

<sup>30</sup> Fatta eccezione per le pompe di calore e per gli autoveicoli a FC, le altre immobilizzazioni per sterilizzare la domanda sarebbero richieste anche nello scenario CF. In ogni caso deve essere considerata soltanto l'immobilizzazione "differenziale", cioè lo scarto fra l'immobilizzazione richiesta per sostituire le infrastrutture CF giunte al termine del loro ciclo di vita (ad esempio una caldaia a metano, del valore di circa 2.000-4.000 € per una abitazione per 4 persone, cioè circa 500-1.000 €/persona) e quella richiesta per il dispiegamento di una infrastruttura SEIS alternativa (ad esempio una pompa di calore per una abitazione per 4 persone, del valore di circa 10.000 €, cioè circa 2.500 €/persona).

- d. Sostituzione delle lampade ad incandescenza con lampade fluorescenti compatte (CFL);
- e. Sostituzione dei mezzi di trasporto alimentati da combustibili CF con mezzi di trasporto ad alta efficienza alimentati da CH<sub>3</sub>OH-ZE.

Considerata l'entità delle immobilizzazioni globalmente richieste, ne consegue che:

1. La realizzazione del SEIS CH<sub>3</sub>OH impone l'adozione di piani di transizione di lungo termine, dell'ordine di 60-100 anni.
2. Le immobilizzazioni nel SEIS CH<sub>3</sub>OH (per massimizzare la capacità del sistema di soddisfare la domanda) e quelli nell'area dell'utenza (per minimizzare la domanda che il SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrebbe soddisfare) sono strettamente interconnesse, per cui dovranno essere realizzate contestualmente. Le soluzioni organizzative ed il quadro normativo non dovranno mettere in conflitto l'interesse di chi investe nel SEIS CH<sub>3</sub>OH con quello di chi investe nell'area dell'utenza.
3. Lo sforzo dei progettisti del SEIS CH<sub>3</sub>OH dovrà concentrarsi sul miglioramento dell'efficienza delle infrastrutture di captazione solari ed eoliche, sia nella fase di prima implementazione del SEIS CH<sub>3</sub>OH, sia nella successiva fase di evoluzione di tali infrastrutture. Ogni miglioramento dell'efficienza di tali infrastrutture si tradurrà nella riduzione dell'estensione degli impianti di captazione e, quindi, nella riduzione del fabbisogno finanziario e nella riduzione del territorio impegnato.
4. All'interno del SEIS CH<sub>3</sub>OH alcuni sottosistemi rimarranno stabili nel lungo termine (perché la loro evoluzione tecnologica sarà lenta o trascurabile), altri saranno, auspicabilmente, soggetti a rapida evoluzione tecnologica. I sottosistemi a lenta evoluzione dovranno essere progettati in modo da durare a lungo e da mantenere la compatibilità con le diverse generazioni di sottosistemi a rapida evoluzione con i quali dovranno integrarsi.

Il quadro generale che si delinea, alla luce di tutte le considerazioni qui sviluppate, indica che:

1. Non sussistono ostacoli di carattere tecnico-scientifico per realizzare, anche a scala mondiale, un SEIS CH<sub>3</sub>OH alimentato unicamente con FER, virtualmente privo di impatto ambientale, con un potenziale produttivo sufficiente per sostituire integralmente il dominio CF dell'attuale sistema energetico e addirittura in grado di soddisfare la domanda di energia dell'intera popolazione mondiale attuale anche in caso tale domanda dovesse raggiungere livelli pro-capite allineati con gli standard di consumo dell'attuale consumatore medio dell'Europa Occidentale.
2. I possibili ostacoli alla transizione al SEIS CH<sub>3</sub>OH a scala mondiale sarebbero dunque esclusivamente di carattere politico-economico, dal momento che la realizzazione del SEIS CH<sub>3</sub>OH richiederebbe il dispiegamento di estese infrastrutture di captazione, l'impiego di ingenti quantità di materiali e l'immobilizzazione di ingenti capitali.
3. Poiché le FER sfruttabili sulla superficie del pianeta hanno comunque un limite naturale, la sostenibilità di lungo termine del SEIS CH<sub>3</sub>OH in un quadro di giustizia e di democrazia<sup>31</sup>, impone che siano assunte misure che, nel lungo termine, garantiscano i seguenti obiettivi:
  - a. stabilizzazione della popolazione mondiale;
  - b. in funzione del livello della popolazione mondiale<sup>32</sup>, stabilizzazione della domanda energetica pro-capite entro i limiti di sostenibilità.

<sup>31</sup> Diamo per scontato che un mondo diviso in caste (con una minoranza che consuma energia senza limiti ed una maggioranza alla quale viene negato un equo accesso all'energia) non sia praticabile, non soltanto per ragioni morali, ma anche per evidenti difficoltà pratiche. In un mondo popolato da estese infrastrutture di captazione, l'integrità del SEIS deve necessariamente essere affidata ad un patto di convivenza alla base del quale non può esservi che la condivisione dei vantaggi.

<sup>32</sup> Gli stili di vita degli abitanti del pianeta devono essere negoziabili e dovranno essere negoziati.

Come il potenziale produttivo delle FER trova il suo limite insuperabile nella limitazione dall'energia solare totale che raggiunge annualmente il pianeta, così la quantità di beni materiali che si prelevano dal mondo fisico e biologico per il consumo antropico non deve eccedere, nel lungo termine, il totale dei beni fisici primari disponibili (ad esempio i minerali) e la capacità di riproduzione dei cicli naturali della biosfera.

## 12 COORDINATE DIMENSIONALI E DINAMICA DEL SEIS CH<sub>3</sub>OH GLOBALE

Come abbiamo visto nel capitolo 4, l'attuale sistema energetico è costituito da un insieme di domini (vedi figura 7), caratterizzabili sulla base delle energie primarie che li alimentano. Tenendo conto delle caratteristiche di sostenibilità di lungo termine delle energie primarie che l'attuale sistema energetico sfrutta, possiamo identificare tre differenti domini:

1. Il dominio dei combustibili fossili (dominio CF). Per le ragioni spiegate nel capitolo 3, questo dominio è intrinsecamente non sostenibile, per cui esso deve essere completamente rimpiazzato da un omologo dominio del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale (dominio SEIS-CFS, cioè "CF-sostitutivo").
2. Il dominio nucleare da fissione ("dominio NU"). Per le ragioni sinteticamente illustrate nel paragrafo 5.2.1.1, anche questo dominio è intrinsecamente non sostenibile, per cui esso deve essere completamente rimpiazzato da un omologo dominio del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale (dominio SEIS-NUS, cioè "NU-sostitutivo").
3. Il dominio delle energie rinnovabili ("dominio RE", cioè dominio delle energie "Rinnovabili Ereditate").  
La porzione del dominio RE dell'attuale sistema energetico che produce energia elettrica da FER (idraulico a bacino e ad acqua corrente, geotermico, solare, eolico) verrebbe completamente ereditata, senza particolari modifiche, e andrebbe a costituire un dominio del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale (dominio SEIS-RE, cioè delle Rinnovabili Ereditate dal SEIS).

Il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale, pertanto, sarebbe il punto di arrivo di una transizione di lungo termine nel corso della quale i tre domini CF, NU e RE dell'attuale sistema energetico evolverebbero come segue:

1. **Dominio CF.**  
La domanda energetica delle tre catene CEE, CET e CMV dell'attuale dominio CF, opportunamente riclassificata (come illustrato nel capitolo 11), verrebbe coperta dalle due catene (CEE e CMV) del dominio SEIS-CFS. Le coordinate dimensionali del dominio SEIS-CFS sono state trattate nel precedente capitolo 11, per cui le riutilizzeremo in questo capitolo.
2. **Dominio NU.**  
Nell'attuale sistema energetico, il dominio NU fornisce agli utenti energia nella forma di energia elettrica. Nel corso della transizione al SEIS CH<sub>3</sub>OH globale, pertanto, il dominio NU verrebbe gradualmente dismesso e rimpiazzato da un omologo dominio SEIS-NUS, costituito da una sezione della catena CEE del SEIS.
3. **Dominio RE.**  
Nell'attuale sistema energetico le FER sfruttate sono quelle già illustrate nel capitolo 5.2.1.4 (idraulico a bacino e ad acqua corrente, geotermico, solare, eolico, RUI e biomasse). Nel corso della transizione al SEIS CH<sub>3</sub>OH globale, l'attuale dominio RE verrebbe sostanzialmente assorbito senza significative modifiche.  
Nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH globale, infatti, la domanda energetica dell'attuale dominio RE verrebbe soddisfatta dalle infrastrutture di produzione del dominio RE che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale erediterebbe.

Alla luce di queste considerazioni, in questo capitolo intendiamo perseguire due obiettivi:

1. identificare le coordinate dimensionali di un "SEIS CH<sub>3</sub>OH globale a standard europeo", cioè in grado di soddisfare, su scala mondiale, la domanda di energia dell'attuale "utente medio europeo" con moderato risparmio energetico, che i tre domini dell'attuale sistema energetico soddisfano nell'UE;

2. verificare che la dinamica della domanda energetica "a standard europeo" che le due catene del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale (CEE e CMV) dovrebbero soddisfare sia compatibile con la notevole variabilità temporale delle principali FER (eolico e solare) che alimenterebbero il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale stesso.

## 12.1 La domanda di energia che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale deve soddisfare

Il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale "a standard europeo" sarebbe chiamato a soddisfare, con le sue infrastrutture di produzione di energia elettrica primaria, una domanda energetica complessiva costituita dalle seguenti componenti:

1. Domanda di energia elettrica primaria CF sostitutiva "a standard europeo" (domanda  $E_{EP-CFS}$ );
2. Domanda di energia elettrica primaria NU-sostitutiva "a standard europeo" (domanda  $E_{EP-NUS}$ );
3. Domanda di energia elettrica primaria RE "a standard europeo" (domanda  $E_{EP-RE}$ ).

Per quanto riguarda il dominio CF, nel paragrafo 11.1.3.25 abbiamo calcolato la domanda di energia elettrica "CF sostitutiva" annua pro-capite di tipo "europeo" ( $E_{EP-CFS}$ ), imputabile separatamente alle due catene CEE e CMV del dominio "CF sostitutivo" del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale (tabelle 43, 44 e 45). Nei paragrafi che seguono, stimeremo la domanda di energia primaria che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale dovrebbe soddisfare per rimpiazzare anche l'attuale dominio NU (domanda  $E_{EP-NUS}$ ) e quella per assorbire l'attuale dominio RE (domanda  $E_{EP-RE}$ ).

### 12.1.1 La domanda $E_{EP-CFS}$ del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale

Come abbiamo visto nel capitolo 11, le due catene del dominio CFS del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale dovrebbero soddisfare la seguente domanda annua pro-capite di energia elettrica "CF sostitutiva":

1. Catena CEE: domanda annua di energia elettrica pro-capite:

$$E_{EP-CFS}^{CEE-P_1} = 5.434 \frac{kWh_E}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}, \text{ energia elettrica nel punto } P_1 \text{ di figura 83} \quad (12.1.01a)$$

2. Catena CMV: domanda annua di energia pro-capite:

$$E_{EP-CFS}^{CMV-P_5} = 4.521 \frac{kWh}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}, \text{ energia chimica nel punto } P_5 \text{ di figura 83} \quad (12.1.01b)$$

$$E_{EP-CFS}^{CMV-P_1} = 6.891 \frac{kWh_E}{\text{anno} \cdot \text{ab.}}, \text{ energia elettrica nel punto } P_1 \text{ di figura 83} \quad (12.1.01c)$$

## 12.1.2 La domanda $E_{EP-NUS}$ del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale

Non diversamente dai CF, il combustibile nucleare impiegato nel dominio NU dell'attuale sistema energetico è destinato ad esaurirsi. Per questa ragione il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale, nel lungo termine, dovrà rimpiazzare anche il "dominio NU", cioè dovrà essere in grado di soddisfare anche la domanda di energia elettrica attualmente coperta dal dominio NU.

Per poter rimpiazzare il dominio NU, il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale "a standard europeo" deve soddisfare una domanda di energia elettrica "NU-sostitutiva" (domanda  $E_{EP-NUS}$ ) pari alla domanda di energia elettrica che il dominio NU soddisfa, nell'UE, nell'attuale scenario energetico.

La generazione di energia elettrica da nucleare nell'anno 2003 nelle principali aree del pianeta è illustrata nella tabella 46.

Il fabbisogno  $E_{EP-NUS}$  che il SEIS CH<sub>3</sub>OH "a standard europeo" dovrebbe soddisfare è dell'ordine di 2.000 kWh/anno·abitante, all'ingresso delle reti di trasporto di HV (punto P<sub>0</sub> di figura 83), il che corrisponde a circa 1.880 kWh/anno·abitante all'ingresso dei NEI (punto P<sub>1</sub> di figura 83).

Regione	Abitanti milioni	Energia elettrica da nucleare (anno 2000)		
		TWh	kWh/abitante	Mondo=100
Europa Occidentale	456	882,0	1.934	452
CIS, CEEC	425	365,0	859	201
Nordamerica	304	812,0	2.671	625
Giappone, Oceania	158	355,0	2.247	525
Africa, Medio Oriente	984	0,0	0	0
America latina	514	25,0	49	11
Asia	3.261	170,0	52	12
<b>Mondo</b>	<b>6.102</b>	<b>2.609,0</b>	<b>428</b>	<b>100</b>

**Tabella 46. Produzione di energia elettrica da nucleare da fissione nelle diverse regioni del pianeta nell'anno 2000<sup>33</sup>**

Considerando che, come abbiamo già visto per il dominio CF, la domanda finale di energia nella forma di energia elettrica (al consumo) può essere sterilizzata per una quota di almeno il 15%, per le ragioni in precedenza discusse (vedi tabella 40), la massima domanda  $E_{EP-NUS}$  "sterilizzata" che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale sarebbe chiamato a soddisfare è stimabile in circa 1.598 kWh/anno·abitante (nel punto P<sub>1</sub> di figura 83).

## 12.1.3 La domanda $E_{EP-RE}$ del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale

Nell'attuale sistema energetico, una quota di energia primaria viene prodotta da FER (dominio RE). Le FER principali dalle quali il dominio RE ricava energia primaria sono:

- l'idraulico (a bacino o ad acqua corrente), che viene convertito in energia elettrica nei punti di prelievo dell'energia idraulica;
- il geotermico, che viene convertito in energia elettrica nei punti di prelievo dei fluidi geotermici;
- le biomasse, che sono utilizzate per lo più per produrre energia termica in area utente.

Come nei paragrafi precedenti abbiamo ipotizzato la generalizzazione a scala mondiale della "domanda di energia elettrica e termica a standard europeo"<sup>34</sup>, possiamo adottare, per la domanda

<sup>33</sup> [5], pag. 131

<sup>34</sup> Mentre su scala europea l'uso di biomasse a scopo energetico è limitato a una frazione stimabile in circa il 5% sul totale del fabbisogno energetico complessivo, nei paesi a basso PIL le biomasse coprono una quota assai maggiore del fabbisogno energetico, per lo più per produrre energia termica in area utente (quindi all'esterno del sistema energetico come è inteso in questo documento).

EP-RE che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale dovrebbe soddisfare a scala mondiale, il valore del fabbisogno di energia annua pro-capite che il dominio RE soddisfa attualmente nel sistema energetico UE-15. Nella tabella 47 sono indicati i valori del fabbisogno di energia coperto da FER nell'area UE-15.

Per la biomassa il valore di energia indicato rappresenta il contenuto energetico teorico della biomassa consumata. Per le altre FER il valore indicato rappresenta l'energia elettrica immessa da queste FER all'ingresso della rete di trasporto di HV (equivalente al punto P<sub>0</sub> della figura 83). L'entità della biomassa utilizzata a scopi energetici (per produrre energia termica) è frutto di una stima inevitabilmente grossolana, dal momento che gran parte di questa biomassa è oggetto di autoproduzione e autoconsumo, per cui non viene scambiata sul mercato. Proprio per questa ragione, a rigor di logica, la catena energetica della biomassa dell'attuale sistema energetico dovrebbe essere considerata una catena autonoma ed esterna al sistema energetico<sup>35</sup>, che permarrrebbe autonoma ed esterna anche dopo la transizione al SEIS CH<sub>3</sub>OH globale.

FER	Consumo di energia primaria da FER (UE-15, anno 2003)			
	Mtep	TWh	kWh/anno·ab.	%
Idroelettrico	24,0	279	745	25,7%
Geotermico	5,2	60	160	5,5%
Biomassa	59,7	694	1.854	64,0%
Altro (solare, eolico)	4,4	51	136	4,7%
<b>Totale</b>	<b>93,3</b>	<b>1.084</b>	<b>2.895</b>	<b>100,0%</b>

**Tabella 47. Fabbisogno di energia coperto da FER nei paesi UE-15 (anno 2003)<sup>36</sup>**

Possiamo dunque ragionevolmente assumere che l'attuale consumo di biomassa<sup>37</sup> a scopo energetico sia destinato a permanere nella stessa forma anche nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH globale, per cui esso non avrebbe alcun impatto sulla domanda di energia primaria che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale dovrebbe soddisfare.

La domanda che le altre FER (idroelettrico, geotermico, solare ed eolico) soddisfano nel dominio RE dell'attuale sistema energetico, invece, dovrà essere "messa in carico" al SEIS CH<sub>3</sub>OH globale.

Adottando gli stessi criteri impiegati nell'analisi della domanda di energia primaria del dominio CF, nella tabella 48 sono riclassificate le tre voci (idroelettrico, geotermico, altro) della domanda  $E_{EP-RE}$  annua pro-capite che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale dovrebbe "ereditare".

		A	B	C
		$E_{EP-RE}$	$E_{EN-RE}$	$E_{EN-RES}$
Punto di riferimento		P <sub>0</sub>	P <sub>1</sub>	P <sub>1</sub>
Tipologia di FER	TWh	kWh/anno·ab.		
Idroelettrico	279	745	701	595
Geotermico	60	160	151	128
Altro (solare, eolico)	51	136	128	109
<b>Totale</b>	<b>1.085</b>	<b>1.042</b>	<b>979</b>	<b>832</b>

**Tabella 48. Riclassificazione della domanda di energia del dominio RE nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH globale (UE-15, anno 2003)**

Nella colonna A è indicato il valore annuo pro-capite della domanda  $E_{EP-RE}$ , cioè della domanda di energia elettrica che le tre FER del dominio RE devono soddisfare nei paesi dell'UE-15 nell'attuale scenario energetico, all'ingresso delle reti di trasporto ad alta tensione (punto P<sub>0</sub> di figura 83).

<sup>35</sup> Si ricordi la definizione di "sistema energetico" che abbiamo adottato al paragrafo 4.

<sup>36</sup> [1], pag. 130

<sup>37</sup> Ricordiamo, per evitare malintesi, che stiamo qui analizzando la domanda che l'attuale sistema energetico copre con FER, fra le quali le biomasse. Come abbiamo visto, il SEIS CH<sub>3</sub>OH, al suo interno, utilizza le biomasse come mezzo per estrarre CO<sub>2</sub>-ZE dall'atmosfera. Questo uso delle biomasse non ha nulla a che fare con l'uso delle biomasse per produrre energia termica in area utente, come avviene ampiamente, soprattutto nei paesi a basso PIL, nell'attuale sistema energetico.

Nella colonna B è ricavata la stima del valore della domanda  $E_{EN-RE}$ , cioè della domanda netta di energia elettrica che le tre FER devono soddisfare all'ingresso delle reti di distribuzione (punto  $P_1$  di figura 83) nell'attuale scenario energetico. Si ipotizza, come nei precedenti paragrafi, che la media pesata delle perdite per il trasporto dal punto  $P_0$  (generazione dell'energia elettrica) al punto  $P_1$  (ingresso della rete di distribuzione) sia non superiore al 6%.

Nella colonna C è ricavata la stima del valore della domanda  $E_{EN-RES}$ , cioè della domanda di energia elettrica netta che le tre FER dovrebbero soddisfare all'ingresso delle reti di distribuzione (punto  $P_1$  di figura 83) nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH globale. Si ipotizza, come nei precedenti paragrafi, che sia possibile sterilizzare almeno il 15% della domanda netta di energia elettrica dell'attuale dominio RE, per effetto di misure di risparmio energetico e di autoproduzione nell'area dell'utenza.

### 12.1.4 Domanda di energia primaria del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale: riepilogo

Nella tabella 49 sono riepilogati i valori delle diverse voci della domanda di energia primaria (energia elettrica) che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale "a standard europeo" dovrebbe soddisfare. I valori indicati in tabella sono quelli elaborati nei precedenti paragrafi 12.1.1, 12.1.2 e 12.1.3.

		A	B	C	D
		Catena		Totale	
		CEE	CMV		
Punto di riferimento		P <sub>1</sub>	P <sub>1</sub>	P <sub>1</sub>	P <sub>1</sub>
Dominio	Sigla	kWh/anno·ab.			%
CF sostitutivo	CFS	5.434	6.891	12.325	83,5%
N sostitutivo	NUS	1.598		1.598	10,8%
RE sterilizzato	RES	832		832	5,6%
Totale		7.864	6.891	14.755	100,0%
		53,3%	46,7%	100,0%	

**Tabella 49.** Domanda di energia elettrica annua pro-capite che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale "a standard europeo" dovrebbe soddisfare (nel punto P<sub>1</sub> di figura 83).

Come mostra la tabella 49, nel punto P<sub>1</sub> di fig. 83 la domanda di energia elettrica annua pro-capite della catena CEE pesa per circa il 53% della domanda totale di energia elettrica nello stesso punto P<sub>1</sub>. Questa frazione della domanda ha un "vincolo di tempo reale", cioè deve essere soddisfatta istantaneamente.

Nello stesso punto P<sub>1</sub>, la domanda di energia elettrica annua pro-capite per la sintesi del CH<sub>3</sub>OH-ZE per la catena CMV pesa per circa il 47% della domanda totale di energia elettrica nel punto P<sub>1</sub>. Questa frazione della domanda di energia elettrica non ha un vincolo di tempo reale, perché gli utenti della catena CMV prelevano energia chimica dal sottosistema di accumulo S<sub>AM2</sub>, il quale svolge, purché opportunamente dimensionato e gestito, la funzione di disaccoppiare fra loro:

1. la domanda di energia chimica degli utenti BU-CL (prelievi di CH<sub>3</sub>OH-ZE dal sottosistema S<sub>AM2</sub>);
2. la domanda di energia elettrica che deve essere soddisfatta nel punto P<sub>1</sub> allo scopo di immettere nel sottosistema S<sub>AM2</sub> un flusso di CH<sub>3</sub>OH-ZE adeguato a mantenervi un livello di accumulo invariato nel lungo periodo.

Nel punto P<sub>1</sub>, le grandezze in gioco nel SEIS CH<sub>3</sub>OH globale "a standard europeo" sono dunque le seguenti:

1. Catena CMV: domanda annua pro-capite di energia elettrica (senza vincoli di tempo reale):

$$E_{UC,P_1} = E_{EP-CFS}^{CMV,P_1} = 6.891 \frac{kWh_E}{\text{anno} \cdot \text{ab}}$$

2. Catena CEE: domanda annua pro-capite di energia elettrica (con vincoli di tempo reale):

$$E_{UE,P_1} = E_{EP-CFS}^{CEE,P_1} + E_{EP-NUS}^{CEE,P_1} + E_{EP-RE}^{CEE,P_1} = 7.864 \frac{kWh_E}{\text{anno} \cdot \text{ab}}$$

#### 12.1.4.1 Valore medio della domanda di potenza elettrica della catena CEE

Sulla base delle ipotesi assunte, la domanda istantanea di potenza dell'insieme degli utenti dei BU-E del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale "a standard europeo" (domanda di potenza elettrica aggregata della catena CEE nel punto P<sub>1</sub> di figura 83) è la somma delle domande istantanee di potenza elettrica degli utenti dei domini CFS, NUS ed RES.

Nel quadro delle ipotesi fin qui assunte (vedi riepilogo in tabella 49), la potenza elettrica media annua pro-capite<sup>38</sup> assorbita dagli utenti della catena CEE del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale non supererebbe, nel punto P<sub>1</sub> di fig. 83, il valore:

$$\bar{P}_{UE.P_1} = 7.864 \frac{kWh_E}{\text{anno} \cdot ab} = 7.864 \frac{kWh_E}{8.766 h \cdot ab} = 897 \frac{W_E}{ab} \quad (12.1.02a)$$

#### 12.1.4.2 Valore medio della domanda di potenza elettrica della catena CMV

La catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale "a standard europeo" coincide con la catena CMV del dominio CFS, il cui fabbisogno di energia elettrica nel punto P<sub>1</sub> di figura 83 abbiamo calcolato nella relazione (12.1.01c) e riportato nel riepilogo di tabella 49.

Nel quadro delle ipotesi fin qui assunte, la potenza elettrica media annua pro-capite<sup>39</sup> assorbita dagli utenti della catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale non supererebbe, rispettivamente nei punti P<sub>1</sub> e P<sub>5</sub> di fig. 83, il valore:

$$\bar{P}_{UC.P_1} = 6.891 \frac{kWh_E}{\text{anno} \cdot ab} = 6.891 \frac{kWh_E}{8.766 h \cdot ab} = 786 \frac{W_E}{ab} \quad (12.1.02b)$$

$$\bar{P}_{UC.P_5} = 4.521 \frac{kWh}{\text{anno} \cdot ab} = 4.521 \frac{kWh}{8.766 h \cdot ab} = 516 \frac{W}{ab} \quad (12.1.02c)$$

#### 12.1.4.3 Valore medio della domanda totale di potenza elettrica del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale

Per effetto dell'architettura del SEIS CH<sub>3</sub>OH, nel punto P<sub>1</sub> di figura 83 il fabbisogno totale medio annuo pro-capite di potenza elettrica del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale "a standard europeo",  $\bar{P}_{FE.P_1}$ , è dato dalla somma dei due valori calcolati con le relazioni (12.1.02a) e (12.1.02b):

$$\bar{P}_{FE.P_1} = \bar{P}_{UE.P_1} + \bar{P}_{UC.P_1} = (897 + 786) \frac{W_E}{ab} = 1,683 \frac{kW_E}{ab} \quad (12.1.03a)$$

Per soddisfare la domanda totale delle catene CEE e CMV, l'insieme dei bacini di produzione del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale "a standard europeo" deve produrre, nel punto P<sub>1</sub> di figura 83, una potenza elettrica totale  $P_{TP.P_1}(t)$  il cui andamento nel tempo dia luogo a un valor medio annuo pro-capite,  $\bar{P}_{TP.P_1}$ , maggiore o uguale al valor medio annuo della domanda totale pro-capite di potenza:

$$\bar{P}_{TP.P_1} \geq \bar{P}_{FE.P_1} = 1,683 \frac{kW_E}{ab} \quad (12.1.03b)$$

<sup>38</sup> Per domanda annua media pro-capite di potenza (elettrica o chimica) intendiamo la potenza (elettrica o chimica), costante nel tempo, che l'utente medio dovrebbe assorbire per dar luogo, nel corso di un anno (circa 8.766 ore), a una certa domanda energetica annua.

<sup>39</sup> Vedi nota precedente.

## 12.2 Dinamica del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale

Nei paragrafi precedenti abbiamo stimato l'entità del fabbisogno medio annuo pro-capite di potenza elettrica, al netto delle perdite della rete di trasporto HV (punto P<sub>1</sub> di figura 83), che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale dovrebbe soddisfare in uno scenario di consumo energetico "a standard europeo" con moderato risparmio energetico.

Abbiamo visto che tale fabbisogno complessivo,  $\bar{P}_{FE.P_1}$ , è composto come indicato in tabella 50:

Catene energetiche del SEIS CH <sub>3</sub> OH	Fabbisogno pro-capite				
	Punto P <sub>1</sub> di fig. 83 ( $\bar{P}_{FE.P_1}$ )			Punto P <sub>5</sub> di fig. 83 ( $\bar{P}_{FC.P_5}$ )	
	Domanda annua pro-capite di energia elettrica	Domanda media pro-capite di potenza elettrica		Domanda annua pro-capite di energia chimica	
	kWh/anno·abit.	kW/abit.	%	kWh/anno·abit.	kW/abit.
Catena CEE	7.864	0,897	53,3%		
Catena CMV	6.891	0,786	46,7%	4.521	0,516
<b>Totale</b>	<b>14.755</b>	<b>1,683</b>	<b>100,0%</b>	<b>4.521</b>	<b>0,516</b>

**Tabella 50.** *Fabbisogno annuo pro-capite di energia elettrica che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale "a standard europeo" dovrebbe soddisfare nel punto P<sub>1</sub> di figura 83. Nelle colonne a destra, la quota del fabbisogno di energia chimica annua pro-capite che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale dovrebbe soddisfare nel punto P<sub>5</sub> di figura 83.*

Una quota di circa il 46,7% del fabbisogno medio annuo pro-capite di potenza elettrica

$\bar{P}_{FE.P_1} = 1,683 \text{ kW}_E / ab.$  che il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale deve soddisfare nel punto P<sub>1</sub> di figura 83 è

impegnata per produrre CH<sub>3</sub>OH-ZE per la catena CMV ( $\bar{P}_{UC.P_1} = 0,786 \text{ kW}_E / ab.$ ). Questa frazione della domanda media di potenza elettrica, come abbiamo già notato, non ha vincoli di copertura in tempo reale, perché la presenza dei sottosistemi di accumulo S<sub>AM</sub> rende possibile il disaccoppiamento fra:

- domanda di potenza chimica della catena CMV (CH<sub>3</sub>OH-ZE) dell'insieme degli utenti dei BU-CL,  $P_{UC.P_5}(t)$ ;
- produzione di potenza chimica (CH<sub>3</sub>OH-ZE) per l'insieme degli utenti dei BU-CL, mediante conversione della potenza elettrica in esubero  $P_{SE}(t)$  nelle sezioni CEC dei nuclei chimici.

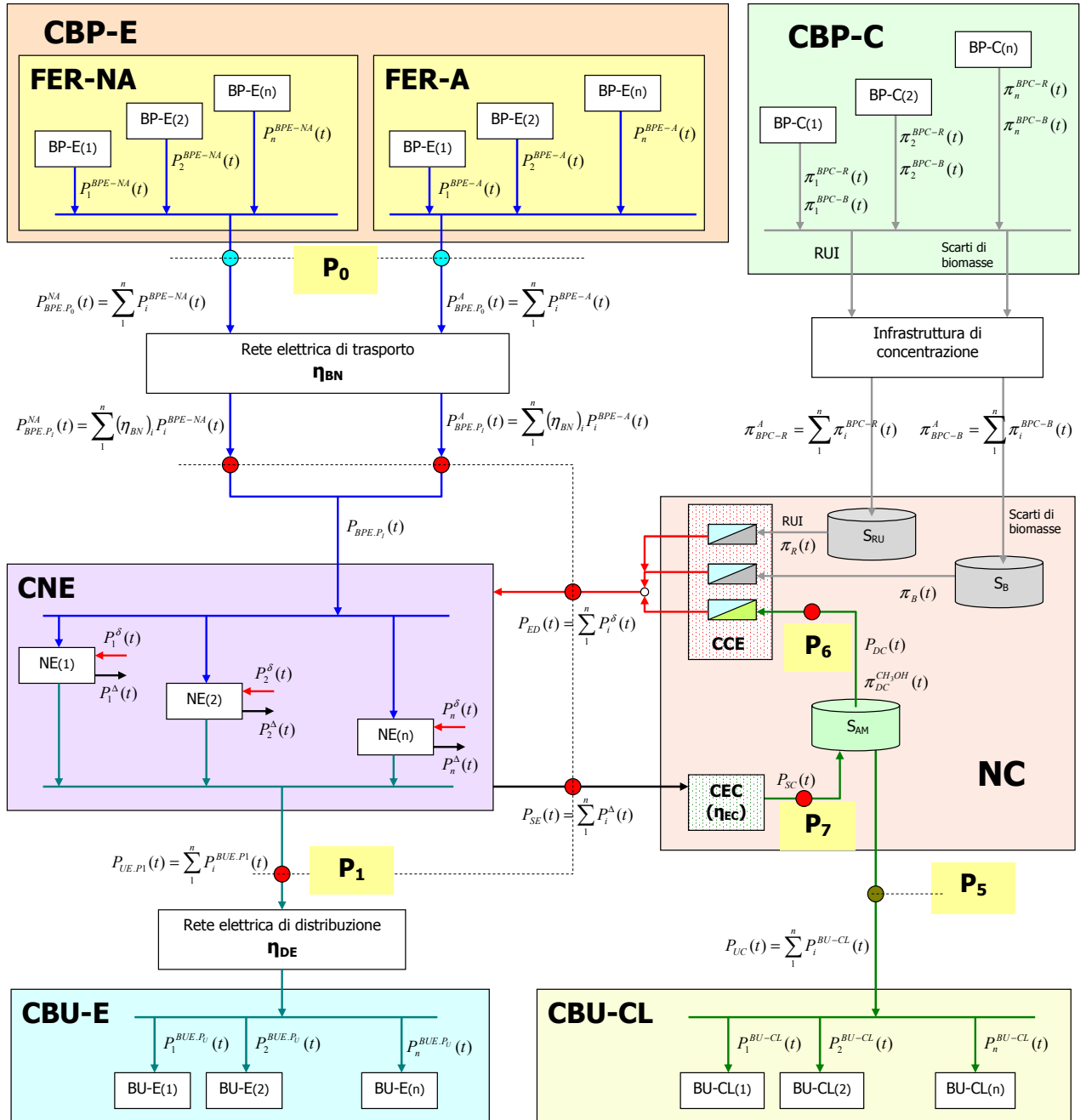
La presenza della catena CMV e dei sottosistemi di accumulo S<sub>AM</sub> ha una importante implicazione sulla capacità della catena CEE del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale di soddisfare in tempo reale il fabbisogno  $P_{UE.P_1}(t)$ , pur in presenza di variazioni significative della potenza elettrica involuppo generata dalle principali FER (solare ed eolico) che alimentano il SEIS CH<sub>3</sub>OH globale.

Per chiarire meglio queste considerazioni preliminari, nei paragrafi che seguono utilizzeremo una architettura di riferimento, costituita da un cluster di UT, dimensionalmente immaginato per coprire la domanda di un'area territoriale abitata da circa 1 milione di abitanti (vedi figura 85).

Designeremo questa architettura di riferimento con il termine "SEIS-MB", cioè "SEIS Modulo Base" (sottintendendo, naturalmente, che stiamo parlando del SEIS CH<sub>3</sub>OH).

## 12.2.1 Architettura di riferimento di una porzione di SEIS CH<sub>3</sub>OH (SEIS-MB)

In figura 85 è schematizzata l'architettura di un cluster di UT (SEIS-MB) che, per ipotesi, dovrebbe servire un'area territoriale abitata da circa 1 milione di abitanti. L'analisi che svilupperemo nei paragrafi che seguono farà costantemente riferimento a questa architettura e si ipotizzerà, in prima approssimazione e per semplicità, che il modulo SEIS-MB sia isolato da tutti gli altri moduli del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale.



**Figura 85.** Modellizzazione dei flussi di energia che vengono scambiati fra i componenti funzionali di un modulo base del SEIS CH<sub>3</sub>OH (SEIS-MB) in grado di servire, con le due catene energetiche CEE e CMV, un'area territoriale di circa 1 milione di abitanti. Nel blocco "NC" non sono rappresentati, per semplicità, i sottosistemi di accumulo di CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O e i relativi flussi massici.

Il SEIS-MB schematizzato in figura 85 è composto da:

1. un segmento elettrico (blocchi alla sinistra di fig. 85: CBP-E, CNE, CBU-E);
2. un segmento chimico (blocchi alla destra di fig. 85: CBP-C, NC, CBU-CL).

I due segmenti scambiano energia attraverso due sole interfacce elettriche:

- Interfaccia fra CNE e sezione CEC dell'NC, attraverso la quale transita la potenza  $P_{SE}(t)$ ;
- Interfaccia fra sezione CCE dell'NC e CNE, attraverso la quale transita la potenza  $P_{ED}(t)$ .

### 12.2.1.1 Il segmento elettrico del SEIS-MB

Il segmento elettrico del SEIS-MB è costituito dai seguenti tre blocchi funzionali:

1. **CBP-E:** collezione degli  $n$  BP-E del SEIS-MB.  
Questo blocco funzionale comprende tutti i BP-E del SEIS-MB.

Il generico  $BP - E_i$  del CBP-E può erogare due tipologie di flussi di energia elettrica:

- a. Flussi da FER-NA, cioè potenze elettriche di tipo NA (non accumulabile),  $P_i^{BPE-NA}(t)$ , a loro volta raggruppabili in due diverse categorie:
  - i.  $P_i^{BPE-NAC}(t)$ , potenze elettriche ricavabili da FER-NAC (FER non accumulabili, con regime di produzione costante o quasi-costante<sup>40</sup>);
  - ii.  $P_i^{BPE-NAV}(t)$ , potenze elettriche ricavabili da FER-NAV (FER non accumulabili, con regime di produzione variabile<sup>41</sup>);
- b. Flussi da FER-A, cioè potenze elettriche di tipo A (accumulabile)<sup>42</sup>,  $P_i^{BPE-A}(t)$ .

Le due tipologie di flussi di energia elettrica offrono vantaggi differenziati nella gestione degli esuberanti e dei deficit elettrici della catena CEE del SEIS-MB (come vedremo meglio più avanti), per cui le manterremo distinte nell'analisi che segue.

2. **CNE:** collezione degli  $n$  nodi elettrici  $NE_i$  del SEIS-MB.

Questo blocco funzionale comprende tutti gli  $n$  nodi elettrici  $NE_i$  del SEIS-MB.

Il generico  $NE_i$  del CNE:

- a. riceve due flussi di energia elettrica dal rispettivo BP-E:
  - i.  $(\eta_{BN})_i P_i^{BPE-A}(t)$ , potenza elettrica da FER-A del rispettivo BP-E, all'interfaccia  $P_1$ ;
  - ii.  $(\eta_{BN})_i P_i^{BPE-NA}(t)$ , potenza elettrica da FER-NA del rispettivo BP-E, all'interfaccia  $P_1$ ;
- b. alimenta il rispettivo BU-E con un flusso di energia elettrica che deve soddisfare la domanda  $P_i^{BUE.P_1}(t)$ ;
- c. nelle finestre temporali di esubero elettrico della catena CEE del SEIS-MB (stato E di figura 14) cede (agli altri NE e/o all'NC) l'esubero di energia elettrica:
$$P_i^\Delta(t) = (\eta_{BN})_i P_i^{BPE-NA}(t) - P_i^{BUE.P_1}(t);$$
- d. nelle finestre temporali di deficit elettrico della catena CEE del SEIS-MB (stati D di figura 14) assorbe (da FER-A del rispettivo BP-E, dagli altri NE e/o dall'NC) un flusso di energia elettrica di valore adeguato a coprire il deficit:

<sup>40</sup> Geotermico, idraulico ad acqua corrente

<sup>41</sup> Solare, eolico

<sup>42</sup> Idraulico a bacino

$$P_i^\delta(t) = P_i^{BUE.P_i}(t) - (\eta_{BN})_i P_i^{BPE-NA}(t)$$

3. **CBU-E**: collezione dei BU-E del SEIS-MB.

Questo blocco funzionale comprende tutti i BU-E del SEIS-MB.

Il generico  $(BU - E)_i$  del CBU-E assorbe la potenza elettrica  $P_i^{BU-E}(t)$  dal rispettivo NE.

L'insieme dei BU-E del CBU-E assorbe il flusso aggregato di energia elettrica:

$$P_{UE.P_i}(t) = \sum_1^n P_i^{BUE.P_i}(t).$$

### 12.2.1.2 Il segmento chimico del SEIS-MB

Il segmento chimico del SEIS-MB è costituito dai seguenti blocchi funzionali:

1. **CBP-C**: collezione degli n BP-C del SEIS-MB.

Questo blocco funzionale comprende tutti i BP-C del SEIS-MB.

Il generico  $BP - C_i$  del CBP-C produce due tipologie di massa:

- a. RUI (Rifiuti Urbani Indifferenziati), con portata massica  $\pi_i^{BPC-R}(t)$ ;
- b. Scarti di biomasse, con portata massica  $\pi_i^{BPC-B}(t)$ .

Le due tipologie di massa sono vettori di energia in forma chimica, concentrabile, per mezzo di una opportuna infrastruttura, nei sottosistemi di accumulo  $S_{RU}$  e  $S_B$ , ospitati nell'NC. Il potenziale produttivo dell'insieme degli n BP-C del SEIS-MB dipende dalle caratteristiche del territorio sul quale insiste il SEIS-MB stesso.

2. **NC**: è uno solo per l'intero SEIS-MB, ed include i metablocchi schematizzati in figura 82.

3. **CBU-CL**: collezione dei BU-CL del SEIS-MB.

Questo blocco funzionale comprende tutti i BU-CL del SEIS-MB.

Il generico  $BU - CL_i$  del CBU-CL preleva dal sottosistema di accumulo  $S_{AM}$  un flusso di  $CH_3OH$ -ZE  $P_i^{BU-CL}(t)$ . L'insieme dei BU-CL del CBU-CL preleva dal sottosistema di accumulo  $S_{AM}$  il flusso aggregato di energia chimica:

$$P_{UC.P_3}(t) = \sum_1^n P_i^{BU-CL}(t).$$

## 12.2.2 I flussi di energia elettrica attestati al punto P<sub>1</sub> del SEIS-MB

Per effetto dell'architettura del SEIS-MB, il blocco funzionale CNE (collezione di nodi elettrici NE) è il punto di convergenza di due diversi raggruppamenti di potenze elettriche:

- potenze elettriche entranti;
- potenze elettriche uscenti:

La tabella 51 illustra le funzioni che i diversi raggruppamenti di potenze svolgono nel SEIS-MB.

Raggruppamenti di potenze	Simbologia	Descrizione
Potenze elettriche uscenti dal CNE (per soddisfare il fabbisogno totale delle due catene CEE e CMV, $P_{FE.P_1}(t)$ )	$P_{UE.P_1}(t) = \sum_1^n P_i^{BUE.P_1}(t)$	Potenza elettrica associata all'aggregato dei flussi di energia elettrica assorbiti, in tempo reale, dagli n BU-E del SEIS-MB, all'interfaccia P <sub>1</sub>
	$P_{SE}(t) = P_{TP.P_1}(t) - P_{UE.P_1}(t)$	Potenza elettrica in esubero (cioè ≠ 0 solo quando $P_{TP.P_1}(t) > P_{UE.P_1}(t)$ ). Viene accumulata (previa conversione in CH <sub>3</sub> OH nella sezione CEC dell'NC) nel sottosistema S <sub>AM</sub> . Il sottosistema S <sub>AM</sub> , a sua volta, alimenta: <ul style="list-style-type: none"> <li>• la domanda di energia chimica degli n BU-CL, <math>P_{UC.P_3}(t) = \sum_1^n P_i^{BU-CL}(t)</math> (catena CMV del SEIS-MB);</li> <li>• la produzione della potenza elettrica <math>P_{ED1}(t)</math> nella sezione CCE dell'NC (solo nello stato D1 della catena CEE del SEIS-MB)</li> </ul>
Potenze elettriche entranti nel CNE. La loro somma è la potenza totale $P_{TP.P_1}(t)$ prodotta dal sottosistema di produzione del SEIS-MB (BP-E e NC)	$P_{BPE.P_1}^{NA}(t) = \sum_1^n (\eta_{BN})_i \cdot P_i^{BPE-NA}(t)$	Potenza elettrica associata all'aggregato delle potenze ricavate da FER-NA nell'insieme degli n BP-E del SEIS-MB, all'interfaccia P <sub>1</sub>
	$P_{BPE.P_1}^A(t) = \sum_1^n (\eta_{BN})_i \cdot P_i^{BPE-A}(t)$	Potenza elettrica associata all'aggregato delle potenze ricavate da FER-A nell'insieme degli n BP-E del SEIS-MB, all'interfaccia P <sub>1</sub>
	$P_{ED}(t)$	Potenza elettrica che, negli stati di deficit elettrico D2 e D1 della catena CEE del SEIS-MB, viene generata nella sezione CCE allo scopo di coprire il deficit elettrico. E' la somma di tre componenti, prodotte in parallelo dai rispettivi metablocchi della sezione CCE: <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>P_{ED2R}(t)</math>, potenza elettrica generata dal metablocco CMV.S2R della sezione CCE, per combustione di RUI;</li> <li>• <math>P_{ED2B}(t)</math>, potenza elettrica generata dal metablocco CMV.S2B della sezione CCE, per combustione di scarti di biomasse;</li> <li>• <math>P_{ED1}(t)</math>, potenza elettrica generata dal metablocco CEE.S2 della sezione CCE, per combustione di CH<sub>3</sub>OH prelevato dal sottosistema S<sub>AM</sub></li> </ul>

**Tabella 51. Flussi di energia elettrica che fanno capo al blocco CNE del SEIS-MB (vedi figura 85)**

L'architettura di riferimento del SEIS-MB di figura 85 e le relazioni matematiche che vincolano i flussi di energia elettrica alle interfacce del CNE ci permettono di avviare una analisi, per quanto semplificata, della dinamica dei flussi di energia elettrica attestati al CNE del SEIS-MB (interfaccia  $P_1$  di fig. 85).

### 12.2.3 Caratteristiche del fabbisogno energetico delle catene CEE e CMV del SEIS-MB

Come abbiamo visto nei precedenti paragrafi, all'interfaccia  $P_1$  il SEIS-MB deve soddisfare il fabbisogno totale di potenza elettrica  $P_{FE.P_1}(t)$ , somma dei seguenti contributi:

1. Fabbisogno della catena CEE, che si presenta come domanda di potenza elettrica all'interfaccia  $P_1$ ,  $P_{UE.P_1}(t)$ , e deve essere soddisfatta in tempo reale;
2. Fabbisogno della catena CMV, che si presenta come domanda di potenza chimica all'interfaccia  $P_5$ ,  $P_{UC.P_5}(t)$  e non ha vincoli di tempo reale.

Questa domanda si presenta come un flusso discreto (prelievi mediante autocarri) o quasi-continuo (prelievi mediante "metanolodotti") di  $CH_3OH-ZE$ . La domanda complessiva è modellizzabile come un emissario che preleva nel tempo la potenza chimica  $P_{UC.P_5}(t)$  dal sottosistema di accumulo  $S_{AM}$ .

La presenza del sottosistema di accumulo  $S_{AM}$ , tuttavia, disaccoppia la domanda  $P_{UC.P_5}(t)$ , emissario del sottosistema  $S_{AM}$ , dalla potenza chimica  $P_{SC}(t) = \eta_{EC} \cdot P_{SE}(t)$ , immisario del sottosistema  $S_{AM}$  (vedi figura 85).

Pertanto, la domanda di potenza chimica della catena CMV,  $P_{UC.P_5}(t)$ , non pone un vincolo di tempo reale alla potenza elettrica  $P_{SE}(t)$  che alimenta la sezione CEC. Per soddisfare la domanda  $P_{UC.P_5}(t)$  in un intervallo di tempo  $T$  sufficientemente lungo e in modo che lo stato di accumulo nel sottosistema  $S_{AM}$  permanga stazionario, infatti, è sufficiente che, nell'intervallo di tempo  $T$ , sia soddisfatta la seguente condizione:

$$\int_T P_{SC}(t) dt = \eta_{EC} \cdot \int_T P_{SE}(t) dt = \int_T P_{UC.P_5}(t) dt \quad (12.2.01a)$$

La relazione (12.2.01a) può essere scritta anche nella forma:

$$\bar{P}_{SE} = \frac{\bar{P}_{UC.P_5}}{\eta_{EC}} \quad (12.2.01b)$$

dove:

- $\bar{P}_{SE}$  e  $\bar{P}_{UC.P_5}$  sono le medie temporali rispettivamente di  $P_{SE}(t)$  e di  $P_{UC.P_5}(t)$  nell'intervallo di tempo  $T$ ;
- $\eta_{EC}$  è l'efficienza con la quale la sezione CCE converte energia elettrica in energia chimica.

### 12.2.3.1 Caratteristiche del fabbisogno di potenza elettrica della catena CEE (all'interfaccia P<sub>1</sub>)

Dato un intervallo di tempo T, la potenza elettrica media che la catena CEE del SEIS-MB assorbe all'interfaccia P<sub>1</sub> è data dalla relazione:

$$T \cdot \bar{P}_{UE.P_1} = \int_T P_{UE.P_1}(t) dt = \int_T \sum_1^n P_i^{BUE.P_1}(t) dt = \sum_1^n \int_T P_i^{BUE.P_1}(t) dt = T \cdot \sum_1^n \bar{P}_i^{BUE.P_1} \quad (12.2.02)$$

Se consideriamo che la catena CEE del SEIS-MB deve servire 1 milione di abitanti suddivisi in n BU-E, a ciascuno dei quali deve fornire una potenza media annua (T = 1 anno) di circa 0,9 kW (vedi tabella 50) all'entrata della rete di distribuzione (interfaccia P<sub>1</sub> di figura 85), allora la catena CEE del SEIS-MB deve soddisfare la domanda media di potenza elettrica aggregata:

$$\bar{P}_{UE.P_1} = \sum_1^n \bar{P}_i^{BUE.P_1} = 897 MW_E$$

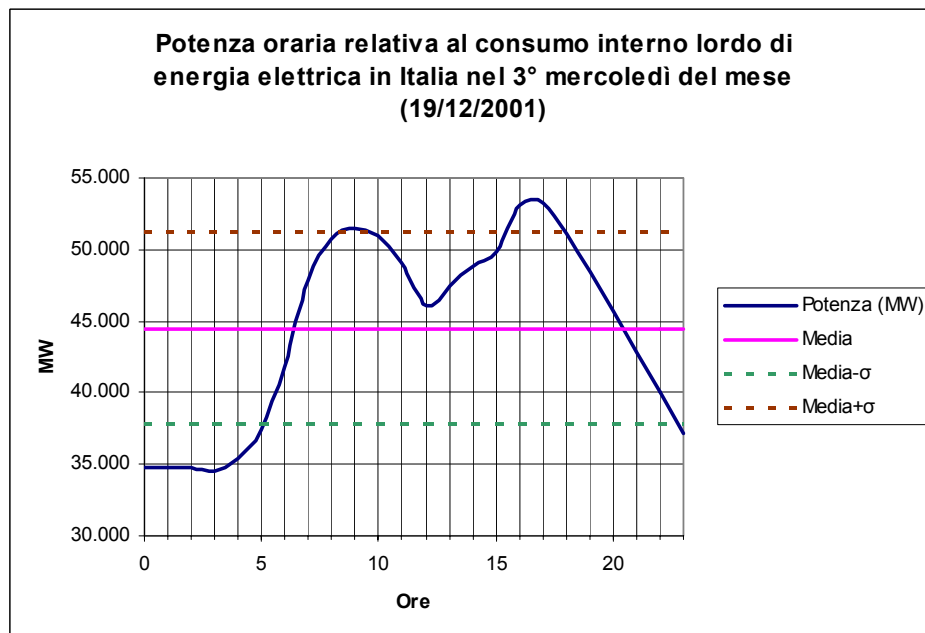
All'interfaccia P<sub>1</sub> di figura 85, dunque, la domanda istantanea di potenza elettrica della catena CEE

del SEIS-MB,  $P_{UE.P_1}(t) = \sum_1^n P_i^{BUE.P_1}(t)$ , fluttuerà attorno al valor medio  $\bar{P}_{UE.P_1} = 897 MW_E$ , in una

fascia la cui ampiezza dipenderà dalle caratteristiche della domanda dei 10<sup>6</sup> abitanti che popolano gli n BU-E.

Per una stima grossolana dell'ampiezza della fascia di variabilità di  $P_{UE.P_1}(t)$  attorno al valor medio

$\bar{P}_{UE.P_1} = 897 MW_E$ , può essere utile osservare un tipico andamento della potenza elettrica che il gestore ENEL ha immesso nella rete che copre il territorio nazionale italiano in un giorno di dicembre del 2001, per soddisfare la domanda di energia elettrica (figura 86). Il territorio servito ospita una popolazione media di circa 57,5 milioni di abitanti.



**Figura 86. Andamento tipico della domanda di potenza elettrica oraria, in un giorno invernale, in un paese europeo**

Come si può notare, il consumo di quel giorno ha fluttuato, nelle 24 ore, attorno al valor medio orario (circa 44,5 GW, cioè 0,782 kW/ab.), con due picchi positivi nelle ore centrali della giornata (fra le 8.00 e le 11.00 e fra le 15.00 e le 18.00) ed un picco negativo nelle ore notturne.

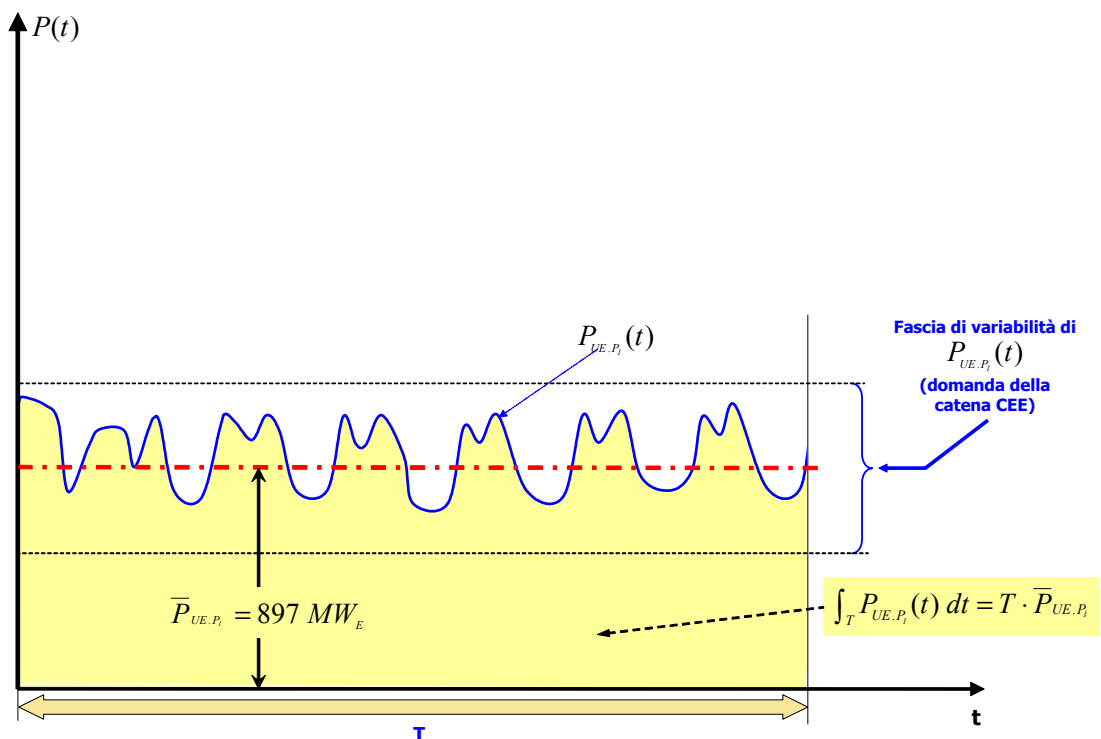
La fluttuazione è compresa in una fascia -22,3%/+19,6% attorno al valor medio orario. La deviazione standard è  $\sigma=6,691$  GW, corrispondente a circa il 15% del valore medio.

E' interessante notare che il valore della potenza media oraria pro-capite immessa in rete nelle 24 ore di un giorno di dicembre del 2001 in Italia (0,782 kW/abitante) è circa l'82% della potenza media pro-capite che abbiamo stimato necessario immettere in rete (all'interfaccia  $P_0$  di figura 85) per

soddisfare la domanda CEE nel nostro SEIS-MB ( $\frac{\bar{P}_{UE.P_0}}{\eta_{BN}} = \frac{0,897}{0,94} \frac{kW_E}{ab} = 0,954 \frac{kW_E}{ab}$ ).

In generale, la domanda  $P_{UE.P_i}(t)$  avrà una componente diurna (del tipo mostrato in figura 86) ed una componente stagionale, dipendente dalla dislocazione geografica del SEIS-MB (latitudine, altitudine, continentalità, ecc.). Una esemplificazione grafica (qualitativa) del possibile andamento nel

tempo della domanda  $P_{UE.P_i}(t)$ , attorno al valore medio  $\bar{P}_{UE.P_i} = \sum_1^n \bar{P}_i^{BU-E} = 897 MW_E$ , è illustrata in figura 87.



**Figura 87. Esempificazione grafica dell'andamento nel tempo della domanda  $P_{UE.P_i}(t)$  di un SEIS-MB.**

**La grandezza fluttuerebbe attorno al valor medio ( $\bar{P}_{UE.P_i} = 897 MW_E$ ), in una fascia la cui ampiezza dipenderebbe dalla dislocazione del SEIS-MB (latitudine, altitudine, continentalità, ecc.) e dalle caratteristiche locali della domanda (abitudini culturali, mix di energie consumate, ecc.).**

**In generale la domanda  $P_{UE.P_i}(t)$  presenterà componenti diurne e, soprattutto in alcune fasce climatiche, componenti stagionali (effetto della domanda per riscaldamento invernale e/o condizionamento estivo).**

Se teniamo conto che:

1. Almeno nei paesi di prima industrializzazione i valori di picco della domanda sarebbero distribuiti deterministicamente nelle ore diurne centrali mentre i valori minimi sarebbero deterministicamente distribuiti nelle ore notturne;
2. La frazione della domanda elettrica che ha la maggiore dipendenza da fattori stagionali è quella che nei paragrafi 11.1.3.2.4 e 11.1.3.2.5 abbiamo denominato "energia termica a bassa

temperatura", il cui ammontare non supera il valore  $P_{UE.P_1}^{ET-BT} \approx 935 \text{ kWh}_E / \text{anno} \cdot \text{ab.}$ , corrispondente a una quota non superiore al 12% della domanda totale della catena CEE (nel punto P<sub>1</sub>);

3. L'autoproduzione basata sul solare FV e sul solare termico nell'area dell'utenza è sistematicamente in fase con il picco della domanda mostrata in figura 87, per cui tenderà ad attenuare l'escursione del picco positivo della domanda nelle ore centrali della giornata ....

... possiamo ragionevolmente concludere che i numerosi strumenti con i quali si possono comprimere le fluttuazioni della domanda  $P_{UE.P_1}(t)$  del SEIS-MB (incluse politiche tariffarie legate al picco della domanda, basate sull'uso di contatori intelligenti al confine fra il SEIS e l'area dell'utenza, ecc.) potrebbero consentire di contenere le fluttuazioni della domanda aggregata, attorno al valor medio  $\bar{P}_{UE.P_1} = 897 \text{ MW}_E$ , in una fascia di ampiezza non superiore al +30%/-40% del valor medio stesso (fascia di massima variabilità).

In questo quadro di ipotesi, la fascia di massima variabilità, nel SEIS-MB, si situerebbe fra i valori:

$$\begin{aligned} [P_{UE.P_1}(t)]_{max} &= 1,3 \cdot \bar{P}_{UE.P_1} = 1,3 \cdot 897 \text{ MW}_E = 1.166 \text{ MW}_E \\ [P_{UE.P_1}(t)]_{min} &= 0,6 \cdot \bar{P}_{UE.P_1} = 0,6 \cdot 897 \text{ MW}_E = 538 \text{ MW}_E. \end{aligned}$$

### 12.2.3.2 Caratteristiche del fabbisogno di energia chimica della catena CMV (all'interfaccia P<sub>5</sub>)

Dato un intervallo di tempo  $T$ , la potenza elettrica media che la catena CMV del SEIS-MB assorbe all'interfaccia P<sub>5</sub> di figura 85 è data dalla relazione:

$$T \cdot \bar{P}_{UC.P_5} = \int_T P_{UC.P_5}(t) dt = \int_T \sum_1^n P_i^{BU-CL}(t) dt = \sum_1^n \int_T P_i^{BU-CL}(t) dt = T \cdot \sum_1^n \bar{P}_i^{BU-CL} \quad (12.2.03)$$

Se consideriamo che il SEIS-MB deve servire 1 milione di abitanti, a ciascuno dei quali deve fornire una potenza chimica  $\bar{P}_{UC.P_5}$  (mediata su un intervallo temporale  $T=1$  anno) di circa 0,516 kW/ab. (2,84 litri di CH<sub>3</sub>OH-ZE al giorno per abitante) all'ingresso della rete di distribuzione della catena CMV (interfaccia P<sub>5</sub> di figura 85), il SEIS-MB deve soddisfare la domanda media aggregata di energia chimica:

$$\bar{P}_{UC.P_5} = \sum_1^n \bar{P}_i^{BU-CL} = 516 \text{ MW}$$

Poiché la domanda aggregata  $P_{UC.P_5}(t)$  della catena CMV si presenta nella forma di prelievi di CH<sub>3</sub>OH-ZE dal sottosistema S<sub>AM</sub>, nell'intervallo temporale  $T$  il prelievo complessivo al quale essa corrisponde è dato dalla relazione:

$$M_{UC.P_5}^{CMV} |_T = \int_T \pi_{UC.P_5}(t) dt = \frac{1}{LHV_{CH_3OH}} \int_T P_{UC.P_5}(t) dt = \frac{\bar{P}_{UC.P_5} \cdot T}{LHV_{CH_3OH}} \quad (12.2.04)$$

Se ciascuno degli abitanti/utenti del SEIS-MB assorbe una potenza chimica  $\bar{P}_{UC.P_5}$  (mediata su un anno) di circa 0,516 kW, allora la massa di CH<sub>3</sub>OH-ZE che i 10<sup>6</sup> abitanti che popolano i BU-CL del SEIS-MB prelevano dal sottosistema S<sub>AM</sub> in una finestra temporale  $T$  sufficientemente lunga è data da:

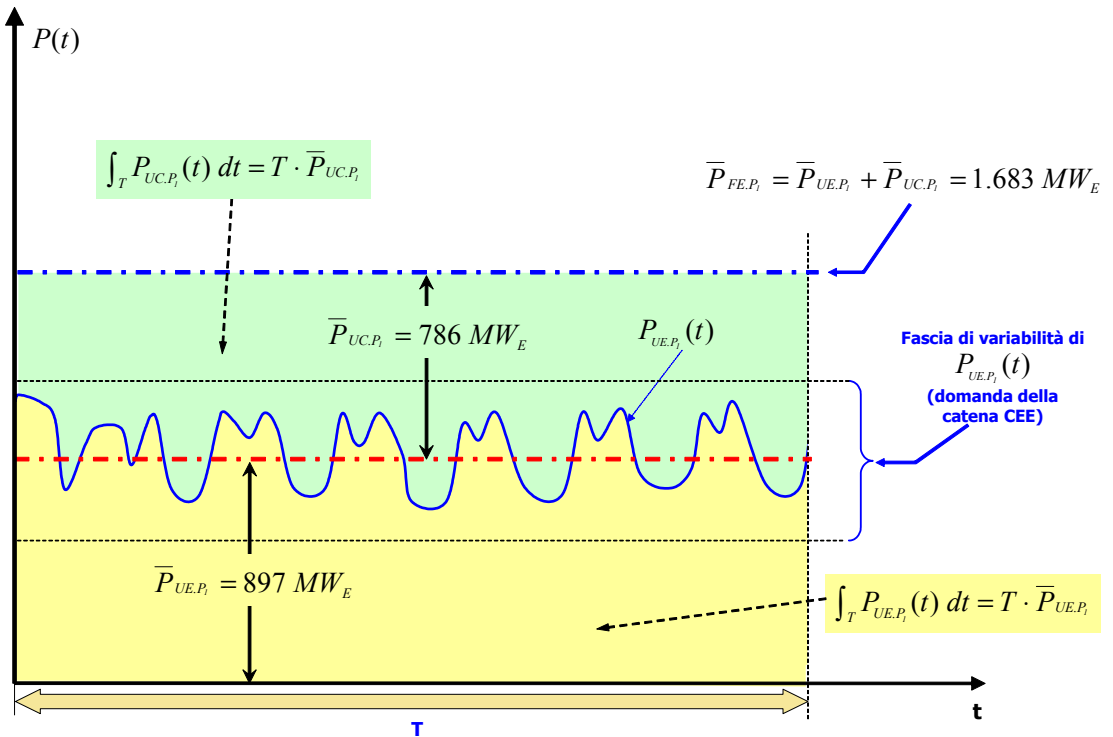
$$M_{UC.P_5}^{CMV} |_T = \frac{516 \text{ MW}}{5,53 \text{ kWh} / \text{kg}_{CH_3OH}} T = 93,3 \frac{\text{t}_{CH_3OH}}{\text{h}} T(\text{ore}) = 25,9 \frac{\text{kg}_{CH_3OH}}{\text{s}} T(\text{secondi})$$

In questo quadro di ipotesi, all'interfaccia  $P_5$  di figura 85 la catena CMV del SEIS-MB preleverebbe dal sottosistema  $S_{AM}$  una portata di  $CH_3OH-ZE$ :

$$\frac{-CMV}{\pi_{UC.P_5}} = 93,3 \frac{t_{CH_3OH}}{h} = 2.239 \frac{t_{CH_3OH}}{\text{giorno}} = 817.949 \frac{t_{CH_3OH}}{\text{anno}}$$

Per assicurare, in un intervallo  $T$  sufficientemente lungo, che lo stato di accumulo del sottosistema  $S_{AM}$  non scenda sotto un livello definito, la sezione CEC deve produrre (ed immettere nel sottosistema  $S_{AM}$ , nel punto  $P_7$  di figura 85) una massa di  $CH_3OH-ZE$ ,  $M_{SC.P_7}^{CMV}|_T$ , almeno uguale alla massa  $M_{UC.P_5}^{CMV}|_T$  prelevata nello stesso intervallo di tempo  $T$  dall'insieme dei BU-CL della catena CMV, cioè:

$$M_{SC.P_7}^{CMV}|_T \geq M_{UC.P_5}^{CMV}|_T \quad (12.2.05)$$



**Figura 88.** *Illustrazione grafica delle relazioni fra:*

- *fabbisogno medio di potenza elettrica delle due catene CEE e CMV nel punto  $P_1$ ,  $\bar{P}_{FE,P_1}$ ;*
- *domanda media di potenza elettrica della catena CEE nel punto  $P_1$ ,  $\bar{P}_{UE,P_1}$ ;*
- *domanda istantanea di potenza elettrica della catena CEE nel punto  $P_1$ ,  $P_{UE,P_1}(t)$ .*

*La domanda istantanea di potenza elettrica della catena CEE deve essere soddisfatta in tempo reale. La domanda di potenza elettrica della catena CMV, invece, non impone vincoli di copertura in tempo reale. Ne consegue che lo "scenario ottimale" (massima efficienza energetica) del SEIS-MB si manifesta quando la potenza istantanea totale  $P_{TP,P_1}(t)$  resa disponibile dal SEIS-MB nel punto  $P_1$  abbia un andamento, nell'intervallo  $T$ , tale da assicurare un valore medio pari al fabbisogno medio totale,  $\bar{P}_{FE,P_1}$ , e tale da non risultare inferiore, per nessun valore di  $t \in T$ , alla domanda istantanea della catena CEE  $P_{UE,P_1}(t)$ .*

Poiché:

$$M_{SC.P_7}^{CMV}|_T = \int_T \pi_{SC.P_7}(t) dt = \frac{\int_T P_{SC.P_7}(t) dt}{LHV_{CH_3OH}} = \frac{\eta_{EC} \cdot \int_T P_{SE}(t) dt}{LHV_{CH_3OH}} = \frac{\eta_{EC} \cdot \bar{P}_{SE} \cdot T}{LHV_{CH_3OH}} \quad (12.2.06)$$

allora le relazioni (12.2.04), (12.2.05) e (12.2.06) sono soddisfatte se, in un intervallo  $T$  sufficientemente lungo:

$$\eta_{EC} \cdot [\bar{P}_{SE}]_T \geq [\bar{P}_{UC.P_3}]_T = 516 \text{ MW} \quad (12.2.07a)$$

Dalla relazione (12.2.07a), ricaviamo il valore minimo della potenza elettrica media,  $\bar{P}_{SE}$ , che l'insieme dei BU-CL assorbe all'interfaccia  $P_1$ :

$$[\bar{P}_{SE}]_T = \frac{[\bar{P}_{UC.P_3}]_T}{\eta_{EC}} = [\bar{P}_{UC.P_1}]_T = 786 \text{ MW}_E \quad (12.2.07b)$$

Nella figura 88 sono illustrate graficamente le relazioni fra:

- fabbisogno medio di potenza elettrica delle due catene CEE e CMV nel punto  $P_1$ ,  $[\bar{P}_{FE.P_1}]_T$ ;
- domanda media di potenza elettrica della catena CEE nel punto  $P_1$ ,  $[\bar{P}_{UE.P_1}]_T$ ;
- domanda istantanea di potenza elettrica della catena CEE nel punto  $P_1$ ,  $P_{UE.P_1}(t)$ .

In virtù della presenza del sottosistema di accumulo  $S_{AM}$ , l'andamento istantaneo della portata di  $\text{CH}_3\text{OH}$   $\pi_{UC.P_3}(t)$  (portata associata alla domanda della catena CMV nel punto  $P_3$ ) non impone vincoli di tempo reale all'andamento istantaneo della portata  $\pi_{SC.P_7}(t)$  del flusso di  $\text{CH}_3\text{OH}$  (immissario del sottosistema  $S_{AM}$ ) prodotto dalla sezione CEC del SEIS-MB né, per conseguenza, all'andamento istantaneo della potenza elettrica  $P_{SE}(t)$  che deve alimentare la sezione CEC del SEIS-MB.

Affinché il sottosistema  $S_{AM}$  sia in grado di soddisfare senza disservizi la domanda istantanea di  $\text{CH}_3\text{OH-ZE}$ , rappresentata dalla portata  $\pi_{UC.P_3}(t)$  (emissario di  $S_{AM}$ ), in una finestra temporale  $T$  sufficientemente lunga, è sufficiente che, in quella finestra temporale  $T$ , la differenza cumulativa fra gli apporti ed i prelievi di  $\text{CH}_3\text{OH}$  non determini lo svuotamento o il trabocco del sottosistema di accumulo  $S_{AM}$ .

### 12.2.3.2.1 SCENARIO OTTIMALE DI UN SEIS-MB

Per quanto fin qui discusso, la massima efficienza del SEIS-MB si ottiene se la potenza istantanea totale  $P_{TP.P_1}(t)$  resa disponibile dal SEIS-MB nel punto  $P_1$  presenta, nella finestra temporale  $T$ , un andamento tale che:

1. il suo valor medio, calcolato nella finestra temporale  $T$ , coincida con il valore medio del fabbisogno totale di potenza elettrica nel punto  $P_1$  nella stessa finestra temporale, cioè:

$$[\bar{P}_{TP.P_1}]_T^o = [\bar{P}_{FE.P_1}]_T = 1.683 \text{ MW}_E \quad (12.2.08a)$$

2. per nessun valore di  $t \in T$  sia inferiore alla domanda istantanea della catena CEE  $P_{UE.P_1}(t)$ , cioè:

$$P_{TP.P_1}(t) \geq P_{UE.P_1}(t), \text{ per ogni } t \in T \quad (12.2.08b)$$

### 12.2.3.2.2 SCENARI NON OTTIMALI DI UN SEIS-MB

Se la condizione (12.2.08a) fosse violata in un sottodominio  $T_{D1}$  della finestra temporale  $T$ , allora in tale sottodominio la potenza elettrica istantanea totale  $P_{TP.P_i}(t)$  che il SEIS-MB è in grado di erogare non sarebbe in grado di coprire il fabbisogno istantaneo  $P_{UE.P_i}(t)$ , per cui il SEIS-MB si troverebbe nello stato di deficit D1. La copertura del deficit richiederebbe di convertire in potenza elettrica un flusso di  $\text{CH}_3\text{OH}$  prelevato dal sottosistema di accumulo  $S_{AM}$  dell'NC. Allora, per assicurare la stazionarietà dell'accumulo del sottosistema  $S_{AM}$ , il sottosistema CBP-E del SEIS-MB dovrà essere dimensionato in modo da produrre una potenza media  $[\bar{P}_{TP.P_i}]_T^{NO}$  che sia in grado, oltre che di soddisfare il fabbisogno associato allo "scenario ottimale" del SEIS-MB, corrispondente a una potenza media  $[\bar{P}_{TP.P_i}]_T^O = [\bar{P}_{FE.P_i}]_T = 1.683 \text{ MW}_E$ , anche di accumulare il surplus di  $\text{CH}_3\text{OH}$  necessario per coprire i deficit D1 associati al sottodominio  $T_{D1}$ .

In altre parole, uno scenario non ottimale ("NO") sarà caratterizzato dalle seguenti condizioni:

$$P_{TP.P_i}(t) < P_{UE.P_i}(t), \text{ per } t \in T_{D1}, \text{ con } T_{D1} \subset T \quad (12.2.09a)$$

$$[\bar{P}_{TP.P_i}]_T^{NO} = [\bar{P}_{TP.P_i}]_T^O + [\bar{P}_A]_T^{D1} > \bar{P}_{FE.P_i} = 1.683 \text{ MW}_E \quad (12.2.09b)$$

Nella relazione (12.2.09b) il termine  $[\bar{P}_A]_T^{D1}$  rappresenta la frazione di potenza che i BP del SEIS devono produrre per coprire i deficit D1 associati al sottodominio  $T_{D1}$ .

## 12.2.4 Produzione di energia elettrica da FER in un SEIS-MB

Per produrre la potenza elettrica  $P_{TP,P_i}(t)$  necessaria a soddisfare la domanda di energia primaria di cui nei precedenti paragrafi abbiamo cercato di stimare l'entità (con le inevitabili approssimazioni), i BP-E e BP-C di uno specifico SEIS-MB hanno accesso a un ben definito pool di FER, il cui profilo (mix e peso potenziale di ciascuna tipologia di FER) è determinato dalle caratteristiche dello specifico territorio sul quale insistono i BP-E e BP-C del SEIS-MB stesso.

Le caratteristiche di variabilità e controllabilità/regolabilità della potenza elettrica  $P_{TP,P_i}(t)$  dipenderanno dallo specifico mix di FER che il SEIS-MB potrà sfruttare.

Come abbiamo anticipato nel paragrafo 6.1.4, le FER che si ipotizza di poter sfruttare, sono classificabili in due distinte categorie:

1. **FER-A** (FER che ammettono accumulo);
2. **FER-NA** (FER che non ammettono accumulo).

### 12.2.4.1 Caratteristiche delle potenze elettriche ricavabili da FER-A

Come anticipato nel paragrafo 6.1.4, appartengono alla categoria FER-A:

- a. idraulico a bacino;
- b. RUI;
- c. scarti di biomasse.

Questo tipo di FER ammette l'accumulo di energia nella forma di energia potenziale (gravitazionale o chimica), per cui l'energia (gravitazionale o chimica) non convertita in energia elettrica rimane indefinitamente disponibile come energia potenziale.

**Le FER-A sono ideali per la copertura controllata dei deficit elettrici del SEIS-MB (stati D di figura 14), perché la produzione di potenza elettrica ricavata da queste tipologie di FER può essere attivata:**

- **quando effettivamente necessario (cioè, per esempio, nelle finestre temporali di deficit elettrico della catena CEE del SEIS-MB);**
- **nella misura effettivamente necessaria (ad esempio per coprire esattamente i deficit elettrici di tipo D2 della catena CEE del SEIS-MB).**

Per comodità, useremo nel seguito l'indice "A" (accumulabile) per contrassegnare:

1. La frazione di energia generata in forma elettrica dalle FER-A dei BP-E del SEIS-MB.  
Ad esempio: con  $P_i^{BPE-A}(t)$  designiamo la potenza elettrica totale prodotta da FER di categoria "A" nell'i-esimo BP-E.
2. La portata di RUI e scarti di biomasse prodotte dai BP-C del SEIS-MB. Ad esempio:
  - a. Con  $\pi_{BPC-R}^A(t) = \sum_1^n \pi_i^{BPC-R}(t)$  designiamo la portata massica complessiva di RUI prodotta dagli n BP-C del SEIS-MB;
  - b. con  $\pi_{BPC-B}^A(t) = \sum_1^n \pi_i^{BPC-B}(t)$  designiamo la portata massica complessiva di scarti di biomasse prodotta dagli n BP-C del SEIS-MB.

La potenza elettrica istantanea ricavabile da questa tipologia di FER è controllabile da zero ad un valore massimo, dipendente dalla potenza nominale degli impianti di conversione installati e dallo stato di accumulazione dell'energia potenziale primaria.

Le FER-A comprendono due diverse classi di FER:

1. FER-A ad accumulo idraulico (FER-AI). Questo tipo di FER produce direttamente energia elettrica (dunque rientra nelle FER-EEN) in siti esterni ai NEI, per lo più remoti rispetto ai territori dove si concentra il consumo. La potenza elettrica aggregata erogabile (su comando centrale) dall'insieme degli impianti idroelettrici a bacino in un SEIS-MB,

$$P_{BPE.P_0}^A(t) = \sum_1^n P_i^{BPE-A}(t), \text{ viene concentrata verso il blocco funzionale CNE utilizzando la stessa}$$

infrastruttura di trasporto ad alta tensione utilizzata per il trasporto delle altre frazioni prodotte dai BP-E.

L'entità della frazione di energia elettrica ricavabile da FER-AI dipende unicamente dall'estensione dei bacini di captazione, dal loro stato di riempimento e dalla potenza nominale degli impianti di conversione in energia elettrica (turbine) installati sul territorio del SEIS-MB.

2. FER-A ad accumulo chimico (FER-AC). L'energia chimica prodotta dai BP-C di un SEIS-MB viene concentrata nell'NC (unico) del SEIS-MB, nella forma di RUI e scarti di biomasse, mediante una infrastruttura di concentrazione (vedi figura 85) che fa capo a due sottosistemi di accumulo:  $S_{RU}$  per i RUI e  $S_B$  per gli scarti di biomasse.

Gli immissari dei sottosistemi di accumulo  $S_{RU}$  e  $S_B$  sono gli aggregati:

$$\pi_{BPC-R}^A(t) = \sum_1^n \pi_i^{BPC-R}(t);$$

$$\pi_{BPC-B}^A(t) = \sum_1^n \pi_i^{BPC-B}(t).$$

La conversione dei RUI e degli scarti di biomasse in energia elettrica viene effettuata con impianti ospitati nella sezione CCE del SEIS-MB ed è governata dalle relazioni (10.2.43) e (10.2.13):

- a. La potenza elettrica che la sezione CCE ricava dalla conversione del flusso di RUI di portata  $\pi_{BPC-R}^A(t)$  (in kg/s), prelevato dal sottosistema di accumulo  $S_{RU}$ , è data dalla relazione:

$$P_{ED2R}(t) = \rho_R^{S2} \cdot \pi_{BPC-R}^A(t)$$

dove  $\rho_R^{S2}$  è in MJ/kg e  $P_{ED2R}(t)$  è in MW.

- b. La potenza elettrica che la sezione CCE ricava dalla conversione del flusso di scarti di biomasse (in kg/s), prelevato dal sottosistema di accumulo  $S_B$ , è data dalla relazione:

$$P_{ED2B}(t) = \rho_B^{S2} \cdot \pi_{BPC-B}^A(t),$$

dove  $\rho_B^{S2}$  è in MJ/kg e  $P_{ED2B}(t)$  è in MW.

L'entità<sup>43</sup> della frazione di energia elettrica che la sezione CCE di un SEIS-MB produce per conversione di RUI e scarti di biomasse è vincolata, da relazioni lineari (relazione 10.2.25c e 10.2.55c), all'entità dell'energia elettrica in esubero prodotta dal SEIS-MB per coprire la domanda di energia chimica della catena CMV (relazione 12.2.01a).

<sup>43</sup> Le relazioni lineari qui menzionate sono fissate dal vincolo che lega la massa di CH<sub>3</sub>OH di sintesi (fabbisogno della catena CMV) alla massa **minima** di CO<sub>2</sub>-ZE richiesta per coprire il fabbisogno per la sintesi del CH<sub>3</sub>OH. Ovviamente nulla vieta (fatti salvi i vincoli di sostenibilità ambientale) che la produzione di CO<sub>2</sub>-ZE ecceda il fabbisogno e, per conseguenza, che possa essere prodotta energia da scarti di biomasse in quantità maggiore della quantità minima imposta dal vincolo dei fabbisogni di CH<sub>3</sub>OH della catena CMV.

Inoltre, l'entità della frazione di energia elettrica che la sezione CCE di un SEIS-MB produce per conversione di RUI è legata alla quantità di RUI prodotti nel territorio del SEIS-MB (nel paragrafo 5.2.1.4.5 questa quantità è stata stimata in almeno 400 kg/abitante), mentre l'entità minima della frazione di energia elettrica che la sezione CCE di un SEIS-MB deve produrre per conversione di scarti di biomasse è fissata dal fabbisogno di CO<sub>2</sub>-ZE al netto della quota ricavabile dai RUI.

Su scala planetaria, il potenziale produttivo delle FER-A nel loro complesso, è limitato, per le ragioni illustrate nel paragrafo 5.2.1.4, per cui la potenza elettrica globalmente ricavabile da FER-A sarà una frazione relativamente modesta del fabbisogno complessivo di potenza elettrica della catena CEE del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale.

Una stima grossolana dell'entità del contributo che le FER-A possono fornire, nel punto P<sub>1</sub>, nello scenario di produzione "europeo attuale" è ricavabile con i seguenti criteri (vedi tabella 52):

1. **Idraulico a bacino.**  
La produzione europea (UE-15) di energia idroelettrica nell'anno 2003 è stata, nel complesso (a bacino e ad acqua corrente), pari a 701 kWh/anno·ab (vedi tabella 48, riferita al punto P<sub>1</sub>). Se ipotizziamo che almeno la metà di questa produzione sia fornita da idraulico a bacino, il potenziale produttivo di questa frazione sarebbe di circa 350 kWh/anno·ab, corrispondente a una potenza media (su un anno) di circa 39,9 W/ab.
2. **Rifiuti Urbani Indifferenziati.**  
Nel quadro delle considerazioni svolte al paragrafo 11.2.2.3, la produzione di energia da RUI, riferita al punto P<sub>1</sub>, è stimabile in circa 180 kWh/anno·ab, corrispondente a una potenza media (su un anno) di circa 20,5 W/ab.
3. **Scarti di biomasse.**  
Nel quadro delle considerazioni svolte al paragrafo 11.2.2.3, il valore minimo della produzione di energia da scarti di biomasse, riferita al punto P<sub>1</sub>, è stimabile in circa 245 kWh/anno·ab, corrispondente a una potenza media (su un anno) di circa 28,0 W/ab.

		Potenziale produttivo pro-capite in uno "scenario europeo"			
Punto di riferimento		P <sub>1</sub>			
Tipologia di FER		kWh/anno·ab	W/ab	W/ab	%
FER-A	Idraulico a bacino	350	39,9	88,4	9,9%
	RUI	180	20,5		
	Scarti di biomasse	245	27,9		
FER-NAC	Geotermico	151	17,2	57,3	6,4%
	Idraulico ad acqua fluente	351	40,0		
<b>Totale FER-A+FER-NAC</b>		<b>1.277</b>	<b>145,7</b>		<b>16,2%</b>
Totale fabbisogno CEE		7.864	897,1		100,0%

		Potenziale produttivo pro-capite minimo da coprire con eolico e solare			
Punto di riferimento		P <sub>1</sub>			
Tipologia di FER		kWh/anno·ab	W/ab	W/ab	%
<b>FER-A+FER-NAC</b>		<b>1.277</b>	<b>145,7</b>		<b>8,7%</b>
FER-NAV	Eolico	13.478	1.537,5		<b>91,3%</b>
	Solare				
<b>Totale fabbisogno (CEE+CMV)</b>		<b>14.755</b>	<b>1.683,2</b>		<b>100,0%</b>

**Tabella 52. Ripartizione del fabbisogno energetico medio annuo complessivo del SEIS, nel punto P<sub>1</sub>**  
 $\left[ \bar{P}_{FE,P_1} \right]_T$ , fra le diverse tipologie di FER, in uno "scenario europeo" ipotetico.

Nel complesso, in uno "scenario UE-15", il contributo di potenza media ricavabile da FER-A, riferita al punto  $P_1$ , peserebbe per almeno 88,4 W/ab, corrispondente a circa il 9,9% del totale della domanda media di potenza elettrica pro-capite della catena CEE del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale (897 W/ab).

I contributi di potenza media ricavabili da RUI e biomasse, che sono strettamente legati alla domanda di energia chimica della catena CMV (vedi paragrafi 11.2.2.1 e 11.2.2.2), incidono per un totale di 48,4 W/ab., corrispondente a circa il 5,4% del totale della domanda media di potenza elettrica pro-capite della catena CEE del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale (897 W/ab).

Le considerazioni fin qui svolte non escludono che, in specifici ambiti territoriali, quote della domanda CEE di un SEIS-MB maggiori del 5,4% possano essere coperte da RUI e scarti di biomasse. La quota del 5,4%, tuttavia, è da considerarsi una quota minima imperativa. Essa è infatti strettamente necessaria, perché condizione della produzione di CH<sub>3</sub>OH-ZE per la catena CMV, e deve essere necessariamente coperta da RUI e scarti di biomasse che, a loro volta, devono necessariamente essere prodotti all'interno degli ambiti territoriali che fanno capo a ciascun SEIS-MB.

#### **12.2.4.2 Caratteristiche delle potenze elettriche ricavabili da FER-NA**

Come anticipato nel paragrafo 6.1.4, appartengono alla categoria FER-NA il geotermico, l'idraulico ad acqua corrente, il solare e l'eolico. Alcune di queste FER hanno regime di produzione costante o lentamente variabile (geotermico, idraulico ad acqua corrente), altre hanno regime di produzione fortemente variabile (eolico, solare). Pertanto classificheremo le FER-NA in due diverse sottocategorie:

1. **FER-NAC:** FER non accumulabili, con regime di produzione costante (o quasi costante, perché regolare o regolarizzabile);
2. **FER-NAV** (FER non accumulabili, con regime di produzione variabile).

##### **12.2.4.2.1 Caratteristiche delle potenze elettriche ricavabili da FER-NAC**

Appartengono alla sottocategoria delle **FER-NAC**:

1. geotermico;
2. idraulico ad acqua corrente.

Questo tipo di FER non ammette l'accumulo di energia (per cui la potenza non convertita in energia elettrica sarebbe irrimediabilmente persa) e impone la conversione in tempo reale della potenza primaria in potenza elettrica, al valore massimo compatibile con il potenziale primario e con le infrastrutture di conversione installate.

Pertanto:

1. **le FER-NAC devono essere sfruttate al massimo del loro potenziale produttivo istantaneo e la potenza da esse erogata tende a mantenersi costante nel tempo o a variare lentamente entro una ben definita fascia;**
2. **la produzione di potenza elettrica da FER-NAC deve essere sempre attiva (indipendentemente dallo stato di esubero o deficit del SEIS-MB).**

Per comodità, useremo l'indice "NAC" (non accumulabile, costante) per contrassegnare la frazione di energia elettrica generata dalle FER di questa categoria (ad esempio: con  $P_i^{BP-NAC}(t)$  designiamo la potenza elettrica erogata da una FER della categoria "NAC" nell'*i*-esimo BP-E).

Tutta la potenza erogabile da FER-NAC negli n BP-E del blocco funzionale CBPE di un SEIS-MB,

$$P_{BPE.P_0}^{NAC}(t) = \sum_1^n P_i^{BP-NAC}(t),$$
 deve dunque essere assorbita in tempo reale dal blocco funzionale CNE del

SEIS-MB. Pertanto, la frazione NAC del potenziale produttivo del SEIS-MB,  $P_{BPE.P_0}^{NAC}(t)$ , se presente nel SEIS-MB, deve essere considerata un potenziale energetico "di fondo", costantemente attivo.

L'entità della frazione di energia elettrica ricavabile da FER-NAC in un SEIS-MB dipende unicamente dall'estensione degli impianti di captazione geotermici e/o idraulici ad acqua corrente e dalla potenza nominale degli impianti di conversione in energia elettrica installati sul territorio del SEIS-MB.

Su scala planetaria, il potenziale produttivo da FER-NAC è limitato, per le ragioni illustrate nel paragrafo 5.2.1.4, per cui la potenza elettrica globalmente ricavabile da FER-NAC sarà una frazione relativamente modesta del fabbisogno complessivo di potenza elettrica della catena CEE del SEIS-MB globale.

Una stima dell'entità del contributo complessivo che le FER-NAC possono fornire in uno scenario produttivo di tipo "europeo attuale" è ricavabile con i seguenti criteri (vedi tabella 52):

1. Geotermico.  
La produzione europea (UE-15) di energia geotermica nell'anno 2003 è stata, nel complesso, pari a 151 kWh/anno·ab (vedi tabella 48, valore riferito al punto P<sub>1</sub>), corrispondente a una potenza media (su un anno) di circa 17,2 W/ab.
2. Idraulico ad acqua corrente.  
La produzione europea (UE-15) di energia idroelettrica nell'anno 2003 è stata, nel complesso (a bacino e ad acqua corrente), pari a 701 kWh/anno·ab (vedi tabella 48, valore riferito al punto P<sub>1</sub>). Se ipotizziamo che la metà di questa produzione sia fornita da idraulico ad acqua corrente, il potenziale produttivo di questa frazione sarebbe di circa 351 kWh/anno·ab, corrispondente a una potenza media (su un anno) di circa 40,0 W/ab.

Nel complesso, in uno "scenario UE-15", il contributo di potenza media ricavabile da FER-NAC, riferito al punto P<sub>1</sub>, peserebbe per circa 57,2 W/ab, corrispondente a circa il 6,4% del totale della domanda media di potenza elettrica pro-capite della catena CEE del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale (897 W/ab).

Le considerazioni fin qui svolte non escludono che, in specifici ambiti territoriali, quote importanti della domanda di un SEIS-MB possano essere coperte da FER-NAC.

#### 12.2.4.2.2 Caratteristiche delle potenze elettriche ricavabili da FER-NAV

Appartengono alla sottocategoria delle **FER-NAV**:

1. solare;
2. eolico.

Questo tipo di FER non ammette l'accumulo di energia (per cui la potenza non convertita in energia elettrica sarebbe irrimediabilmente persa) e dà origine a potenze elettriche caratterizzate da elevata variabilità nel tempo.

Pertanto:

1. **le FER-NAV devono essere sfruttate al massimo della loro produttività istantanea (indipendentemente dallo stato di esubero o deficit del SEIS-MB);**
2. **l'eventuale frazione di potenza elettrica da FER-NAV non assorbita in tempo reale dagli utenti della catena CEE dovrà essere accumulata in una qualsiasi forma.**

Tutta la potenza erogabile da FER-NAV negli n BP-E del blocco funzionale CBPE di un SEIS-MB,

$$P_{BPE.P_0}^{NAV}(t) = \sum_1^n P_i^{BP-NAV}(t),$$
 deve dunque essere assorbita in tempo reale dal blocco funzionale CNE del

SEIS-MB. Tutto l'esubero elettrico ricavabile deve essere convertito in tempo reale in forme di energia accumulabili, come, per esempio:

- energia potenziale gravitazionale (mediante sistemi di conversione e accumulo idraulico a doppio bacino);
- energia potenziale chimica (mediante la sezione CEC e l'accumulo chimico,  $S_{AM}$ , del blocco funzionale CNE del SEIS-MB).

L'entità istantanea della frazione di potenza elettrica ricavabile da FER-NAV in un SEIS-MB dipende unicamente dall'estensione degli impianti di captazione solari ed eolici e dalle condizioni istantanee di irraggiamento solare e/o ventosità nei siti di captazione. Per effetto della grande variabilità delle condizioni di irraggiamento e ventosità nei siti di captazione, la potenza  $P_{BPE.P_0}^{NAV}(t)$  tenderà a fluttuare

in una fascia di notevole ampiezza attorno al valor medio di lungo termine  $\overline{P}_{BPE.P_0}^{NAV}$ .

In considerazione delle grandi potenzialità produttive, in un qualunque SEIS-MB le FER-NAV hanno il compito di coprire la differenza fra il fabbisogno medio complessivo di energia elettrica delle due catene energetiche del SEIS-MB e l'energia totale ricavabile da tutte le altre FER sfruttabili dal SEIS-MB (vedi tabella 52). L'entità dell'estensione delle infrastrutture di captazione solari ed eoliche, pertanto, deve essere progettata con questo precipuo compito.

## 12.2.5 Dinamica produzione/fabbisogno di potenza elettrica in un SEIS-MB

Tenendo conto delle specificità di ciascuna delle tipologie di FER, descritte nei precedenti paragrafi e sintetizzate nella tabella 53, la dinamica produzione/fabbisogno di potenza elettrica in uno specifico SEIS-MB potrà dar luogo a uno "scenario ottimale", come definito al paragrafo 12.2.3.2, oppure a uno scenario non ottimale, a seconda della variabilità temporale della potenza totale  $P_{TP,P_1}(t)$  messa a disposizione dal sottosistema di produzione (BP-E e BP-C).

Categoria	Tipologia di FER	Variabilità della potenza elettrica erogabile	Controllabilità della potenza elettrica erogabile	
<b>1) FER-A</b>	Idraulico a bacino	L'energia elettrica totale producibile dipende dallo stato di accumulo dell'energia primaria origine.	Sì	Da zero ad un valore massimo, dipendente dallo stato di accumulo e dalla potenza massima erogabile dagli impianti di conversione
	Idraulico a doppio bacino			
	Trattamento di RUI			
	Trattamento di biomasse			
<b>2) FER-NAC</b>	Idraulico ad acqua corrente	La potenza elettrica istantanea erogabile dipende dalla variabilità della portata del flusso di acqua intercettato. Se i siti di produzione sono selezionati opportunamente, la potenza elettrica erogabile è pressoché costante o variabile molto lentamente (per cause stagionali)		
	Geotermico	La potenza elettrica erogabile è pressoché costante		
<b>3) FER-NAV Solare</b>		La potenza elettrica erogabile ha grande variabilità: passa dallo zero notturno a un picco massimo nella finestra diurna (per effetto del ciclo deterministico giorno-notte), ha andamento dipendente dalla durata della finestra diurna (per effetto del ciclo deterministico di rivoluzione annuale), varia caoticamente per effetto della trasparenza dell'atmosfera. In caso di estesi campi solari, gli effetti della variabilità caotica della trasparenza dell'atmosfera tendono a sommarsi statisticamente (vedi appendice A13).	No	La potenza elettrica massima erogabile deve essere sempre assorbita dal CNE
<b>4) FER-NAV Eolico</b>		Estrema variabilità della potenza elettrica erogabile (per effetto della variabilità della velocità del vento in ciascun sito eolico). In caso di estesi campi eolici, l'ampiezza della fascia di variabilità attorno al valor medio totale tende a ridursi (vedi appendice A14).		

**Tabella 53. Categorie di FER: caratteristiche di variabilità e controllabilità della potenza elettrica erogabile**

La variabilità temporale della potenza totale generata dai BP del SEIS-MB,  $P_{TP,P_1}(t)$ , dipende sostanzialmente dalla variabilità delle quattro tipologie di FER che il sottosistema di produzione (BP-E e BP-C) sfrutta.

In ciascuno specifico SEIS-MB, infatti, la potenza totale erogata dai BP,  $P_{TP,P_1}(t)$ , è data dalla somma delle quattro frazioni sintetizzate in tabella 53, ciascuna caratterizzate da una specifica variabilità.

### 12.2.5.1 Variabilità della potenza elettrica ricavata da FER-NAC

La frazione di potenza elettrica ricavata da FER-NAC (idraulico ad acqua fluente e geotermico),

$$P_{BPE.R_1}^{NAC}(t) = \sum_1^n (\eta_{BN})_i P_i^{BP-NAC}(t) = \bar{\eta}_{BN} \cdot \sum_1^n P_i^{BP-NAC}(t),$$

è assorbita dal SEIS-MB al massimo del potenziale producibile ed è pressoché costante nel tempo. Pertanto, questa frazione non contribuisce alla variabilità di  $P_{TP.P_i}(t)$ .

Come abbiamo visto nel paragrafo 12.2.4.2, in uno "scenario europeo" lo sfruttamento di questa tipologia di FER potrebbe assicurare un potenziale di almeno 57,2 W/ab, corrispondente a circa il 6,4% del totale della domanda media di potenza elettrica pro-capite della catena CEE (897 W/ab).

### 12.2.5.2 Variabilità della potenza elettrica ricavata da FER-NAV eolica

La potenza inviluppo ricavata da FER-NAV eolica,  $P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t)$ , è assorbita dal SEIS-MB al massimo del potenziale producibile ed è rappresentabile con la relazione:

$$P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t) = \sum_1^n (\eta_{BN})_i P_i^{BP-NAV-E}(t) = \bar{\eta}_{BN} \cdot \sum_1^n P_i^{BP-NAV-E}(t)$$

Come mostra la trattazione sviluppata nell'appendice A14, se i campi eolici che producono questa frazione sono opportunamente dislocati su un esteso territorio, allora è possibile stimare con quale probabilità i valori istantanei della potenza inviluppo  $P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t)$  tenderanno, in un intervallo di tempo sufficientemente lungo, a fluttuare all'interno di una fascia di ampiezza data attorno a un valore medio di lungo periodo  $\bar{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E}$ .

Se i contributi dei diversi campi eolici sono statisticamente indipendenti, si può calcolare con buona approssimazione il numero di siti eolici sufficiente affinché i valori istantanei della potenza inviluppo  $P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t)$  cadano, con una data probabilità, al di sopra di un valore prefissato di soglia minima,  $P_{Sm}$

(vedi tabella 54).

$k$	Probabilità che $P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t) < P_{Sm}$	Numero di siti	Probabilità che $P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t) < P_{Sm}$	Numero di siti	Probabilità che $P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t) < P_{Sm}$	Numero di siti
0,5	15,87%	36	2,28%	144	0,14%	324
0,4	15,87%	56	2,28%	225	0,14%	506
0,3	15,87%	100	2,28%	400	0,14%	900
0,2	15,87%	225	2,28%	900	0,14%	2.025

**Tabella 54.** Numero di siti con regime del vento statisticamente indipendente sufficienti affinché, con una certa confidenza, i valori istantanei  $P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t)$  non siano minori di un valore di soglia

$$P_{Sm} = (1 - k) \cdot \bar{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E}$$

Se  $\Delta P$  è l'ampiezza di una fascia compresa fra i due valori:

- soglia minima  $P_{Sm}$ ;
- valore medio inviluppo di lungo termine  $\bar{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E}$  ....

....  $\Delta P$  è rappresentabile come frazione del valore medio inviluppo  $\bar{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E}$ , cioè:

$$\Delta P = k \cdot \bar{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E}$$

Il rapporto  $k = \frac{\Delta P}{\bar{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E}}$ , pertanto, è un indice relativo dell'ampiezza della fascia  $\Delta P$ .

Nella tabella 54 è calcolato, per diversi valori di  $k$ , il numero di siti con regime del vento statisticamente indipendente sufficiente affinché, con una probabilità non inferiore a un valore prefissato, i valori istantanei della potenza inviluppo  $P_{BPE.P_1}^{NAV-E}(t)$  non siano inferiori alla soglia  $P_{Sm}$ . Come si vede, bastano 400 contributi statisticamente indipendenti per assicurare che, nel lungo periodo, non più del 2,28% dei valori istantanei della potenza inviluppo  $P_{BPE.P_1}^{NAV-E}(t)$  sia inferiore alla soglia  $P_{Sm} = (1-0,3) \cdot \overline{P_{BPE.P_1}^{NAV-E}} = 0,7 \cdot \overline{P_{BPE.P_1}^{NAV-E}}$ , cioè inferiore del 30% rispetto al valore medio  $\overline{P_{BPE.P_1}^{NAV-E}}$ .

Come abbiamo visto nel paragrafo 5.2.1.5.4, il potenziale di energia elettrica da eolico stimato per il territorio dell'Unione Europea è di circa 59.000 kWh/anno-abit, corrispondente a una potenza media pro-capite di circa 6.750 W/ab. Questo valore corrisponde a più di 7 volte il fabbisogno pro-capite stimato per la catena CEE nei paragrafi precedenti in uno "scenario ottimale" (897 W/ab.) e almeno 4 volte il fabbisogno totale delle due catene in uno "scenario ottimale" (1.683 W/ab.).

### 12.2.5.3 Variabilità della potenza elettrica ricavata da FER-NAV solare

La potenza elettrica inviluppo ricavata da FER-NAV solare,  $P_{BPE.P_1}^{NAV-S}(t)$ , è assorbita dal SEIS-MB al massimo del potenziale producibile. Essa è la somma istantanea dei contributi degli  $n$  campi solari del SEIS-MB:

$$P_{BPE.P_1}^{NAV-S}(t) = \sum_1^n (\eta_{BN})_i P_i^{BP-NAV-S}(t) = \overline{\eta}_{BN} \cdot \sum_1^n P_i^{BP-NAV-S}(t)$$

Come mostra la trattazione sviluppata nell'appendice A13, questa frazione ha grande variabilità. In condizioni di cielo sereno essa passa dal valore zero, al di fuori della finestra di irraggiamento diurno, a un picco massimo al centro della finestra diurna, per effetto dei moti deterministici di rotazione e rivoluzione del pianeta. In conseguenza del loro carattere deterministico, gli effetti della rotazione e rivoluzione terrestre sui campi solari di una certa fascia di longitudine (ad esempio una fascia territorialmente continua di 4-5 ore) tenderanno a combinarsi pressoché in fase fra loro nella potenza inviluppo  $P_{BPE.P_1}^{NAV-S}(t)$ .

D'altra parte, per effetto della variabilità locale della trasparenza dell'atmosfera, all'interno della finestra diurna i contributi di potenza elettrica prodotti dai singoli campi solari saranno perturbati, istante per istante, in modo differenziato. Se i campi solari sono sufficientemente estesi e distribuiti su un vasto territorio, gli effetti della variabilità della trasparenza dell'atmosfera sui contributi di potenza elettrica dei diversi campi tenderanno ad essere statisticamente indipendenti, per cui essi si combineranno statisticamente nella potenza inviluppo  $P_{BPE.P_1}^{NAV-S}(t)$ .

Dunque, la potenza elettrica inviluppo da FER-NAV solare,  $P_{BPE.P_1}^{NAV-S}(t)$ , se prodotta da campi FV a puntamento diretto a doppio asse:

- a. all'esterno della finestra diurna è nulla;
- b. all'interno della finestra diurna tende a fluttuare fra:
  - i. un valore massimo,  $P_{MAX}(t)$ , somma in fase dei contributi di potenza elettrica che sarebbero generati, istante per istante, da tutti i campi in condizioni di cielo sereno (irraggiamento diretto e diffuso);
  - ii. un valore minimo,  $P_{min}(t)$ , somma in fase dei contributi di potenza elettrica che sarebbero generati, istante per istante, a cielo coperto (irraggiamento diffuso), corrispondente, in media, a circa il 9% del valore di potenza inviluppo generata a cielo sereno:

$$P_{min}(t) \approx 0,09 \cdot P_{MAX}(t) \quad (12.2.10a)$$

D'altra parte, se  $\overline{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S}$  è il valor medio inviluppo di lungo termine della frazione solare, per effetto della concentrazione dell'irraggiamento solare nella finestra diurna il picco della potenza elettrica inviluppo prodotta a cielo omogeneamente sereno,  $[P_{MAX}]_p$ , avrà valori da 4 a 5 volte maggiori di  $\overline{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S}$ , (a seconda della latitudine baricentrica dei siti solari), cioè:

$$[P_{MAX}]_p \approx (4 \div 5) \cdot \overline{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S}$$

Tenendo conto della relazione (12.2.10a), ne consegue che, almeno in prima approssimazione:

$$P_{\min}(t) \approx 0,09 \cdot P_{MAX}(t) \approx 0,09 \cdot (4 \div 5) \cdot \overline{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S} \approx (0,36 \div 0,45) \cdot \overline{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S} \quad (12.2.10b)$$

In altre parole, anche in condizioni di estese perturbazioni atmosferiche nell'area del SEIS, la potenza inviluppo  $P_{BPE.P_1}^{NAV-S}(t)$  difficilmente potrà presentare, al centro della finestra diurna, valori inferiori alla metà del valore medio inviluppo  $\overline{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S}$ . In altre parole, con elevata probabilità vale la relazione:

$$[P_{BPE.P_1}^{NAV-S}(t)]_p \geq \frac{\overline{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S}}{2} \quad (12.2.10.c)$$

Il potenziale di energia elettrica ricavabile da solare è ampiamente superiore al fabbisogno totale delle due catene del SEIS in uno "scenario ottimale" (1.683 W/ab.), sia a scala planetaria che a scala europea.

#### 12.2.5.4 Variabilità della potenza elettrica ricavata da FER-A

La potenza inviluppo ricavata da FER-A (RUI, scarti di biomasse e idraulico a bacino semplice o doppio), è data dalla somma dei contributi:

$$P_{BPE.P_1}^A(t) = \sum_1^n (\eta_{BN})_i P_i^{BPE-A}(t) \quad (\text{da idraulico a bacino semplice o doppio})$$

$$P_{ED2R}(t) = \rho_R^{S2} \cdot \pi_{BPC-R}^A(t) \quad (\text{da RUI})$$

$$P_{ED2B}(t) = \rho_B^{S2} \cdot \pi_{BPC-B}^A(t) \quad (\text{da scarti di biomasse})$$

Questa frazione è completamente controllabile. Essa può dunque essere prodotta dal SEIS-MB quando necessario, per cui può essere vantaggiosamente utilizzata per coprire condizioni transitorie di deficit D1 e D2 della catena CEE.

Come abbiamo visto nel paragrafo 12.2.4.1, il potenziale di energia elettrica da FER-A nel territorio dell'Unione Europea è stimabile in non meno di 88 W/ab. Questo valore corrisponde a circa il 9,8% del fabbisogno pro-capite della catena CEE in uno "scenario ottimale" (897 W/ab.).

### 12.2.5.5 Variabilità delle componenti della potenza inviluppo: riepilogo

Nella tabella 55 sono sintetizzate le considerazioni fin qui sviluppate.

E' del tutto evidente che la variabilità nel tempo della potenza elettrica inviluppo  $P_{TP.P_1}(t)$  è condizionata unicamente dalla variabilità delle potenze elettriche prodotte dalle frazioni eolica e solare.

Frazione	Potenziale (in % del fabbisogno)	Caratteristiche di variabilità	Incidenza sulla variabilità della potenza inviluppo $P_{TP.P_1}(t)$
EEN-NAC	5-10%	Quasi costante	Trascurabile
EEN-NA eolica	Circa 200%	Confinabile entro una fascia di ampiezza $\Delta P_e = k \cdot \bar{P}_{\Sigma e}$ attorno al valor medio di lungo termine $\bar{P}_{\Sigma e}$	Entro una fascia $\Delta P_e = k \cdot \bar{P}_{\Sigma e} = k \cdot k_e \cdot \bar{P}_{FE.P_1}$ , dove $k_e$ è l'incidenza della frazione eolica sul fabbisogno $\bar{P}_{FE.P_1}$
EEN-NA solare	>500%	Concentrata nella finestra diurna. Nella finestra diurna: confinabile, con elevata confidenza, al di sopra di una curva a campana con picco $[P_{\Sigma s}(t)]_p$ non inferiore al 50% della potenza media inviluppo $\bar{P}_{\Sigma s}$	Contributo nullo all'esterno della finestra diurna. All'interno della finestra diurna: andamento non inferiore a una curva a campana con picco $[P_{\Sigma s}(t)]_p \geq 0,5 \cdot [\bar{P}_{\Sigma s}]_T \approx 0,5 \cdot k_s \cdot \bar{P}_{FE.P_1}$ , dove $k_s$ è l'incidenza della frazione solare sul fabbisogno $\bar{P}_{FE.P_1}$
EEN-A + ECN	Almeno 5%	Deterministicamente controllabile	Deterministicamente controllabile

**Tabella 55. Caratteristiche di variabilità delle frazioni di potenza elettrica originate dalle diverse tipologie di FER e loro incidenza sulla variabilità della potenza elettrica inviluppo  $P_{TP.P_1}(t)$**

### 12.2.5.6 Criteri generali per il dimensionamento dei contributi delle diverse tipologie di FER

Tenendo conto del potenziale energetico ricavabile dalle quattro frazioni che danno origine alla potenza totale  $P_{TP.P_1}(t)$ , e delle loro caratteristiche di variabilità, possiamo concludere che l'impiego ottimale delle quattro frazioni dovrà obbedire ai seguenti criteri:

1. Le frazioni ricavabili da FER-NAC (idraulico ad acqua fluente e geotermico) e da FER-NAV eolica, sommate insieme, danno origine ad una potenza elettrica il cui andamento nel tempo tende a permanere, con una probabilità definita, all'interno di una fascia di variabilità calcolabile. Queste due frazioni, pertanto, dovranno essere utilizzate per coprire principalmente la domanda istantanea della catena CEE,  $P_{UE.P_1}(t)$ , che deve essere soddisfatta in tempo reale.
2. La frazione ricavata da FER-NAV solare all'esterno della finestra di irraggiamento diurno non è in grado di fornire alcuna potenza elettrica, per cui la frazione solare non è adatta a coprire la domanda CEE all'esterno di tale finestra. In generale, pertanto, la maggior parte dell'energia prodotta da questa frazione dovrà essere convertita in metanolo per la catena CMV o in un'altra forma di energia riconvertibile in energia elettrica quando necessario (ad esempio mediante accumulo idraulico in sistemi a doppio bacino, la cui efficienza complessiva è notevole). D'altra parte, poiché questa frazione è sistematicamente in fase con i picchi della domanda  $P_{UE.P_1}(t)$ , all'interno della finestra diurna essa si sommerà con le due frazioni menzionate nel punto precedente, per cui contribuirà vantaggiosamente a ridurre la probabilità di deficit della catena CEE nelle ore di picco della domanda CEE.

3. Per effetto della loro controllabilità, le potenze elettriche ricavate da FER-A ( $P_{BPE.P_1}^A(t)$ ,  $P_{ED2R}(t)$  e  $P_{ED2B}(t)$ ) possono essere erogate come potenze costanti nel tempo oppure come potenze concentrate in finestre temporali opportune. Pertanto, la frazione ricavata da FER-A dovrà essere utilizzata principalmente per coprire eventuali deficit transitori D1 e D2 (vedi paragrafo 6.4.7) della catena CEE, deficit che tenderanno a concentrarsi all'inizio e alla fine della finestra diurna, particolarmente in certi periodi dell'anno.

## 12.2.6 Dimensionamento delle frazioni di energia elettrica primaria in un SEIS di grande estensione

In questo paragrafo metteremo alla prova le considerazioni fin qui svolte, applicando a un SEIS di grande estensione i criteri generali enunciati nel paragrafo precedente. Nella trattazione che segue assumeremo le seguenti ipotesi:

1. Il SEIS è costituito da un insieme di moduli SEIS-MB i cui nodi (NEI) sono collegati fra loro da una rete elettrica di trasporto. Attraverso la rete di trasporto i nodi dei SEIS-MB possono mettere in comune il potenziale produttivo dell'insieme dei BP e utilizzarlo per soddisfare al meglio la domanda dell'insieme degli utenti CEE e CMV dei SEIS-MB.
2. Il fabbisogno pro-capite CEE e CMV del SEIS non supera i valori riepilogati nella tabella 50, cioè:

$$\bar{P}_{UE.P_1} = 897 W_E / ab$$

$$\bar{P}_{UC.P_1} = 786 W_E / ab$$

$$\bar{P}_{FE.P_1} = \bar{P}_{UE.P_1} + \bar{P}_{UC.P_1} = (897 + 786) W_E / ab = 1.683 W_E / ab$$

3. E' possibile, con opportune politiche (vedi paragrafo 12.2.3.1) "sagomare la domanda" istantanea totale della catena CEE del SEIS,  $P_{UE.P_1}(t)$ , in modo che il suo picco non superi mai una soglia massima  $[P_{UE.P_1}(t)]_{max}$  pari al 130% del valor medio di lungo termine  $\bar{P}_{UE.P_1}$ , cioè:

$$[P_{UE.P_1}(t)]_{max} = 1,3 \cdot \bar{P}_{UE.P_1} = 1,3 \cdot 897 W_E / ab = 1.166 W_E / ab$$

4. Il potenziale produttivo medio della frazione da FER-A non è minore del valore indicato prudenzialmente nel paragrafo 12.2.4.1, cioè:

$$\bar{P}_{P_1}^A = \bar{P}_{BPE.P_1}^A + \bar{P}_{ED2R} + \bar{P}_{ED2B} = (39,9 + 20,5 + 28) W_E / ab = 88,4 W_E / ab$$

In base a queste ipotesi, se le condizioni (12.2.08a) e (12.2.08b) sono soddisfatte (scenario "ottimale"), il saldo  $\bar{P}_S = \bar{P}_{FE.P_1} - \bar{P}_{P_1}^A = (1.683 - 88,4) W_E / ab = 1.594,6 W_E / ab$ , deve essere coperto da un mix delle tre frazioni  $\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAC}$ ,  $\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-E}$  e  $\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S}$ , cioè la somma di tali tre frazioni dovrà coincidere con  $\bar{P}_S = 1.594,6 W_E / ab$ :

$$\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAC} + \bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-E} + \bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S} = P_S = \bar{P}_{FE.P_1} - \bar{P}_{P_1}^A = 1.594,6 W_E / ab \quad (12.2.11a)$$

A seconda del peso che le tre frazioni assumeranno nella relazione (12.2.11a), la variabilità nel tempo della potenza totale prodotta dai BP del SEIS,  $P_{TP.P_1}(t)$ , avrà caratteristiche diverse, per cui le condizioni (12.2.08a) e (12.2.08b) potranno effettivamente essere soddisfatte (scenario "ottimale" praticabile) oppure no (scenario "ottimale" non praticabile).

### 12.2.6.1 Caso 1. Elevato potenziale della frazione $\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC}$

E' anzitutto evidente che se la frazione  $\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC}$ , che ha una variabilità nel tempo pressoché nulla, ha un potenziale almeno uguale alla soglia massima della domanda CEE,  $[P_{UE.P_1}(t)]_{max}$ , cioè se

$\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC} = 1,3 \cdot \overline{P}_{UE.P_1} = 1.166 W_E / ab$ , allora la condizione (12.2.08a) è necessariamente soddisfatta.

Tuttavia questa evenienza è del tutto teorica, dal momento che la frazione  $\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC}$  ha un potenziale produttivo intrinsecamente inferiore, e di non poco, del valore numerico che abbiamo ipotizzato per  $[P_{UE.P_1}(t)]_{max}$ . In uno scenario "europeo", per esempio, abbiamo stimato un valore dell'ordine di

$\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC} = 57,2 W_E / ab$ , e possiamo stare certi che questo valore non potrebbe comunque essere incrementato di molto. Questa considerazione è di carattere generale se il territorio del SEIS è esteso a livello regionale (come nel caso dell'Unione Europea) e, ancor più, se è esteso a livello continentale. Nel seguito, dunque, analizzeremo due casi, entrambi caratterizzati da un mix in cui la frazione  $\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC}$  non supera il valore  $\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC} = 57,2 W_E / ab$ . Nei due casi il fattore distintivo è il diverso peso relativo delle due frazioni  $\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E}$  (eolico) e  $\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAV-S}$  (solare).

### 12.2.6.2 Caso 2. Elevato potenziale della frazione eolica, $\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E}$

Se nella relazione (12.2.11a) la frazione  $\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC}$  non supera il valore  $\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC} = 57,2 W_E / ab$  ma il potenziale eolico è sufficientemente grande da soddisfare la relazione:

$$\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC} + \overline{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E} = \overline{P}_S = 1.594,6 W_E / a \quad (12.2.11b)$$

.... allora valgono le seguenti relazioni (vedi figura 89):

$$\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E} = \overline{P}_S - \overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC} = (1.594,6 - 57,2) W_E / ab = 1.537,4 W_E / ab \quad (12.2.12)$$

$$\Delta P = k \cdot \overline{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E} = \overline{P}_S - [P_{UE.P_1}(t)]_{max} = (1.594,6 - 1.166) W_E / ab = 428,6 W_E / ab \quad (12.2.13a)$$

$$k = \frac{\Delta P}{\overline{P}_{BPE.R_1}^{NAV-E}} = \frac{428,6}{1.537,4} W_E / ab = 0,278 \quad (12.2.13b)$$

I valori riportati nella tabella 54 mostrano che, con  $k = 0,278$ , poche centinaia di contributi di potenza statisticamente indipendenti potrebbero assicurare che la condizione

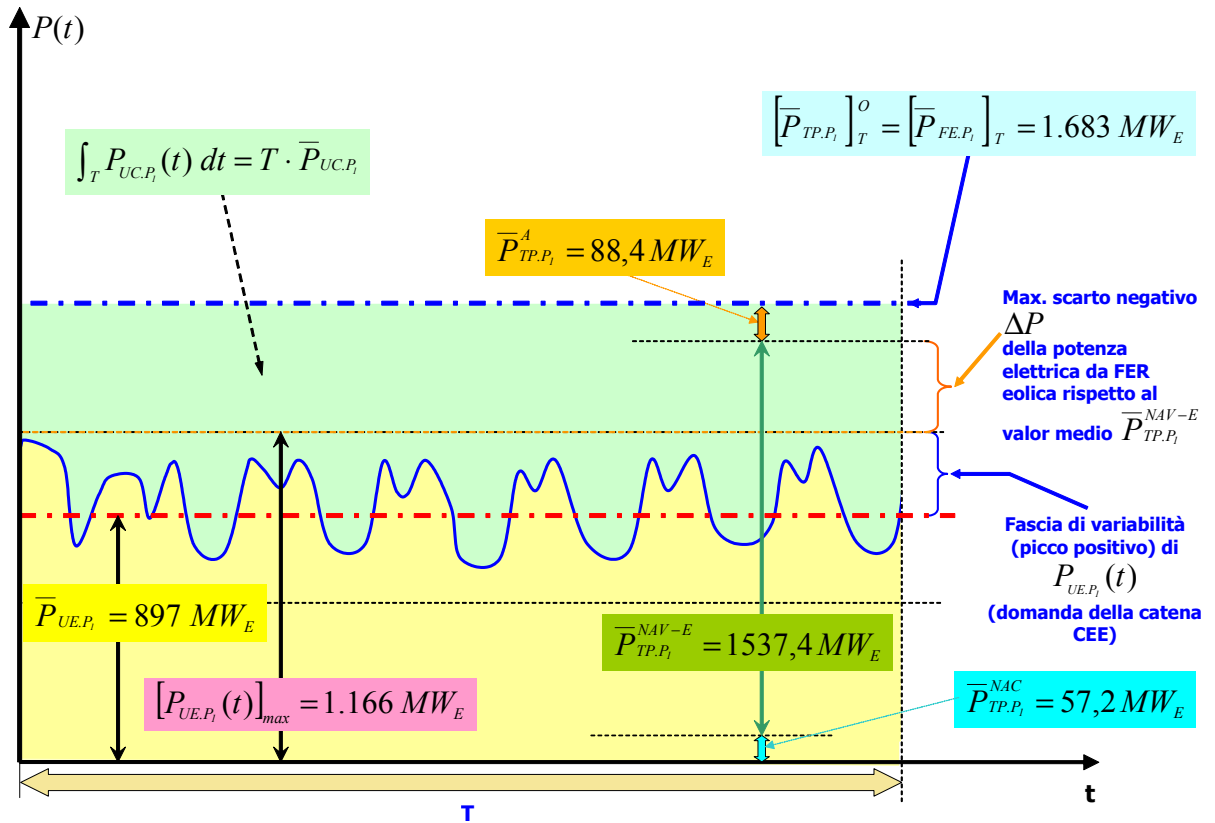
$P_S(t) = P_{BPE.R_1}^{NAC}(t) + P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t) \geq P_{UE.P_1}(t)$  sia soddisfatta con una probabilità così elevata che eventuali stati transitori di deficit D2 potrebbero agevolmente essere coperti dalla frazione  $P_{R_1}^A(t)$  (cioè con potenza elettrica ricavabile da FER-A), il cui potenziale medio, circa 88 W/ab., pesa per quasi il 9% del fabbisogno medio della catena CEE (circa 897 W/ab.).

In caso di elevato potenziale eolico, dunque, è possibile soddisfare i vincoli dello "scenario ottimale" (relazioni 12.2.08a e 12.2.08b).

La soluzione corrispondente (copertura del saldo  $\overline{P}_S = \overline{P}_{FE.P_1} - \overline{P}_{P_1}^A = 1.594,6 W_E / ab$  con contributi di potenza da FER-NAC e da FER-NAV eolica) è la più vantaggiosa in termini di occupazione del territorio e di entità delle immobilizzazioni. Tuttavia questa soluzione non è ovunque praticabile perché il potenziale produttivo della frazione eolica può risultare, nel territorio di uno specifico SEIS, inadeguato allo scopo. In tal caso sarà necessario ricorrere a "soluzioni miste", nelle quali il saldo  $\overline{P}_S = \overline{P}_{FE.P_1} - \overline{P}_{P_1}^A = 1.594,6 W_E / ab$  è coperto con contributi di potenza da FER-NAC, da FER-NAV eolica e da FER-NAV solare.

Il peso relativo che le frazioni eolica e solare assumono nella copertura del saldo  $\bar{P}_S$  determina i caratteri della variabilità della potenza istantanea:

$$P_S(t) = P_{BPE.R}^{NAC}(t) + P_{BPE.R}^{NAV-E}(t) + P_{BPE.R}^{NAV-S}(t).$$



**Figura 89. Elevato potenziale della frazione eolica. La figura illustra graficamente le relazioni fra fascia di variabilità (al di sopra del valore medio  $\bar{P}_{UE.P_i}$ ) della domanda istantanea di potenza elettrica della catena CEE e fascia di variabilità  $\Delta P$  (al di sotto del valore medio  $\bar{P}_{BPE.R}^{NAV-E}$ ) dei valori istantanei della potenza elettrica ricavata dalla FER eolica.**

### 12.2.6.3 Soluzioni miste (eolico+solare)

Se il potenziale produttivo della frazione eolica non è in grado di coprire l'intero saldo  $\overline{P}_{S2} = \overline{P}_S - \overline{P}_{BPE.R_1}^{NAC} = 1.537,4 W_E / ab$  (circa il 91% del fabbisogno medio totale  $\overline{P}_{TP.P_1}$  delle due catene energetiche), allora si dovrà ricorrere, per una parte di tale saldo, alla frazione solare.

In questo quadro, l'andamento nel tempo della potenza istantanea

$P_{S2}(t) = P_{BPE.R_1}^{NAC}(t) + P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t) + P_{BPE.R_1}^{NAV-S}(t)$  è determinato dalla variabilità delle frazioni eolica,  $P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t)$ , e solare,  $P_{BPE.R_1}^{NAV-S}(t)$ . Più precisamente:

1. all'esterno della finestra di irraggiamento diurno la frazione solare  $P_{BPE.R_1}^{NAV-S}(t)$  non produce alcun contributo, per cui la potenza complessiva  $P_{S2}(t)$  sarà la somma dei contributi:

$$[P_{S2}(t)]_{(notte)} = P_{S2N}(t) = P_{BPE.R_1}^{NAC}(t) + P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t) \quad (12.2.14a)$$

2. all'interno della finestra di irraggiamento diurno la frazione solare, variabile con i moti apparenti del sole e con lo stato della trasparenza locale dell'atmosfera, si somma alle altre due frazioni, per cui la potenza  $P_{S2}(t)$  sarà la somma dei contributi:

$$[P_{S2}(t)]_{(giorno)} = P_{S2G}(t) = P_{BPE.R_1}^{NAC}(t) + P_{BPE.R_1}^{NAV-E}(t) + P_{BPE.R_1}^{NAV-S}(t) \quad (12.2.14b)$$

Per effetto dei moti deterministici di rotazione e rivoluzione del pianeta (vedi paragrafo 12.2.5.3), la potenza istantanea prodotta dalla frazione solare,  $P_{BPE.R_1}^{NAV-S}(t)$ , si concentra nelle finestre di irraggiamento diurno (in fase con i picchi della domanda CEE), e all'interno di tali finestre:

- in condizioni di cielo uniformemente sereno presenta un andamento a campana il cui picco (al centro della finestra) ha ampiezza  $4 \div 5$  volte maggiore (a seconda della latitudine baricentrica del SEIS) del valore della potenza media della frazione solare, cioè:

$$[P_{BPE.R_1}^{NAV-S}(t)]_p = (4 \div 5) \cdot \overline{P}_{BPE.R_1}^{NAV-S}$$

- in condizioni di cielo estesamente coperto presenta un andamento a campana il cui picco (al centro della finestra), con elevata probabilità, non è inferiore alla metà del valore della potenza media della frazione solare, cioè:

$$[P_{BPE.R_1}^{NAV-S}(t)]_p \geq \frac{1}{2} \cdot \overline{P}_{BPE.R_1}^{NAV-S}$$

Pertanto, la presenza di una frazione solare di peso adeguato riduce notevolmente la probabilità che si instaurino condizioni di deficit della catena CEE al centro della finestra diurna, cioè negli intervalli di tempo in cui è massima la domanda CEE. Per questa ragione, la presenza della componente solare rende meno critici gli effetti della variabilità della potenza elettrica ricavata dalla frazione eolica.

Sotto opportune condizioni, anche le soluzioni miste permettono la realizzazione di "scenari ottimali". Per questa ragione, nel paragrafo che segue analizzeremo brevemente una soluzione mista ottimale.

### 12.2.6.4 Caso 3. Soluzione mista ottimale

Ricadono nella categoria delle soluzioni miste ottimali quelle nelle quali la frazione eolica:

- da sola ha un potenziale insufficiente a coprire l'intero saldo  $\bar{P}_{S2} = 1.537,4 W_E / ab$ ;
- se sommata al contributo di una frazione solare di entità opportuna:
  - dà luogo a una potenza somma il cui andamento nel tempo ha caratteri tali da scongiurare deficit D1 della catena CEE;
  - i deficit D2 della stessa catena CEE possono essere coperti ricorrendo esclusivamente al potenziale produttivo della frazione da FER-A.

Dunque, anche in questo tipo di soluzione mista permane la possibilità di soddisfare i vincoli dello "scenario ottimale" (relazioni 12.2.08a e 12.2.08b). Le immobilizzazioni richieste da queste soluzioni miste saranno maggiori che nel caso 1 precedentemente illustrato (a causa del maggior costo delle infrastrutture di captazione solare), ma il fabbisogno di potenza elettrica della catena CEE potrà essere comunque soddisfatta senza ricorrere a meccanismi di accumulo (chimico o idraulico) all'interno del SEIS.

Facendo riferimento alla figura 90, se ipotizziamo che la somma delle potenze  $\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAC}$  e  $\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-E}$  coincida con il la soglia massima della domanda CEE,  $[P_{UE.P_1}(t)]_{max} = 1.166 MW_E$ , allora:

$$\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-E} = [P_{UE.P_1}(t)]_{max} - \bar{P}_{BPE.P_1}^{NAC} = (1.166 - 57,2) MW_E = 1.108,8 MW_E$$

$$\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S} = \bar{P}_{FE.P_1} - \{ [P_{UE.P_1}(t)]_{max} + \bar{P}_{BPE.P_1}^A \} = [1.683 - (1.166 + 88,4)] MW_E = 428,6 MW_E$$

$$\Delta P = [P_{UE.P_1}(t)]_{max} - \bar{P}_{UE.P_1} = [1.166 - 897] MW_E = 269 MW_E$$

In conclusione:

$$k = \frac{\Delta P}{\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-E}} = \frac{269}{1.108,8} W_E / ab = 0,242 \quad (12.2.15)$$

I valori riportati nella tabella 54 mostrano che, con  $k = 0,242$ , poche centinaia di contributi di potenza elettrica statisticamente indipendenti da FER eolica potrebbero assicurare che la condizione  $P_S(t) = P_{BPE.P_1}^{NAC}(t) + P_{BPE.P_1}^{NAV-E}(t) \geq P_{UE.P_1}(t)$  sia soddisfatta con una probabilità talmente elevata (almeno al di fuori della finestra di irraggiamento solare diurno) che eventuali stati transitori di deficit D2 potrebbero agevolmente essere coperti dalla frazione  $P_{R_1}^A(t)$  (cioè con potenza elettrica ricavabile da FER-A), il cui potenziale medio, come abbiamo visto, pesa per quasi il 9% del fabbisogno medio della catena CEE (circa 897 W/ab.). Nella finestra di irraggiamento diurno il contributo della frazione solare rende pressoché trascurabile la probabilità che si instaurino stati di deficit D2.

La configurazione che abbiamo qui discusso, dunque, rende possibile soddisfare la domanda della catena CEE in modo ottimale (cioè con la massima efficienza possibile). La configurazione corrisponde ai seguenti pesi delle quattro frazioni:

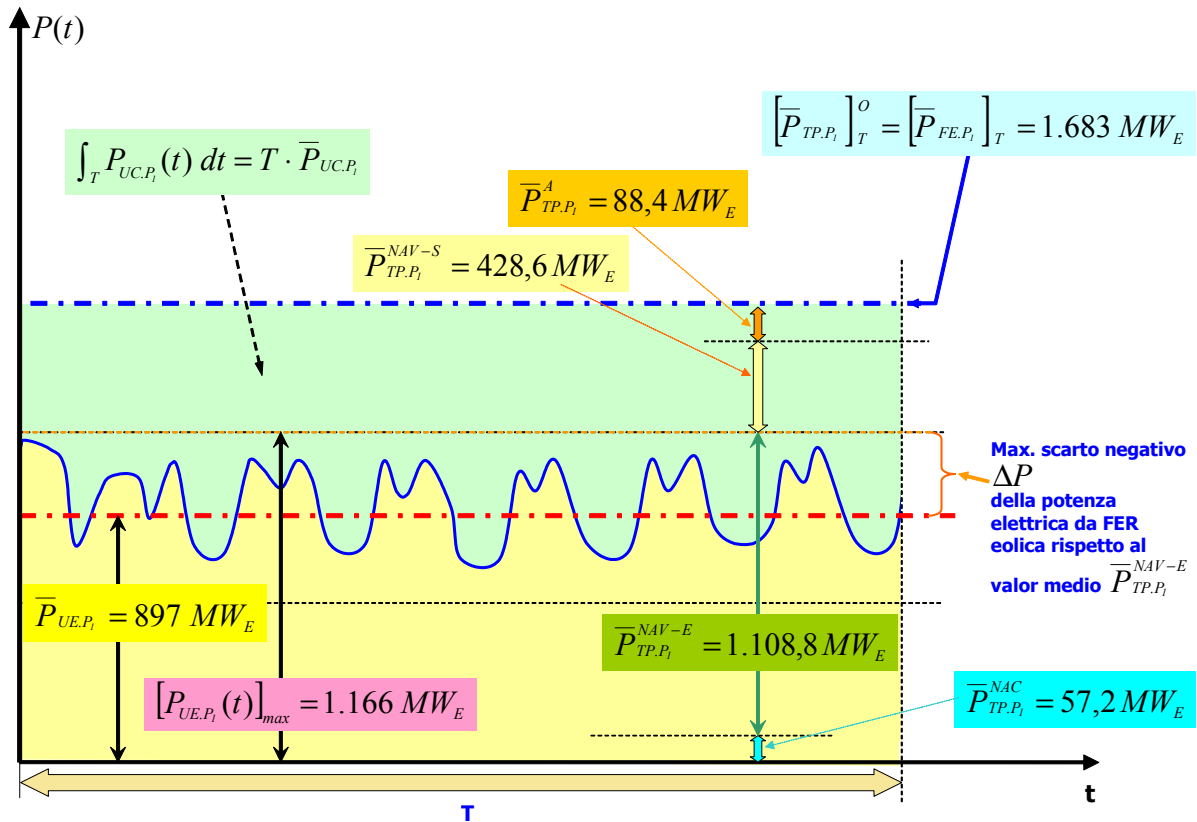
		$\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAC}$	$\bar{P}_{BPE.P_1}^A$	$\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-E}$	$\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S}$	$\bar{P}_{FE.P_1}$
Valore assoluto	W/ab	88,40	57,20	1.108,80	428,60	1.683,00
Incidenza %		5,25%	3,40%	65,88%	25,47%	100,00%

**Tabella 56. Peso percentuale dei contributi delle quattro frazioni  $\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAC}$ ,  $\bar{P}_{BPE.P_1}^A$ ,  $\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-E}$  e  $\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAV-S}$  in una soluzione mista che rende possibile la copertura della domanda CEE con efficienza ottimale.**

Possiamo dunque, prudenzialmente, concludere che se la frazione  $\bar{P}_{BPE.P_1}^{NAC}$  non può superare il valore indicati in tabella 56, il peso della frazione eolica non dovrebbe essere inferiore al 65% (circa) del

fabbisogno totale di energia elettrica delle due catene energetiche del SEIS. In caso contrario, la domanda della catena CEE non potrebbe essere soddisfatta in modo ottimale.

Naturalmente se la frazione  $\overline{P}_{BPE.P_1}^{NAC}$  può offrire un potenziale produttivo maggiore, il contributo della frazione eolica potrà diminuire in termini assoluti di un corrispondente valore.



**Figura 90.** La figura illustra graficamente le grandezze in gioco nelle soluzioni miste "eolico+solare" nelle quali il peso relativo della frazione eolica rende ancora possibile soddisfare i vincoli dello scenario "ottimale" (copertura della domanda elettrica CEE con la massima efficienza)

Come abbiamo visto nel paragrafo 5.2.1.5.4, il potenziale di energia elettrica da eolico stimato prudenzialmente per il territorio dell'Unione Europea è di almeno 30.000 TWh/anno, corrispondente ad un potenziale energetico annuo pro-capite di almeno 59.000 kWh/anno-abit., e a una potenza media pro-capite di almeno 6.750  $W_E/ab$ . Questo corrisponde ad almeno 4 volte il fabbisogno totale delle due catene in uno "scenario ottimale" (1.683  $W_E/ab$ ) e ad almeno 6 volte il fabbisogno di potenza elettrica da eolico indicato come target nella tabella 56. Questo potenziale eolico, dunque, consentirebbe ampiamente l'implementazione di una soluzione mista ottimale.

Tuttavia si possono adottare misure diversificate per raggiungere l'obiettivo "scenario ottimale" anche in presenza di un minore sfruttamento del potenziale eolico. Ne menzioniamo alcune:

1. Se l'efficienza degli aerogeneratori viene incrementata adeguatamente, il potenziale eolico può essere sfruttato meglio, cioè potrebbe fornire più energia elettrica di quanto stimato.

2. Se la frazione  $\overline{P}_{BPE.P_1}^{NAC}$  può fornire un contributo maggiore del livello adottato nei calcoli che precedono ( $\overline{P}_{BPE.P_1}^{NAC} = 57,2 W_E / ab$ ), allora la quota da eolico  $\overline{P}_{BPE.P_1}^{NAV-E}$  può essere corrispondentemente minore. Se il fabbisogno  $\overline{P}_{BPE.P_1}^{NAV-E}$  è minore in valore assoluto, allora nella relazione (12.2.15) può essere proporzionalmente diminuita l'ampiezza  $\Delta P$  della fascia di variabilità ammessa per gli scarti della potenza elettrica da eolico  $P_{BPE.P_1}^{NAV-E}(t)$  al di sotto del valore medio  $\overline{P}_{BPE.P_1}^{NAV-E}$ .

3. Aumentando il numero dei contributi di potenza elettrica da eolico statisticamente indipendenti (cioè ripartendo il potenziale produttivo eolico sul territorio su un numero maggiore di campi eolici ampiamente spazati fra loro) è possibile ridurre l'ampiezza  $\Delta P$  della fascia di variabilità degli scarti della potenza elettrica da eolico  $P_{BPE.P_1}^{NAV-E}(t)$ .
4. Un maggiore risparmio energetico permette di ridurre il fabbisogno complessivo  $\bar{P}_{FE.P_1}$  e, per conseguenza, la potenza media assoluta da assegnare all'eolico per ottenere una ripartizione ottimale. Come mostra la tabella 40, le percentuali di risparmio energetico che abbiamo adottato nel calcolo del fabbisogno  $\bar{P}_{FE.P_1}$  sono assai prudentiali.

### 12.2.6.5 Soluzioni miste "non ottimali"

Ricadono in questa categoria le configurazioni del SEIS nelle quali la frazione eolica, anche combinandosi con una frazione solare, ha un potenziale insufficiente a scongiurare la comparsa di deficit D1 della catena CEE, per cui in tali configurazioni non è possibile coprire tali deficit ricorrendo esclusivamente al potenziale produttivo della frazione da FER-A, cioè non è possibile soddisfare i vincoli che assicurano una copertura "ottimale" della domanda CEE (relazioni 12.2.08a e 12.2.08b). In queste soluzioni le immobilizzazioni richieste saranno maggiori che per le soluzioni miste ottimali, dal momento che:

- a. all'interno dei nodi del SEIS è necessario implementare meccanismi di accumulo dell'energia (in forma chimica o idraulica) e infrastrutture per la riconversione in energia elettrica;
- b. nei BP è necessario dispiegare infrastrutture di captazione solare più estese (rispetto allo "scenario ottimale").

### 12.2.6.6 Probabilità di deficit D1 in un SEIS

Le considerazioni svolte nei paragrafi precedenti indicano che è teoricamente possibile dimensionare le infrastrutture di produzione della potenza elettrica da FER-NAV,  $P_{BPE.P_1}^{NAV}(t)$ , in modo che sia molto piccola la probabilità che il SEIS cada in uno stato di deficit D1. Tuttavia la condizione che deve essere soddisfatta a tale scopo (indipendenza statistica del regime dei venti in  $n$  siti, con  $n$  crescente con la diminuzione della fascia di variabilità ammessa per la componente eolica  $P_{BPE.P_1}^{NAV-E}(t)$ ) non è ragionevolmente realizzabile in territori di limitata estensione. La sostanza di queste considerazioni potrebbe essere enunciata come segue:

***L'allargamento del territorio sul quale vengono dispiegate le infrastrutture di captazione del SEIS è un obiettivo desiderabile, dal momento che al crescere dell'estensione di tale territorio diminuisce la probabilità che l'andamento nel tempo della potenza elettrica in sviluppo prodotta dai suoi bacini di produzione possa indurre stati di deficit D1 (cioè stati che comportano l'utilizzo non ottimale della potenza elettrica primaria prodotta dai BP per soddisfare la domanda della catena CEE).***

Tuttavia, anche in un SEIS di grande estensione territoriale è impossibile evitare con assoluta certezza che compaiano stati, anche prolungati, di deficit D1, anche qualora i contributi delle diverse frazioni siano dimensionati in modo ottimale. Per quanto la comparsa di uno stato di deficit nel lungo termine sia poco probabile, tale stato potrà comunque determinarsi e potrà anche presentare caratteri critici in termini di profondità e durata. Come vedremo, per fronteggiare tali stati è necessario predisporre strategie anche complesse, che ci limiteremo a trattare in termini qualitativi.

### 12.2.6.7 Strategie di copertura di stati di deficit D1

Per descrivere le strategie di gestione degli stati di deficit elettrico di un SEIS, conviene modellizzare funzionalmente gli organi interni del blocco CNE (vedi figura 85), del quale abbiamo fin qui rappresentato in modo generico le funzionalità principali agli effetti esterni.

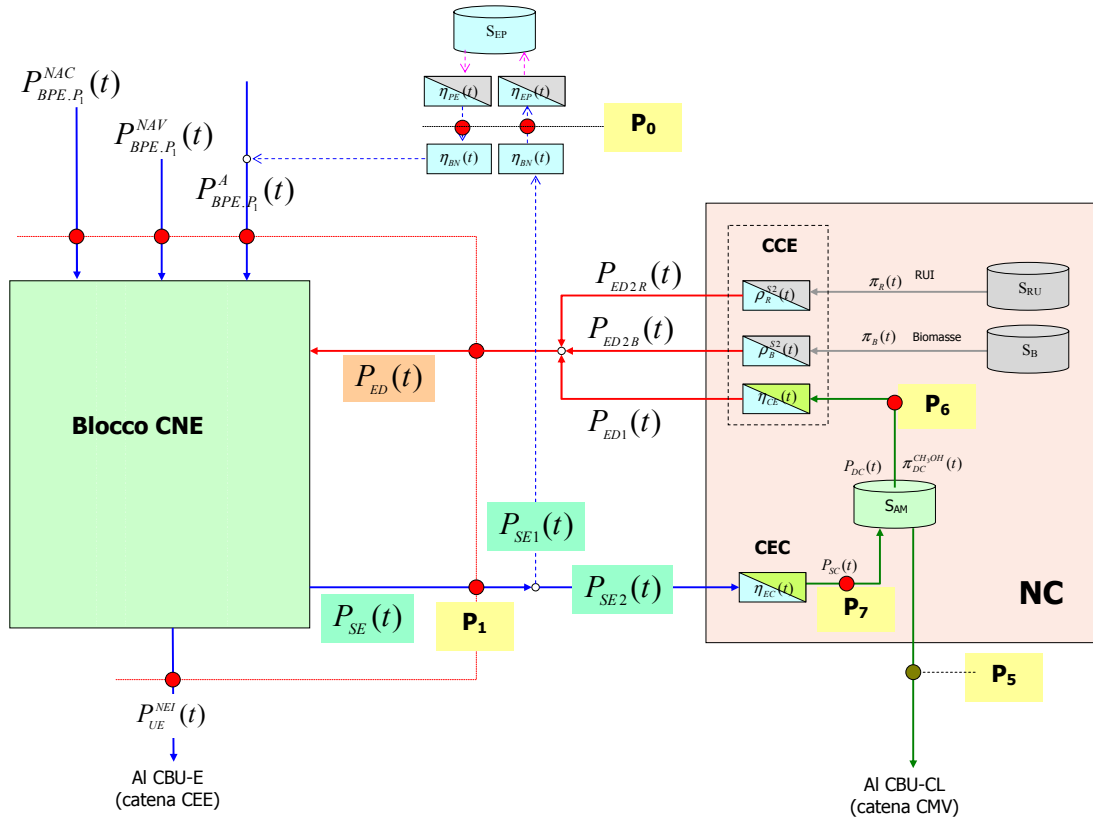


Figura 91. Confini del blocco funzionale CNE

Come mostra la figura 91, il blocco CNE è il punto nel quale convergono i flussi di potenza elettrica generati dai BP-E e dai BP-C e dal quale si diramano i flussi di potenza destinati a soddisfare i fabbisogni delle catene CEE e CMV.

I flussi di potenza attestati al blocco CNE sono attivi o inattivi a seconda dello stato in cui si trova il SEIS. Per dare conto di questa dipendenza, conviene modellizzare gli organi interni del blocco CNE con due funzioni (figura 92):

1. La funzione SPE (Scolmatore della Potenza elettrica in Esubero) che opera come segue:
  - a. Nello stato E del SEIS (esubero elettrico) divide la potenza totale prodotta da FER-NA,  $P_{TP.P_1}(t) = P_{BPE.P_1}^{NA}(t)$ , nei due flussi seguenti:
    - i.  $P_{RE}(t) = P_{UE.P_1}(t) < P_{TP.P_1}(t)$ , potenza elettrica richiesta per soddisfare la domanda istantanea della catena CEE  $P_{UE.P_1}(t)$ . Questo flusso viene inoltrato al CBU-E per il tramite della funzione CPA (vedi più oltre).
    - ii.  $P_{SE}(t) = P_{TP.P_1}(t) - P_{UE.P_1}(t) = P_{BPE.P_1}^{NA}(t) - P_{UE.P_1}(t)$ , potenza elettrica (in esubero rispetto alla domanda della catena CEE) destinata all'accumulo, nelle forme possibili (ad esempio<sup>44</sup> come energia potenziale, per mezzo di sistemi idraulici a doppio bacino o come energia chimica, per mezzo della sezione CEC dell'NC).

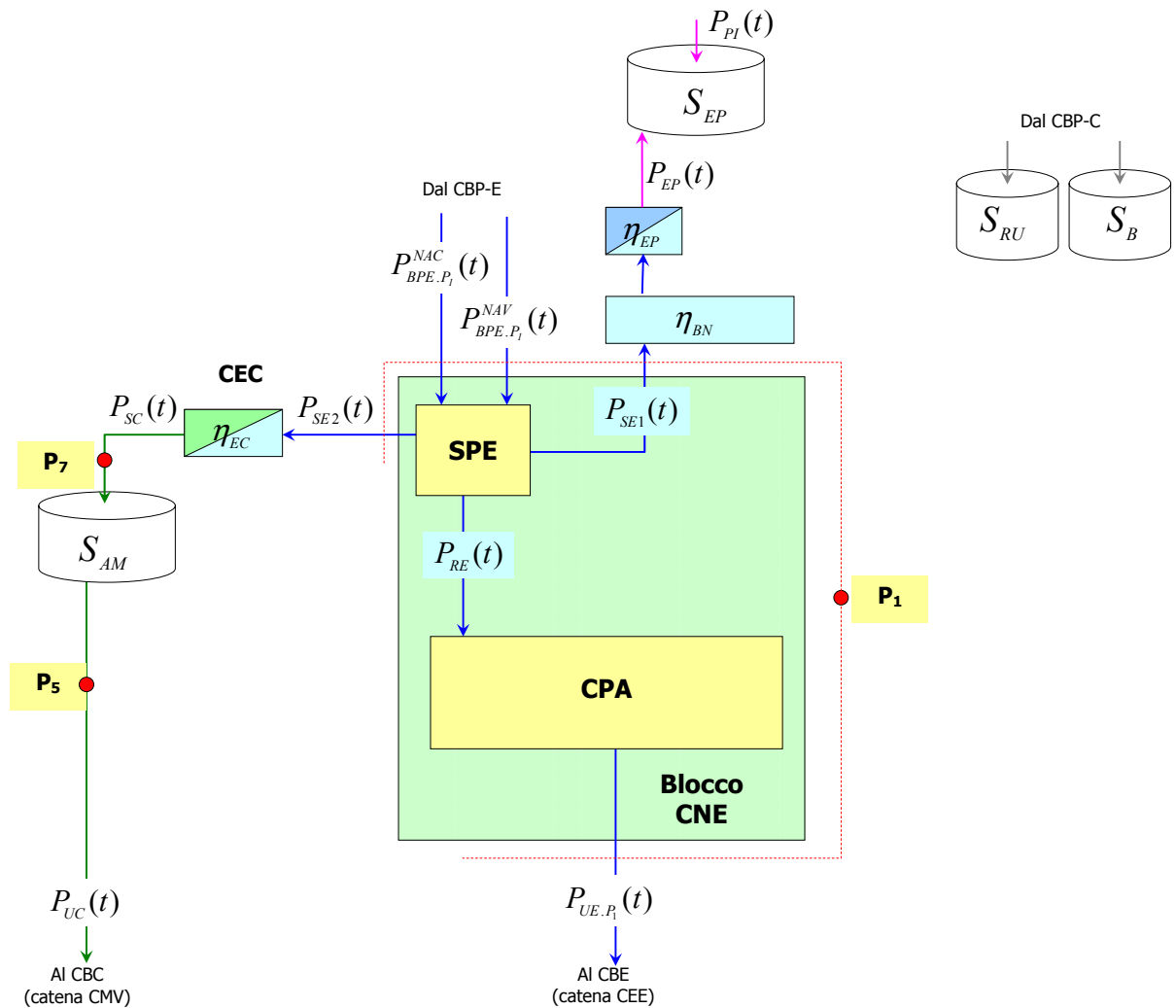
<sup>44</sup> Ovviamente sono possibili altre forme di accumulo. Nel testo sono previste, a titolo esemplificativo, soltanto due forme: l'accumulo nella forma di energia potenziale (mediante sistemi idraulici a doppio bacino) e quello nella forma di energia chimica (mediante sintesi chimica di CH<sub>3</sub>OH nella sezione CEC)



Le funzioni SPE e CPA devono operare in tandem, in funzione degli stati di esubero descritti al paragrafo 6.4.7.

Riprendendo i criteri di gestione degli stati di esubero e deficit elettrico del SEIS descritti al paragrafo 6.4.7, nei paragrafi che seguono assoceremo a ciascuno degli stati del SEIS una configurazione del tandem SPE/CPA.

### 12.2.6.7.1 Stato E del SEIS



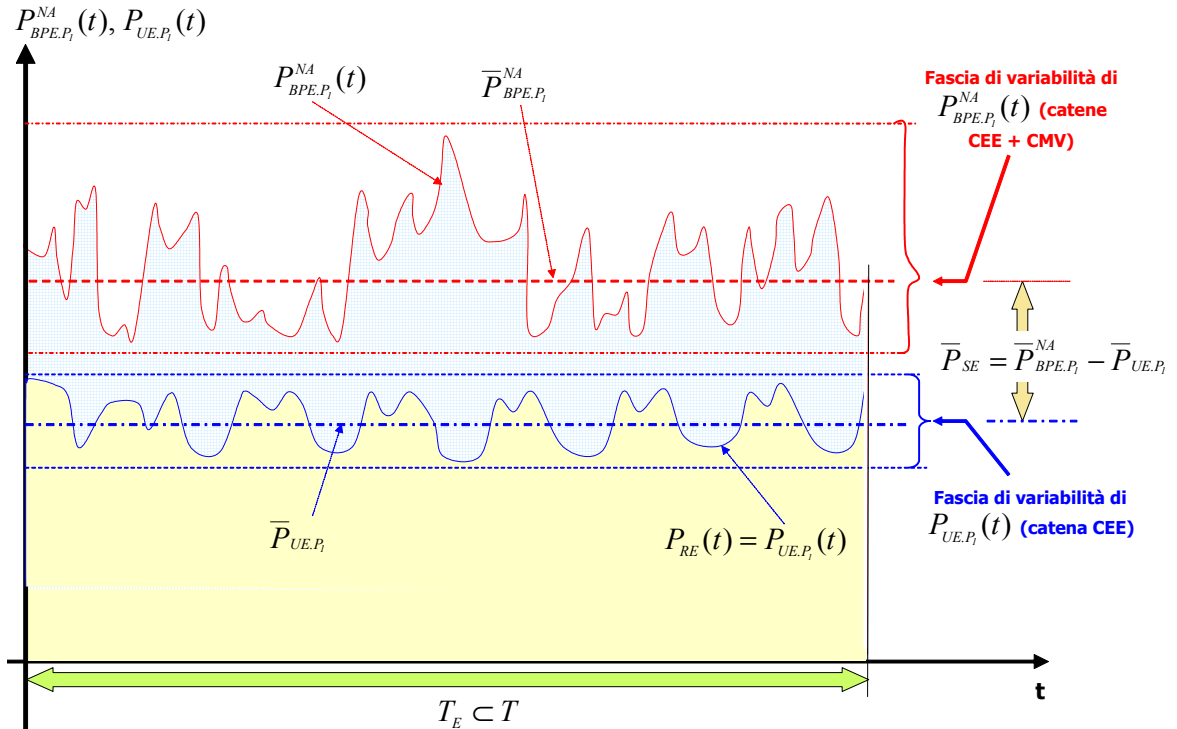
**Figura 93. Funzioni attive nel blocco CNE quando il SEIS è nello stato E (esubero elettrico)**

Nello stato E del SEIS (esubero elettrico da FER-NA), la potenza elettrica

$P_{BPE.P_1}^{NA}(t) = P_{BPE.P_1}^{NAC}(t) + P_{BPE.P_1}^{NAV}(t)$  (ricavata da FER NA) è maggiore della domanda di potenza elettrica della catena CEE,  $P_{UE.P_1}(t)$ . Conseguentemente, la potenza elettrica  $P_{BPE.P_1}^{NA}(t)$  copre completamente la domanda  $P_{UE.P_1}(t)$ , e dà luogo ad un esubero  $P_{SE}(t) = P_{BPE.P_1}^{NA}(t) - P_{UE.P_1}(t) > 0$ , che può essere convertito in altre forme di energia per consentirne l'accumulo.

Finché perdura lo stato E (cioè in un sottodominio  $T_E$  del dominio  $T$ ), dunque, il tandem SPE/CPA opera in base ai criteri seguenti (figura 93):

1.  $P_{SE}(t) = P_{BPE.P_1}^{NA}(t) - P_{UE.P_1}(t) > 0$  (una frazione della potenza  $P_{BPE.P_1}^{NA}(t)$  è resa disponibile per l'accumulo);
2.  $P_{BPE.P_1}^A(t) = P_{ED2R}(t) = P_{ED2R}(t) = 0$  (la produzione di potenza elettrica da FER-A è inibita);
3.  $P_{ED1}(t) = 0$  (la produzione di potenza elettrica da  $CH_3OH$  è inibita);
4.  $P_{RE}(t) = P_{UE.P_1}(t)$  (il tandem SPE/CPA "lascia passare" la potenza elettrica strettamente necessaria a coprire la domanda della catena CEE).



**Figura 94. Stato E del SEIS. Andamento nel tempo delle potenze elettriche che fanno capo al tandem SPE/CPA:**

- $P_{BPE.P_1}^{NA}(t)$ , **potenza elettrica (da FER-NA) proveniente dal CBP-E (bacini di produzione di potenza elettrica);**
- $P_{RE}(t) = P_{UE.P_1}(t)$ , **potenza elettrica che il tandem SPE/CPA immette nella rete di distribuzione per soddisfare, in tempo reale, la domanda di energia elettrica degli utenti della catena CEE.**

$P_{BPE.P_1}^{NA}(t)$  è una grandezza esogena, soggetta a fluttuazioni attorno al valor medio  $\bar{P}_{BPE.P_1}^{NA}$ , per effetto della variabilità del regime di produzione della potenza da FER-NA.

$P_{UE.P_1}(t)$  è una grandezza esogena, soggetta a fluttuazioni attorno al valor medio  $\bar{P}_{UE.P_1}$ , per effetto della variabilità della domanda di potenza elettrica della catena CEE.

L'area compresa fra le funzioni  $P_{BPE.P_1}^{NA}(t)$  e  $P_{UE.P_1}(t)$ , evidenziata in quadretti azzurri, rappresenta l'esubero di energia elettrica  $\int_T P_{SE}(t) dt = \int_T [P_{BPE.P_1}^{NA}(t) - P_{UE.P_1}(t)] dt$ , che il tandem SPE/CPA devia verso funzioni di conversione in energia accumulabile.

Nello stato E la frazione di potenza elettrica  $P_{SE}(t) = P_{BPE.P_1}^{NA}(t) - P_{UE.P_1}(t) > 0$  viene convertita in altre forme di energia per consentirne l'accumulo.

Nello schema di figura 93 sono illustrate due modalità di accumulo:

1. accumulo idraulico (energia potenziale) di una potenza  $P_{EP}(t) = \eta_{EP} \cdot P_{SE1}(t)$ , mediante sistemi a doppio bacino;
2. accumulo chimico (CH<sub>3</sub>OH) di una potenza  $P_{SC}(t) = \eta_{EC} \cdot P_{SE2}(t)$ , mediante sintesi di CH<sub>3</sub>OH nella sezione CEC e suo accumulo nel sottosistema  $S_{AM}$ .

L'accumulo idraulico (con sistemi a doppio bacino), assicura una notevole efficienza ( $\eta_I = 0,75$ ), della doppia conversione (energia elettrica/energia idraulica e viceversa), ma richiede opere civili onerose sia sul piano economico che in termini di consumo di territorio e alterazione dell'ambiente. Inoltre, esso è economicamente praticabile soltanto in condizioni geografiche favorevoli (esistenza di significativi dislivelli naturali del territorio, possibilità di creare invasi di capacità significativa sia a monte che a valle degli impianti di ripompaggio).

L'accumulo chimico, per mezzo delle funzionalità contenute nella sezione CEC dell'NC, assicura una efficienza complessiva nettamente minore ( $\eta_{EC} = 0,45$ ) dell'efficienza dell'accumulo idraulico ( $\eta_I = 0,75$ ), ma implica opere civili meno onerose, un minore consumo di territorio e non impone particolari vincoli geografici.

Il livello di accumulo del sottosistema  $S_{AM}$  nello stato E dipende dalle portate di due flussi di potenza chimica (CH<sub>3</sub>OH):

1.  $P_{SC}(t) = \eta_{EC} \cdot P_{SE2}(t)$ : immissario, proveniente dalla sezione CCE, per conversione dell'esubero elettrico  $P_{SE2}(t)$ ;
2.  $P_{UC}(t)$ : emissario, costituito dai prelievi della catena CMV.

L'integrale della differenza fra la potenza chimica associata all'immissario e quella associata all'emissario, calcolato nella finestra di esubero,  $T_E$ , rappresenta la variazione del contenuto energetico del sottosistema  $S_{AM}$ :

$$\Delta E_{T_E}^{S_{AM}} = \int_{T_E} [P_{SC}(t) - P_{UC}(t)] dt$$

Tale variazione è positiva se  $P_{SC}(t) - P_{UC}(t) > 0$ , negativa se  $P_{SC}(t) - P_{UC}(t) < 0$ .

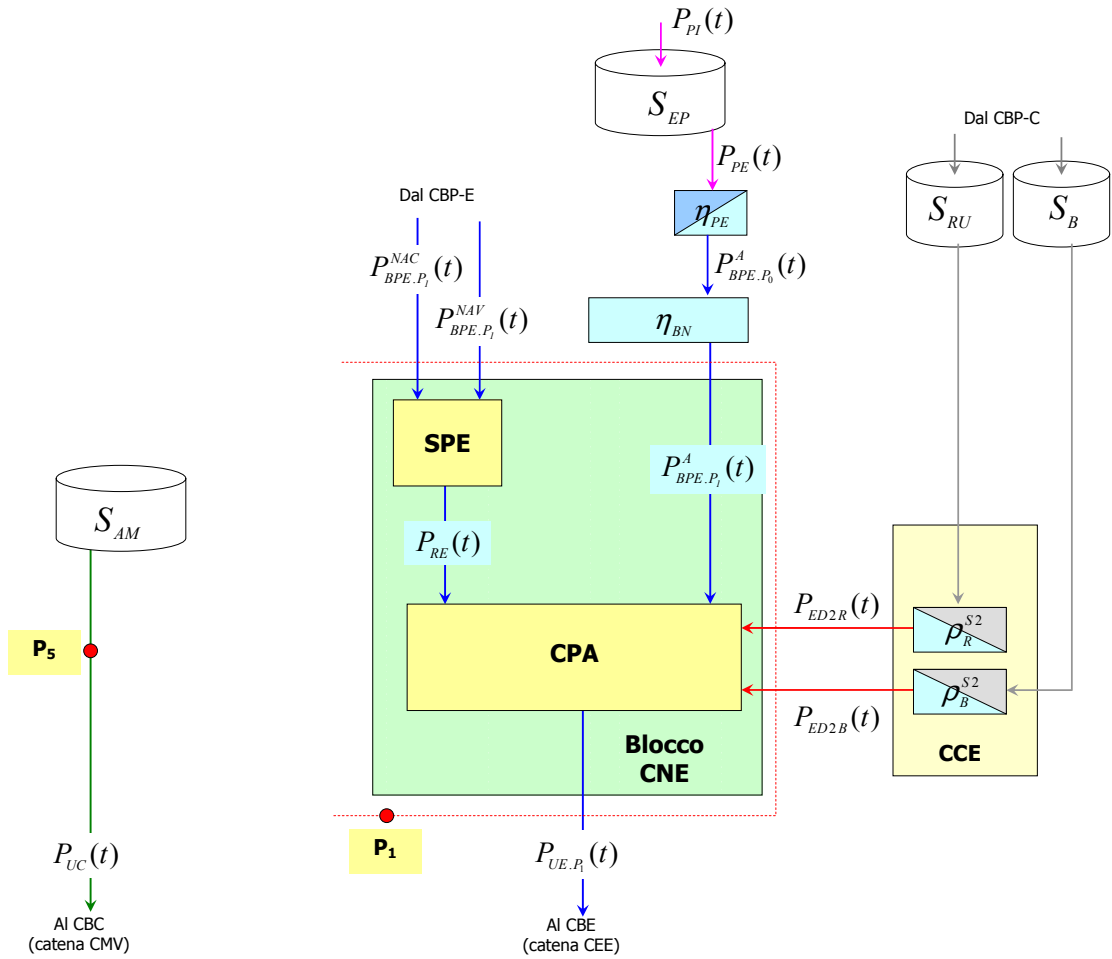
Il livello di accumulo del sottosistema  $S_{EP}$  (insieme dei bacini idraulici del SEIS) nello stato E dipende dalla portata dei flussi idraulici:

1.  $P_{EP}(t) = \eta_{BN} \cdot \eta_{EP} \cdot P_{SE1}(t)$  (immissario dei sistemi di accumulo a doppio bacino), la cui portata è proporzionale alla potenza  $P_{SE1}(t)$ ;
2.  $P_{PI}(t)$  (immissario dei sistemi ad accumulo naturale a singolo bacino), costituito dai contributi dei bacini imbriferi che alimentano i bacini di accumulo ad alta quota del SEIS.

L'integrale della potenza associata alla somma dei flussi idraulici immissari, calcolato nella finestra di esubero,  $T_E$ , rappresenta la variazione (aumento) del contenuto energetico (energia potenziale) del sottosistema  $S_{EP}$ :

$$\Delta E_{T_E}^{S_{EP}} = \int_{T_E} [P_{EP}(t) + P_{PI}(t)] dt = \eta_{BN} \cdot \eta_{EP} \cdot \int_{T_E} P_{SE1}(t) dt + \int_{T_E} P_{PI}(t) dt$$

### 12.2.6.7.2 Stato D2 del SEIS



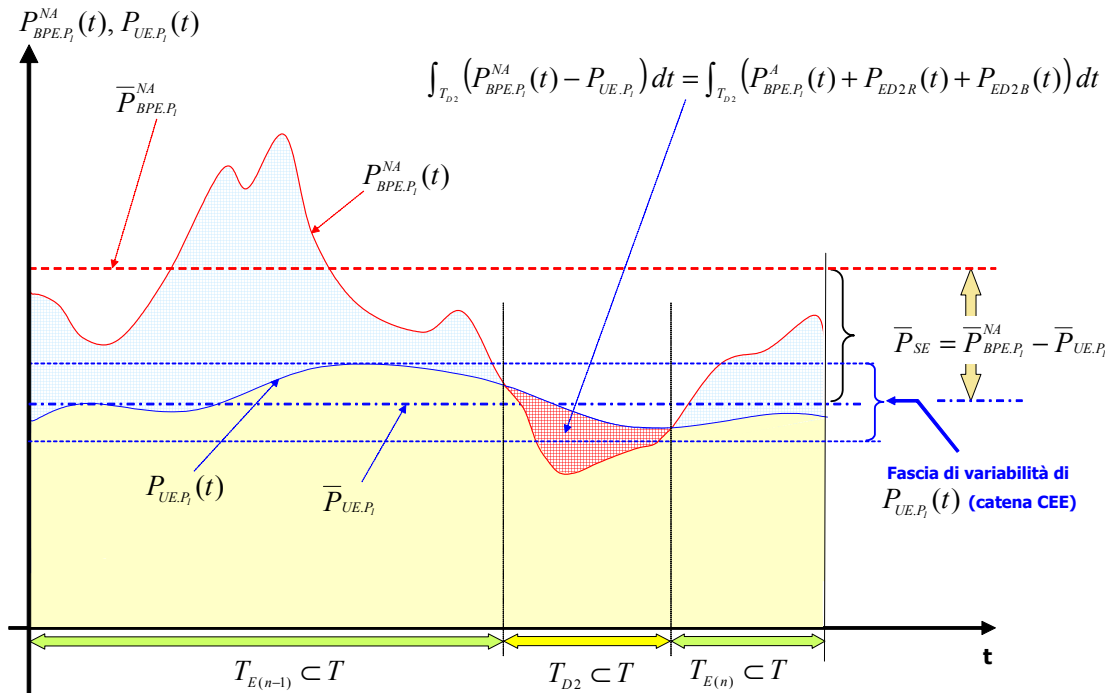
**Figura 95. Funzioni attive nel blocco CNE quando il SEIS MB è nello stato D2 (deficit elettrico D2)**

Nello stato D2 del SEIS (deficit elettrico D2), la potenza elettrica  $P_{BPE.P_1}^{NA}(t) = P_{BPE.P_1}^{NAC}(t) + P_{BPE.P_1}^{NAV}(t)$  (ricavata da FER-NA) è minore della domanda di potenza elettrica della catena CEE,  $P_{UE.P_1}(t)$ . Conseguentemente, la potenza elettrica  $P_{BPE.P_1}^{NA}(t)$  non può dar luogo ad un esubero elettrico (per cui  $P_{SE}(t)$  deve essere azzerato), ed il deficit di potenza elettrica deve essere coperto attivando la produzione di potenza elettrica da FER-A ( $P_{BPE.P_1}^A(t)$ ,  $P_{ED2R}(t)$ ,  $P_{ED2B}(t)$ ).

Finché perdura lo stato D2 (cioè in un sottodominio  $T_{D2}$  del dominio  $T$ ), dunque, il tandem SPE/CPA opera in base ai criteri seguenti (figure 95 e 96):

1.  $P_{SE}(t) = 0$ ;
2.  $Deficit\ D2 = \Delta_{D2}(t) = P_{UE.P_1}(t) - P_{BPE.P_1}^{NA}(t) < [P_{BPE.P_1}^A(t) + P_{ED2R}(t) + P_{ED2B}(t)]_{max}$ , per cui:
  - a. la produzione di potenza elettrica da FER-A è attiva;
  - b. la funzione CPA somma le potenze elettriche da FER-NA e da FER-A allo scopo di coprire esattamente il deficit elettrico D2;
3.  $P_{EDI} = 0$  (la produzione di potenza elettrica da  $CH_3OH$  è inibita);

4.  $P_{RE}(t) = P_{BPE.P_1}^{NA}(t) < P_{UE.P_1}(t)$ , cioè la funzione SPE "lascia passare" tutta la potenza elettrica prodotta da FER-NA.



**Figura 96. Stato D2 del SEIS. Andamento nel tempo delle potenze elettriche che fanno capo al tandem SPE/CPA:**

- $P_{BPE.P_1}^{NA}(t)$ , **potenza elettrica (da FER-NA) proveniente dal CBP-E (bacini di produzione di potenza elettrica);**
- $P_{UE.P_1}(t)$ , **domanda di potenza elettrica della catena CEE.**

$P_{BPE.P_1}^{NA}(t)$  è una grandezza esogena, soggetta a fluttuazioni attorno al valor medio  $\bar{P}_{BPE.P_1}^{NA}$ , per effetto della variabilità del regime di produzione della potenza da FER-NA.

$P_{UE.P_1}(t)$  è una grandezza esogena, soggetta a fluttuazioni attorno al valor medio  $\bar{P}_{UE.P_1}(t)$ , per effetto della variabilità della domanda di potenza elettrica della catena CEE.

**Quando  $P_{BPE.P_1}^{NA}(t) < P_{UE.P_1}(t)$  (sottodominio  $T_{D2} \subset T$ ), il deficit  $\Delta_{D2}(t) = P_{UE.P_1}(t) - P_{BPE.P_1}^{NA}(t)$  deve essere compensato con potenza elettrica da FER-A ( $P_{BPE.P_1}^A(t)$ ,  $P_{ED2R}(t)$ ,  $P_{ED2B}(t)$ ).**

**L'area compresa fra le funzioni  $P_{BPE.P_1}^{NA}(t)$  e  $P_{UE.P_1}(t)$ , evidenziata in quadretti rossi, rappresenta il deficit di energia elettrica  $\int_{T_{D2}} [P_{UE.P_1}(t) - P_{BPE.P_1}^{NA}(t)] dt$ , che deve essere compensato (con energia elettrica ricavata da FER-A, secondo opportuni criteri di priorità).**

Nello stato D2:

1. il livello di accumulo del sottosistema  $S_{AM}$  è funzione della portata del flusso emissario  $P_{UC}(t)$ , costituito dai prelievi della catena CMV (perché  $P_{SE}(t) = 0$ , e quindi  $\pi_{SC}(t) = 0$ ).

L'integrale della potenza chimica associata all'emissario  $P_{UC}(t)$ , calcolato nella finestra di deficit,  $T_{D2}$ , rappresenta la variazione (diminuzione) del contenuto energetico del sottosistema  $S_{AM}$ :

$$\Delta E_{T_{D2}}^{S_{AM}} = - \int_{T_{D2}} P_{UC}(t) dt$$

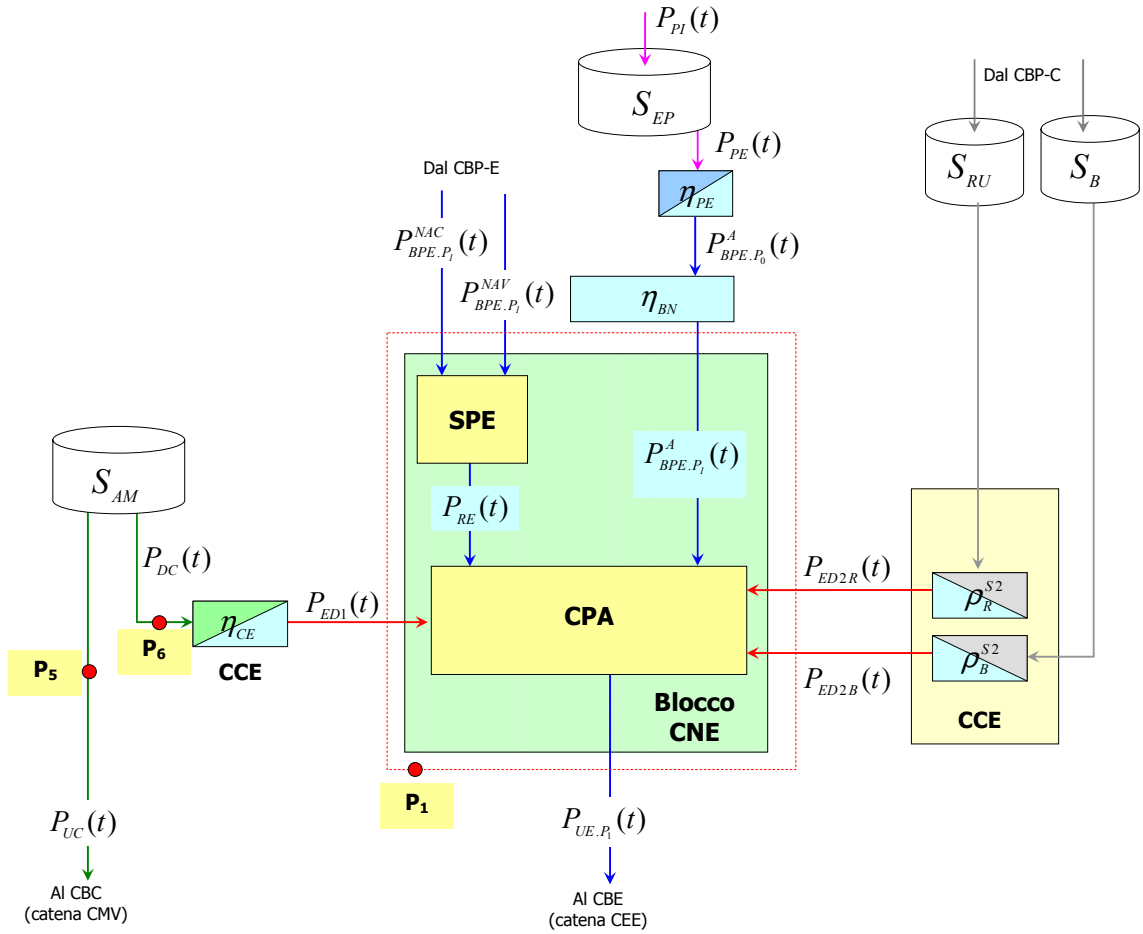
2. il livello di accumulo del sottosistema  $S_{EP}$  è funzione dei contributi di due flussi di energia potenziale:
- flusso immissario  $P_{PI}(t)$ , costituito dai contributi dei bacini imbriferi che alimentano i bacini ad alta quota del SEIS;
  - flusso emissario  $P_{PE}(t) = \frac{P_{BPE.P0}^A(t)}{\eta_{PE}} = \frac{P_{BPE.P1}^A(t)}{\eta_{BN} \cdot \eta_{PE}}$  costituito dai prelievi di energia potenziale per alimentare il flusso di potenza elettrica  $P_{BPE.P1}^A(t)$ .

L'integrale della differenza fra la potenza associata al flusso idraulico immissario  $P_{PI}(t)$  e quella associata al flusso idraulico emissario  $P_{PE}(t)$ , calcolato nella finestra di deficit,  $T_{D2}$ , rappresenta la variazione del contenuto energetico del sottosistema  $S_{EP}$  della finestra  $T_{D2}$ :

$$\Delta E_{T_{D2}}^{S_{EP}} = \int_{T_{D2}} [P_{PI}(t) - P_{PE}(t)] dt$$

Essa è positiva se  $P_{PI}(t) - P_{PE}(t) > 0$ , negativa se  $P_{PI}(t) - P_{PE}(t) < 0$ .

### 12.2.6.7.3 Stato D1 del SEIS



**Figura 97. Funzioni attive nel blocco CNE quando il SEIS MB è nello stato D1 (deficit elettrico D1)**

Nello stato D1 del SEIS (deficit elettrico D1), la potenza elettrica complessiva massima che i BP possono mettere in campo  $[P_{BP.P_1}]_{max} = P_{BPE.P_1}^{NA}(t) + [P_{BPE.P_1}^A(t)]_{max} + [P_{ED2}]_{max}$  (ricavata da FER NA e da FER-A) è minore della domanda di potenza elettrica della catena CEE,  $P_{UE.P_1}(t)$ :

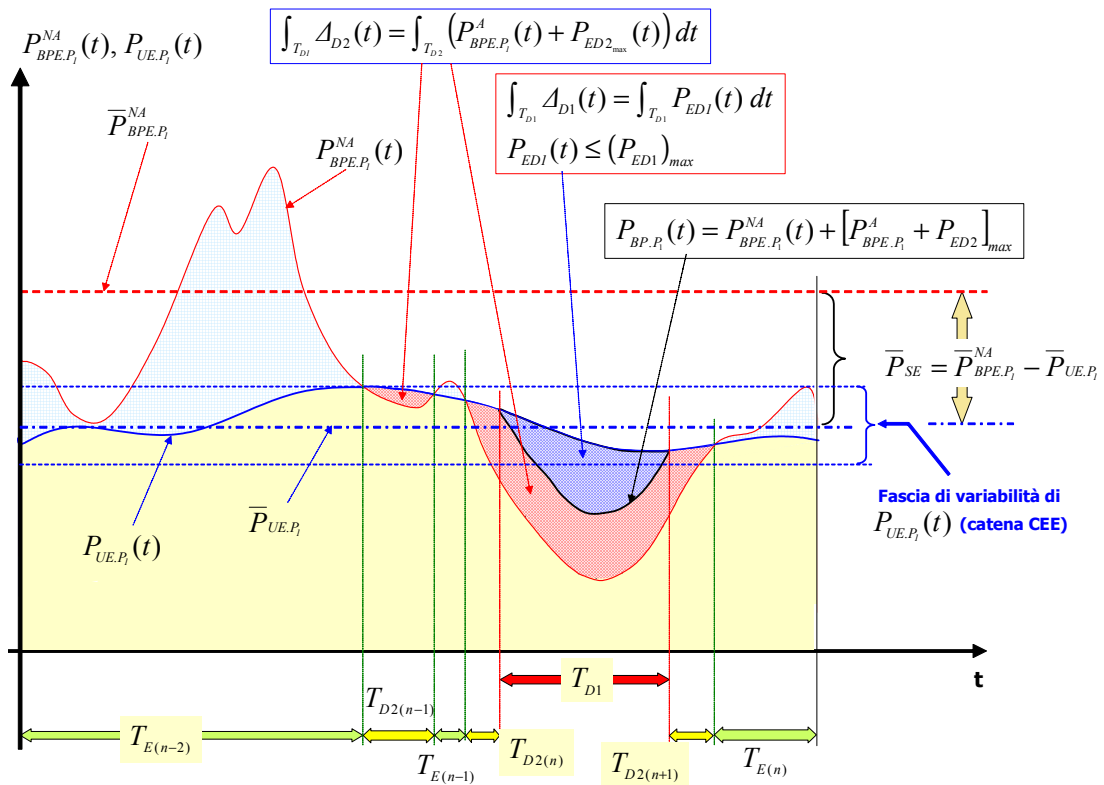
$$[P_{BP.P_1}(t)]_{max} = P_{BPE.P_1}^{NA}(t) + [P_{BPE.P_1}^A(t)]_{max} + [P_{ED2}]_{max} < P_{UE.P_1}(t)$$

Conseguentemente, il deficit di potenza elettrica della catena CEE,  $\Delta_{D1}(t) = P_{UE.P_1}(t) - [P_{BP.P_1}(t)]_{max}$ , deve essere coperto attivando la produzione di potenza elettrica  $P_{ED1}(t)$ , ricavata da  $CH_3OH$  prelevato dal sottosistema di accumulo  $S_{AM}$ .

Finché perdura lo stato D1 (cioè in un sottodominio  $T_{D1}$  del dominio  $T$ ), dunque, il tandem SPE/CPA opera in base ai criteri seguenti (figure 97 e 98):

1.  $P_{SE}(t) = 0$ ;
2. Deficit D1 =  $\Delta_{D1}(t) = P_{UE.P_1}(t) - [P_{BP.P_1}(t)]_{max}$ , per cui:
  - a. la produzione di potenza elettrica da FER-A è attiva e produce la potenza elettrica  $[P_{BPE.P_1}^A(t)]_{max} + [P_{ED2}]_{max}$  (massima potenza da FER-A possibile nella finestra  $T_{D1}$ );
  - b.  $P_{ED1} > 0$  (la produzione di potenza elettrica da  $CH_3OH$  è attiva);

3.  $P_{RE}(t) = P_{BPE.P_1}^{NA}(t) < P_{UE.P_1}(t)$ , cioè la funzione SPE "lascia passare" tutta la potenza elettrica prodotta da FER-NA.



**Figura 98. Stato D1 del SEIS. Andamento nel tempo delle potenze elettriche che fanno capo al tandem SPE/CPA.**

Quando  $P_{BP.P_1} = P_{BPE.P_1}^{NA} + [P_{BPE.P_1}^A(t) + P_{ED2}(t)]_{max} < P_{UE.P_1}(t)$  (sottodominio  $T_{D1} \subset T$ ), il deficit  $\Delta_{D1}(t) = P_{UE.P_1}(t) - (P_{BP.P_1})_{max} = P_{UE.P_1}(t) - P_{BPE.P_1}^{NA}(t) - [P_{BPE.P_1}^A(t)]_{max} - [P_{ED2}]_{max}$  deve essere compensato con potenza elettrica ricavata da  $CH_3OH$  ( $P_{ED1}(t)$ ).

L'area compresa fra le funzioni  $P_{BP.P_1}(t)$  e  $P_{UE.P_1}(t)$  nelle finestre del sottodominio  $T_{D1} \subset T$ , evidenziata in quadretti blu diagonali, rappresenta il deficit di energia elettrica

$\int_{T_{D1}} \Delta_{D1} dt = \int_{T_{D1}} [P_{UE.P_1}(t) - P_{BP.P_1}(t)] dt$ , che deve essere coperto con energia elettrica ricavata da  $CH_3OH$  prelevato dal sottosistema di accumulo  $S_{AM}$ .

Nello stato D1:

- $\int_{T_{D1}} \Delta_{D1} dt = \int_{T_{D1}} \{P_{UE.P_1}(t) - [P_{BP.P_1}(t)]_{max}\} dt = \int_{T_{D1}} P_{ED1}(t) dt = \eta_{CE} \cdot \int_{T_{D1}} P_{DC}(t) dt$  (12.2.23)

- il livello di accumulo del sottosistema  $S_{AM}$  è funzione della portata di due flussi di potenza (emissari):

- $P_{UC}(t)$ , costituito dai prelievi di energia chimica ( $CH_3OH$ ) della catena CMV (perché  $P_{SE}(t) = 0$ , e quindi  $\pi_{SC}(t) = 0$ );

- $P_{DC}(t) = \frac{P_{DE1}(t)}{\eta_{CE}}$ , costituito dai prelievi di energia chimica ( $CH_3OH$ ) richiesti per la generazione della potenza elettrica  $P_{DE1}(t)$  per coprire il deficit della catena CEE

$$\Delta_{D1}(t) = P_{UE.P_1}(t) - [P_{BP.P_1}(t)]_{max}$$

L'integrale della somma delle potenze associate agli emissari  $P_{UC}(t)$  e  $P_{DC}(t)$ , calcolato nella finestra di deficit D1,  $T_{D1}$ , rappresenta la variazione (diminuzione) del contenuto energetico del sottosistema  $S_{AM}$ :

$$\Delta E_{T_{D1}}^{S_{AM}} = - \int_{T_{D1}} [P_{UC}(t) + P_{DC}(t)] dt$$

3. Il livello di accumulo del sottosistema  $S_{EP}$  è funzione dei contributi di due flussi di energia potenziale:

a. flusso immissario  $P_{PI}(t)$ , costituito dai contributi dei bacini imbriferi che alimentano i bacini ad alta quota del SEIS;

b. flusso emissario  $P_{PE}(t) = \frac{P_{BPE.P0}^A(t)}{\eta_{PE}} = \frac{P_{BPE.P1}^A(t)}{\eta_{BN} \cdot \eta_{PE}}$  costituito dai prelievi di energia potenziale per alimentare il flusso di potenza elettrica  $P_{BPE.P1}^A(t)$ .

L'integrale della differenza fra la potenza associata al flusso idraulico immissario  $P_{PI}(t)$  e quella associata al flusso idraulico emissario  $P_{PE}(t)$ , calcolato nella finestra di deficit,  $T_{D1}$ , rappresenta la variazione del contenuto energetico del sottosistema  $S_{EP}$  della finestra  $T_{D1}$ :

$$\Delta E_{T_{D1}}^{S_{EP}} = \int_{T_{D1}} [P_{PI}(t) - P_{PE}(t)] dt$$

Essa è positiva se  $P_{PI}(t) - P_{PE}(t) > 0$ , negativa se  $P_{PI}(t) - P_{PE}(t) < 0$ .

### 12.2.6.8 Reintegro dell'energia chimica (CH<sub>3</sub>OH) prelevata dal sottosistema $S_{AM}$ nelle finestre di deficit D1

Nei paragrafi precedenti abbiamo analizzato le conseguenze dell'instaurarsi di condizioni di deficit elettrico D2 e D1 nel SEIS. Abbiamo visto (relazione (12.2.23)) che la copertura del deficit elettrico  $\Delta_{D1}(t) = P_{UE.P1}(t) - P_{BP.P1}$  richiede, nella finestra di deficit  $T_{D1}$ , la produzione di energia elettrica  $\int_{T_{D1}} \Delta_{D1}(t) dt = \int_{T_{D1}} P_{UE.P1}(t) dt - \int_{T_{D1}} [P_{PB.P1}(t)]_{max} dt$  ricavata per conversione di energia accumulata (in forma di potenziale gravitazionale o di energia chimica) in energia elettrica.

Se il deficit elettrico  $\Delta_{D1}(t) = P_{UE.P1}(t) - P_{BP.P1}$  dovesse essere coperto esclusivamente per conversione in energia elettrica dell'energia chimica  $\int_{T_{D1}} P_{DC}(t) dt$  (CH<sub>3</sub>OH) prelevata dal sottosistema di accumulo  $S_{AM}$ , allora deve essere soddisfatta la relazione:

$$\int_{T_{D1}} \Delta_{D1} dt = \int_{T_{D1}} \{P_{UE.P1}(t) - [P_{PB.P1}(t)]_{max}\} dt = \int_{T_{D1}} P_{ED1}(t) dt = \eta_{CE} \cdot \int_{T_{D1}} P_{DC}(t) dt \quad (12.2.23)$$

In questo scenario, per garantire che il prelievo di energia chimica  $\int_{T_{D1}} P_{DC}(t) dt$  non alteri la stazionarietà del livello di accumulo del sottosistema  $S_{AM}$ , è necessario che questa quota di energia chimica sia accumulata nelle finestre di tempo  $T_E$ . In altre parole, le infrastrutture di captazione dei BP del SEIS devono essere dimensionate in modo da produrre una potenza media totale  $\bar{P}_{TP.P1}$  maggiore del fabbisogno  $[\bar{P}_{FE.P1}]_T^0$  associato a uno scenario ottimale (vedi paragrafo 12.2.3.2.2),

cioè:

$$\left[\overline{P}_{TP.P_i}\right]_T = \left[\overline{P}_{TP.P_i}\right]_T^O + \left[\overline{P}_A\right]_T^{D1} > 1.683 MW_E \quad (12.2.09b)$$

Poiché sappiamo che nella relazione (12.2.09b)  $\left[\overline{P}_{TP.P_i}\right]_T^O = \left[\overline{P}_{FE.P_i}\right]_T = 1.683 MW_E$ , e che il termine  $\left[\overline{P}_A\right]_T^{D1}$  rappresenta il "surplus" di potenza elettrica media che deve essere prodotta dalle infrastrutture di captazione (nel sottodominio  $T_E$ ) per compensare i prelievi di energia chimica associati ai deficit D1 del sottodominio  $T_{D1}$ ,  $\int_{T_{D1}} P_{DC}(t) dt$ , deve essere:

$$T_E \cdot \left[\overline{P}_A\right]_{T_E}^{D1} = \int_{T_E} P_A(t) dt = \frac{1}{\eta_{EC} \cdot \eta_{CE}} \cdot \int_{T_{D1}} P_{ED1}(t) dt = \frac{1}{\eta_{EC} \cdot \eta_{CE}} \cdot \int_{T_{D1}} \left\{ P_{UE.P_i}(t) - \left[ P_{PB.P_i}(t) \right]_{max} \right\} dt$$

Ciò significa che il "surplus" di potenza elettrica media che deve essere prodotta dai BP, nel sottodominio  $T_E$ , allo scopo di compensare i prelievi di energia chimica associati al sottodominio  $T_{D1}$ ,

cioè  $\int_{T_{D1}} P_{DC}(t) dt = \frac{1}{\eta_{CE}} \cdot \int_{T_{D1}} P_{ED1}(t) dt$ , deve essere  $\frac{1}{\eta_{EC} \cdot \eta_{CE}}$  volte maggiore dell'energia elettrica

$\int_{T_{D1}} P_{ED1}(t) dt$  necessaria per coprire i deficit associati al sottodominio  $T_{D1}$ :

$$\int_{T_{D1}} \Delta_{D1}(t) dt = \int_{T_{D1}} P_{ED1}(t) dt = \int_{T_{D1}} P_{UE.P_i}(t) dt - \int_{T_{D1}} P_{BP.P_i} dt$$

Ricordiamo che, nel quadro di ipotesi assunte nei capitoli 9 e 10, se l'accumulo di energia viene effettuato esclusivamente in forma di energia chimica (metanolo), allora il surplus di energia elettrica primaria che deve essere prodotto e accumulato in forma chimica (per compensare il deficit energetico associato allo stato D1 nelle finestre  $T_{D1}$ , vedi figura 98) deve essere

$$\frac{1}{\eta_{EC} \cdot \eta_{CE}} = \frac{1}{0,620 \cdot 0,705} = 2,288 \text{ volte maggiore di tale deficit energetico.}$$

Se l'accumulo di energia viene effettuato esclusivamente in forma di energia potenziale gravitazionale (con sistemi idraulici a doppio bacino), e se l'efficienza complessiva della catena di accumulo e riconversione è  $\eta = 0,75$  allora il surplus di energia elettrica primaria che deve essere prodotto e accumulato in forma di energia idraulica (per compensare il deficit energetico associato allo stato D1

nelle finestre  $T_{D1}$ , vedi figura 98) deve essere  $\frac{1}{\eta} = \frac{1}{0,75} = \frac{4}{3}$  volte maggiore di tale deficit

energetico.

### 12.2.6.9 Stima della capacità di accumulo richiesta al sottosistema $S_{AM}$

Se l'accumulo di energia viene effettuato esclusivamente in forma di energia chimica (metanolo accumulato nel sottosistema  $S_{AM}$ ), sulla base delle considerazioni svolte nei precedenti paragrafi, possiamo giungere ad una stima, almeno grossolana, della capacità che il sottosistema  $S_{AM}$  dovrebbe possedere per assicurare una adeguata resilienza del SEIS in presenza di condizioni transitorie di deficit D2 e D1 (per effetto della fluttuazione delle grandezze  $P_{TP.P_1}(t)$  e  $P_{UE.P_1}(t)$ ).

#### 12.2.6.9.1 Requisiti di resilienza del SEIS a fronte di deficit elettrici D2

Quando il SEIS è soggetto a un deficit D2, il sottosistema  $S_{AM}$  non ha alcun immissario mentre l'emissario  $P_{UC.P_3}(t)$ , che deve alimentare la catena CMV, ha una portata di  $CH_3OH$  (paragrafo 12.2.3.2):

$$\bar{\pi}_{UC.P_3} = \frac{\bar{P}_{UC.P_3}}{LHV_{CH_3OH}} = \frac{516 \text{ MW}}{5,53 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}_{CH_3OH}}} = 93,3 \frac{\text{t}_{CH_3OH}}{\text{h}} = 2.239 \frac{\text{t}_{CH_3OH}}{\text{giorno}} = 2.845 \frac{\text{m}^3_{CH_3OH}}{\text{giorno}}$$

In caso di deficit D2 che duri ininterrottamente per 24 ore successive, dunque, il contenuto del sottosistema  $S_{AM}$  diminuirebbe di  $2.845 \text{ m}^3_{CH_3OH}$ .

#### 12.2.6.9.2 Requisiti di resilienza del SEIS a fronte di deficit elettrici D1

Quando il SEIS è soggetto a un deficit D1, il sottosistema  $S_{AM}$  non ha alcun immissario mentre gli emissari  $P_{UC.P_3}(t)$  e  $P_{DC.P_6}(t)$ , che alimentano rispettivamente la catena CMV e quella CEE (nella misura necessaria a coprire il deficit  $\Delta_{D1}$ ), hanno le portate:

$$\bar{\pi}_{UC.P_3} = \frac{\bar{P}_{UC.P_3}}{LHV_{CH_3OH}} = \frac{516 \text{ MW}}{5,53 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}_{CH_3OH}}} = 93,3 \frac{\text{t}_{CH_3OH}}{\text{h}} = 2.239 \frac{\text{t}_{CH_3OH}}{\text{giorno}} = 2.845 \frac{\text{m}^3_{CH_3OH}}{\text{giorno}}$$

per alimentare la catena CMV, e

$$\pi_{DC.P_6} = \frac{P_{DC}(t)}{LHV_{CH_3OH}} = \frac{P_{ED1}(t)}{\eta_{CE} \cdot LHV_{CH_3OH}},$$

per coprire il deficit  $\Delta_{D1}$  della catena CEE.

Se  $\beta$  è il rapporto fra il valor medio del deficit  $\Delta_{D1}$  e il valor medio della domanda della catena CEE, cioè se  $\bar{\Delta}_{D1} = \bar{P}_{ED1} = \beta \cdot \bar{P}_{UE.P_1} = \beta \cdot 897 \text{ MW}_E$ , allora<sup>45</sup>:

$$\bar{\pi}_{DC.P_6} = \frac{\bar{P}_{DC}}{LHV_{CH_3OH}} = \frac{\bar{P}_{ED1}}{\eta_{CE} \cdot LHV_{CH_3OH}} = \frac{\beta \cdot \bar{P}_{UE.P_1}}{\eta_{CE} \cdot LHV_{CH_3OH}}.$$

<sup>45</sup> Si ipotizza qui, per semplicità di analisi, che la sezione CCE possa convertire in energia elettrica illimitate portate di  $CH_3OH$

Se si instaurasse un deficit della catena CEE  $\Delta_{D1}$ , persistente e con profondità media dell'ordine del 50% della domanda media della catena CEE, cioè tale che  $\frac{\bar{\Delta}_{D1}}{\bar{P}_{UE.P_1}} = \beta = 0,5$ , e se adottassimo per  $\eta_{CE}$  il valore di tabella 41, allora la portata media di  $CH_3OH$  ceduta dal sottosistema  $S_{AM}$  per coprire tale deficit sarebbe data dalla relazione:

$$\bar{\pi}_{DC.P_6} = \frac{\beta \cdot \bar{P}_{UE.P_1}}{\eta_{CE} \cdot LHV_{CH_3OH}} = \frac{0,5 \cdot 897 MW}{0,705 \cdot 5,53 \frac{kWh}{kg_{CH_3OH}}} = 115,0 \frac{t_{CH_3OH}}{h} = 2.761 \frac{t_{CH_3OH}}{giorno} = 3.508 \frac{m^3_{CH_3OH}}{giorno}$$

In generale, in condizioni di deficit D1 la portata media complessiva che gli emissari  $P_{UC.P_3}(t)$  e  $P_{DC.P_6}(t)$ , preleverebbero dal sottosistema  $S_{AM}$  sarebbe:

$$\bar{\pi}_{D1} = \bar{\pi}_{DC.P_6} + \bar{\pi}_{UC.P_3} = \frac{\beta \bar{P}_{UE.P_1} + \bar{P}_{UC.P_3}}{LHV_{CH_3OH}} \quad (12.2.24)$$

Se la profondità media del deficit  $\Delta_{D1}$  fosse dell'ordine del 50% della domanda media  $\bar{P}_{UE.P_1}(t)$  ( $\beta = 0,5$ ) e se adottassimo per  $\eta_{CE}$  il valore di tabella 41, le due catene CMV e CEE preleverebbero dal sottosistema  $S_{AM}$  un flusso di portata:

$$\bar{\pi}_{D1} = \bar{\pi}_{DC.P_6} + \bar{\pi}_{UC.P_3} = (3.508 + 2.845) \frac{m^3_{CH_3OH}}{giorno} = 6.353 \frac{m^3_{CH_3OH}}{giorno} \quad (12.2.25)$$

Nel quadro delle ipotesi assunte, un SEIS-MB che serva 1.000.000 di abitanti e disponga di un sottosistema  $S_{AM}$  con una capacità media di accumulo dell'ordine di 200.000 m<sup>3</sup> (200 litri per abitante del SEIS-MB) assicurerebbe agli utenti un servizio privo di interruzioni per entrambe le catene energetiche:

- in caso di deficit D2 che persista ininterrottamente per circa 70 giorni;
- in caso di deficit D1 con profondità media dell'ordine del 50% della domanda media della catena CEE che persista ininterrottamente per circa 31 giorni.

### 12.2.6.10 Entità delle immobilizzazioni pro-capite in una soluzione ottimale mista del SEIS

Nel paragrafo 12.2.6.4 abbiamo individuato una soluzione mista (eolico+solare) del SEIS che potrebbe assicurare, sotto opportune condizioni, la copertura ottimale (cioè con la massima efficienza) della domanda CEE. Nella tabella 57 è riepilogata la ripartizione delle quote del fabbisogno totale medio di potenza elettrica fra le diverse tipologie di FER che sarebbero associate a tale configurazione mista.

Fabbisogno di potenza elettrica media nel punto P <sub>1</sub>			Ripartizione delle quote di potenza elettrica (nel punto P <sub>1</sub> ), per tipologie di FER		
	W/ab	%	FER	Valore assoluto W/ab	%
Catena CEE	897,0	53,3%	FER-NAC	57,2	3,4%
Catena CMV	786,0	46,7%	FER-A	88,4	5,3%
Catena CEE+CMV	1.683,0	100,0%	FER-NAV Solare	428,6	25,5%
			FER-NAV Eolico	1.108,8	65,9%
			Totale	1.683,0	100,0%

**Tabella 57. Soluzione mista (eolico+solare) ottimale. Ripartizione delle fabbisogno fra le diverse tipologie di FER.**

Le immobilizzazioni associate alle infrastrutture di captazione eoliche e solari richieste dalla soluzione mista sintetizzata nella tabella 57 sono stimate nella tabella 58 assumendo, per i fattori di carico, le seguenti ipotesi:

1. Impianti eolici: 0,23 (producibilità pari a circa 2.000 ore/anno);
2. Impianti solari:
  - 0,14 (producibilità pari a circa 1.200 ore/anno, tipica delle latitudini dell'Inghilterra settentrionale);
  - 0,19 (producibilità pari a circa 1.650 ore/anno, tipica delle latitudini dell'Europa continentale);
  - 0,28 (producibilità pari a circa 2.400 ore/anno, tipica delle latitudini delle coste dell'Africa settentrionale).

	Costo delle infrastrutture di captazione €/kW <sub>E</sub>	Fattore di carico minimo (frazione del tempo totale) %	Fabbisogno di potenza elettrica media da coprire kW <sub>E</sub> /ab	Max. potenza elettrica da installare kW <sub>E</sub> /ab	Massima immobilizzazione richiesta €/ab
<b>Eolico</b>	1.200,00	23%	1,109	4,822	5.786
<b>Solare</b>	2.400,00	14%	0,429	3,064	7.354
	2.400,00	19%	0,429	2,258	5.419
	2.400,00	28%	0,429	1,532	3.677
<b>Totale</b>	Inghilterra settentrionale		<b>1,538</b>	<b>7,886</b>	<b>13.140</b>
	Europa continentale		<b>1,538</b>	<b>7,080</b>	<b>11.205</b>
	Africa settentrionale		<b>1,538</b>	<b>6,354</b>	<b>9.463</b>

**Tabella 58. Stima delle immobilizzazioni pro-capite per il dispiegamento delle infrastrutture di captazione solari ed eoliche del SEIS (inclusa installazione e connessione alla rete elettrica di concentrazione) nella soluzione mista sintetizzata in tabella 57**

Per stimare l'entità delle immobilizzazioni complessive richieste per l'implementazione dell'intero SEIS,  $I_{SEIS}$ , dobbiamo considerare, in aggiunta alle immobilizzazioni associate alle infrastrutture di captazione della frazione solare ed eolica (tabella 58),  $I_{BP}^{Solare} = 5.419 \text{ €/ab.}$  e  $I_{BP}^{Eolico} = 5.786 \text{ €/ab.}$ , anche quelle associate al potenziamento delle infrastrutture delle reti elettriche,  $I_{RE}$ , e al dispiegamento delle infrastrutture ospitate all'interno dei NEI,  $I_{NEI}$ .

Tenendo conto che le immobilizzazioni associate alle infrastrutture di captazione delle frazioni solare ed eolica sono caratterizzate da un basso fattore di carico, le immobilizzazioni associate alle infrastrutture di captazione di tali frazioni ( $I_{BP} = I_{BP}^{Solare} + I_{BP}^{Eolico} = 11.205 \text{ €/ab.}$ ) avranno una incidenza notevole sul totale delle immobilizzazioni del SEIS.

Possiamo azzardare l'ipotesi che le immobilizzazioni  $I_{RE} + I_{NEI}$  non potranno incidere più del 40% sulle immobilizzazioni  $I_{BP}^{Eolico}$  (per la frazione eolica) e non più del 24% sulle immobilizzazioni  $I_{BP}^{Solare}$  (per la frazione solare).

Le immobilizzazioni associate alle frazioni ricavate da FER-NAC e da FER-A, che, come mostra la tabella 58, nel loro complesso pesano sulla potenza aggregata (CEE+CMV) per non più dell'8,7%, sono generalmente meno onerose di quelle associate, a parità di potenza media prodotta, alle frazioni eolica e solare, dal momento che, rispetto a eolico e solare, esse presentano un fattore di carico più elevato. Se adottiamo, prudenzialmente, anche per le frazioni ricavate da FER-NAC e da FER-A, il peso adottato per il solare, dunque, sovrastimeremo il peso delle infrastrutture dei NEI associabili a tali frazioni.

Possiamo concludere che, alle latitudini dell'Europa continentale, le immobilizzazioni totali richieste per l'implementazione del SEIS,  $I_{SEIS}$ , non dovrebbero superare l'importo:

$$I_{SEIS} \leq 1,4 \cdot I_{BP-E}^{eolico} + 1,24 \cdot I_{BP-E}^{solare} + 0,24 \cdot \frac{I_{BP-E}^{solare}}{0,164} \cdot 0,087 = 1,4 \cdot I_{BP-E}^{eolico} + 1,37 \cdot I_{BP-E}^{solare}$$

$$I_{SEIS} \leq [(1,4 \cdot 5.786) + (1,37 \cdot 5.419)] \text{ k€ / ab.} \approx 15,5 \text{ k€ / ab.}$$

Come è evidente dalla trattazione sviluppata nei precedenti paragrafi, soluzioni basate su una maggiore incidenza della frazione eolica o localizzate a latitudini inferiori comporterebbero immobilizzazioni inferiori.

### 12.2.6.11 Densità delle infrastrutture di captazione delle frazioni solare ed eolica

Tenendo conto del fabbisogno di potenza elettrica che le frazioni eolica e solare dovrebbero soddisfare nel caso della soluzione mista sintetizzata nella tabella 57, possiamo fare una stima della corrispondente densità delle infrastrutture di captazione che sarebbe necessario dispiegare in un'area come quella dell'Unione Europea, caratterizzata dai seguenti parametri caratteristici:

- Popolazione totale: 456 milioni (circa);
- Superficie totale: 4,215 milioni di  $\text{km}^2$ ;
- Densità della popolazione:  $d = 108 \text{ ab / km}^2 = 1,08 \text{ ab / ha}$ .

Per semplificare l'elaborazione della stima sintetizzata nella tabella 59 abbiamo assunto le ipotesi che:

1. gli impianti di captazione eolici (aerogeneratori) abbiano tutti la stessa potenza nominale ( $3 \text{ MW}_{EN}$ ) e un fattore di carico identico, pari al 23% (producibilità di circa 2000 ore/anno);

2. gli impianti di captazione solari:

- siano caratterizzati da una efficienza complessiva (incluso BOS)  $\eta = 0,17$ , per cui l'area captante richiesta per generare una potenza di picco di 1 kW sarebbe:

$$A_{1kW_{EN}} = \frac{1}{0,17} m^2 = 5,88 m^2;$$

- abbiano tutti la stessa superficie attiva, di area  $A_{imp} = 200 m^2$ , per cui la potenza elettrica di picco di ciascun impianto sarebbe:

$$P_{Ep} = \frac{200 m^2}{5,88 \frac{m^2}{kW_{Ep}}} \approx 34 kW_{Ep}$$

- abbiano un fattore di carico medio ponderato pari a 0,19 (corrispondente alla latitudine dell'Europa continentale).

	Max. potenziale richiesto	Abitanti UE	Max. potenziale totale richiesto	Potenza nominale del singolo impianto		Numero di impianti	Superficie UE	Densità degli impianti (imp.)	
	kW <sub>E</sub> /ab	10 <sup>6</sup> ab.	GW <sub>E</sub>	MW <sub>EN</sub>	kW <sub>Ep</sub>			10 <sup>3</sup> imp.	10 <sup>6</sup> km <sup>2</sup>
Eolico	4,822	456	2.198,83	3		733	4,215	5,75	
Solare	2,258	456	1.029,65		34	30.284	4,215		7,18

**Tabella 59. Stima della densità degli impianti di captazione eolici e solari sul territorio dell'Unione Europea, nello scenario sintetizzato dalla tabella 57.**

In questo quadro di ipotesi:

1. La densità media delle infrastrutture di captazione eoliche sarebbe dell'ordine di 1 aerogeneratore ogni circa 5,7 km<sup>2</sup> di territorio. Se ipotizziamo che l'area direttamente interessata da un singolo impianto sia un cerchio di 50 metri di raggio<sup>46</sup>, le infrastrutture eoliche interesserebbero meno dello 0,14% della superficie disponibile;
2. La densità media delle infrastrutture di captazione solari sarebbe di circa 7 impianti (corrispondenti a un'area captante netta di 1.400 m<sup>2</sup>) per km<sup>2</sup> di territorio. Se ipotizziamo che gli impianti richiedano un'area di rispetto almeno doppia dell'area captante netta, le infrastrutture di captazione solari interesserebbero circa lo 0,42% della superficie disponibile. Peraltro, come già menzionato altrove, se il progetto delle infrastrutture di captazione è vincolato a opportuni criteri di salvaguardia del territorio, gran parte della superficie di rispetto degli impianti solari<sup>47</sup> può continuare ad essere coltivata.

Nel complesso, le infrastrutture eoliche e solari impegnerebbero una superficie lorda non superiore allo 0,56% del territorio dell'UE.

<sup>46</sup> Gli aerogeneratori sono impianti a sviluppo verticale, ancorati al suolo con plinti il cui ingombro è ben minore della superficie qui ipotizzata. Si deve tuttavia considerare che la zona circostante l'aerogeneratore dovrà essere mantenuta sgombra da vegetazione d'alto fusto e che dovranno essere predisposte opere civili (strade, piazzuole ecc.) per la manutenzione degli impianti. Peraltro, una quota non trascurabile degli impianti potrebbe essere dislocata offshore, e tale quota avrebbe un impatto nullo sulla superficie delle terre emerse.

<sup>47</sup> Gli impianti solari possono essere montati su palo.

### 12.2.6.12 Entità delle immobilizzazioni pro-capite nell'area dell'utenza

Come illustrato in precedenti paragrafi, il dispiegamento del SEIS dovrà andare di pari passo con la sostituzione delle apparecchiature che, nell'area dell'utenza, consentono di convertire l'energia consegnata dal SEIS (energia elettrica e metanolo) nelle forme di energia richieste per soddisfare le esigenze dell'utenza (luce, calore, energia meccanica, ecc.). Le corrispondenti immobilizzazioni associate alla "riconversione dell'utenza" sarebbero, come è naturale, a carico degli utenti del SEIS. Le voci che, nella "riconversione dell'utenza", avrebbero la maggior incidenza sarebbero le seguenti:

1. Isolamento avanzato degli edifici;
2. Pompe di calore alimentate con energia elettrica, in sostituzione degli impianti che convertono energia chimica (di solito CH<sub>4</sub>) in energia termica (caldaie);
3. Elettrodomestici ed impianti elettrici industriali ad alta efficienza in sostituzione di attrezzature omologhe a bassa efficienza;
4. Autoproduzione di energia termica ed elettrica con impianti solari termici o fotovoltaici;
5. Lampade CFL in sostituzione delle lampade a incandescenza;
6. Sistemi di propulsione ad alta efficienza alimentati a metanolo (es. FC), in sostituzione di omologhi sistemi a bassa efficienza alimentati con CF (es. motori a combustione interna).

Una stima accurata delle immobilizzazioni pro-capite associate alla "riconversione dell'utenza" è particolarmente ardua. Possiamo però adottare alcuni criteri ragionevoli, che ci consentono di delimitare il campo:

1. Gran parte delle immobilizzazioni associate alla "riconversione dell'utenza" sarebbero richieste (e utili) anche nello scenario CF, dal momento che sono in grado di assicurare risparmi energetici sia nello scenario CF che nello scenario SEIS. Sono da considerarsi tali le voci 1, 3, 4 e 5 dell'elenco. Queste immobilizzazioni possono, pertanto, essere avviate anche prima che sia impostata una strategia di transizione al SEIS e, in linea di principio, non dovrebbero essere attribuite alla "riconversione dell'utenza" indotta dal dispiegamento del SEIS.
2. Solo le immobilizzazioni associate alle voci 2 e 6 sarebbero imposte specificamente dallo scenario SEIS. Ma le immobilizzazioni effettivamente attribuibili alla transizione al SEIS sarebbero soltanto quelle "differenziali"<sup>48</sup>.

Per stimare le immobilizzazioni differenziali associate alle voci 2 e 6 possiamo adottare i seguenti criteri:

1. **Pompe di calore.** Una pompa di calore che rimpiazza un impianto omologo alimentato a metano implicherà una immobilizzazione differenziale data dalla differenza fra il valore della pompa di calore (in opera) ed un omologo impianto a metano, in opera (stimabile in circa 1.000 €/abitante). Una pompa di calore che alimenti una abitazione per 4 persone comporta una immobilizzazione che non supera il valore di 10.000 € (in opera), corrispondente a circa 2.500 €/abitante. L'immobilizzazione differenziale, pertanto, è di circa 1.500 €/abitante, ma sarebbe riferita alle sole immobilizzazioni in campo civile. L'incidenza pro-capite derivante dalle immobilizzazioni in campo industriale è assai meno agevolmente stimabile.
2. **Sistemi di propulsione.** Il costo attuale di un motore a combustione interna è dell'ordine di 30-50 €/kW. Si stima che il costo di un motore a FC, se prodotto in grandi quantità su scala industriale, potrebbe essere offerto a un valore non superiore a 150-200 €/kW. Tuttavia, poiché l'efficienza dei motori a FC è almeno doppia dell'efficienza di un motore a combustione interna, per ottenere la stessa potenza alla ruota sarebbe sufficiente che un motore a FC avesse la metà della potenza nominale di un equivalente motore a combustione interna. Ne consegue che l'immobilizzazione differenziale non dovrebbe essere maggiore di circa 35-50 €/kW.

<sup>48</sup> Per "immobilizzazioni differenziali" intendiamo la differenza fra il valore delle immobilizzazioni richieste per la messa in opera degli apparati utilizzatori nello scenario SEIS e quello delle immobilizzazioni per la messa in opera degli apparati omologhi nello scenario CF.

Possiamo ragionevolmente concludere che l'immobilizzazione differenziale pro-capite associata ai sistemi di propulsione non dovrebbe superare i 2.000-2.500 €/ab.

Considerando l'ampio margine d'errore nella stima di questi valori, siamo obbligati ad accettare una soglia prudenziale assai più elevata. Possiamo azzardare che le immobilizzazioni differenziali nell'area dell'utenza non dovrebbero superare, per le voci "pompe di calore" e "sistemi di propulsione" nel loro insieme, il valore pro-capite di 10.000 €.

## 12.3 Sostenibilità del SEIS

L'analisi fin qui sviluppata nei mostra che l'impatto del SEIS sul territorio è governata dai seguenti fattori:

1. Componente ECN (RUI e scarti di biomasse).  
Il fabbisogno di RUI e di scarti di biomasse (ed il conseguente fabbisogno di territorio per la loro produzione) dipende direttamente dalla quantità di CO<sub>2</sub>-ZE pro-capite assorbita annualmente dalla catena CMV, la quale, a sua volta, dipende direttamente dal fabbisogno annuo pro-capite di energia chimica (metanolo) per la mobilità veicolare. Se aumenta l'efficienza con la quale l'energia sorgente delle FER del SEIS viene trasferita agli utenti della catena CMV (nella forma di metanolo) diminuisce il fabbisogno di RUI e scarti di biomasse in testa alla catena.
2. Componente EEN.  
La densità territoriale delle infrastrutture di captazione della componente EEN è data dal rapporto fra un parametro indice dell'estensione di tali infrastrutture e l'estensione del territorio sul quale insiste il SEIS.  
L'estensione delle infrastrutture per la captazione della componente EEN dipende direttamente dal fabbisogno lordo pro-capite in testa all'insieme delle due catene del SEIS (CEE e CMV). Se aumenta l'efficienza con la quale le due catene energetiche del SEIS trasferiscono l'energia sorgente delle FER agli utenti, a parità di fabbisogno netto in coda alle due catene diminuisce il fabbisogno di energia elettrica lorda in testa alle due catene, cioè diminuisce l'estensione delle infrastrutture per la captazione della componente EEN.

### 12.3.1 Componente ECN

Come abbiamo visto, nel SEIS la componente ECN (RUI e scarti di biomasse) viene utilizzata per produrre CO<sub>2</sub>-ZE per la catena CMV. In linea di principio il contributo di CO<sub>2</sub>-ZE ricavabile da RUI tenderà a ridursi nel lungo termine, dal momento che il riciclaggio dei rifiuti urbani punta a ridurre il più possibile l'ammontare della massa pro-capite di residui non riciclabili prodotta annualmente. Ne consegue che, nel lungo termine, il fabbisogno di CO<sub>2</sub>-ZE per la catena CMV, stimato nel paragrafo 12.2.1.1 in circa 1.123 kg/anno·ab, dovrà essere ricavata principalmente da scarti di biomasse. Se  $A$  è l'area del territorio dal quale si devono ricavare gli scarti di biomasse,  $\Pi_B$  è la produttività annua media di tale territorio, in t di biomasse per ha, e  $a$  è il numero degli abitanti che popolano lo stesso territorio, allora il fabbisogno pro-capite di scarti di biomasse per alimentare il SEIS in quel territorio,  $f_{SB}$ , dovrà soddisfare, idealmente, la relazione:

$$f_{SB} \ll \frac{A \cdot \Pi_B}{a} \quad (12.3.01a)$$

D'altra parte se  $d = \frac{a}{A}$  è la densità degli abitanti che popolano il territorio, la produttività media di scarti di biomasse del territorio dovrà essere:

$$\Pi_B \gg d \cdot f_{SB} \quad (12.3.01b)$$

A sua volta, il fabbisogno di scarti di biomasse,  $f_{SB}$ , è direttamente proporzionale al fabbisogno annuo pro-capite di energia chimica  $e_{UC}$  degli utenti della catena CMV, per cui, se  $\alpha$  è un fattore di proporzionalità, la relazione (12.3.01b) può essere riscritta nella forma:

$$\Pi_B \gg d \cdot \alpha \cdot e_{UC} \quad (12.3.01c)$$

La relazione (12.3.01c) mostra che la capacità del territorio di produrre scarti di biomasse deve crescere con la densità della popolazione,  $d$ , e con il fabbisogno annuo pro-capite di energia chimica per la catena CMV,  $e_{UC}$ .

Poiché  $\Pi_B$  non può crescere oltre un limite fisico oltre il quale essa entra in conflitto con la sostenibilità della biosfera, ne consegue che i valori di  $d$  e di  $e_{UC}$  sono vincolati dal valore di  $\Pi_B$  compatibile con gli equilibri ambientali

Se il fabbisogno di scarti di biomasse  $f_{SB} = 681 \frac{kg}{anno \cdot ab}$  (vedi relazione 11.2.02), nel caso dell'UE ( $d = 108 ab / km^2 = 1,08 ab / ha$ ) la relazione (12.3.01b) vincola la produttività di scarti di biomassa del territorio come segue:

$$(\Pi_B)_{UE} \gg 1,08 \frac{ab}{ha} \cdot 0,680 \frac{t_{SB}}{anno \cdot ab} = 0,73 \frac{t_{SB}}{anno \cdot ha}$$

Considerando il fatto che il SEIS non impone alcun vincolo alla tipologia delle biomasse delle quali utilizza gli scarti, e che la silvicoltura nel territorio dell'UE può facilmente ottenere quasi ovunque produttività di biomassa superiori a  $4 \frac{t_B}{anno \cdot ha}$ <sup>49</sup>, il SEIS assorbirebbe una frazione nettamente inferiore al 15% della produzione annua di biomassa del territorio della UE. Il prelievo di questa frazione della biomassa prodotta annualmente non sembra destinato a minacciare la naturale capacità di autoriproduzione della fertilità del terreno, purché, nel lungo termine, siano mantenuti sotto controllo i due valori a secondo membro della relazione 12.3.01c, cioè la densità della popolazione,  $d$ , ed il fabbisogno annuo di energia chimica per la catena CMV,  $e_{UC}$ .

## 12.3.2 Componente EEN

Le FER della componente EEN che, nell'implementazione del SEIS, comportano il maggior impatto sul territorio sono quella eolica e quella solare. L'impatto di entrambe queste FER sul territorio è direttamente proporzionale alla densità delle infrastrutture di captazione per unità di superficie. Dobbiamo dunque identificare quali grandezze influiscono sulla densità delle infrastrutture di captazione eoliche e solari e valutare se e come sia possibile porre sotto controllo tali grandezze, allo scopo di garantire che l'impatto della componente EEN del SEIS sul territorio sia compatibile con i vincoli ambientali, e dunque sostenibile.

### 12.3.2.1 Impatto della frazione eolica sul territorio

La densità di potenza nominale delle infrastrutture eoliche per unità di superficie che devono essere dispiegate in una specifica area territoriale è governata dalla relazione seguente:

$$\delta_A = \frac{f_e \cdot d}{\alpha_A} \quad (12.3.02)$$

dove:

$\delta_A$  è la densità di potenza nominale degli aerogeneratori installati per unità di superficie (km<sup>2</sup>);

<sup>49</sup> La produttività è dell'ordine di 4,5 t/anno-ha nella taiga settentrionale, e cresce progressivamente con la diminuzione della latitudine (perché aumenta l'energia radiante solare che il territorio riceve annualmente) fino a oltre 10 t/anno-ha.  
SEIS, Parte II, Ed. 07.12.06.doc Pag. 90/179

- $f_e$  è il fabbisogno medio pro-capite di potenza elettrica da eolico in testa alle catene del SEIS, in  $W_e/ab$  (come abbiamo visto, questo fabbisogno è una frazione  $k_e$  del fabbisogno pro-capite  $\bar{p}_{FE.P_1}$ , cioè  $f_e = k_e \cdot \bar{p}_{FE.P_1}$ , e sono possibili configurazioni ottimali del SEIS se i valori di  $k_e$  cadono nella gamma  $0,65 \div 0,9$ ;
- $d$  è la densità della popolazione sul territorio del SEIS (in abitanti/km<sup>2</sup>);
- $\alpha_A$  è il fattore di carico medio annuo ipotizzato per l'insieme degli aerogeneratori<sup>50</sup> installati, cioè il rapporto fra la producibilità media (in ore/anno) dell'insieme degli aerogeneratori e il tempo totale (8.766 ore);

Il prodotto  $f_e \cdot d$  al numeratore della relazione (12.3.02) è il fabbisogno medio di potenza elettrica da eolico per km<sup>2</sup>,  $f_e'$ . Per ovvie ragioni, tale fabbisogno dovrà essere una frazione  $\beta_e \leq 1$  del potenziale produttivo di potenza elettrica da eolico che il territorio è in grado di assicurare (per km<sup>2</sup>),  $\pi_e$ , cioè:

$$f_e' = f_e \cdot d = k_e \cdot \bar{p}_{FE.P_1} \cdot d = \beta_e \cdot \pi_e \quad (12.3.03)$$

dove:

- $d$  è la densità della popolazione sul territorio del SEIS (in ab/km<sup>2</sup>);
- $\beta_e \cdot \pi_e$  è la frazione del potenziale produttivo medio di potenza elettrica da eolico che si può sfruttare compatibilmente con i vincoli economici e ambientali stabiliti;
- $k_e$  è la frazione del fabbisogno totale  $\bar{p}_{FE.P_1}$  che deve essere coperta da eolico. Come è logico, se tale frazione cresce, deve aumentare il livello di sfruttamento del potenziale eolico del territorio, cioè il coefficiente  $\beta_e$ .

Nel caso dell'UE, poiché  $d = 108 \text{ ab/km}^2 = 1,08 \text{ ab/ha}$ ,  $\pi_e = 8,23 \text{ kW/ha}$  e  $\bar{p}_{FE.P_1} = 1,683 \text{ kW/ab}$ , se si opta per una soluzione "ottimale onerosa" come quella illustrata in tabella 57 ( $k_e = 0,659$ ), il coefficiente  $\beta$  sarà dato dalla relazione:

$$\beta_e = \frac{k_e \cdot \bar{p}_{FE.P_1} \cdot d}{\pi_e} = \frac{0,659 \cdot 1,683 \cdot 1,08}{8,23} = 0,145$$

Dunque, per realizzare una configurazione "ottimale onerosa", basterebbe sfruttare meno del 15% del potenziale eolico del territorio dell'UE. Ciò significa che vi sarebbero ampi margini per una adeguata scelta dei siti eolici, in modo che la potenza elettrica aggregata da essi prodotti fluttui, con probabilità definita, entro margini opportunamente fissati.

Nel caso dell'UE, se la quota eolica è fissata al valore  $k_e = 0,659$ , se i siti eolici sono scelti in modo che il valore medio del fattore di carico sia  $\alpha_A = 0,23$  (producibilità pari a circa 2.000 ore/anno), la densità di potenza nominale delle infrastrutture eoliche, ricavabile dalla relazione (12.3.02), sarebbe:

$$\delta_A = \frac{k_e \cdot \bar{p}_{FE.P_1} \cdot d}{\alpha_A} = \frac{0,659 \cdot 1,683 \frac{\text{kW}}{\text{ab}} \cdot 108 \frac{\text{ab}}{\text{km}^2}}{0,23} = 521 \frac{\text{kW}_N}{\text{km}^2}$$

Se si mettessero in campo aerogeneratori di taglia uniforme, tutti di potenza nominale  $P_{N_A} = 3 \text{ MW}$ , allora sarebbe necessario dispiegare un aerogeneratore ogni 5,7 km<sup>2</sup>.

<sup>50</sup> Una scelta accurata dei siti eolici e un progetto accurato degli aerogeneratori concorrono a migliorare il fattore di carico medio dell'insieme degli impianti eolici.

Ovviamente se  $\alpha_A$  aumenta (per una migliore scelta dei siti o per l'adozione di tecnologie più efficienti<sup>51</sup>),  $\delta_A$  diminuisce.

La densità di potenza nominale per unità di superficie territoriale,  $\delta_A$ , può essere ulteriormente contenuta se una quota trascurabile degli aerogeneratori viene installata offshore, un ambiente nel quale la producibilità annua è normalmente migliore che sulla terraferma. Tenendo conto di tutti i fattori che si potrebbero sfruttare, la densità di potenza nominale per unità di superficie sulla terraferma potrebbe essere ridotta a meno di 300 kW/km<sup>2</sup>.

### 12.3.2.2 Impatto della frazione solare sul territorio

La densità di potenza nominale delle infrastrutture solari per unità di superficie che devono essere dispiegate in una specifica area territoriale è governata dalla relazione seguente:

$$\delta_s = \frac{f_s \cdot d}{\alpha_s} \quad (12.3.04)$$

dove:

- $\delta_s$  è la densità di potenza di picco degli impianti solari da dispiegare, per unità di superficie territoriale (in km<sup>2</sup>);
- $f_s$  è il fabbisogno di potenza elettrica media pro-capite da solare in testa alle catene del SEIS, in W<sub>E</sub>/ab (come abbiamo visto, questo fabbisogno è una frazione  $k_s$  del fabbisogno pro-capite  $\bar{p}_{FE,P_1}$ , cioè  $f_s = k_s \cdot \bar{p}_{FE,P_1}$ , e sono possibili configurazioni ottimali del SEIS se i valori di  $k_s$  cadono nella gamma 0,00 ÷ 0,25).
- $d$  è la densità della popolazione sul territorio del SEIS (in abitanti/km<sup>2</sup>);
- $\alpha_s$  è il fattore di carico medio annuo ipotizzato per gli impianti solari<sup>52</sup>, cioè il rapporto fra la producibilità media (in ore/anno) dell'insieme degli impianti solari e il tempo totale (8.766 ore).

Il prodotto  $f_s \cdot d$  al numeratore della relazione (12.3.04) è il fabbisogno medio di potenza elettrica da solare per km<sup>2</sup>,  $f'_s$ . Per ovvie ragioni, tale fabbisogno dovrà essere una frazione  $\beta_s \leq 1$  del potenziale produttivo di potenza elettrica da solare che il territorio è in grado di assicurare (per km<sup>2</sup>),  $\pi_s$ , cioè:

$$f'_s = f_s \cdot d = k_s \cdot \bar{p}_{FE,P_1} \cdot d = \beta_s \cdot \pi_s \quad (12.3.05)$$

dove:

- $d$  è la densità della popolazione sul territorio del SEIS (in ab/km<sup>2</sup>);
- $\beta_s \cdot \pi_s$  è la frazione del potenziale produttivo medio di potenza elettrica da solare che si può sfruttare compatibilmente con i vincoli economici e ambientali stabiliti;
- $k_s$  è la frazione del fabbisogno totale  $\bar{p}_{FE,P_1}$  che deve essere coperta da solare. Come è logico, se tale frazione cresce, deve aumentare il livello di sfruttamento del potenziale solare del territorio, cioè il coefficiente  $\beta_s$ .

<sup>51</sup> Se miglioramenti tecnologici aumentano l'efficienza di conversione dell'energia eolica in energia elettrica, a parità di potenza elettrica prodotta sarà richiesto un numero minore di aerogeneratori e, per conseguenza, una minore occupazione di territorio e un minore livello di immobilizzazione.

<sup>52</sup> Come è noto il fattore di carico degli impianti solari tende ad aumentare con la diminuzione della latitudine.

Nel caso dell'UE, se la quota solare è fissata al valore  $k_s = 0,255$ , se i siti solari sono scelti in modo che il valore medio del fattore di carico sia  $\alpha_s = 0,19$  (producibilità pari a circa 1.660 ore/anno), la densità di potenza nominale delle infrastrutture solari, ricavabile dalla relazione (12.3.04), sarebbe:

$$\delta_s = \frac{k_s \cdot \overline{p_{FE.P1}} \cdot d}{\alpha_s} = \frac{0,255 \cdot 1,683 \frac{kW}{ab} \cdot 108 \frac{ab}{km^2}}{0,19} = 243 \frac{kW_p}{km^2}$$

Se si mettessero in campo impianti solari di taglia uniforme, tutti di potenza nominale di picco  $P_{N_p} = 34 kW_p$ , allora sarebbe necessario dispiegare 7,1 impianti ogni  $km^2$ .

Ovviamente se  $\alpha_s$  aumenta (per una migliore scelta dei siti o per l'adozione di tecnologie più efficienti<sup>53</sup>),  $\delta_s$  diminuisce.

Nel caso dell'UE, nel quadro delle ipotesi assunte per elaborare la tabella 59 le infrastrutture di captazione solari interesserebbero circa lo 0,42% del territorio complessivo. Ciò significa che vi sarebbero ampi margini per dislocare i campi solari nei territori:

- meno soggetti a perturbazioni della trasparenza dell'atmosfera;
- con fattore di carico favorevole, cioè alle latitudini più basse;
- preferibilmente privi di vocazione agricola.

### 12.3.3 Condizioni di sostenibilità del SEIS

Come è evidente dalle relazioni (12.3.01), (12.3.02) e (12.3.04):

1. i fattori che incidono in proporzione diretta sulla densità delle infrastrutture di captazione eoliche e solari o che provocano direttamente l'aumento della pressione sulla produttività del territorio in termini di scarti di biomasse, cioè:

- $f_e$  e  $f_s$  (fabbisogno medio pro-capite di potenza elettrica da eolico e da solare);
- $e_{UC}$  (fabbisogno annuo pro-capite di energia chimica della catena CMV);
- $d$  (densità media della popolazione) ....

..... sono governabili con scelte di carattere politico (fattori politici);

2. i fattori che incidono in proporzione inversa sulla densità delle infrastrutture di captazione eolica, cioè i fattori  $\alpha$  (fattore di carico) e  $P_N$  (potenza nominale dell'aerogeneratore e dell'impianto solare tipo), sono governabili con scelte di carattere tecnico-scientifico (fattori tecnologici), cioè sono soggette unicamente a scelte tecnologiche, progettuali e industriali, per le quali sono richieste competenze di cui è depositaria la comunità scientifico-industriale.

Sia le scelte di carattere politico che quelle di carattere tecnologico devono essere assunte nell'ottica di garantire la sostenibilità di lungo termine del SEIS. Le leadership politiche dovranno dunque assumersi la responsabilità di modulare i fattori politici in modo che il loro effetto complessivo non ecceda i limiti del monte energetico totale sfruttabile e dovranno affidare alla comunità scientifica il mandato di modulare i fattori tecnologici per utilizzare **al meglio ed in modo sostenibile** il "limitato ma abbondante" monte energetico sfruttabile.

<sup>53</sup> Se miglioramenti tecnologici aumentano l'efficienza di conversione dell'energia radiante solare in energia elettrica, a parità di potenza elettrica prodotta sarà richiesta una minore superficie captante e, per conseguenza, una minore occupazione di territorio e un minore livello di immobilizzazione.

### 12.3.4 Riciclo dei materiali richiesti per la sostenibilità di lungo termine del SEIS

Una volta dispiegato il SEIS, l'invecchiamento dei materiali impiegati richiede la periodica sostituzione degli impianti. La sostenibilità di lungo termine del SEIS richiede non soltanto che sia possibile finanziare tali sostituzioni (ammortamento degli impianti) ma anche che il riciclo dei materiali impiegati sia il più possibile efficiente, per ridurre al minimo gli effetti della cosiddetta "entropia dei materiali" (nel senso con il quale è inteso in Georgescu-Roegen<sup>54</sup>).

Sarà necessario, allo scopo, organizzare la produzione delle infrastrutture del SEIS in filiere industriali che utilizzino il più possibile materiali completamente riciclabili. In questo senso le filiere che hanno alla loro base il carbonio ricavato dall'atmosfera (tramite la fotosintesi clorofilliana) e che utilizzino l'energia primaria del SEIS (quindi energia da FER) per realizzare prodotti (per sintesi chimica o lavorazione industriale) presentano il massimo della riciclabilità.

### 12.3.5 Scarsità o abbondanza? Stazionarietà o crescita?

Nel quadro sopra delineato, i dilemmi "scarsità o abbondanza" e "stazionarietà o crescita" si rivelano per quello che sono: falsi dilemmi, proiettati sulla nostra esistenza dalla nostra difficoltà a prendere atto dei limiti del pianeta e ad assumere, sia nella sfera politica che in quella scientifica, decisioni razionali compatibili con tali limiti.

## 12.4 Conclusioni

Sulla base della trattazione svolta nei paragrafi precedenti possiamo concludere quanto segue:

1. Con opportune strategie (di incentivi/disincentivi) intese a "smussare" i picchi della domanda CEE,  $P_{UE,P_i}(t)$  (per esempio praticando tariffe differenziate in funzione del carico istantaneo della catena CEE, così da incentivare la riduzione del consumo e l'autoproduzione in area utente nelle "finestre di rischio", cioè nelle finestre di tempo nelle quali la massima potenza totale  $P_{TP,P_i}(t)$  producibile dai BP tenderebbe ad approssimarsi alla domanda istantanea della catena CEE  $P_{UE,P_i}(t)$ ), il gestore del SEIS può "sagomare" l'andamento nel tempo della domanda CEE, in modo che essa non superi mai una soglia massima stabilita.
2. E' possibile identificare criteri per progettare le infrastrutture dei bacini di produzione del SEIS in modo tale che i contributi delle frazioni di potenza elettrica ricavate dalle diverse FER, sommandosi, diano luogo a una potenza elettrica aggregata il cui andamento nel tempo sia in grado di soddisfare, istante per istante, con efficienza energetica ottimale e minimizzazione delle immobilizzazioni, tanto la domanda target della catena CEE (che presenta vincoli di tempo reale) quanto quella della catena CMV (che non presenta vincoli di tempo reale).
3. Come mostra la tabella 57, per soddisfare la domanda della catena CEE con una efficienza energetica ottimale è necessario ripartire i contributi delle diverse FER in modo che:
  - a. il peso principale (non meno del 65% del totale del fabbisogno medio di potenza) sia assegnato all'eolico;
  - b. una quota significativamente minore (non più del 25% del totale del fabbisogno medio di potenza) sia assegnato al solare;
  - c. una quota residua (attorno al 10% del totale del fabbisogno medio di potenza) sia assegnata alle altre frazioni (FER-NAC e FER-A).

Se la quota ricavabile da FER-NAC e da FER-A può coprire una percentuale maggiore del 10%, il peso della frazione eolica può essere ridotto della stessa percentuale.

<sup>54</sup> [44]

4. Per ottenere che la quota di potenza elettrica dominante, prodotta dalla frazione eolica, fluttui nel tempo entro una fascia di ampiezza stabilita è necessario che le infrastrutture di captazione siano costituite da un opportuno numero di campi eolici e che tali campi eolici siano distribuiti su estesi territori, in modo che il regime dei venti in ciascun sito eolico sia, quanto più possibile, statisticamente indipendente dal regime dei venti negli altri siti.
5. Per ottenere che la quota di potenza elettrica ricavata da solare, costantemente in fase con i picchi della domanda CEE, combinandosi con la quota della potenza elettrica ricavata da campi eolici, riduca quanto più possibile la probabilità che il SEIS sia soggetto a stati di deficit D2 o D1 nella finestra di irraggiamento diurno è necessario che i campi solari siano distribuiti su estesi territori, in modo che ciascun sito solare sia, quanto più possibile, soggetto a condizioni di trasparenza atmosferica statisticamente indipendenti dalle condizioni di trasparenza atmosferica degli altri siti.
6. Al crescere della latitudine baricentrica dei campi solari del SEIS diminuisce la durata della finestra di irraggiamento solare diurno, per cui cresce la probabilità che si instaurino condizioni transitorie di deficit ai margini della finestra di irraggiamento, soprattutto nel periodo dell'anno che cade fra gli equinozi e il solstizio d'inverno.
7. Se i campi eolici e quelli solari del SEIS potessero essere dislocati secondo i criteri indicati nei punti 3 e 4, la probabilità che si instaurino condizioni transitorie di deficit D2 o D1 ai margini della finestra di irraggiamento sarebbe abbastanza bassa da permettere la copertura dei residui deficit con una opportuna gestione della quota di potenza elettrica ricavabile da FER-A (frazione ECN e idraulico a bacino).

La disponibilità di estesi territori sui quali distribuire le infrastrutture di captazione eoliche/solari, una progettazione intelligente della distribuzione di tali infrastrutture e l'adozione di opportune politiche tariffarie, pertanto, sono gli strumenti che rendono praticabile la realizzazione di sistemi energetici nei quali:

- l'energia primaria prodotta è utilizzata con la massima efficienza;
- le immobilizzazioni nelle infrastrutture di captazione hanno il massimo tasso di utilizzazione.

Applicando questi criteri di progetto al territorio dell'Unione Europea, risulta che il potenziale di energia elettrica che si stima ricavabile da eolico nel territorio dell'Unione Europea (59.000 kWh/anno·ab) coprirebbe ampiamente il fabbisogno di energia elettrica da eolico corrispondente al valore medio di potenza pro-capite indicato nella tabella 57 (1.109 W/ab, corrispondente a 9.720 kWh/anno·ab). Non sembra dunque difficile, adottando un mix delle misure menzionate al paragrafo 12.2.6.4, realizzare un SEIS in configurazione ottimale a scala europea. La quota di territorio che le infrastrutture di captazione occuperebbero per soddisfare il fabbisogno energetico pro-capite target,  $\bar{P}_{FE,P} = 1,683 kW_E / ab.$ , non sarebbe superiore allo 0,56% del territorio disponibile (vedi tabella 59 e considerazioni contestualmente sviluppate) e gran parte di tale quota sarebbe comunque utilizzabile, se la sua fertilità lo consentisse, per colture agricole.

Abbiamo visto, infine, che opportune decisioni di carattere politico e un coerente impegno della comunità scientifica e industriale possono assicurare la sostenibilità di lungo termine del SEIS.

In particolare, la sostenibilità del SEIS e l'abbondante disponibilità di potenza elettrica primaria pro-capite richiedono che, nel prossimo futuro, siano adottate politiche demografiche lungimiranti e sia curata la diffusione di una cultura fondata su tre pilastri:

- la potenza disponibile è intrinsecamente non illimitata;
- la potenza disponibile ha un inevitabile costo ambientale, per cui va sempre utilizzata con la massima efficienza;
- la potenza disponibile può essere abbondante o scarsa, distribuita in modo equo o iniquo unicamente per effetto di decisioni politiche e tecniche che sono nella piena disponibilità delle comunità umane.



## 13 LA TRANSIZIONE AL SEIS

Nei capitoli precedenti abbiamo dimostrato che un SEIS globale è implementabile con tecnologie alla portata delle conoscenze attualmente possedute dall'umanità e che, sotto opportune condizioni (dinamiche demografiche e dinamica dei consumi energetici pro-capite sotto controllo), sarebbe compatibile con gli equilibri della biosfera.

Abbiamo mostrato con quali criteri è opportuno progettare le sue infrastrutture di captazione allo scopo di minimizzare l'entità delle immobilizzazioni associate alla sua implementazione. Abbiamo verificato, inoltre, che al crescere della sua estensione territoriale aumenta l'efficienza con la quale l'energia primaria che lo alimenta viene utilizzata dai suoi utenti.

Abbiamo ora gli strumenti per l'analisi delle problematiche di carattere economico e politico che la transizione al SEIS implicherebbe. Per "transizione al SEIS", intendiamo, come abbiamo avuto modo di accennare in precedenza, il processo, non breve, di dismissione dell'attuale sistema energetico e di parallelo dispiegamento di un SEIS in grado di rimpiazzarlo completamente.

Come spesso accade quando si realizzano importanti strutture di rete, anche nel caso della transizione al SEIS è necessario che il dispiegamento del nuovo sistema avvenga in modo che l'offerta del servizio incontri immediatamente la domanda del servizio, cioè che siano dispiegate in modo coordinato:

1. le catene energetiche del SEIS, veicolo dell'offerta di energia agli utenti;
2. i dispositivi utilizzatori nell'area dell'utenza, strumenti che consentono l'utilizzo ottimale dell'energia offerta dal SEIS.

L'implementazione delle catene energetiche del SEIS globale e il dispiegamento, in parallelo, dei dispositivi utilizzatori nell'area dell'utenza, richiedono, come abbiamo sommariamente accennato nei paragrafi precedenti, l'impiego coordinato di molteplici tecnologie e l'immobilizzazione di consistenti risorse finanziarie. Affinché le tecnologie siano portate a maturazione in modo coordinato e le infrastrutture dispiegate siano al più presto operative, in modo da non allungare inutilmente il ciclo di rientro degli investimenti, la transizione dall'attuale sistema energetico al SEIS richiede un accurato piano di dispiegamento<sup>55</sup>.

Considerando l'entità delle immobilizzazioni complessivamente associate al dispiegamento di un SEIS globale, il piano di transizione al SEIS dovrà essere articolato su un arco di tempo piuttosto ampio, dell'ordine di parecchi decenni. Inoltre, per soddisfare il requisito enunciato al paragrafo 5.1 (transizione graduale e senza scosse), il piano dovrà essere organizzato in fasi coerenti, nel corso di ciascuna delle quali devono essere rispettati i vincoli di coordinamento delle tecnologie e degli investimenti nell'implementazione del SEIS e nell'area dell'utenza.

Tenendo conto di questo quadro generale, nel capitolo che segue delineiamo un possibile scenario di dismissione dell'attuale sistema energetico (o, più propriamente, dei suoi domini CF e NU) e la sua sostituzione con le catene energetiche del SEIS.

---

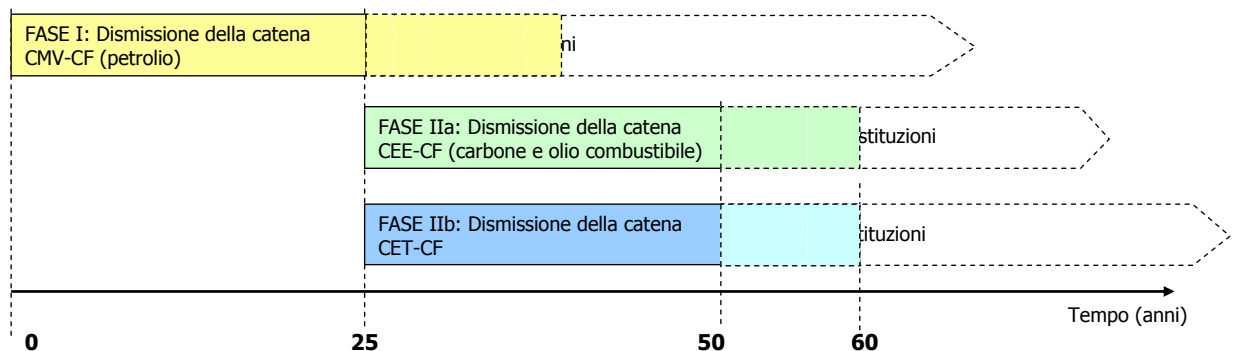
<sup>55</sup> L'esperienza del dispiegamento delle moderne reti radiomobili (GSM, UMTS) in parallelo con la produzione industriale dei terminali di utente e con l'offerta commerciale di pacchetti di servizi per gli utenti della rete è un ottimo riferimento per la comprensione delle problematiche coinvolte nella pianificazione della transizione al SEIS.

## 13.1 Una strategia di transizione in due fasi

Come abbiamo visto nel capitolo 3, il petrolio è il combustibile fossile che andrà incontro al picco di produzione prima di tutti gli altri. Abbiamo visto, inoltre, che, all'avvicinarsi del picco di produzione, si concentreranno sul petrolio molteplici pressioni, destinate ad accentuare l'aumento incontrollato dei prezzi, le principali delle quali sono:

1. La speculazione, che per sua natura è attratta dalle opportunità che si aprono quando un bene tende a rarefarsi in condizioni di domanda difficilmente comprimibile;
2. La scarsa propensione dei produttori ad investimenti che incrementino la produzione, perché, per loro, è preferibile estrarre quantità costanti di petrolio per non deprimere i prezzi e lasciare il petrolio nei giacimenti in previsione di prezzi futuri più alti;
3. L'avventurismo di politici pasticcioni, che, nel XXI secolo e pur avendo alle spalle molteplici e sgradevoli esperienze coloniali, sono tentati di accaparrarsi con la forza il controllo degli ultimi giacimenti ancora produttivi, illudendosi che la prepotenza renda possibile imporre ai popoli patti iniqui.

Il programma di transizione al SEIS, dunque, deve misurarsi prioritariamente con l'incombere della crisi del petrolio.



**Figura 99. Articolazione in Fasi del dispiegamento del SEIS.**

La **Fase I** della transizione (vedi figura 99), pertanto, dovrebbe essere focalizzata sull'obiettivo di sostituire integralmente la catena CMV-CF con la catena CMV del SEIS.

Per gran parte della fase I, la nuova catena CMV coesisterebbe con le altre due catene dell'attuale sistema energetico (CEE e CET) pressoché intatte.

Al termine della fase I l'uso dei derivati del petrolio per alimentare la catena CMV sarebbe completamente abbandonato, per cui sarebbero dismesse le infrastrutture adibite a tale scopo. L'uso dei derivati del petrolio sarebbe riservato alle lavorazioni industriali per le quali essi non abbiano alternative.

La fase successiva (**Fase II**) dovrà aggredire le altre due catene dell'attuale sistema energetico, cioè la catena CEE del dominio CF (ed eventualmente NU) e la catena CET del dominio CF, con le seguenti modalità:

1. Nella catena CEE-CF è rilevante l'utilizzo del carbone e dell'olio combustibile, i combustibili CF che presentano la maggiore intensità di emissioni di CO<sub>2</sub> e di inquinanti dell'atmosfera. Nel corso della fase II, dunque, verranno estese le infrastrutture di captazione dei BP-E e verranno prioritariamente dismesse le centrali termoelettriche alimentate a carbone o olio combustibile.
2. Nella catena CET-CF è predominante l'utilizzo del gas naturale. Inoltre, le utenze sono caratterizzabili con due categorie: utenze BT (domanda di energia termica a bassa temperatura) e utenze AT (domanda di energia termica ad alta temperatura).

Nel corso della Fase II, pertanto, verranno estese le infrastrutture di captazione dei BP-E e, presso gli utenti, dovranno essere convertiti gli impianti di produzione locale di energia termica, cioè:

- a. Domanda BT (bassa temperatura): sostituzione delle caldaie (per lo più a gas naturale) con pompe di calore (per lo più a sonda geotermica) alimentate con energia elettrica;
- b. Domanda AT (alta temperatura): sostituzione degli impianti industriali alimentati con CF con sistemi di produzione del calore alimentati con energia elettrica.

Al termine della fase II:

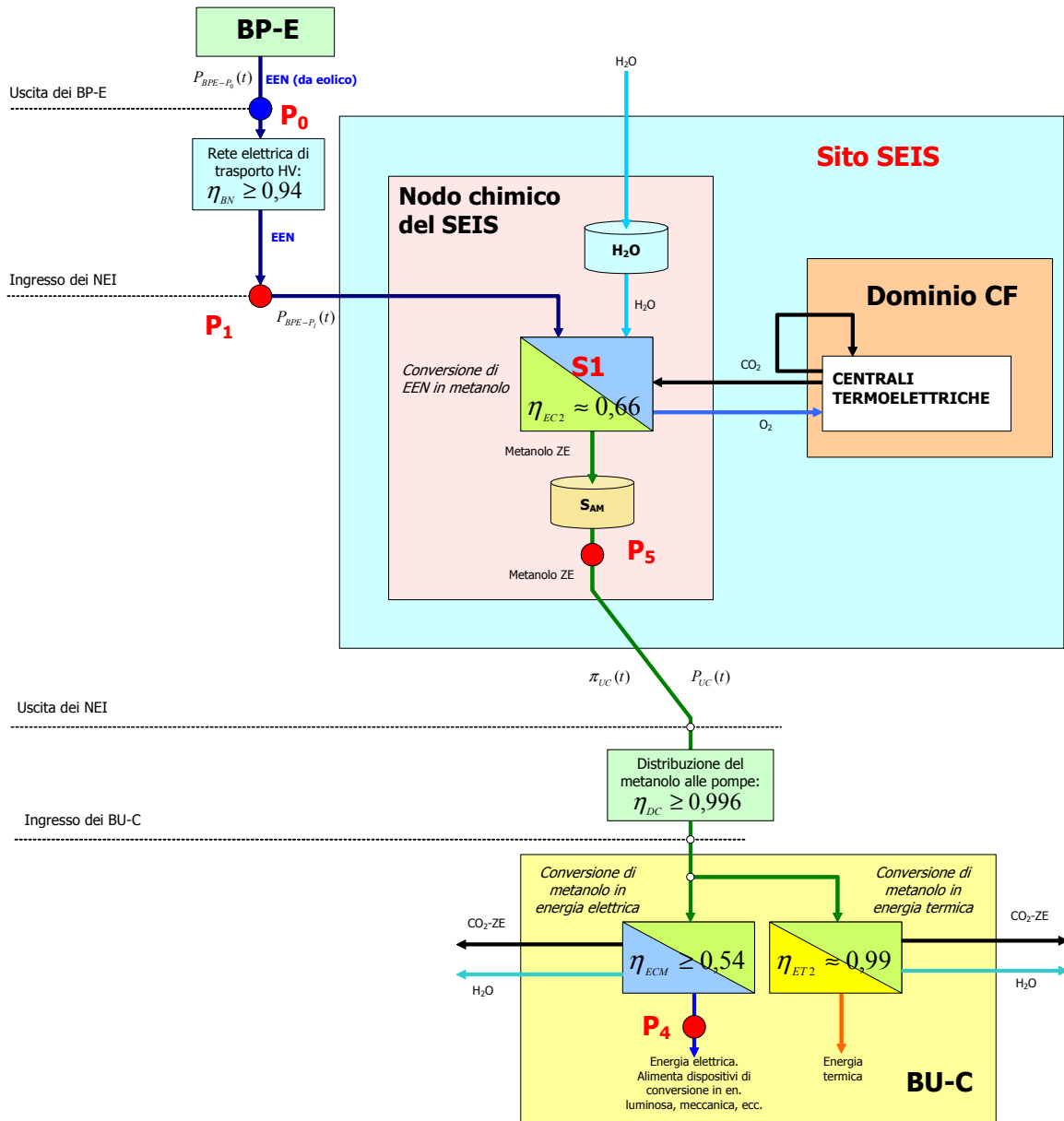
1. L'uso del carbone e dell'olio combustibile per la produzione di energia elettrica dovrebbe essere completamente abbandonato. Questi combustibili sarebbero riservati alle lavorazioni industriali per le quali essi non abbiano alternative.
2. Una frazione delle centrali termoelettriche a metano potrebbe rimanere in campo per contribuire a coprire momentanei stati di deficit elettrico D1 del SEIS.
3. L'uso del gas naturale per la produzione di energia termica presso gli utenti dovrebbe essere interamente abbandonato.

Una volta terminato il dispiegamento delle infrastrutture relative a una specifica Fase, avrà inizio una successione ininterrotta di cicli di sostituzione, la cui articolazione temporale sarà determinata dalla vita media delle infrastrutture che costituiscono le catene energetiche del SEIS. Nel corso delle sostituzioni, verranno dispiegate nuove generazioni di tecnologie, generalmente più efficienti e meno costose.

### 13.1.1 Fase I: sostituzione della catena CMV-CF (petrolio)

Nella fase I della transizione viene avviata l'implementazione di un segmento della catena CMV del SEIS.

La nuova catena sostituisce gradualmente l'intera catena CMV-CF (basata sul petrolio) e si raccorda con la catena CEE-CF per riutilizzarne la CO<sub>2</sub>, come evidenzia lo schema a blocchi di figura 100.



**Figura 100. Quadro sintetico delle relazioni fra la catena CEE del dominio CF e la catena CMV del SEIS, nella Fase I della transizione.**

**Le centrali termoelettriche del dominio CF forniscono il flusso di CO<sub>2</sub> per la sintesi del metanolo per la catena CMV del SEIS.**

**Le infrastrutture eoliche del SEIS (BP-E) forniscono l'energia elettrica per l'elettrolisi dell'H<sub>2</sub>O e la susseguente sintesi del metanolo, che ha luogo in nodi chimici (NC) ospitati negli stessi siti delle centrali termoelettriche (siti SEIS).**

In questo modo si ottengono tre risultati:

1. Si fa fronte tempestivamente all'incombente crisi del petrolio;
2. Si riducono drasticamente le emissioni di CO<sub>2</sub> (riutilizzando la CO<sub>2</sub> emessa dalla catena CEE-CF, per sintetizzare CH<sub>3</sub>OH destinato alla catena CMV, si ottiene l'azzeramento delle emissioni di CO<sub>2</sub> della omologa catena CMV-CF);

3. Si implementa una infrastruttura (che converte energia elettrica in energia chimica per la catena CMV), che resterà in campo indefinitamente, anche qualora fossero risolti i problemi tecnici della fusione nucleare (anche in tal caso, infatti, la mobilità veicolare richiederà la disponibilità di energia chimica altamente concentrata, trasferibile a bordo dei mezzi di trasporto allo stato liquido<sup>56</sup>).

Il sistema risultante sarebbe dispiegato in base alle seguenti linee guida:

1. In siti accuratamente selezionati in base alla loro produttività, vengono dispiegate le infrastrutture di captazione eoliche (BP-E);
2. Una parte dei siti che attualmente ospitano centrali termoelettriche della catena CEE-CF (in via prioritaria quelli che ospitano centrali a carbone) vengono riadattati per svolgere progressivamente anche le funzioni di nodo energetico integrato (NEI-CF);
3. I BP-E vengono collegati ai nodi energetici (NEI-CF) con una infrastruttura elettrica di concentrazione in alta tensione che si può appoggiare, almeno in parte, sugli elettrodotti della rete di trasporto che interconnette le centrali termoelettriche esistenti;
4. Le centrali termoelettriche dei siti NEI-CF vengono ricondizionate per realizzare la combustione dei combustibili da CF in ambiente di ossigeno puro, proveniente dall'elettrolisi dell'acqua (effettuata con energia ricavata da FER).  
La combustione di combustibili CF in atmosfera di ossigeno puro (mescolato a CO<sub>2</sub> di ricircolo per moderare la temperatura di combustione) rende possibile (e poco costosa) la cattura della CO<sub>2</sub> pura ed altamente concentrata<sup>57</sup>.
5. In un nodo chimico affiancato a ciascuna delle centrali termoelettriche ricondizionate:
  - a. l'energia elettrica da FER viene convertita in H<sub>2</sub> e O<sub>2</sub> (mediante elettrolisi dell'H<sub>2</sub>O);
  - b. la CO<sub>2</sub> emessa dalla centrale termoelettrica (fino a 1,123 t<sub>CO<sub>2</sub></sub> / anno · ab. , a catena CMV completata e nel quadro di ipotesi assunte nel paragrafo 11.2.1) viene catturata e riutilizzata (con l'H<sub>2</sub> proveniente dall'elettrolisi) per sintetizzare CH<sub>3</sub>OH per la catena CMV.
6. Il CH<sub>3</sub>OH così prodotto viene trasportato ai distributori con autobotti (del tutto simili a quelle adibite al trasporto delle benzine). Presso i distributori, una colonnina apposita consente agli utenti di fare il pieno di metanolo.
7. A bordo del mezzo di trasporto dell'utente, un reformer con temperatura operativa attorno ai 250-300 °C opera il reforming del metanolo con vapor d'acqua (prodotto della reazione di ossidazione dell'idrogeno a valle) e una FC converte l'energia chimica dell'idrogeno in energia elettrica. L'energia elettrica così prodotta va ad alimentare i motori elettrici del mezzo di trasporto<sup>58</sup>.

Come mostra sinteticamente la figura 101, nel segmento della nuova catena CMV il ciclo dell'H<sub>2</sub>O è chiuso, mentre quello della CO<sub>2</sub> resta aperto (perché il carbonio che viene immesso nell'atmosfera proviene da CF).

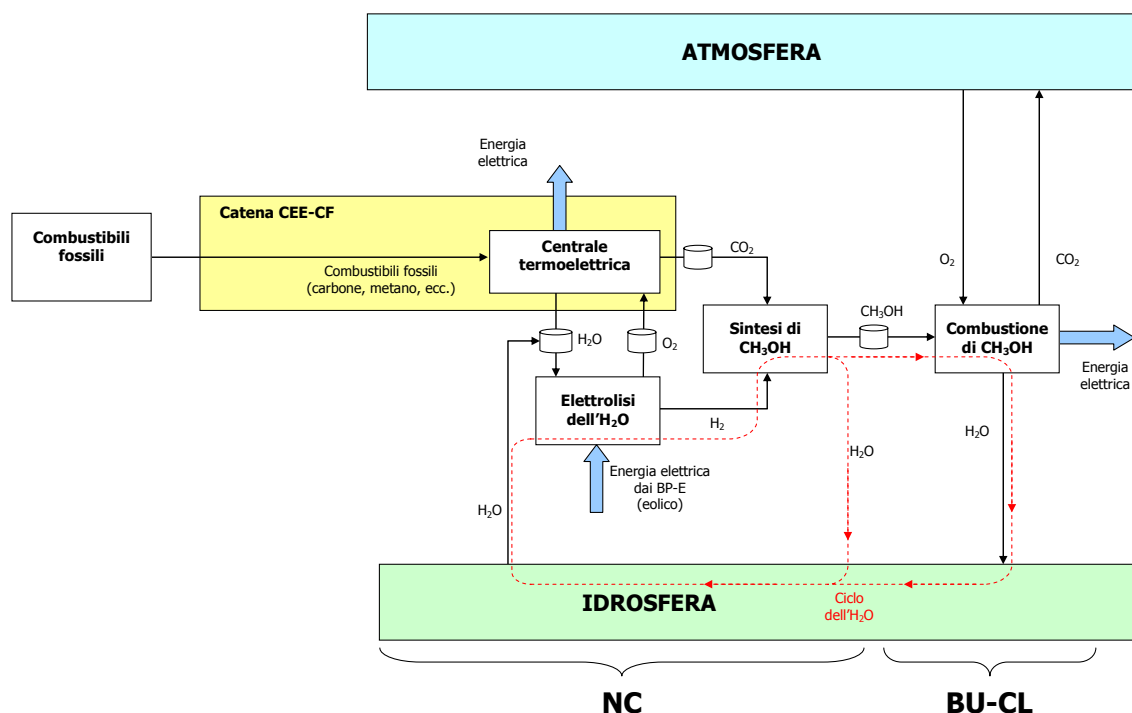
---

<sup>56</sup> Si è già fatto cenno in precedenza ai problemi, con molta probabilità insolubili, associati all'uso degli accumulatori elettrochimici (idruri metallici, ecc.)

<sup>57</sup> La cattura della CO<sub>2</sub> pura e altamente concentrata è possibile utilizzando tecnologie esistenti o in avanzata fase di implementazione. Queste tecnologie hanno subito negli ultimi anni una notevole accelerazione perché ritenute propedeutiche al famigerato (e purtroppo illusorio) "sequestro permanente" della CO<sub>2</sub> prodotta dalla combustione dei CF. Fortunatamente gli sforzi per lo sviluppo delle tecnologie della cattura della CO<sub>2</sub> non andrebbero perduti, dal momento che tali tecnologie saranno ampiamente sfruttate all'interno del SEIS-CH<sub>3</sub>OH.

<sup>58</sup> Nei primi 10-20 anni della Fase I si può ipotizzare l'utilizzo di veicoli a combustione interna a metanolo, preferibilmente ibridi, dal momento che le relative tecnologie sono ormai mature, a differenza delle tecnologie delle FC, per la messa a punto delle quali è prevedibile un tempo maggiore.

Tuttavia, il riutilizzo della CO<sub>2</sub> della catena CEE-CF per alimentare la catena CMV del SEIS consente di tagliare completamente l'equivalente delle emissioni di CO<sub>2</sub> che sarebbero prodotte da mezzi di trasporto alimentati con combustibili CF (alla fine della Fase I, circa 3,2 t<sub>CO<sub>2</sub></sub> / anno · ab.<sup>59</sup>).



**Figura 101. Quadro sintetico delle relazioni fra la catena CEE-CF e la catena CMV del SEIS nella Fase I della transizione. Le funzionalità relative alla catena CEE-CF sono racchiuse nel riquadro evidenziato in giallo. Le altre funzionalità che compaiono nella figura fanno parte della catena CMV del SEIS.**

Poiché gli impianti per la sintesi del CH<sub>3</sub>OH sono dislocati in siti che ospitano centrali termoelettriche, essi possono essere raccordati con la rete di trasporto di energia elettrica ad alta tensione (per esempio per deviare verso altri NEI eventuali esuberi di potenza elettrica) con costi limitati e senza impatti significativi sulla topologia delle reti di trasporto stesse.

La realizzazione di una infrastruttura per il trasporto di metanolo ai distributori non presenta problemi e costi significativi.

Le fluttuazioni della potenza elettrica originata dai BP-E non comportano particolari criticità, dal momento che la catena CMV del SEIS non pone vincoli di alimentazione in tempo reale. Per questa ragione, in linea di principio, l'energia elettrica primaria potrebbe provenire, indifferentemente, da solare o da eolico.

Per alimentare la catena CMV del SEIS nella Fase I è comunque vantaggioso optare per una soluzione totalmente o prevalentemente eolica per le seguenti due ragioni:

1. Le tecnologie dell'eolico sono, attualmente, meno costose e più mature di quelle del solare, per cui conviene attendere la Fase II per iniziare a dispiegare campi solari su larga scala;
2. Per le ragioni riepilogate nel paragrafo 12.2.6.5, la frazione di potenza elettrica media prodotta dal solare non dovrebbe superare una quota massima dell'ordine del 25% del fabbisogno medio totale di potenza elettrica delle due catene del SEIS.

In parallelo con il dispiegamento della catena CMV del SEIS, il parco dei mezzi di trasporto alimentati con CF (autoveicoli, natanti, velivoli a turboelica<sup>60</sup>) verrebbe gradualmente posto in obsolescenza e dismesso e verrebbe sostituito da mezzi di trasporto alimentati a metanolo.

<sup>59</sup> Si ricordi che stiamo analizzando uno scenario nel quale l'intera popolazione mondiale ha un modello di consumo energetico netto di tipo "europeo" attuale, avendo stabilito di prescindere, per ragioni euristiche, da qualunque valutazione sulle conseguenze ambientali di un simile scenario.

Al termine della Fase I (25-40 anni dall'inizio della Fase I):

1. La dismissione dell'intera catena CMV-CF sarebbe completata;
2. L'intero parco di autoveicoli sarebbe rimpiazzato da veicoli che fanno uso efficiente di CH<sub>3</sub>OH;
3. Le emissioni di CO<sub>2</sub> della catena CMV-CF sarebbero azzerate;
4. Per i paesi privi di giacimenti petroliferi, le importazioni di petrolio (e/o derivati dal petrolio) associate alla catena CMV-CF sarebbero azzerate.

### **Le tecnologie chiave della Fase I**

1. Infrastrutture di captazione dell'energia eolica. Devono essere studiati processi per il riciclaggio totale dei materiali impiegati, al termine del loro ciclo vitale.
2. Rete elettrica di concentrazione (dai campi eolici ai nodi del SEIS).
3. FC per applicazioni mobili, alimentabili a metanolo, con temperatura operativa attorno ai 250-300 °C ed efficienza totale di almeno il 50%.  
Al momento le più serie criticità delle tecnologie delle FC sono:
  - a. la loro vita operativa (1.000-3.000 ore di funzionamento continuo), ancora ampiamente insoddisfacente se confrontata con la vita operativa media degli attuali motori a combustione interna di tipo commerciale (almeno 5.000 ore);
  - b. i materiali impiegati come catalizzatori (generalmente rari e costosi) nelle tecnologie a bassa temperatura (es. PEM), finora considerate più promettenti per la mobilità veicolare;
  - c. al termine della vita utile, il riciclaggio dei materiali impiegati.
4. Elettrolisi dell'H<sub>2</sub>O.  
Sono richiesti impianti industriali a grande scala, in grado di sopportare correnti di elettrolisi fortemente variabili.  
Devono essere studiati processi di riciclaggio efficace dei materiali impiegati come catalizzatori.
5. Sintesi del CH<sub>3</sub>OH.  
Sono richiesti impianti industriali a grande scala, in grado di gestire la variabilità dei flussi dei reagenti<sup>61</sup> (mediante sistemi di serbatoi tampone).  
In alternativa: tecnologia delle FC rigenerative (vedi appendice A4.1).  
Devono essere studiati processi di riciclaggio efficace dei materiali impiegati come catalizzatori.
6. Cattura della CO<sub>2</sub> a valle delle reazioni di combustione in atmosfera di O<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> puri.
7. Liquefazione/rigassificazione della CO<sub>2</sub> e dell'O<sub>2</sub>.  
Sono richiesti impianti industriali a grande scala.

**Durata totale della fase I: 25-40 anni**

<sup>60</sup> Le tecnologie delle comunicazioni hanno già cominciato a rendere superflue quote significative dei viaggi aerei degli utenti business. Per quanto riguarda i turboreattori, la possibilità di sostituire i combustibili ricavati da CF con combustibili di sintesi (CH<sub>3</sub>OH o un altro combustibile prodotto per sintesi partendo dalle stesse materie prime utilizzate per la sintesi del CH<sub>3</sub>OH) dovrà essere oggetto di approfondimenti.

<sup>61</sup> Gli impianti chimici di sintesi sono intrinsecamente "rigidi", dal momento che richiedono flussi costanti di reagenti e prodotti di reazione. La stabilizzazione dei flussi dei reagenti è generalmente ottenibile con "serbatoi tampone". Poiché gli impianti per l'elettrolisi dell'H<sub>2</sub>O sopportano senza problemi notevoli fluttuazioni delle correnti, il problema principale da risolvere è lo stoccaggio transitorio (nell'arco di poche decine di ore) di CO<sub>2</sub> e di idrogeno. I due reagenti proverrebbero da due processi indipendenti (la combustione di CF nella centrale termoelettrica e l'elettrolisi dell'H<sub>2</sub>O negli impianti del SEIS). In prima approssimazione lo stoccaggio transitorio allo stato gassoso in serbatoi di tipo "gasometro" non sembrerebbe critico. La verifica delle eventuali criticità di approcci del genere richiederebbe ulteriori studi, che esulano dagli scopi di questo documento. Naturalmente, qualora risultasse praticabile ed efficiente, per la sintesi del metanolo, la soluzione "FC rigenerativa" in condizioni di variabilità delle correnti elettriche (vedi appendice A4.1) le problematiche della sintesi del metanolo si porrebbero in un quadro radicalmente diverso. Nelle FC rigenerative, infatti, l'H<sub>2</sub> verrebbe utilizzato per la sintesi del metanolo, mano a mano che viene prodotto, per cui non sarebbero più necessari serbatoi tampone.

### 13.1.2 Fase II: sostituzione delle catene CEE-CF e CET-CF

Una volta consolidata la dismissione della catena CMV-CF (dopo circa 25-30 anni dall'inizio della Fase I), è possibile dare inizio alla dismissione delle altre catene del dominio CF (CEE-CF e CET-CF). Le due catene possono essere dismesse in parallelo. Nella trattazione che segue, tuttavia, per chiarezza espositiva analizzeremo la dismissione delle due catene come due fasi diverse e separate (Fase IIa e Fase IIb).

#### 13.1.2.1 Fase IIa: sostituzione della catena CEE-CF

Come abbiamo visto in precedenza, la catena CEE-CF fa uso di carbone, olio combustibile (ricavato dal petrolio) e gas naturale per produrre energia elettrica in centrali termoelettriche.

La sostituzione di questa catena con la catena CEE-CFS (CF sostitutiva) consisterà nei seguenti interventi:

Area	Interventi
BP-E	Estensione delle infrastrutture di captazione eolica (aggiunta di elementi captanti nei siti già esistenti e creazione di nuovi siti) e avvio del dispiegamento delle infrastrutture di captazione della frazione solare
Rete elettrica di concentrazione dai BP-E ai nodi energetici	Estensione e potenziamento
Nodi energetici (NEI, ospitati nei siti di preesistenti centrali termoelettriche)	<ul style="list-style-type: none"><li>• Dismissione progressiva delle centrali termoelettriche (con priorità decrescente: prima obsolescenza forzata di quelle a carbone e ad olio combustibile, poi obsolescenza programmata di quelle a gas naturale) e loro sostituzione con la funzione CCE (vedi blocco II di figura 101)</li><li>• Implementazione delle funzioni SPE/CPA (vedi paragrafo 12.2.5.2)</li></ul>
Area dell'utenza	Sostituzione graduale (obsolescenza programmata) di tutti gli elettrodomestici e di tutti i dispositivi elettrici industriali con modelli a risparmio energetico

La sezione CCE alimenta la catena CMV con CO<sub>2</sub>-ZE, come mostrato in figura 101. Dunque, la realizzazione dell'infrastruttura per alimentare la catena CMV con CO<sub>2</sub>-ZE, con relativa chiusura del ciclo della CO<sub>2</sub>, potrebbe iniziare e terminare con la Fase II<sup>62</sup>.

<sup>62</sup> Se prima dell'inizio della Fase II saranno maturate tecnologie energeticamente valide per l'estrazione diretta della CO<sub>2</sub> dall'atmosfera, il blocco II potrebbe ridursi ad un impianto industriale che preleva CO<sub>2</sub> dall'atmosfera e la riversa nel serbatoio che alimenta la sintesi del CH<sub>3</sub>OH-ZE. In tale scenario, tuttavia, il 100% dell'O<sub>2</sub> prodotto dall'elettrolizzatore non sarebbe utilizzato nel SEIS-CH<sub>3</sub>OH.

### 13.1.2.2 Fase Iib: sostituzione della catena CET-CF

Come abbiamo visto in precedenza, la catena CET-CF fa uso principalmente di gas naturale (e di quote minori di olio combustibile, GPL e carbone) per produrre energia termica, per lo più in caldaie dislocate presso gli utilizzatori dell'energia termica.

La sostituzione di questa catena con la catena CEE-CFS consisterà nei seguenti interventi:

Area	Interventi
BP-E	Estensione delle infrastrutture di captazione (aggiunta di elementi captanti nei siti eolici/solari già esistenti e creazione di nuovi siti)
Rete elettrica di trasporto dai BP-E ai nodi energetici	Estensione e potenziamento
Rete elettrica di distribuzione (dai NEI agli utenti)	Potenziamento
Area dell'utenza	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Obsolescenza programmata di tutti gli impianti che fanno uso di CF per produrre energia termica BT (caldaie) e loro sostituzione con pompe di calore, preferibilmente con sonda geotermica, alimentate con energia elettrica della catena CEE-CFS;</li><li>▪ Obsolescenza programmata di tutti gli impianti industriali e domestici che fanno uso di CF per produrre energia termica AT e loro sostituzione con impianti alimentati con energia elettrica della catena CEE-CFS;</li><li>▪ Isolamento avanzato di tutti gli edifici, nelle fasce climatiche che richiedono riscaldamento invernale e/o raffrescamento estivo;</li><li>▪ Obsolescenza programmata degli impianti a metano per la cottura dei cibi e loro sostituzione con dispositivi alimentati ad energia elettrica della catena CEE-CFS (piani a infrarossi, forni a microonde, ecc.);</li><li>▪ Installazione generalizzata di impianti solari termici per la produzione di acqua calda per uso sanitario.</li></ul>

Al termine della Fase II (a circa 50-70 anni dall'inizio della Fase I):

1. Tutte le centrali termoelettriche a carbone o olio combustibile, e una parte di quelle a gas naturale, sarebbero dismesse;
2. Una quota delle centrali termoelettriche (quelle più moderne ed efficienti, a ciclo combinato, alimentate a gas naturale e maggiormente adatte a funzionamenti intermittenti) sarebbe ancora in campo, con il compito di fronteggiare situazioni transitorie di deficit elettrico D1;
3. La catena CMV sarebbe alimentata al 100% con CO<sub>2</sub>-ZE;
4. Il ciclo della CO<sub>2</sub> sarebbe definitivamente chiuso (vedi figura 101);
5. Con l'estendersi delle infrastrutture di captazione dell'energia eolica e solare su territori sempre più vasti, nelle proporzioni adatte, le situazioni di deficit elettrico D1 dovrebbero essere di frequenza, durata e profondità limitate<sup>63</sup>;
6. Le emissioni di CO<sub>2</sub> residue potrebbero essere contenute ampiamente al di sotto del valore globale di 2 miliardi di tonnellate annue<sup>64</sup>, (circa 328 kg/anno · abitante, meno dell'8% dell'attuale produzione annua pro-capite del sistema CF), il che dovrebbe consentire il ripristino della capacità naturale di assorbimento del sistema planetario della CO<sub>2</sub>;
7. Per i paesi privi di giacimenti di CF, le importazioni di petrolio e carbone (e di gran parte di quelle di gas naturale) sarebbero azzerate.

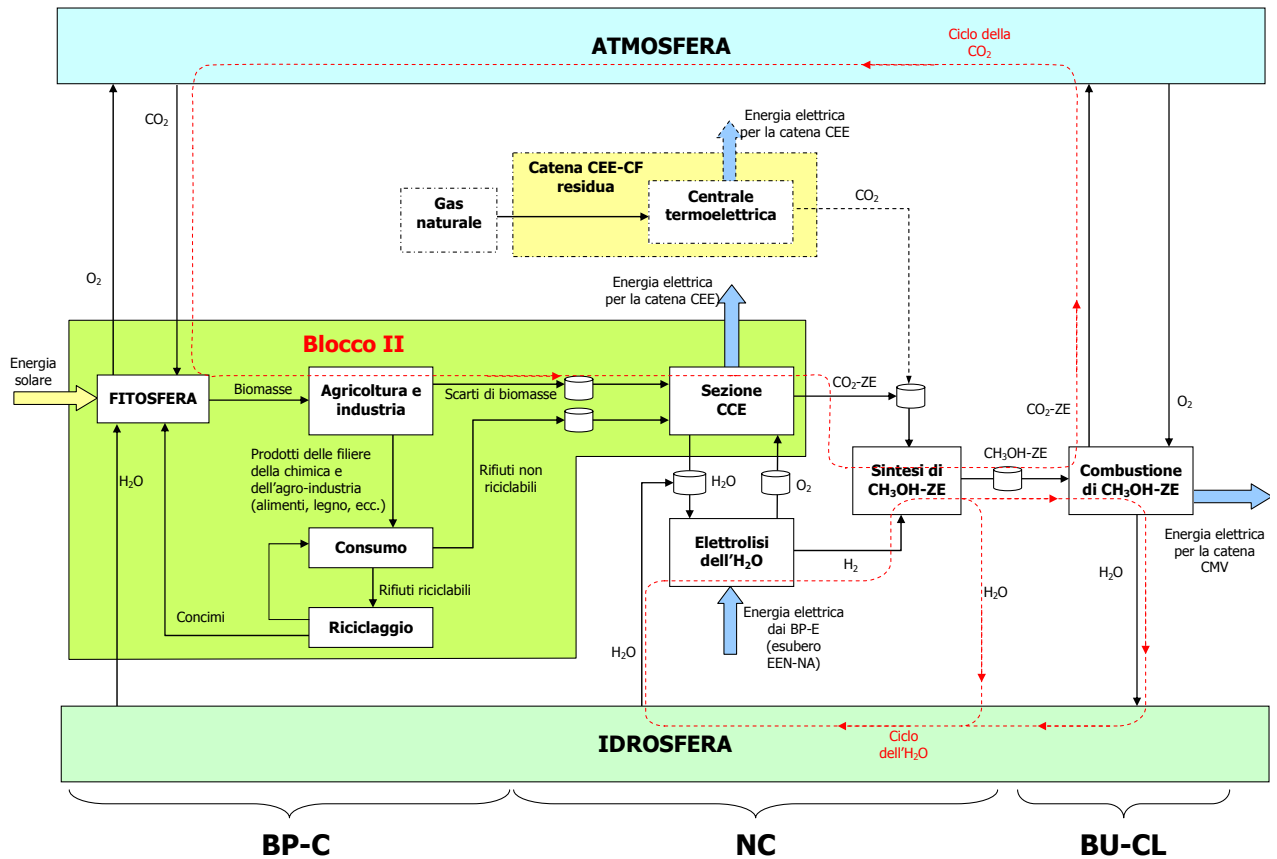
Poiché dall'inizio della Fase I al termine della Fase II l'arco di tempo interessato è di almeno 50-70 anni, entro la fine della Fase II potrebbe essere completato l'isolamento avanzato degli edifici civili e industriali nelle aree climatiche che lo richiedano.

<sup>63</sup> Ricordiamo, in proposito, le considerazioni svolte al paragrafo 12.3

<sup>64</sup> Questo valore corrisponde al consumo di circa 700 milioni di tonnellate di gas naturale all'anno, cioè circa il 40% dell'attuale domanda di energia primaria soddisfatta con gas naturale.

Se l'infrastruttura di captazione del SEIS sarà correttamente dimensionata, le finestre di deficit D1 saranno di frequenza, durata e profondità limitate, per cui la domanda residua di gas naturale potrà essere soddisfatta per secoli e le emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera potranno essere contenute al di sotto della soglia di assorbimento del sistema globale del pianeta.

Resterà impregiudicata la possibilità di aumentare le emissioni di CO<sub>2</sub> in caso di impreviste derive negative della concentrazione di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera al di sotto di opportune soglie di sicurezza (vedi paragrafo 5.1).



**Figura 102. Architettura finale della catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH. Nella Fase II della transizione viene implementata l'infrastruttura funzionalmente schematizzata con il blocco II (evidenziata nel riquadro in colore verde). In ciascun nodo del SEIS il blocco II converte energia chimica (RUI e scarti di biomasse) in energia elettrica per la catena CEE e produce CO<sub>2</sub>-ZE per la catena CMV. Una frazione delle centrali termoelettriche alimentate a gas naturale resta in esercizio anche al termine della Fase II (in parallelo al blocco II del corrispondente nodo SEIS). In questo modo risulta maggiore la riserva di energia chimica disponibile per la conversione in energia elettrica (per coprire eventuali stati di deficit D1 e D2) e, d'altra parte, le emissioni di CO<sub>2</sub> sono progressivamente ridotte (perché, al termine della fase II, il funzionamento delle centrali a gas naturale nei nodi del SEIS è limitato alle finestre di deficit elettrico D1). Oltre al ciclo dell'acqua, anche quello della CO<sub>2</sub> è chiuso, per cui le due catene (CEE e CMV) non hanno effetti perturbanti sull'ambiente.**

### **Le tecnologie chiave della Fase II**

1. Funzioni SPE/CPA nei nodi del SEIS (vedi paragrafo 12.2.5.2), con gestione dei deficit D1;
2. Logistica per la raccolta di RUI e scarti di biomasse;
3. Conversione di RUI e scarti di biomasse in energia elettrica e CO<sub>2</sub>-ZE;
4. Potenziamento e modernizzazione della rete elettrica di distribuzione: contatori telematici all'interfaccia con gli utenti, gestione dinamica delle tariffe in funzione dello stato di esubero/deficit elettrico della catena CEE del SEIS;
5. Infrastrutture di accumulo di energia con funzione di riserva strategica in una o più forme energetiche, come:
  - a. accumulo centralizzato (nei NEI) in forma chimica (CH<sub>3</sub>OH), con relative infrastrutture di riconversione in energia elettrica;
  - b. accumulo centralizzato in forma idraulica, con sistemi di pompaggio a doppio bacino e relativi impianti di riconversione in energia elettrica;
  - c. accumulo decentrato (ad esempio con tecnologie che permettano agli utenti di separare transitoriamente la propria utenza fissa dal SEIS e di produrre transitoriamente l'energia elettrica per il proprio consumo (pannelli fotovoltaici, FC del proprio automezzo, ecc.).
6. Nell'area dell'utenza CET-CF:
  - a. Generalizzazione dell'uso delle pompe di calore alimentate con energia elettrica (con sonde geotermiche e pannelli radianti), per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo;
  - b. Isolamento avanzato degli edifici;
  - c. Sistemi di autoproduzione di acqua calda per usi sanitari con solare termico integrati negli edifici.

**Durata totale della fase II: 25-35 anni**

### **13.1.3 Fase II: dismissione del dominio "nucleare da fissione"**

Nel contesto della Fase II le centrali nucleari a fissione in esercizio potrebbero essere poste in obsolescenza al termine del loro ciclo di vita (obsolescenza programmata). La domanda di energia elettrica precedentemente soddisfatta dalle centrali nucleari potrebbe essere soddisfatta dal SEIS semplicemente ampliando le infrastrutture di captazione dei BP-E.

Nel corso della Fase II, pertanto, è teoricamente praticabile anche la dismissione del dominio NU dell'attuale sistema energetico.

## 13.2 Strategia di transizione al SEIS: gli aspetti economici

Nel paragrafo 13.1 abbiamo visto che il dispiegamento del SEIS dovrebbe avvenire in più fasi e si svilupperebbe in un arco di tempo notevole (50-60 anni), per diluire lo sforzo finanziario e garantire una ordinata pianificazione dei meccanismi di obsolescenza delle infrastrutture dell'attuale sistema energetico e quella dei processi di sostituzione dei sistemi utilizzatori degli utenti.

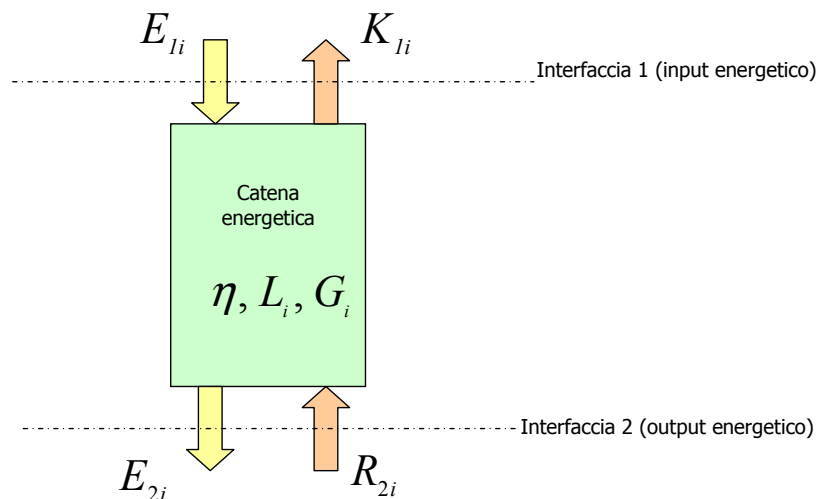
Poiché la transizione deve, forzatamente, svilupparsi su un arco di tempo così lungo, le immobilizzazioni, nel SEIS e nell'area dell'utenza, verrebbero effettuate in modo graduale (idealmente, pressoché lineare).

A condizione che l'approntamento delle tecnologie di utilizzo in area utenza sia correttamente coordinato, le immobilizzazioni effettuate nel SEIS possono iniziare a produrre ricavi dopo pochi anni dall'inizio del dispiegamento, quando il dispiegamento del nuovo sistema energetico sarebbe ben lungi dall'essere completato. Ciò permetterebbe di alleggerire il fabbisogno finanziario complessivo associato al dispiegamento del SEIS. In questo quadro, la massima esposizione finanziaria (massimo indebitamento) potrebbe ridursi a una frazione dell'immobilizzazione totale richiesta per il completo dispiegamento del SEIS.

Tenendo conto di questi aspetti, nei paragrafi che seguono svilupperemo un'analisi che ci permetta di comparare i costi di produzione (per unità di energia utile, all'interfaccia utente) dell'attuale sistema energetico con quelli del SEIS.

### 13.2.1 Grandezze economiche di una catena energetica

Se modellizziamo una catena energetica come una funzione che converte un flusso di energia (input) in un flusso di energia di forma diversa (output) per mezzo di opportune infrastrutture, è utile distinguere le grandezze che caratterizzano il flusso di energia che attraversa la catena (input e output, e rispettivi costi) dalle grandezze economiche associate alle infrastrutture che, all'interno della catena, sono necessarie per effettuare la trasformazione energetica input/output.



**Figura 103. Modellizzazione funzionale di una catena energetica**

Facendo riferimento alla figura 103, possiamo rappresentare una generica catena energetica come una entità funzionale caratterizzata da:

1. Due interfacce (input e output) alle quali transitano rispettivamente i flussi di energia:
  - a.  $E_{1i}$ : energia (in MWh) assorbita dalla catena all'interfaccia 1, nel corso dell'anno  $i$ -esimo;
  - b.  $E_{2i}$ : energia (in MWh) ceduta dalla catena all'interfaccia 2, nel corso dell'anno  $i$ -esimo;

Ai due flussi di energia sono associabili i rispettivi valori economici di scambio (dal punto di vista della catena energetica), definiti come segue:

- a.  $K_{1i}$  : costi (in €) associati all'acquisizione dell'energia  $E_{1i}$  all'interfaccia 1, nel corso dell'anno i-esimo;
  - b.  $R_{2i}$  : ricavi (in €) associati alla cessione dell'energia  $E_{2i}$  all'interfaccia 2, nel corso dell'anno i-esimo;
2. Tre parametri economici associati alle infrastrutture interne della catena, cioè:
- a.  $\eta$  : efficienza con la quale la catena converte l'input di energia  $E_{1i}$  nell'output di energia  $E_{2i}$ , cioè:

$$E_{2i} = \eta \cdot E_{1i} \quad (13.2.01)$$

- b.  $L_i$  : livello (in €) delle immobilizzazioni nelle infrastrutture richieste per lo stato di operatività della catena nell'anno i-esimo (consistenza della catena nell'anno i-esimo).
- c.  $G_i$  : costi (in €) associati alla gestione della catena energetica (beni, servizi e personale necessari per il funzionamento della catena, cioè per lo svolgimento delle attività di installazione, esercizio, manutenzione, vendita, fatturazione, management, ecc., della catena) nel corso dell'anno i-esimo.

### 13.2.2 Modellizzazione dei vincoli fisici ed economici di una catena energetica

Fra le interfacce 1 e 2 (vedi figura 103) una catena energetica deve obbedire al vincolo fisico rappresentato dalla relazione (13.2.01), cioè:

$$E_{2i} = \eta \cdot E_{1i} \quad (13.2.01)$$

Nell'ipotesi di una catena energetica a regime (cioè al termine del primo dispiegamento), alle interfacce 1 e 2 nel generico anno i-esimo le quantità di energia  $E_{1i}$  ed  $E_{2i}$  vengono scambiate con i corrispettivi monetari  $K_{1i}$  e  $R_{2i}$ , per cui possiamo scrivere le relazioni:

$$k_{1i} = \frac{K_{1i}}{E_{1i}} \quad \text{Costo specifico (ad esempio in €/MWh) per l'acquisizione dell'energia } E_{1i} \text{ all'interfaccia 1, nel corso dell'anno i-esimo.} \quad (13.2.02a)$$

$$r_{2i} = \frac{R_{2i}}{E_{2i}} \quad \text{Ricavo specifico (ad esempio in €/MWh) per la cessione dell'energia } E_{2i} \text{ all'interfaccia 2, nel corso dell'anno i-esimo.} \quad (13.2.02b)$$

Se indichiamo con:

- $A_i$  l'ammortamento annuale medio delle infrastrutture della catena;
- $G_i$  i costi di gestione della catena nell'anno i-esimo (per acquisto di servizi, per il personale, per il godimento di beni di terzi, ecc.);

il margine operativo netto (MON) della catena energetica nell'anno i-esimo,  $MON_i$ , è rappresentabile con la relazione seguente:

$$MON_i = R_{2i} - (K_{1i} + G_i + A_i) = R_{2i} - (k_{1i}E_{1i} + G_i + A_i) \quad (13.2.03a)$$

Se dividiamo ambo i membri per l'output energetico della catena,  $E_{2i}$ , e poniamo  $mon_i = \frac{MON_i}{E_{2i}}$ , allora la relazione (13.2.03a) può essere scritta nella forma:

$$mon_i = \frac{R_{2i} - (k_{1i}E_{1i} + G_i + A_i)}{E_{2i}} = r_{2i} - \left( \frac{k_{1i}}{\eta} + \frac{G_i + A_i}{E_{2i}} \right) \quad (13.2.03b)$$

dove  $mon_i = \frac{MON_i}{E_{2i}}$  è il margine operativo netto specifico (in €/MWh) associato all'output di energia della catena.

Nel secondo membro della relazione (13.2.03b) compaiono fra parentesi due termini che concorrono a diminuire il margine operativo netto specifico della catena, cioè:

1.  $k_{1i}/\eta$ , che dà conto del peso del costo specifico (per esempio in €/MWh) per l'acquisizione dell'input di energia della catena;
2.  $\frac{G_i + A_i}{E_{2i}}$ , che dà conto dei costi specifici (per esempio in €/MWh) associabili alle immobilizzazioni nelle infrastrutture,  $A_i/E_{2i}$ , e ai costi di gestione,  $G_i/E_{2i}$ , che, all'interno della catena, rendono possibili le trasformazioni energetiche per le quali la catena energetica è stata implementata.

Se il primo termine,  $k_{1i}/\eta$ , non è nullo, come accade, per esempio, in tutte le catene energetiche del dominio CF, il suo valore è tanto maggiore quanto maggiore è il numeratore  $k_{1i}$  (costo specifico di acquisizione dell'energia che alimenta la catena) e quanto minore è il denominatore  $\eta$  (efficienza totale della catena).

Se invece il primo termine,  $k_{1i}/\eta$ , è nullo (perché  $k_{1i} = 0$ , cioè perché l'input di energia della catena è acquisito a costo pressoché nullo, come nel caso dell'energia solare o eolica<sup>65</sup>), allora il secondo termine è praticamente l'unico che concorre a ridurre il margine operativo netto specifico.

Il secondo termine,  $\frac{G_i + A_i}{E_{2i}}$ , in prima approssimazione è funzione della consistenza delle

immobilizzazioni nelle infrastrutture della catena. Infatti:

1. I costi annuali di gestione,  $G_i$ , crescono in modo approssimativamente lineare con la consistenza della catena<sup>66</sup>, cioè con l'estensione delle infrastrutture in campo. Se  $\chi$  è un fattore di proporzionalità, specifico della catena, i costi di gestione possono essere rappresentati con la relazione:

$$G_i = \chi \cdot L_i \quad (13.2.04)$$

2. Il valore della rata di ammortamento annuale,  $A_i$ , è calcolabile sulla base delle immobilizzazioni effettuate,  $L_i$ , della durata del ciclo di vita delle immobilizzazioni effettuate ( $n$ , in anni) e del tasso di interesse del capitale immobilizzato  $r$ , secondo la relazione:

<sup>65</sup> La gratuità dell'accesso all'energia eolica o solare è vera in linea di principio. In realtà le infrastrutture che possono consentirne l'accesso (aerogeneratori o pannelli solari) devono prevedere i costi della rendita fondiaria associata alla superficie occupata. Tuttavia, poiché la biomassa producibile dalla superficie occupata da tali infrastrutture avrebbe comunque un contenuto energetico utile di gran lunga inferiore rispetto all'energia prodotta dalle infrastrutture di captazione, il peso della rendita fondiaria sull'accesso all'energia solare/eolica potrebbe essere talmente basso da poter quasi essere trascurato. Questo è sicuramente vero se le infrastrutture di captazione saranno dislocate in aree prive di vocazione agricola o decisamente aride e se saranno promulgate leggi di interesse generale che impediscano l'accaparramento, e quindi l'incremento della rendita fondiaria, dei terreni più adatti al dispiegamento di infrastrutture di captazione eoliche e solari.

<sup>66</sup> Questa ipotesi tende a sovrastimare i costi di gestione nel lungo termine, dal momento che la riduzione di tali costi è l'assillo costante delle organizzazioni economiche.

$$A_i = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}} \cdot L_i = \alpha(r, n) \cdot L_i \quad (13.2.05a)$$

Nella relazione (13.2.05a),  $\alpha(r, n) = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}$  è il coefficiente di ammortamento, funzione di  $r$  e  $n$ .

Volendo tener conto del fatto che l'evoluzione tecnologica può favorire, nel lungo termine, la riduzione delle immobilizzazioni a parità di potenza installata (per esempio quando una catena utilizzi tecnologie giovani, con ampi margini di miglioramento, come nel caso del SEIS) e che, per converso, vincoli ambientali possono imporre l'aumento delle immobilizzazioni a parità di potenza installata (per esempio quando devono essere rimpiazzate tecnologie che si sono sviluppate senza rispetto per i vincoli ambientali, come nella generalità delle tecnologie impiegate nelle catene CF), possiamo introdurre nella relazione (13.2.05a) un "fattore di correzione tecnologico",  $\tau$ , che può assumere valori maggiori o minori di 1, per cui:

$$A_i = \tau \cdot \alpha(r, n) \cdot L_i \quad (13.2.05b)$$

Tenendo conto delle relazioni (13.2.04) e (13.2.05), la relazione (13.2.03b) può essere scritta nella forma:

$$mon_i = \frac{R_{2i} - (k_{li}E_{li} + G_i + A_i)}{E_{2i}} = r_{2i} - \frac{k_{li}}{\eta} - (\chi + \tau \cdot \alpha(r, n)) \cdot \frac{L_i}{E_{2i}} \quad (13.2.03c)$$

Se indichiamo con  $d_i = \frac{L_i}{E_{2i}}$  la densità specifica del capitale immobilizzato nella catena, in

$\frac{\text{€}}{\text{MWh/anno}}$  (cioè in € per ogni MWh prodotto all'interfaccia 2 nell'anno  $i$ -esimo), allora la relazione (13.2.3c) può essere scritta nella forma:

$$mon_i = \frac{R_{2i} - (k_{li}E_{li} + G_i + A_i)}{E_{2i}} = r_{2i} - \left[ \frac{k_{li}}{\eta} + d_i \cdot (\chi + \tau\alpha) \right] \quad (13.2.03d)$$

Se invece indichiamo con  $\rho_i = \frac{1}{d_i} = \frac{E_{2i}}{L_i}$  la produttività annua specifica del capitale immobilizzato, in

$\frac{\text{MWh/anno}}{\text{€}}$ , allora la relazione (13.2.3c) può essere scritta nella forma:

$$mon_i = \frac{R_{2i} - (k_{li}E_{li} + G_i + A_i)}{E_{2i}} = r_{2i} - \left[ \frac{k_{li}}{\eta} + \frac{(\chi + \tau\alpha)}{\rho_i} \right] \quad (13.2.03e)$$

### 13.2.3 Caratteri e tendenze delle catene energetiche CF e NU

Alla luce della relazione (13.2.03b), le tendenze che sono destinate a dominare le catene energetiche del dominio CF e NU appaiono evidenti:

1. Con l'esaurirsi dei giacimenti di qualità migliore, le caratteristiche dei combustibili fossili dei giacimenti residui (maggiore distanza dai siti di utilizzazione, maggiori impurezze, maggiori costi di estrazione e raffinazione, ecc.) tenderanno a determinare valori di  $\eta$  decrescenti;
2. La pressione della domanda e la speculazione sulla produzione dei giacimenti residui tenderanno a determinare costi di acquisizione  $k_{ji}$  crescenti.

Il valore del fattore  $k_{ji}/\eta$  nella relazione 13.2.03b, pertanto, è destinato ad aumentare progressivamente.

Inoltre, in parallelo con il progressivo aumento di  $k_{ji}/\eta$ , i crescenti vincoli ambientali imporranno l'aumento della complessità delle infrastrutture di trattamento dei combustibili fossili (ad esempio, per il carbone: abbattimento delle polveri, cattura e sequestro della  $CO_2$ , ecc.), e dunque delle immobilizzazioni e delle relative voci di costo (ammortamenti  $A_i$  e costi di gestione  $G_i$ ). Pertanto,

anche il valore del termine  $\frac{G_i + A_i}{E_{2i}}$  della relazione 13.2.03b è destinato ad aumentare progressivamente.

Queste tendenze sono già in atto in modo vistoso nel caso della catena CMV (catena del petrolio),

ma sono destinate ad accentuarsi progressivamente, in prospettiva, anche per gli altri combustibili fossili (come abbiamo anticipato nel paragrafo 3.1.3) e per i combustibili nucleari.

### 13.2.4 Caratteri e tendenze delle catene energetiche del SEIS

Le catene energetiche del SEIS sono alimentate con energie disponibili in forma pressoché gratuita (acqua, calore geotermico, sole, vento, RUI) o a costi trascurabili ed intrinsecamente costanti (scarti di biomasse)<sup>67</sup>. Inoltre le FER che, direttamente o indirettamente, alimentano le catene del SEIS, ancorché caratterizzate da un potenziale annuo finito, sono inesauribili nel tempo, almeno alla scala dell'esistenza della specie umana, per cui non sono prevedibili, anche nel lungo termine, cambiamenti significativi sui costi di acquisizione delle energie primarie, purché, naturalmente, siano posti vincoli razionali:

1. all'incremento demografico e/o ai consumi energetici pro-capite (vedi paragrafo 12.3);
2. all'accaparramento dei terreni che devono ospitare le infrastrutture di captazione eolica e solare (cioè alla rendita fondiaria).

Per le catene energetiche del SEIS possiamo dunque assumere che, sotto opportune condizioni di carattere essenzialmente politico,  $k_{ji} \approx 0$ , sia nel breve che nel lungo periodo.

Ne consegue che le catene energetiche del SEIS siano caratterizzabili, dal punto di vista economico, dalle relazioni (13.2.01) e (13.2.03e) nelle quali sia posto  $k_{ji} = 0$ :

$$\begin{cases} E_{2i} = \eta \cdot E_{1i} \\ mon_i = \frac{R_{2i} - (G_i + A_i)}{E_{2i}} = r_{2i} - (\chi + \tau \cdot \alpha(r, n)) \cdot d_i = r_{2i} - \frac{(\chi + \tau \cdot \alpha(r, n))}{\rho_i} \end{cases} \quad (13.2.03f)$$

In base alla seconda equazione del sistema (13.2.03f), per ottenere un margine operativo netto positivo ( $mon_i > 0$ ), deve essere:

<sup>67</sup> In condizioni di offerta abbondante gli scarti di biomasse sono acquisibili a costi trascurabili e intrinsecamente costanti. Dal momento che la frazione di biomasse di cui il SEIS necessita è una quota limitata del totale della produzione annua di scarti di biomasse, possiamo considerare assicurata la condizione di offerta abbondante.

$$r_{2i} > \frac{\chi + \tau \cdot \alpha(r, n)}{\rho_i} \quad (13.2.07a)$$

La relazione (13.2.07a), pertanto, sarà tanto più facilmente soddisfatta:

- quanto più grande sarà il primo membro della relazione, cioè il prezzo dell'energia ceduta all'interfaccia 2;
- quanto più grande sarà il denominatore  $\rho_i$ , cioè la produttività del capitale immobilizzato (in termini di energia elettrica producibile annualmente per unità di capitale immobilizzato);
- quanto più piccolo sarà il numeratore, cioè quanto più piccoli saranno:
  - $\chi$ : rapporto fra i costi di gestione della catena e l'entità del capitale immobilizzato nella catena, che denominiamo "coefficiente annuo di gestione";
  - $\alpha(r, n)$ : coefficiente annuo di ammortamento, che diminuisce con l'allungarsi della vita media delle infrastrutture del SEIS e con la diminuzione del tasso di interesse sul capitale immobilizzato;
  - $\tau$ : fattore di avanzamento tecnologico (che diminuisce con il miglioramento delle tecnologie, riducendo l'entità dell'immobilizzazione a parità di potenza installata e, per conseguenza, la rata annua di ammortamento).

### 13.2.4.1 Produttività energetica del capitale nel SEIS

Per ragioni fisiche, nel SEIS la produttività energetica annua del capitale immobilizzato,

$\rho_i = \frac{E_{2i}}{L_i} = \frac{1}{d_i}$ , è relativamente modesta. Nel seguito illustreremo questo fatto per le FER con maggiore potenziale: eolico e solare.

#### 13.2.4.1.1 Produttività energetica del capitale nel caso dell'eolico

Se  $l_e$  è l'immobilizzazione richiesta, in €/kW<sub>N</sub> (€ per kW nominale), per il dispiegamento (materiali e messa in opera) di un impianto eolico di potenza nominale  $P_N$ , e  $\Pi_e$  è la producibilità media annua prevedibile per l'impianto eolico in uno specifico sito, allora l'energia elettrica che l'impianto eolico potrebbe produrre, mediamente, ogni anno, in quel sito, sarebbe:

$$E_e = \Pi_e P_N, \text{ dove } E_e \text{ è espresso in } kWh, \text{ se } \Pi_e \text{ è espressa in } h \text{ (ore) e } P_N \text{ in } kW_N.$$

L'energia elettrica che l'impianto eolico produrrebbe per ogni kW<sub>N</sub> sarebbe dunque:

$$e_e = \frac{E_e}{P_N} = \Pi_e, \text{ dove } e_e \text{ è espresso in } \frac{kWh}{kW_N} \text{ (dimensionalmente corrispondente a } h \text{)}.$$

In pratica: per ogni kW<sub>N</sub>, l'impianto produrrà, in un anno,  $e_e = \Pi_e kWh$ .

Poiché l'immobilizzazione richiesta per ogni kW<sub>N</sub> dell'impianto è  $l_e$ , allora la produttività energetica annua del capitale immobilizzato per ciascun kW<sub>N</sub> dell'impianto sarà data da:

$$\rho_i = \frac{1}{d_i} = \frac{e_e}{l_e} = \frac{\Pi_e}{l_e}$$

L'immobilizzazione  $l_e$ , in  $\text{€}/kW_N$ , è ormai scesa sotto il valore di 1.000 €. Se installato in siti con producibilità annua  $\Pi_e$  di almeno 2.000 h, un impianto eolico di potenza nominale unitaria ( $1 kW_N$ ) assicura una produttività energetica annua del capitale immobilizzato:

$$\rho_i = \frac{\Pi_e}{l_e} \approx \frac{2.000 \text{ kWh/anno}}{1.000 \text{ €}} = 2 \frac{\text{kWh/anno}}{\text{€}}$$

Ne consegue che, nelle ipotesi indicate, la densità specifica del capitale immobilizzato per l'eolico in opera ha oggi, all'incirca, il valore:

$$d_i = \frac{1}{\rho_i} \approx \frac{1}{2} \frac{\text{€}}{\text{kWh/anno}} = 500 \frac{\text{€}}{\text{MWh/anno}}$$

Considerando l'accelerazione alla quale è soggetta la diminuzione dei costi di produzione del  $kW_N$  eolico, possiamo stimare che nei prossimi decenni la densità specifica del capitale immobilizzato non sarà mai superiore ai valori sopra menzionati.

#### 13.2.4.1.2 Produttività energetica del capitale nel caso del solare

Se  $l_s$  è l'immobilizzazione richiesta, in  $\text{€}/W_p$  (centesimi di € per watt di picco), per il dispiegamento (materiali e messa in opera) di un impianto solare di potenza di picco nominale  $P_{N_p}$ , e  $\Pi_s$  è la producibilità media annua (in ore) prevedibile per l'impianto solare in uno specifico sito, allora l'energia elettrica che l'impianto solare potrebbe produrre, mediamente, ogni anno, in quel sito, sarebbe:

$$E_s = \Pi_s P_{N_p}, \text{ dove } E_s \text{ è espresso in } Wh, \text{ se } \Pi_s \text{ è espressa in } h \text{ (ore) e } P_{N_p} \text{ in } W_p.$$

L'energia elettrica che l'impianto solare produrrebbe per ogni  $W_p$  sarebbe dunque:

$$e_s = \frac{E_s}{P_{N_p}} = \Pi_s, \text{ dove } e_s \text{ è espresso in } \frac{Wh}{W_p} \text{ (dimensionalmente coincidente con } h \text{)}.$$

In pratica: per ogni  $W_{N_p}$ , l'impianto produrrà, in un anno,  $e_s = \Pi_s Wh$ .

Poiché l'immobilizzazione richiesta per ogni  $W_p$  dell'impianto è  $l_s$ , allora la produttività energetica annua del capitale immobilizzato per ciascun  $W_p$  dell'impianto sarà data da:

$$\rho_i = \frac{1}{d_i} = \frac{e_s}{l_s} = \frac{\Pi_s}{l_s}$$

L'immobilizzazione  $l_s$  è passata da circa  $10 \text{ €}/W_p$  nel 1998 a circa  $6 \text{ €}/W_p$  nel 2008. Considerando l'accelerazione alla quale è soggetta la diminuzione dei costi di produzione dei moduli FV, possiamo stimare che, entro un decennio,  $l_s$  scenderà sotto il valore di  $3 \text{ €}/W_p$ . Se installato in siti con producibilità annua  $\Pi_s$  di almeno 1.660 h, un impianto di potenza nominale unitaria ( $1 W_p$ ) assicura oggi una produttività energetica annua del capitale immobilizzato:

$$\rho_i = \frac{\Pi_s}{l_s} = \frac{1.660 \text{ Wh/anno}}{6 \text{ €}} = 278 \frac{\text{Wh/anno}}{\text{€}}$$

Ne consegue che la densità specifica del capitale immobilizzato per il FV in opera ha oggi, all'incirca, il valore:

$$d_i = \frac{1}{\rho_i} = \frac{1}{278} \frac{\text{€}}{\text{Wh/anno}} \approx 3.600 \frac{\text{€}}{\text{MWh/anno}}$$

Considerando l'accelerazione alla quale è soggetta la diminuzione dei costi di produzione dei moduli FV, possiamo stimare che, entro un decennio, la densità specifica del capitale immobilizzato scenda sotto il valore di  $d_i = 2.000 \frac{\text{€}}{\text{MWh/anno}}$ , cioè che produttività energetica annua del capitale

immobilizzato raggiunga e superi il valore  $\rho_i = 500 \frac{\text{Wh/anno}}{\text{€}}$ .

### 13.2.4.2 Vincoli di produttività energetica del capitale investito in eolico e solare

Dati i modesti valori di  $\rho_i$  e, per conseguenza, gli elevati valori di  $d_i$ , nel caso di eolico e solare la relazione (13.2.07a) potrà essere tanto più facilmente soddisfatta quanto più si vengano a creare le seguenti condizioni:

1. buoni margini per allungare il ciclo di vita delle immobilizzazioni (incrementando l'affidabilità delle infrastrutture dispiegate), cioè il valore di  $n$ , in modo da ridurre il coefficiente di ammortamento  $\alpha(r, n)$ ;
2. buoni margini per contenere i costi di gestione delle catene energetiche (spingendo al massimo i livelli di automazione), in modo da ridurre il coefficiente  $\chi$ ;
3. tassi di interesse sul capitale immobilizzato,  $r$ , bassi e costanti nel tempo, in modo da contenere al massimo il coefficiente di ammortamento  $\alpha(r, n)$ ;
4. prezzo dell'energia elettrica al consumo,  $p_{2i} = r_{2i}$ , sufficientemente alto.

Le condizioni 1 e 2 sono intrinsecamente vere, perché le tecnologie del SEIS sono relativamente giovani ed hanno potenzialità notevoli di miglioramento (soprattutto per il solare FV).

La condizione 3 è perseguibile con adeguate politiche di incentivi alle immobilizzazioni nel SEIS e disincentivi alle immobilizzazioni nel dominio CF ed in quello nucleare.

La condizione 4 è destinata a manifestarsi con certezza, almeno nel lungo termine, per le ragioni enunciate al paragrafo 5.

### 13.2.5 Praticabilità economica della transizione al SEIS

Dal momento che le fonti primarie del dominio CF e quelle del dominio nucleare sono parte dello stock planetario e sono, pertanto, destinate ad esaurirsi, le catene energetiche del SEIS hanno la potenzialità certa di produrre utili in un futuro più o meno lontano.

Nei paragrafi che seguono, utilizzeremo gli strumenti che abbiamo illustrato nei paragrafi 13.2.1 e 13.2.2 per analizzare la praticabilità economica delle Fasi della transizione al SEIS che abbiamo delineato nel paragrafo 13.1. A tale scopo analizzeremo in maggior dettaglio le condizioni che sono destinate a instaurarsi per effetto delle dinamiche indotte dalla prossimità dei picchi di produzione dei CF e del combustibile nucleare e cercheremo di identificare il quadro politico che renderebbe praticabili le diverse Fasi della transizione.

Vale la pena di anticipare una importante avvertenza:

***Anche se vi fosse, come vedremo, l'evidenza teorica della praticabilità economica della transizione al SEIS, non possiamo sperare che una transizione ordinata ad un nuovo sistema energetico sia, solo in virtù di tale evidenza, ineluttabile, cioè che essa possa avviarsi in assenza di un'azione politica consapevole e lungimirante. Se la percezione della praticabilità economica della transizione maturasse troppo tardi, cioè troppo a ridosso dei picchi di produzione dei CF, quando fosse già in atto una situazione di crisi politica irrimediabile, la transizione potrebbe risultare non più realizzabile nella pratica<sup>68</sup>.***

#### 13.2.5.1 Praticabilità economica della Fase I

Come abbiamo visto nel paragrafo 13.1.1, la Fase I prevede la sostituzione graduale della catena CMV-CF con la catena CMV del SEIS.

Ricordiamo che la catena CMV-CF richiede combustibili allo stato liquido, per lo più ricavati da petrolio, il CF che presenta già oggi la maggiore pressione sui prezzi al pozzo.

Per le ragioni che abbiamo sommariamente descritto nel paragrafo 3.1.3, nei prossimi anni il costo di acquisizione<sup>69</sup> del petrolio in testa alla catena CMV è destinato a crescere ben oltre il valore di 80 €/barile<sup>70</sup> corrispondenti a un costo di acquisizione, per unità di energia (chimica) al pozzo:

$$k_{li} = \frac{K_{li}}{E_{li}} = \frac{80 \text{ €/barile}}{1,59 \text{ MWh/barile}} = 50,3 \text{ €/MWh}$$

La conversione del petrolio in combustibili liquidi per la catena CMV-CF comporta l'implementazione di un segmento di catena fra il pozzo e il serbatoio, costituita da estese infrastrutture di trasporto/raffinazione/distribuzione, alla quale sono associati costi di gestione e immobilizzazioni di capitali (con relativi ammortamenti). Il segmento della catena CMV-CF fra il pozzo e il serbatoio

<sup>68</sup> Si ricordi il tradizionale concetto di "fortuna" nell'antico mondo romano, simile al concetto di *καρπός* (il momento propizio) dell'antico mondo ellenico. Questi concetti erano personalizzati come divinità che offrivano agli esseri umani straordinarie opportunità per brevi finestre di tempo, opportunità che potevano essere colte soltanto se al momento dell'apertura della finestra di tempo si era pronti (fisicamente e intellettualmente) e si era rapidi. Il *καρπός* ellenico, per esempio, era personalizzato come una divinità giovane costantemente in corsa, con un lungo ciuffo sulla fronte e completamente calva sulla nuca. Quando il *καρπός* si avvicinava di corsa a un essere umano, l'opportunità offerta poteva essere colta solo afferrando al volo il ciuffo. Una volta che il *καρπός* fosse passato oltre, l'opportunità non sarebbe più stata a portata di mano.

<sup>69</sup> Com'è noto, sul mercato internazionale il petrolio è trattato in dollari. E' probabile che l'indebolimento del dollaro nei confronti delle altre valute sia destinato a modificare questa tradizione, per cui in futuro il petrolio potrebbe essere trattato direttamente in euro.

<sup>70</sup> Un barile corrisponde convenzionalmente a circa 134 kg di petrolio. L'LHV del petrolio è convenzionalmente valutato pari a circa 11,63 kWh/kg. Un barile di petrolio contiene convenzionalmente energia chimica in ragione di 1,59 MWh.

comporta una perdita di circa il 10-15% del contenuto energetico del petrolio. Considerando l'incidenza delle perdite energetiche, i costi associati alla gestione del segmento della catena e agli ammortamenti degli impianti, nonché i costi per il risarcimento dei danni ambientali (le famose "esternalità"), normalmente affidati al carico fiscale, è molto probabile che, nel medio termine, il prezzo dei combustibili liquidi<sup>71</sup> ricavati dal petrolio (benzina e gasolio), calcolati al serbatoio dell'utente, non potrà essere inferiore al valore:

$$p_s = 1,2 \text{ €} / l_s \approx 126 \text{ €} / MWh_s$$

Come abbiamo discusso nel paragrafo 11.1.1, la conversione dell'energia chimica (al serbatoio) in energia meccanica (alla ruota) nei motori a combustione interna della catena CMV-CF ha efficienza che in media non raggiunge il valore  $\eta=0,2$ . Ciò significa che per ottenere 1  $MWh_R$  (energia meccanica alla ruota) sono necessari almeno 5  $MWh_s$  (energia chimica al serbatoio). Pertanto, l'incidenza del costo di acquisizione del carburante sul costo totale dell'energia meccanica alla ruota non potrà essere inferiore al valore:

$$p_R = \frac{p_s}{\eta} = \frac{126}{0,2} \text{ €} / MWh_R = 630 \text{ €} / MWh_R$$

Nel quadro di ipotesi che abbiamo assunto nel paragrafo 11.1.3.2.5 (tabella 41), la catena CMV del SEIS (dal punto  $P_0$  al punto  $P_4$  di figura 104) potrebbe raggiungere una efficienza  $\eta_{CMV} \geq 0,316$ .

Perciò, per ottenere 1  $MWh_R$  (energia meccanica alla ruota) sarebbero necessari non più di 3,16  $MWh_E$  al punto  $P_0$  della catena (BP-E). Per poter offrire un rapporto prezzo/prestazioni equivalenti con quelle del dominio CF, pertanto, il SEIS dovrebbe soddisfare le seguenti condizioni:

1. all'interfaccia  $P_4$  (figura 104), un prezzo  $p_R < 630 \text{ €} / MWh_R$ ;
2. all'interfaccia  $P_0$  (figura 104), un costo di produzione dell'energia elettrica;

$$k_{P_0} < 630 \cdot 0,316 \text{ €} / MWh_E = 199 \text{ €} / MWh_E .$$

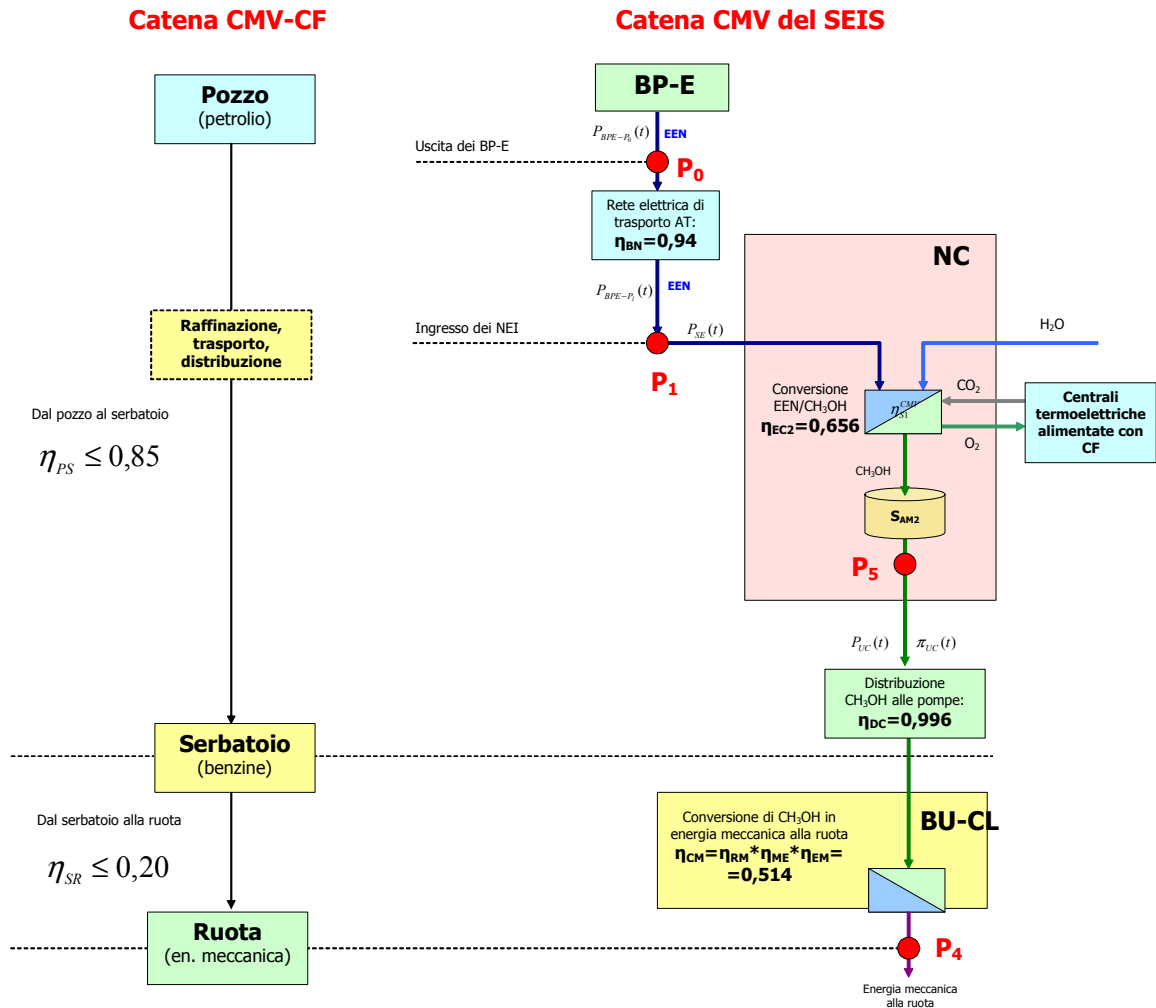
Tenendo conto che, già oggi, il costo di produzione di energia elettrica da eolico oscilla fra 60  $\text{€} / MWh_E$  e 100  $\text{€} / MWh_E$  (se si considerano solo le immobilizzazioni nelle infrastrutture di captazione), si possono impostare simulazioni per una specifica area del pianeta (ad esempio un paese europeo come l'Italia) tenendo conto dei due vincoli che devono essere soddisfatti, in testa alla catena CMV del SEIS ( $k_{P_0} < 199 \text{ €} / MWh_E$ ) e in coda ( $p_R < 630 \text{ €} / MWh_R$ ).

Un quadro ragionevole per le simulazioni potrebbe essere il seguente:

1. Infrastrutture di captazione dei BP-E basate sul modello "tutto eolico";
2. Incidenza delle immobilizzazioni per il potenziamento delle infrastrutture della rete elettrica di trasporto, per la realizzazione dei nodi elettrici di raccolta, per l'implementazione degli impianti di sintesi e accumulo del  $CH_3OH$  (con  $CO_2$  ricavata dai prodotti di combustione delle centrali termoelettriche alimentate con CF): 40% del totale delle immobilizzazioni nei BP-E (per cui l'intensità complessiva delle immobilizzazioni sarebbe dell'ordine di 1,40  $M\text{€} / MW_{P_0}$ );
3. Producibilità media degli aerogeneratori: almeno 2.000  $h / \text{anno}$ ;
4. Durata del dispiegamento (lineare) della catena CMV: 20 anni;
5. Vita media delle infrastrutture della catena CMV: 30 anni;
6. Finestra di tempo iniziale senza ricavi: 8 anni;
7. Tasso di interesse sul capitale impegnato: 5%/anno;

<sup>71</sup> L'LHV della benzina super è convenzionalmente valutato pari a circa 9,52 kWh/litro, quello del gasolio per autotrazione circa 10,85 kWh/litro.

8. Incidenza dei costi annui di gestione delle infrastrutture della catena sulla consistenza delle immobilizzazioni effettuate (incluso i costi della rendita fondiaria associata alla superficie occupata dagli aerogeneratori): 3%;
9. Prezzo minimo della benzina super e del gasolio per autotrazione al consumo: 1,2 €/litro.



**Figura 104. Punti di riferimento ed efficienze energetiche dei segmenti della catena CMV-CF (a sinistra) e CMV del SEIS (a destra).**

Le simulazioni mostrano che, sotto condizioni appropriate (eminentemente politiche, che discuteremo nel prossimo paragrafo 13.3):

1. il dispiegamento della catena CMV del SEIS è sostenibile, entro ampi margini, sia dal punto di vista economico che da quello finanziario;
2. il gestore del SEIS potrebbe raggiungere l'indipendenza e la sostenibilità finanziaria in circa 20 anni (un po' prima se si considerano i possibili proventi ricavabili dalla vendita dei diritti di emissione<sup>72</sup>);

<sup>72</sup> Come abbiamo visto nel paragrafo 13.1.1, la sostituzione completa della catena CMV-CF consente di azzerare le emissioni di CO<sub>2</sub> associate alla catena CMV-CF: non soltanto quelle associate al segmento dal serbatoio alla ruota ma anche quelle associate al segmento a monte, dal pozzo al serbatoio, che costituiscono almeno il 15% delle emissioni causate dalla combustione dei combustibili da CF a valle del serbatoio. Si può stimare che la catena CMV-CF (dal pozzo alla ruota) determini l'immissione nell'atmosfera di circa  $1,5 t_{CO_2} / MWh_R$ .

3. al termine del dispiegamento della catena CMV (circa 25 anni dall'inizio della Fase I) il margine operativo netto del gestore del SEIS (anche non considerando i proventi della vendita dei diritti di emissione) garantirebbe il finanziamento sostenibile delle Fasi successive del SEIS (ammortamento delle infrastrutture della Fase I, immobilizzazioni delle Fasi IIa e IIb);
4. il fabbisogno finanziario per l'implementazione di entrambe le catene del SEIS (CEE e CMV), raggiungerebbe un massimo a ridosso dell'inizio della fatturazione agli utenti, nel corso del primo dispiegamento del SEIS) ma tale massimo non supererebbe un valore pro-capite di circa 3.000 €/abitante, corrispondente:
  - a. a circa 1/5 del totale delle immobilizzazioni che il SEIS comporterebbe alla fine del dispiegamento (circa 15 k€/abitante, a circa 50-70 anni dall'inizio del dispiegamento);
  - b. all'esborso pro-capite che un paese privo di giacimenti CF si dovrebbe accollare per importare l'energia primaria da CF necessaria a coprire il suo fabbisogno energetico per non più di tre anni.

### 13.2.5.2 Praticabilità economica della Fase IIa

Come abbiamo visto nel paragrafo 13.1.2, la Fase IIa prevede la sostituzione graduale della catena CEE-CF (catena dell'energia elettrica), dal pozzo al punto P<sub>1</sub> (uscita delle centrali termoelettriche della catena CEE-CF). Nella sostituzione dovrebbero avere priorità le centrali termoelettriche a carbone e ad olio combustibile.

Come abbiamo visto nel paragrafo 13.1.3, inoltre, nel corso della fase IIa potrebbe essere dismessa e sostituita anche la catena CEE del dominio nucleare (CCE-NU).

#### 13.2.5.2.1 I segmenti della catena CEE-CF e CEE-NU

La catena CEE-CF è costituita, in realtà, da tre segmenti principali, che si sviluppano, in parallelo e in modo indipendente (figura 105), dal giacimento alla rete elettrica di trasporto (figura 83, punto P<sub>1</sub>). I tre segmenti hanno in comune numerosi blocchi funzionali (trasporto, raffinazione, produzione di energia elettrica mediante ciclo termodinamico), ma le problematiche che ciascun blocco funzionale deve risolvere sono totalmente diverse fra un segmento e l'altro.

Ne consegue che, per ciascun blocco funzionale, i costi degli input energetici e i costi delle infrastrutture (costi di gestione e ammortamenti) sono strettamente legati alle specificità dei flussi energetici trattati.

Il costo medio del kWh elettrico generato in uno scenario CF in una specifica nazione dipenderà da un grande numero di variabili, fra le quali:

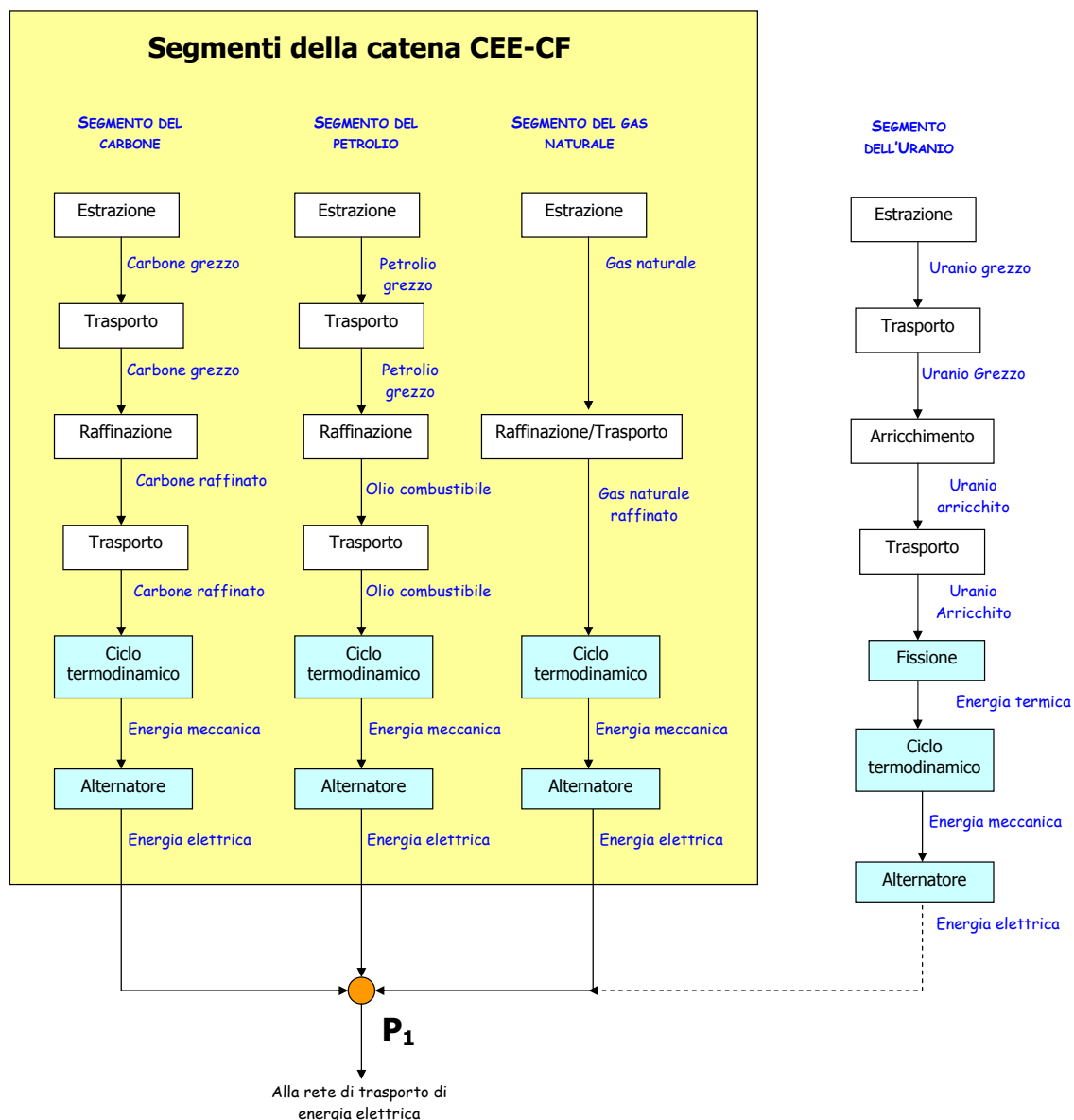
- peso relativo di ciascuno dei tre segmenti;
- entità del fabbisogno che può essere coperto da CF di produzione interna (da giacimenti all'interno del territorio nazionale);
- distanza e qualità dei giacimenti dai quali deve provenire la frazione del fabbisogno non coperta dalla produzione propria;
- normative ambientali per ciascuna delle lavorazioni associate ai blocchi funzionali dei tre segmenti;
- tecnologie impiegate nella implementazione dei blocchi funzionali dei tre segmenti.

---

trascurabile introito netto, vendendo sul mercato i corrispettivi diritti di emissione.

Si può stimare che, al termine della Fase I, al prezzo medio di 15 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> (22,5 €/MWh<sub>r</sub>, pari a circa il 3,6% del prezzo dell'energia meccanica per l'utente finale), la vendita dei diritti di emissione darebbe un introito annuo pari a circa 52 €/anno·ab. Naturalmente, si deve tenere conto che, qualora l'avvio della transizione coinvolgesse simultaneamente una frazione importante della popolazione mondiale, il valore dei diritti di emissione di CO<sub>2</sub> sul mercato potrebbe diminuire drasticamente.

La catena CEE-NU è costituita da un unico segmento, alimentato da uranio grezzo (vedi figura 105), che si sviluppa dal giacimento alla rete elettrica di trasporto (punto P<sub>1</sub> di figura 83).



**Figura 105. Segmenti della catena CEE-CF. In tutti i segmenti sono necessarie attività di estrazione, raffinazione, trasporto e conversione in energia elettrica (con ciclo termodinamico). A ciascuna attività sono associate perdite energetiche, costi di gestione e immobilizzazione di capitali. I blocchi evidenziati in azzurro rappresentano funzionalità ospitate nelle centrali termoelettriche (per i segmenti CEE-CF). Nell'attuale sistema energetico globale, una frazione non trascurabile dell'energia elettrica è prodotta dalla fissione di <sup>235</sup>U. In figura, pertanto, è schematizzato, a margine, anche il "Segmento dell'Uranio", che non fa parte del dominio CF.**

### 13.2.5.2.2 Il segmento della catena CEE-CF alimentato con carbone

Il costo di produzione del carbone alla bocca del giacimento varia moltissimo in base ai costi di estrazione. In Europa il suo costo di produzione ha ormai superato i 100 €/t<sub>c</sub> (circa 10 €/MWh<sub>c</sub><sup>73</sup>), mentre quello importato ha costi di produzione dell'ordine della metà, cioè 50 €/t<sub>c</sub> (circa 5 €/MWh<sub>c</sub>).

Mentre il petrolio ed il gas naturale sono trasportabili dai pozzi alle raffinerie mediante condotte (oleodotti e gasdotti) o navi specializzate, il carbone è un solido, per cui la sua manipolazione e trasporto sono molto più onerosi.

Per questa ragione, nonostante il suo basso costo di produzione al pozzo, già oggi solo una frazione limitata della produzione di carbone (circa il 15%) viene esportata dai paesi produttori mentre la maggior parte del prodotto viene utilizzato nelle regioni nelle quali esso viene estratto<sup>74</sup>.

Per i paesi privi di giacimenti di carbone, il prezzo del carbone raffinato all'ingresso della centrale termoelettrica sarà assai maggiore del costo di produzione alla bocca del pozzo, perché il carbone dovrà essere trasportato su distanze anche grandi.

L'efficienza media di conversione  $\eta$  del parco delle centrali termoelettriche a carbone in campo (ciclo termodinamico e alternatore) non supera probabilmente il 35%.

Per produrre un MWh<sub>E</sub>, dunque, sono necessari almeno 2,9 MWh di carbone all'ingresso della centrale. Ciò significa che, se  $k_{ii}$  è il costo di acquisizione del combustibile (in €/MWh) all'entrata della centrale, l'incidenza del costo del combustibile sull'unità di energia elettrica all'uscita della centrale è  $k_{ii}/\eta$ , cioè almeno 2,9 volte di più.

Ad esempio: se il costo di acquisizione all'ingresso della centrale è  $k_{ii} = 10 \text{ €/MWh}_c$  l'incidenza dell'acquisizione del combustibile su ciascuna unità di energia elettrica prodotta all'uscita della centrale sarà:

$$k_{2i} = \frac{k_{ii}}{\eta} = \frac{10 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_c}}{0,35 \frac{\text{MWh}_E}{\text{MWh}_c}} = 28,6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E}$$

La combustione del carbone produce grandi quantità di polveri, di ossidi di zolfo (per effetto del contenuto di zolfo del minerale grezzo) e di ossidi di azoto (per effetto dell'azoto contenuto nell'aria che alimenta la combustione).

A differenza degli impianti ad olio combustibile o a gas naturale, gli impianti alimentati a carbone richiedono il trattamento dei fumi, per rimuoverne, quanto più possibile, le polveri e gli ossidi di azoto (denitrificazione), e di zolfo (desolforazione) con relativi costi (filtri e reagenti chimici; smaltimento di filtri esausti e di enormi quantità di fanghi, gessi, ceneri).

Come tutti gli altri segmenti, anche il segmento del carbone emette CO<sub>2</sub>, non solo per effetto del ciclo termodinamico che converte l'energia termica in energia meccanica nella centrale termoelettrica, ma anche a causa di tutti i processi collaterali, incluso il trattamento dei fumi. Con gli altri segmenti CF, pertanto, quello del carbone condivide la responsabilità dell'aumento della concentrazione della CO<sub>2</sub> nell'atmosfera, ma vi contribuisce, in proporzione, assai più degli altri (vedi tabella 5). I vincoli ambientali (ad esempio quelli, peraltro piuttosto blandi, stabiliti dal protocollo di Kyoto) sono destinati a pesare sul segmento del carbone, a parità di energia elettrica generata, assai più che sugli altri segmenti CF.

<sup>73</sup> L'LHV dei carboni fossili è convenzionalmente valutato pari a 9,88 MWh<sub>c</sub>/t<sub>c</sub>

<sup>74</sup> Per quanto consistenti siano i giacimenti di carbone, con il superamento del picco di produzione del petrolio tenderà a radicarsi la percezione planetaria della "fine dell'abbondanza", per cui diminuirà la disponibilità dei paesi produttori ad esportare i CF residui. Nel lungo termine, i paesi privi di giacimenti propri si troverebbero ad investire in infrastrutture per alimentare le quali non è certa la disponibilità delle materie prime.

Negli ultimi anni sono stati finanziati numerosi studi in merito alle possibili tecniche che si potrebbero adottare per catturare e sequestrare la CO<sub>2</sub> prodotta dagli impianti termoelettrici ([45]).

Come illustrato nel paragrafo 5.2.1.1, la realizzabilità tecnica di un sequestro permanente della CO<sub>2</sub> è dubbia. E' invece piuttosto chiaro che le perdite energetiche associate alla cattura, trasporto e sequestro permanente della CO<sub>2</sub> sono inevitabili e consistenti. Si stima che una moderna centrale termoelettrica alimentata a carbone possa raggiungere una efficienza energetica dell'ordine del 40%. La catena di cattura, trasporto e sequestro della CO<sub>2</sub> potrebbe assorbire fino al 45% di tale energia, per cui l'efficienza della centrale si ridurrebbe al 22%.

Considerando una efficienza di conversione del 40% della centrale termoelettrica (ciclo termodinamico e alternatore, al netto del consumo associato alla cattura della CO<sub>2</sub>), per ogni MWh di energia elettrica prodotta la centrale dovrebbe ossidare completamente carbonio puro per 2,5 MWh. Poiché l'LHV teorico del carbonio è pari a 9,1 kWh/kg<sub>C</sub>, e poiché per ogni kg di C l'ossidazione completa produce 3,664 kg di CO<sub>2</sub>, ciò significa che per ogni MWh di energia elettrica una centrale termoelettrica a carbone produce almeno 1 tonnellata di CO<sub>2</sub>. Se la combustione del carbone viene effettuata in aria<sup>75</sup>, la concentrazione di CO<sub>2</sub> nei prodotti di combustione non supera il 25% in volume, per cui la separazione della CO<sub>2</sub> dagli altri gas comporta l'impiego di tecniche costose di assorbimento chimico (ammine) o la compressione dei gas fino a ottenere la liquefazione della CO<sub>2</sub> (ma a tale scopo, data la limitata concentrazione della CO<sub>2</sub>, la pressione da applicare ai prodotti di combustione è quattro volte quella necessaria a liquefare la CO<sub>2</sub> alla stessa temperatura). Stime piuttosto grossolane indicano che la cattura ed il sequestro della CO<sub>2</sub> comporterebbero, nel loro complesso, un consumo energetico dell'ordine di 500 kWh<sub>E</sub> / t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, corrispondente, agli attuali costi di produzione del kWh elettrico da carbone, a un costo di circa 30–40 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Dunque, la cattura ed il sequestro della CO<sub>2</sub> comporterebbero, nel loro complesso, un costo energetico non inferiore a 30 € per ogni MWh elettrico prodotto dalla centrale.

Per consentire la cattura della CO<sub>2</sub>, le centrali a carbone devono adottare tecnologie particolari (denominate con l'eufemismo "clean coal technologies"). Una moderna centrale termoelettrica a carbone che integri "clean coal technologies" può richiedere una immobilizzazione  $L_i$  dell'ordine di 1.600 ÷ 2.500 € per ogni kW di potenza installata.

Considerando un carico medio dell'80%, la centrale produrrebbe ogni anno circa 7 MWh<sub>E</sub> / kW, per cui avrebbe una produttività energetica annua del capitale immobilizzato:

$$\rho = \frac{E_{2i}}{L_i} = \frac{1}{d_i} = \frac{7 \text{ MWh}_E / \text{anno}}{(1,6 \div 2,5) \text{ k€}} = 2,8 \div 4,4 \frac{\text{kWh}_E / \text{anno}}{\text{€}}$$

Il corrispondente valore di  $d_i$  varierebbe nella gamma  $\frac{230 \div 360 \text{ €}}{\text{MWh}_E / \text{anno}}$ .

Ipotizzando che  $\tau = 1$  (tecnologia matura), che il ciclo di vita della centrale sia di 25 anni, e che il tasso di interesse annuo sul capitale immobilizzato sia del 5%, per cui  $\alpha = 0,070952$ , i fattori che determinano il costo di produzione dell'energia elettrica da carbone (vedi relazione 13.2.03d) assumerebbero, come minimo, i seguenti valori:

1. Costo specifico di acquisizione del carbone. Ipotizzando una efficienza  $\eta = 0,40$  ed un costo di acquisizione all'ingresso della centrale  $k_{li} = 10 \text{ €} / \text{MWh}_C$ :

$$\frac{k_{li}}{\eta} = \frac{10 \text{ €}}{0,40 \text{ MWh}_E} = 25,0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E}$$

<sup>75</sup> Nel paradigma CF la possibilità dell'ossicombustione (combustione di carbone in atmosfera di ossigeno puro) è un procedimento del tutto teorico, dal momento che la produzione dell'ossigeno che sarebbe richiesto per la ossicombustione comporta, a sua volta, un costo energetico. La produzione di ossigeno puro per distillazione frazionata dell'aria assorbe circa 3 kWh per kg di ossigeno, cioè circa 2 MWh per tonnellata di CO<sub>2</sub>.

2. Ammortamento annuo specifico,  $d_i \cdot (\tau \cdot \alpha(r, n)) = \frac{A_i}{E_{2i}} = a_i$ :

$$a_i = d_i \cdot (\tau \cdot \alpha(r, n)) = [(230 \div 360) \cdot 0,070952] \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}} = (16,3 \div 25,5) \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}}$$

3. Costo annuo specifico di gestione,  $c_i = d_i \cdot \chi$ . Ipotizzando per  $\chi$  un valore del 3% del totale del capitale immobilizzato:

$$c_i = d_i \cdot \chi = [(230 \div 360) \cdot 0,03] \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}} = (6,9 \div 10,8) \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}}$$

4. Costo specifico per la cattura ed il sequestro della CO<sub>2</sub>: 30 €/MWh<sub>E</sub>.

In conclusione, come mostra la tabella 60, in un futuro non lontano:

1. Il costo di produzione di energia elettrica da carbone tenderà a superare valori compresi nella gamma 78 ÷ 91 €/MWh<sub>E</sub>;
2. L'acquisizione del combustibile all'ingresso della centrale tenderà ad avere una incidenza contenuta (31-36%) sul costo di produzione dell'energia elettrica all'uscita della centrale;
3. La cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> tenderà a pesare quasi quanto l'acquisizione del combustibile.

	€/MWh <sub>E</sub>		%	
	MIN	MAX	MIN	MAX
1) Costo specifico di acquisizione del carbone	25,0		32,0%	27,4%
2) Ammortamento annuo specifico	16,3	25,5	20,8%	27,9%
3) Costo specifico di gestione	6,9	10,8	8,8%	11,8%
4) Costo specifico per la cattura e sequestro CO <sub>2</sub>	30,0		38,4%	32,9%
Totale	<b>78,2</b>	<b>91,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

**Tabella 60. Voci di costo dell'unità di energia elettrica all'uscita di una centrale termoelettrica alimentata a carbone con cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>**

### 13.2.5.2.3 Il segmento della catena CEE-CF alimentato con olio combustibile

Nei prossimi anni la disponibilità ed i costi dell'olio combustibile seguiranno la parabola del petrolio, già ricordata, con le sue criticità, nel paragrafo 3.1.3 Non diversamente da quanto abbiamo visto per le centrali termoelettriche a carbone, i costi di produzione dell'energia elettrica nel segmento della catena CEE-CF alimentato con olio combustibile sono dominati dai fattori indicati nella relazione (13.2.03d). Se applichiamo tale relazione alla centrale termoelettrica ad olio combustibile, i parametri che determinano i costi di produzione dell'energia elettrica all'uscita della centrale sono:

1. I costi di acquisizione dell'olio combustibile all'ingresso della centrale;
2. L'onere degli ammortamenti associati alle immobilizzazioni nella centrale;
3. I costi di gestione della centrale;
4. I costi per la cattura ed il sequestro della CO<sub>2</sub>.

#### 13.2.5.2.3.1 Costi di acquisizione del combustibile all'ingresso della centrale

I costi di acquisizione del combustibile all'ingresso della centrale sono determinati dal segmento di catena a monte, cioè dai prezzi del petrolio al pozzo e dai costi associati al segmento fra il pozzo e la centrale.

1. I prezzi del petrolio al pozzo sono soggetti alla pressione della domanda crescente in condizioni di incremento di capacità di produzione ormai al limite. Come già detto al paragrafo 13.2.8.1, nei prossimi anni il costo di acquisizione del petrolio in testa a questo segmento della catena CEE-CF è destinato a crescere ben oltre la soglia di 80 €/barile, corrispondenti a un costo di acquisizione, per unità di energia (chimica) al pozzo:

$$k_p = \frac{K_p}{E_p} = \frac{80 \text{ €/barile}}{1,59 \text{ MWh/barile}} = 50,3 \text{ €/MWh}$$

2. Costi associati al segmento fra pozzo e centrale.  
Come già spiegato nel paragrafo 13.2.8.1, la conversione del petrolio in combustibili liquidi richiede la disponibilità di infrastrutture di trasporto/raffinazione/distribuzione, alla quale sono associati costi di gestione e immobilizzazioni di capitale (e relativi ammortamenti). L'olio combustibile viene prodotto con le frazioni più pesanti (meno pregiate) del petrolio, per cui, a parità di contenuto energetico, viene normalmente offerto al consumo finale a prezzi anche notevolmente inferiori al prezzo delle benzine al consumo. Tenendo conto delle dinamiche del prezzo del petrolio, nei prossimi anni il prezzo dell'olio combustibile, calcolato all'ingresso della centrale termoelettrica, non potrà comunque essere offerto a prezzi inferiori a<sup>76</sup>:

$$p_{IC} = k_{li} = 0,6 \text{ €/kg}_{IC} = 52 \text{ €/MWh}_{IC}$$

Poiché il ciclo termodinamico e l'alternatore della centrale, nel loro insieme, hanno efficienza condizionata dal ciclo termodinamico, l'efficienza complessiva della centrale, in media, non potrà superare il 40%. Ciò significa che per ottenere 1 MWh<sub>P<sub>1</sub></sub> (energia elettrica nel punto P<sub>1</sub>) sono necessari almeno 2,5 MWh<sub>IC</sub> (energia chimica all'ingresso della centrale).

Se il costo di acquisizione minimo all'ingresso della centrale è  $k_{li} = 52 \text{ €/MWh}_C$  e la massima efficienza di conversione totale della centrale è il 40%, l'incidenza dell'acquisizione del combustibile su ciascuna unità di energia elettrica prodotta all'uscita della centrale non potrà essere inferiore a:

<sup>76</sup> Per l'LHV dell'olio combustibile il valore convenzionale che utilizziamo è 11,39 kWh/kg

$$\frac{k_{li}}{\eta} = \frac{52,0 \frac{\text{€}}{MWh_C}}{0,4 \frac{MWh_E}{MWh_C}} = 130,0 \frac{\text{€}}{MWh_E}$$

### 13.2.5.2.3.2 Ammortamenti associati alle immobilizzazioni nella centrale

Una centrale termoelettrica ad olio combustibile equipaggiata per la cattura della CO<sub>2</sub> implica una immobilizzazione  $L_i$  dell'ordine di 2.000 € / kW .

Considerando un carico medio dell'80%, la centrale produrrebbe ogni anno circa 7 MWh<sub>E</sub> / kW , per cui avrebbe una produttività energetica annua del capitale immobilizzato:

$$\rho = \frac{E_{2i}}{L_i} = \frac{1}{d_i} = \frac{7 MWh_E / \text{anno}}{(2,0) k\text{€}} = 3,5 \frac{kWh_E / \text{anno}}{\text{€}}$$

Il corrispondente valore di  $d_i$  è:

$$d_i = \frac{1}{\rho} = \frac{285 \text{ €}}{MWh_E / \text{anno}} .$$

Ipotizzando che  $\tau = 1$  (tecnologia matura), che il ciclo di vita della centrale sia di 25 anni, e che il tasso di interesse annuo sul capitale immobilizzato sia del 5%, per cui  $\alpha = 0,070952$ ,

l'ammortamento annuo specifico,  $d_i \cdot (\tau \cdot \alpha(r, n)) = \frac{A_i}{E_{2i}} = a_i$  è dato dalla relazione:

$$a_i = d_i \cdot (\tau \cdot \alpha(r, n)) = (285 \cdot 0,070952) \frac{\text{€}}{MWh_E / \text{anno}} = (20,2) \frac{\text{€}}{MWh_E / \text{anno}}$$

### 13.2.5.2.3.3 Costi di gestione della centrale

Ipotizzando per  $\chi$  un valore dell'ordine del 3% del totale del capitale immobilizzato:

$$c_i = d_i \cdot \chi = (285 \cdot 0,03) \frac{\text{€}}{MWh_E / \text{anno}} = 8,6 \frac{\text{€}}{MWh_E / \text{anno}}$$

### 13.2.5.2.3.4 Costi per la cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>

Nel caso dell'olio combustibile la concentrazione di CO<sub>2</sub> nei gas prodotti dalla combustione in aria è circa il 17% in volume. Pertanto il costo di cattura della CO<sub>2</sub> è maggiore che nel caso del carbone. Se stimiamo ottimisticamente un costo di cattura e sequestro di circa 40 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, poiché la produzione di 1 MWh<sub>E</sub> richiederebbe la combustione di olio combustibile per 2,5 MWh, con conseguente emissione di circa 0,6 t di CO<sub>2</sub>, l'incidenza del costo di cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> per unità di energia elettrica prodotta dalla centrale non sarebbe inferiore a 24 € / MWh<sub>E</sub> .

### 13.2.5.2.3.5 Riepilogo

In conclusione, come mostra la tabella 61, in un futuro non lontano:

1. Il costo di produzione di energia elettrica da olio combustibile con cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> tenderà a superare valori dell'ordine di 180 €/MWh<sub>E</sub>;
2. L'acquisizione del combustibile all'ingresso della centrale tenderà a incidere per una quota notevole (attorno al 70%) sul costo di produzione dell'energia elettrica all'uscita della centrale;
3. La cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> inciderà per circa il 13% sul costo di produzione dell'energia elettrica all'uscita della centrale;
4. I valori in gioco indicano che il costo di produzione dell'energia elettrica da olio combustibile tenderà a rimanere nettamente maggiore (fino al doppio) di quello del carbone.

	€/MWh <sub>E</sub>	%
1) Costo specifico di acquisizione dell'olio combustibile	130,0	71,1%
2) Ammortamento annuo specifico	20,2	11,1%
3) Costo specifico di gestione	8,6	4,7%
4) Costo specifico per la cattura e sequestro CO <sub>2</sub>	24,0	13,1%
Totale	<b>182,8</b>	100,0%

**Tabella 61.** *Voci di costo dell'unità di energia elettrica all'uscita di una centrale termoelettrica alimentata ad olio combustibile con cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>*

#### 13.2.5.2.4 Il segmento della catena CEE-CF alimentato con gas naturale (GN)

Non diversamente da quanto abbiamo visto per le centrali termoelettriche a carbone e ad olio combustibile, i costi di produzione dell'energia elettrica nel segmento della catena CEE-CF alimentato con gas naturale (GN) sono dominati dai fattori indicati nella relazione (13.2.03d). Se applichiamo tale relazione alla generica centrale termoelettrica a GN, i parametri che determinano i costi di produzione dell'energia elettrica all'uscita della centrale sono:

1. I costi di acquisizione del combustibile (gas naturale) all'ingresso della centrale;
2. L'onere degli ammortamenti associati alle immobilizzazioni nella centrale;
3. I costi di gestione della centrale;
4. I costi per la cattura ed il sequestro della CO<sub>2</sub>.

##### 13.2.5.2.4.1 Costi di acquisizione del combustibile all'ingresso della centrale

I costi di acquisizione del combustibile all'ingresso della centrale sono determinati dal segmento di catena a monte, cioè dai prezzi del GN al pozzo e dai costi associati al segmento fra il pozzo e la centrale.

###### 1. I prezzi del GN al pozzo.

Fin dagli anni '70 del secolo scorso, i prezzi del GN sono legati, pur con una certa inerzia, al prezzo del petrolio. Sulla base delle tendenze di fondo già analizzate, si può stimare che i prezzi del gas naturale alla frontiera europea tenderanno, in un paio di decenni, a superare il valore:

$$k_F = \frac{K_F}{E_F} = \frac{0,40 \text{ €}}{\text{Nm}^3} = \frac{0,40 \text{ €}}{9,95 \text{ kWh}} = 40,20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

###### 2. Le perdite energetiche, i costi di gestione e gli ammortamenti delle infrastrutture di trasporto fino all'ingresso della centrale termoelettrica.

Il trasporto del GN in forma gassosa, via gasdotto, comporta una perdita equivalente a circa il 2% del contenuto energetico ogni 1.000 km.

Il trasporto del GN in forma liquida (catena del GNL), mediante:

- a. liquefazione nel paese produttore, in prossimità dei punti di attracco delle navi metaniere<sup>77</sup>;
- b. trasporto con navi metaniere;
- c. rigassificazione nel paese destinazione, in prossimità del punto di attracco delle navi metaniere ....

... può comportare una perdita del contenuto energetico dell'ordine del 10-24% ( $\eta = 0,76 \div 0,9$ ) a seconda della distanza fra il punto di imbarco ed il punto di sbarco e della scala degli impianti di liquefazione/rigassificazione.

Entrambe le tecnologie di trasporto comportano immobilizzazioni rilevanti. In generale il trasporto via gasdotto impegna capitali meno ingenti della catena del GNL se la distanza da coprire non supera i 5.000 km. A distanze maggiori, la catena del GNL comporta immobilizzazioni e costi di gestione meno onerosi.

Per questa ragione, il peso dei costi di gestione e degli ammortamenti delle infrastrutture di trasporto sul costo di acquisizione del gas naturale all'ingresso della centrale termoelettrica è assai rilevante.

<sup>77</sup> Il trasporto mediante liquefazione richiede la previa rimozione dei componenti del GN che potrebbero solidificare alle basse temperature richieste per la liquefazione del metano (circa -160 °C). L'operazione di rimozione di tali componenti avviene nella fase preliminare della liquefazione e interessa, fra l'altro: CO<sub>2</sub>, acqua, mercurio, composti solforati (HS, mercaptani), idrocarburi pesanti (in particolare il benzene).

Nel caso del gasdotto il peso del trasporto (inclusendo il consumo energetico associato al trasporto e l'incidenza delle immobilizzazioni in infrastrutture per il trasporto) può raggiungere il 50%, quando il gasdotto superi i 1000 km<sup>78</sup>. Nel caso del trasporto con la catena del GNL può raggiungere<sup>79</sup> l'80-90%.

Nei prossimi anni la crisi dell'offerta di petrolio ed i vincoli che il protocollo di Kyoto impone all'uso del carbone, accentueranno, per la catena CEE-CF, uno spostamento (già in atto da circa un decennio) della domanda di CF dal carbone e dall'olio combustibile al GN. Pertanto, dobbiamo attenderci che i prezzi del GN verranno messi sotto pressione in parallelo all'impennarsi dei prezzi dei prodotti petroliferi.

In questo quadro, e tenendo conto degli elevati costi del trasporto, è prevedibile che i costi di acquisizione del GN all'ingresso della centrale termoelettrica non potranno essere inferiori a valori medi dell'ordine di:

$$p_{IC} = k_{li} = 60 \text{ €} / MWh_{IC}$$

Nelle moderne centrali termoelettriche a turbina e ciclo combinato alimentate a GN, l'efficienza della conversione può raggiungere efficienze fino al 56%. Ciò significa che per ottenere 1  $MWh_{P_1}$  (energia elettrica nel punto  $P_1$ ) sono necessari circa 1,8  $MWh_{IC}$  (energia chimica all'ingresso della centrale), e che ciò determinerà la produzione di circa 0,4 t di  $CO_2$ .

Se il costo di acquisizione minimo all'ingresso della centrale non è inferiore a  $k_{li} = 60 \text{ €} / MWh_{IC}$  e la massima efficienza di conversione totale della centrale è il 56%, l'incidenza dell'acquisizione del combustibile su ciascuna unità di energia elettrica prodotta all'uscita della centrale non potrà essere inferiore a:

$$\frac{k_{li}}{\eta} = \frac{60,00 \frac{\text{€}}{MWh_C}}{0,56 \frac{MWh_E}{MWh_C}} = 107,1 \frac{\text{€}}{MWh_E}$$

#### 13.2.5.2.4.2 Ammortamenti associati alle immobilizzazioni nella centrale

Una centrale termoelettrica a GN equipaggiata per la cattura della  $CO_2$  implica una immobilizzazione  $L_i$  dell'ordine di 1.000  $\text{€} / kW$ .

Considerando un carico medio dell'80%, la centrale produrrebbe ogni anno circa 7  $MWh_E / kW$ , per cui avrebbe una produttività energetica annua del capitale immobilizzato:

$$\rho = \frac{E_{2i}}{L_i} = \frac{1}{d_i} = \frac{7 MWh_E / \text{anno}}{(1,0) k\text{€}} = 7,0 \frac{kWh_E / \text{anno}}{\text{€}}$$

Il corrispondente valore di  $d_i$  è:

$$d_i = \frac{1}{\rho} = \frac{142,6 \text{ €}}{MWh_E / \text{anno}}$$

<sup>78</sup> La messa in opera di un gasdotto può comportare immobilizzazioni dell'ordine di 0,8-1,8 M€/km. A queste immobilizzazioni bisogna aggiungere le infrastrutture necessarie allo stoccaggio locale del GN, in funzione di riserva strategica e di gestione dei picchi della domanda.

Il ciclo di vita dei gasdotti e dei sistemi di stoccaggio è dell'ordine di 30-40 anni. Anche i costi di gestione sono molto onerosi.

<sup>79</sup> Una catena del GNL in grado di trasferire 5 milioni di tonnellate di GNL all'anno può comportare immobilizzazioni per 7-10 G€ e costi di gestione assai rilevanti.

Ipotizzando che  $\tau = 1$  (tecnologia matura), che il ciclo di vita della centrale sia di 25 anni, e che il tasso di interesse annuo sul capitale immobilizzato sia del 5%, per cui  $\alpha = 0,070952$ ,

l'ammortamento annuo specifico,  $d_i \cdot (\tau \cdot \alpha(r, n)) = \frac{A_i}{E_{2i}} = a_i$  è dato dalla relazione:

$$a_i = d_i \cdot (\tau \cdot \alpha(r, n)) = (142,6 \cdot 0,070952) \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}} = 10,1 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}}$$

#### 13.2.5.2.4.3 Costi di gestione della centrale

Ipotizzando per  $\chi$  un valore dell'ordine del 3% del totale del capitale immobilizzato:

$$c_i = d_i \cdot \chi = (142,6 \cdot 0,03) \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}} = 4,3 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}}$$

#### 13.2.5.2.4.4 Costi per la cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>

Nel caso del GN la concentrazione di CO<sub>2</sub> nei gas prodotti dalla combustione in aria è di circa il 12% in volume. Se stimiamo ottimisticamente un costo di cattura e sequestro di circa 50 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, poiché la produzione di 1 MWh<sub>E</sub> richiede la combustione di GN per 1,8 MWh e la conseguente emissione di circa 0,4 t di CO<sub>2</sub>, l'incidenza del costo di cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> per unità di energia elettrica prodotta dalla centrale non sarebbe inferiore a 20 €/MWh<sub>E</sub>.

#### 13.2.5.2.4.5 Riepilogo

In conclusione, come mostra la tabella 62, in un futuro non lontano:

1. Il costo di produzione di energia elettrica da GN con cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> tenderà a superare valori dell'ordine di 130 ÷ 140 €/MWh<sub>E</sub>;
2. L'acquisizione del combustibile all'ingresso della centrale tenderà a incidere per una quota notevole (oltre il 75%) sul costo di produzione dell'energia elettrica all'uscita della centrale;
3. La cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> tenderà a incidere per circa il 14% sul costo di produzione dell'energia elettrica all'uscita della centrale;
4. I valori in gioco indicano che il costo di produzione dell'energia elettrica da GN tenderà a posizionarsi fra quelli da carbone e quelli da olio combustibile.

	€/MWh <sub>E</sub>	%
1) Costo specifico di acquisizione del gas naturale	107,1	75,7%
2) Ammortamento annuo specifico	10,1	7,2%
3) Costo specifico di gestione	4,3	3,0%
4) Costo specifico per la cattura e sequestro CO <sub>2</sub>	20,0	14,1%
Totale	<b>141,5</b>	<b>100,0%</b>

**Tabella 62. Voci di costo dell'unità di energia elettrica all'uscita di una centrale termoelettrica alimentata a gas naturale con cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>**

### 13.2.5.2.5 Il segmento CEE-NU (nucleare da fissione) dell'attuale sistema energetico

Come mostra la figura 105, la catena CEE dell'attuale sistema energetico include un importante segmento che non fa parte del dominio CF: il segmento del nucleare da fissione (segmento NU). In teoria, il segmento NU potrebbe essere alimentato con una molteplicità di combustibili fissili ma, per varie ragioni, le tecnologie sviluppate fino ad oggi utilizzano esclusivamente l'isotopo  $^{235}\text{U}$  dell'uranio.

Come i CF, i minerali di uranio fanno parte dello stock planetario, per cui sono destinati ad esaurirsi. In teoria, l'uranio è contenuto nella crosta terrestre in ragione di 2,3 ppm, ma la sua concentrazione varia notevolmente, per cui i costi di estrazione variano in base a tale concentrazione. Anche nei giacimenti migliori, l'uranio grezzo è presente in percentuali dell'ordine di 1.000 ppm, per cui è necessario estrarre, sminuzzare e trattare con reagenti chimici una massa di minerale grezzo mille volte più grande dell'uranio grezzo che se ne potrà ricavare. Ciò comporta un non trascurabile consumo di energia CF e lo smaltimento di enormi quantità di residui delle lavorazioni. Il peso di entrambi questi fattori è destinato a crescere con l'esaurimento dei giacimenti con maggiori concentrazioni di uranio grezzo.

L'uranio grezzo che si ricava dalla raffinazione dei minerali (yellow cake) contiene tre isotopi:

- $^{238}\text{U}$  nella proporzione del 99,2745%,
- $^{235}\text{U}$  nella proporzione dello 0,7200%,
- $^{234}\text{U}$  nella proporzione dello 0,0055%.

L'isotopo  $^{235}\text{U}$  è l'unico fissile, ma la fissione può essere autosostenuta soltanto se la concentrazione dell'isotopo  $^{235}\text{U}$  è almeno dell'ordine del 3,5%. Ciò significa che, poiché in 1 kg di uranio grezzo sono contenuti soltanto 7,2 g di  $^{235}\text{U}$ , il minerale grezzo di uranio deve essere processato per aumentarne la frazione  $^{235}\text{U}$  (arricchimento) da 7,2 g/kg<sub>U</sub> a 35 g/kg<sub>U</sub>.

L'arricchimento dell'uranio comporta:

1. che siano immobilizzati capitali in apposite infrastrutture di arricchimento (con relativi ammortamenti e costi di gestione);
2. che per ogni kg di combustibile arricchito siano impiegati almeno 4,86 kg di uranio grezzo;
3. che siano prodotte, come scarti di lavorazione, notevoli quantità di uranio  $^{238}\text{U}$  contenente tracce degli altri isotopi (uranio impoverito), alle quali sono associati non trascurabili costi di smaltimento.

Se si proiettano nel futuro le dinamiche dei prezzi dell'uranio degli ultimi anni e si tiene conto della situazione di squilibrio dell'offerta di CF descritta nel paragrafo 3.1.3, si può prevedere che nel giro di qualche decennio il prezzo alla bocca del pozzo supererà il livello:

$$k_p = 200 \frac{\text{€}}{\text{lb}_U} = 441 \frac{\text{€}}{\text{kg}_U} = \frac{441}{0,0072} \frac{\text{€}}{\text{kg}_{^{235}\text{U}}} = 61,239 \frac{\text{€}}{\text{g}_{^{235}\text{U}}}$$

Se si considerano i contributi del trasporto, delle immobilizzazioni nel segmento della catena fra il pozzo e la centrale (impianti di arricchimento) ed i relativi costi di gestione e smaltimento dell'uranio impoverito, il prezzo di acquisizione dell'uranio arricchito all'ingresso della centrale elettronucleare non potrà essere inferiore a:

$$p_{ii} = k_{ii} = 100 \frac{\text{€}}{\text{g}_{^{235}\text{U}}}$$

La fissione di 1 g di  $^{235}\text{U}$ , contenuta in circa 139 g di uranio grezzo (U) (o in 28,6 g di uranio arricchito al 3,5%), produce circa 24 MWh di energia<sup>80</sup>, nelle seguenti forme:

- Una quota di circa l'85%, cioè circa 20,1 MWh, viene prodotta nella forma di energia cinetica dei prodotti di fissione. Questa quota è quasi completamente convertibile, mediante opportuni fluidi, in energia termica.

<sup>80</sup> [26], pag. 595

- Una quota di circa il 15% viene prodotta sotto forma di emissioni  $\beta$  e  $\gamma$ , inutilizzabili ai fini della produzione di energia elettrica.

Nella centrale elettronucleare, la quota di energia termica prodotta dalla fissione (circa  $20,1 \text{ MWh} / \text{g}_{235\text{U}}$ ) viene intercettata (con opportuni fluidi) e convertita, prima in energia meccanica (con turbine a vapore) e poi in energia elettrica (con alternatori).

Per effetto dei limiti del ciclo termodinamico, l'efficienza complessiva delle due conversioni non può superare il 40%<sup>81</sup>. La centrale produrrà pertanto energia elettrica in ragione di  $8,04 \text{ MWh}_E / \text{g}_{235\text{U}}$  al massimo.

L'incidenza del costo di acquisizione del combustibile sul costo di produzione dell'energia elettrica non potrà, dunque, essere inferiore al valore:

$$k_{2i} = 100 \frac{\text{€}}{\text{g}_{235\text{U}}} = \frac{100 \text{ €}}{8,04 \text{ MWh}_E} = 12,4 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E}$$

Una moderna centrale elettronucleare è destinata a richiedere immobilizzazioni per almeno 3.700 € per ogni kW di potenza elettrica installata.

Considerando un carico medio dell'80%, la centrale produrrebbe ogni anno circa  $7 \text{ MWh}_E / \text{kW}$ , per cui avrebbe una produttività energetica annua del capitale immobilizzato:

$$\rho = \frac{1}{d_i} = \frac{E_{2i}}{L_i} = \frac{7 \text{ MWh}_E / \text{anno}}{(3,7) \text{ k€}} = 1,9 \frac{\text{kWh}_E / \text{anno}}{\text{€}}$$

Il corrispondente valore di  $d_i$  è:

$$d_i = \frac{1}{\rho} = \frac{528,6 \text{ €}}{\text{MWh}_E / \text{anno}}$$

Ipotizzando che  $\tau = 1$  (tecnologia matura<sup>82</sup>), che il ciclo di vita della centrale sia di non più di 30 anni, e che il tasso di interesse annuo sul capitale immobilizzato non sia inferiore al 5%, per cui

$\alpha \geq 0,065051$ , l'ammortamento annuo specifico,  $d_i \cdot (\tau \cdot \alpha(r, n)) = \frac{A_i}{E_{2i}} = a_i$  non potrà essere inferiore

al valore:

$$a_i = d_i \cdot (\tau \cdot \alpha(r, n)) = (528,6 \cdot 0,065051) \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}} = 34,3 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}}$$

Ipotizzando per  $\chi$  un valore non inferiore al 3% del totale del capitale immobilizzato, il costo specifico della gestione della centrale potrebbe essere non inferiore al valore:

$$c_i = d_i \cdot \chi = (528,6 \cdot 0,03) \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}} = 15,8 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E / \text{anno}}$$

Non bisognerebbe mai dimenticare (come colpevolmente si è troppe volte fatto nel passato) i costi di decommissioning della centrale e quelli di messa in sicurezza dei combustibili esauriti (scorie radioattive). Se calcolati tenendo conto dei lunghissimi tempi associati al decadimento radioattivo delle scorie, tali costi sarebbero talmente elevati da rendere il nucleare, come realisticamente è, una tecnologia "fuori mercato". Se accettiamo di considerare, nella stima<sup>83</sup>, soltanto i costi immediati

<sup>81</sup> [26], pag. 607

<sup>82</sup> Nella realtà il livello delle immobilizzazioni per MW continua a crescere, per effetto della illusoria ricerca di standard di sicurezza socialmente accettabili.

<sup>83</sup> La decisione di adottare un criterio così restrittivo è, ovviamente, arbitraria, benché frequente fra i sostenitori dell'industria nucleare. I costi che si calcolano sono la semplice conseguenza dei criteri adottati. Se si adottano criteri restrittivi per ottenere risultati "addomesticati", tali risultati non rappresenteranno i costi effettivi ma soltanto una parte. E' con questi trucchi che l'industria nucleare è abituata a scaricare i costi effettivi sulle future generazioni.

(energia, forza lavoro e infrastrutture per lo smantellamento della centrale e la messa in sicurezza dei materiali nel breve termine), si può stimare che tali costi incidano, su ciascuna unità di energia elettrica prodotta, non meno dei costi di gestione della centrale<sup>84</sup>.

Sommando tutti i contributi, il costo di produzione dell'energia elettrica da nucleare non potrà essere inferiore a:

1.  $k_T = 62,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E}$  Escludendo i costi di decommissioning e di messa in sicurezza delle scorie
2.  $k_T = 78,3 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_E}$  Includendo i costi di decommissioning e di messa in sicurezza delle scorie **a breve termine**

L'incidenza del costo di acquisizione dell'uranio arricchito sul costo di produzione dell'energia elettrica sembrerebbe trascurabile (dal 16 al 20% circa). Tuttavia, in un quadro di pressione della domanda e di progressivo esaurimento dei giacimenti con maggiori concentrazioni di uranio grezzo, l'incremento del costo di produzione dell'uranio grezzo alla bocca del pozzo è ineluttabile. Sul lungo termine, pertanto:

1. il costo di acquisizione dell'uranio è destinato a diventare tutt'altro che trascurabile;
2. i costi di decommissioning e messa in sicurezza delle scorie tenderanno a lievitare perché, in un quadro di proliferazione delle centrali termonucleari, sui costi sociali effettivi si concentrerà la sensibilità della pubblica opinione e dei movimenti ambientalisti.

### 13.2.5.2.6 Tendenze dei costi di produzione dell'energia elettrica da CF e da nucleare. Quadro riepilogativo

Nei paragrafi precedenti abbiamo analizzato ciascuno dei segmenti che, nell'attuale sistema energetico, costituiscono la catena CEE (vedi figura 105). Per ciascuno di tali segmenti abbiamo identificato i parametri che determinano i costi di produzione del  $kWh_E$  e abbiamo cercato di individuare il valore che ciascuno di tali parametri tenderà ad assumere nel medio periodo (20-30 anni).

Nella tabella 63 sono riepilogati i risultati medi che abbiamo ricavato dall'analisi.

		CA	OC	GN	NU	
1)	Costo specifico di acquisizione del combustibile	€/MWh <sub>E</sub>	25,0	130,0	107,1	12,4
2)	Ammortamento annuo specifico	€/MWh <sub>E</sub>	20,9	20,2	10,1	34,3
3)	Costo specifico di gestione	€/MWh <sub>E</sub>	8,9	8,6	4,3	15,8
4)	Costo specifico per la cattura e sequestro della CO <sub>2</sub>	€/MWh <sub>E</sub>	30,0	24,0	20,0	
5)	Costo specifico (a breve) per decommissioning e gestione delle scorie	€/MWh <sub>E</sub>				15,8
Totale		€/MWh <sub>E</sub>	<b>84,8</b>	<b>182,8</b>	<b>141,5</b>	<b>78,3</b>

Legenda	
<b>CA</b>	Carbone
<b>OC</b>	Olio combustibile
<b>GN</b>	Gas Naturale
<b>NU</b>	Nucleare da fissione

**Tabella 63.** Riepilogo dei parametri che, nel medio termine (20-30 anni), determineranno i costi di produzione dell'energia elettrica nei diversi segmenti della catena CEE.

Nei prossimi decenni ciascuna nazione del pianeta si troverà a dover decidere quale mix di energie primarie privilegiare per alimentare i segmenti della propria catena CEE.

<sup>84</sup> Le stime più recenti indicano che lo smantellamento di una centrale termonucleare comporta un consumo energetico dell'ordine del 30% della energia totale prodotta dalla centrale nel corso della sua vita utile.

Come è noto, ferve da decenni una animata discussione in merito al "mix ideale". Purtroppo, le considerazioni che vengono generalmente sviluppate per propugnare l'uno o l'altro "mix ideale" sono per lo più viziate da palesi "conflitti di interesse". Difficile aspettarsi che i sostenitori dell'industria nucleare riconoscano pubblicamente quali sono i costi effettivi del decommissioning, quelli delle polizze di assicurazione contro i rischi di catastrofe ambientale e quelli della messa in sicurezza delle scorie radioattive (a lungo termine).

Comunque, al di là delle perentorie affermazioni dei difensori del fossile e del nucleare, per le ragioni menzionate nel paragrafo 13.2.6, tutte le voci di costo indicate nella tabella 63 sono destinate ad aumentare progressivamente nel tempo. Dunque, i valori indicati in tale tabella devono essere trattati come valori minimi di medio periodo (da qui a 20-30 anni). Nel lungo termine, cioè nell'arco di poche generazioni, infatti:

1. I valori riportati in tabella 63 sono destinati ad essere superati, e non di poco, principalmente per effetto delle dinamiche della voce "costo specifico di acquisizione del combustibile", sulla quale i governi nazionali possono sperare di esercitare qualche controllo solo se i giacimenti ricadono sotto la loro diretta sovranità;
2. Dal momento che la catena CEE può essere alimentata con diversi combustibili CF, il progressivo esaurimento dei giacimenti di petrolio e gas naturale di qualità migliore determinerà uno spostamento della domanda di energia primaria verso il combustibile attualmente meno costoso perché le sue riserve sono più abbondanti (soprattutto carbone), con la conseguenza di farne crescere il "costo specifico di acquisizione" con dinamiche analoghe a quelle sperimentate per petrolio e GN.

### 13.2.5.2.7 Catena CEE del SEIS

Nei paragrafi precedenti abbiamo messo a fuoco i parametri che concorrono a determinare i costi di produzione dell'energia elettrica nei segmenti della catena CEE-CF alimentati con carbone, olio combustibile e gas naturale, nonché nel segmento della catena CEE-NU del dominio "nucleare" (che, com'è noto, nell'attuale sistema energetico alimenta solo la catena CEE).

Nel presente paragrafo metteremo a fuoco, con gli stessi criteri (delineati nel paragrafo 13.2.2), i parametri che concorrerebbero a determinare i costi di produzione dell'energia elettrica nella catena CEE del SEIS.

Se si modella l'intero SEIS, includendo i BP, con l'architettura funzionale di figura 103 e si adottano i parametri introdotti nel paragrafo 13.2.2, le grandezze economiche che caratterizzano i costi di produzione dell'energia elettrica nella catena CEE del SEIS sono legate dalle relazioni (13.2.03f) che riportiamo qui:

$$\begin{cases} E_{2i} = \eta \cdot E_{1i} \\ mon_i = \frac{R_{2i} - (G_i + A_i)}{E_{2i}} = r_{2i} - (\chi + \tau \cdot \alpha(r, n)) \cdot d_i = r_{2i} - \frac{(\chi + \tau \cdot \alpha(r, n))}{\rho_i} \end{cases} \quad (13.2.03f)$$

Come mostra la seconda relazione del sistema (13.2.03f), i parametri che tendono a ridurre il margine operativo netto specifico nella catena CEE del SEIS sono due:

1. Ammortamenti dei capitali immobilizzati nelle infrastrutture del SEIS,  $\tau \cdot \alpha(r, n) \cdot d_i$ ;
2. Costi di gestione delle infrastrutture e dei servizi del SEIS,  $\chi \cdot d_i$ .

Queste due voci dipendono dai parametri:

1.  $d_i$ : densità del capitale immobilizzato nelle infrastrutture del SEIS;
2.  $\chi$ : coefficiente annuo di gestione;
3.  $\alpha(r, n)$ : coefficiente annuo di ammortamento;
4.  $\tau$ : fattore di avanzamento tecnologico.

#### 13.2.5.2.7.1 Grandezze economiche associate alla frazione solare

Come abbiamo visto nel paragrafo 13.2.4.1.2, si può ragionevolmente stimare che entro un decennio l'immobilizzazione  $l_s$  richiesta per le infrastrutture di captazione solari in opera non sarà superiore a:

$$l_s = 3 \text{ €} / W_p$$

Ipotizzando che le immobilizzazioni nelle infrastrutture di captazione solari pesino per almeno il 90% del totale delle infrastrutture della frazione solare del SEIS (che include anche le infrastrutture elettriche di concentrazione verso i NEI e una parte delle infrastrutture ospitate nei NEI<sup>85</sup>), allora le immobilizzazioni complessive imputabili alla frazione solare del SEIS non sarebbero superiori a:

$$l_{Ts} = \frac{3}{0,9} \text{ €} / W_p = 3,4 \text{ €} / W_p$$

Nella tabella 64 sono indicati i valori di produttività energetica annua del capitale immobilizzato,  $\rho_i$ , e di densità specifica del capitale immobilizzato,  $d_i$ , che quel valore di  $l_s$  assicurerebbe in siti a diverse latitudini.

<sup>85</sup> In considerazione della bassa intensità dell'energia solare, le infrastrutture di captazione hanno un peso dominante sul totale delle infrastrutture solari del SEIS.

Latitudine del sito			Stoccolma	Parigi	Roma	Palermo	Il Cairo
Producibilità annua media del sito	$\Pi_c$	h	1.315	1.578	1.753	1.929	2.279
Immobilizzazione richiesta	$l_s$	€/W <sub>p</sub>	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Produttività energetica annua del capitale	$\rho_i$	Wh/anno*€	398	478	531	585	691
Densità di capitale	$d_i$	€/anno/MWh	2.510	2.091	1.882	1.711	1.448

**Tabella 64.** Valori di  $\rho_i$  e  $d_i$  per  $l_s = 3,3 \text{ €/W}_p$  in siti a diverse latitudini

Se ipotizziamo (pessimisticamente) per  $\tau$  il valore  $\tau = 1$ , un ciclo di vita del SEIS "solare" di almeno 25 anni e un tasso di interesse sul capitale immobilizzato non superiore al 5%, allora il valore del coefficiente di ammortamento  $\alpha(r, n)$  non supererà il valore  $\alpha = 0,070952$ , per cui l'ammortamento annuo specifico del SEIS "solare" risulterà, per siti a diverse latitudini, non superiore a:

Latitudine del sito			Stoccolma	Parigi	Roma	Palermo	Il Cairo
Densità di capitale	$d_i$	€/anno/MWh	2.510	2.091	1.882	1.711	1.448
Ammortamento annuo specifico	$a_i$	€/MWh	178,1	148,4	133,6	121,4	102,7

**Tabella 65.** Solare: quota di ammortamento annuo del capitale investito (€/MWh)

Se ipotizziamo che, nel medio-lungo termine,  $\chi$  non potrà superare il valore  $\chi = 0,03$ , allora il costo annuo specifico di gestione del SEIS "solare" non potrà superare il valore:

Latitudine del sito			Stoccolma	Parigi	Roma	Palermo	Il Cairo
Densità di capitale	$d_i$	€/anno/MWh	2.510	2.091	1.882	1.711	1.448
Costo annuo di gestione	$c_i$	€/MWh	75,3	62,7	56,5	51,3	43,4

**Tabella 66.** Costo di gestione annuo (€/MWh)

### 13.2.5.2.7.2 Grandezze economiche associate alla frazione eolica

Come abbiamo visto nel paragrafo 13.2.4.1.1, si può ragionevolmente stimare che nei prossimi decenni l'immobilizzazione  $l_e$  richiesta per le infrastrutture di captazione eoliche in opera non sarà superiore a:

$$l_e = 1.000 \text{ €/kW}_N$$

Ipotizzando che le immobilizzazioni nelle infrastrutture di captazione eoliche pesino per almeno l'80% del totale delle infrastrutture della frazione eolica del SEIS (che include anche le infrastrutture elettriche di concentrazione verso i NEI e una parte delle infrastrutture ospitate nei NEI<sup>86</sup>), allora le immobilizzazioni complessive imputabili alla frazione eolica del SEIS non sarebbero superiori a:

$$l_e = \frac{1.000}{0,8} \text{ €/kW}_N = 1.250 \text{ €/kW}_N$$

Nella tabella 67 sono indicati i valori di produttività energetica annua del capitale immobilizzato,  $\rho_i$ , e di densità specifica del capitale immobilizzato,  $d_i$ , che quel valore di  $l_e$  assicurerebbe in siti con diverse producibilità.

<sup>86</sup> IN considerazione della bassa intensità dell'energia solare ed eolica, le infrastrutture di captazione hanno un peso dominante sul totale delle infrastrutture del SEIS.

Producibilità annua media del sito	$\Pi_e$	h	1.500	2.000	2.500	3.000
Immobilizzazione richiesta	$l_e$	€/kW <sub>N</sub>	1.250	1.250	1.250	1.250
Produttività energetica annua del capitale	$\rho_i$	kWh/anno*€	1,20	1,60	2,00	2,40
Densità di capitale	$d_i$	€/anno/MWh	833	625	500	417

**Tabella 67.** Valori di  $\rho_i$  e  $d_i$  per  $l_e = 1.250 \text{ €/kW}_N$  in siti con diverse producibilità annue

Se ipotizziamo (pessimisticamente) per  $\tau$  il valore  $\tau = 1$ , un ciclo di vita del SEIS "eolico" di almeno 25 anni e un tasso di interesse sul capitale immobilizzato non superiore al 5%, allora il valore del coefficiente di ammortamento  $\alpha(r, n)$  del SEIS eolico non supererà il valore  $\alpha = 0,070952$ , per cui l'ammortamento annuo specifico del SEIS "solare" risulterà, per siti a diverse latitudini, non superiore a:

Producibilità annua media del sito	$\Pi_e$	h	1.500	2.000	2.500	3.000
Densità di capitale	$d_i$	€/anno/MWh	833	625	500	417
Ammortamento annuo specifico	$a_i$	€/MWh	59,13	44,35	35,48	29,56

**Tabella 68.** Eolico: quota di ammortamento annuo del capitale investito (€/MWh)

Se ipotizziamo che, nel medio-lungo termine,  $\chi$  non potrà superare il valore  $\chi = 0,03$ , allora il costo annuo specifico di gestione del SEIS "eolico" non potrà superare il valore:

Densità di capitale	$d_i$	€/anno/MWh	833	625	500	417
Costo annuo specifico di gestione	$c_i$	€/MWh	25,00	18,75	15,00	12,50

**Tabella 69.** Costo di gestione annuo (€/MWh)

### 13.2.5.2.7.3 Costi di produzione della catena CEE del SEIS (in configurazione "ottima")

Come abbiamo visto nel paragrafo 12.2.6, è possibile progettare le infrastrutture di captazione del SEIS in modo da ottimizzare l'efficienza con la quale l'energia elettrica primaria prodotta dai BP viene convertita nelle forme energetiche richieste dagli utenti. A tale scopo, come mostra la tabella 57, è opportuno che alle diverse FER siano assegnate ben definite quote del potenziale produttivo necessario a soddisfare la domanda totale di energia elettrica degli utenti del SEIS.

Assumendo la ripartizione indicata nella tabella 57 e adottando le seguenti ipotesi:

- le infrastrutture di captazione solari sono distribuite in modo che la loro producibilità media è quella di una latitudine intermedia fra Roma e Parigi (quota di ammortamento annuo specifico di 140 €/MWh, costo annuo di gestione di 60 €/MWh);
- le infrastrutture di captazione eoliche sono distribuite in modo che la loro producibilità media è di 2.000 ore (quota di ammortamento annuo specifico di 44 €/MWh, costo annuo di gestione di 19 €/MWh);
- i costi specifici totali di produzione dell'energia elettrica da RUI/scarti di biomasse, per il trattamento dei quali sono necessarie le infrastrutture che realizzano le funzionalità della sezione CCE (vedi figura 102), non potranno essere maggiori dei costi specifici totali di produzione da solare;
- i costi specifici totali di produzione dell'energia elettrica da idraulico e da geotermico non potranno essere maggiori dei costi specifici totali di produzione da eolico.....

..... possiamo concludere (vedi tabella 70) che il costo specifico totale di produzione dell'energia elettrica in un SEIS ottimizzato secondo le quote indicate in tabella 57, non potrà superare il valore di  $102,7 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{E,P}}$ . Su tale costo l'ammortamento annuo specifico delle immobilizzazioni pesa per circa il

70%, l'esercizio delle infrastrutture pesa per circa il 30%.

I valori riportati in tabella 70 sono da considerarsi valori massimi, destinati a diminuire nel lungo periodo, dal momento che i parametri che determinano i costi di produzione del kWh<sub>E</sub> nel SEIS non sono soggetti a vincoli che possano sottrarsi al controllo di un governo a base nazionale che tale controllo intenda esercitare.

		Solare	Eolico	NAC	A	
	<b>Incidenza</b>	<b>%</b>	<b>25,5%</b>	<b>65,9%</b>	<b>3,4%</b>	<b>5,3%</b>
Ammortamento annuo specifico	€/MWh <sub>E</sub>	140,0	44,0	140,0	44,0	
Costo specifico di esercizio	€/MWh <sub>E</sub>	60,0	19,0	60,0	19,0	
<b>Totale</b>	<b>€/MWh<sub>E</sub></b>	<b>200,0</b>	<b>63,0</b>	<b>200,0</b>	<b>63,0</b>	

		Solare	Eolico	RUI&B	Idraul.+ geot.	SEIS	
Ammortamento annuo specifico (pesato)	€/MWh <sub>E</sub>	35,7	29,0	4,8	2,3	<b>71,8</b>	69,9%
Costo specifico di esercizio (pesato)	€/MWh <sub>E</sub>	15,3	12,5	2,0	1,0	<b>30,9</b>	30,1%
<b>Costo specifico totale (pesato)</b>	<b>€/MWh<sub>E</sub></b>	<b>51,0</b>	<b>41,5</b>	<b>6,8</b>	<b>3,3</b>	<b>102,7</b>	100,0%

LEGENDA	
<b>NAC</b>	Geotermico e idraulico ad acqua fluente
<b>A</b>	RUI, scarti di biomasse, idraulico a bacino

**Tabella 70. Stima dei costi di produzione di energia elettrica nella catena CEE del SEIS**

#### 13.2.5.2.7.4 Comparazione dei costi del kWh<sub>E</sub> nel medio periodo

L'analisi sviluppata nei paragrafi precedenti ci ha consentito di stimare le tendenze dei costi di produzione del kWh<sub>E</sub> che i diversi segmenti della catena CEE dell'attuale sistema energetico sperimenteranno nel medio periodo (20-30 anni). Nella tabella 71 sono riepilogati i risultati dei calcoli sviluppati.

Voci di costo specifico			CA	OC	GN	NU	SEIS
1)	Acquisizione del combustibile	€/MWh <sub>E</sub>	25,0	130,0	107,1	12,4	
2)	Ammortamento delle infrastrutture	€/MWh <sub>E</sub>	20,9	20,2	10,1	34,3	71,8
3)	Gestione delle infrastrutture	€/MWh <sub>E</sub>	8,9	8,6	4,3	15,8	30,9
4)	Cattura e sequestro della CO <sub>2</sub>	€/MWh <sub>E</sub>	30,0	24,0	20,0		
5)	Decommissioning e gestione delle scorie (a breve)	€/MWh <sub>E</sub>				15,8	
<b>Totale</b>		<b>€/MWh<sub>E</sub></b>	<b>84,8</b>	<b>182,8</b>	<b>141,5</b>	<b>78,3</b>	<b>102,7</b>

Incidenza percentuale delle voci di costo			CA	OC	GN	NU	SEIS
1)	Acquisizione del combustibile	%	29,5%	71,1%	75,7%	15,8%	
2)	Ammortamento delle infrastrutture	%	24,7%	11,1%	7,1%	43,8%	69,9%
3)	Gestione delle infrastrutture	%	10,4%	4,7%	3,0%	20,2%	30,1%
4)	Cattura e sequestro della CO <sub>2</sub>	%	35,4%	13,1%	14,1%		
5)	Decommissioning e gestione delle scorie (a breve)	%				20,2%	
<b>Totale</b>		<b>%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Legenda			
<b>CA</b>	Carbone	<b>GN</b>	Gas Naturale
<b>OC</b>	Olio combustibile	<b>NU</b>	Nucleare da fissione

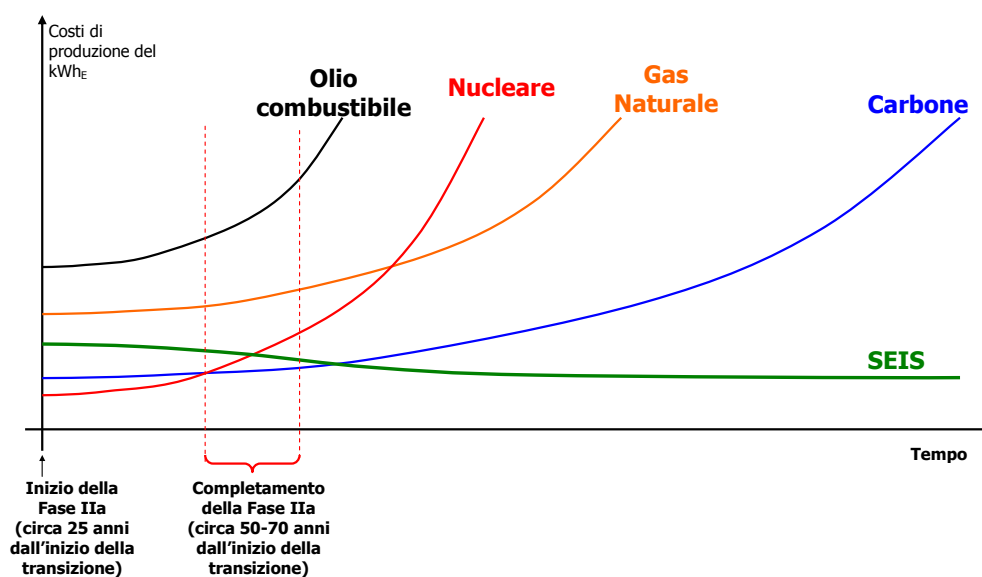
**Tabella 71. Riepilogo dei parametri che, nel medio termine, determineranno i costi di produzione dell'energia elettrica nei diversi segmenti della catena CEE. I valori indicati per il SEIS sono i valori massimi di lungo termine, quelli degli altri segmenti sono i valori minimi di lungo termine.**

Come abbiamo già avvertito, i valori dei parametri relativi ai segmenti CA, OC, GN e NU sono da considerare valori minimi (perché cause strutturali determineranno il loro progressivo aumento nel lungo periodo), mentre quelli del segmento SEIS devono essere considerati valori massimi (perché cause strutturali determineranno la loro progressiva diminuzione nel lungo periodo).

Le considerazioni fin qui svolte permettono di trarre le seguenti conclusioni:

1. Tutti i segmenti della catena CEE del sistema CF (CA, OC, GN):
  - a. soffrono dello stesso handicap "in testa" al segmento, cioè dipendono dalla incerta disponibilità e dai costi crescenti di combustibili i cui giacimenti:
    - sono dislocati in territori che sfuggono al controllo dei governi della maggior parte delle nazioni del pianeta;
    - sono comunque destinati, nel lungo termine, a raggiungere il "picco di produzione".Ne consegue che nessuno di tali segmenti permette una qualunque forma di pianificazione dei costi del kWh<sub>E</sub> nel lungo termine.
  - b. soffrono dello stesso handicap, "in coda" al segmento, perché producono ed immettono nell'atmosfera CO<sub>2</sub> climalterante. La possibilità, teorica, di catturare e sequestrare la CO<sub>2</sub> comporta costi notevoli, massimi per il carbone ma non trascurabili nemmeno per il gas naturale.
2. Il segmento "NU" della catena CEE dell'attuale sistema energetico:
  - a. appare, attualmente, meno soggetto dei segmenti CF, all'handicap "in testa" alla catena, ma è destinato a subire gli stessi effetti dei segmenti CF in prospettiva, non appena si approssimerà il picco produttivo;
  - b. è tutt'altro che esente da handicap "in coda". Esso produce, infatti, scorie altamente radioattive, per la messa in sicurezza delle quali non è ancora stata trovata una soluzione praticabile, e il decommissioning della centrale termonucleare comporta attività lunghe e complesse e la messa in sicurezza di grandi quantità di materiali a bassa radioattività. Se si vuole garantire la neutralità ambientale del segmento NU, il decommissioning e la messa in sicurezza delle scorie radioattive comportano, a lungo termine, costi difficilmente controllabili.
3. Come mostra la tabella 71, fra i segmenti della catena CEE dell'attuale sistema energetico l'incidenza percentuale del costo di acquisizione del combustibile sul costo totale di produzione è massimo per l'olio combustibile e per il gas naturale, sui quali tende, già oggi, a concentrarsi la pressione della domanda, per effetto dei rischi ambientali associati all'uso del carbone e del nucleare. In assenza di alternative, con l'approssimarsi del picco di produzione del petrolio e, successivamente, di quello del gas naturale, la pressione della domanda di energia primaria sarebbe forzata a spostarsi su nucleare e carbone, con l'effetto di far aumentare, anche per tali segmenti, l'incidenza del costo di acquisizione del combustibile sul kWh<sub>E</sub>.
4. La catena CEE del SEIS non presenta né l'uno né l'altro dei due handicap. I governi nazionali che vi siano interessati possono esercitare, in testa alle catene del SEIS, un controllo completo delle FER dalle quali si ricava l'energia elettrica primaria e nulla può sottrarre loro il potere di stabilire le condizioni che assicurino, lungo le catene e in coda alle catene, l'assoluta neutralità del SEIS sull'atmosfera e sull'ambiente.
5. Se il SEIS viene realizzato in configurazione "ottima" (vedi paragrafi 12.2.3.2.1 e 12.2.6), è altamente probabile che, all'inizio della Fase IIb, i costi di produzione del kWh<sub>E</sub> del SEIS si posizionino poco al di sopra dei costi ottimisticamente prevedibili per il kWh<sub>E</sub> da carbone e da nucleare (le due fonti più critiche dal punto di vista ambientale) ma nettamente al di sotto dei costi ottimisticamente prevedibili per il kWh<sub>E</sub> da olio combustibile e da gas naturale, come mostra la tabella 71. E' molto probabile, inoltre, che nei successivi decenni i miglioramenti tecnologici renderanno il kWh<sub>E</sub> prodotto dal SEIS meno costoso anche del kWh<sub>E</sub> da carbone e da nucleare, come mostra (qualitativamente) la figura 105.

6. Come abbiamo visto al paragrafo 13.1, la Fase IIa verrebbe avviata almeno 25 anni dopo l'avvio della Fase I. Alla luce delle considerazioni svolte nei punti precedenti, non sembrano ragionevoli progetti che comportino l'impegno di ingenti risorse in tecnologie CF e/o nucleari, dal momento che, nel volgere di pochi decenni, i segmenti della catena CEE alimentati con CF e/o con combustibili fissili, qualunque sia il mix che venisse adottato, produrranno comunque il kWh<sub>E</sub> a costi maggiori del SEIS.
7. Se si tiene conto della sostanziale neutralità del SEIS sull'atmosfera e sull'ambiente, e si considerano onestamente i costi che la produzione del kWh<sub>E</sub> da CA, OC, GN e NU implicherebbe qualora si volesse anche solo approssimare la neutralità del SEIS rispetto all'atmosfera e all'ambiente<sup>87</sup>, la tabella 71 e la figura 106 mostrano con evidenza inequivocabile che la soluzione SEIS è destinata, nel lungo termine, a risultare la più conveniente anche dal punto di vista economico.



**Figura 106. Andamento prevedibile, nel lungo termine, dei costi di produzione del kWh<sub>E</sub> ricavato da diverse fonti CF e dal nucleare. Per cause strutturali, il costo del kWh<sub>E</sub> prodotto dal SEIS è destinato a diminuire, in contrasto con l'andamento del costo del kWh<sub>E</sub> ricavato da fonti CF e da nucleare.**

<sup>87</sup> Poiché il mercato non è altro che un insieme di norme che delimitano l'universo delle transazioni economiche legalmente consentite agli individui che vi agiscono, l'economicità o meno di una soluzione si può giudicare soltanto alla luce delle norme che regolano il mercato, norme che è compito della politica definire, in nome degli interessi generali di una comunità umana. Se la salvaguardia dell'ambiente è posta come vincolo imperativo dalla volontà politica della comunità umana, l'economicità di una soluzione non potrà essere giudicata che nel quadro di tale vincolo.

### 13.2.5.3 Praticabilità economica della Fase IIb

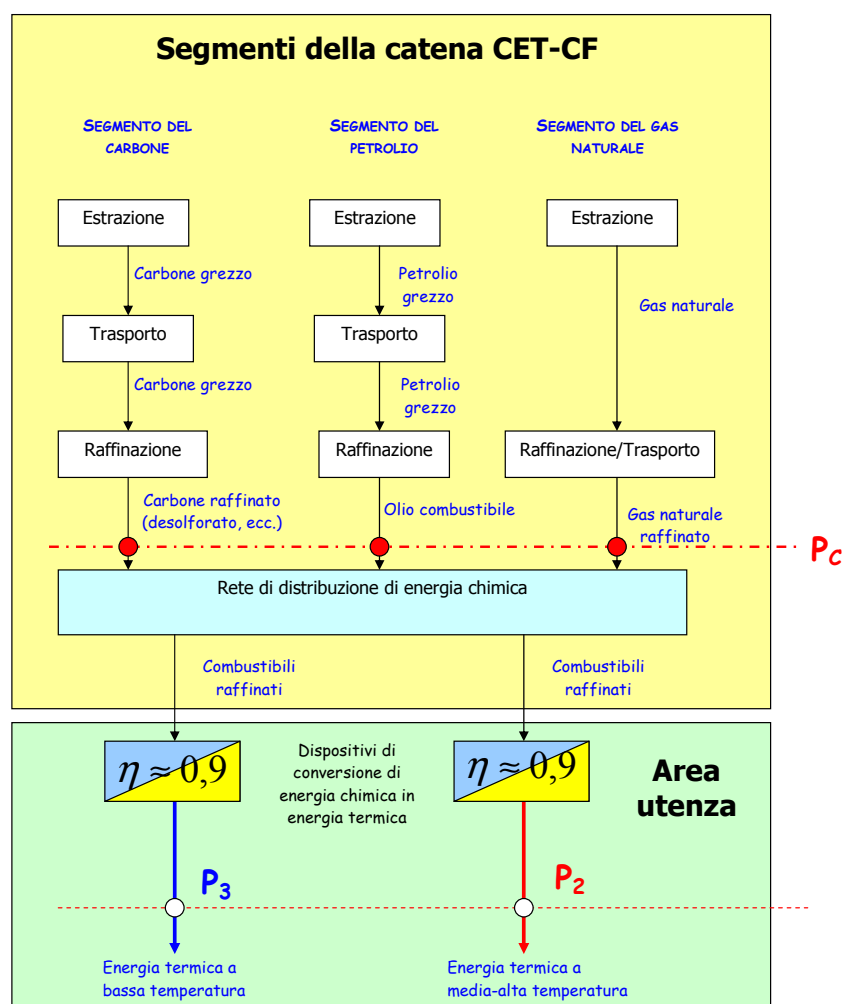
Come abbiamo visto nel paragrafo 13.1.2, la Fase IIb prevede la sostituzione graduale della catena CET-CF (catena dell'energia termica, vedi figura 83), dal pozzo ai punti:

- $P_2$  (erogazione di energia termica ad alta temperatura);
- $P_3$  (erogazione di energia termica a bassa temperatura).

#### 13.2.5.3.1 I segmenti della catena CET-CF

La catena CET-CF è costituita da una molteplicità di segmenti (vedi figura 107), ciascuno dei quali origina da un pozzo (petrolio, carbone, gas naturale) e termina su utenti di due diverse categorie:

1. utenti di energia termica ad alta temperatura (punto  $P_2$  delle figure 83 e 106);
2. utenti di energia termica a bassa temperatura (punto  $P_3$  delle figure 83 e 106).

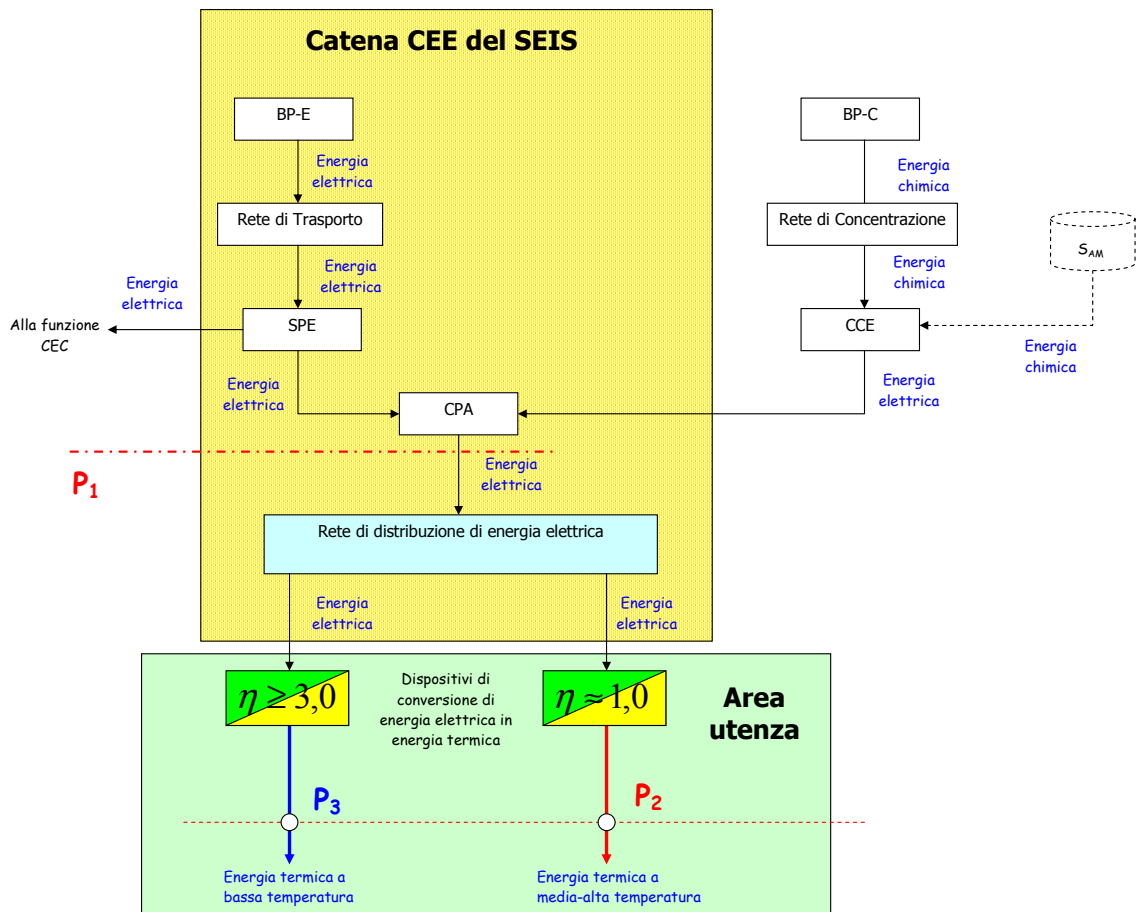


**Figura 107. Segmenti della catena CET-CF. I diversi segmenti producono combustibili raffinati che, come tali, vengono distribuiti agli utenti per mezzo di apposite reti di distribuzione. Presso gli utenti, opportuni dispositivi permettono di trasformare l'energia chimica dei combustibili in energia termica per le diverse applicazioni: riscaldamento degli edifici, cottura dei cibi, processi industriali, ecc. In generale l'efficienza di conversione dell'energia chimica in energia termica è molto elevata**

Nell'area dell'utenza, opportuni dispositivi permettono agli utenti di trasformare l'energia chimica dei combustibili CF in energia termica. La conversione ha normalmente efficienza elevata ( $\eta \approx 0,9$ ).

### 13.2.5.3.2 La catena CEE del SEIS sostituisce la catena CET-CF

Nella Fase Iib tutti i segmenti della catena CET-CF associati alla domanda di energia termica da utenza statica<sup>88</sup> vengono sostituiti dalla catena CEE del SEIS, che è modellizzabile secondo lo schema illustrato in figura 108.



**Figura 108. Modellizzazione della catena CEE del SEIS, dai BP ai punti di riferimento  $P_3$  (erogazione di energia termica BT) e  $P_2$  (erogazione di energia termica AT).**

All'uscita della rete di distribuzione, la catena CEE consegna all'utente energia elettrica. Presso l'utente opportuni dispositivi convertono l'energia elettrica in energia termica a bassa temperatura (pompe di calore) o a media-alta temperatura (sistemi di conversione domestici o industriali). Utilizzando pompe di calore con sonde geotermiche la conversione dell'energia elettrica in energia termica BT viene effettuata con efficienza  $\eta \geq 3$ . Se l'uso di pompe di calore è associato a tecnologie avanzate di isolamento degli edifici e all'uso di pannelli radianti, il fabbisogno di energia termica (e, dunque, di energia elettrica) può essere contenuto entro limiti pressoché compatibili con la capacità di dispacciamento delle reti elettriche di distribuzione esistenti<sup>89</sup>.

<sup>88</sup> Il fabbisogno di energia termica per impieghi mobili (es. posa di asfalto) non è qui considerato, dal momento che la copertura di tale fabbisogno rientra negli obiettivi della Fase I (sostituzione di combustibili ricavati da CF con  $\text{CH}_3\text{OH}$  di sintesi per la catena CMV).

<sup>89</sup> Data una certa latitudine, le caratteristiche di isolamento degli edifici sono definite in funzione del fabbisogno di energia termica BT per il riscaldamento invernale. In base a tale fabbisogno sono considerati di classe C gli edifici con fabbisogno termico annuo nella fascia 50-69  $\text{kWh}_T/\text{m}^2$ , di classe B quelli con fabbisogno termico annuo nella fascia 30-49  $\text{kWh}_T/\text{m}^2$ , di classe A quelli con fabbisogno termico annuo nella fascia 10-29  $\text{kWh}_T/\text{m}^2$ . Ciò significa che, in linea di principio, un appartamento di 200  $\text{m}^2$  di classe B potrebbe essere riscaldato con un consumo annuo di energia termica compreso fra 6.000 e 10.000  $\text{kWh}_T$ , cioè con una potenza termica media (ipotizzando un periodo di riscaldamento di circa 6 mesi) compresa fra 1,4 e 2,3  $\text{kWh}_T$ . Dunque, una pompa di calore con sonda geotermica con efficienza  $\eta=3$  che debba soddisfare il fabbisogno termico di un appartamento di classe B di 200  $\text{m}^2$  potrebbe assorbire (nei sei mesi di riscaldamento) una potenza elettrica media compresa fra 0,5 e 0,8  $\text{kW}_E$ .

La conversione di energia elettrica in energia termica AT è possibile con efficienza  $\eta \approx 1$ .

### 13.2.5.3.3 Il segmento della catena CEE che soddisfa la domanda di energia termica a bassa temperatura (BT)

I segmenti della catena CET-CF illustrati in figura 107 coincidono perfettamente con quelli illustrati in figura 105 fino all'ingresso delle centrali termoelettriche. Pertanto, i costi di acquisizione del combustibile all'ingresso della rete di distribuzione di figura 107 (nei punti  $P_C$  evidenziati con la linea rossa tratteggiata) non potranno differire significativamente da quelli stimati nel paragrafo 13.2.8.2, per il medio periodo, all'ingresso delle centrali termoelettriche. Considerando una efficienza media di conversione in energia termica  $\eta \approx 0,9$ , il costo minimo di acquisizione del combustibile peserebbe, sull'energia termica disponibile presso l'utente, come mostra la tabella 72.

Incidenza (minima) del costo di acquisizione del combustibile CF sul MWh termico ( $MWh_T$ ) all'interfaccia $P_2$ e $P_3$ dell'utente	
CF primario	€/MWh <sub>T</sub>
Carbone	11,1
Olio combustibile	57,8
Gas naturale	66,7

**Tabella 72.** *Stima dell'incidenza del costo di acquisizione dei combustibili CF che alimentano la catena CET-CF sul kWh termico, alle interfacce  $P_3$  e  $P_2$  dell'utente.*

Come mostra la tabella 63, la cattura ed il sequestro della  $CO_2$  prodotta dalla combustione di CF inciderebbe sull'energia termica disponibile alle interfacce  $P_2$  e  $P_3$  degli utenti, in impianti a grande scala (come quelli proposti per le centrali termoelettriche), per valori non inferiori a quelli indicati nella tabella 73.

Costo (minimo) per la cattura e il sequestro della $CO_2$ prodotta dalla combustione dei CF	
CF primario	€/MWh <sub>T</sub>
Carbone	17,8
Olio combustibile	10,7
Gas naturale	12,4

**Tabella 73.** *Stima dell'incidenza dei costi per la cattura e sequestro della  $CO_2$  sul kWh termico prodotto alle interfacce  $P_2$  e  $P_3$  dell'utente, in impianti a grande scala e trascurando la dispersione delle utenze su territori estesi*

Come abbiamo visto nel paragrafo 13.2.8.2.7, all'ingresso della rete di distribuzione della catena CEE del SEIS (punto  $P_1$  di figura 108), il costo di produzione dell'energia elettrica è stimabile, nel medio periodo, ad un valore non superiore a  $102,7 \text{ €} / kWh_E$ .

Se consideriamo che:

1. L'inizio della Fase IIb è previsto ad almeno 25 anni dall'inizio della transizione al SEIS, quando, con elevata probabilità, il picco di produzione del petrolio sarà stato raggiunto e superato, per cui la produzione di energia termica a bassa temperatura presso gli utenti nel paradigma CF sarà, ancor più di oggi, monopolizzata dal GN;
2. Nel paradigma CF il GN viene consegnato agli utenti tramite una rete di distribuzione che richiede elevate immobilizzazioni e comporta notevoli costi di gestione;
3. La rete di distribuzione dell'energia elettrica richiede immobilizzazioni e implica costi di gestione (per unità di energia trasferita all'utente) notevolmente inferiori rispetto a quelli associati alla rete di distribuzione del GN;

4. L'efficienza di conversione dell'energia elettrica in energia termica BT con pompe di calore con sonde geotermiche è migliore di un fattore almeno 3 dell'efficienza di conversione del GN in energia termica BT con le migliori caldaie;
5. Nel medio termine, la produzione di energia termica da CF imporrebbe la cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>, operazione tecnicamente impraticabile ed economicamente proibitiva, se si considera il grande numero di impianti periferici di conversione di energia chimica in energia termica (caldaie e impianti industriali in funzione nell'area dell'utenza) ....

..... possiamo concludere che, nella Fase IIb, il gestore del SEIS avrebbe ampi margini per assicurare all'utenza, nel punto P<sub>3</sub> di figura 108, un prezzo unitario dell'energia termica BT inferiore a quello che potrebbe essere offerto, nel medio-lungo termine, dal dominio CF dell'attuale sistema energetico. E' opportuno tenere presente che il quadro qui delineato implica, lato utente, immobilizzazioni non trascurabili (circa 1.500 €/ab.) per sostituire con pompe di calore le caldaie alimentate con combustibili CF<sup>90</sup>. L'ammortamento di tali immobilizzazioni deve essere considerato fra i vincoli che il gestore del SEIS deve soddisfare nella definizione del prezzo effettivo del kW<sub>E</sub> all'utente finale. A rigor di logica, peraltro, le immobilizzazioni che la transizione al SEIS addosserebbe all'utente andrebbero confrontate con le immobilizzazioni che gli utenti dovrebbero affrontare, nello scenario CF, per azzerare gli effetti climalteranti provocati dalle emissioni di CO<sub>2</sub> dei loro dispositivi di conversione di energia chimica in energia termica.

#### **13.2.5.3.4 Il segmento della catena CEE che deve soddisfare la domanda di energia termica a media-alta temperatura (AT)**

Tenendo conto che:

1. Nel medio periodo, per le ragioni menzionate nel paragrafo precedente, nello scenario CF le applicazioni AT sarebbero alimentate in parte con carbone e in parte con GN;
2. Nello scenario SEIS l'efficienza di conversione dell'energia elettrica in energia termica AT non differirebbe significativamente dall'efficienza di conversione del carbone e del GN in energia termica AT nello scenario CF;

possiamo concludere che, con elevata probabilità, nel medio periodo non sussisterebbero le condizioni economiche che consentirebbero al gestore del SEIS di praticare, nel punto P<sub>2</sub> di figura 107, un prezzo unitario dell'energia termica AT inferiore a quello che potrebbe essere offerto dal dominio CF dell'attuale sistema energetico. La situazione, ovviamente, muterebbe nel lungo periodo, per le ragioni evidenziate in figura 106.

Tuttavia:

1. Si può stimare con elevata confidenza che la domanda di energia CF per la produzione di energia termica AT sia destinata a permanere una frazione relativamente piccola della domanda totale di energia elettrica che il SEIS dovrebbe soddisfare (nella tabella 43 abbiamo stimato che questa frazione sia attualmente nell'ordine del 15%);
2. Prezzi elevati dell'energia termica AT favorirebbero, presso gli utenti, lo sviluppo di processi industriali tecnologicamente più evoluti, che renderebbero possibile la riduzione progressiva della domanda di energia termica AT (processi che richiedano temperature inferiori, maggiore efficienza nell'uso dell'energia termica, ecc.);

---

<sup>90</sup> Come già anticipato in precedenza, le immobilizzazioni associate all'isolamento avanzato degli edifici dovrebbero essere sostenute anche nello scenario CF, per cui non sono qui menzionate fra le immobilizzazioni che, per effetto della transizione al SEIS, sarebbero a carico dell'utente.

3. L'uso dell'energia elettrica presenta vantaggi significativi rispetto all'uso di energia chimica da CF (maggiore compattezza e minor costo degli impianti di conversione, assenza di problematiche relative all'inquinamento, maggiore durata del ciclo di vita degli impianti, ecc.);
4. Nel medio termine, la produzione di energia termica ad alta temperatura da CF imporrebbe comunque la cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>, operazione materialmente impensabile, oltre che economicamente proibitiva per gli utilizzatori dell'energia termica, dal momento che gli impianti periferici di conversione di energia chimica in energia termica ad alta temperatura sono distribuiti in grande numero su territori molto estesi.

#### **13.2.5.3.5 Conclusioni**

L'analisi sviluppata nei paragrafi precedenti ci permette di concludere che, nella Fase IIb della transizione al SEIS, il gestore del nuovo sistema energetico:

1. avrebbe ampi margini per offrire agli utenti energia termica BT a prezzi uguali o inferiori a quelli che, per questo tipo di energia, sarebbero praticabili nello scenario CF;
2. non potrebbe, nel medio periodo, offrire agli utenti energia termica AT a prezzi concorrenziali con quelli praticabili nello scenario CF, se dovesse accettare il vincolo di profittabilità anche sulla domanda di energia termica AT.

Tenuto conto che la domanda di energia termica AT ha una incidenza limitata sul totale della domanda di energia, che essa si può comprimere forzando lo sviluppo di nuove tecnologie, che la domanda di energia termica AT proviene per lo più da utenti industriali, che i combustibili CF sono comunque destinati ad esaurirsi nel lungo termine, che non vale la pena impostare un costoso piano di cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> per neutralizzare gli effetti climalteranti degli impianti di produzione di energia termica AT da CF, si potrebbe concludere che sia comunque vantaggioso, sul piano politico generale, perseguire, entro la fine della fase IIb, la messa in obsolescenza forzata delle catene di distribuzione dei combustibili CF destinati alla produzione di energia termica AT, in parallelo alla obsolescenza forzata dei corrispettivi sistemi di conversione degli utenti.

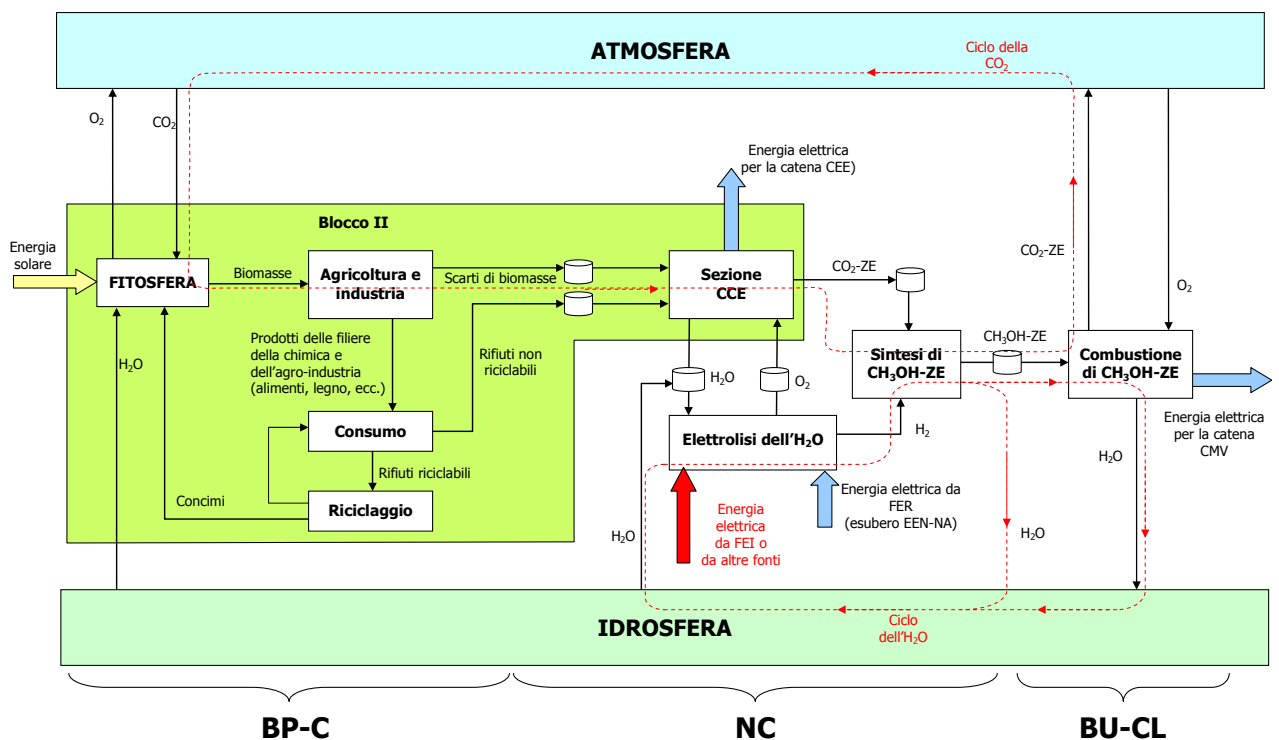
Lo scopo potrebbe essere raggiunto con una politica fondata su due pilastri:

1. modulazione dei prezzi del kW<sub>E</sub> destinato alla produzione di energia termica AT, nell'arco di alcuni decenni;
2. normative appropriate, con respiro di alcuni decenni, per favorire la transizione dell'utenza termica AT dallo scenario CF al SEIS.

### 13.2.5.4 Apertura del SEIS

L'architettura del SEIS soddisfa il vincolo di apertura indicato nel paragrafo 5.1 (punto 8). Infatti, se, in futuro, sarà possibile risolvere i problemi tecnici associati alla produzione di energia da altre FER (es. maree, moto ondoso degli oceani, ecc.) oppure da fonti intrinsecamente illimitate (FEI, ad esempio energia elettrica da fusione nucleare), e se l'economicità ed il rispetto dei vincoli ambientali renderanno possibile e vantaggioso l'utilizzo di energia elettrica da tali fonti, il raccordo fra il SEIS e i generatori di energia elettrica da altre fonti sarà realizzabile senza particolari criticità (vedi architettura di massima di figura 9). Infatti:

1. Il raccordo con le catene CEE e CMV del SEIS è realizzabile direttamente a livello di NEI, attestando l'uscita di ciascun elettrogeneratore da FEI alla funzione SPE del blocco CNE (vedi figure 92-97).
2. La disponibilità tecnica di elettrogeneratori da FEI creerebbe le premesse per programmare l'obsolescenza delle residue centrali termoelettriche del SEIS, per cui l'architettura della catena CMV di figura 102 verrebbe ad assumere la nuova configurazione illustrata in figura 109. Se gli elettrogeneratori da FEI assicurano l'economicità del  $kW_E$  ed il rispetto dei vincoli ambientali, essi potranno gradualmente rimpiazzare non soltanto il parco residuo di centrali termoelettriche da CF, ma anche l'intera infrastruttura di captazione da FER. Se gli elettrogeneratori da FEI assicurano il rispetto dei vincoli ambientali ma non l'economicità del  $kW_E$ , essi potranno rimpiazzare soltanto il parco residuo di centrali termoelettriche da CF, cioè svolgere unicamente la funzione di copertura dei picchi della domanda CEE.



**Figura 109.** Possibile evoluzione dell'architettura della catena CMV del SEIS in caso di disponibilità di FEI (fonti di energia illimitate). L'energia elettrica da FEI, attraverso la funzione SPE dei nodi del SEIS, viene impiegata per l'elettrolisi dell'acqua (in tandem con l'energia elettrica da FER). Sotto opportune condizioni (rispetto dei vincoli ambientali), la disponibilità di FEI renderebbe superflua la sopravvivenza delle centrali termoelettriche da CF residue (vedi figura 102).

## 13.3 Strategia di transizione al SEIS: gli aspetti politici

Nel paragrafo 5.1 abbiamo enunciato un insieme di requisiti che un generico SEIS dovrebbe soddisfare. Nei capitoli 6, 7, 8 e 9 abbiamo identificato una architettura del SEIS a base metanolo (SEIS CH<sub>3</sub>OH) con caratteristiche tali da:

1. soddisfare i requisiti enunciati al paragrafo 5.1;
2. essere praticabile in gran parte con tecnologie già mature e, per una piccola parte, con tecnologie già oggi in avanzato stadio di sviluppo.

Nei capitoli 11 e 12 abbiamo delineato le coordinate dimensionali che un SEIS CH<sub>3</sub>OH globale dovrebbe avere per soddisfare, a livello mondiale, una domanda energetica pro-capite con un profilo "europeo occidentale" in un quadro di "moderato risparmio energetico" ("domanda energetica target").

Nel paragrafo 13.1 abbiamo delineato una strategia di transizione graduale al SEIS CH<sub>3</sub>OH, tenendo conto del requisito 7 del paragrafo 5.1.

Nel paragrafo 13.2 abbiamo verificato che, in un ben definito quadro di ipotesi macroeconomiche e politiche, la transizione graduale al SEIS CH<sub>3</sub>OH risulterebbe:

1. per gli utenti del SEIS: economicamente vantaggiosa e finanziariamente praticabile;
2. per il gestore del SEIS: finanziariamente auto-sostenibile prima che sia completata la Fase I.

Nel paragrafo che segue esploreremo, a grandi linee, il quadro macroeconomico e politico che renderebbe praticabile e vantaggiosa la transizione al SEIS e valuteremo le implicazioni che tale quadro avrebbe sulle coordinate economico-politiche del mondo attuale e sulle loro evoluzioni prevedibili.

### 13.3.1 Vincoli generali del SEIS. Implicazioni.

Come abbiamo visto nel paragrafo 12.3 (limitato potenziale produttivo delle FER) e nel paragrafo 13.2 (costi di produzione dell'energia da CF crescenti nel tempo, costi di produzione dell'energia da SEIS decrescenti nel tempo) la sostenibilità di lungo termine del SEIS pone un insieme di vincoli generali, di carattere essenzialmente politico:

#### 1. **Controllo demografico e/o limitazione dei consumi.**

Come abbiamo visto nei paragrafi 12.2 e 12.3, un SEIS che debba soddisfare la domanda energetica target per una popolazione antropica planetaria attorno ai 6 miliardi di individui, richiederebbe una densità molto elevata delle infrastrutture di captazione, il che implicherebbe l'occupazione di porzioni del territorio, la disponibilità di stock definiti di scarti di biomasse e, soprattutto, la disponibilità di enormi quantità di materiali, soggetti a sostituzione periodica al termine di ciascun ciclo di vita.

L'idea che sia possibile aumentare indefinitamente la densità delle infrastrutture di captazione per soddisfare una maggiore domanda pro-capite o una maggiore popolazione planetaria si scontra con i limiti dell'estensione del territorio disponibile, con la finitezza dello stock planetario di materiali e con i limiti dei processi di riciclaggio dei materiali stessi.

Pertanto, la transizione al SEIS e la sua sostenibilità nel lungo termine implicano, come condizione necessaria, che lo sviluppo della popolazione antropica del pianeta e/o il consumo energetico pro-capite siano vincolati a non superare soglie ben definite (soglie di omeostaticità).

Quanto più grande sarà la popolazione antropica (in condizioni di omeostaticità), tanto più basso sarà il consumo energetico pro-capite al quale dovranno essere soggetti gli abitanti del pianeta.

## 2. **Garanzie per il rientro degli investimenti.**

Come abbiamo visto nel paragrafo 12.2.6.10 e 13.2, l'implementazione del SEIS richiede ingenti immobilizzazioni. Abbiamo visto, inoltre, che, in conseguenza della bassa produttività specifica delle FER, nel SEIS il ciclo di ritorno dell'investimento è particolarmente lungo (difficilmente comprimibile al di sotto dei 20 anni circa).

Abbiamo visto, infine, che la realizzazione della transizione al SEIS è finanziariamente sostenibile solo se il gestore del SEIS potrà praticare, per l'energia consegnata (nelle sue varie forme) all'utente, prezzi non inferiori a opportune soglie (soglie di profittabilità), e che tali soglie dipendono unicamente dall'entità delle immobilizzazioni e dai costi di gestione delle infrastrutture del SEIS in campo.

Pertanto, affinché le immobilizzazioni associate all'implementazione del SEIS abbiano luogo, dovranno essere create le condizioni tecniche per la loro profittabilità sull'intero ciclo di ritorno dell'investimento.

La probabilità che le due condizioni sopra descritte si instaurino spontaneamente è praticamente nulla. A una speranza così esile ci si può aggrappare soltanto se si confida in una qualche forma di provvidenza (sia essa la miracolosa "mano invisibile del mercato", la benevolenza di un ente metafisico, o le "magnifiche sorti e progressive" delle moderne tecnologie). Ma non sembra razionale affidare il destino dell'intera umanità a probabilità così evanescenti.

Nel seguito, pertanto, esploreremo gli scenari nei quali potrebbero essere assunte decisioni politiche consapevoli, frutto di un progetto, intese a creare quelle due condizioni.

Com'è ovvio, l'ideale sarebbe che tali decisioni politiche fossero assunte a scala mondiale, e che vi fosse data esecuzione sotto il controllo di una autorità politica investita di piena sovranità democratica alla stessa scala. Ammesso, e non concesso, che ciò sia mai possibile in un lontano futuro, dobbiamo prendere atto che non è praticabile alla scala dei tempi imposti dall'urgenza della transizione al SEIS.

### **13.3.2 Politiche per l'estensione territoriale del SEIS**

Preso atto che, alla scala dei tempi imposta dall'emergenza ambientale, è impossibile raggiungere un accordo "pro-transizione" a scala mondiale, l'approccio obbligato è l'avvio e la gestione di una transizione al SEIS a scala regionale ("transizione regionale"), cioè su una parte del territorio planetario che identificheremo, d'ora in poi, con il termine "regione SEIS"<sup>91</sup>.

Sfortunatamente, lo scenario che si apre di fronte a una coalizione di nazioni che intenda dare avvio alla transizione ("coalizione SEIS") in una specifica regione ("regione SEIS") presenta i caratteri tipici della "tragedy of commons" che abbiamo sommariamente anticipato nel paragrafo 2.4.

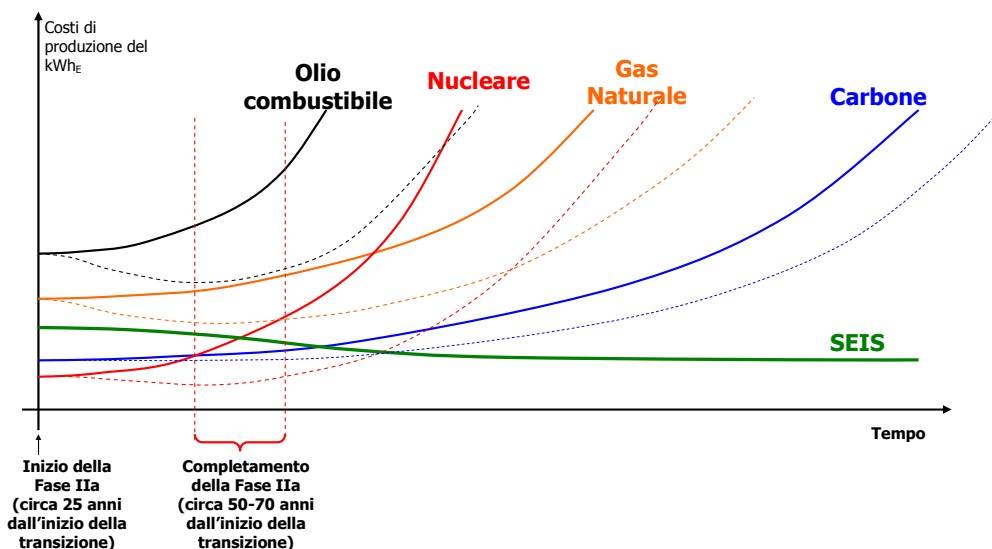
Con l'avvio della transizione, infatti, la regione SEIS ridurrà gradualmente fino a zero il proprio consumo di CF, con l'effetto di contrastare simultaneamente gli effetti sia del primo handicap del sistema CF (picco di produzione) sia del secondo handicap (emissioni di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera terrestre). Gli oneri per ridurre il consumo di CF (cioè le immobilizzazioni necessarie per l'implementazione del SEIS regionale) sono esclusivamente a carico della coalizione SEIS, mentre gli effetti sono indivisibili, cioè avvantaggiano sia le parti che aderiscono alla coalizione SEIS ("Parti SEIS") che le parti che non aderiscono alla coalizione ("Parti extra-SEIS"). La ripartizione dei vantaggi e degli oneri, tuttavia, è soggetta a dinamiche che dipendono sia dal tempo, sia dall'estensione della regione SEIS.

---

<sup>91</sup> La regione SEIS dovrebbe avere i caratteri di continuità territoriale e di grande estensione territoriale (ad esempio la regione europea nel suo complesso). Dovrebbe avere, inoltre, una consolidata pratica di accordi politici per la protezione dell'ambiente e della coesione sociale. Questi caratteri, infatti, favorirebbero il raggiungimento, in tempi accettabili, di accordi equi per l'avvio ed il consolidamento della transizione a scala regionale.

Dalla tabella 74 possiamo ricavare il quadro riepilogativo dei fattori che governano tali dinamiche:

1. I vantaggi che, grazie agli oneri che le parti SEIS si assumono, derivano dalla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (in coda alle catene CF) sono indivisibili, cioè non si può evitare che siano goduti anche dalle parti extra-SEIS.  
La riduzione delle emissioni sarà tanto più efficace sull'ambiente condiviso (l'atmosfera planetaria) quanto più estesa sarà la regione SEIS e quanto più rapidamente si completerà la transizione nella regione SEIS.
2. Il mix di vantaggi che, grazie agli oneri che la coalizione SEIS si assume, deriva dalla riduzione della domanda CF (in testa alle catene CF), cioè dalla riduzione dei prezzi dei CF (almeno nel breve-medio termine) e dall'allontanarsi nel tempo dei picchi di produzione (vedi figura 110):
  - a. All'inizio della transizione tende a ripartirsi egualmente fra le parti SEIS e le parti extra-SEIS;
  - b. Con l'avanzamento della transizione, tende a ripartirsi progressivamente più a favore delle parti extra-SEIS (almeno finché non sia prossimo un picco di produzione CF);
  - c. Quando i picchi di produzione CF saranno ormai prossimi, tenderà ad azzerarsi per tutte le parti.
3. Gli oneri associati allo sviluppo del SEIS sono a carico esclusivamente delle parti SEIS.
4. Gli oneri associati all'acquisizione di CF:
  - a. per le parti SEIS sono sopportati soltanto (e in misura decrescente) fino al completamento della transizione, dopo la quale cessano del tutto;
  - b. per le parti extra-SEIS sono sopportati sia durante che dopo la transizione e diventano critici con l'approssimarsi dei picchi di produzione dei CF, al punto da provocare vere e proprie crisi economiche e politiche nelle regioni extra-SEIS.



**Figura 110.** *Andamento qualitativo prevedibile dei costi di produzione del kWh<sub>e</sub> ricavato da diverse fonti CF, dal nucleare da fissione e da SEIS nell'ipotesi che la transizione al SEIS sia avviata da una coalizione di nazioni. La minore pressione sulle riserve CF residue (particolarmente sui CF più vicini al picco di produzione) determina, nel breve-medio periodo, la diminuzione dei costi di acquisizione del combustibile e ritarda nel tempo l'effetto di "impennamento" di tali costi di acquisizione (linee tratteggiate).*

Il quadro brevemente delineato indica che i vantaggi di lungo termine della "cooperazione" (cioè dell'adesione alla coalizione SEIS) giustificano ampiamente l'assunzione degli oneri associati a tale "cooperazione". Nel breve-medio periodo, tuttavia, le asimmetrie con le quali si distribuiscono oneri e vantaggi tendono a premiare strategie parassitarie. Inoltre, mentre l'allargamento della coalizione SEIS esalta gli effetti desiderati di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (handicap II), quello stesso

allargamento esalta gli effetti indiretti, cioè la riduzione della domanda di CF ( handicap I), la conseguente riduzione dei costi di acquisizione dei CF e l'allontanamento dei picchi di produzione nel tempo.

Dunque, nel breve-medio periodo, l'allargamento della regione SEIS (che coincide con il restringimento della regione extra-SEIS) accentua contemporaneamente:

1. i vantaggi comuni che la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> arreca sia alle parti SEIS sia alle parti extra-SEIS;
2. i vantaggi che il contenimento dell'handicap I arreca principalmente alle parti extra-SEIS.

Le "regole del gioco" che sembrano delinearsi, pertanto, consentono di concludere che le parti extra-SEIS hanno un interesse (parassitario) a restringere la regione extra-SEIS. Poiché, per ipotesi, le parti SEIS avvieranno la transizioni a seguito di una decisione politica, mentre le parti extra-SEIS potrebbero rifiutare di aderire alla coalizione SEIS per interessi economici parassitari a breve-medio termine, appare chiaro che le dinamiche sopra descritte:

1. incoraggiano il consolidamento della coalizione SEIS, perché:
  - a. le parti che vi aderiscono hanno interessi comuni;
  - b. l'allargamento del territorio della regione SEIS migliora l'efficienza con la quale l'energia prodotta viene utilizzata dagli utenti (vedi paragrafo 12.3);
2. scoraggiano il consolidamento di una eventuale coalizione extra-SEIS (perché le parti che vi potrebbero aderire hanno interessi contrastanti).

Considerando che il primo picco di produzione (quello del petrolio) è ormai prossimo, affinché la coalizione SEIS possa completare la transizione prima che il primo picco di produzione CF inneschi crisi politiche incontrollabili, le parti SEIS dovrebbero sfruttare a fondo le conseguenze della asimmetria delle "regole del gioco" sopra descritte e trovare il modo di rafforzare ulteriormente il loro effetto agendo sulle grandezze soggette al loro controllo, allo scopo di rendere le tentazioni "parassitarie" meno vantaggiose anche sul breve-medio termine.

In altre parole, per non subire un ingiusto handicap sul terreno di gioco, la coalizione SEIS potrebbe trovare opportuno riappropriarsi dei poteri necessari a inibire almeno gli effetti negativi che le politiche parassitarie delle parti extra-SEIS (sulle quali la coalizione SEIS non può esercitare alcun controllo) provocherebbero sui mercati interni della regione SEIS. Insomma, la coalizione SEIS potrebbe essere costretta a rivendicare il proprio diritto a riappropriandosi della piena sovranità sui vettori di tali effetti negativi (flussi di merci, capitali e forza lavoro attraverso le frontiere esterne), allo scopo di salvaguardare le prospettive di successo della propria politica all'interno della regione SEIS.

Non si tratterebbe della fine del libero commercio internazionale, ma della sua subordinazione al rispetto degli interessi generali, come è universalmente accettato per tutte le libertà individuali, quando esse vengano esercitate non su un'isola deserta ma all'interno di un qualunque gruppo umano<sup>92</sup>.

---

<sup>92</sup> Una campagna ideologica che si è dispiegata per decenni ha contribuito ad associare indissolubilmente due concetti che indissolubili sono solo in apparenza: libertà e mercato. Siamo talmente abituati a pensare alla libertà come a un bene primario associato all'individuo che i termini "libero mercato", "libera circolazione delle merci", "libera circolazione dei capitali" e "libera circolazione dei flussi migratori" sono istintivamente percepiti con valenza positiva ed ogni vincolo politico a tali circolazioni viene percepito come una limitazione delle libertà individuali. Purtroppo le associazioni del concetto di "libertà" con i concetti di "mercato", "capitali" e "forza lavoro" sono esempi particolarmente raffinati di vuoti sofismi. E' noto che gli individui della specie umana hanno scarsa probabilità di sopravvivere se non all'interno di gruppi umani più o meno estesi. E' altrettanto noto che la salvaguardia di un gruppo umano (la cui continuità è un bene primario per gli individui che ne fanno parte, perché ne migliora nettamente le probabilità di sopravvivenza) è affidata alla saggezza delle norme che delimitano l'area dei comportamenti ammissibili dei suoi membri. A tutela della continuità del gruppo, le norme che i suoi membri sono chiamati a rispettare tendono a premiare i comportamenti individuali cooperativi e scoraggiare i comportamenti individuali distruttivi o parassitari. In altre parole, i gruppi umani sono forzati, per difendere la propria continuità, a disboscare l'area delle libertà "teoriche" degli individui che ne fanno parte ("teoriche" perché l'individuo, isolato dal gruppo umano, non potrebbe facilmente esercitarle, dal momento che la sua sopravvivenza sarebbe assai meno probabile), cioè a limitare quelle libertà

Questo vincolo non dovrebbe suscitare scandalo, se pensiamo al punto di vista espresso, in proposito, dal premio Nobel per l'Economia Joseph Stiglitz [34]: «... nel caso del riscaldamento globale le prove sono così schiaccianti che per i paesi che non si attengono alle decisioni internazionali che prescrivono una riduzione delle emissioni di gas serra, come gli Stati Uniti, dovrebbero essere presi provvedimenti nel campo delle sanzioni commerciali».

### **13.3.2.1 Transizione regionale. Piattaforma politico-ideale.**

A sostegno della propria politica, la coalizione SEIS può mettere in campo argomenti di grande impatto persuasivo, una vera e propria piattaforma politico-ideale, destinata a suscitare formidabili movimenti a favore della transizione all'interno di ciascuna delle nazioni che dovessero optare, inizialmente, per strategie parassitarie. Accenniamo brevemente ai tre principali.

#### **13.3.2.1.1 Sovraordinamento degli imperativi di protezione dell'ambiente**

***Intraprendendo azioni concrete ed efficaci per invertire la deriva verso il caos climatico, la coalizione SEIS difende interessi generali dell'umanità (attuale e futura), cioè obbedisce a imperativi intrinsecamente sovraordinati.***

La sostenibilità della biosfera è condizione necessaria per la sostenibilità della specie umana. A sua volta, la sostenibilità della specie umana è condizione necessaria per la sostenibilità delle moderne strutture sociali e di tutte le loro espressioni (incluse le libertà degli individui, delle quali fa parte la libertà individuale di commercio). Queste relazioni di necessità sono vere solo se lette nella giusta direzione (biosfera->specie umana->moderne strutture sociali->libertà individuali), mentre sono false in direzione opposta (la sostenibilità della specie umana è teoricamente possibile, benché con densità di popolazione notevolmente più bassa, anche in assenza delle moderne strutture sociali). La sostenibilità delle libertà individuali, insomma, dipende dalla sostenibilità di ciascuno dei livelli sottostanti nella piramide delle relazioni di implicazione.

Se queste relazioni di implicazione sono vere, le norme che assicurano le condizioni di sostenibilità di un livello della piramide devono avere, sul piano giuridico, lo status di norme prevalenti, cioè intrinsecamente sovraordinate, rispetto alle norme che assicurano le condizioni di sostenibilità dei livelli sovrastanti.

Così, le norme che assicurano le condizioni di sostenibilità della biosfera (o quelle che assicurano le condizioni di sostenibilità delle moderne strutture sociali), devono avere carattere di prevalenza rispetto alle norme che assicurano le condizioni per il godimento delle libertà individuali, inclusa la libertà individuale di commercio<sup>93</sup>.

---

individuali che, se esercitate all'interno del gruppo, violano la libertà degli altri membri del gruppo, e ad ammetterne un sottoinsieme compatibile con l'imperativo della continuità del gruppo. Dunque, gli individui possono sopravvivere solo accettando una limitazione alle proprie libertà teoriche, allo scopo di salvaguardare la continuità del gruppo, che è, in ultima istanza, una condizione necessaria per il godimento di qualunque libertà individuale non teorica. La libertà totale dell'individuo, in realtà, coinciderebbe con la distruzione del gruppo sociale, cioè con la pressoché certa morte dell'individuo (e quindi, anche, della sua libertà "totale" ma teorica). Non diversamente dalle altre libertà individuali, la libertà di commercio non può sottrarsi alle delimitazioni che la rendano compatibile con l'imperativo della continuità dei gruppi umani (società e nazioni) e con la sopravvivenza della biosfera.

<sup>93</sup> Negli ultimi decenni si è fatta una notevole confusione sulle condizioni di sostenibilità del libero commercio globale. Un libero mercato globale che si sviluppi in assenza di un "contenitore politico" sostenibile non può essere sostenibile.

### **13.3.2.1.2          Prevenzione delle crisi politiche indotte dal picco di produzione CF**

***La transizione al SEIS assicura la sopravvivenza delle moderne strutture sociali (all'interno della regione SEIS) perché previene la crisi politica che verrà innescata dai picchi di produzione dei CF.***

Poiché fanno parte dello stock planetario, tutti i CF sono ineluttabilmente destinati a raggiungere, quale prima quale dopo, il picco di produzione. Se, quando uno dei picchi si avvicinerà, non sarà stata predisposta, con adeguato anticipo, una soluzione alternativa (all'uso di quello specifico CF), sarà inevitabile una crisi politica potenzialmente catastrofica.

Come abbiamo visto nel paragrafo 3.1.3, lo stato delle riserve accertate indica che il picco di produzione più prossimo è quello del petrolio, seguirà quello del gas naturale (e del combustibile fissile <sup>235</sup>U), infine quello del carbone. La transizione al SEIS è uno strumento adeguato a prevenire quelle crisi politiche. Salvaguardando le condizioni per la sopravvivenza delle moderne strutture sociali (all'interno della regione SEIS), la transizione salvaguarda anche, per conseguenza, le condizioni per il godimento delle libertà individuali (all'interno della regione SEIS). Ovviamente la coalizione SEIS non potrà avere alcuna responsabilità in merito alle crisi politiche che i picchi di produzione dei CF potranno innescare all'esterno della regione SEIS<sup>94</sup>. L'intera responsabilità e i relativi rischi e costi non potranno che ricadere sui governi delle regioni extra-SEIS.

### **13.3.2.1.3          Irrazionalità delle alternative**

***L'accanimento terapeutico sul sistema CF non comporta affatto investimenti minori di quelli richiesti per il dispiegamento del SEIS.***

Secondo stime ottimistiche, mantenere in funzione l'attuale sistema energetico nei prossimi 20 anni richiederà, fra l'altro, di immobilizzare, a livello mondiale almeno i seguenti capitali:

1. 300 G€/anno (per un totale di 6.000 G€) per ammodernare le infrastrutture elettriche di trasporto e distribuzione;
2. 300 G€/anno (per un totale di 6.000 G€) per mantenere in funzione le catene energetiche del petrolio e del metano (trivellazione di nuovi pozzi, posa di nuovi metanodotti, sostituzione di impianti di raffinazione obsoleti, ecc.);
3. 800 G€/anno (per un totale di 16.000 G€) per rimpiazzare centrali termoelettriche e nucleari obsolete con centrali di nuova generazione.

L'immobilizzazione globale ipotizzata, certamente superiore a 28.000 G€, corrisponderebbe a non meno di 4.600 €/abitante.

L'accanimento terapeutico sul sistema CF, dunque, non soltanto non offrirebbe soluzione alle crisi indotte dal picco di produzione CF, ma sarebbe, oltretutto, assai gravoso. Fra l'altro, in assenza di un piano di transizione a un nuovo sistema energetico, gran parte di queste immobilizzazioni sarebbero impegnate nello sviluppo di tecnologie prive di prospettive, cioè destinate a una crisi irreversibile con il superamento del picco di produzione dei CF.

Al contrario, una transizione al SEIS consentirebbe di pianificare l'ammodernamento delle infrastrutture di trasporto e distribuzione elettriche in un quadro di lungo termine e di interrompere con il necessario anticipo investimenti in tecnologie (quelle CF e nucleari) senza respiro strategico.

---

<sup>94</sup> Una volta consolidata la transizione, i governi della regione SEIS non avranno alcun interesse ad accollarsi i costi e i rischi delle guerre di accaparramento che sono destinate a scatenarsi con l'approssimarsi dei picchi di produzione dei diversi CF.

			Effetti		Trend	
			Regione SEIS	Regione esterna al SEIS	Regione SEIS	Regione esterna al SEIS
Vantaggi	Sul breve-medio periodo	Associati al primo handicap CF (limitazione delle risorse)	Prezzi CF più bassi sui CF che alimentano la quota del dominio CF non ancora dismesso (e solo fino al completamento del SEIS)	Prezzi CF più bassi per tutti i consumi del dominio CF fino in prossimità dei picchi di produzione	Lo svantaggio competitivo per la regione SEIS si accentua se la regione SEIS si allarga	Il vantaggio competitivo per la regione esterna al SEIS si accentua se la regione SEIS si allarga
		Associati al secondo handicap CF (emissioni CO <sub>2</sub> )	Riduzione del tasso di incremento della concentrazione di CO <sub>2</sub> nell'atmosfera		La riduzione si accentua se la regione SEIS si allarga	
	Sul lungo periodo	Associati al primo handicap CF (limitazione delle risorse)	Nessun contraccolpo politico dai picchi di produzione dei CF (purché la transizione sia completata in tempo)	Rischio elevato di crisi politica dai picchi di produzione dei CF	Il ritardo con cui si manifesteranno i picchi di produzione CF aumenta se la regione SEIS si allarga. Ciò tende a ritardare le crisi politiche della regione esterna al SEIS	
		Associati al secondo handicap CF (emissioni CO <sub>2</sub> )	Diminuzione del rischio di crisi catastrofica degli equilibri climatici del pianeta		La diminuzione del rischio si accentua con l'allargamento della regione SEIS	
Oneri	Sul breve-medio periodo		Ingenti oneri finanziari per l'implementazione del SEIS. Per i paesi privi di giacimenti CF: flussi di valuta per l'acquisto (decescente) di CF all'estero fino al completamento della transizione	Per i paesi privi di giacimenti CF: flussi di valuta per l'acquisto di CF all'estero	Oneri finanziari per l'implementazione del SEIS: pressoché lineari fino al completamento del SEIS. Flussi di valuta per l'acquisto di CF: diminuzione lineare, con estinzione al completamento del SEIS	Per i paesi privi di giacimenti CF: flussi di valuta per l'acquisto di CF all'estero (crescenti con l'approssimarsi dei picchi di produzione)
	Sul lungo periodo		Ammortamenti per la sostituzione delle infrastrutture del SEIS giunte al termine del ciclo di vita	Per i paesi privi di giacimenti CF: flussi di valuta per l'acquisto di CF all'estero	Ammortamenti per la sostituzione delle infrastrutture del SEIS al termine del ciclo di vita (decescenti per effetto dei miglioramenti tecnologici)	Oneri crescenti con l'approssimarsi dei picchi di produzione CF

**Tabella 74. Quadro sintetico delle relazioni fra vantaggi e oneri associati all'adesione o non adesione alla coalizione "pro-transizione", sul breve-medio e sul lungo periodo, e in relazione alla dipendenza dagli effetti dei due handicap del sistema CF.**

### 13.3.3 Politiche per il coordinamento delle tecnologie e la sostenibilità economica del SEIS

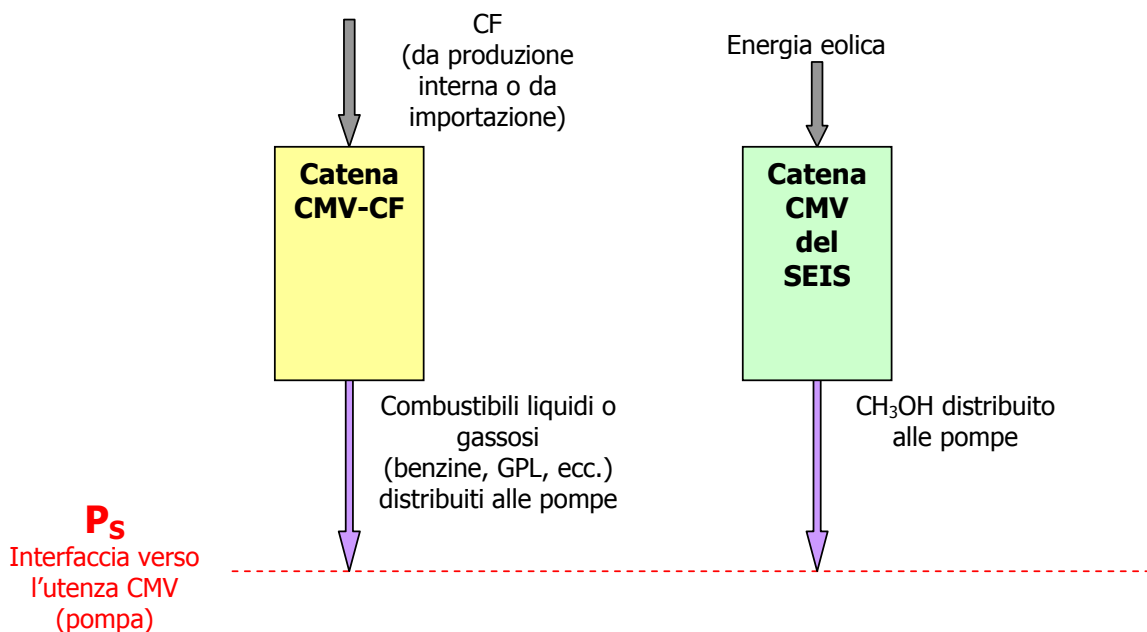
Nel paragrafo precedente abbiamo delineato sinteticamente le politiche che permetterebbero la progressiva estensione del territorio della coalizione SEIS, cioè che garantirebbero alla transizione un quadro favorevole dal punto di vista delle relazioni verso l'esterno. Per assicurare il successo della transizione, sono necessarie opportune politiche anche all'interno del territorio della coalizione SEIS. A tale scopo si potrebbero adottare molte varianti di una stessa strategia che soddisfi i vincoli sintetizzati nei paragrafi 11.3 e 12.3.

Nel seguito tratteremo le linee guida di una variante particolarmente semplice delle numerose possibili.

La trattazione sarà di carattere qualitativo. I calcoli sviluppati nel paragrafo 13.2 permetterebbero anche una trattazione di carattere quantitativo, che qui ometteremo per ragioni di spazio.

#### 13.3.3.1 Gestione politica della Fase I nel territorio della coalizione SEIS

Nel territorio della coalizione SEIS l'obiettivo della Fase I della transizione (vedi paragrafo 13.1.1) è rimpiazzare la catena CMV-CF (catena del petrolio) con la catena CMV del SEIS.



**Figura 111. Fase I della transizione. Alla catena CMV-CF (a sinistra) si affianca la catena CMV del SEIS (a destra), che rende disponibile all'interfaccia utente (pompa del distributore) CH<sub>3</sub>OH ricavato per sintesi da FER**

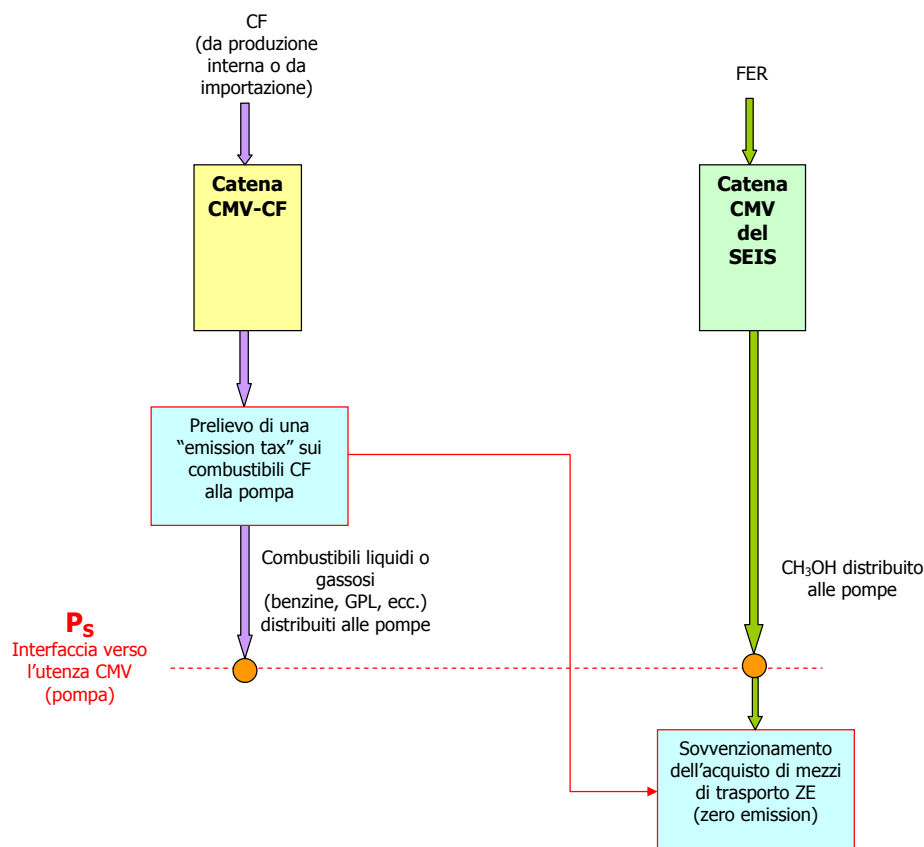
Dal punto di vista dell'architettura funzionale, alla catena CMV-CF si affiancherebbe progressivamente la catena CMV del SEIS, che sarebbe completamente separata da quella CMV-CF e avrebbe in comune con essa soltanto le stazioni di servizio (interfaccia P<sub>s</sub> di figura 111), nelle quali verrebbero installate, a fianco di quelle delle benzine e degli altri carburanti CF, colonnine per la distribuzione del CH<sub>3</sub>OH.

La figura 111 illustra graficamente la configurazione funzionale risultante.

Come abbiamo visto al paragrafo 13.1.1, la Fase I del SEIS richiede immobilizzazioni in due diverse aree:

1. A monte dell'interfaccia  $P_S$ , per implementare le infrastrutture della catena CMV, cioè le infrastrutture per la conversione della energia eolica in energia chimica ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ). Queste immobilizzazioni sono a carico del gestore del SEIS.
2. A valle dell'interfaccia  $P_S$ , per sostituire i mezzi di trasporto alimentati da derivati di CF (quasi esclusivamente petrolio) con mezzi di trasporto ZE (Zero Emission), cioè alimentabili con  $\text{CH}_3\text{OH}$ . Queste immobilizzazioni sono a carico degli utenti del SEIS.

Il successo e la sostenibilità delle immobilizzazioni nelle due aree possono essere efficacemente perseguiti con un insieme di misure, la principale delle quale è il meccanismo di tax shifting illustrato graficamente in figura 112.



**Figura 112. Fase I della transizione. Rappresentazione semplificata del meccanismo di "tax shifting". Sui combustibili CF che vengono distribuiti dalla catena CMV-CF viene fatta gravare una "emission tax" che ha almeno i seguenti scopi:**

- **Disincentivare l'uso di CF per la mobilità veicolare (per effetto della tassa e del prevedibile incremento dei costi di acquisizione dei combustibili CF, alla pompa il  $\text{CH}_3\text{OH}$  costerà nettamente meno, a parità di energia meccanica sviluppata alla ruota, dei combustibili ricavati da CF);**
- **Sovvenzionare la sostituzione dei mezzi di trasporto CF con mezzi di trasporto ZE (zero emission, perché alimentabili da  $\text{CH}_3\text{OH-ZE}$ );**
- **Favorire la riconversione dei produttori di mezzi di trasporto CF in produttori di mezzi di trasporto ZE;**
- **Favorire la riconversione delle società di raffinazione del petrolio in società di produzione di  $\text{CH}_3\text{OH-ZE}$ ;**
- **Assicurare al gestore del SEIS un prezzo di vendita del  $\text{CH}_3\text{OH-ZE}$  adeguato ad assicurare il margine operativo netto per finanziare le immobilizzazioni richieste per l'implementazione della catena CMV del SEIS.**

Le misure da assumere si articolerebbero nei punti qui di seguito elencati.

1. Con un piano ventinquennale (piano di transizione CMV) si vincola il prezzo dei combustibili CF alla pompa (in modo che essi risultino, per gli utenti, progressivamente sempre meno convenienti del CH<sub>3</sub>OH di sintesi distribuito dalla catena CMV del SEIS).  
Ciò è ottenibile facendo gravare sui combustibili CF della catena CMV-CF una tassa sulle emissioni di CO<sub>2</sub> (emission tax). La tassa viene riscossa all'uscita delle raffinerie e sui prodotti raffinati di importazione (come le attuali accise).  
Nel corso della Fase I, la tassa applicata viene incrementata progressivamente, in modo che:
  - a. i gestori delle raffinerie di petrolio siano incentivati a pianificare la conversione delle raffinerie in impianti per la sintesi del CH<sub>3</sub>OH;
  - b. in base al loro consumo annuo (e, dunque, in base all'entità delle loro emissioni), gli utenti siano incentivati a sostituire progressivamente i mezzi di trasporto alimentati a derivati dei CF con mezzi di trasporto ZE, iniziando con i mezzi di trasporto a maggiore percorrenza annua e coinvolgendo progressivamente i mezzi di trasporto con consumo annuo via via minore.

Gli incrementi della tassa vengono preannunciati con notevole anticipo (5-10 anni), in modo che gli utenti possano programmare l'obsolescenza dei propri veicoli.
2. I proventi della emission tax applicata alla catena CMV-CF vanno a sovvenzionare gli utenti CMV che acquistano mezzi di trasporto ZE (Zero Emission), cioè alimentabili con CH<sub>3</sub>OH di sintesi. Grazie alle sovvenzioni, il prezzo pagato dall'utente per l'acquisto di mezzi di trasporto ZE è allineato con il prezzo dei corrispondenti mezzi di trasporto CF, mentre il costruttore dei mezzi di trasporto ZE avrà garantita la remuneratività dei propri costi di ricerca, sviluppo e produzione.  
Ovviamente i nuovi mezzi di trasporto dovranno essere conformi a rigorosi criteri di affidabilità ed efficienza energetica tramite attività di standardizzazione e controllo.
3. I ricavi della vendita di CH<sub>3</sub>OH (a prezzo competitivo con quella dei carburanti da CF, ma, grazie alla "emission tax", abbastanza elevato da garantire un opportuno margine operativo netto) permettono al gestore della catena CMV del SEIS di finanziare l'espansione progressiva delle infrastrutture necessarie per soddisfare la domanda di CH<sub>3</sub>OH via via crescente.
4. Per evitare che la rendita fondiaria gravi eccessivamente sui costi di produzione dell'energia elettrica del SEIS, opportune norme di pubblico interesse limitano l'accaparramento monopolistico privato dei territori che devono ospitare le infrastrutture di captazione eoliche.
5. Per effetto del piano di transizione CMV:
  - a. le società che raffinano petrolio nella regione SEIS possono trovare conveniente organizzare la propria riconversione in società che sintetizzano CH<sub>3</sub>OH;
  - b. le società che producono mezzi di trasporto CF possono trovare conveniente organizzare la propria conversione in società che producono mezzi di trasporto ZE;
  - c. le società che gestiscono centrali termoelettriche possono trovare conveniente equipaggiare le loro centrali di dispositivi per la combustione in ambiente di ossigeno puro (fornito dal gestore del SEIS) e vendere la CO<sub>2</sub> (eventualmente tramite gasdotto) alle società che sintetizzano CH<sub>3</sub>OH.
6. Al termine della Fase I, una volta completata la sostituzione dei mezzi di trasporto nell'area dell'utenza:
  - a. Il picco di produzione globale del petrolio dovrebbe essere ormai prossimo (per cui il prezzo dei combustibili ricavati da petrolio dovrebbe essere ormai nettamente superiore al costo di produzione del CH<sub>3</sub>OH del SEIS, e la emission tax potrebbe essere gradualmente ridotta e infine soppressa);
  - b. la maturazione delle tecnologie di sintesi del CH<sub>3</sub>OH dovrebbe consentire costi di produzione decrescenti (quindi margini maggiori per il gestore del SEIS);

- c. la maturazione delle tecnologie per il trasporto su strada e via mare (es. FC) dovrebbe ormai assicurare prezzi dei mezzi di trasporto paragonabili a quelli alimentati a combustibili CF (per cui le sovvenzioni per l'acquisto di mezzi di trasporto ZE potrebbero essere gradualmente ridotte e infine soppresse);
  - d. può essere deliberata la soppressione della distribuzione di combustibili CF sul territorio della regione SEIS (le società che raffinano petrolio nella regione SEIS avranno, nel frattempo, completato la loro riconversione tecnologica e gestiranno gli impianti per la sintesi del CH<sub>3</sub>OH);
  - e. può essere deliberata la soppressione della vendita di mezzi di trasporto alimentati a combustibili CF (i produttori di mezzi di trasporto CF avranno, nel frattempo, completato la loro riconversione in produttori di mezzi di trasporto ZE);
  - f. l'ammortamento delle infrastrutture della catena CMV del SEIS dovrebbe essere ampiamente sostenibile.
7. Per assicurare la espandibilità del SEIS, l'architettura dei nodi energetici e le modalità di gestione dei flussi di energia fra i nodi stessi devono essere oggetto di accurata standardizzazione con respiro globale, prima dell'avvio della transizione.
8. Per tutta la Fase I e fino al suo completamento (cioè almeno 25-30 anni), la coalizione SEIS applica sulle merci che provengono dall'esterno della regione SEIS tariffe doganali correlate allo status del paese di origine. Le tariffe saranno massime sulle merci provenienti da paesi che non aderiscono ad alcun accordo di fuoriuscita dal sistema CF e minime o nulle sulle merci provenienti da paesi che aderiscono ad accordi di transizione sul modello adottato nella regione SEIS.  
I proventi dei dazi sulla merci provenienti dalle regioni extra-SEIS vanno a sovvenzionare le esportazioni verso le stesse regioni.
9. Fin dall'inizio della transizione, la coalizione SEIS sviluppa politiche di partnership con almeno alcuni dei paesi produttori di petrolio, per evitare inconsulte forme di boicottaggio delle proprie politiche nel corso della Fase I (ad esempio meccanismi di embargo punitivi<sup>95</sup>). Tutti i paesi produttori di petrolio (in particolare quelli i cui giacimenti sono prossimi al picco di produzione) sono coscienti del fatto che l'esaurimento delle proprie riserve li esporrà a gravi crisi politiche e sono interessati, quanto i paesi consumatori (se non di più), ad individuare il modo per fronteggiare con successo queste crisi.  
Poiché la maggior parte dei paesi produttori di petrolio ha anche notevoli potenzialità produttive di energia da FER (solare ed eolico), l'obiettivo del consorzio SEIS dovrebbe essere quello di fornire a tali paesi, in cambio degli accordi di continuità delle forniture per tutta la Fase I, le tecnologie e la consulenza politica per la loro transizione al SEIS, in modo che essi possano, una volta superato il picco di produzione del petrolio, diventare esportatori netti del proprio surplus di energia da FER (nella forma di CH<sub>3</sub>OH e/o energia elettrica<sup>96</sup>).

<sup>95</sup> Con l'approssimarsi del picco di produzione, si deve considerare sempre più probabile la riluttanza dei paesi produttori a privarsi di un bene scarso e non rinnovabile. E' assai più facile immaginare che questa riluttanza possa essere superata se i paesi produttori avranno, in cambio, una concreta prospettiva di emanciparsi dalla propria dipendenza da un bene scarso, ancorché prodotto internamente.

<sup>96</sup> Una possibile base per accordi di reciproco interesse potrebbe essere la seguente: il paese esportatore (di petrolio) P<sub>E</sub> potrebbe specializzarsi nella sintesi di CH<sub>3</sub>OH per la catena CMV della coalizione SEIS. A tale scopo, sarebbe sufficiente, per P<sub>E</sub>, disporre di acqua (eventualmente da dissalazione di acqua marina), energia elettrica da eolico/solare, e quantità sufficienti di RUI e scarti di biomasse (dai quali ricavare CO<sub>2</sub>-ZE). Il CH<sub>3</sub>OH sintetizzato potrebbe essere esportato con le stesse modalità oggi utilizzate per l'esportazione di petrolio grezzo. Una variante potrebbe includere, nei viaggi di ritorno delle navi, il trasporto di CO<sub>2</sub>-ZE allo stato solido (a temperatura e pressione opportuna) immersa in un bagno di metanolo a bassa temperatura.

Le modalità con le quali la coalizione SEIS, in cambio della continuità della fornitura di petrolio per la Fase I, potrebbe favorire la conversione dei paesi produttori di petrolio in fornitori di CH<sub>3</sub>OH di sintesi, potrebbero essere svariate.

Ad esempio:

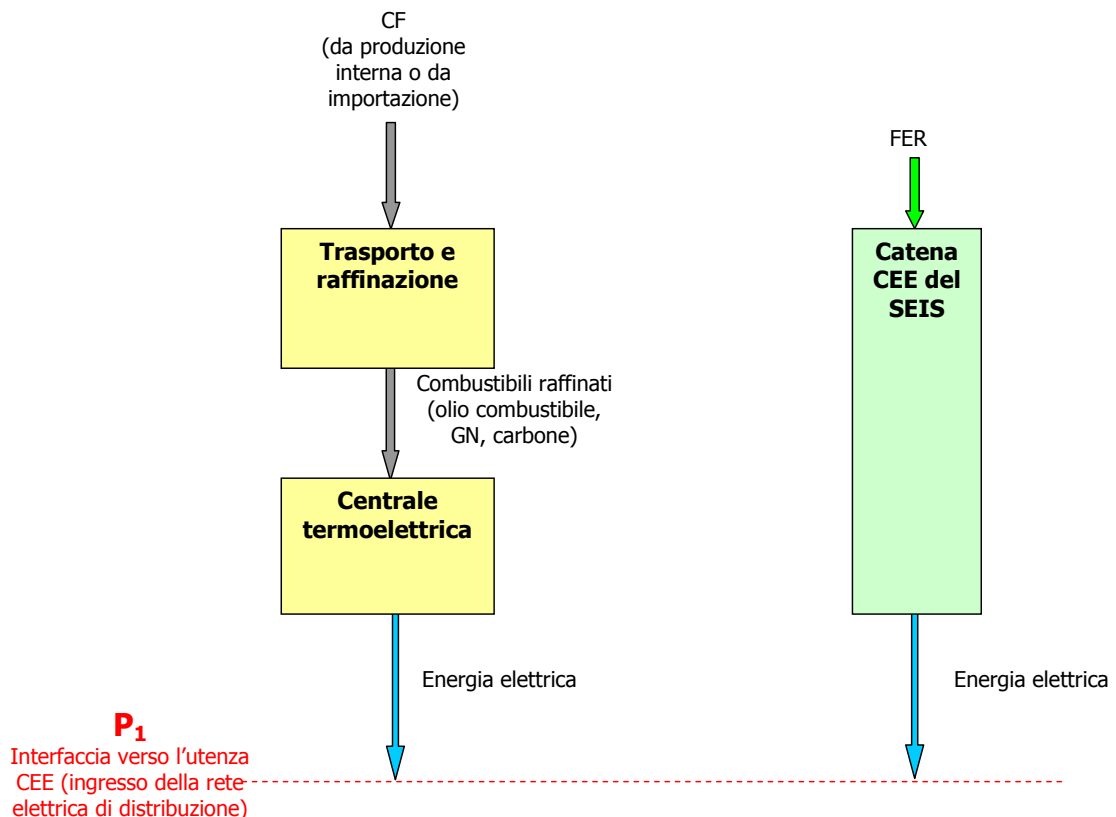
- cessione di brevetti per la realizzazione del SEIS;
- licenze di produzione di infrastrutture del SEIS;
- fornitura di infrastrutture SEIS, ecc.

### 13.3.3.2 Gestione politica della Fase IIa nel territorio della coalizione SEIS

Nel territorio della coalizione SEIS l'obiettivo della Fase IIa della transizione (vedi paragrafo 13.1.2.1) è rimpiazzare la catena CEE-CF (catena dell'energia elettrica) con la catena CEE del SEIS.

Dal punto di vista dell'architettura funzionale, alla catena CEE-CF si affiancherebbe progressivamente la catena CEE del SEIS, che sarebbe completamente separata da quella CEE-CF e avrebbe in comune con essa soltanto l'interfaccia elettrica a monte della rete elettrica di distribuzione, cioè l'interfaccia  $P_1$  di figura 83 (uscita della centrale termoelettrica nella catena CEE-CF, uscita della funzione CPA nella catena CEE del SEIS).

La figura 113 illustra graficamente la configurazione funzionale risultante.



**Figura 113. Fase IIa della transizione. Alla catena CEE-CF (a sinistra) si affianca la catena CEE del SEIS (a destra), che rende disponibile all'interfaccia con l'utente (cioè all'ingresso della rete elettrica di distribuzione) energia elettrica ricavata da FER**

Come abbiamo visto al paragrafo 13.1.2.1, la Fase IIa del SEIS richiede immobilizzazioni in due diverse aree:

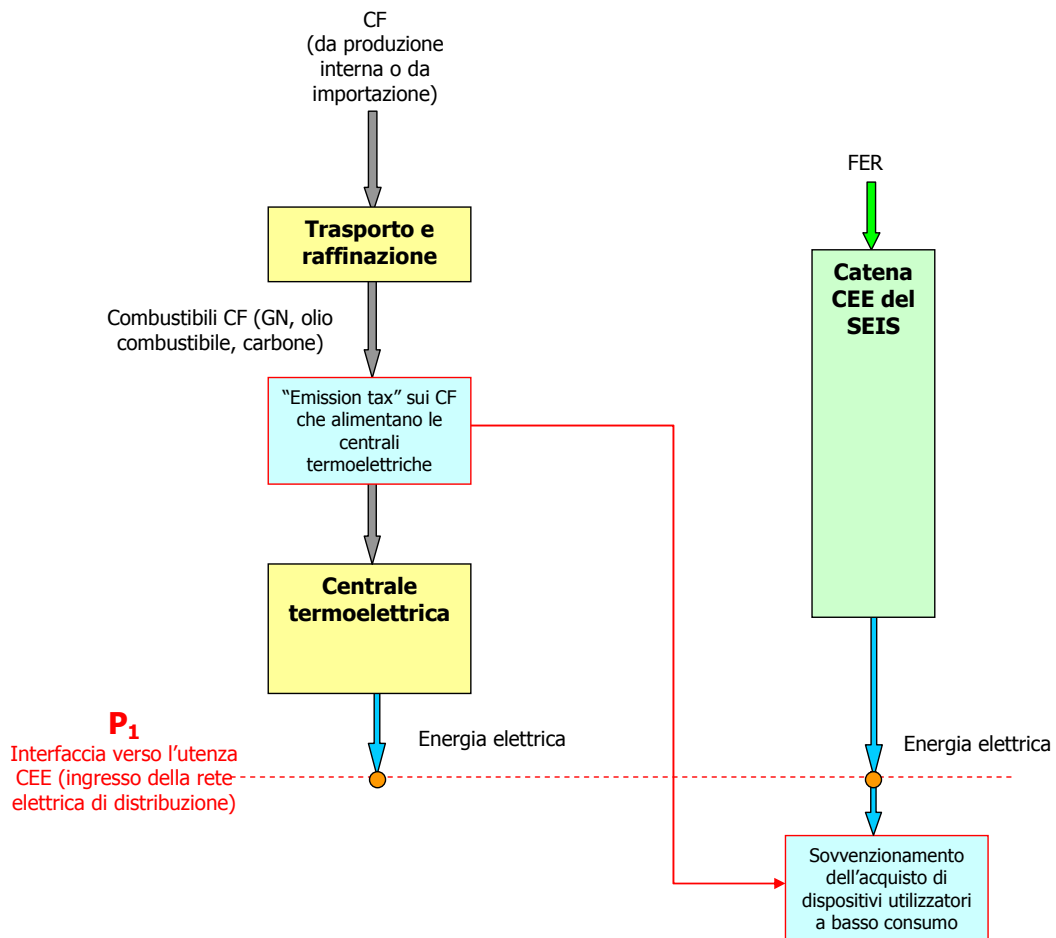
1. A monte dell'interfaccia  $P_1$ , per implementare le infrastrutture della catena CEE, cioè le infrastrutture per la conversione delle FER (solare, eolica, idraulica, geotermica, RUI, scarti di biomasse) in energia elettrica. Queste immobilizzazioni sono a carico del gestore del SEIS.
2. A valle dell'interfaccia  $P_1$ , per sostituire i dispositivi utilizzatori della catena CEE-CF con dispositivi ad alta efficienza. Queste immobilizzazioni sono a carico degli utenti del SEIS.

All'inizio della Fase IIa, il gestore del SEIS ha completato il dispiegamento della catena CMV e, grazie al meccanismo del "tax shifting" descritto nel paragrafo precedente, da alcuni anni ha superato il punto di pareggio della catena CMV. Pertanto, esso dispone di un margine che gli consente sia di coprire i costi di gestione e gli ammortamenti della catena CMV sia di finanziare

l'avvio dello sviluppo della catena CEE, che, dopo una finestra di alcuni anni, dovrà iniziare a produrre ricavi, così da consentire almeno la copertura dei costi di gestione e l'ammortamento delle infrastrutture della catena CEE stessa.

Anche per la catena CEE il meccanismo di "tax shifting", visualizzato graficamente in figura 114, è l'approccio più semplice per garantire:

1. il dispiegamento delle infrastrutture della catena CEE del SEIS in un quadro di garanzie di rientro dell'investimento per il gestore del SEIS;
2. la sostituzione dei dispositivi utilizzatori dell'energia elettrica della catena CEE nell'area dell'utenza.



**Figura 114. Fase IIa della transizione. Rappresentazione semplificata del meccanismo di "tax shifting" dalla catena CEE-CF alla catena CEE del SEIS. Sui combustibili CF che alimentano le centrali termoelettriche (a sinistra) viene fatta gravare una "emission tax" che ha i seguenti scopi principali:**

- **Disincentivare l'uso di CF per la produzione di energia elettrica (per effetto della emission tax e del prevedibile incremento dei costi di acquisizione dei combustibili CF, i costi di produzione dell'energia elettrica da FER all'interfaccia verso l'utente sono inferiori ai costi di produzione dell'energia elettrica ricavata da CF);**
- **Sovvenzionare la sostituzione dei dispositivi utilizzatori con equivalenti a basso consumo (a destra);**
- **Favorire la riconversione dei produttori di dispositivi utilizzatori normali in produttori di dispositivi utilizzatori a basso consumo;**
- **Favorire la riconversione dei gestori di centrali termoelettriche in gestori di infrastrutture della catena CEE del SEIS;**
- **Assicurare al gestore della catena CEE del SEIS un prezzo di vendita dell'energia elettrica adeguato ad assicurare il margine operativo necessario per finanziare le immobilizzazioni richieste per il completamento della catena CEE del SEIS.**

Le misure che andrebbero assunte per assicurare la sostituzione della catena CEE-CF si articolerebbero nei punti che seguono.

1. Con un piano ventinquennale (piano di transizione CEE) si vincola il prezzo dei combustibili CF all'ingresso delle centrali termoelettriche (in modo che i costi di produzione dell'energia elettrica da CF siano sempre più elevati rispetto a quelli dell'energia elettrica prodotta dalla catena CEE del SEIS). Ciò è ottenibile facendo gravare sui combustibili CF della catena CEE-CF una tassa sulle emissioni di CO<sub>2</sub> ("emission tax"), che sarà massima per il carbone e minima per il GN. La emission tax viene riscossa all'ingresso delle centrali termoelettriche. Nel corso della Fase II, l'emission tax viene incrementata progressivamente, in modo che:
  - a. il gestore delle centrali termoelettriche sia incentivato a pianificare la dismissione delle centrali termoelettriche ed a sostituirle con infrastrutture di captazione delle FER, iniziando dalle centrali che emettono CO<sub>2</sub> con maggiore intensità (quelle alimentate con carbone);
  - b. gli utenti della catena CEE-CF siano incentivati a sostituire i dispositivi utilizzatori con equivalenti a basso consumo, iniziando con i dispositivi più energivori.Gli incrementi della emission tax devono essere preannunciati con notevole anticipo (5-10 anni), in modo che i gestori delle centrali termoelettriche possano programmarne con sufficiente profondità di tempo l'obsolescenza.
2. I proventi della emission tax applicata alla catena CEE-CF vanno a sovvenzionare gli utenti della catena CEE del SEIS che acquistano dispositivi utilizzatori a basso consumo, in modo che il loro prezzo sia allineato con il prezzo dei dispositivi normali, mentre il costruttore dei dispositivi a basso consumo avrà garantita la remuneratività dei propri costi di ricerca, sviluppo e produzione. Ovviamente i nuovi dispositivi utilizzatori dovranno essere conformi a rigorosi criteri di affidabilità ed efficienza energetica, garantiti da attività di standardizzazione e da organi di controllo della qualità dei dispositivi messi in commercio.
3. I ricavi della vendita di energia elettrica, a prezzo competitivo con quella dell'energia elettrica ricavata da CF, permettono al gestore della catena CEE del SEIS di finanziare l'espansione progressiva delle infrastrutture necessarie per soddisfare la domanda di energia elettrica ZE via via crescente.
4. Per evitare che la rendita fondiaria gravi eccessivamente sui costi di produzione dell'energia elettrica ZE del SEIS, opportune norme di pubblico interesse limitano l'accaparramento monopolistico privato dei territori che devono ospitare le infrastrutture di captazione eoliche e solari.
5. Per effetto del piano di transizione CEE:
  - a. i gestori delle centrali termoelettriche della regione SEIS possono trovare conveniente organizzare la riconversione delle proprie centrali in nodi del SEIS;
  - b. le società che producono dispositivi elettrici utilizzatori possono trovare conveniente mettere a punto e porre in commercio una gamma di prodotti a basso consumo energetico;
6. Al termine della Fase IIa, una volta completata la dismissione di gran parte delle centrali termoelettriche e la sostituzione dei dispositivi utilizzatori di energia elettrica nell'area dell'utenza:
  - a. Il picco di produzione globale del GN dovrebbe essere ormai prossimo (per cui il costo di produzione dell'energia elettrica con centrali termoelettriche a GN dovrebbe essere ormai nettamente superiore al costo di produzione dell'energia elettrica del SEIS, e la emission tax sui CF potrebbe essere gradualmente ridotta e infine soppressa);

- b. la maturazione delle tecnologie per la captazione delle FER eolica e solare e per la loro conversione in energia elettrica dovrebbe consentire costi di produzione dell'energia elettrica decrescenti (quindi, a parità del prezzo finale all'utente, margini maggiori per il gestore della catena CEE del SEIS);
  - c. la maturazione delle tecnologie dei dispositivi utilizzatori a basso consumo dovrebbe ormai assicurare prezzi paragonabili a quelli dei dispositivi normali (per cui le sovvenzioni per l'acquisto di dispositivi a basso consumo potrebbero essere gradualmente ridotte e infine soppresse);
  - d. può essere deliberata la soppressione della produzione di energia elettrica da CF sul territorio della regione SEIS (i gestori delle centrali termoelettriche avranno, nel frattempo, completato la loro riconversione tecnologica e gestiranno le infrastrutture di captazione e i nodi elettrici della catena CEE del SEIS);
  - e. può essere deliberata la soppressione della vendita di dispositivi utilizzatori che non rispettino gli standard minimi di risparmio energetico (i produttori di questi dispositivi avranno, nel frattempo, completato la loro riconversione tecnologica e produrranno esclusivamente dispositivi a basso consumo);
  - f. l'ammortamento delle infrastrutture della catena CEE del SEIS dovrebbe essere ampiamente sostenibile.
7. Per assicurare la espandibilità del SEIS, l'architettura dei nodi energetici e le modalità di gestione dei flussi di energia fra i nodi stessi devono essere oggetto di accurata standardizzazione con respiro globale, prima dell'avvio della Fase IIa.
8. Per tutta la Fase IIa e fino al suo completamento (cioè almeno 25-30 anni), la coalizione SEIS mantiene, sulle merci che provengono dall'esterno della regione SEIS, tariffe doganali correlate allo status del paese di origine. Le tariffe saranno massime sulle merci provenienti da paesi che non aderiscono ad alcun accordo di fuoriuscita dal sistema CF e minime o nulle sulle merci provenienti da paesi che aderiscono ad accordi di transizione sul modello adottato nella regione SEIS.  
I proventi dei dazi sulla merci provenienti dalle regioni extra-SEIS vanno a sovvenzionare le esportazioni verso le stesse regioni.
9. Con la stessa impostazione già descritta nel punto 9 a conclusione del paragrafo 13.3.4.1, per l'intera durata della Fase IIa la coalizione SEIS deve praticare politiche di partnership con almeno una parte dei paesi produttori di petrolio, GN e carbone, per evitare forme di boicottaggio delle proprie politiche nel corso della Fase IIa (ad esempio meccanismi di embargo punitivi).

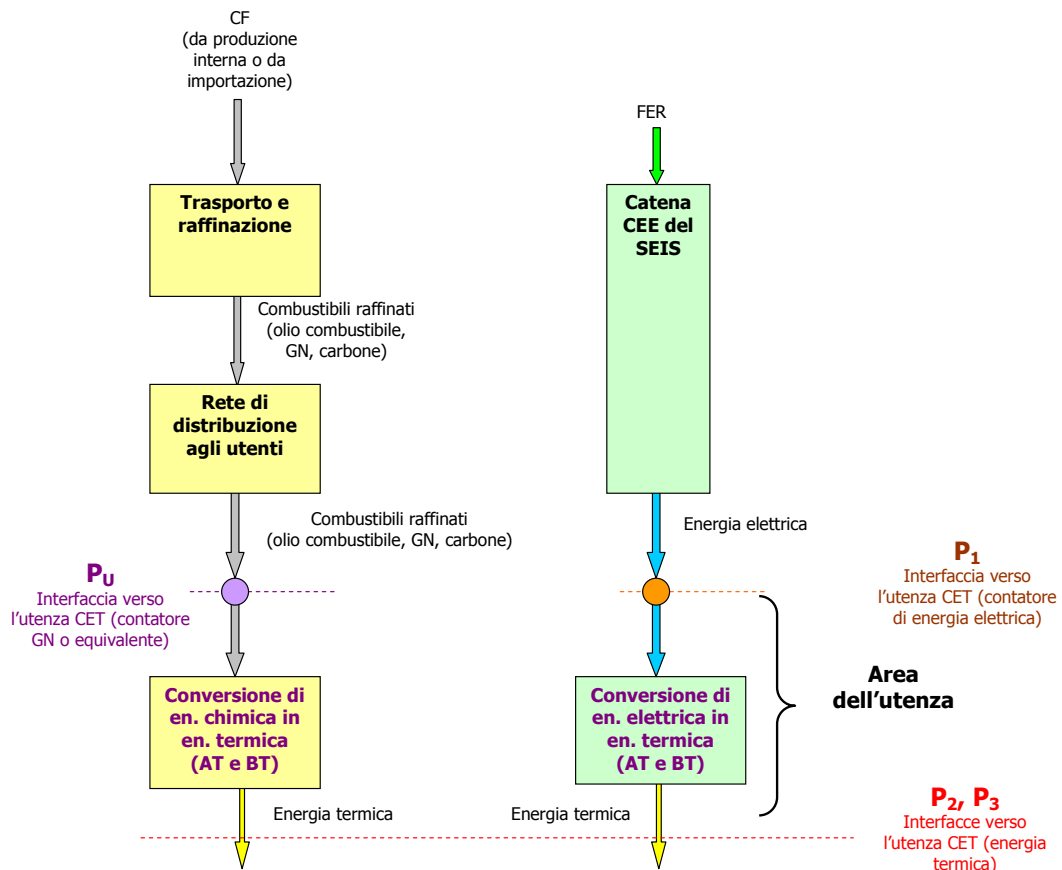
### 13.3.3.3 Gestione politica della Fase I Ib nel territorio della coalizione SEIS

Come abbiamo visto al paragrafo 13.1.2.2, la Fase I Ib si sviluppa in parallelo con la Fase I Ia ed è stata descritta separatamente soltanto per maggiore chiarezza espositiva.

L'obiettivo della Fase I Ib della transizione (vedi paragrafo 13.1.2.2) è rimpiazzare la catena CET-CF (catena dell'energia termica) con la catena CEE del SEIS.

Dal punto di vista dell'architettura funzionale, alla catena CET-CF si affiancherebbe progressivamente la catena CEE del SEIS, che avrebbe in comune con essa le interfacce termiche (nell'area dell'utenza), cioè le interfacce funzionali  $P_2$  e  $P_3$  mostrate in figura 83.

La figura 115 illustra graficamente la configurazione funzionale risultante.



**Figura 115. Fase I Ib della transizione. Alla catena CET-CF (a sinistra) si affianca la catena CEE del SEIS (a destra), che rende disponibile all'interfaccia con l'utente (cioè al contatore dell'utente) energia elettrica ricavata da FER.**

**La catena CET-CF distribuisce energia chimica che, nell'area dell'utenza, viene convertita in energia termica con opportuni dispositivi (caldaie e impianti industriali).**

**La catena CEE del SEIS distribuisce energia elettrica che, nell'area dell'utenza, viene convertita in energia termica con opportuni dispositivi (pompe di calore e speciali impianti industriali).**

Come abbiamo visto al paragrafo 13.1.2.2, la Fase I Ib del SEIS richiede immobilizzazioni in due diverse aree:

1. A monte dell'interfaccia  $P_1$ , per implementare le infrastrutture della catena CEE, cioè le infrastrutture per la conversione delle FER (solare, eolica, idraulica, geotermica, RUI, scarti di biomasse) in energia elettrica. Queste immobilizzazioni sono a carico del gestore del SEIS.
2. A valle dell'interfaccia  $P_1$ , per sostituire i convertitori chimico/termici (caldaie) in convertitori elettro/termici (pompe di calore e impianti industriali speciali ad alta efficienza), attrezzare impianti solari termici (per la produzione di acqua calda sanitaria), isolare gli edifici (e gli impianti industriali) con criteri avanzati, ecc. Queste immobilizzazioni sono a carico degli utenti del SEIS.

All'inizio della Fase IIb, il gestore del SEIS ha completato il dispiegamento della catena CMV e, grazie al meccanismo del "tax shifting" descritto nei paragrafi precedenti, da qualche anno ha superato il punto di pareggio della catena CMV. Pertanto, esso dispone di un margine che gli consente sia di coprire i costi di gestione e gli ammortamenti della catena CMV sia di finanziare l'avvio del dispiegamento della catena CEE, che, dopo una finestra di alcuni anni, dovrà iniziare ad produrre ricavi, così da consentire almeno la copertura dei costi di gestione e l'ammortamento delle infrastrutture della catena CEE stessa.

Come già evidenziato nel paragrafo 13.3.4.2, anche per la sostituzione della catena CET-CF il meccanismo di "tax shifting" è l'approccio più semplice (vedi figura 116) per garantire:

1. il dispiegamento delle infrastrutture della catena CEE del SEIS in un quadro di garanzie di rientro dell'investimento per il gestore del SEIS;
2. le immobilizzazioni nell'area dell'utenza.

Le misure che andrebbero assunte per assicurare la sostituzione della catena CET-CF si articolerebbero nei punti elencati qui nel seguito.

1. Con un piano ventinquennale (piano di transizione CET) si vincola il prezzo dei combustibili CF distribuiti all'utente CET-CF (in modo che l'energia termica ricavabile dalla loro combustione risulti, per gli utenti CET-CF, meno conveniente dell'energia termica ricavabile per conversione dell'energia elettrica distribuita dalla catena CEE del SEIS). Ciò è ottenibile facendo gravare sui combustibili CF della catena CET-CF una tassa sulle emissioni di CO<sub>2</sub> ("emission tax"). La emission tax viene riscossa in testa alla rete di distribuzione dei combustibili chimici all'utenza.

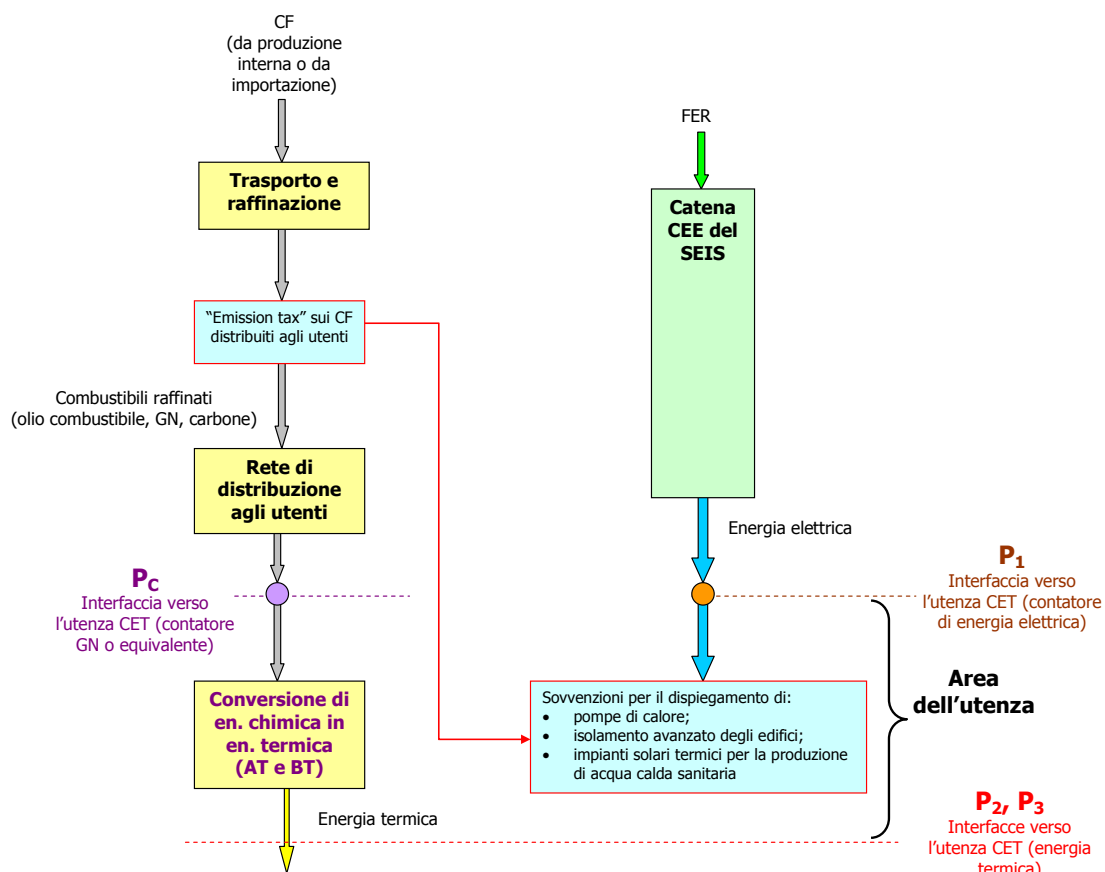
La emission tax viene incrementata progressivamente nel tempo, in modo che:

- a. i gestori della catena CET-CF siano incentivati a dismettere gradualmente la catena CET-CF e ad investire nella propria riconversione in gestori della catena CEE del SEIS.
- b. gli utenti della catena CET-CF BT siano incentivati a pianificare la dismissione dei loro convertitori chimico/termici ed a sostituirli con convertitori elettro/termici, iniziando dagli impianti che emettono CO<sub>2</sub> con maggiore intensità (quelli alimentati con carbone e olio combustibile).

Gli incrementi della emission tax devono essere preannunciati con notevole anticipo (5-10 anni), in modo che i gestori della catena CET-CF possano programmarne con sufficiente profondità di tempo l'obsolescenza.

2. I proventi della emission tax applicata alla catena CET-CF vanno a sovvenzionare gli utenti della catena CEE del SEIS, in modo che essi possano, almeno:
  - a. acquistare, a prezzo vantaggioso, convertitori elettro/termici (pompe di calore per la produzione di energia termica BT, impianti industriali a basso consumo per la produzione di energia termica AT);
  - b. dotarsi di moderni impianti di produzione di acqua calda sanitaria con impianti solari termici;
  - c. provvedere all'isolamento avanzato degli edifici (e degli impianti industriali).
3. Per il gestore della catena CEE del SEIS, i proventi della vendita di energia elettrica per utilizzo termico (a prezzo competitivo con quella dell'energia termica ricavabile dalla catena CET-CF) agevolano il finanziamento delle immobilizzazioni richieste per espandere le infrastrutture della catena CEE del SEIS (incluso il potenziamento della rete di distribuzione fino all'utente).
4. Per evitare che la rendita fondiaria gravi eccessivamente sui costi di produzione dell'energia elettrica della catena CEE del SEIS, opportune norme di pubblico interesse limitano l'accaparramento monopolistico privato dei territori che devono ospitare le infrastrutture di captazione.

5. Per effetto del piano di transizione della catena CET-CF:
  - a. i gestori della catena CET-CF della regione SEIS possono trovare conveniente organizzare la propria riconversione in gestori della catena CMV del SEIS;
  - b. le società che producono convertitori chimico/termici per la catena CET-CF possono trovare conveniente mettere a punto e porre in commercio una gamma di prodotti ad alta efficienza per la conversione di energia elettrica in energia termica (pompe di calore e impianti industriali a basso consumo), per la produzione di acqua calda sanitaria, ecc.;
6. Al termine della Fase IIb, una volta completate la dismissione dell'intera catena CET-CF e le corrispettive immobilizzazioni nella catena CEE del SEIS e nell'area dell'utenza:
  - a. In ragione dell'elevata efficienza di conversione delle pompe di calore, il costo specifico di produzione dell'energia termica BT ricavabile dall'energia elettrica del SEIS sarebbe nettamente inferiore al costo specifico di produzione dell'energia termica ricavabile da CF anche al netto della "emission tax";
  - b. In conseguenza dei limiti termodinamici per la conversione di energia elettrica in energia termica AT, il costo specifico dell'energia termica AT da SEIS sarebbe invece maggiore del costo specifico dell'energia termica ricavata da uno specifico CF al netto della "emission tax", almeno finché non fosse prossimo il picco di produzione di quello specifico CF;
  - c. La maturazione delle tecnologie per la captazione delle FER e per la loro conversione in energia elettrica dovrebbe consentire costi di produzione dell'energia elettrica decrescenti (quindi margini crescenti per il gestore del SEIS);
  - d. Può essere deliberata la soppressione della distribuzione di energia chimica per uso termico agli utenti sul territorio della regione SEIS (i gestori della rete di distribuzione di energia chimica agli utenti potrebbero, nel frattempo, aver completato la loro riconversione tecnologica e potrebbero gestire la catena CMV o il potenziamento delle infrastrutture elettriche di distribuzione della catena CEE);
  - e. Può essere deliberata la soppressione della vendita di generatori di energia termica da CF (i produttori di questi dispositivi potrebbero, nel frattempo, aver completato la loro riconversione tecnologica e produrranno esclusivamente convertitori ad alta efficienza di energia elettrica in energia termica);
  - f. Il finanziamento del reintegro delle infrastrutture della catena CEE del SEIS (incluse quelle richieste per il potenziamento della rete di distribuzione verso gli utenti), al termine del loro ciclo di vita, dovrebbe essere ampiamente sostenibile.
7. Per assicurare la espandibilità del SEIS, l'architettura dei nodi energetici e le modalità di gestione dei flussi di energia fra i nodi stessi e all'interno della rete elettrica di distribuzione devono essere oggetto di accurata standardizzazione con respiro globale, prima dell'avvio della Fase IIb.
8. Per tutta la Fase IIb e fino al suo completamento (cioè almeno 25-30 anni), la coalizione SEIS applica sulle merci che provengono dall'esterno della regione SEIS tariffe doganali correlate allo status del paese di origine. Le tariffe saranno massime sulle merci provenienti da paesi che non aderiscono ad alcun accordo di fuoriuscita dal sistema CF e minime o nulle sulle merci provenienti da paesi che aderiscono ad accordi di transizione sul modello adottato nella regione SEIS.  
I proventi dei dazi sulla merci provenienti dalle regioni extra-SEIS vanno a sovvenzionare le esportazioni verso le stesse regioni.
9. Con la stessa impostazione già descritta nel punto 9 a conclusione del paragrafo 13.3.4.1, per l'intera durata della Fase IIb la coalizione SEIS deve praticare politiche di partnership con almeno una parte dei paesi produttori di GN e carbone, per evitare forme di boicottaggio delle proprie politiche nel corso della Fase IIb (ad esempio meccanismi di embargo punitivi).



**Figura 116. Fase IIb della transizione. Rappresentazione semplificata del meccanismo di "tax shifting". Sui combustibili CF che vengono distribuiti agli utenti della catena CET-CF (a sinistra) viene fatta gravare una "emission tax" che ha i seguenti scopi principali:**

- **Disincentivare l'uso di CF per la produzione di energia termica (per effetto della emission tax e del prevedibile incremento dei costi di acquisizione dei combustibili CF, i costi di produzione dell'energia termica BT a partire dall'energia elettrica distribuita dalla catena CEE sono nettamente inferiori ai costi di produzione dell'energia termica da CF);**
- **Sovvenzionare la sostituzione dei convertitori chimico/termico nell'area dell'utenza con convertitori elettro/termico, l'adozione di tecniche di isolamento avanzato degli edifici, la diffusione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria;**
- **Favorire la riconversione dei produttori di convertitori chimico/termici in produttori di convertitori elettro/termici a alta efficienza;**
- **Favorire la riconversione dei gestori della rete di distribuzione dei CF agli utenti in gestori della catena CMV del SEIS;**
- **Assicurare al gestore della catena CEE del SEIS un prezzo di vendita dell'energia elettrica per usi termici adeguato a garantire un margine per finanziare le immobilizzazioni richieste per l'estensione della catena CEE del SEIS.**

### **13.3.3.4 Effetti delle politiche di transizione all'interno del territorio della coalizione SEIS**

Nei precedenti paragrafi abbiamo delineato un insieme di misure di carattere eminentemente politico che, all'interno della regione SEIS, creerebbe le condizioni di profittabilità e sostenibilità necessarie a garantire il successo nell'implementazione delle infrastrutture del SEIS e nella sostituzione dei dispositivi utilizzatori nell'area dell'utenza.

L'impostazione suggerita è basata, per tutte le Fasi della transizione, su meccanismi relativamente semplici (e transitori) di "tax shifting".

Al termine della Fase II (cioè a circa 50-60 anni dall'inizio della transizione), il picco di produzione del petrolio sarà già stato superato ed il picco di produzione del GN potrebbe non essere lontano. Nella sostanza, il meccanismo di tax shifting, che rimarrebbe in vigore soltanto per la durata delle fasi della transizione (circa 30 anni per il petrolio, nel corso della Fase I, e all'incirca una durata analoga per GN e carbone, nel corso della Fase II) è un meccanismo che forza artificialmente (anticipandolo di alcuni decenni) l'aumento dei costi di acquisizione dell'energia da CF che gli utenti della regione SEIS sperimenterebbero con l'approssimarsi del picco di produzione.

Lo scopo di questo meccanismo è quello di finanziare in tempo l'implementazione dell'infrastruttura del SEIS e le sostituzioni nell'area dell'utenza, in modo che, all'approssimarsi dei picchi di produzione CF, le soluzioni per prevenire la crisi siano già in campo.

Come abbiamo sommariamente evidenziato nei paragrafi precedenti, questo anticipo avrebbe, infatti, l'effetto di:

1. forzare quanto prima gli utenti ad adottare misure per il risparmio energetico;
2. incentivare gli utenti ad assumere l'onere delle immobilizzazioni necessarie, nell'area dell'utenza, per completare la transizione (questi oneri sarebbero comunque sovvenzionati grazie al meccanismo di "tax shifting" e sarebbero assunti con notevole gradualità, perché sarebbero spalmati su un periodo molto lungo, circa 50-60 anni);
3. incentivare la rete di aziende che opera nelle catene energetiche del dominio CF a riconvertirsi tecnologicamente, per svolgere un eventuale ruolo nello studio e implementazione dei processi industriali richiesti dalla transizione;
4. creare le condizioni di profittabilità che incoraggino i gestori delle catene energetiche del SEIS ad impegnare gli ingenti capitali richiesti per l'implementazione delle infrastrutture del SEIS.

Tenendo conto delle dinamiche della domanda CF e dei limiti della produzione di CF, è assai probabile che nei prossimi decenni una qualsiasi nazione extra-SEIS priva di risorse CF debba impegnare ogni anno almeno il 4% del proprio PIL per acquistare CF. L'importo monetario cumulativo corrisponderebbe, in circa 50 anni, a qualcosa come 2 volte il PIL annuo non attualizzato di quella nazione. Nonostante l'enormità di questo esborso, al termine dei 50 anni il drenaggio di liquidità continuerebbe inarrestabile, oltretutto in condizioni di picco di produzione ormai superato per il petrolio, imminente per il GN, non lontano per il carbone. Difficile credere che ciò non provochi crisi politiche, guerre per l'accaparramento delle risorse energetiche residue, ecc.

Se quella stessa nazione disponesse di un potenziale FER sufficiente alla propria autonomia energetica, e avviasse la transizione all'interno di una coalizione SEIS, essa si troverebbe, al termine di quegli stessi 50-60 anni, ad avere immobilizzato cumulativamente, nell'implementazione del SEIS e nell'area dell'utenza, all'incirca l'equivalente del proprio PIL di 1 anno ma, nel frattempo:

1. avrebbe risparmiato l'equivalente dei costi di acquisizione di petrolio per circa 30 anni, dal momento che il fabbisogno energetico della catena CMV sarebbe coperto dal SEIS per una quota crescente già nel corso della Fase I e per il 100% nel corso dell'intera Fase II;
2. avrebbe risparmiato l'equivalente dei costi di acquisizione di GN, carbone (ed eventualmente energia elettrica di importazione) per almeno la metà della durata della Fase II, dal momento che l'implementazione della catena CEE, nelle Fasi IIa e IIb del SEIS, permetterebbe di coprire gradualmente una frazione sempre più grande del fabbisogno di energia elettrica e termica;
3. la sua bolletta energetica sarebbe azzerata, perché il suo fabbisogno energetico futuro sarebbe ormai completamente indipendente da fornitori esteri;

4. non avrebbe più bisogno di impegnare risorse in spese militari per accaparrarsi risorse CF ormai sempre più scarse.

In conclusione, al termine dei 50-60 anni, una nazione priva di risorse CF ma con potenziale FER adeguato e che aderisca al progetto di transizione all'interno di una coalizione SEIS:

1. avrebbe immobilizzato nel SEIS un importo non superiore a quello che, grazie al SEIS, avrebbe risparmiato, cumulativamente, in termini di minori acquisti di CF;
2. non subirebbe più alcun drenaggio di valuta per l'acquisto di CF e ciò si tradurrebbe, nel mercato interno, in un corrispondente aumento di posti di lavoro, in un ricco flusso di semilavorati e beni industriali da produrre internamente, in un altrettanto ricco flusso di prodotti della ricerca, nella realizzazione di moderne filiere tecnologiche, ecc.

Si tratta, con tutta evidenza, di vantaggi economici e politici di tale rilevanza che il loro perseguimento giustificerebbe ampiamente l'adozione di politiche "di sicurezza nazionale" allo scopo di ottenere, rapidamente ed in modo efficiente, il dispiegamento del SEIS a scala regionale. Una politica di "sicurezza nazionale" potrebbe fondarsi sulle seguenti linee guida:

1. Il finanziamento iniziale per avviare la Fase I della transizione potrebbe essere sostenuto dal debito pubblico regionale, mediante emissione di obbligazioni, offerte, a tassi di interesse e condizioni fiscali vantaggiosi, dai governi della coalizione SEIS ai risparmiatori della regione SEIS.
2. I proventi della emissione andrebbero a formare il capitale di una società a scala regionale, che possiamo denominare "Gestore Unico del SEIS" (GUS), alla quale sarebbe affidata, in condizioni di monopolio pubblico, l'implementazione delle infrastrutture del SEIS. I governi della coalizione SEIS fisserebbero i vincoli ai quali gli organi di governo del GUS dovrebbero obbedire (limiti e compiti del GUS).
3. Con l'avanzamento del dispiegamento del SEIS, l'importo delle obbligazioni verrebbe progressivamente rimborsato ai sottoscrittori. Al termine del dispiegamento del SEIS, il GUS gestirebbe una società in costante attivo, il cui compito sarebbe quello di garantire la continuità e il costante progresso tecnologico delle infrastrutture del SEIS, al minimo costo per le nazioni della regione SEIS.
4. L'attivo del GUS, destinato a crescere con i progressi delle tecnologie, manterrebbe una giustificazione sociale se venisse utilizzato per finanziare politiche di welfare e di protezione sociale.

### 13.3.3.5 Valenza "keynesiana" delle politiche di transizione

Negli ultimi decenni, la globalizzazione liberista ha accelerato estesi processi di delocalizzazione, che hanno avuto un duplice effetto:

1. la corsa ai margini di profitto assicurati dalla produzione con costi "cinesi" e dalla vendita con prezzi "occidentali" ha provocato, a livello globale, la moltiplicazione di immobilizzazioni che originano prodotti principalmente destinati ai mercati dei paesi di prima industrializzazione;
2. la concorrenza di prodotti a basso prezzo proveniente dalle aziende delocalizzate ha reso impossibile il realizzo di ingenti capitali immobilizzati nei paesi occidentali, con la conseguente distruzione di milioni di posti di lavoro con alti salari nei paesi di prima industrializzazione, a fronte della parallela creazione di milioni di posti di lavoro a bassi salari nelle industrie delocalizzate nei paesi di nuova industrializzazione.

Per effetto di questi processi, nei **paesi origine** delle delocalizzazioni (paesi ad alto reddito) la disoccupazione è destinata ad aumentare e, dunque, a deprimere i salari, mentre nei **paesi destinazione** delle delocalizzazione (paesi di nuova industrializzazione) i salari sono forzati a rimanere bassi per assicurare la continuità del processo.

L'enormità della popolazione che, nei paesi destinazione, potrebbe essere sradicata dalle economie agricole e immessa nell'industria e nel terziario fa prevedere che il processo di compressione dei salari non potrà che continuare a lungo, sia per dinamiche associate alle delocalizzazioni, sia per effetto delle ondate migratorie che alimentano lavoro nero e bassi salari.

In conclusione, i processi di delocalizzazione stanno provocando un gigantesco fenomeno di sovra-accumulazione e un parallelo, altrettanto gigantesco, fenomeno di erosione del monte salari globale. Entrambi i processi hanno come esito pressoché ineluttabile una lunga fase di depressione, il rimedio alla quale non potrà che essere una gigantesca operazione di distruzione di capitali.

Nessuna misura di sostegno ai "campioni nazionali" potrebbe impedire un esito del genere.

Un programma di lungo termine di immobilizzazioni in infrastrutture di utilità pubblica (che non si tradurrebbero, dunque, in un aumento dei prodotti destinati ad un mercato depresso), come quelle che il SEIS CH<sub>3</sub>OH richiederebbe:

1. creerebbe, all'interno della regione SEIS opportunità di lavoro per innumerevoli livelli di professionalità (opportunità che, pur tenendo conto delle potenzialità produttive dello specifico mix di FER accessibile in ciascuno specifico territorio, potrebbero essere colte quasi ovunque sulla superficie del pianeta);
2. devierebbe verso l'interno della regione SEIS gli ingenti flussi annuali di ricchezza (dell'ordine di almeno il 4% del PIL per i paesi privi di giacimenti CF) che, nello scenario CF, vanno all'estero per pagare le importazioni di CF;
3. offrirebbe al risparmio uno sbocco con rendimenti certi, in uno scenario generalizzato di crisi di fiducia nei meccanismi della finanza globale.

Il dispiegamento del SEIS CH<sub>3</sub>OH, pertanto, avrebbe un naturale effetto "anticiclico" (e dunque, in questo senso, "keynesiano"), sia per la liquidità che, nei paesi occidentali, è alla ricerca di impieghi remunerativi, sia per la massa dei salariati che, in quegli stessi paesi, si trova oggi costretta ad accettare impieghi precari e bassi salari.

### 13.3.4 Il vero ostacolo alla transizione

Quando il genere umano si trova di fronte all'opportunità di imbarcarsi in una grande impresa, ci sono sempre tre debolezze umane a ostacolare diabolicamente i nostri sforzi.

La prima è l'incapacità di definire i nostri obiettivi o di concordare su di essi.

La seconda è la carenza di fondi e finanziamenti.

La terza è il timore di un fallimento disastroso.

*Freeman Dyson (Fisico teorico)*

L'insieme di misure che abbiamo ipotizzato mostra che almeno **una** strategia di transizione è concepibile, che essa sarebbe tecnicamente praticabile, economicamente e finanziariamente sostenibile ed offrirebbe straordinari vantaggi di lungo termine sul piano economico e politico. Dunque il timore di un fallimento disastroso non dovrebbe essere un ostacolo insormontabile. Ben maggior timore dovrebbero incuterci, per la loro inefficacia, i programmi di accanimento terapeutico sul sistema CF.

D'altra parte, come abbiamo mostrato in questo ultimo capitolo, le immobilizzazioni richieste per lo sviluppo del SEIS potrebbero diluirsi su molti decenni, per cui, non soltanto sarebbero alla portata delle risorse finanziarie esistenti, ma potrebbero addirittura svolgere un ruolo terapeutico nell'attuale situazione di disordine economico e finanziario. Dunque la carenza di fondi e finanziamenti non sembra un vero ostacolo.

Il vero ostacolo alla transizione è, invece, la prima delle debolezze umane di cui parla Freeman Dyson: "l'incapacità di definire i nostri obiettivi o di concordare su di essi". Il vero ostacolo è l'incapacità delle moderne leadership politiche di elevarsi al livello che l'urgenza e l'importanza della transizione al SEIS esigerebbero. Il recente fallimento della conferenza di Copenhagen è solo l'atto finale di una serie estenuante di trattative senza risultati.

Quanti anni ancora si dovranno sprecare, inseguendo la chimera di un accordo globale? Come abbiamo visto nei precedenti paragrafi 13.3.1 e 13.3.2, sono possibili strategie per fronteggiare i due handicap del sistema CF anche in assenza di un accordo globale preventivo. Strategie a base continentale e perfino a base regionale (ad esempio a scala europea), hanno ottime probabilità di successo, perché indurrebbero una progressiva estensione delle coalizioni pro-transizione. Dunque, non possiamo sottrarci al dubbio che la pervicacia con la quale si inseguono improbabili accordi globali sia un ottimo pretesto, per le attuali leadership del pianeta, per mascherare la loro difficoltà ad assumere decisioni "inconsuete", per le quali non si possono invocare precedenti.

Le cause di questa ignavia hanno probabilmente a che fare con l'involuzione che, soprattutto nel mondo occidentale, ha subito l'orizzonte della cosiddetta "grande politica" negli ultimi decenni. A partire dagli anni '80 del secolo scorso, le leadership politiche occidentali sono state investite da una patologia che potremmo definire "rifiuto del progetto". La causa principale di questa patologia deve essere individuata in un insieme di ideologie, provenienti dalla destra politica, che vedono in qualunque progetto collettivo la sorgente di una ineluttabile deriva totalitaria destinata a sopprimere le libertà personali e, per conseguenza, identificano nell'organo collettivo per eccellenza, lo stato, il nemico principale delle libertà personali e nella sua "invadenza" nella sfera economica l'ostacolo principale alla prosperità generale che le cosiddette "libertà private" genererebbero per loro intrinseca capacità.

Su queste ideologie la destra politica ha basato una politica aggressiva, in atto ormai da quasi tre decenni, intesa a ridurre sistematicamente lo spazio dei poteri pubblici e ad allargare quello delle cosiddette "libertà private".

Al fondo delle ideologie che demonizzano lo stato vi è una ragione raramente confessata: l'ossessione che il rafforzamento dello stato, la tendenza dei moderni stati a costruire strutture di governo altamente centralizzate, metta a disposizione della sempre temuta rivolta sociale una struttura di comando che, una volta conquistata, con un voto democratico o con la forza, verrebbe ineluttabilmente utilizzata per ridurre o addirittura sopprimere le libertà individuali (e soprattutto la fondamentale libertà di circolazione di merci e capitali, così essenziale per gli "happy few" della finanza globale).

Così, piuttosto che sforzarsi di progettare strutture sociali eque, cioè di **rimuovere le cause** dei conflitti sociali, gli architetti della moderna globalizzazione liberista hanno preferito impegnarsi nel compito di **inibire gli effetti temuti** della iniqua distribuzione della ricchezza che la globalizzazione induce.

Poiché l'unico strumento di cui dispone la società civile per promuovere pacificamente un'equa distribuzione della ricchezza sono le leggi, e poiché la promulgazione delle leggi è una prerogativa delle autorità politiche dello stato, la strategia di svuotamento progressivo dei poteri dello stato e di confinamento delle politiche dei governi nazionali entro limiti angusti, dettati da organismi non democratici (FMI, Banca Mondiale, ecc.), è certamente efficace nel sottrarre alle comunità umane, nel loro complesso, gli strumenti democratici per riconfigurare gli assetti del potere.

Purtroppo questo ha uno sgradevole effetto collaterale: lo svuotamento dei poteri dello stato toglie ai governi i gradi di libertà necessari per progettare in grande, per dare soluzione a questioni di importanza vitale (come sono, per l'appunto, il problema del picco di produzione dei CF e quello del caos climatico indotto dalle emissioni di CO<sub>2</sub>). Così le leadership politiche, i cui meccanismi mentali sono rigidamente condizionati dalla ortodossia liberista, non dispongono della piena sovranità per delineare gli obiettivi di una transizione a scala globale, mentre il fantomatico "libero mercato globale" (che, come tutti i mercati, è solo lo strumento con il quale le comunità umane perseguono specifici obiettivi) non può far altro che persistere nel "business as usual".

Nell'ultimo ventennio l'ideologia del ridimensionamento delle prerogative dello stato è riuscita a contagiare quasi l'intero arco dello schieramento politico tradizionale.

E' stata una politica bipartisan (sponsorizzata dalle amministrazioni USA sia democratiche che repubblicane) che ha avviato le negoziazioni aggressive in ambito WTO che, dagli anni '90 in poi, hanno creato le condizioni per la globalizzazione liberista, cioè per la trasformazione progressiva dei governi nazionali in semplici esecutori di politiche stabilite da organi non democratici (smantellamento dei sistemi di welfare, precarizzazione del lavoro, impoverimento del lavoro salariato, accentuazione della forbice fra gli "happy few" e gli altri, ecc.).

E' stata una politica bipartisan che, nel 1999, ha eliminato, all'interno degli USA, i vincoli che, dopo la crisi del 1929, il Glass-Steagall Act aveva imposto alle attività bancarie, allo scopo di prevenire altre crisi finanziarie catastrofiche. Anche in questo caso la "ratio" sottostante è stata la convinzione che le regole imposte dallo stato a tutela degli interessi collettivi siano un ostacolo alla creazione della ricchezza nazionale.

Sono state politiche bipartisan che hanno progressivamente sottratto risorse ai sistemi pubblici di sicurezza sociale (previdenza, sanità, istruzione) per incanalarle verso sistemi privati, il cui destino ineluttabile è affondare al primo accenno di crisi finanziaria.

Purtroppo, a dispetto della fede dei fautori bipartisan della globalizzazione liberista, un mercato liberato da vincoli che tutelino gli interessi generali, è, per l'appunto, un mercato "fuorilegge" e, in quanto tale, non potrà che confliggere sistematicamente con gli interessi dell'umanità nel suo complesso.

In un quadro di mercato globale fuorilegge la cifra dominante non può che essere il caos. Nessuna grandezza economica risulta prevedibile, né tanto meno assicurabile: né il cambio fra le valute, né il valore dei titoli di credito, né la stabilità dei posti di lavoro, né il livello dei salari, né la sostenibilità dei sistemi di welfare.

Nessun bene pubblico può essere sottratto alle retroazioni distruttive del mercato globale fuorilegge: non le strutture della società civile, non la riproduzione della specie, non gli equilibri ambientali. Dai governi nazionali all'ultimo individuo, nessuno è in grado di impostare progetti di lungo termine, tutti sono forzati ad accorciare la visuale e le aspettative.

Se allarghiamo la visuale, il moderno "mercato fuorilegge" è soltanto la forma più recente in cui si presenta una costante ideologica della storia occidentale: il mito della "provvidenza".

Questo mito si è presentato in passato sotto due forme principali:

1. Il "provvidenzialismo religioso". Questo mito si è radicato nella cultura occidentale per azione delle religioni creazioniste. Alla sua base c'è la credenza antropocentrica che l'universo sia stato progettato espressamente allo scopo di ospitare l'umanità, per cui le dinamiche dell'ambiente fisico e biologico del pianeta sarebbero intrinsecamente in grado di assicurare condizioni favorevoli alla sopravvivenza dell'umanità. Esso ingenera la tendenza a considerare inutile e perfino dannosa qualunque strategia, sia essa di prevenzione o di correzione, che interferisca con le "naturali" dinamiche ambientali e sociali.
2. Il "provvidenzialismo scientifico". Questo mito si è consolidato negli ultimi due secoli. Esso si fonda su una fiducia quasi religiosa nel potere della scienza e della tecnica. Esso, infatti, attribuisce alla scienza ed alla tecnica una capacità illimitata di risolvere qualunque problema, inclusi gli squilibri che gli esseri umani possono provocare sull'ambiente nel quale vivono. Esso ingenera la tendenza a privilegiare strategie di intervento "ex post", correttive, piuttosto che strategie di prevenzione, basate sul principio di precauzione e sulla coscienza dei limiti e dei rischi dell'azione umana.

Soltanto negli ultimi 20-30 anni si è gradualmente imposto un esteso consenso attorno alla più recente forma del mito provvidenzialista: il "provvidenzialismo liberista". Questo mito origina da una lettura semplificata di Adam Smith. Esso sollecita una fiducia mistica nella "mano invisibile del mercato". Sciolto dai vituperati "lacci e laccioli", il libero mercato avrebbe il miracoloso potere di portare a soluzione, senza bisogno di alcun progetto razionale consapevole, problemi di straordinaria complessità: dagli effetti della scarsità delle risorse alla sovrappopolazione, dall'approvvigionamento energetico al caos climatico.

Questa moderna reincarnazione del mito provvidenzialista ingenera la tendenza a considerare qualsiasi progetto politico, qualsiasi strategia di prevenzione, una inaccettabile intromissione nei miracolosi meccanismi del libero mercato autoregolato.

Per i postulati su cui si fondano, i tre miti provvidenzialisti producono un identico effetto: benché in forme storicamente differenziate, tendono a relegare in un ruolo subordinato le leadership politiche, l'azione delle quali sarebbe vincolata da regole "esterne", indisponibili, la cui conoscenza sarebbe soggetta all'intermediazione esclusiva di una qualche casta di "interpreti autorizzati". Le leadership politiche sono sollecitate a non intromettersi nei "naturali" percorsi della "provvidenza". Così il progetto consapevole del futuro collettivo, che è la ragione fondante delle società umane, viene dipinto come il demone da esorcizzare.

Purtroppo per noi, i postulati su cui si fondano i tre miti provvidenzialisti sono tutti e tre pericolosamente "fragili".

Legioni di filosofi si sono tormentati, nei secoli, nel vano tentativo di far convivere l'asserto che sia all'opera una provvidenza divina filantropica con la evidente constatazione che la storia del pianeta è costellata di immani catastrofi (teodicea). Alla luce dell'esperienza si dovrebbe concludere, con Popper, che la falsificazione dell'asserto sia una prova inconfutabile della sua inconsistenza.

Quanto al provvidenzialismo scientifico, è ben noto che la scienza, lungi dall'essere onnipotente, si sviluppa all'interno di confini ben definiti. Nessuna tecnologia può violare il secondo principio della termodinamica. Nessuna tecnologia può rimuovere il vincolo della finitezza dello stock planetario.

Tenendo conto del tempo limitato a disposizione, puntare tutte le speranze su soluzioni teoricamente attraenti ma di incerta praticabilità (come il sequestro della CO<sub>2</sub> o la fusione nucleare controllata) può essere esiziale.

Le soluzioni tecnologiche perseguite potrebbero, per l'appunto, rivelarsi impraticabili, ma nel frattempo risorse e tempo, due beni limitati, sarebbero stati consumati a discapito di progetti più realistici.

Quanto al provvidenzialismo liberista, sono innumerevoli le crisi economiche che la "mano invisibile" del "libero mercato autoregolato" ha sperimentato. I cultori delle scienze economiche, che le hanno viste passare sotto i loro occhi, ogni volta hanno dovuto elaborare, a posteriori, gli strumenti di analisi che ne spiegassero l'origine e non sono mai stati in grado di prevedere né, tanto meno, di prevenire la successiva. E tuttavia, ogni volta, per risolvere la crisi hanno dovuto chiamare la politica a intromettersi nei "miracolosi" meccanismi del "libero mercato autoregolato" per introdurre nuove regole, che potessero scongiurare l'evoluzione, libera e spontanea, del "libero mercato autoregolato" verso nuove e più gravi crisi.

Pur essendo fragili e inconsistenti, i postulati dei tre miti provvidenzialisti hanno un fascino irresistibile, che ne favorisce la presa ideologica. Se il futuro dell'umanità è nelle mani di una qualche forma di benefica razionalità (metafisica o immanente), infatti, ciascun singolo essere umano è legittimato a sottrarsi al gravoso compito di assumersene la cura.

Per questa ragione, benché essi mistifichino i poteri taumaturgici delle diverse forme di provvidenza in cui confidano, i tre miti sono strumenti efficaci per placare l'angoscia che, nella mente dei singoli individui, suscitano i grandi problemi che il futuro ci fa intravedere. Proprio in virtù di questo effetto, i tre miti provvidenzialisti assicurano a tre potenti lobby fondamentaliste (il fondamentalismo religioso, quello scientifico e quello liberista) un consistente peso nella sfera politica.

E' assai facile che i leader politici, costantemente ansiosi di assicurarsi il consenso delle tre lobby fondamentaliste, cadano preda addirittura di tutti e tre i miti provvidenzialisti.

Purtroppo, in ragione dell'inconsistenza dei postulati che li fondano, questi miti alimentano nelle moderne leadership politiche la cultura della *υβρις* (*ubris*), la fiducia inconsulta, la cui inevitabile conseguenza è l'ignavia di fronte al rischio che il superamento dei limiti scateni una catastrofe.

Nella mitologia antica la catastrofe era l'effetto di un intervento divino, che aveva lo scopo di ripristinare il rispetto dei limiti posti dagli dei all'azione umana. Estratta dall'involucro della mitologia, la cultura dei limiti all'azione umana, del dovere di non mettere a repentaglio gli equilibri che assicurano la sopravvivenza e la prosperità della società e della specie umana, mantiene inalterato il suo inestimabile valore didascalico.

Per liberare le leadership politiche dalle "prigioni mentali" del provvidenzialismo è necessario che i tre fondamentalismi siano progressivamente messi ai margini della scienza, dell'economia e della politica, che si affermi il **diritto/dovere dell'umanità a farsi "provvidenza" di se stessa**, a costruire consapevolmente il proprio futuro, in conformità con i vincoli imposti non dagli dei, ma dalle risorse del pianeta e dalla necessità che la biosfera continui a prosperare sul lungo termine, e dunque il diritto/dovere dell'umanità a progettare consapevolmente, **ma nel rispetto dei limiti**, non solo ponti, strade e computer ma anche, e soprattutto, un sistema energetico sostenibile.

## 13.4 Conclusioni

Nella trattazione che abbiamo fin qui sviluppato abbiamo dimostrato (capitoli 7, 8, 9, 10, 11 e 12) che è tecnicamente possibile progettare almeno una variante di sistema energetico (che abbiamo denominato SEIS CH<sub>3</sub>OH) che soddisfi i requisiti enunciati al paragrafo 5.1, ovvero:

1. **integrato**, cioè in grado di soddisfare la domanda di energia (in tutte le sue forme), di una moderna società industriale;
2. **sostenibile**, cioè:
  - a. in grado di conservare la propria capacità di soddisfare la domanda energetica senza limiti temporali, alla scala della potenziale durata della vita della specie umana sul pianeta;
  - b. senza impatti destabilizzanti sulle condizioni che assicurano la sostenibilità della biosfera e quella delle moderne società organizzate;
3. **in grado di sostituire completamente il dominio CF** (e, se ritenuto opportuno, il dominio NU) dell'attuale sistema energetico.

I valori di efficienza energetica calcolati per le due catene del SEIS CH<sub>3</sub>OH sono valori ampiamente alla portata dei progressi tecnologici prevedibili nel medio termine. Questi valori potrebbero migliorare non poco, a fronte di miglioramenti di efficienza nei processi principali implicati nelle due catene CEE e CMV, cioè:

1. Elettrolisi dell'acqua;
2. Sintesi del metanolo da CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>;
3. Produzione di energia elettrica da metanolo con FC, a bordo di mezzi di trasporto;
4. Pompe di calore con sonda geotermica.

Partendo dall'architettura del SEIS CH<sub>3</sub>OH e dal prevedibile andamento degli approvvigionamenti di CF nei prossimi decenni, abbiamo mostrato (capitolo 13.1) che è possibile delineare una strategia di dismissione graduale del dominio CF dell'attuale sistema energetico, e di parallela implementazione del SEIS CH<sub>3</sub>OH, cioè una strategia di transizione che:

1. soddisfi il requisito di gradualità enunciato al punto 7 del paragrafo 5.1;
2. consenta il riutilizzo non soltanto di gran parte degli investimenti effettuati nel dominio CF, ma anche del capitale immateriale accumulato nel corso della storia nel dominio CF (punto 6 del paragrafo 5.1).

Infine, partendo dai vincoli dell'architettura del SEIS CH<sub>3</sub>OH e da quelli indotti dalla strategia di transizione, abbiamo mostrato che il progetto di un SEIS CH<sub>3</sub>OH è anche economicamente e finanziariamente sostenibile, entro margini piuttosto ampi, se una coalizione di nazioni che governi un territorio sufficientemente esteso e con continuità territoriale pone alla base della propria azione politica, nel territorio soggetto al proprio governo, i seguenti vincoli politici di carattere generale:

1. Controllo delle dinamiche demografiche e/o fissazione di limiti ai consumi energetici pro-capite;
2. Esercizio della piena sovranità sui flussi di merci, capitali e forza lavoro attraverso le frontiere esterne.

La prima condizione è permanente, cioè destinata a permanere per tutta la vita prevedibile del SEIS CH<sub>3</sub>OH, perché direttamente implicata dai limiti delle energie rinnovabili che il nuovo sistema energetico sfrutterebbe. La seconda condizione è da considerarsi transitoria, benché superabile soltanto a transizione completata. Le dinamiche che l'implementazione del SEIS CH<sub>3</sub>OH in una specifica regione del pianeta innescherebbero nelle altre regioni, infatti, inducono a sperare che, in virtù dei vantaggi che il SEIS CH<sub>3</sub>OH potrà assicurare nel lungo termine, la coalizione di nazioni che darà avvio alla transizione sia destinata ad estendersi progressivamente, fino a connettere in reti integrate tutti i territori di uno stesso continente.

La trattazione svolta permette di concludere che un nuovo sistema energetico integrato e sostenibile è tecnicamente, economicamente e politicamente realizzabile.

Alla luce di questa conclusione, è da rigettare come falsa, benché assai radicata, l'opinione che l'uso esclusivo di FER non permetterebbe di soddisfare la domanda energetica delle moderne società industriali e che, quindi, una impostazione del genere non possa essere una base realistica per dare soluzione alla crisi imminente del dominio dei CF.

La verità è che sull'uso esclusivo delle FER si possono fondare molteplici soluzioni (una delle quali, la soluzione SEIS CH<sub>3</sub>OH, è stata qui sviluppata), ampiamente in grado di soddisfare la domanda energetica delle moderne società industriali, purché siano rispettati i due vincoli politici sopra enunciati.

Peraltro, il rispetto dei due vincoli non ha affatto il carattere dell'utopia.

E' piuttosto la loro violazione che deve essere considerata un prodotto di speranze utopistiche, dal momento che essa è destinata a innescare crisi incontrollabili a carattere globale (demografiche, economiche, sociali, politiche), qualunque sia il modello di sistema energetico che si voglia adottare per il futuro.

# BIBLIOGRAFIA

[1]	ENEA, Rapporto Energia e Ambiente 2004 <sup>97</sup>
[2]	ENEA, Compendio del Rapporto Energia e Ambiente 2004 <sup>98</sup>
[3]	Nanotecnologie, pubblicazione della Commissione Europea (Direzione generale Ricerca, Direzione G — Tecnologie industriali, Unità G.4 — Nanoscienze e nanotecnologie) <sup>99</sup>
[4]	I. Pasquon, F. Pregaglia, Principi della chimica industriale, Città Studi Edizioni, 1998
[5]	Commissione Europea, World Energy, technology and climate policy outlook 2030, 2003 <sup>100</sup> .
[6]	William F. Ruddiman, Quando iniziamo ad alterare il clima, Le Scienze n. 441, maggio 2005, pagg. 46-53
[7]	James Hansen, Riscaldamento Globale: una bomba da disinnescare, Le Scienze n. 428, aprile 2004, pagg. 69-77
[8]	Richard B. Alley, I ghiacci, all'improvviso, Le Scienze n. 437, gennaio 2005, pagg. 77-83
[9]	Paul F. Hoffmann e Daniel P. Schrag, Una Terra a palla di neve, Le Scienze, n. 382, giugno 2000, pagg. 82-90
[10]	IPCC, Third Assessment Report – Climate Change 2001 <sup>101</sup>
[11]	Paul Roberts, Dopo il petrolio, Einaudi, 2004
[12]	ENEA. Energie rinnovabili <sup>102</sup>
[13]	Enciclopedia, UTET, 2003
[14]	Atlante eolico dell'Italia, CESI, novembre 2002 <sup>103</sup>
[15]	Daniel Dennet, L'idea pericolosa di Darwin, Bollati Boringhieri, 1995
[16]	Ugo Spezia, Energia: quale futuro?, Le Scienze n. 442, giugno 2005, pagg. 42-49
[17]	S. W. Popper, R. J. Lempert e S.C. Benkes, La forma del futuro, Le Scienze n. 442, giugno 2005, pagg. 50-56
[18]	A. Lorenzoni, L. Zingale (a cura di), Le fonti rinnovabili di energia, Franco Angeli, 2004
[19]	Legambiente, Rapporto sulle energie rinnovabili 2004, Carsa Edizioni, 2004
[20]	A. Sacco, Fondamenti di Chimica, CEA, 1996
[21]	K. Peter C. Vollhardt, Neil E. Schore, Chimica Organica, Zanichelli, 2004
[22]	Aldo Conti, Metano non biologico, Le Scienze, n. 438, febbraio 2005, pag. 35.
[23]	Ennio Macchi, Dall'economia del petrolio a quella dell'idrogeno, Milano 2003
[24]	Jared Diamond, Collasso, Einaudi, 2004
[25]	Matthew L. Wald, Economia all'Idrogeno, Le Scienze, n. 430, giugno 2004, pag. 58-65
[26]	Paolo Silvestroni, Fondamenti di Chimica, CEA-Zanichelli, 1996
[27]	Jeremy Rifkin, Economia all'idrogeno, Mondadori 2002
[28]	Peter Hoffmann, L'era dell'idrogeno, Franco Muzzio Editore, 2002
[29]	Fondazione Edison, Le grandi infrastrutture di rete, Il Mulino, 2004
[30]	Ulf Bossel, Baldur Eliasson, The future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak?, 15/4/2003 <sup>104</sup>
[31]	Enciclopedia "La Scienza", UTET, 2005
[32]	A. Girelli, L. Matteoli, F. Parisi, Trattato di chimica industriale e applicata, Zanichelli, 1983
[33]	Mark Lynas, Notizie da un pianeta rovente, Longanesi, Milano, 2005
[34]	Joseph Stiglitz, Il volto positivo della globalizzazione, Le Scienze, n. 447, nov. 2005, pag. 16-17
[35]	Leo E. Ricci, Tutta colpa dei gas idrati, Le Scienze, n. 447, nov. 2005, pag. 36-37
[36]	Gianni Silvestrini, Verso la fine del petrolio, Le Scienze, n. 447, nov. 2005, pag. 80-85
[37]	European Commission, Doing more with less (Green paper on energy efficiency), 2005
[38]	Sandro Pignatti, Bruno Trezza, Assalto al Pianeta, Bollati Boringhieri, 2000
[39]	Hermann Scheer, Il solare e l'economia globale, Edizioni Ambiente, 2004
[40]	AA. VV., Enciclopedia della Chimica, Garzanti, 2002
[41]	Yunus A. Çengel, Termodinamica e trasmissione del calore, McGraw-Hill, 2005
[42]	G. A. Olah, A. Goepfert, G.K. S. Prakash, Beyond Oil and Gas: the Methanol Economy, Wiley-VCH, 2006
[43]	AA.VV. Atlante Geografico De Agostini, 2004
[44]	Nicholas Georgescu-Rögen, Energia e miti economici, Bollati Boringhieri, 1998
[45]	IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, IPCC, 2005

<sup>97</sup> File "Analisi\_04.pdf"

<sup>98</sup> File "Compendio\_04 ENEA.pdf"

<sup>99</sup> File "Nanotecnologie cordis.pdf" (Unione Europea, 2004, ISBN 92-894-8888-3, 2004)

<sup>100</sup> File "weto\_final\_report.pdf"

<sup>101</sup> www.ipcc.ch

<sup>102</sup> File "ENEA. Energie rinnovabili.pdf"

<sup>103</sup> File "Atlanteeolico.pdf"

<sup>104</sup> File "E02 Hydrogen Economy Report.pdf"

# ACRONIMI

ACRONIMO	SIGNIFICATO
<b>AT</b>	Alta Temperatura (in alcuni contesti: "Alta Tensione")
<b>BAU</b>	Business as Usual
<b>BOS</b>	Balance Of System (Invertitore/trasformatore che permette di convertire la tensione continua prodotta da moduli FV in tensione alternata di opportuno valore)
<b>BP</b>	Bacino di Produzione
<b>BP-C</b>	Bacino di Produzione di Energia Chimica
<b>BP-E</b>	Bacino di Produzione di Energia Elettrica
<b>BT</b>	Bassa Temperatura
<b>BU</b>	Bacino di Utenza
<b>BU-C</b>	Bacino di Utenza di energia chimica
<b>BU-CG</b>	Bacino di Utenza di energia chimica allo stato gassoso
<b>BU-CL</b>	Bacino di Utenza di energia chimica allo stato liquido
<b>BU-E</b>	Bacino di Utenza di energia elettrica
<b>C</b>	Carbonio
<b>CA</b>	Carbone
<b>CBP-C</b>	Collezione dei BP-E che fanno parte di un SEIS-MB
<b>CBP-E</b>	Collezione dei BP-E che fa parte di un SEIS-MB
<b>CBU-CL</b>	Collezione dei BU-CL che fanno parte di un SEIS-MB
<b>CBU-E</b>	Collezione dei BU-E che fa parte di un SEIS-MB
<b>CCE</b>	Convertitore di Energia Chimica in Energia Elettrica
<b>CEC</b>	Convertitore di Energia Elettrica in Energia Chimica
<b>CEE</b>	Catena dell'Energia Elettrica
<b>CEE-C</b>	Segmento chimico della catena CEE
<b>CEE-CF</b>	Catena dell'Energia Elettrica del dominio CF
<b>CEE-CFS</b>	Catena dell'Energia Elettrica del SEIS "CF- sostitutiva", cioè che sostituisce completamente la catena CEE del dominio CF
<b>CEE-S</b>	Catena dell'Energia Elettrica del SEIS (viene troncato a CEE se il contesto non dà adito a dubbi sul fatto che si faccia riferimento alla catena CEE del SEIS)
<b>CET</b>	Catena dell'Energia Termica
<b>CET-CF</b>	Catena dell'Energia Termica del dominio CF
<b>CET-S</b>	Catena dell'Energia Termica del SEIS (viene troncato a CET se il contesto non dà adito a dubbi sul fatto che si faccia riferimento alla catena CET del SEIS)
<b>CF</b>	Combustibili Fossili
<b>CFS</b>	Sostitutivo del dominio CF
<b>CH<sub>3</sub>OH-ZE</b>	Metanolo Zero Emission (prodotto per sintesi da carbonio proveniente dalla biosfera)
<b>CMV</b>	Catena della Mobilità Veicolare
<b>CMV-C</b>	Segmento chimico della catena CMV
<b>CMV-CF</b>	Catena della Mobilità Veicolare del dominio CF
<b>CMV-DC</b>	Segmento chimico della catena CMV ospitato all'esterno dell'NC (dall'NC alla ruota)
<b>CMV-NC</b>	Segmento chimico della catena CMV ospitato nell'NC del NEI
<b>CMV-S</b>	Catena della Mobilità Veicolare del SEIS (viene troncato a CMV se il contesto non dà adito a dubbi sul fatto che si faccia riferimento alla catena CMV del SEIS)
<b>CNE</b>	Collezione dei nodi elettrici (NE) che fanno parte di un SEIS-MB
<b>CO<sub>2</sub>-ZE</b>	Biossido di Carbonio "Zero Emission" (prodotto con carbonio proveniente dalla biosfera)
<b>COP</b>	Coefficient of Performance
<b>CPA</b>	Combinatore di Potenza Accumulata (Funzione contenuta nel blocco CNE del SEIS-MB)

<b>ACRONIMO</b>	<b>SIGNIFICATO</b>
<b>MTEP</b>	Milioni di TEP
<b>MV</b>	Media Tensione
<b>NC</b>	Nucleo chimico (componente di un NEI)
<b>NE</b>	Nodo elettrico (Componente di un NEI)
<b>NE1</b>	Nodo energetico puramente elettrico
<b>NEI</b>	Nodo energetico Integrato
<b>NEI-CF</b>	Nodo Energetico Integrato ospitato nel sito di una centrale termoelettrica del dominio CF
<b>NEI-EC</b>	NEI che include sia un nodo elettrico (NE2) che il nodo chimico (NC)
<b>NU</b>	Nucleare da Uranio
<b>NUS</b>	Sostitutivo del dominio NU
<b>OC</b>	Olio Combustibile
<b>PIL</b>	Prodotto Interno Lordo
<b>RE</b>	Rinnovabili Ereditate
<b>RES</b>	Sostitutivo del dominio RE
<b>RUI</b>	Rifiuti Urbani Indifferenziati
<b>S<sub>AM</sub></b>	Sottosistema di accumulo di metanolo di sintesi
<b>SEIS</b>	Sistema Energetico Integrato e Sostenibile
<b>SEIS CH<sub>3</sub>OH</b>	SEIS a base metanolo
<b>SEIS-MB</b>	SEIS Modulo Base (dimensionato per soddisfare la domanda CEE e CMV di un massimo di 1 milione di abitanti)
<b>SEIS-N</b>	Dominio del SEIS che sostituisce, agli effetti della domanda di energia elettrica, il dominio N (nucleare da fissione) dell'attuale sistema energetico
<b>SEIS-RE</b>	Dominio delle Energie Rinnovabili che il SEIS eredita dai sistemi energetici preesistenti
<b>SFR</b>	Sistema Fotovoltaico Regionale
<b>SPE</b>	Scolmatore della Potenza elettrica in Esubero (Funzione contenuta nel blocco CNE del SEIS-MB)
<b>SRF</b>	Sottosistema di Recupero del Freddo
<b>STC</b>	Standard Test Conditions
<b>TEP</b>	Tonnellate equivalenti petrolio
<b>UE-15</b>	Unione Europea nella configurazione politica di 15 stati membri
<b>UT</b>	Unità Territoriale elementare del SEIS. Più UT costituiscono un cluster di UT
<b>UT-E</b>	Unità Territoriale del SEIS che include solo il segmento elettrico
<b>UT-EC</b>	Unità Territoriale del SEIS che include sia il segmento elettrico che il segmento chimico

# SOMMARIO PARTE II

<b>11</b>	<b>COORDINATE DIMENSIONALI DI UN SEIS-CH<sub>3</sub>OH “CF SOSTITUTIVO”</b>	<b>3</b>
11.1	FABBISOGNO DI ENERGIA PRIMARIA DI UN SEIS CH <sub>3</sub> OH “CF-SOSTITUTIVO”	3
11.1.1	<i>Efficienza delle catene energetiche nello scenario CF</i>	3
11.1.2	<i>Efficienza delle catene energetiche nello scenario SEIS CH<sub>3</sub>OH</i>	4
11.1.3	<i>Domanda di energia primaria “CF sostitutiva” (domanda EP-CFS)</i>	5
11.1.3.1	Vincoli demografici e massimo consumo energetico pro-capite	6
11.1.3.2	Criteri di analisi e calcolo della domanda $E_{P-CFS}$ nello scenario SEIS CH <sub>3</sub> OH	7
11.1.3.2.1	Passo I: Ripartizione della domanda di energia primaria del dominio CF	8
11.1.3.2.2	Passo II: Individuazione dei punti di sezionamento delle catene CF	9
11.1.3.2.3	Passo III: Stima della domanda $E_{N-CF}$ (domanda di energia netta nello scenario CF, nei punti di sezionamento)	9
11.1.3.2.4	Passo IV: Stima della domanda $E_{N-CFS}$	10
11.1.3.2.5	Passo V: Stima della domanda di energia elettrica primaria “CF sostitutiva” (domanda $E_{EP-CFS}$ ) nello scenario SEIS CH <sub>3</sub> OH	12
11.1.3.3	Copertura della domanda $E_{EP-CFS}$ di una nazione	18
11.1.3.3.1	L’ipotesi “tutto eolico”	18
11.1.3.3.2	L’ipotesi “tutto solare”	19
11.1.3.4	Copertura della domanda $E_{EP-CFS}$ su scala mondiale	20
11.2	COORDINATE DIMENSIONALI DELLA CATENA CMV DEL SEIS CH <sub>3</sub> OH	22
11.2.1	<i>Fabbisogno di CO<sub>2</sub>-ZE per la catena CMV</i>	22
11.2.1.1	Copertura del fabbisogno di CO <sub>2</sub> -ZE con scarti di biomasse	22
11.2.1.2	Copertura del fabbisogno di CO <sub>2</sub> -ZE con RUI e scarti di biomasse	23
11.2.1.3	Copertura del fabbisogno di CO <sub>2</sub> -ZE da processi industriali esterni al SEIS, RUI e scarti di biomasse	23
11.2.1.4	La catena CMV del SEIS CH <sub>3</sub> OH ed il fabbisogno di CO <sub>2</sub> -ZE: conclusioni	24
11.2.2	<i>Effetti collaterali della catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH: potenza elettrica da RUI e scarti di biomasse (per la catena CEE)</i>	25
11.2.2.1	Sezione CCE alimentata con RUI	25
11.2.2.2	Sezione CCE alimentata con scarti di biomasse	26
11.2.2.3	Potenza elettrica minima prodotta dalla sezione CCE (per conversione di RUI e scarti di biomasse)	28
11.2.3	<i>La catena CMV del SEIS CH<sub>3</sub>OH: interazioni con l’ambiente</i>	29
11.2.4	<i>L’esubero di O<sub>2</sub> nella catena CMV del SEIS</i>	30
11.3	PRIME CONCLUSIONI	31
<b>12</b>	<b>COORDINATE DIMENSIONALI E DINAMICA DEL SEIS CH<sub>3</sub>OH GLOBALE</b>	<b>33</b>
12.1	LA DOMANDA DI ENERGIA CHE IL SEIS CH <sub>3</sub> OH GLOBALE DEVE SODDISFARE	34
12.1.1	<i>La domanda <math>E_{EP-CFS}</math> del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale</i>	34
12.1.2	<i>La domanda <math>E_{EP-NUS}</math> del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale</i>	35
12.1.3	<i>La domanda <math>E_{EP-RE}</math> del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale</i>	35
12.1.4	<i>Domanda di energia primaria del SEIS CH<sub>3</sub>OH globale: riepilogo</i>	38
12.1.4.1	Valore medio della domanda di potenza elettrica della catena CEE	39
12.1.4.2	Valore medio della domanda di potenza elettrica della catena CMV	39
12.1.4.3	Valore medio della domanda totale di potenza elettrica del SEIS CH <sub>3</sub> OH globale	39
12.2	DINAMICA DEL SEIS CH <sub>3</sub> OH GLOBALE	40
12.2.1	<i>Architettura di riferimento di una porzione di SEIS CH<sub>3</sub>OH (SEIS-MB)</i>	41
12.2.1.1	Il segmento elettrico del SEIS-MB	42
12.2.1.2	Il segmento chimico del SEIS-MB	43
12.2.2	<i>I flussi di energia elettrica attestati al punto P<sub>1</sub> del SEIS-MB</i>	44
12.2.3	<i>Caratteristiche del fabbisogno energetico delle catene CEE e CMV del SEIS-MB</i>	45
12.2.3.1	Caratteristiche del fabbisogno di potenza elettrica della catena CEE (all’interfaccia P <sub>1</sub> )	46
12.2.3.2	Caratteristiche del fabbisogno di energia chimica della catena CMV (all’interfaccia P <sub>5</sub> )	48
12.2.3.2.1	SCENARIO OTTIMALE DI UN SEIS-MB	50
12.2.3.2.2	SCENARI NON OTTIMALI DI UN SEIS-MB	51

12.2.4	<i>Produzione di energia elettrica da FER in un SEIS-MB</i> .....	52
12.2.4.1	Caratteristiche delle potenze elettriche ricavabili da FER-A .....	52
12.2.4.2	Caratteristiche delle potenze elettriche ricavabili da FER-NA .....	55
12.2.4.2.1	Caratteristiche delle potenze elettriche ricavabili da FER-NAC .....	55
12.2.4.2.2	Caratteristiche delle potenze elettriche ricavabili da FER-NAV .....	56
12.2.5	<i>Dinamica produzione/fabbisogno di potenza elettrica in un SEIS-MB</i> .....	58
12.2.5.1	Variabilità della potenza elettrica ricavata da FER-NAC .....	59
12.2.5.2	Variabilità della potenza elettrica ricavata da FER-NAV eolica .....	59
12.2.5.3	Variabilità della potenza elettrica ricavata da FER-NAV solare .....	60
12.2.5.4	Variabilità della potenza elettrica ricavata da FER-A .....	61
12.2.5.5	Variabilità delle componenti della potenza in sviluppo: riepilogo .....	62
12.2.5.6	Criteri generali per il dimensionamento dei contributi delle diverse tipologie di FER .....	62
12.2.6	<i>Dimensionamento delle frazioni di energia elettrica primaria in un SEIS di grande estensione</i> .....	63
12.2.6.1	Caso 1. Elevato potenziale della frazione $\overline{P}_{BPE,P_1}^{NAC}$ .....	64
12.2.6.2	Caso 2. Elevato potenziale della frazione eolica, $\overline{P}_{BPE,P_1}^{NAV-E}$ .....	64
12.2.6.3	Soluzioni miste (eolico+solare) .....	66
12.2.6.4	Caso 3. Soluzione mista ottimale .....	67
12.2.6.5	Soluzioni miste “non ottimali” .....	69
12.2.6.6	Probabilità di deficit D1 in un SEIS .....	69
12.2.6.7	Strategie di copertura di stati di deficit D1 .....	70
12.2.6.7.1	Stato E del SEIS .....	72
12.2.6.7.2	Stato D2 del SEIS .....	75
12.2.6.7.3	Stato D1 del SEIS .....	78
12.2.6.8	Reintegro dell'energia chimica (CH <sub>3</sub> OH) prelevata dal sottosistema $S_{AM}$ nelle finestre di deficit D1 .....	80
12.2.6.9	Stima della capacità di accumulo richiesta al sottosistema $S_{AM}$ .....	82
12.2.6.9.1	Requisiti di resilienza del SEIS a fronte di deficit elettrici D2 .....	82
12.2.6.9.2	Requisiti di resilienza del SEIS a fronte di deficit elettrici D1 .....	82
12.2.6.10	Entità delle immobilizzazioni pro-capite in una soluzione ottimale mista del SEIS .....	84
12.2.6.11	Densità delle infrastrutture di captazione delle frazioni solare ed eolica .....	85
12.2.6.12	Entità delle immobilizzazioni pro-capite nell'area dell'utenza .....	87
12.3	<b>SOSTENIBILITÀ DEL SEIS</b> .....	89
12.3.1	<i>Componente ECN</i> .....	89
12.3.2	<i>Componente EEN</i> .....	90
12.3.2.1	Impatto della frazione eolica sul territorio .....	90
12.3.2.2	Impatto della frazione solare sul territorio .....	92
12.3.3	<i>Condizioni di sostenibilità del SEIS</i> .....	93
12.3.4	<i>Riciclo dei materiali richiesti per la sostenibilità di lungo termine del SEIS</i> .....	94
12.3.5	<i>Scarsità o abbondanza? Stazionarietà o crescita?</i> .....	94
12.4	<b>CONCLUSIONI</b> .....	94

## 13 LA TRANSIZIONE AL SEIS .....

13.1	UNA STRATEGIA DI TRANSIZIONE IN DUE FASI .....	98
13.1.1	<i>Fase I: sostituzione della catena CMV-CF (petrolio)</i> .....	100
13.1.2	<i>Fase II: sostituzione delle catene CEE-CF e CET-CF</i> .....	104
13.1.2.1	Fase IIa: sostituzione della catena CEE-CF .....	104
13.1.2.2	Fase IIb: sostituzione della catena CET-CF .....	105
13.1.3	<i>Fase II: dismissione del dominio “nucleare da fissione”</i> .....	107
13.2	STRATEGIA DI TRANSIZIONE AL SEIS: GLI ASPETTI ECONOMICI .....	108
13.2.1	<i>Grandezze economiche di una catena energetica</i> .....	108
13.2.2	<i>Modellizzazione dei vincoli fisici ed economici di una catena energetica</i> .....	109
13.2.3	<i>Caratteri e tendenze delle catene energetiche CF e NU</i> .....	112
13.2.4	<i>Caratteri e tendenze delle catene energetiche del SEIS</i> .....	112
13.2.4.1	Produttività energetica del capitale nel SEIS .....	113
13.2.4.1.1	Produttività energetica del capitale nel caso dell'eolico .....	113
13.2.4.1.2	Produttività energetica del capitale nel caso del solare .....	114
13.2.4.2	Vincoli di produttività energetica del capitale investito in eolico e solare .....	115
13.2.5	<i>Praticabilità economica della transizione al SEIS</i> .....	116
13.2.5.1	Praticabilità economica della Fase I .....	116

13.2.5.2	Praticabilità economica della Fase IIa .....	119
13.2.5.2.1	I segmenti della catena CEE-CF e CEE-NU .....	119
13.2.5.2.2	Il segmento della catena CEE-CF alimentato con carbone .....	121
13.2.5.2.3	Il segmento della catena CEE-CF alimentato con olio combustibile .....	124
13.2.5.2.3.1	Costi di acquisizione del combustibile all'ingresso della centrale .....	124
13.2.5.2.3.2	Ammortamenti associati alle immobilizzazioni nella centrale .....	125
13.2.5.2.3.3	Costi di gestione della centrale .....	125
13.2.5.2.3.4	Costi per la cattura e sequestro della CO <sub>2</sub> .....	125
13.2.5.2.3.5	Riepilogo .....	126
13.2.5.2.4	Il segmento della catena CEE-CF alimentato con gas naturale (GN) .....	127
13.2.5.2.4.1	Costi di acquisizione del combustibile all'ingresso della centrale .....	127
13.2.5.2.4.2	Ammortamenti associati alle immobilizzazioni nella centrale .....	128
13.2.5.2.4.3	Costi di gestione della centrale .....	129
13.2.5.2.4.4	Costi per la cattura e sequestro della CO <sub>2</sub> .....	129
13.2.5.2.4.5	Riepilogo .....	129
13.2.5.2.5	Il segmento CEE-NU (nucleare da fissione) dell'attuale sistema energetico .....	130
13.2.5.2.6	Tendenze dei costi di produzione dell'energia elettrica da CF e da nucleare. Quadro riepilogativo .....	132
13.2.5.2.7	Catena CEE del SEIS .....	134
13.2.5.2.7.1	Grandezze economiche associate alla frazione solare .....	134
13.2.5.2.7.2	Grandezze economiche associate alla frazione eolica .....	135
13.2.5.2.7.3	Costi di produzione della catena CEE del SEIS (in configurazione "ottima") .....	136
13.2.5.2.7.4	Comparazione dei costi del kWh <sub>E</sub> nel medio periodo .....	137
13.2.5.3	Praticabilità economica della Fase IIb .....	140
13.2.5.3.1	I segmenti della catena CET-CF .....	140
13.2.5.3.2	La catena CEE del SEIS sostituisce la catena CET-CF .....	141
13.2.5.3.3	Il segmento della catena CEE che soddisfa la domanda di energia termica a bassa temperatura (BT) .....	142
13.2.5.3.4	Il segmento della catena CEE che deve soddisfare la domanda di energia termica a media-alta temperatura (AT) .....	143
13.2.5.3.5	Conclusioni .....	144
13.2.5.4	Apertura del SEIS .....	145
13.3	STRATEGIA DI TRANSIZIONE AL SEIS: GLI ASPETTI POLITICI .....	146
13.3.1	<i>Vincoli generali del SEIS. Implicazioni.</i> .....	146
13.3.2	<i>Politiche per l'estensione territoriale del SEIS</i> .....	147
13.3.2.1	Transizione regionale. Piattaforma politico-ideale .....	150
13.3.2.1.1	Sovraordinamento degli imperativi di protezione dell'ambiente .....	150
13.3.2.1.2	Prevenzione delle crisi politiche indotte dal picco di produzione CF .....	151
13.3.2.1.3	Irrazionalità delle alternative .....	151
13.3.3	<i>Politiche per il coordinamento delle tecnologie e la sostenibilità economica del SEIS</i> .....	153
13.3.3.1	Gestione politica della Fase I nel territorio della coalizione SEIS .....	153
13.3.3.2	Gestione politica della Fase IIa nel territorio della coalizione SEIS .....	157
13.3.3.3	Gestione politica della Fase IIb nel territorio della coalizione SEIS .....	161
13.3.3.4	Effetti delle politiche di transizione all'interno del territorio della coalizione SEIS .....	165
13.3.3.5	Valenza "keynesiana" delle politiche di transizione .....	166
13.3.4	<i>Il vero ostacolo alla transizione</i> .....	168
13.4	CONCLUSIONI .....	172
	<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>173</b>
	<b>ACRONIMI</b> .....	<b>175</b>